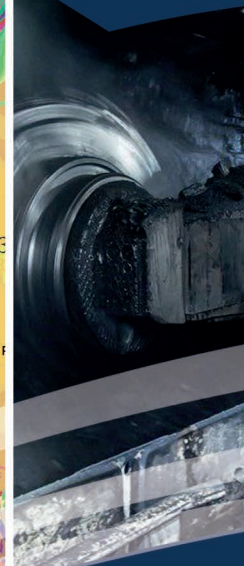
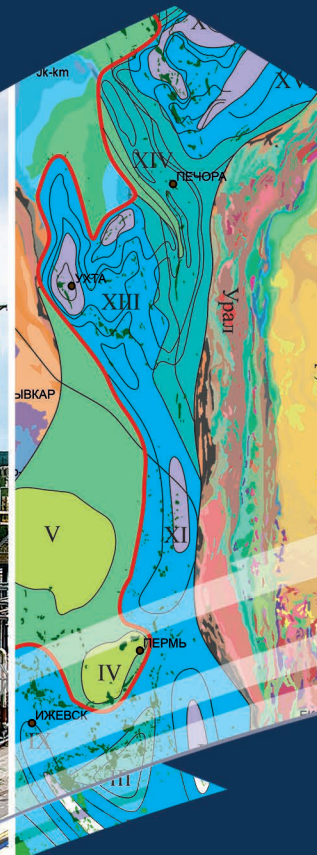
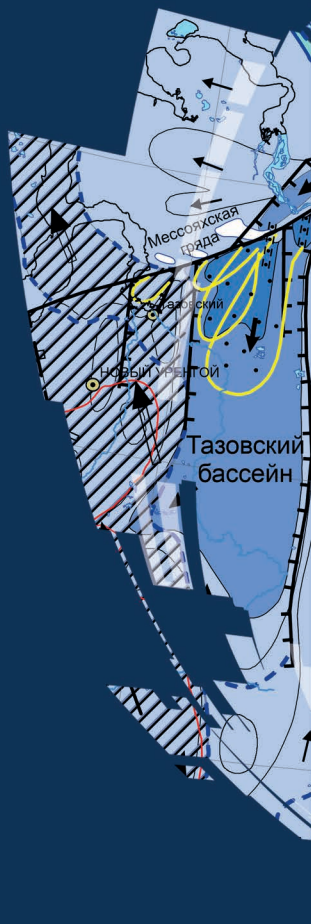




ИНСТИТУТ
ПЕРСПЕКТИВНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА МГУ

НОВЫЕ ИДЕИ
В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



75
ЛЕТ

ГЕОЛОГИИ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ В МОСКОВСКОМ ГОСУДАРСТВЕННОМ УНИВЕРСИТЕТЕ ИМЕНИ М.В. ЛОМОНОСОВА



Международная научно-практическая конференция **«НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА 2021. НОВАЯ РЕАЛЬНОСТЬ»**

27–28 мая 2021 года в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова будет проходить очередная Международная научно-практическая конференция «Новые Идеи в геологии нефти и газа 2021. Новая реальность», ставшая традиционным местом международного общения специалистов, представления и обсуждения новых интересных идей и научных достижений в геологии нефти, газа и угля.

Конференция возродилась в 2013 году, проходит раз в два года и привлекает внимание ведущих специалистов нефтегазовой отрасли. В 2019 году в ней приняли участие более 400 специалистов из ведущих российских и зарубежных компаний, университетов и научно-исследовательских институтов.

Международная научно-практическая конференция «Новые Идеи в геологии нефти и газа 2021. Новая реальность», как всегда, станет широкой площадкой для обсуждения вопросов поиска и разведки нефти, газа и угля.

Фундаментальный подход к решению задач нефтегазового сектора, междисциплинарные связи,

цифровизация, новые технологии и подходы к обработке данных позволяют предлагать новые решения для бизнеса, объединить высококвалифицированных экспертов нефтегазовой экономики и готовить кадры в едином научно-образовательном пространстве страны. Все эти направления активно развиваются в рамках Института перспективных исследований нефти и газа МГУ, основная задача которого объединить науку, бизнес и образование для инновационного развития нефтегазового сектора экономики.

В рамках конференции запланированы пленарные заседания, круглые столы и видеоконференции с регионами. Будут затронуты вопросы новых методологических подходов к выбору стратегии поиска нефти и газа, анализа геологических данных для повышения эффективности поисково-разведочных работ, новые технологические решения для прогноза резервуаров и отдельного фазового состава углеводородных систем, и конечно же ключевой темой станет цифровизация в нефтегазовой отрасли.

Официальный сайт мероприятия
www.oilgasiadeas.ru





ГЕОЛОГИИ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ В МОСКОВСКОМ ГОСУДАРСТВЕННОМ УНИВЕРСИТЕТЕ – 75 ЛЕТ

Дорогие друзья и коллеги!

В этом году геологи-нефтяники Московского государственного университета имени М.В.Ломоносова празднуют 75 лет со дня зарождения нефтегазового направления в стенах университета. Это направление получило свое начало по инициативе крупного советского геолога-нефтяника Игнатия Осиповича Брода, который основал кафедру природного газа, затем переименованную в кафедру геологии и геохимии горючих ископаемых. Сегодня на базе кафедры создан Институт перспективных исследований нефти и газа, который активно развивает фундаментальные идеи, заложенные основателями и руководителями кафедры, а также адаптирует их к постоянным изменениям в сфере экономики. Поиск новых решений, знание потребностей производства, готовность к реальной работе и наличие высокопрофессиональных кадров, способных быстро учиться и воспринимать все новое на базе накопленного опыта, – путь к коллективному успеху.

Научная школа геологов-нефтяников и угольщиков Московского государственного университета постоянно развивается. Наша задача – «научить учиться», используя накопленный опыт и приобретая новые знания других специальностей, применительно к производственным задачам нефтегазового сектора экономики. Трансформация образования в новых реалиях развития нефтегазового сектора – основа будущего развития. У нас есть люди, знания, данные. Мы используем этот потенциал для создания новых технологий и процессов в реальных производственных проектах.

Обучение через проект, то есть через участие студентов в конкретных научно-производственных делах, позволяет выполнять подготовку высокопрофессиональных специалистов, которые после окончания университета готовы к активной работе в отрасли. Современная лабораторная оснащённость является неотъемлемой частью научно-образовательного процесса, так как позволяет обрабатывать современный фактический материал в соответствии с требованием времени.

В рамках Института перспективных исследований нефти и газа МГУ развивается междисциплинарное взаимодействие с ведущими коллективами по математике, кибернетике, физике, химии, биологии, экологии для разработки цифровых технологий обработки и анализа больших массивов данных, построения гидродинамических моделей и самообучающихся систем в нефтегазовой индустрии. Потребность нефтегазовой отрасли в цифровизации явилась локомотивом для трансформации образования. В 2020 году на базе кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых открыт Научно-образовательный центр (НОЦ) ПАО «НК «Роснефть» по цифровым технологиям (ЦТ) в нефтегазовой отрасли и произведён набор в междисциплинарную (межфакультетскую) магистратуру по направлению «Цифровизация в сфере геологии горючих ископаемых».

Совместный путь образования в рамках кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых и производственно-научная работа геологов-нефтяников Института перспективных исследований в стенах Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова помогают нам применить фундаментальный подход к эффективному решению трудных задач нефтегазового сектора экономики.

Своими мыслями, результатами и методами воплощения наших идей мы делимся с вами в рамках международной научно-практической конференции Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова «Новые идеи в геологии нефти и газа», которая проходит раз в два года в последнюю неделю мая.

27–28 мая 2021 года в стенах Московского государственного университета имени М.В.Ломоносова состоится очередная конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа 2021. Новая реальность», которая станет широкой площадкой для обсуждения вопросов поиска и разведки нефти, газа и угля. Приезжайте, поделитесь своими успехами, а мы расскажем вам о своих. Геологи-нефтяники Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова будут рады вам.

Ступакова Антонина Васильевна

Директор Института перспективных исследований нефти и газа МГУ,
Заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых
Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова



УДК 550.8

Направления развития геологии нефти, газа и угля в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова

*А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, В.А. Жемчугова, М.А. Большакова, А.А. Сулова,
Р.С. Сауткин, Е.Ю. Макарова, Н.В. Пронина, Н.С. Балушкина, А.Г. Калмыков, А.П. Антонов*

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Введение

В настоящее время в развитии направления геологии нефти, газа и угля в Московском государственном университете успешно сочетаются образование, наука, инновации и реалии производства. Нефтегазовая геология и угольная геология еще долго останутся востребованными, но научные результаты должны быть актуализированы с учетом изменяющихся прикладных задач и потребностей производства. Сейчас геологам-нефтяникам очень важно не только владеть знаниями о процессах образования залежи нефти или газа и трансформациях ее в процессе геологической истории, но и иметь представление о механизмах извлечения углеводородных флюидов из недр. Где искать, как искать и какой объем найденного можно извлечь из уже открытых месторождений – эти вопросы являются сегодня наиболее актуальными на любом из этапов геологоразведочных работ на нефть и газ. Даже выбор технологий добычи углеводородного флюида из природного резервуара требует понимания механизмов его заполнения флюидами, оценки направления движения этих флюидов, расчета внутренних сил, которые

держат их в пласте. Фундаментальные вопросы геологии нефти и газа стали неотъемлемой частью любых производственных работ, направленных на поиск, разведку и разработку месторождений нефти и газа.

На каком бы этапе геологоразведочных работ ни находился изучаемый объект, специалистам приходится постоянно возвращаться к последовательным процессам, обеспечивающим генерацию, миграцию, аккумуляцию и консервацию углеводородов – основным факторам, обуславливающим нефтегазоносность территории. В век цифровизации геологи моделируют эти процессы, обращая внимание главным образом на задачи, стоящие перед исследователем в текущий момент. Однако недопонимание или недоучет начальных причин формирования залежи может привести к серьезным ошибкам при планировании ее разработки. Это определяет необходимость интерактивного анализа имеющейся геолого-геофизической информации, неоднократно возвращаясь к результатам региональной или поисковой стадии работ, увязывая их с новыми данными, полученными в ходе разведки или разработки месторождений (рис. 2).



Рисунок 1. Развитие направлений изучения нефти, газа и угля в Московском государственном университете



Рисунок 2. Интеграция научных направлений для решения задач отрасли

Потребность в понимании геологии угля также увеличивается по мере освоения угольных месторождений и развития технологий и производства. Часто эти потребности связаны с необходимостью создания унифицированной цифровой модели месторождения или его части для контроля добычи и учета изменения запасов. Актуальными остаются вопросы нахождения метана в угольном пласте для обеспечения безопасности работы угольных предприятий. Помимо этого, в настоящее время угольный метан рассматривается как самостоятельное углеводородное сырье, которое может внести существенный вклад в энергетический баланс некоторых регионов. Знания угольной геологии лежат в основе промышленного извлечения многих редких и рассеянных элементов, которые угли способны сорбировать. Если в России имеется опыт по извлечению из углей лишь урана, галлия и германия, то в Китае, Японии и других странах успешно извлекается более 20 элементов. Рост потребления этих малых и редких элементов в производстве современной компьютерной техники и других областях новейшего материаловедения сделал эту сферу утилизации углей крайне актуальной.

Направления развития

Образование, наука и производство неотъемлемы друг от друга в развитии направления геологии горючих ископаемых. Исходя из положений последовательности и преемственности фундаментальных знаний, с учетом требований времени строится и стратегия работы геологов-нефтяников и угольщиков Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова. По-прежнему актуальным направлением является бассейновый анализ, который объединяет в себе все процессы формирования залежей углеводородных образований. В его составе появилось много задач по детализации отдельных процессов, их взаимосвязанности и калибровке полученных результатов, которые помогают решить актуальные вопросы размещения разведочных скважин, выяснить причины отсутствия притоков, особенно из сложных резервуаров. Осадочно-миграционная теория происхождения нефти и газа, разработанная в 70-е годы

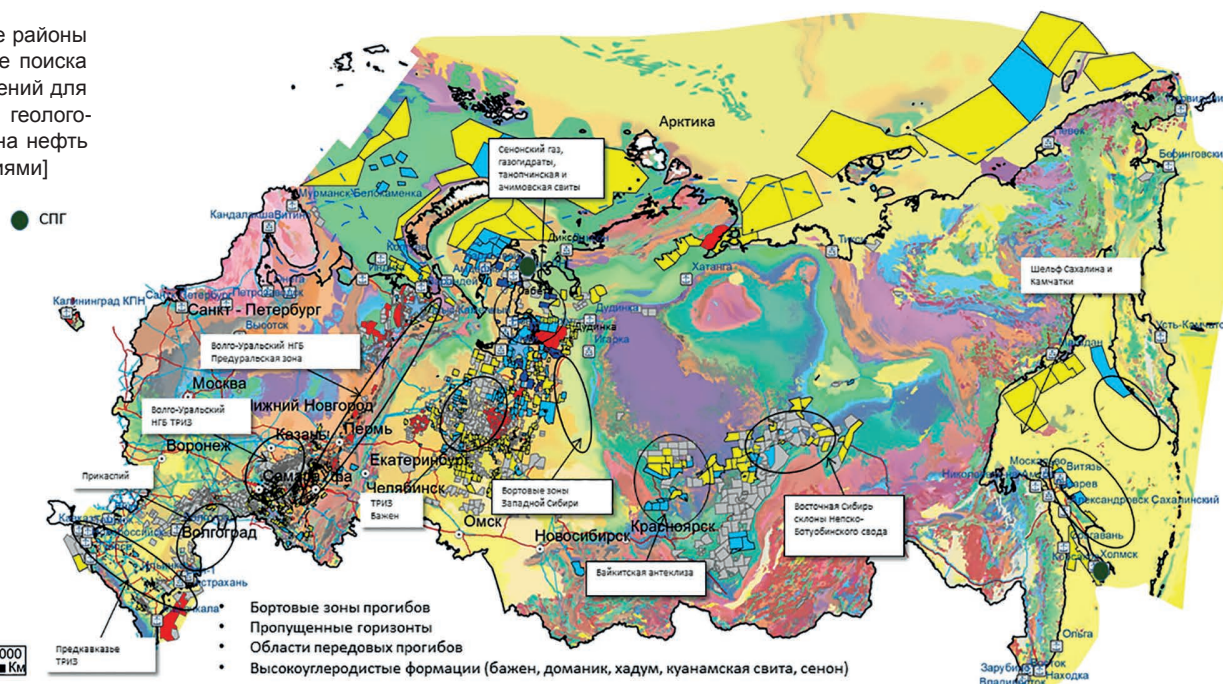
прошлого столетия в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова и получившая широкую поддержку как в нашей стране, так и за рубежом, сегодня активно используется для объяснения углеводородной продуктивности высокоуглеродистых формаций баженовской, доманиковской, хадумской, куонамской и других свит, представляющих собой одни из самых актуальных объектов наращивания ресурсной базы. Флюидодинамическая концепция Б.А. Соколова, одного из ведущих кафедр геологии и геохимии горючих ископаемых, помогает в настоящее время понять роль гидротермальных процессов при формировании залежи, особенно в высокоуглеродистых формациях и глубоко погруженных залежах.

