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

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Москва – 2026

Работа выполнена в Федеральном Государственном Бюджетном Учреждении «Всероссийский научно-исследовательский нефтяной геологический институт» (ФГБУ ВНИГНИ)

Официальные оппоненты:

Буслов Михаил Михайлович
Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Заведующий лабораторией геодинамики и магматизма ФГБУН Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева Сибирского отделения Российской академии наук

Прищепа Олег Михайлович
Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Заведующий кафедрой геологии нефти и газа ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет».

Смирнов Олег Аркадьевич
Доктор геолого-минералогических наук, профессор
главный геолог ООО «Ингеосервис»,

Ведущая организация: ФГБУ высшего образования «Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова»

Защита диссертации состоится 27 января 2027 г. в 10-00 часов на заседании диссертационного совета 24.1.100.01 при Федеральном государственном бюджетном учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) по адресу: 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3, аудитория 703.

С диссертацией можно ознакомиться у ученого секретаря диссертационного совета 24.1.100.01 при ИПНГ РАН и на сайте: https://www.ipng.ru/about/dissertation-council/Materialy-dissertacij/860/.

Автореферат разослан: _____ 2026 г.

Ученый секретарь диссертационного совета, кандидат геолого-минералогических наук — Кишанков А. В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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. Часто наблюдается 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 на решении их с помощью геодинамического и нефтегазового системного анализа, тесно взаимоувязанного для цельной структуры, каковой является Сибирская платформа.

Цель представленной работы – 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 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 нефтегазогеологического изучения Сибирской платформы. Выполнить 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 или выбрать из имеющихся 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 события 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 четырнадцати 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 разных 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 использованы геофизические материалы ОАО «Енисейгеофизика», АО «Росгеология», ООО «Северо-Запад», АО «Якутскгеофизика» и др. и 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 (Башарин и др., 1996). 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 (Макарова, Баженова, 1981), 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 с учетом данных (Кутейникова и др., 1984; ООО «Северо-Запад», 2018; АО «Росгеология», 2019, геологических карт разных масштабов и поколений) и авторская схема Приенисейской герцинской транспрессионной с учетом данных (ОАО «Енисейгеофизика» 2008, 2009; Верниковского и др., 2008, 2016; геологических карт разных масштабов и поколений) 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 (Мигурский Ф., 2021).

3. Воссоздание геодинамической истории, реконструкция процессов седиментогенеза и использование результатов бассейнового моделирования (Мигурский Ф., Смирнов, Жидовинов, 2010) позволили выделить новые и уточнить структуру известных (Ulmishek, 2001, 2002; Frolov et al, 2014) 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 (Юрубчено-Тохомскую по А.Э. Контровичу, Н.В. Мельникову) 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.

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 (Баженова и др., 2014). 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.

Методология и методы исследования

Методология диссертационной работы построена на основе принципов, изложенных А.М. и Д.А. Новиковыми (2007), в том числе в работе

посвященной докторской диссертации (Новиков А., 2003). 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 (2004), 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.

Степень достоверности и апробация результатов.

Основные положения работы докладывались на Всероссийских конференциях «Геологоразведка-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, 2025), Байкал-Гео (2022).

По теме диссертации опубликовано 24 работы, 13 из которых в соавторстве. В том числе, в научных изданиях, рекомендованных ВАК, - 15 научных работ.

Положения, выносимые на защиту.

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.

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, В.И. Пороскуном, К.О. Соборновым, Н.К. Фортунатовой, А.Н. Обуховым, Г.Н. Гогоненковым, И.В.Долматовой.

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

В процессе выполнения работы автор пользовался консультациями и обсуждал аспекты исследуемых 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, 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Введение содержит сведения об объекте исследования, обосновывается актуальность проделанной работы, указываются основные цели и задачи исследования. Даются сведения о фактическом материале, методах исследования, личном вкладе автора, апробации и практической реализации работы. Указывается научная новизна и защищаемые положения.

В **первой главе** показана история геологического изучения территории Восточной Сибири и Сибирской платформы. В отличие от В.А. Обручева, выделившего в 1937 году пять периодов геологического исследования Сибири, в работе предлагается разделить этот процесс на 4 этапа в соответствии с принципами организации и характером исследований. В рамках каждого этапа можно установить отдельные стадии и направления. В работе рассмотрены пять стадий нефтегазогеологического геолого-разведочного процесса четвертого этапа системных научных геологических исследований, последняя из которых продолжается и в наши дни.

Двумя работами, Эдуарда Зюсса и Луи де Лонэ, на долгие десятилетия были заложены основы разногласий в воззрениях на геологическую

структуру Восточно-Сибирского региона, сформировавших 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 периферии, как предполагалось, выходят древние кристаллические толщи не опустившегося фундамента. Ревизия взглядов со времен 19 века в первую очередь коснулась возраста этого фундамента. Если основатели школы Зюсса-Обручева первоначально считали породы горного обрамления весьма древними, докембрийскими, то, вероятно, один из последних приверженцев классического толкования этой гипотезы А.А. Предтеченский (1960*)*, пытаясь осмыслить появлявшиеся факты, пришел к выводу о более молодом кембрийском возрасте основания платформы.

Представители другой 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. Именно А.А. Борисяк в 1923 году в своей научной работе *«Геологический очерк Сибири»*, обобщившей разрозненные до того момента сведения по стратиграфии Сибири, вероятно, впервые использовал термин «***сибирская платформа»*** (сначала с маленькой буквы). Вокруг Сибирской платформы, по мнению представителей этой школы, с той или иной степенью последовательности «прирастали» более молодые складчатые пояса. Механизм этого прирастания представлялся преимущественно с вертикалистских геосинклинальных позиций. Отдельно в этой связи стоят взгляды М.М. Тетяева, который уделял большое внимание горизонтальным надвиговым дислокациям (1916, 1938). В свою очередь, Н.С.Шатский, на основе установления геологической позиции предгорной молассы (ушаковская свита) выдвинул предположение (1932) о наличии особой байкальской складчатости, по его мнению, завершившейся в конце раннего кембрия. Что особенно важно, им сформулирован на самом деле **принципиальный** тезис о решающем значении вопроса возраста складчатости Байкальского региона для понимания тектоники Сибирской платформы.

Во **второй главе** методологически рассмотрены основные принципы, объекты и результаты исследований отдельных стадий нефтегазовых геолого-разведочных работ (ГРР) в РФ, которые были сформулированы в советское время и с тех пор не претерпели существенных изменений. ***Методология - отдельная наука, система принципов и способов организации и построения любой теоретической и практической деятельности, а также учение об этой системе*** (Ильичев, 1983).

Слабым местом отечественных ГРР является отсутствие объекта и результата исследований переходного от осадочного бассейна к зоне нефтегазонакопления. Показано, что для этих целей следует использовать понятие «нефтегазовая система» близкое по функционалу к связке ***седиментационный прогиб-зона нефтегазонакопления*** предлагавшейся И.О. Бродом для исследований при организации ГРР на УВ (1953, 1963).

Первоначально американским геологом-нефтяником Уоллесом Г. Доу в 1972 году для иллюстрации связей нефть-нефть и нефть-материнская порода был предложен термин *oil system: «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»*.

Н.В. Лопатиным в 2006 году для обоснования направлений поисково-оценочных работ в РФ было предложено использовать понятие *углеводородной генерационно-аккумуляционной системы* (УГАС или ГАУС). Данное им определение, вероятно, принципиально мало отличается от дефиниции нефтяной системы Доу.

Практика применения за рубежом выявила несоответствие возможностей использования НС целям и задачам регионального прогноза на этапе, когда недостаточно сведений, в первую очередь, о нефтегазоматеринских толщах. Вероятно, именно это привело к тому, что НС (oil system) эволюционировал в понятие *total petroleum system - обобщенная нефтегазовая система: «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…»*.

В 1980 году А. Перродон предлагал термин *petroleum system*, имеющий аналогичный функционал, так же отвечающий задачам регионального этапа. Petroleum systems — это «*геологические критерии, определяющие распределение залежей и, в частности, совокупное присутствие материнских пород, резервуаров и экранов», и далее: «конечный результат организованной последовательности геологических событий (в пространстве и в времени)»*. Хотя слабым местом новых определений продолжала оставаться привязка к нефтегазоматеринской свите, в основу термина *petroleum system*, который соискателем предлагается переводить как нефтегазовая система (НГС) (в том числе с целью принципиального отделения от oil system), были заложены уже геологические процессы. Именно геологические процессы определяют историко-генетическую сущность НГС. Их, в отличие от нефтегазоматеринской толщи, определяющей наличие НС, всегда можно начинать исследовать на

достаточно низкой степени изученности осадочного бассейна. Следует обратить внимание, что за рубежом длительная разработка формулировки объекта, удовлетворяющего задачам и целям регионального прогноза, привела к результатам весьма близким тем, к которым пришел И.О. Брод в середине прошлого столетия (1953, 1963). Соответственно, при выборе из двух подходов к нефтегазогеологическому районированию (условно: «бассейновый» и «провинциальный»), с точки зрения планирования ГРР следует использовать первый. На разный эффект от подходов к районированию указывал В.Д. Наливкин (1976), показавший, что в большинстве вариантов нефтегазогеологического районирования, созданных в целях планирования отечественных поисково-разведочных исследований, по факту используется группирование уже открытых залежей в месторождения, месторождений в нефтегазоносные районы и т.д. Им справедливо было отмечено, что для организации геолого-разведочного процесса необходимо районирование по мере детализации, от общего к частному, а не наоборот.