Традиционно специалистами кафедры развивается научное направление, обеспечивающее возможность повышения достоверности прогноза строения основных поисковых объектов в нефтегазовой геологии – природных резервуаров. Глубокое комплексирование геолого-геофизической информации, применяемое в рамках резервуарной седиментологии, позволяет предсказывать с высокой точностью латеральное и вертикальное распределение в составе резервуара содержащих углеводородный флюид коллекторов и их петрофизические характеристики.

Угольная геология, пройдя в прошлом веке пик своего расцвета, на современном этапе стала востребованной при прогнозе нефтегазоносности, моделировании процессов формирования залежей нефти, а также детализации строения угольных пластов и прогнозе качества при разработке месторождений угля. Вопросы образования метана угольных пластов еще долго останутся приоритетными в первую очередь для обеспечения безопасности освоения угольных месторождений, а также актуальны и для его самостоятельной добычи. На современном этапе все результаты исследований и процессы моделируются и переводятся в цифру, что позволяет с большей точностью сопоставлять данные между собой, снижая риски ошибок.

Главная цель предлагаемой вашему вниманию статьи – показать основные задачи, решение которых сегодня представляется наиболее актуальным и в основе решения которых лежат фундаментальные знания геологической науки (рис. 3).

Рисунок 3. Ключевые районы и задачи, требующие поиска инновационных решений для успешного ведения геолого-разведочных работ на нефти и газ [39 с дополнениями]





1. Бассейновый анализ – новый этап развития

Бассейновый анализ зародился в Московском государственном университете в первой половине прошлого столетия и развивается на протяжении уже более 75 лет. В настоящее время с бассейновым анализом ассоциируется модель, иллюстрирующая весь процесс формирования залежи. В исходных параметрах бассейновой модели лежит много входных параметров, среди которых детали структурного плана, время тектонических перестроек, палеогеография, особенности строения резервуара, его вторичные изменения, температурные режимы, вариативные свойства углеводородных систем и многие другие (рис. 4). Вариативность этих деталей может коренным образом менять всю историю формирования и геометрию скоплений нефти и газа.

1.1. Палеобассейны – реконструкции нефтегазоносности в геологическом прошлом.

Понятие «палеобассейн» используется для анализа формирования залежей в прошлом, во время существования древнего осадочного бассейна – палеобассейна [39]. Необходимость изучения этого крупнейшего объекта недр состоит в том, чтобы расширить границы современных осадочных бассейнов и провинций и оценить нефтегазоносность смежных территорий. Помимо этого, изучение палеобассейнов позволяет понять закономерности размеще-

Нелинейный подход к оценке нефтегазоносности палеобассейна

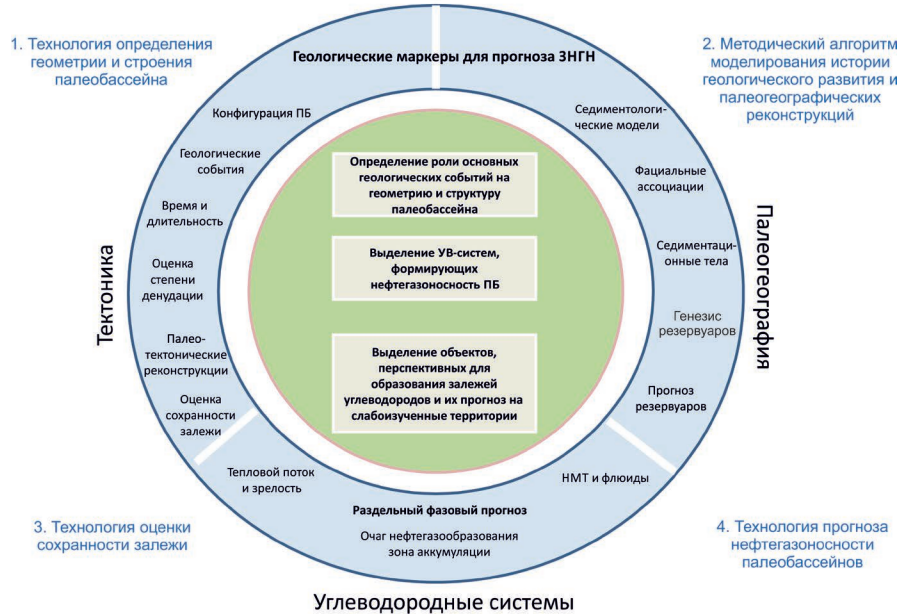


Рисунок 4. Методология изучения бассейна: от регионального масштаба к прогнозу зон нефтегазоаккумуляции с перспективными объектами на новых территориях и новых горизонтах [39 с изменениями]

ния залежей углеводородов в их пределах в прошлом и, кроме того, переформирование этих залежей с течением геологического времени. Все теории, законы и методы, применяемые к современному осадочному бассейну, правомерны для палеобассейнов, но с учетом их древней морфологии (рис.5).

Мезозойские и кайнозойские бассейны

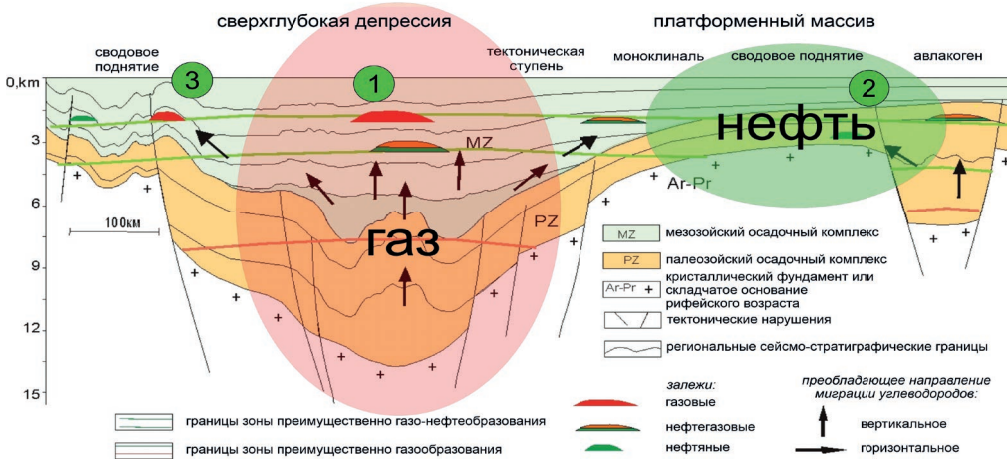
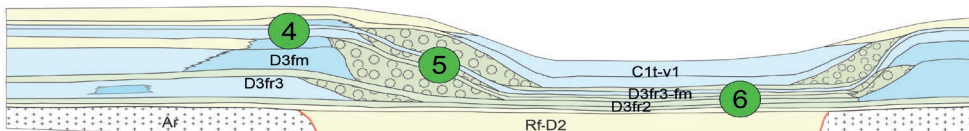


Рисунок 5. Примеры нефтегазоносных бассейнов в палеоретроспективе с указанием типичных современных резервуаров [39]

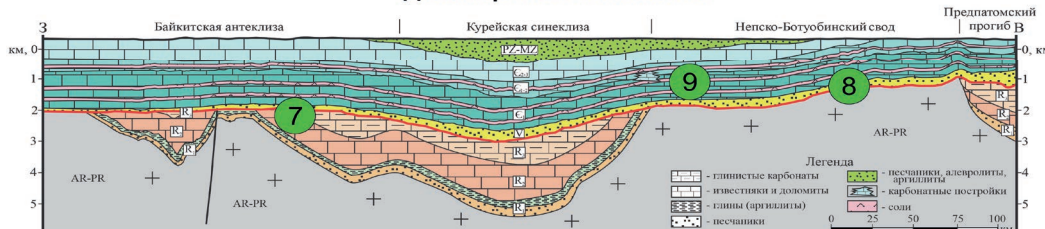
- 1 Антиклинальные инверсионные пининные структуры в центральной части прогибов
- 2 Сводовые поднятия и их склоны
- 3 Антиклинальные и тектонически экранированные ловушки на бортах крупных прогибов

Палеозойские бассейны



- 4 Высокоуглеродистые формации (ВУФ), литологические ловушки
- 5 Склоны прогибов, литологические и тектонические ловушки
- 6 Карбонатные массивы

Докембрийские бассейны



- 7 Рифейские стратиграфические экранированные ловушки
- 8 Литологические ловушки
- 9 Карбонатные массивы

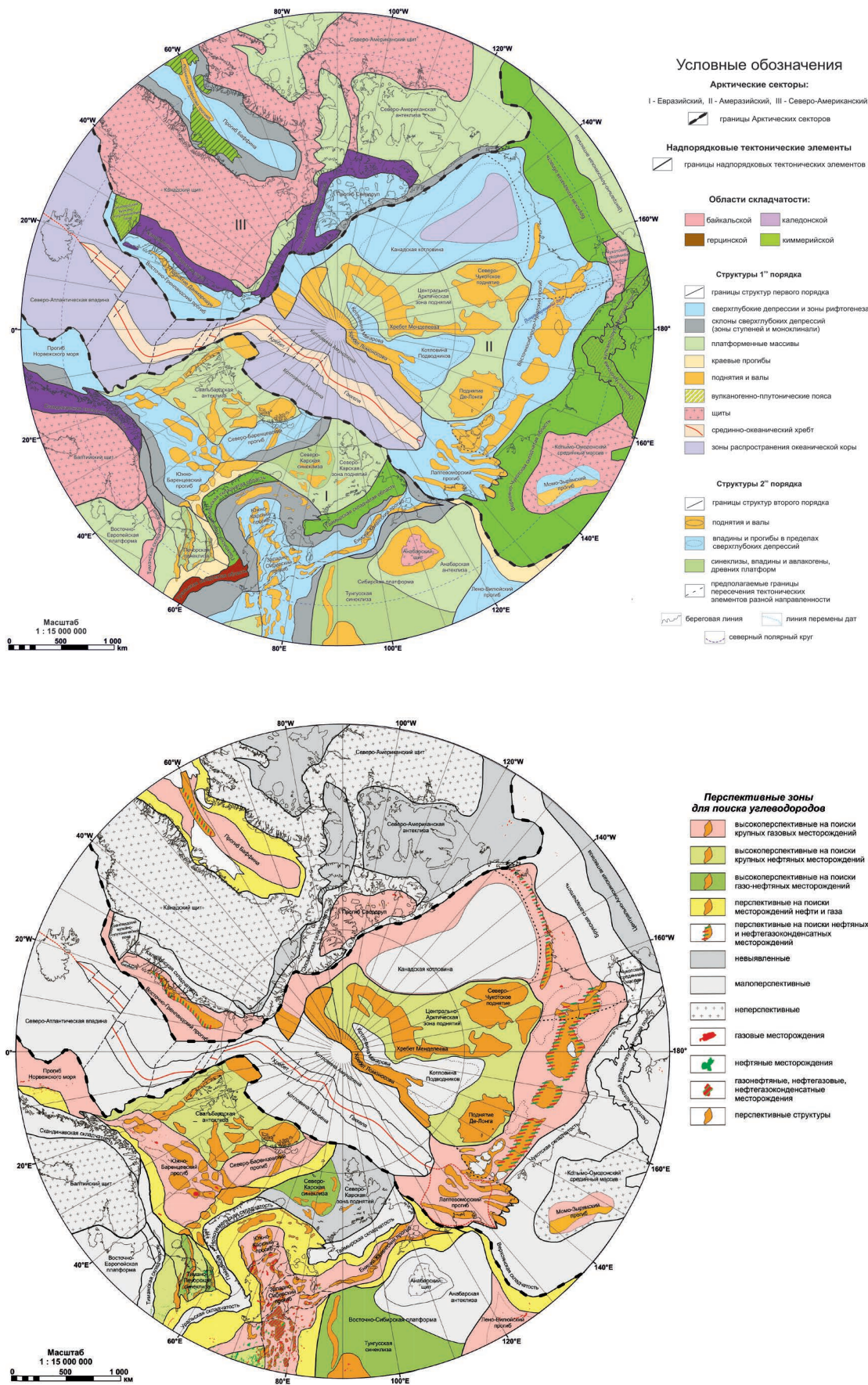


Рис. 2. Карта перспектив нефтегазоносности раздельного фазового прогноза Арктического региона.

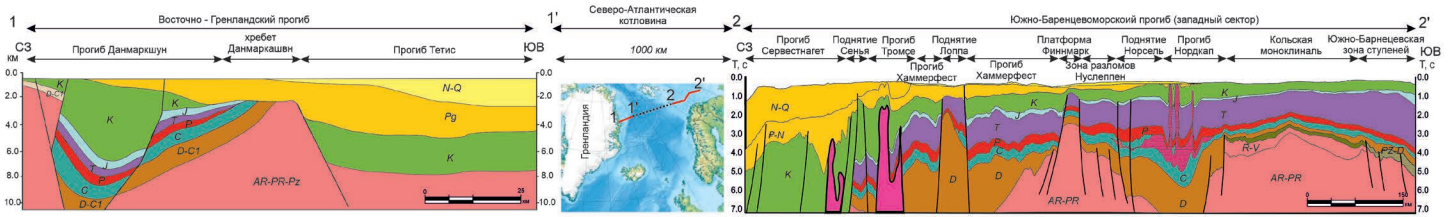
Такой подход, к примеру, актуален для оценки нефтегазоносности новых регионов Арктики, древних осадочных бассейнов с многостадийным образованием залежей углеводородов, глубоких горизонтов. Так, для циркумполярного Арктического региона построена карта крупных региональных прогибов, испытавших активное погружение в течение длительного геологического времени (рис. 6, 7), иллюстрирует наличие глубоких прогибов, тянущихся на большие расстояния от бассейна к бассейну, мощность отложений в их пределах превышает 10–15 км [40]. На платформах и платформенных массивах сохранились палеозойские бассейны. В глубоких впадинах палеозойские бассейны оказались погребенными под мощными толщами мезо-кайнозойских отложений. На всех этапах развития бассейнов формировалась и переформировывалась нефтегазоносность. Структурно-тектоническое районирование позволяет проводить раздельный фазовый прогноз для поиска углеводородов, что делает разработанные модели особенно полезными при планировании геологоразведочных работ на нефть и на газ. Прогноз зон нефтегазоаккумуляции ведется с учетом типа и возраста осадочного бассейна. В палеозойских бассейнах поиск следует сосредотачивать на бортовых структурах, стратиграфически и тектонически ограниченных ловушках, связанных со стратиграфическими несогласиями и выходом древних пород под поверхность размытия. В мезозойских бассейнах залежи часто связаны с толщами заполнения бассейнов терригенными отложениями.

Рисунок 6. А – Схема тектонического строения Арктики и прилегающих акваторий.

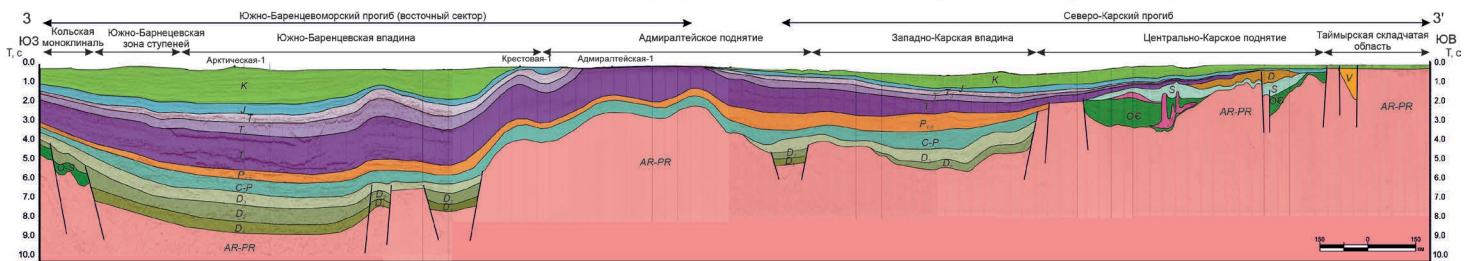
6. Б – Схема раздельного фазового прогноза бассейнов Арктики и прилегающих территорий [40]



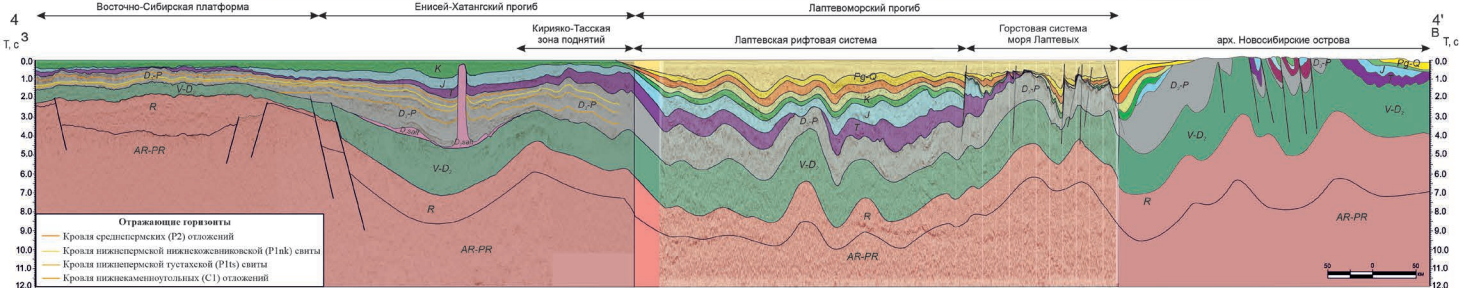
Региональный сейсмогеологический профиль восточной Гренландии и западной части Баренцева моря



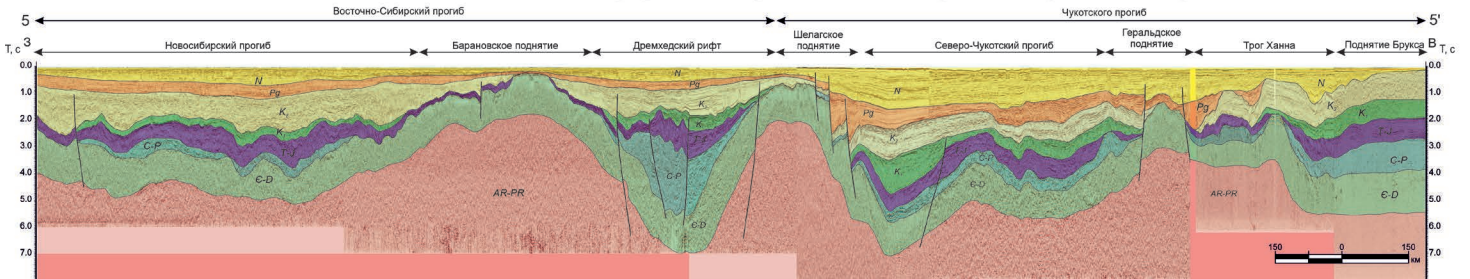
Региональный сейсмогеологический профиль восточной части Баренцева и Карского морей



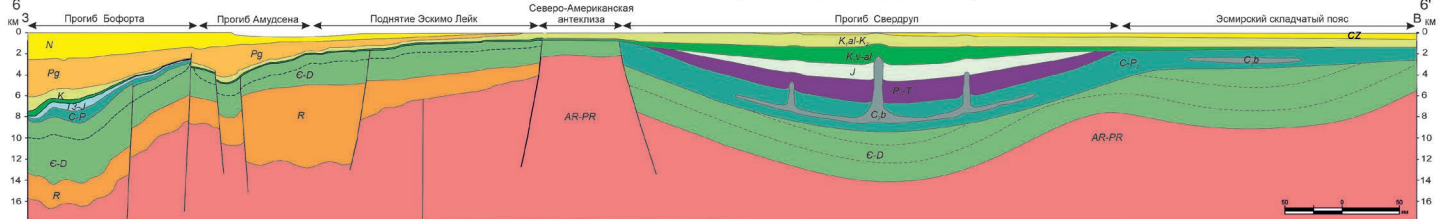
Региональный сейсмогеологический профиль Енисей-Хатангского и Лаптеворморского прогибов



Региональный сейсмогеологический профиль шельфа Восточно-Сибирского и Чукотского морей



Региональный сейсмогеологический профиль моря Бофорта и прогиба Свердруп



Региональный сейсмогеологический профиль моря Баффина

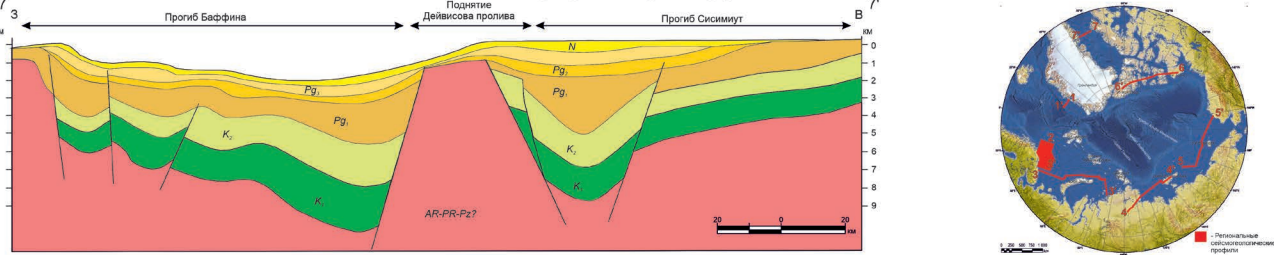


Рисунок 7. Сейсмогеологические разрезы Арктики [40]

ями, где широкое распространение имеют литологические ловушки как в различных конусах выноса отложений, так и в зонах примыкания мезозойских пород к более древним отложениям. В кайнозойских бассейнах восточного сектора российской Арктики поиск углеводородов пока следует вести на крупных антиклинальных поднятиях.

Описанный подход, отработанный на Арктических акваториях, был применен и к другим акваториальным бассейнам Российской Федерации, включая Дальний Восток, южные бассейны Черного и Каспийского морей [44]. Эти работы продолжаются, карты уточняются и совершенствуются по мере получения новой геолого-геофизической информации.

1.2. Переформирование древних залежей: палеореконструкции – путь к пониманию их современного местоположения.

Изучение палеобассейнов позволило найти решение для прогноза углеводородов в древних толщах, где образование залежей нефти и газа происходило в несколько этапов. Современное размещение скоплений нефти и газа в древних толщах и древних нефтегазоносных бассейнах, которые претерпевали структурную перестройку не только на завершающем этапе фанерозоя, но и на более ранних этапах, контролируется сложным процессом формирования и последующего многоступенчатого переформирования скоплений углеводородов. Направления и механизмы перераспределения некогда единого скопления в отдельные залежи углеводородов контролируются структурным планом на каждый

этап геологической истории бассейна. Перемещения флюидов во времени и пространстве сопровождаются вторичными преобразованиями природного резервуара, по которому двигаются газ, нефть или вода. В силу химических реакций, которые протекают в породе на контактах с газом, нефтью или водой, одна и та же порода может на одном этапе геологической истории развития бассейна работать как коллектор, а на другом этапе она же будет представлять собой плотную сцементированную породу, не способную пропускать флюид, формируя литологические экраны на пути движения флюидов. Такие вторичные процессы достаточно широко распространены в бассейнах, претерпевших значительные структурные перестройки. Как результат, большинство скоплений углеводородов распределено на пути миграции углеводородов от палеосвода к современному своду крупных структур, т. е. в пределах склонов современных структур или вдоль зон разломов и трещин.

Такой механизм формирования отражается, например, в распределении месторождений Восточной Сибири, где доля залежей в неантиклинальных ловушках значительно превосходит долю пластово-сводовых залежей, традиционных для мезо-кайнозойских бассейнов. Как следствие, скважины, пробуренные в своде антиклинальных структур, в основном «сухие», а скважины, расположенные гипсометрически ниже, дают притоки нефти или газа. Для понимания направления миграции углеводородов и процесса формирования и переформирования или разрушения залежей была проведена реконструкция структурного плана на различные этапы геологического развития территории юга Восточной Сибири (рис. 8). Учитывались не только раннепале-