Выполняемые ГРР позволяют на начальной стадии регионального этапа получать сведения о структурных планах, коллекторских и экранирующих свойствах, точечно - о генерационном потенциале отдельных толщ чехла, исследовать 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 без открытых залежей) элементом такой системы могут являться флюидодинамически закономерно расположенные в НГС залежи нефти и газа. В этом случае важнейшим критерием становится характер распределения залежей, 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 НГС: области аккумуляции, путях миграции, очаге генерации. Именно особенности количественных пространственных соотношений нефть-газ относительно уверенно устанавливаемые уже на начальных стадиях ГРР, а не детальные химические связи нефти и керогена, как в случае нефтяной системы Доу, делают НГС применимым для исследований на второй стадии регионального этапа.

Другим важным фактором является универсальность осадочно-миграционных процессов нефтегазообразования, позволяющая выполнять

классификации НГС, выделять главные критерии перспектив отдельных НГС, такие, например, как богатство и реализованность потенциала материнских толщ, характер миграции, степень изолированности резервуаров (Demaison, Huizinga, 1994). Эти критерии и выполненные на их основе классификации помогают давать оценки и прогнозы перспектив нефтегазоносности значительных территорий, преимущественно качественного характера, которые на региональном этапе изученности, как показано теми же авторами, являются не менее актуальными, нежели количественные программные математические вычисления, известные как *бассейновое моделирование* (там же).

Историко-генетический подход, с одной стороны, определяет базовый набор материалов иллюстрирующих особенности отдельных НГС. С другой стороны, такой подход позволяет упорядочить и критически рассмотреть представления геологов-нефтяников об исследуемых районах на основе аналогий с известными и изученными НГС, с привлечением современных представлений об эволюции земной коры.

В **третьей главе** рассмотрены геодинамические модели и история развития отдельных районов Сибирской платформы, её обрамления, всего региона в целом. Необходимо отметить, что представления о природе и тектоническом строении рассматриваемой территории имеют длительную предысторию. Существенное место в ней занимают исследования А.Л. Чекановского, А.П.Кропоткина, И.Д.Черского, В.А.Обручева, М.М.Тетяева, А.Д.Архангельского, Н.С.Шатского, С.В.Обручева, Ф.Г.Гурари, Е.В.Павловского, П.Е.Оффмана, Т.Н.Спижарского, Ю.А.Косыгина, М.А.Жаркова, Л.П.Зоненшайна, М.М. Мандельбаума, В.Л. Масайтиса, Д.И. Мусатова, Г.С. Фрадкина, А.Н. Золотова, 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, В.Е.Бакина, Н.Н. Дашкевича, Б.Л. Рыбьякова, В.С. Ситникова, Г.Г. Шемина, Л.М. Парфенова, А.В. Прокопьева, В.В. Гайдука, В.К. Александрова, М.М. Буслова и других исследователей.

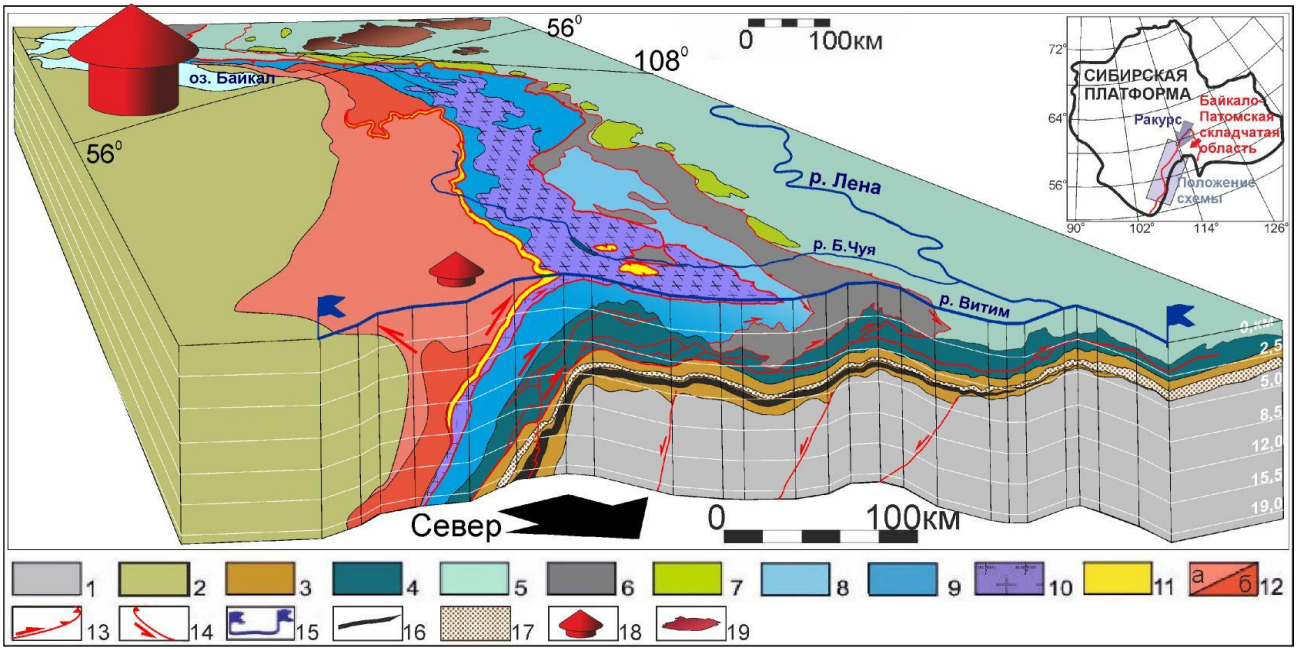


Рисунок 1 - Трехмерная геодинамическая модель каледонской Байкало-Патомской складчатой области с учетом (Кутейников и др., 1984; ООО «Северо-Запад», 2018; АО «Росгеология», 2019)

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.

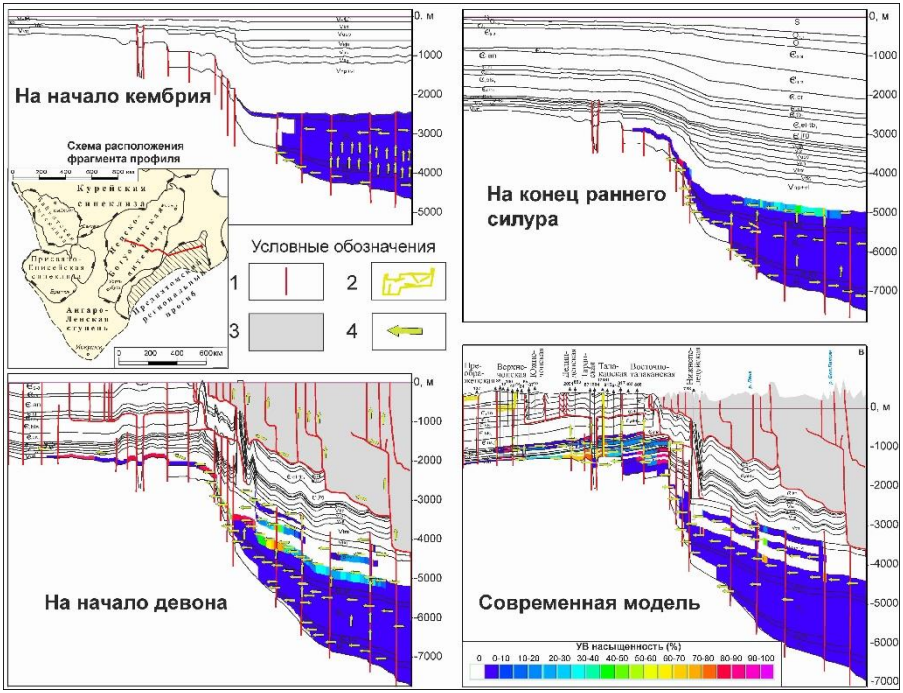


Рисунок 2 - Модель генерации, миграции и аккумуляции УВ Предпатомской НГС (Мигурский Ф., Жидовинов, Смирнов, 2010)

1- рарывные нарушения; 2-трапповые интрузии; 3-зона надвигов и шарьяжных перекрытий; 4-направления миграции УВ

В главе показаны частные проблемы, не позволяющие сформировать стройную геодинамическую модель и реконструировать события геологической истории. Принятые с учетом установленных закономерностей поправки определений абсолютного возраста (Oliver et al., 1999) позволяют вслед за Л. Де Лоне (1912) и В.С. Федоровским (2010) определить каледонское время формирования Байкало-Патомской складчатой области, тем самым приведя в соответствие известный и хорошо обоснованный возраст дислокаций венд-нижнекембрийских перспективных на нефть и газ осадочных толщ юго-восточной периферии Сибирской платформы с возрастом её складчатого обрамления, по факту, структурно увязать *форлэнд* орогена с *хинтерлэндом*.