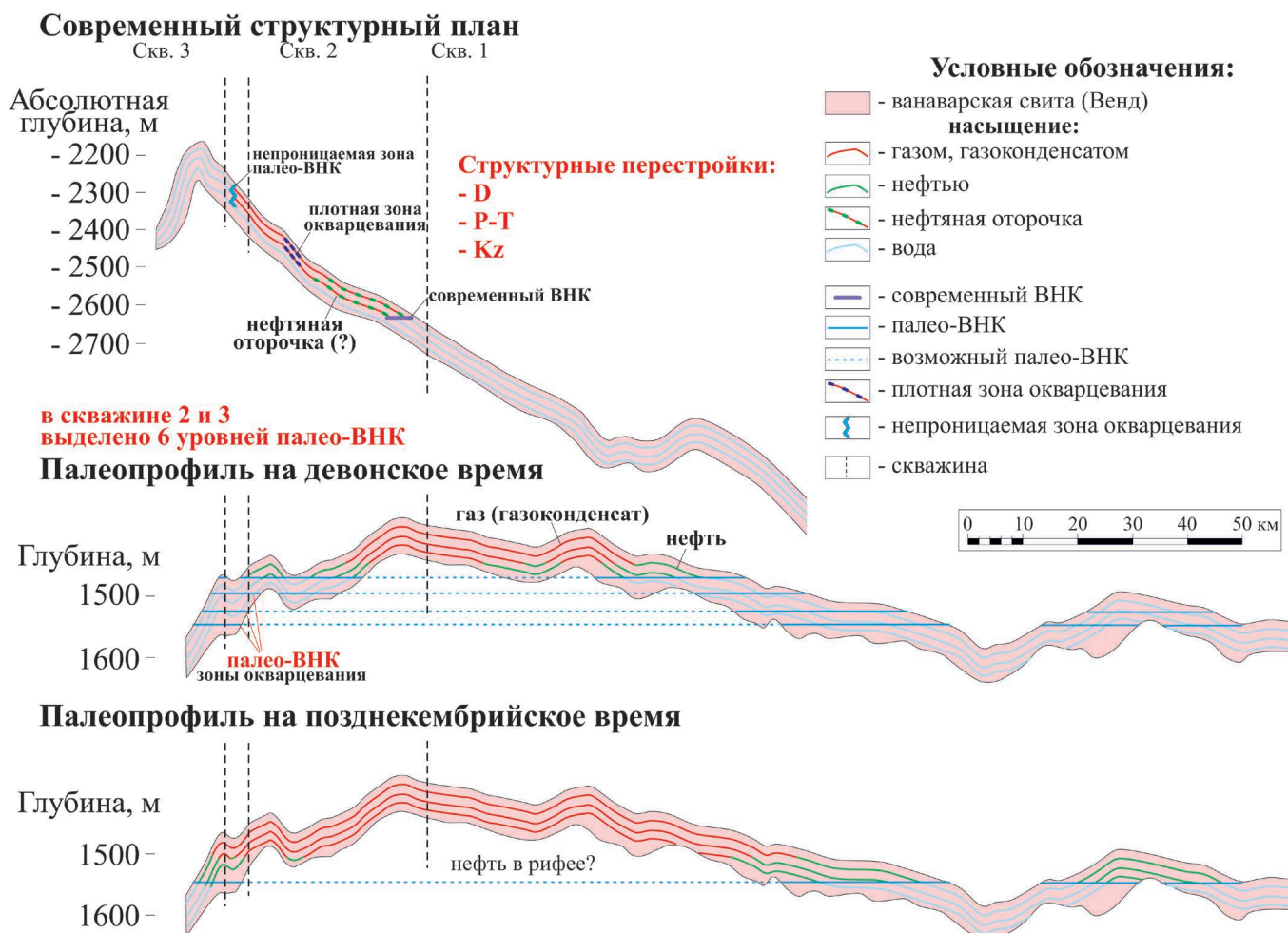


Рисунок 8. Модель формирования месторождения в терригенных отложениях ванаварской свиты на склоне Байкитской антеклизы Восточной Сибири [38]



озойские структурные перестройки, выявленные по изменению мощности осадочного чехла кембрийско-ордовикских отложений, но и были смоделированы структурные перестройки позднепалеозойского и мезо-кайнозойского этапов развития с учетом регионального строения всего бассейна [38]. При этом активно использовались накопленные за многие годы труды геологов МГУ имени М.В. Ломоносова [16, 48, 49], СНИИГГИМС [7, 31], ИНГГ СО РАН ([44, 45]).

Процессы переформирования некогда единых крупных скоплений не единичны, они встречаются во многих бассейнах, которые претерпели структурные перестройки. Подобные исследования проводились не только в Восточной Сибири, но и в Волго-Уральском, Охотоморском и других бассейнах [5]. Периоды структурных перестроек активизировали процессы миграции углеводородов из древних залежей. Однако резервуар, обладавший первоначально емкостно-пустотным пространством, в силу вторичных литологических процессов начал выполнять роль флюидоупора, запечатывая залежь в литологических ловушках. Данный процесс мог повторяться неоднократно на протяжении фанерозойской истории развития бассейна, разобшая некогда единую крупную антиклинальную залежь на более мелкие, запечатанные в литологические ловушки, залежи. Часть углеводородов смогла найти пути беспрепятственной миграции к новым антиклинальным структурам, сформированным на более поздних этапах геологической истории развития бассейна. Однако большая часть скоплений нефти и газа осталась запечатанной в литологических ловушках на пути миграции углеводородов. Поэтому при поиске новых скоплений или при планировании бурения разведочной скважины необходимо учитывать миграцию углеводородов с течением времени. А это требует детального палеоструктурного анализа территории.

2. Осадочно-миграционная теория происхождения нефти и газа. Практическое применение

2.1. Высокоуглеродистые формации.

Оценка перспектив нефтегазоносности – новый практический результат осадочно-миграционной теории происхождения нефти. В приложении к современным задачам поисково-разведочных работ на нефть и газ осадочно-миграционная теория происхождения нефти оказалась крайне актуальна для понимания особенностей нефтегазоносности высокоуглеродистых формаций, которые часто называют «сланцевыми». Под высокоуглеродистой формацией (ВУФ) понимается природная совокупность тонкослоистых горных пород со сходными условиями образования, благоприятными для накопления органического вещества и его преобразования в углеводороды с последующей возможной миграцией в пустотное пространство этих пород [1, 18, 35, 36, 41]. Сама ВУФ рассматривается как толща последовательного непрерывного осадконакопления в условиях относительно глубоководного бассейна с высокой концентрацией органического углерода. Присутствие в сланцевых породах органического вещества, способного образовывать преимущественно нефтяные углеводороды (сапропелевое или существенно сапропелевое с примесью зоопланктона и бентоса органическое вещество), делает их наиболее привлекательными для прогноза нефтяных скоплений. При этом сапропелевое органическое вещество должно было находиться или находится сейчас в главной зоне нефтегазообразования (нефтяное окно) и, как правило, в области максимального погружения толщи.

Условие максимальной концентрации органического вещества не в приподнятых зонах, а, напротив, в наиболее погруженных зонах осадочного бассейна делает принципиально отличными методы поисков традиционных скоплений от скоплений сланцевой нефти (рис. 9). Органическое вещество (кероген), по-



Рисунок 9. Зоны максимальной концентрации углеводородов в сланцевых породах расположены в наиболее прогнутой части бассейна [36, 41]

падающая в условия высоких температур и давления, начинает генерировать и отдавать углеводородные флюиды, тем самым повышая давление в породе, вытесняя воду (рис.10). Высокоуглеродистая формация, помимо того что является высокопродуктивной нефтематеринской толщей, сама содержит значительное количество углеводородов. Это дает право рассматривать высокоуглеродистую толщу как единый резервуар углеводородов (УВ), из которой часть УВ ушла и мигрировала в структурные ловушки, а большая часть осталась и представляет собой недоразведанные ресурсы. Исследования отложений доманиковой формации Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов, где единые закономерности ее строения в разных регионах вдоль Урала, позволили создать модель прогноза наиболее продуктивной части формации [11, 17] (рис.11). Сложное внутреннее строение высокоуглеродистой

Повышение давления порового флюида за счет созревания керогена



«НЕЗРЕЛЫЙ»
Поры, насыщенные водой, малое удельное электросопротивление, нормальное давление флюида

Кероген > Нефть
Твердый Флюид

1. Генерируемая нефть вытесняет поровую воду
2. Нефть генерируется за счет несущего нагрузку керогена
3. Вытеснение воды и снижение пористости, обусловленное уплотнением сланца, повышает давление флюида в малопроницаемых породах



«НЕДОЗРЕЛЫЙ»
Матрица, смачиваемая нефтью, дисперсионная нефте- и водонасыщенная фаза, вытеснение воды

Средне-высокое удельное электросопротивление, нет уплотнения



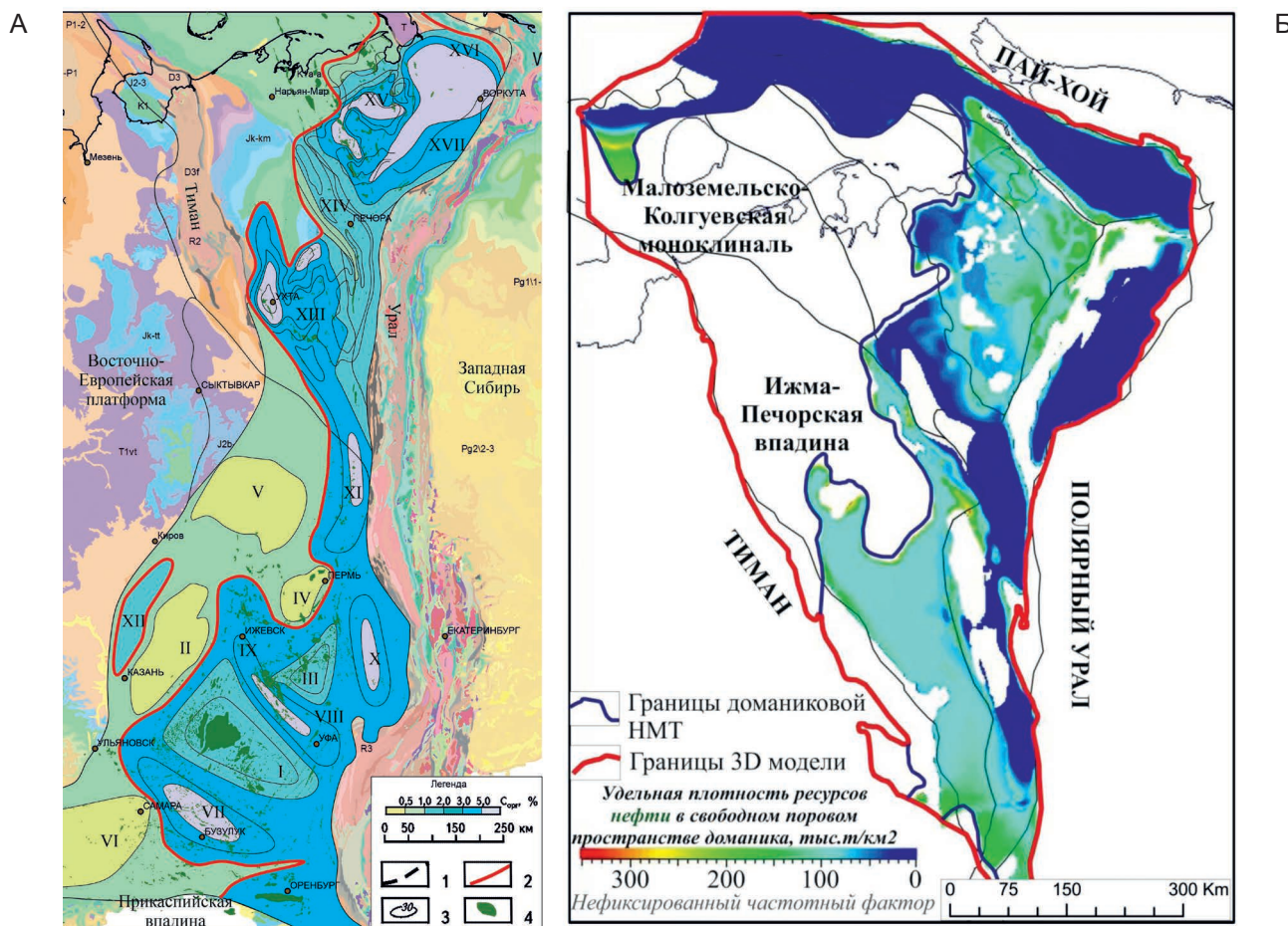
«ЗРЕЛЫЙ»
Дисперсионная фаза с высокой нефтенасыщенностью и вытеснением и с низкой водонасыщенностью

Очень высокое удельное электросопротивление, некоторое уплотнение

Высокое давление флюида
ПОРОВЫЕ ФЛЮИДЫ
ВОДА
НЕФТЬ

МАТРИЦА
КЕРОГЕН
НЕОРГАНИКА

Рисунок 10. Схема, иллюстрирующая изменения объема поровых флюидов (пористость) и пространства, которые могут сопровождать формирование углеводородов (степень зрелости) в нефтематеринских породах [41]



Границы: 1 – НГБ; 2 – распространения доманиковых отложений; 3 – линии равных мощностей, м; 4 – месторождения УВ; А – Волго-Уральский бассейн: I – Южно-Татарский свод; II – Северо-Татарский свод; III – Башкирский свод; IV – Пермский свод; V – Камский свод; VI – Жигулёвско-Пугачёвский свод; VII – Бузулукская впадина; VIII – Мелекесская впадина; IX – Благовещенская впадина; X – Верхнекамская впадина; XI – Юрюзано-Сылвенская депрессия; XII – Соликамская депрессия; XIII – Казанско-Кажимский прогиб; Б – Тимано-Печорский бассейн: XIV – Верхне-Печорская впадина; XV – Печоро-Кожвинский мегавал; XVI – Хорейверская впадина; XVII – Коротайхинская впадина; XVIII – Костю-Роговская впадина.

Рисунок 11. Доманиковья высокоуглеродистая формация. А – область распространения в Предуральском прогибе [17]. Б – Плотность ресурсов в доманиковых отложениях Тимано-Печорского бассейна [30]

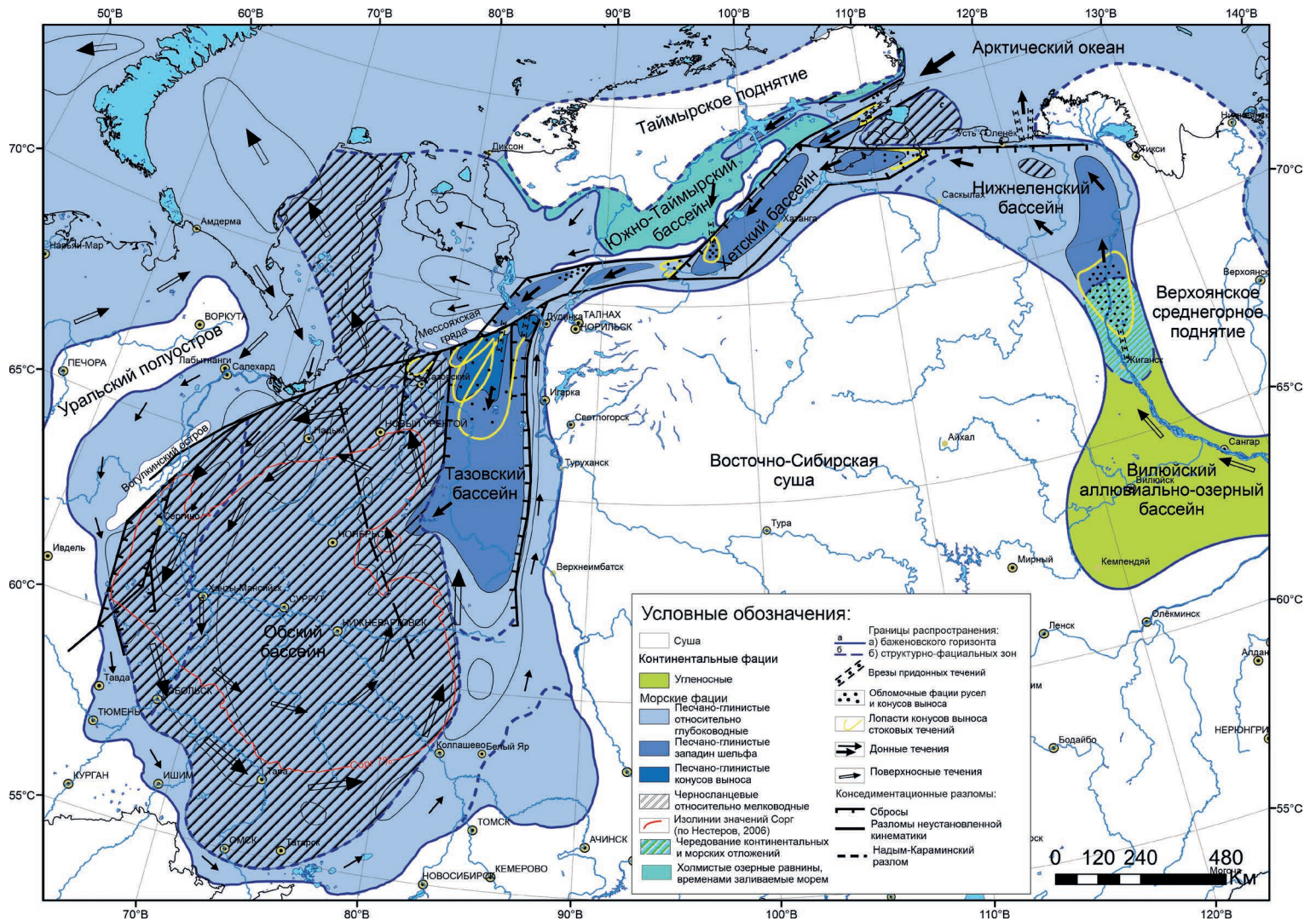


Рисунок 12. Фациальные ассоциации позднеюрского времени [34]

толщи и различные формы нахождения в ней углеводородов как в свободном, так и в связанном состоянии требуют новых подходов к оценке объемов нефти и газа в ее составе. Возможность прогнозировать геологические ресурсы углеводородов в высокоуглеродистых сланцевых толщах основана на детальном геологическом анализе объемов их генерации и всех параметров, удерживающих эти углеводороды в материнской породе.

Высокоуглеродистые формации накапливались в условиях нескольких пиков глобальных повышений уровня Мирового океана в истории развития Земли, в относительно глубоководных условиях (глубина моря 100–400 м). Газовый режим в процессе формирования толщи менялся от нормального до сероводородного заражения как в осадке, так и в придонном слое. Отсутствие сероводородного заражения придонных вод обосновывается широким распространением остатков бентосных организмов (пелициподы, замковые брахиоподы, бухии, иноцерамы), чувствительных к недостатку кислорода. В результате сформировались глинисто-карбонатные или глинисто-кремнистые породы с содержанием $\text{Corg} > 2,5\%$. Толщина интервала с максимально высоким содержанием ОВ обычно не превышает 20–40 м, лишь в единичных случаях возрастая до 60–80 м. Необходимые условия накопления черных сланцев – повышенная первичная биопродуктивность, быстрое захоронение ОВ и низкая скорость мине-

ральной седиментации. Часто эти критерии контролируются тектоникой и гидродинамикой.

В Западной Сибири в титоне-раннем берриасе тектоника определяла глубину бассейна (превышающую базис штормовых волн) и спокойный режим в области накопления ВУФ и на прилегающей непленнизированной суше. Активная дивергентная сдвиговая тектоника Енисей-Хатангского прогиба в зоне транспортировки водных масс в направлении Западной Сибири обеспечивала интенсивный сток питательных веществ и улавливание твердого материала [33, 34]. Перемежающийся, но практически постоянный сток биофильных элементов определялся чередованием трансгрессивных и регрессивных эпизодов. Распределение питательных веществ в баженовском море контролировалось контурными течениями и апвеллингом [8] (рис.12).

2.2. Технология прогноза пустотного пространства высокоуглеродистой формации.

Особенности преобразования органического вещества и минеральной матрицы пород ВУФ позволили сформировать модель порового пространства и насыщающих его флюидов, которая описывает степень открытости и сообщаемости пор и подвижность углеводородных соединений в поровом пространстве

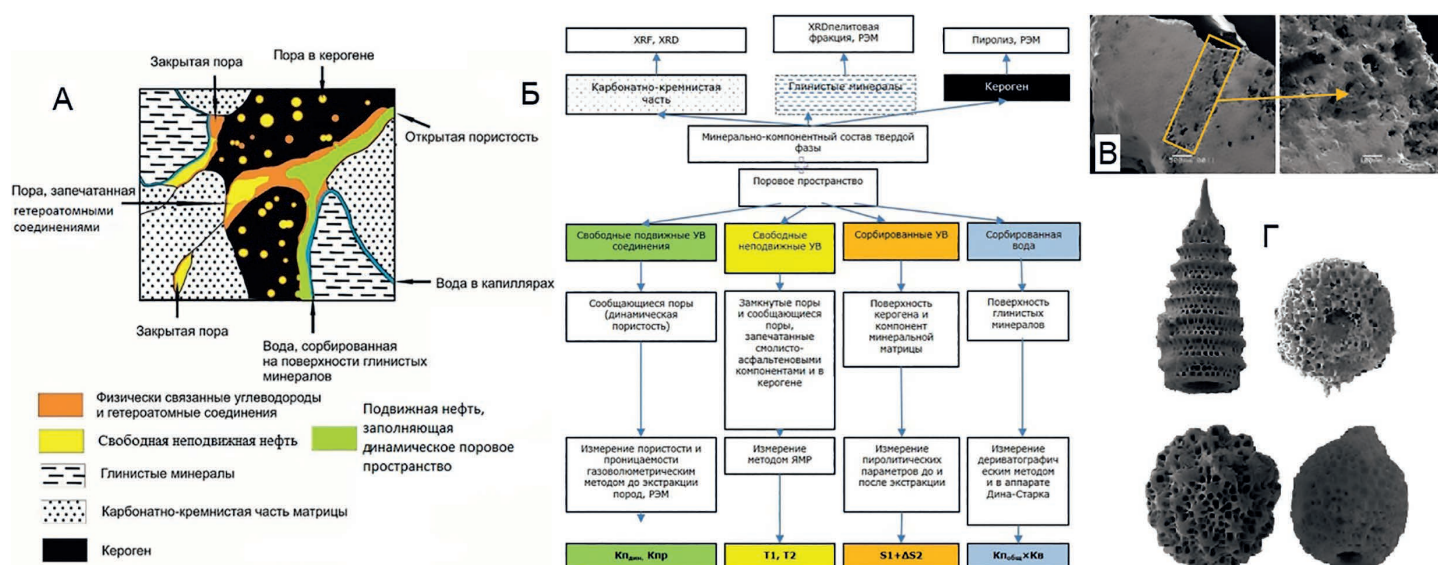


Рис. 13. Технология прогноза пустотного пространства и насыщающих флюидов нетрадиционного коллектора:

А – модель порового пространства и насыщающих флюидов для пород баженовской свиты (стадия катагенеза МК3-4);
 Б – схема изучения пород ВУФ; В – структура пустотного пространства в пористых радиоларитах; Г – скелеты радиоларий

(рис. 13А). Модель включает в себя: открытые, сообщающиеся поры, заполненные подвижной нефтью; замкнутые поры, занятые свободной нефтью; сорбированные углеводородные соединения на поверхности пор; воду, сорбированную на поверхности глинистых минералов и гидрофильных капиллярах. Литологический состав и геометрия пустотного пространства, а также состав углеводородных соединений в поровом пространстве напрямую зависят от степени катагенетической преобразованности [21]. Стадия катагенеза для ВУФ по сравнению с традиционными коллекторами приобретает решающее значение.

Сложная геометрия пустотного пространства, малый диаметр поровых каналов, преобладание изолированных пор, преимущественно низкая проницаемость и отсутствие корреляционной взаимосвязи пористости и проницаемости – это генетически обусловленные особенности вторичных коллекторов ВУФ. Они формируются в течение всей постдиагенетической истории толщи, когда происходит очаговое растворение и перераспределение минерального вещества, катагенетическое преобразование керогена с изменением его объема и структуры. Наложенные гидротермальные процессы и тектогенез также приводят к формированию пор, каверн и трещин.

В породах ВУФ баженовской свиты коллекторы чаще всего формируются в кремнистых, кальцитизированных и/или доломитизированных радиоларитах (рис. 13В, 13Г) на стадиях раннего и среднего катагенеза. На стадиях позднего катагенеза эффективная мощность возрастает за счет того, что дополнительно поровое пространство формируется в обогащенных керогеном низкокремнистых породах (глинисто-кремнисто-керогеновые) и обогащенных фосфатными компонентами кремнисто-фосфатных и фосфатных породах.

Для анализа заполнения порового пространства углеводородными соединениями с различной степенью сорбции на керогене и минеральной матрице на кафедре разработана схема исследования образцов пород ВУФ (рис. 13Б). Проводимые по данной схеме исследования позволяют охарактеризовать объемы всех углеводородных соединений, которые можно извлечь из пород ВУФ.

2.3. Цифровые модели углеводородных систем – путь к цифровизации геологических данных.

Бассейновое моделирование (геолого-геохимическое моделирование, моделирование углеводородных систем) – прогнозный инструмент в нефтегазовой геологии. Он позволяет численно моделировать все процессы, происходящие в осадочном бассейне и влияющие на формирование нефтегазоносности на протяжении всей истории развития изучаемого региона. Цифровые модели процессов нефтегазообразования получили начало в МГУ еще в 1980-х годах в работах Ю.И. Галушкина, Н.В. Лопатина, Ю.К. Бурлина, Г.Е. Яковлева. В начале 2000-х годов этот инструмент уже активно использовался геологами всего мира, и на кафедре появилось программное обеспечение, созданное нашими иностранными коллегами, которое позволило строить двух- и трехмерные бассейновые модели.

Это направление активно развивается и сегодня. В рамках сотрудничества с компанией «Шлюмберже» (Schlumberger), мирового поставщика технологий для нефтегазовой отрасли, многие модели строятся в программном пакете «Petrel». Помимо этого, мы активно работаем в нашем университетском ПО «ГАЛО» – разработке Ю.И. Галушкина. Нужно сказать, что моделирование – это инструмент для перевода совокупности геологических данных в единую систему, который можно использовать для разных целей. Сейчас наиболее актуальными и интересными с научной точки зрения целями, которым моделирование поставлено на службу, являются:

- моделирование углеводородных систем ВУФ – для прогноза наиболее благоприятных с точки зрения нефте- и газоизвлечения зон в сланцевых породах, а также оценки ресурсов углеводородов;
- моделирование нефтегазовых систем слабоизученных регионов, где есть объективный недостаток достоверной геологической информации, – а это и акватория восточной части Арктики, и Енисей-Хатанга, и Восточная Сибирь;
- моделирование нефтегазовых систем хорошо изученных регионов – с целью уточнения запасов и прогнозов недоразведанных залежей. Тут моделирование помогает разобраться с



проблемой, почему порой возникают несоответствия между оценочными запасами и реально извлекаемыми.

Одним из сложных, но актуальных направлений бассейнового моделирования является подбор параметров, влияющих на закон, в соответствии с которым численно рассчитывается генерация нефти и газа. Основным параметром в данном случае является кинетический спектр деструкции органического вещества. К примеру, разработанная в МГУ технология определения кинетических параметров деструкции керогена была опробована для моделирования преобразования ОВ в породах баженовской свиты Западно-Сибирского и в доманиковых отложениях Тимано-Печорского бассейнов [30]. Моделирование позволило сравнить расчетные параметры изменения генерационного потенциала пород при разных входных кинетических спектрах с результатами пиролитических исследований каменного материала и подобрать оптимальные для моделирования параметры (рис. 14). Полученные результаты показали перспективность разработанного подхода.

Другим направлением в рамках бассейнового моделирования является прогноз распространения месторождений в Арктике. Для всех нефтегазоносных бассейнов Арктики, отличающихся разной степенью разведанности и изученности, были построены двухмерные модели. При моделировании были спрогнозированы параметры нефтегазоносности на основе метода аналогий, которые сведены в единую систему, перспективную для дальнейшего ее использования при моделировании отдельных структурных зон (рис. 15) [40]. Эти результаты как открывают широкий спектр возможностей для прогнозирования и разведки потенциально нефтеносных площадей, так и поднимают новые вопросы, задают новые вызовы для моделирования бассейнов Арктики с использованием новой, получаемой в результате бурения скважин с отбором керна и его исследований информации.