Установление этих закономерностей с учетом новых данных о процессах метагенеза, а также использование новейших геолого-геофизических

материалов (сейсморазведочных, магнитотеллурического зондирования) позволило с новой степенью детальности построить трехмерную складчато-надвиговую модель Байкало-Патомской области (Рисунок 1).

Генерация углеводородов, если исходить из результатов моделирований нефтегазогенерационных процессов, выполненных в 2010 и 2014 годах в СНИИГГиМС и НВНИИГГ, началась в начале палеозоя со времени накопления мощных кембрийских соленосно-карбонатных толщ. Критического максимума эти процессы достигли к концу силура. В девоне-карбоне замедлившаяся генерация сменилась активным разрушением залежей УВ в прискладчатых районах, сопровождающихся вертикальной миграцией нефти и газа (Рисунок 2). Из рисунка 2 видно, что несмотря на достаточно корректно проведённые исследования, бассейновое моделирование процессов генерации-аккумуляции УВ в прискладчатых генерационных очагах является трудно решаемой проблемой из-за необходимости учитывать многочисленные пакетирования-сгруживания одновозрастных осадочных толщ. Этот аспект также в значительной мере снижает возможности бассейнового моделирования и в других латеральных нефтегазовых системах.

В работе впервые показано, что интенсивно дислоцированные верхние метаморфизованные надвиговые пластины оказались уничтожены кайнозойским рифтогенным воздыманием в Байкало-Патомской складчатой области, в её южной Прибайкальской части (Мигурский Ф., 2022). Весьма вероятно, что перспективные на нефть и газ глубинные зоны, подобные резервуарам Ковыктинского месторождения, в северной, более широкой части, в настоящее время находятся в поднадвиговом, автохтонном положении.

Предложено объяснение причин прекращения прослеживания каледонид Байкало-Патомской складчатой области у южной оконечности озера Байкал (падь Култук), обусловленного их резкой нарушенностью бластомилонитовой правосдвиговой (Кадильников и др., 2017) Приенисейской региональной разломной зоной. Особенности строения этой разломной зоны указывают на герцинское время пермо-триасового транспрессионного формирования разноранговых дуплексных структур сгруживания запада Сибирской платформы, в том числе региональной структуры Енисейского кряжа (Рисунок 3). Таким образом, герцинский тектогенез имел преимущественно сдвиговый вращательно-поступательный, региональный характер (Мигурский Ф., 2022, 2023). В результате сформировались упомянутые выше дуплексные структуры обрамления платформы, погребенные складчатые структуры доюрского основания Западно-Сибирской плиты, частично продолжающиеся в Алтае-Саянской складчатой области. Кроме того, активные движения по Приенисейской разломной зоне сформировали связанную с ней сеть проникающих в тело платформы существенно сдвиговых структур, таких как

Суринг даконский и Ангаро-Алымджинский разломы, Кулино-Бахтинская разломная зона и некоторые другие (Мигурский Ф., 2023).

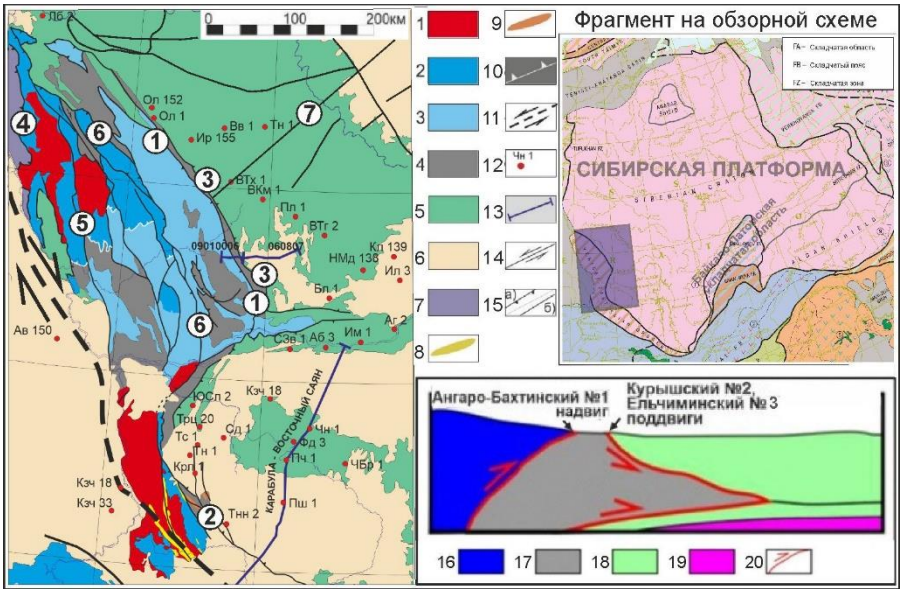


Рисунок 3 - Фрагмент геодинамической схемы Приенисейской периферии Сибирской платформы с учетом данных (ОАО «Енисейгеофизика» 2008, 2009; Верниковский и др., 2008, 2016; геологические карты разных масштабов и поколений)

1-осевой высоко преобразованный интрузивно-метаморфический комплекс; 2-синколлизионные, транспрессионные, тектонокластические метаморфиты, анатектические эффузивы и интрузии; 3-метаморфизованные толщи рифея-нижнего палеозоя (зеленосланцевая фация); 4-антиформы преднадвигового сгруживания, существенно дислоцированные и разрушенные, слабометаморфизованные осадочные толщи; 5-слабо дислоцированные образования нижнего структурного яруса чехла платформы, сформированные до девона (?); 6-верхний структурный ярус, возраст девон (?) и моложе; 7-существенно офиолитовые образования Исаковского террейна; 8-бластомилонитовые зоны; 9-катаклазитовые зоны; 10-возможный надвиговый фронт позднерифейского орогена, около 850 млн.л.; 11-осевая часть Приенисейской сдвиговой зоны (герциниды); 12-глубокие скважины; 13-сейсмические профили; 14-разломы, преимущественно сдвиги; 15- а) надвиги и поддвиги, б) разломы неустановленной природы. **На врезке** Принципиальный схематический разрез глубинного строения западной периферии Сибирской платформы: 16- в различной степени метаморфизованные и интрузивные образования; 17-слабометаморфизованные дислоцированный чехол, перикратонный дуплекс; 18-осадочный чехол; 19-фундамент; 20-разломы с направлением смещений **Главные разломы (цифры в кружках):** 1-Ангаро-Бахтинский надвиг; 2- Курышский поддвиг; 3- Ельчиминский поддвиг; 4-Исаковский; 5-Усть-Ангарский; 6-Ишимбинский; 7-Большепитско-Кислоканская разломная зона

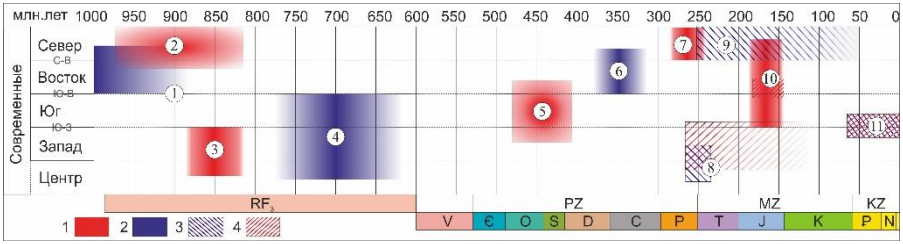


Рисунок 4 - Шкала основных тектонических событий геологической истории Сибирской платформы с начала позднего рифея с учетом данных (Верниковский и др., 2008, 2016; Беляев и др., 1996, 2001; Гайдук, 1988; Худолей, 2003; Allen et al., 2006; Sobornov et al., 2015; Парфёнов, Кузьмин, 2001; Буслов, 2011, 2012)

1-коллизии; 2-рифтогенезы; 3-4-**внутриплитные процессы**: 3-транстенсионные, 4-транспрессионные.

Тектонические события (цифры в кружках): 1-ранне-позднерифейский рифтогенез (-?); 2-средне-позднерифейский 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- мезозойские Верхоянская, Становая коллизии и Сетте-Дабанская транспрессия; 11-Байкальские кайнозойский транстенсионный рифтогенез и сдвиго-сжатия.

С этой системой разломов связаны как внутриплатформенные внедрения и излияния базитовых интрузий и покровов, так и многочисленные структурные ловушки в подсолевых и межсолевых горизонтах чехла. Все это самым непосредственным образом отразилось на различных аспектах перспектив нефтегазоносности запада Сибирской платформы. Данные интерпретации сейсмических профилей и геологического картирования показывают, что вдоль платформенного блока Приенисейской правосдвиговой транспрессионной зоны сформировались положительные структуры типа сгруживаний (дуплексов), сложенные интенсивно рассланцованными толщами и ограниченные в прискладчатой части Ангарским надвигом и с платформенной стороны - Присаянским поддвигом (и их продолжениями, аналогами) (см. Рисунок 3). В то же самое время, разобщенным оказался не только, вероятно, до этого единый Саяно-Патомский каледонский пояс складчатости, но и погребенные коллизионные и рифтогенные структуры довендского основания Сибирской платформы.

Рифейские синформы, практически безальтернативно считавшиеся до настоящего момента погребенными авлакогенами, необходимо рассматривать с учетом возможности их погребенного прискладчатого, коллизионного генезиса. В пользу этого факта говорят результаты анализа характера интенсивной дислоцированности и метаморфизма рифейских отложений в

районе Камовского свода (Харахинов, Шленкин, 2011), а также надвигание гранитов на доломиты в скважине Юрубченская-66 (Вотинцев, Красильникова 2019), аналогичные структуры материков Гондваны (Hoffman, 1999). Наглядным и весьма характерным представляется выявленное прослеживание метаморфической и магматической зональности вдоль Большепитско-Кислоканского разлома с Енисейского кряжа на Камовский свод (Рисунок 3).

Таким образом, для Сибирской платформы устанавливаются следующие главнейшие тектогенезы, существенно отразившиеся на нефтегазоносности.

1. Позднерифейская коллизия (№3 на Рисунке 4), отразившаяся в характерной субширотной (Беляев и др., 1996), а не субмеридиональной (Филиппов, 2017) метаморфической и тектоногенной поясовой зональности Енисейского кряжа и Камовского свода.

2. Позднерифейский рифтогенез (№4 на Рисунке 4), сформировавший рифей-раннепалеозойские шельфовые западную (Филиппов, 2017) и юго-восточную окраины Сибирской платформы и довендские внутриплатформенные рифтогенные прогибы.

3. Каледонский орогенез на погребенной западной (Филиппов, 2017) и современных южной и юго-восточной окраинах Сибирской платформы (№5 на Рисунке 4).

4. Среднедевон-раннекарбоновый рифтогенез (№6 на Рисунке 4) (Гайдук, 1988), образовавший ряд внутриконтинентальных рифтов (Кемпендяйский, Кютингдинский) и, затем, восточную пассивную окраину, накапливавшую значительные по мощности терригенные комплексы с карбона до поздней юры.

5. Герцинский пермо-триасовый трансформный тектогенез (№8 на Рисунке 4). В результате его проявления современная западная окраины Сибирской платформы была интенсивно дислоцирована. Многие сдвиговые нарушения проникли достаточно далеко в центральные части платформы, сформировав цепочки антиклинальных структур. Условия сжатия приводили к образованию силлов. Растяжения (сдвиго-растяжения) способствовали излияниям основных магм (Мигурский А., 1986).

6. В конце юрского периода на современном востоке Сибирской платформы произошло закрытие Восточного океана и образование Верхоянского складчатого пояса (№10 на Рисунке 4) (Парфёнов, Кузьмин, 2001).

7. Вероятно, последним значительным событием стало кайнозойское региональное воздымание на юге Иркутского амфитеатра, неразрывно связанное с рифтогенным образованием впадин озера Байкал (№11 на Рисунке 4) (Буслов, 2012).

Описанные тектонические процессы, приведшие к формированию современных разномасштабных структур обрамления Сибирской платформы, в самой диссертации показаны на шкале событий и на геодинамической карте.

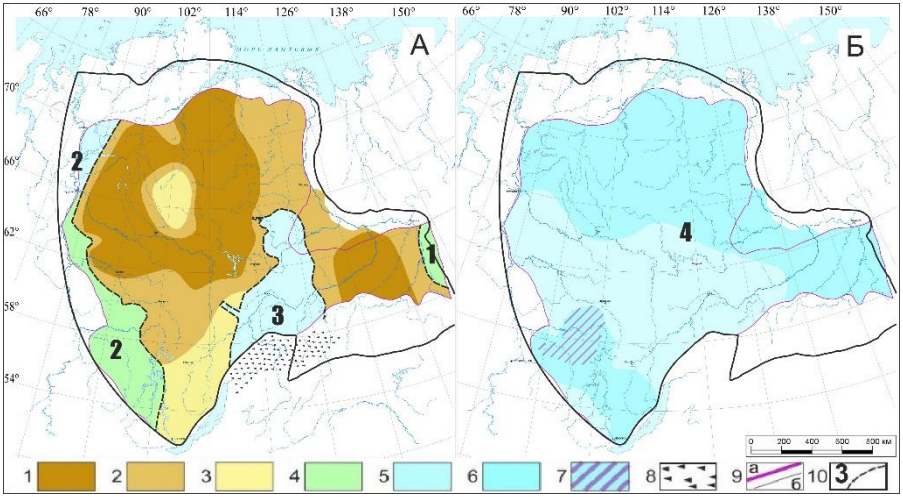


Рисунок 5 - Палеогеографические схемы Внутриконтинентального Сибирского бассейна седиментации в позднем докембрии по данным (Мельников, 2009, с изменениями)

А) байкальско-вилючанское время; Б) даниловское время, 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, мелкая часть шельфа, содержание соли 1-25‰; 8-предполагаемые эвксинные обстановки; 9-границы: а) Лено-Тунгусской НГП, б) Сибирской платформы: 10-бассейны седиментации: **1-Учуро-Майский пассивноокраинный, 2-Приенисейский пассивноокраинный, 3-Предпатомский пассивноокраинный, 4-Сибирский внутриконтинентальный (внутрикратонный)**

В **четвертой** главе в качестве объектов исследований и результатов отдельных стадий регионального этапа ГРР на УВ рассмотрены бассейны седиментации, нефтегазовые системы и зоны нефтегазонакопления Сибирской платформы. Показано, что трактовки в отечественной геологии понятия осадочного бассейна и термина бассейн седиментации (*sedimentary basin)*, принципиально отличны, несут различную смысловую нагрузку и имеют разный потенциал и функционал использования (Мигурский Ф., 2022).

На территории Сибирской платформы в **докембрии** осадконакопление происходило в пределах бассейнов седиментации, вероятно, в большинстве

своем прошедших через все стадии развития, включая коллизионное закрытие. В **венде** отдельные постпозднерифейские окраинные, возможно, рифтогенные внутриконтинентальные бассейны в результате масштабной трансгрессии соединились в Сибирский бассейн внутриконтинентального прогиба (Рисунок 5). В конце кембрия, ордовике и силуре этот бассейн проходил через сменяющиеся регрессивно-трансгрессивные стадии на общем фоне регрессивной деградации, что привело к формированию в начале-середине девона крупной суши – Ангариды на большей части Сибирской платформы. Приблизительно в это же время на фоне масштабного воздымания и активного базит-ультрабазитового внутриплитного магматизма на современном востоке платформы началось заложение Вилюйской рифтогенной системы, сформировавшей сначала Вилюйский рифтогенный, а затем и Верхоянский шельфовый пассивноокраинный бассейны седиментации.

Верхоянский бассейн просуществовал в стадии активного морского осадконакопления до конца юрского периода, когда причленение ряда террейнов, по большей части, вероятно, отделившихся от платформы в девоне (Шпикерман, 1998), создало Верхоянский складчатый пояс. В его предгорной области продолжал и сегодня продолжает функционировать бассейн седиментации, преимущественно молассовой направленности, но его осадконакопление, вероятно, не играет важной роли, в основном, создавая литостатическое воздействие на НГС 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*) (Magoon, Beaumont, 1999).

В основе нефтегазогенерационного потенциала любой нефтегазовой системы лежат генерационные свойства, история эволюции и условия залегания нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), изначально богатых автохтонным неокисленным органическим веществом осадочных образований. В чехле Сибирской платформы в качестве таких образований с раличной степенью обоснования выделяются: нижне- и среднерифейские усть-ильинская, мадринская, аянская, хайвергинская, бугорихтинская и малгинская; верхнерифейские ирэмекенская, безымянная; вендские оскобинская, тирбесская (тинновская), сералахская; нижне-среднекембрийские иниканская, куонамская, шумнинская и пайдугинская свиты.

Возможно, весьма высоким потенциалом 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 тоарские аргиллиты.