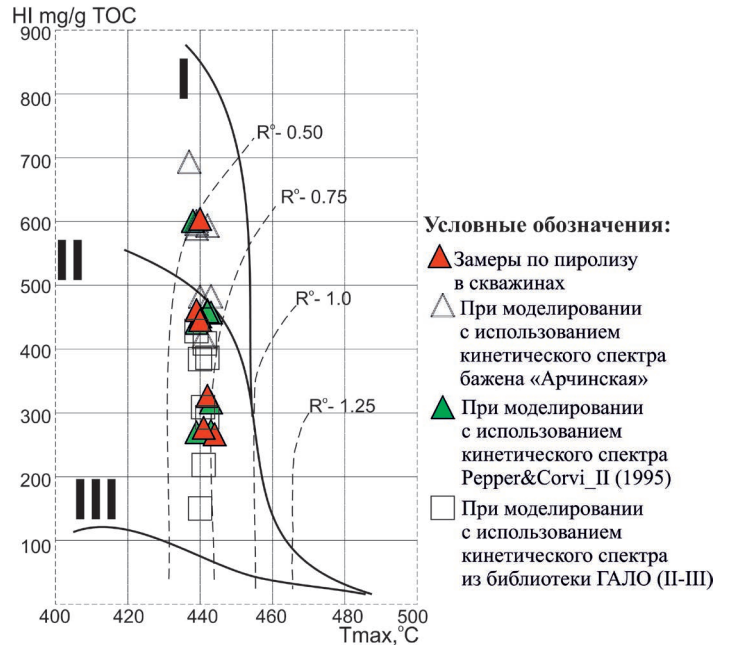


Рисунок 14. Сравнение результатов моделирования при различных сценариях кинетического спектра с реальными пиролитическими данными

2.4. Научно-прикладные геохимические исследования.

Геохимия органического вещества является неотъемлемой частью бассейнового анализа и моделирования всех процессов формирования залежи и поведения флюидов в резервуаре. Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых с момента своего основания могла похвастаться тем, что на ней работали

Нефтегазоматеринская порода (НГМТ)	Нефтегазоносный бассейн (НГБ)										
	бассейн Баренцева море					Южно-Карский бассейн					
	C	P	T	J	K	KZ	J	K1	K2	P	NQ
Мноэолевая (N1)											
Олигоэолевая (P3)											
Эоэолевая (P2)											
Палеоэолевая (P1)											
Верхнемеловая (K2)							Сеноманская (K2s) II / 5.45 / 435 / МК1				
Нижнемеловая (K1)							III / 2 / 220 / МК1-3				
Верхнеюрская (J3)	Аналог баженов II / 15 / 600 / ПК3						Аналог баженов II / 11 / 550 / МК3-5				
Среднеюрская (J2)							Лейпцигская, лейпцигская II / 3.5 / 400 / МК5-АК1				
Нижнеюрская (J1)	II-III / 9 / 450 / МК1						Китерботовская, лейпцигская II / 3.2 / 350 / АК1-2				
Триасовая (Т)	Среднетриасовая II / 12 / 400 / МК2						Чекановская (Т1-2) II-III / 6 / 350 / МК1				
Верхнепермская (P3)	III / 1.5 / 200 / МК3						Мисайловская III / 2 / 150 / МК5-АК1				
Среднепермская (P2)							Верхнекозловская (P2k) II-III / 2.4 / 410 / МК2-4				
Нижнепермская (P1)	Альсильо-саксарская (P1s-s) II / 4 / 450 / МК3-4						Нижнекозловская (P1u-k), тустанская (P1s-a) II-III / 4.5 / 400 / МК3-5				
Верхнекамменноугольная (С3)							Верхнекозловская (P2k) II-III / 2.4 / 410 / МК2-4				
Среднекамменноугольная (С2)							Верхнекозловская (P2k) II-III / 2.4 / 410 / МК2-4				
Нижнекамменноугольная (С1)	Визейская (С1v) II-III / 5 / 450 / МК4						Нижнекозловская (P1u-k), тустанская (P1s-a) II-III / 3.7 / 320 / АК1-2				
Верхнедевонская (D3)	Доманиковская I-II / 7 / 600 / АК1						Доманиковская II / 7 / 610 / МК5-АК1				
Среднедевонская (D1-2)							Аналог куонамки II / 12 / 550 / АК1-2				
Вендская (V)							Хатильевская I-II / 2 / 500 / АК3				
Верхнерифейско-вендская (R3-V)							Девондская I-II / 2.6 / 500 / АК3				
Нижнерифейская (R1u-i)							Усть-чанинская II / 4 / 450 / АК2-3				
Нижнерифейская (R1mk)							Мукуновская II / 2 / 420 / АК2-3				

Условные обозначения: Девонская / II / 7 / 600 / АК1 - характеристика НГМТ; Глины, аргиллиты; Угли, углистые аргиллиты; Глинисто-карбонатные и карбонатно-глинистые породы; Карбонатные отложения (битуминозные известняки); II - тип ОВ; 7 - исходное содержание ТОС (%); 610 - исходный водородный индекс (HI, мг УВ / г ТОС); МК5 - зрелость ОВ на современный этап в бассейне (в градациях катагенеза); Время «работы» (генерация УВ) НГМТ в очаге бассейна

Рисунок 15. Потенциальные нефтегазоматеринские толщи Арктики [40]

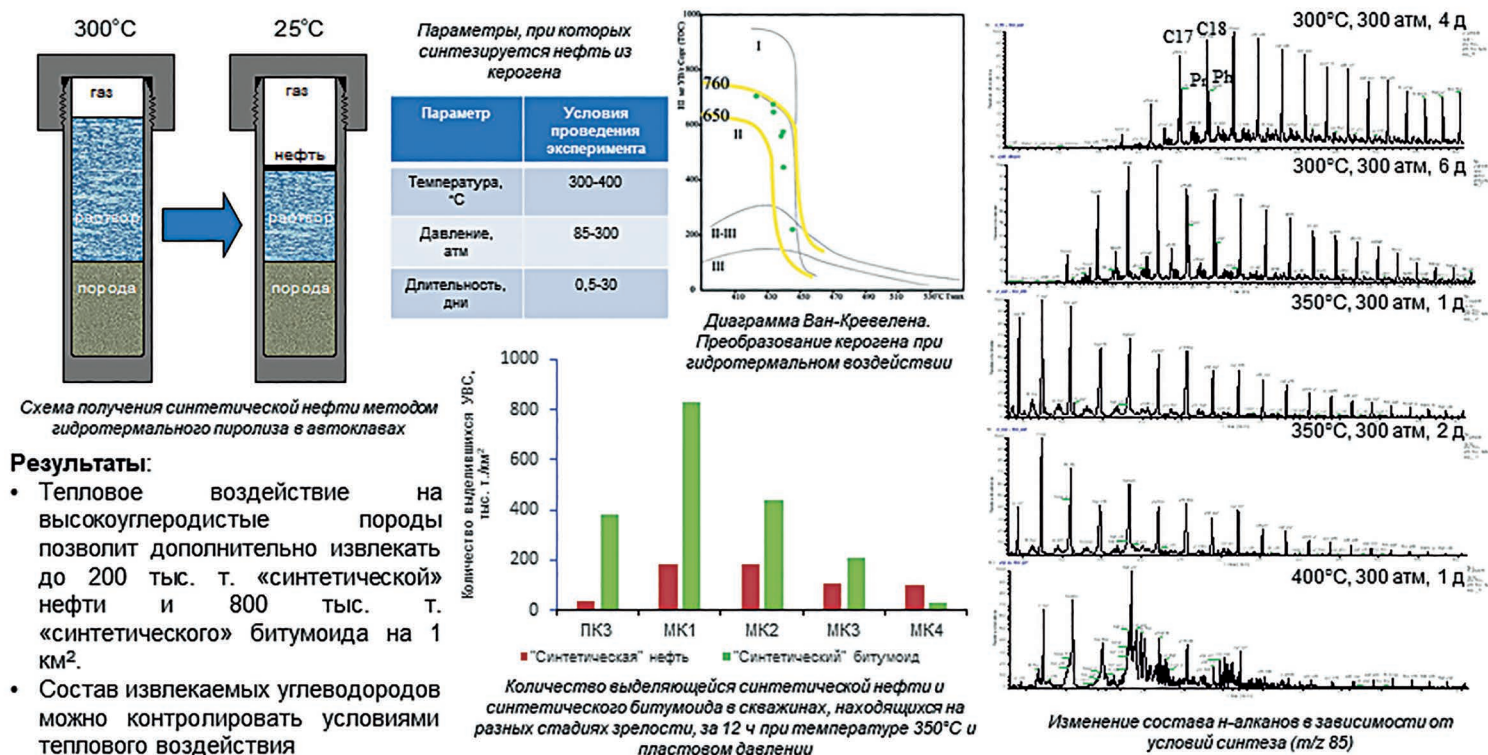


Рисунок 16. Гидротермальное воздействие на породы высокоуглеродистой формации

и продолжают работать выдающиеся органические геохимики – Н.Б. Вассоевич, А.Н. Гусева, Ю.И. Корчагина, О.К. Баженова, Т.А. Кирюхина, Н.В. Лопатин, Н.П. Фадеева, Е.В. Соболева, Э.А. Абля, В.В. Мальцев и многие другие. Это направление и сейчас развивается активно с использованием современных аналитических возможностей и комплексного геолого-геохимического взгляда на объекты геохимических исследований. Объектом изучения органической геохимии является как твердое органическое вещество пород, так и углеводороды (газ, нефть). При исследовании органического вещества пород на сегодняшний день геохимики работают в тесном взаимодействии с углепетрографами (специалистами в области органической петрологии) и литологами, т.к. такой подход позволяет лучше разобраться в процессе трансформации пород и органического вещества, в его превращении в нефть или газ. Геохимик фиксирует изменения в химическом (элементном, изотопном, молекулярном) составе органического вещества, а петролог (и литолог при использовании специализированного оборудования) визуально фиксирует, как меняется это вещество на качественном уровне – его оптические свойства, текстура. На примере изучения пород доманиковой ВУФ Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов нам удалось наглядно показать, что совместная работа геохимика и угольщика вместе с геологами других направлений значительно повышает достоверность выводов для оценки перспектив нефтегазоносности высокоуглеродистых формаций [17].

Помимо комплексного геохимически-петрологического подхода к изучению органического вещества коллектив кафедры несколько лет назад начал применять новые, нестандартные технологии и включать их в комплекс геохимических исследований. Комплексное использование новых нестандартных геохимических методов позволяет проводить эксперименты по натурному моделированию процесса генерации углеводородов из органического вещества. Над этой работой трудится междисциплинарный коллектив геологов, химиков, математиков и физиков.

Практическая значимость результатов таких исследований натурного моделирования очень разнообразна: это и оценка доизвлекаемых термическими методами ресурсов (рис. 16) [4, 19, 21, 22, 23], и возможность проследить изменения состава генерируемой нефти в зависимости от катагенетической зрелости пород [14], и оценка генерационных возможностей органического вещества «нетипичных» нефтематеринских пород, например углей [21].

Отдельно отметим, что благодаря проводимым исследованиям деструкции органического вещества доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна удалось разработать методику и восстановить для этих отложений двухкомпонентный (т. е. с разделением на нефть и газ) кинетический спектр деструкции органического вещества с учетом литологической неоднородности доманиковых пород [30]. Это очень важное достижение, т. к. при геолого-геохимическом моделировании именно от заложенного в модель кинетического спектра зависит фазовый состав прогнозируемых залежей, а также время начала, пика и конца генерации нефтегазоматеринской толщи (НГМТ) нефти и газа. В коммерческих ПО для бассейнового моделирования интегрирована библиотека кинетических спектров, но по понятным причинам в них отсутствуют данные для российских НГМТ, что приводит к существенным погрешностям в результатах моделирования. Полученные кинетические спектры позволяют значительно уточнить результаты бассейнового моделирования и скорректировать прогнозы [30]. В то же время данные работы требуют дальнейшего продолжения и учета геологических процессов, которые влияют на преобразование ОВ.

Другой важный и обширный блок работ геологов-нефтяников связан с изучением состава и свойств углеводородных флюидов – ведь нефть и газ хранят в себе информацию не только о своем генезисе, но и о наложенных процессах, о миграции – они перемещаются внутри горных пород, и их состав чутко на это реагирует. Современный уровень знаний о генерации и миграции УВ, а также аналитические возможности позволяют рассматри-



вать все флюиды, находящиеся в разрезе горных пород в совокупности, привлекая к интерпретации и информации о составе подземных вод. Причем связка «УВ флюиды-подземные воды» хорошо работает для достижения разных целей, от моделирования флюидодинамической взаимосвязи различных эксплуатационных объектов на разрабатываемом месторождении до поиска признаков нефтегазоносности в слабоизученных регионах прямыми геохимическими методами.

3. Новые направления угольной тематики в МГУ

Несмотря на то что мы много говорим о нефти и газе, уголь почти 80 лет остается по-прежнему одним из ключевых объектов исследований в МГУ, мы сохранили угольную лабораторию, где до сих пор работают и обучаются геологи-угольщики. Нам пришлось адаптировать угольную тематику под задачи времени и заняться использованием угольных параметров для решения задач поиска углеводородов, проблемами угольного метана, анализом механических свойств угля. Сейчас уголь набирает популярность, и опять вспомнили про геологов-угольщиков, которых осталось крайне мало в стране. Наши наработки позволяют решать задачи технологического использования угля в качестве сорбентов, создания композитных материалов, использования углей и продуктов их переработки для решения экологических задач. Цифровые модели угольных месторождений могут быть использованы для контроля за разработкой месторождений (рис. 17).

3.1. Метан угольных пластов.

Изучение газоносности угленосных отложений началось еще в XIX веке в связи с наращиванием добычи угля шахтным способом и большим количеством взрывов и возгораний на угольных предприятиях. И до сих пор безопасность ведения добычных работ остается одной из важных составляющих в этом направле-

нии. Накопление и систематизация фактического материала о выделении газов из угольных пластов с использованием различных технических средств привели к теоретическому обоснованию газоносности углей и позволили производить оценку метаноносности с учетом возможности использования метана угольных пластов (МУП) как самостоятельного полезного ископаемого. В настоящее время в ряде стран проводится промышленная добыча МУП (США, Канада, Австралия, Индия, КНР), в России начаты опытно-промышленные работы на базе Кузнецкого угольного бассейна. В конце 2011 года метан угольных пластов признан новым видом полезных ископаемых в России (приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 ноября 2011 года № 570-ст).