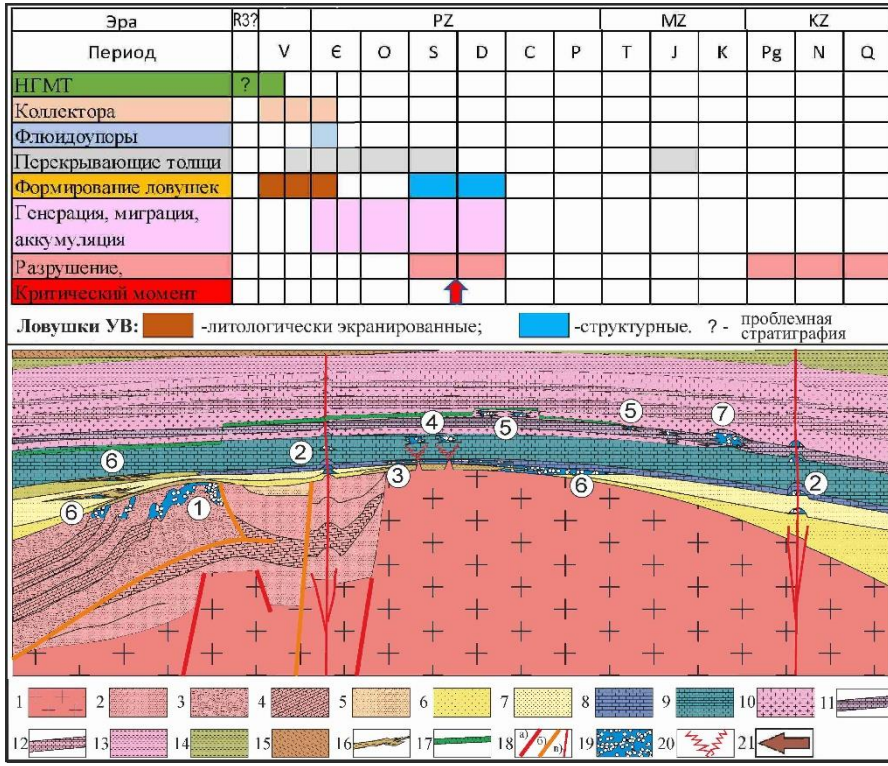


Рисунок 6 - Шкала событий латеральной, изолированной Предпатомской НГС (вверху) и принципиальная схема миграции УВ флюидов Лено-Тунгусской НГП

1-фундамент; 2-5-**рифей**: 2-неметаморфизованный и слабо метаморфизованный; 3-метаморфизованный; 4-карбонаты камовской серии; 5-верхний неизмененный; 6-9-**венд**: 6-непский стратиграфический горизонт (СГ); 7-тирский СГ; 8- преображенский продуктивный горизонт (ПГ); 9-верхняя часть даниловского СГ; 10-13-**кембрий**: 10- нижний, соли; 11- осинский ПГ; 12-нижний, карбонаты; 13-средний-верхний; 14-ордовик-силур; 15-верхний палеозой – мезозой; 16-внутривендские флюидоупоры; 17-усольский силл; 18-разломы: а) раннерифейсие сбросы, б) позднерифейские разломы, в) фанерозойские сдвиговые дислокации; 19-залежи УВ; 20-зоны трещиноватости; 21-пути миграции УВ. **Типы ловушек (цифры в кружках):** 1-стратиграфически экранированные в довендской коре выветривания (юрубчено-куюмбинский тип); 2- антиклиналь присдвиговая (бысыхтахский тип); 3-литологически экранированные в преображенском ПГ; 4-литологически экранированные выщелачивания подсолевых карбонатов (даниловский тип); 5- литологически экранированные по периферии усольского силла (ичединский тип); 6- литологически экранированные в терригенном венде (ярактинский тип); 7-структурно-литологические в осинском ПГ (талаканский тип).

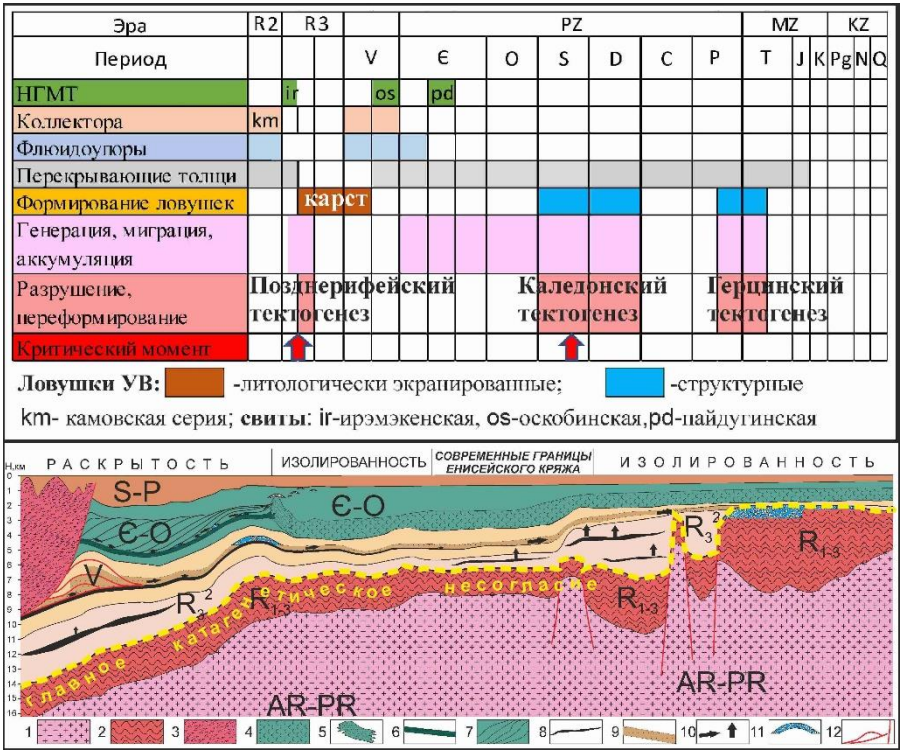


Рисунок 7 - Шкала событий (вверху) и палеоразрез на конец перми (внизу) латеральной, изолированной Приенисейской НГС

1-кристаллическое основание; 2-метаморфизованный рифей; 3-каледониды; 4-соленосно-карбонатный нижний кембрий; 5-нижне-среднекембрийские биогермы; 6-пайдугинская нефтегазоматеринская свита; 7-клиноформный комплекс майского яруса; 8-гипотетические черносланцевые толщи докембрия; 9-транзитный резервуар венда (ванаварская, оскобинская, катангская свиты и их аналоги); 10-направления миграции УВ; 11-области и зоны аккумуляции УВ; 12-разломы, надвиги, поддвиги и сбросы

В результате функционирования различных бассейнов седиментации на территории Сибирской платформы были сформированы осадочные толщи, на основе которых впоследствии, во время преимущественно фанерозойского этапа геолого-геохимического развития возникли следующие нефтегазовые системы различной степени значимости:

1. рифейская востока платформы – Алдано-Майская,
2. верхнерифей-нижнепалеозойская юго-востока - Предпатомская,
3. верхнерифей-нижнепалеозойская запада - Приенисейская,

4. верхнерифей-нижнепалеозойская внутриплатформенная - Катангская
5. кембрий-мезозойская 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, вероятнее всего, малоперспективна.

В пределах Предпатомской (Рисунок 6) и Приенисейской НГС (Рисунок 7) выделено 20 зон нефтегазонакопления с промышленной нефтегазоносностью (Рисунки 8 и 9), одна зона нефтегазонакопления с пока непромышленной нефтегазоносностью, но с весьма высокими перспективами и 5 зон возможных зон нефтегазонакопления без открытых залежей УВ.

Характерной особенностью основных нефтегазовых систем Восточной Сибири является заметный пространственно-генетический разрыв между битумоидами промышленных залежей и наиболее богатыми нефтегазоматеринскими отложениями. Залежи Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз предполагают родственные связи с докембрийскими осадочными образованиями: рифейскими (Конторович, 2008; Frolov et al., 2017) или вендскими (Баженова, Дахнова, 2010). Проблемным моментом, в этой связи, выглядит факт отсутствия надежных данных (Тимошина, 2005) о наличии в ненарушенном внутриплатформенном осадочном чехле значительных объемов нефтегазоматеринских толщ докембрийского возраста.

Перечисленные выше материнские отложения либо вскрыты отдельными редкими скважинами (ирэмекенская толща) либо генерационные свойства имеют невыдержанный характер (оскобинская свита), либо вовсе, вероятнее всего, являются тектоногенными миграционными дренажными зонами из нарушенных складчатыми процессами залежей (шунтарская, качергатская, в отдельных зонах баракунская, тирбесская и др. свиты). Сегодня на роль наиболее вероятного источника УВ Предпатомской НГС могут претендовать сералахская свита, по данным скважин Березовской впадины (Фадеева и др, 2021) и её аналоги. С другой стороны, до настоящего времени не выявлено промышленных залежей с нефтями, родственными нефтегазоматеринскому веществу иникано-куонамской формации (Каширцев, 2003). На основании этого сделаны два вывода.

Во-первых, богатые промышленные зоны нефтегазонакопления сформированы в пределах латеральных нефтегазовых систем, тесно связанных с каледонскими предгорными краевыми прогибами современных западной и юго-восточной периферий Сибирской платформы. Очаги генерации в этих случаях весьма сложны (часто недоступны) для детального изучения, вероятно, в значительной степени сильно переформированы тектогенезами.

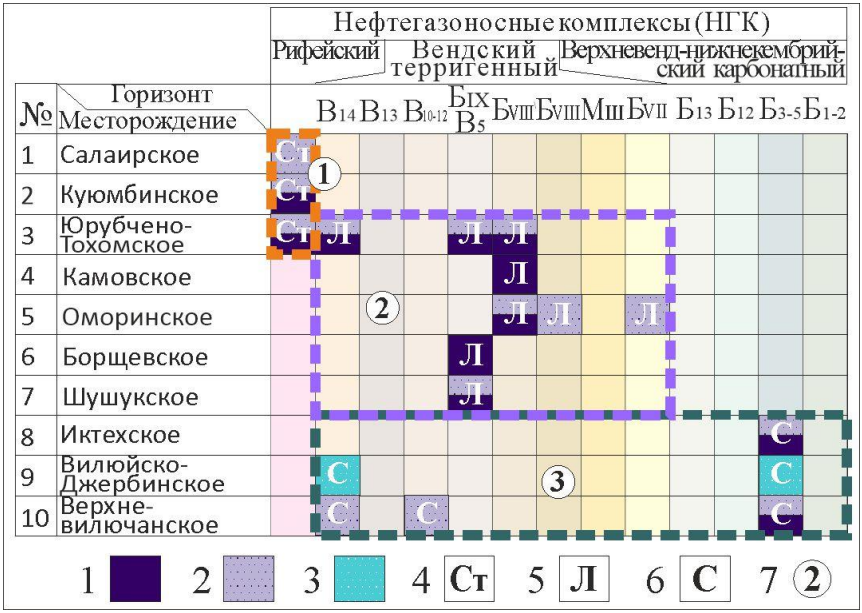


Рисунок 8 - Фрагмент схемы распределения залежей углеводородов по зонам нефтегазонакопления Лено-Тунгусской НГП

Характер насыщения залежи (1-3): 1-нефтяной; 2-газоконденсатный; 3-газовый. **Тип ловушки, контролирующей залежь** (4-6): 4-стратиграфически экранированный; 5-литологически экранированный; 6-структурный; 7- номер зоны нефтегазонакопления.
Зоны нефтегазонакопления (номера в кружках) см. на рисунке 8

Во-вторых, иникано-куонамская формация обладает высоким нефтегазовым потенциалом для открытия новых крупных скоплений УВ в рамках НГС Предверхоянского прогиба. В этой связи, возможно, к промышленным и наиболее перспективным относится северо-восточная часть раскрытой Предверхоянской кембрий-мезозойской нефтегазовой системы, включающая Оленекское месторождение битумов.

С целью детализации рассмотренных нефтегазовых систем в части путей миграции и, особенно, в областях аккумуляции, выявленных на основании палеоструктурных построений на время критического момента, установлены ***возможные зоны нефтегазонакопления*** - *локализованные системы однотипных, генетически родственных ловушек УВ.* Такое определение сформулировано на основе анализа результатов более чем тридцатилетних дискуссий (Трофимук, 1982; Прищепа, 2008; и др.). ***Зона***

нефтегазонакопления **(*ЗНГН)*** представляет собой ***ВЗНГН*** *с доказанной промышленной нефтегазоносностью.*

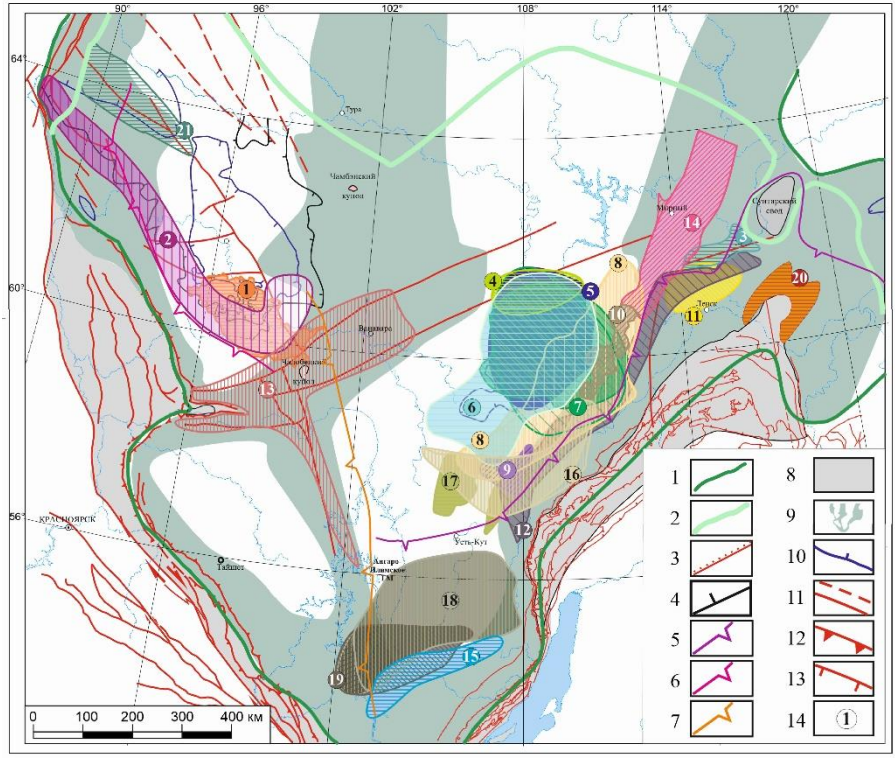


Рисунок 9 - Карта зон нефтегазонакопления Лено-Тунгусской НГП

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-зона отсутствия тирского горизонта;; 11-разломные преимущественно сдвиговые зоны; 12-надвиги и поддвиги; 13-сбросы; 14-номера зон нефтегазонакопления (в кружках): 1-Юрубчено-Куюмбинская; 2-Оморинско-Камовская; 3-Вилючанская сквозная; 4-Ербогаченская; 5-Преображенская; 6-Чонско-Еремкинская; 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-Ангаро-Ленская; 19- Базальная; 20-Бысыхтахская сквозная

На основе анализа особенностей распределения типов ловушек, контролирующих промышленные залежи нефти и газа для Сибирской платформы и перикратонных прогибов, построены карты зон нефтегазонакопления, отражающие основные закономерности распределения

групп однотипных ловушек. Фрагмент схемы и карта для Лено-Тунгусской НГП приведены на рисунках 8 и 9.

В пятой, результирующей **главе** даются рекомендации по постановке геолого-разведочных работ. В соответствии со степенью исследованности региональными геолого-разведочными работами предлагается выделять зоны нефтегазонакопления, возможные зоны нефтегазонакопления, нефтегазоперспективные зоны (НГПЗ) и нефтегазоперспективные области (НГПО).

Нефтегазоперспективные зоны отвечают районам развития нефтегазовых систем НГС или их главных частей, соответствующих областям аккумуляции и путям миграции. При этом они характеризуются достаточной вероятностью обнаружения залежей углеводородов, но степень изученности не позволяет определить типовые ловушки, выделить те или иные закономерности, формирующие в их пределах зоны нефтегазонакопления.

Нефтегазоперспективные области – недоизученные части осадочных бассейнов. Перспективы НГПО не являются в достаточной степени обоснованными для постановки поисковых работ, но степень общегеологической изученности не даёт возможности отнести их к бесперспективным. Такие объекты соответствуют достаточно масштабным участкам и интервалам осадочных бассейнов, где пока не получены притоки УВ, не выявлены нефтегазоматеринские породы, или НГМТ обнаружены, но реконструкции нефтегазовых систем не позволяют пока утвердительно ответить на вопрос об их перспективности.

На основе принципов, предложенных В.Д. Наливкиным (1973) и с использованием приведенной выше иерархии построена *Схема элементов нефтегазовых систем и перспективных объектов нефтегазовых геолого-разведочных исследований регионального этапа Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской НГП* (Рисунок 10).

В качестве первоочередных в работе рассматриваются недоизученные зоны нефтегазонакопления, возможные зоны нефтегазонакопления, преимущественно в областях аккумуляции, в меньшей степени на путях миграции выделенных нефтегазовых систем. Определенный интерес представляют нефтегазоперспективные зоны.

Фактически, большинство перспективных участков зон нефтегазонакопления переданы в недропользование и на них за счет частного капитала проводятся поисковые работы. Однако имеются территории, где усиление исследований могло бы принести существенный прирост запасов углеводородов.