В Московском государственном университете это направление начало развиваться под руководством профессора М.В. Голицына [6]. Были выработаны критерии оценки метаноносности объектов различного масштаба (от угольных бассейнов до отдельных структур) по геологическим данным, проведено ранжирование этих критериев, что было опробовано на отдельных примерах (Кузбасс и его геолого-промышленные районы, Коротайхинская впадина Печорского бассейна) [9, 12, 24, 27]. Наиболее значимые объекты для самостоятельной добычи метана из угольных пластов сосредоточены в Кузнецком, Печорском и Донецком угольных бассейнах. Наибольшие ресурсы расположены в районах с плохо развитой инфраструктурой (Западно-Сибирский, Тунгусский и др.). В настоящее время в России посчитаны только прогнозные ресурсы, а на отдельных месторождениях – начальные геологические запасы угольного метана. Методика подсчета извлекаемых запасов только разрабатывается, разные ее варианты опробуются на отдельных месторождениях [38].

Добыча метана из угольных пластов требует детального изучения углей как нетрадиционных коллекторов, что согласуется с современными подходами к изучению высокоуглеро-

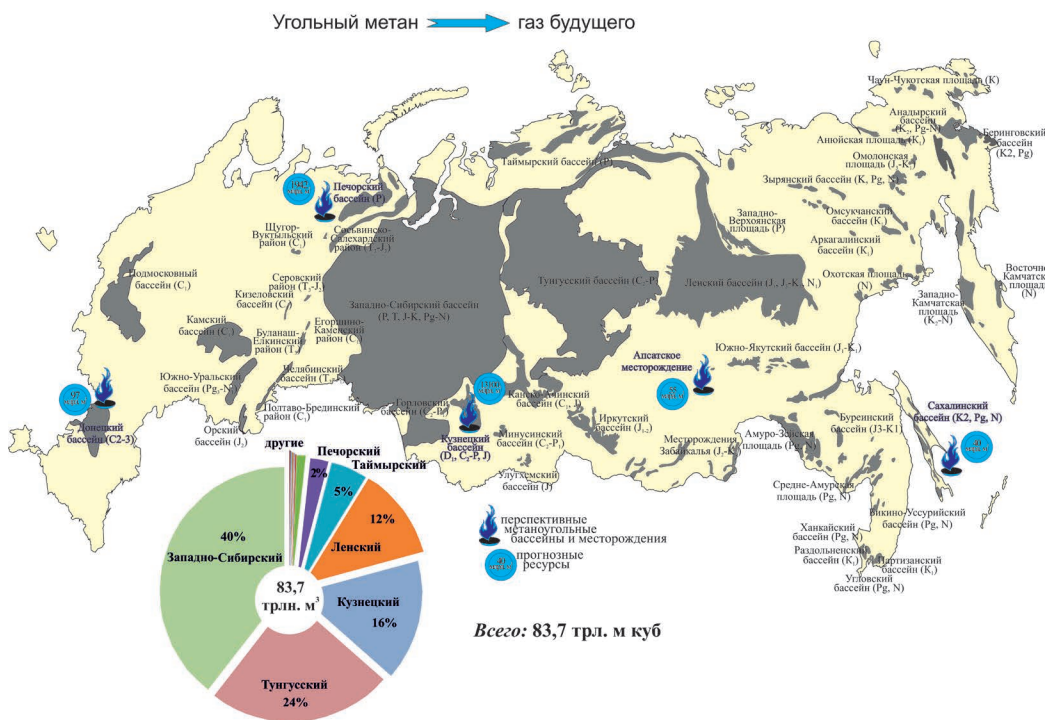


Рисунок 17. Новые направления угольной тематики в МГУ [24 с добавлениями]

От углепетрографии к генерации углеводородов



Технологическое использование



Контроль разработки



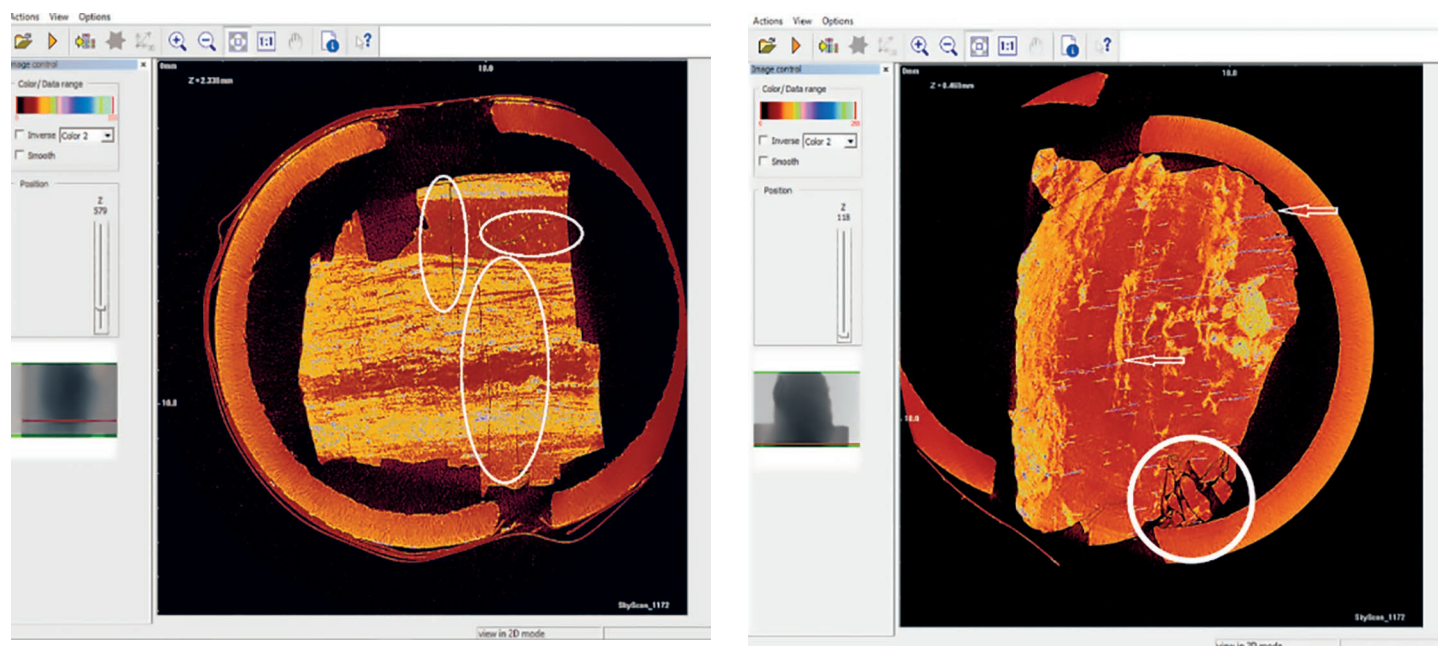
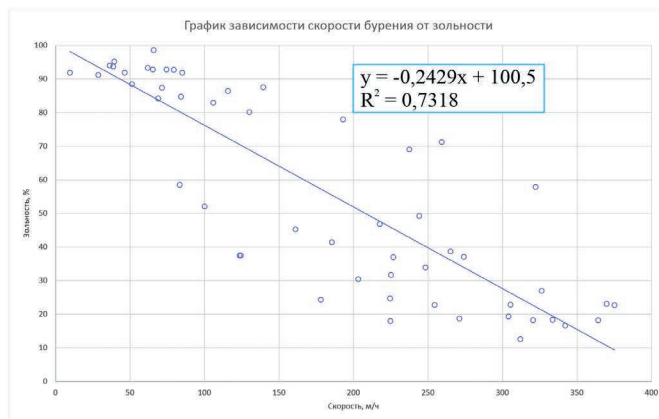
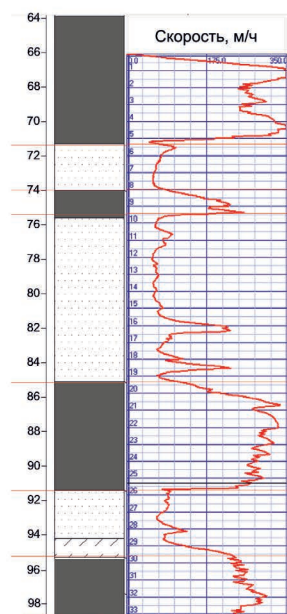


Рисунок 18. Микротомография. Примеры систем трещин в образцах угля

дистых формаций. Важную роль играет структура и свойства пустотного пространства углей [26], большая часть газа находится в сорбированном состоянии, что требует специальных методик его извлечения. Особенности строения газового коллектора–угля изучаются на кафедре различными лабораторными методами (микроскопия, томография, порометрия и др.) для углей разных марок с учетом мацерального состава исследуемых образцов на макро- и микроуровнях (рис.18).

Вопросы нахождения метана в угольном коллекторе, его катагенетическая природа, структура пустот и пр. тесно связаны с генерационным потенциалом углей и угленосной толщи в целом, что имеет большое теоретическое значение для более детального изучения проблем флюидодинамического режима недр. В процессе катагенетического преобразования органического вещества углей происходит генерация преимущественно газообразных УВ, не исключается и значительная доля генерации жидких УВ. При



Уникальность метода – возможность определения зональности угольных пластов непосредственно в процессе бурения без керна и геофизических приборов

Метод востребован при эксплуатационной разведке

Преимущества метода:

- низкая стоимость;
- высокая скорость бурения и получения данных.

Рисунок 19. Применение механического каротажа при бескерновом бурении



этом лишь часть сгенерированных газов остается в угольных пластах, остальные принимают участие в миграционных процессах.

Для более детального изучения этого преобразования и оценки объемов генерации на кафедре были инициированы эксперименты по акватермолизу углей и углистых пород низкой и средней степени преобразованности. В результате экспериментов были получены как газообразные, так и жидкие синтезированные УВ. Контроль производился методами газо-жидкостной хроматографии (ГЖХ) и органической петрологии. Синтетическая «нефть», полученная в результате акватермолиза образцов углей, имеет состав, сходный с природными нефтями [21]. При микроскопическом изучении образцов до и после эксперимента было показано, что происходят процессы трещинообразования (автофлюидоразрыва), синтезированные УВ заполняют новообразованные пустоты. Проведенная серия экспериментов уже сейчас показала необходимость учитывать роль глубокопогруженных угленосных отложений в газогенерационном потенциале нефтегазоносности осадочного чехла бассейнов. Это может рассматриваться как дополнительная информация при бассейновом моделировании слабо разведанных регионов (например, Арктического), содержащих угленосные формации [28].

3.2. Новые технологии.

Одной из важнейших задач в угледобывающей отрасли является повышение эффективности производства. Добиться этого помогают в том числе и геологические изыскания: большее количество информации позволяет эффективнее планировать горные работы и избежать непредвиденных осложнений. В данный момент на кафедре ведется исследование возможностей использования механического каротажа для проведения эксплуатационной разведки в условиях одного из крупнейших действующих предприятий по добыче каменного угля в России (рис. 19).

Суть метода заключается в использовании данных о параметрах бурения, получаемых с бурового станка непосредственно в процессе бурения [13]. На основании этих данных, а именно – скорости бурения, вследствие различных механических свойств угля и вмещающих пород, определяется положение угольных пластов в угленосной толще. Помимо этого, уникальность нашего исследования заключается в возможности определения одного из важнейших качественных показателей угля – зольности. Таким образом механический каротаж позволяет в реальном времени без отбора керн и применения специальных геофизических методов исследования определять основные параметры угольного пласта: положение кровли и почвы, его мощность, строение и зольность. Эта технология способна в десятки раз снизить затраты на эксплуатационную разведку при таком же и даже значительно большем объеме бурения.

4. Совместная работа специалистов разных направлений для комплексирования всех видов работ

Еще одним преимуществом фундаментального подхода является междисциплинарность, т. е. совместная работа специалистов разных направлений для комплексирования всех видов работ. Сейчас многие компании просят сделать один из каких-то видов исследования и дать по нему далеко идущие выводы и новые результаты. Этого сделать нельзя. Любое исследование должно рассматриваться в единой цепочке от общего представления до практического использования. Только выполняя и соединяя воедино все пошаговые модели, можно добиться желаемого ре-



Рисунок 20. Интеграция видов работ для создания модели залежи и выбора технологии ее разработки

зультата (рис. 20). Такая междисциплинарность порой дает неожиданные результаты, которые объясняют многие вопросы, возникающие в ходе разработки месторождения, связанные с изменением состава флюидов, проводимостью разломов, выбором закачиваемой жидкости, бактериальными процессами в пласте (рис. 21). При этом, как и любое исследование, оно должно проходить контроль качества экспертом на каждом этапе развития.



Рисунок 21. Совместная работа специалистов разных направлений для анализа разработки месторождения

На месторождении в стадии разработки знания о составе нефти/газа и воды позволяют решать не только научные задачи, связанные с историей формирования месторождений, состава и свойств флюидов в залежах, но и производственные задачи, как, например, оценка перетоков флюидов техногенной природы (затрубных) или из-за потери сохранности резервуара.

Интересные результаты дала работа по одному из месторождений Западной Сибири, где комплексное геохимическое изучение нефтей, пластовых вод и литологии позволило реконструировать этапность заполнения ловушки нефтью и зафиксировать следы гидротермальной проработки пород, органического вещества и уже сгенерированных нефтей. Для данного района гидротермальная деятельность оказалась одним из ключевых факторов формирования нефтегазоносности.