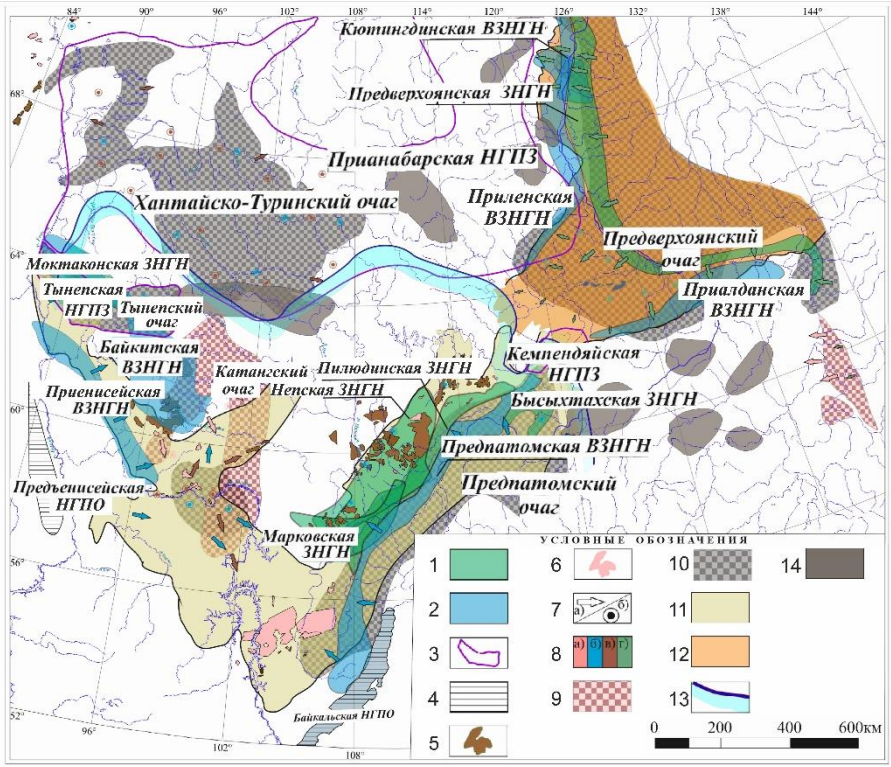


Рисунок 10 - Схемаэлементов нефтегазовых систем и перспективных объектов нефтегазовых геолого-разведочных исследований регионального этапа Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской НГП

1-ЗНГН перспективные для постановки региональных ГРР; 2-ВЗНГН; 3-НГПЗ; 4-НГПО; 5-месторождения с существенной нефтяной составляющей; 6- месторождения с преимущественной газовой составляющей; 7-направления миграции УВ: а) латеральной, б) вертикальной; 8-время миграции УВ: а) докембрий, б) ранний палеозой, в) пермо-триас, г) мезо-кайнозой; 9-рифейские очаги генерации УВ по данным Т.К. Баженовой и М.В.Дахновой; 10-другие очаги нефтегазовой генерации;; 11-вендские терригенные транзитные горизонты Предпатомской, Приенисейской и Катангской НГС; 12- верхнепермские терригенные транзитные горизонты Предверхоянской НГС; 13-северная граница нижнекембрийского соленосного комплекса по данным Н.В. Мельникова; 14-поверхностные битумопроявления

В этом направлении особо стоит выделить перспективные земли таких ЗНГН как Непская и Марковская, на участках между Ярактинско-Дулисьминской группой месторождений и призамковой частью Непского свода. В случае Непской ЗНГН главными перспективными резервуарами является группа базальных пластов терригенного венда B_{10}, B_{12}, B_{13}. Для

Марковской ЗНГН и, возможно, далее на юг высокими перспективами обладает уровень терригенного продуктивного горизонта B_5 и его аналогов, в котором содержатся основные запасы уникальных месторождений: Ковыктинского газоконденсатного и Чаяндинского нефтегазоконденсатного. Эти же уровни терригенного венда весьма перспективны на обнаружение залежей в литологически экранированных ловушках автохтонного яруса чехла Предпатомской ЗНГН.

Для Предпатомской и Пилюдинской ЗНГН основной рекомендацией является обязательное условие, которое необходимо включать в лицензионные соглашения для недропользователей: при бурении поисковых и даже отдельных разведочных скважин на структурные ловушки в карбонатном венде, необходимо опоисковывать терригенные вендские пласты, с целью открытия литологически экранированных залежей. Особенно это актуально при наличии торсальских (тирских) солей.

Основным условием и главной задачей для продолжения ГРР в весьма перспективной Моктаконской ЗНГН должна стать разработка сейсморазведочной методики, позволяющей получать геологическую информацию о глубинном строении осадочного чехла. До разработки и внедрения такой методики принимать решение о продолжении ГРР на этой территории, в частности параметрического бурения, вероятно, не имеет смысла.

Однотипно построенные структурные ловушки Предверхоянской ЗНГН должны быть изучены на предмет наличия гранулярных коллекторов преимущественно в поднадвиговой части платформенных приразломных крыльев линейных валов. С этой целью даны предложения по заложению трех скважин, Сетасской, Восточно-Хандыгской и Мутулинской в северной и южной частях зоны. В центральной части ЗНГН предлагается сгущение региональной сейсмической сети на Оручанской площади для выявления крупных структурных ловушек на продолжении Алысардахского вала, в первую очередь, в южном направлении.

В Предпатомской зоне возможного нефтегазонакопления предлагается изучение в различной степени преобразованных, вплоть до интенсивного рассланцевания, разномасштабных дуплексных структур (сгруживаний изначально компетентных карбонатов). По аналогии с подобными структурами Северной Америки показаны весьма масштабные, в первую очередь, газовые перспективы поисковых объектов типа «пластический дуплекс» или «mushwad», ресурсы трудноизвлекаемого газа которых в США оцениваются в настоящее время цифрой около 17 трлн. куб.м (Pashin et al., 2012).

В западной части Сибирской платформы, в пределах Байкитской антеклизы сформулированы принципиальные основы для постановки геолого-

разведочных исследований в её осевой части, в зоне отсутствия горизонтов терригенного венда. Предложено сосредоточить усилия сначала на получении адекватной структурной карты кровли фундамента, а затем, на подготовке скважин над вполне вероятными на этой территории отдельными эрозионными останцами (выступами) с целью оценки перспектив подсолевых горизонтов карбонатного венда.

В Приенисейской ВЗНГН показаны высокие перспективы антиклинальных ловушек. На одной из них предложено бурение Иончиминской параметрической скважины с целью оценки перспектив нефтегазоносности структур на основе открытия возможных залежей нефти и газа в пределах Чернореченского выявленного объекта. Приенисейская ВЗНГН, расположенная вдоль восточной периферии Енисейского кряжа, объединяет многочисленные контрастные крупные структурные ловушки в подсолевом интервале. Закономерности глубинного строения, установленные в процессе исследований, позволяют выполнить обоснование региональных ГРР на новом уровне. Плотность ГРР и качество общегеологического изучения этого района дают возможность рекомендовать здесь уплотнение сейсмической сети с захватом территории Вороговского псевдограбена. Предлагается сформировать региональную сеть сейсмических профилей плотностью не менее 0,2 км/км^{2}с целью создания модели геологического строения этого района и исследуемой ВЗНГН.

На северо-востоке платформы в пределах Кютингдинской ВЗНГН важными и достаточно крупными объектами для постановки ГРР являются Кютингдинский грабен и пострифтовый палеозой-мезозойский интервал осадочного чехла Предверхоянского прогиба над ним. Предлагается покрыть Кютингдинскую ВЗНГН редкой региональной сетью профилей общей длиной около 800 погонных километров и плотностью исследований 0,08-0,1 км/км^2 с целью изучения предрифтового и синрифтового интервалов разреза. Целевым назначением работ будет в первую очередь выбор места заложения параметрической скважины Кютингдинская-1. Для правобережной части, скрытой под чехлом Предверхоянского прогиба, где геологической съёмкой выявлены многочисленные антиклинальные структуры (Сиктяхская, Усункинская, Бегеняхская и другие), 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.

Изучение Прианабарской нефтегазоперспективной зоны, расположенной в пределах вероятных путей миграции и областей аккумуляции Куонамской НГС имеет смысл продолжить с помощью редкой сети региональных взаимоувязанных сейсмических профилей. Интерпретация полученных

материалов поможет дать ответы на вопрос существования очага нефтегазовой генерации (ОНГГ), установить пути миграции УВ-флюидов, наметить области аккумуляции и обеспечить возможность системного изучения Прианабарской НГПЗ.

Весьма перспективная с точки зрения нефтегазоносности зона Кемпендяйской впадины до сих пор не изучена современной сейсморазведкой. Причины такого положения дел, в том числе, кроются в значительном количестве особо охраняемых природных территорий в пределах Республики Саха (Якутия). В работе предлагается приступить к всестороннему решению вопроса постановки сейсмических исследований.

Кроме того, в качестве нефтегазоперспективных областей, где необходимо провести сейсмические исследования, в диссертации рассматриваются погребенные синформные структуры довендского основания Сибирской платформы, в первую очередь, их верхний постпозднерифейский рифтогенный интервал, область развития нижнекембрийских солей вдоль западной платформенной периферии (в левобережье р. Енисей) и осадочный чехол рифтогенных впадин озера Байкал. Последняя область имеет преимущественно научный интерес, по причине весьма хрупкой экосистемы озера, объективно не допускающей проведения буровых работ.

Заключение

По результатам выполненных исследований показано, что имеет смысл при планировании и проектировании нефтегазовых ГРР использовать понятие ***Нефтегазовая система***, в качестве результата первой стадии *Изучения и детализации строения осадочных бассейнов* и объекта исследований второй стадии регионального этапа.

Другой важный вывод состоит в необходимости использования актуальных геологических моделей строения различных частей осадочного бассейна Сибирской платформы, получаемых в результате общегеологических региональных исследований. Анализ существующих взглядов показывает неполное соответствие известных моделей фактическим данным бурения и сейсморазведки осадочного чехла, а также современной геодинамической теории.

Использование в представленной работе этих выводов позволило сформулировать следующие тезисы.

История геодинамического развития Сибирской платформы не является уникальной и соответствует известным плитотектоническим наблюдениям эволюции Земной коры, в главных чертах сформулированным в рамках цикла Уилсона. Соответственно, все доступные для исследования структуры и районы Сибирской платформы, события её геологической истории имеют аналогии в мировом масштабе и научно объясняются с позиций тектоники

плит. Возможно, несколько иные, малоизученные процессы характерны для докембрия, но и в этом случае тщательный анализ позволяет сформулировать и наметить решение проблемы исследования довендского основания.

Выполненные геодинамические реконструкции сменявшихся в рифее-кайнозое событий дают возможность сформировать представления о функционировании восточносибирских бассейнов седиментации. Как следствие, удается рассмотреть осадочно-миграционные процессы по аналогии с известными и хорошо классифицированными событиями в аналогичных нефтегазовых системах мира. Другими словами, совершить качественный прогноз на основе аналогового сравнения. Сделанные выводы подтверждаются выполненным в работе статистическим анализом особенностей распределения известных промышленных залежей углеводородов, контролирующих их ловушек, составом флюидов.

Интер- и экстраполяция полученных закономерностей на недостаточно изученные районы Сибирской платформы позволяет обосновать объекты исследований регионального этапа ГРР. Дальнейшее изучение предлагаемых единиц геолого-разведочными работами за счет федерального бюджета с высокой долей вероятности способно довести их изученность до необходимого недропользователям уровня, когда риски коммерческих капиталовложений окажутся приемлемыми для проведения ГРР поисково-оценочного этапа.

Таким образом, по результатам выполненных исследований сформулированы и научно обоснованы объекты для постановки геолого-разведочных работ за счет федерального бюджета, что поможет не только снизить необязательные траты и ускорить вовлечение в освоение минерально-сырьевых углеводородных ресурсов, но и даст стимул развитию отдаленных, пока ещё недостаточно динамично осваиваемых Восточно-Сибирских территорий. В качестве первоочередных важнейших направлений предлагается выполнить системное изучение региональных нефтегазовых перспектив западного склона и центральных частей Байкитской антеклизы, терригенных подсолевых (подторсальских) резервуаров при- и поднадвиговых частей Предпатомского прогиба, преимущественно присдвиговых антиклиналей севера Предверхоянья.

Вместе с тем, остались нерешенными многие вопросы, оставляющие значительный простор для дальнейших исследований. В качестве основных проблем можно указать на нехватку глубоких целенаправленных изучений вторичных изменений коллекторов платформенных структур. Недостаточность этих знаний до сих пор не позволила получить необходимые результаты при опоисковании крупнейшей подсолевой валообразной структуры Ангарской зоны складок, Берямбинской ловушки.

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 трудноизвлекаемых преимущественно газовых ресурсов пластических дуплексов - *машвэдов*, развитых по периферии платформы.

Важнейшим элементом ГРР должны стать углубленные детализирующие исследования элементов НГС, установленных, но не изученных детально. Необходимо интенсифицировать изучение генезиса черносланцевых толщ в складчатых областях и погребенных рифейских синформах. Именно осознанная диверсификация изучения нефтегазоматеринских и нефтетранзитных пород, их связей с битумоидами промышленных месторождений поможет на новом уровне выполнить обоснованные и детальные построения нефтегазовых систем. Возможно, в дальнейшем будут выделены и доказаны другие НГС, на основе иных взглядов на геодинамическое развитие Сибирской платформы. Однако использованный в диссертации комплекс геохимических и плитотектонических реконструкций представляется в настоящее время единственно научно обоснованным направлением дальнейшего геологического изучения региональных нефтегазовых перспектив Сибирской платформы.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в журналах, рекомендованных ВАК:

1. 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, Ф. А. Мигурский (и др.) // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 21–68.
2. Ефимов А. С. Строение западного борта Курейской синеклизы по проектному профилю Тынепская скв. 215 – Хантайская скв. 405 / А. С. Ефимов, Ф. А. Мигурский, М. Ю. Смирнов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2018. — № 2 (34). — С. 3–12.
3. 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.
4. Мигурский Ф. А. Геодинамическая модель западной периферии Сибирской платформы / Ф. А. Мигурский // Разведка и охрана недр. — 2023. — № 2. — С. 3–12.
5. Мигурский Ф. А. Глубинное строение Омулёвской возможно нефтегазоносной области на основе компьютерного геоплотностного моделирования / Ф. А. Мигурский // Геоинформатика. — 2006. — № 4. — С. 49–52.
6. 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.
7. 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.
8. Мигурский Ф. А. Обоснование региональных исследований нефтегазоносности Предверхоянского перикратонного прогиба / Ф. А. Мигурский, Е. М. Якупова // Геология нефти и газа. — 2017. — № 3. — С. 18–25.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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.
14. Фукс А. Б. Ресурсная база полезных компонентов свободных и попутных газов месторождений Восточной Сибири / А. Б. Фукс, П. Н. Мельников, Ф. А. Мигурский, А. К. Битнер, Ю. А. Филипцов, В. Г. Худорожков // Геология нефти и газа. — 2015. — № 3. — С. 45–49.
15. Шемин Г. Г. Модели строения и условия формирования глубокопогруженных региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей / Г. Г. Шемин, В. А. Верниковский, Н. В. Первухина, Е. В. Деев, В. И. Москвин, Ф. А. Мигурский, М. Ю. Смирнов // Геология нефти и газа. — 2020. — № 2. — С. 59–84.

Публикации в других изданиях:

16. Мигурский А. В. Геодинамические обстановки в земной коре Северо-Востока России вдоль профиля 2-ДВ (0–1460 км) / А. В. Мигурский, Е. Ю. Гошко, Ф. А. Мигурский, П. Н. Соболев // Структура и строение Земной коры Магаданского сектора России по геолого-геофизическим данным. — Новосибирск : Наука, 2007. — С. 146–154.

17. 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., С. 311–313.
18. 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, С. 343–345.
19. Мигурский Ф. А. Глубинное строение Омулёвской возможно нефтегазоносной области / Ф. А. Мигурский // Геологические проблемы развития углеводородной и сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири. — СПб. : Недра, 2006. — С. 192–197.
20. 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. С. 219–224.
21. 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. — С. 26–31.
22. Мигурский Ф. А. Перспективы открытия скоплений углеводородов на западе Приколымского поднятия / Ф. А. Мигурский // Актуальные проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. — М. : НИА-Природа, 2004. — С. 122.
23. Мигурский Ф. А. Петрофизические исследования по профилю 2-ДВ на территории Магаданской области / Ф. А. Мигурский, П. Н. Соболев // Структура и строение Земной коры Магаданского сектора России по геолого-геофизическим данным. — Новосибирск : Наука, 2007. — С. 100–104.
24. Носкова Е. С. Строение рифейских прогибов Сибирской платформы в связи с нефтегазоносностью / Е. С. Носкова, Ф. А. Мигурский, Г. В. Агафонова, Ю. С. Константинова, Н. Е. Соколова // Тектоника и геодинамика земной коры и мантии. Фундаментальные проблемы – 2025 : материалы LVI Тектонического совещания. — М. : ГЕОС, 2025. — С. 399–404.

Доклады на конференциях:

1. Варламов А. И., Афанасенков А. П., Мельников П. Н., Шайдаков В. А., Пырьев В. И., Соловьев Б. А., Скворцов М. Б., Мигурский Ф. А. Проблемы геолого-разведочных работ на нефть и газ, перспективы

открытия новых крупных месторождений в России // Геологоразведка-2014 : доклад на конференции. – Москва: ВНИГНИ, 2014. https://istina.msu.ru/conferences/31976184/

2. Мигурский Ф. А. Вопросы геологии Восточной Сибири // МИНГЕО СИБИРЬ 2015:. Семинар «Современное состояние геологоразведки и перспективы освоения ресурсной базы углеводородного сырья в Сибири, на Дальнем Востоке и в арктической зоне Российской Федерации». Доклад – Красноярск, 2015. http://www.spe-moscow.org/ru/news/vnigni-seminar-16042015.html
3. Мигурский Ф. А., Агафонова Г. В., Карабанов А. Н. К проблеме формирования стратифицированных толщ юго-восточного обрамления Сибирской платформы // Проблемы региональной геологии Северной Евразии: XII научные чтения, посвященные памяти профессора М. В. Муратова: материалы конференции. – Москва, 2020. – С. 59–62.
4. Мигурский Ф.А., Смирнов Е.В. Программа параметрического бурения за счет средств государственного бюджета на территории Российской Федерации // Проблемы геологии нефти и газа: V Всероссийское совещание. Доклад – Москва: ВНИГНИ, 2014. *https://vnigni.ru/vsesov?ysclid=mu146wawl6246339877*