Многие геохимические задачи являются составной частью комплексных производственных исследований. Так, при поисках углеводородов прямыми методами геохимической съемки решаются задачи от прогноза углеводородов до оконтуривания залежей. При этом интересные результаты получаются при взаимодействии геологов-нефтяников, геохимиков и гидрогеологов. Совместные работы разных специалистов проводятся в МГУ, и они необходимы, так как возможность сопоставить результаты разных видов исследований повышает достоверность прогноза. Например, изотопные и молекулярные исследования экстрактов флюидов из донных отложений подтверждаются данными о составе воды осадков. И те и другие несут в себе информацию о генезисе флюидов и их миграции. Другим примером междисциплинарных исследований является содружество геологов, геохимиков и микробиологов, которые показали, что на подток глубинных УВ чутко реагирует микробильное сообщество верхней части осадочного чехла и почв. Увеличивается численность УВ-окисляющих микроорганизмов в биогеоценозе. Это свойство используется при поиске месторождений нефти и газа. Коллективом геологов-геохимиков Московского государственного университета совместно с микробиологами из Института микробиологии РАН была проведена интереснейшая комплексная, во многом методическая работа по выделению наиболее информативных поисковых индикаторов. Микробиологические индикаторы оказались в числе наиболее информативных [46]. Геохимические методы, применяемые для поиска углеводородов, используются и для решения экологических задач, как, например, исследования самоочищения нефтезагрязненных почв арктических островов.

Междисциплинарные подходы активно используются для решения конкретных задач. Среди них: трудноизвлекаемые ресурсы (бажен, доманик, хадум и др.); картирование

клиноформенных комплексов, глубокозалегающих горизонтов, зон сочленения бассейнов разного типа; разработка новых методик испытания пластов; цифровые технологии анализа каменного материала; комплексные петрофизические и геохимические исследования; инженерные исследования верхней части разреза; геолого-геофизические изыскания на шельфе; разработка новых методических подходов для построения разноуровневых цифровых моделей (геологических, углеводородных систем).

5. Цифровые технологии

Структурирование данных – путь к успеху создания самообучающихся систем. В век, когда мы говорим о цифровизации, о машинном обучении, необходимо понимать, что все наши научные исследования должны базироваться на трех китах: данных, людях и их знаниях и на процессах, описанных математически (рис. 22). На сегодняшний день ни одна организация не получила коммерчески значимый нейронный продукт в области нефти и



Рисунок 22. Структурирование данных – путь к успеху создания самообучающихся систем

Интерактивная онлайн платформа



Рисунок 23. Экспресс-анализ базы данных

- Независимая, единая платформа для каждодневного использования
- Собрана, структурирована и связана разномасштабная публичная геологическая, технологическая и экономическая информация, а также внутренние базы данных и опыт пользователей
- Обеспечен уровень персонального доступа пользователя, сохранность и конфиденциальность информации
- Спроектирован простой, оперативный, интерактивный ввод/обмен/вывод данных, знаний, аналитики и опыта
- Развитие в многофункциональный инструмент аналитики с использованием концепции Data Science



Направления исследований	Цифровая геология (кern, седиментология, сейсмика)	Большие данные, ML для анализа и интерпретации геологических, геофизических и производственных данных	Новые методы моделирования
	Цифровое проектирование		Самообучающиеся когнитивные помощники инженеров - нефтяников
	Цифровое бурение	Предиктивный контроль, аналитика и поддержание состояния активов	Тренажеры и обучающие системы на базе AR/VR
	Цифровые ГИС, ГДИС	Оптимизация производства	
	Цифровая добыча		

Рисунок 24. Направления исследований научно-образовательного центра цифровых технологий ПАО «НК «Роснефть»

газа. И в этой области у нас у всех много работы. И без партнерства государства, науки и бизнеса не обойтись [43].

Цифровизация в такой наукоемкой отрасли, как геология, не рассматривается только как переход с аналоговой формы передачи информации на цифровую. Практически в каждой из цепочек геологоразведочного процесса, начиная с полевого этапа, уже используются технические средства с автоматизированными способами получения геологической информации, в том числе в цифровом виде. Очевидно, что здесь надо учитывать приоритеты геологоразведочных работ по отраслям: углеводородное сырье, твердые полезные ископаемые, подземные воды, мониторинг состояния недр, а также ретроспективу и перспективу цифровизации отрасли. Геологи-нефтяники Московского государственного университета не остаются в стороне от этого процесса и активно создают базы знаний и базы данных для их интерактивного использования (рис. 23).

Современные темпы генерации и накопления геологических данных требуют адекватных решений по хранению, обработке и анализу этих данных. В связи с этим совместно с ПАО «НК «Роснефть» на базе кафедры создан научно-образовательный центр цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, построенный на принципах междисциплинарных взаимодействий, чтобы в дальнейшем воспитать поколение специалистов-универсалов в сфере цифровой геологии. На базе центра планируется открывать по одной лаборатории в год в течение первых трех лет с момента его создания (рис. 24). Также на базе центра планируется создать современный дата-центр для хранения как оцифрованных исторических, так и текущих данных. Более того, этот дата-центр планируется использовать в решении текущих задач самыми передовыми цифровыми методами. На данный момент команда центра – это коллектив преподавателей и научных со-

трудников механико-математического и геологического факультетов. В дальнейшем планируется расширить круг взаимодействий с другими факультетами Московского государственного университета.

Заключение

Разные направления развития геологов-нефтяников Московского государственного университета и их интеграция и кооперация с другими специалистами позволят разрабатывать новые технологии и адаптироваться к постоянным изменениям в сфере экономики. Поиск новых решений, знание потребностей производства, готовность к реальной работе и наличие высокопрофессиональных кадров, способных быстро учиться и воспринимать все новое на базе накопленного опыта, – путь к коллективному успеху.

Междисциплинарная работа требует постоянного обучения. Задача геологов-нефтяников Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова – «научить учиться», используя накопленный опыт и приобретая новые знания других специальностей, применительно к производственным задачам нефтегазового сектора экономики. Трансформация образования в новых реалиях развития нефтегазового сектора – основа будущего науки. У нас есть люди, знания, данные. Наша задача – использовать этот потенциал наиболее продуктивно для создания новых технологий и процессов в реальных производственных проектах. Благодаря постоянному взаимодействию с компаниями и производственными организациями МГУ учит студентов на конкретных проектах, вовлекая их в работу с первого курса. Таким образом, будущие специалисты видят актуальные задачи производства, и мы вместе ищем пути их решения.

Литература

1. Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А. и др. Закономерности строения Баженовского горизонта и верхов Абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 48–61.
2. Билибин С.И., Калмыков Г.А., Ганичев Д.И. и др. Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты // Геофизика. 2015. № 3. С. 5–14.
3. Большакова М.А., Макарова Е.Ю., Кувинов И.В. и др., Пронина Н.В., Бычков А.Ю. Генерационная способность органического вещества различного генезиса. Новые подходы // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2019: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции). – Москва: Издательство «Перо», 2019. С. 51–53.
4. Бычков А.Ю., Калмыков Г.А., Бугаев И.А. и др. Экспериментальные исследования получения углеводородных флюидов из пород баженовской свиты при гидротермальном воздействии // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2015. № 4. С. 34–39.
5. Волконская А.Л., Керусов И.Н., Конохов А.И. и др. Модель строения продуктивных верхнемиоценовых отложений Одоптинской площади Охотского моря // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2017. № 4. С. 48–53.

6. Газоугольные бассейны России и мира / М.В. Голицын, А.М. Голицын, Н.В. Пронина, А.Я. Архипов, А.Х. Богомолов, Д.А. Цикарев, – М., 2002, 250 с.
7. Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции [Текст]: [Сборник статей] / Под ред. Н.В. Мельникова. – Москва: Недра, 1977. 205 с.
8. *Гилаев Р.М., Ступакова А.В., Стафеев А.Н. и др.* Строение баженовского горизонта на северо-востоке Западной Сибири // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2018. № 3. С. 41–45.
9. *Голицын М.В., Богомолов А.Х., Вялов В.И. и др.* Метаноугольные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 88–95.
10. *Голицын М.В., Вялов В.И., Богомолов А.Х. и др.* Перспективы развития технологического использования углей в России // Георесурсы. 2015. № 2 (61). С. 41–53.
11. *Завьялова А.П., Чупахина В.В., Ступакова А.В. и др.* Сравнение разрезов доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов в местах естественного выхода на дневную поверхность // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2018. № 6. С. 57–73.
12. *Зайцев В.А., Макарова Е.Ю., Митронов Д.В.* Методики подсчета запасов метана в угольных пластах // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». 2015. № 2 (62). С. 26–39.
13. *Игнатъев, Н.Н.* Применение бескернового бурения для целей эксплуатационной разведки и оценки зольности угля на Олонь-Шибирском каменноугольном месторождении // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2019. № 3. С. 134–141.
14. *Калмыков Г.А., Балушкина Н.С.* Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. – М.: ГЕОС. 2017. 246 с.
15. *Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С. и др.* Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 2. С. 159–171.
16. *Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Фролов С.В. и др.* Обстановки седиментации формаций позднего венда-раннего кембрия на северо-западе Сибирской платформы // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2010. № 6. С. 36–48.
17. *Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В. и др.* Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // Георесурсы. 2015. Т. 61, № 2. С. 87–100.
18. *Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В. и др.* Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76–87.
19. *Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др.* Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2015. № 5. С. 44–53.
20. *Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С.* Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформформы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформформы. Труды СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1975. – Вып. 222. – С. 4–21.
21. *Кувинов И.В., Большакова М.А., Макарова Е.Ю. и др.* Результаты гидропиролиза осадочных пород, содержащих органическое вещество различного генезиса // Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев: Материалы Всероссийской научной конференции. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2019. С. 62–63.
22. *Кувинов И.В., Макарова Е.Ю., Большакова М.А., Бычков А.Ю.* Некоторые особенности генерации УВ при гидропиролизе // сб. Инновации в геологии, геофизике и географии-2019. Материалы международной молодежной научно-практической конференции. Севастополь, Филиал МГУ имени М.В. Ломоносова, 03–06.07.2019
23. *Левкина В.В., Калмыков А.Г., Генарова Т.Н. и др.* Сравнение потенциала вторичных и третичных методов воздействия на пласт для получения углеводородов из нефтематеринских пород, обладающих высоким нефтегенерационным потенциалом // Георесурсы. 2019. Т 21, № 4. С. 95–102.
24. *Макарова Е.Ю., Митронов Д.В.* Ресурсная база и перспективы добычи метана угольных пластов в России // Георесурсы. 2015. № 2(61). С. 101–105.
25. *Макарова Е.Ю., Пискунов А.Р.* Изучение пустотного пространства углей // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». 2018. № 1(73). С. 93–101.
26. *Макарова Е.Ю., Хань Цзиньсюань, Пискунов А.Р. и др.* Изучение структуры пустотного пространства углей и его роль при техногенном формировании резервуарных свойств угольных пластов для добычи метана // Научный журнал Российского газового общества. 2019. № 1 (20). С. 17–27.
27. *Митронов Д.В., Макарова Е.Ю., Ступакова А.В. и др.* Возможность освоения метаноугольных месторождений Коротаихинской впадины Печорского бассейна // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 102–111.
28. *Пронина Н.В., Макарова Е.Ю., Богомолов А.Х. и др.* Геология и угленосность Российской Арктики в связи с перспективами развития региона // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 2. С. 42–52.
29. *Санникова И.А., Большакова М.А., Ступакова А.В. и др.* Моделирование масштабов генерации углеводородных флюидов доманиковой нефтематеринской толщей Тимано-Печорского бассейна с использованием различных кинетических спектров деструкции органического вещества // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 65–79.
30. *Санникова И.А., Ступакова А.В., Большакова М.А. и др.* Региональное моделирование углеводородных систем баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне // Георесурсы. 2019. Т 21, № 2. С. 203–212.
31. *Старосельцев В.С.* Основные этапы становления Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2015. № 1. С. 3–14.
32. *Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Муратов М.И.* Тунгусское базальтовое плато и прогноз скоплений углеводородов в подстилающих отложениях // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2015. № 2. С. 16–25.



33. Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Сулова А.А. и др. Обстановки осадконакопления и палеогеографическая зональность баженовского горизонта (титон – нижний берриас) Западной Сибири // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 134–143.
34. Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Сулова А.А. и др. Баженовский горизонт Сибири (титон-нижний берриас): тектонические и гидродинамические условия осадконакопления // Георесурсы. 2019. Т 21, № 2. С. 117–128.
35. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. Доманиковские отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 112–124.
36. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Фадеева Н.П. и др. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2015. № 3. С. 3–10.
37. Ступакова А.В., Колюхов А.И., Карнюшина Е.Е. и др. Научные направления и история развития кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета // Георесурсы. 2015. № 2 (61). С. 3–12.
38. Ступакова А.В., Митронов Д.В. Мифы о сланцевом газе // Oil&Gas Journal Russia. 2014. № 10. С. 28–37.
39. Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В. и др. Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов // Георесурсы. 2019. Т 21, № 2. С. 4–12.
40. Ступакова А.В., Сулова А.А., Большакова М.А. и др. Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 19–35.
41. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. 2015. № 2 (61). С. 77–86.
42. Ступакова А.В., Хведчук И.И., Сауткин Р.С. и др. Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы) // Георесурсы. 2019. Т 21, № 2. С. 31–41.
43. Сулова А.А., Карпушин М.Ю., Ступакова А.В. и др. Задачи цифровизации в нефтегазовой отрасли. Доклад на XI Международном IT-Форуме с участием стран БРИКС и ШОС, Ханты-Мансийск, 2019.
44. Сулова А.А., Ступакова А.В., Коротков С.Б. и др. Нефтегазоносные бассейны шельфа России // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 97. С. 52–64.
45. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Курумбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. – М.: Научный мир, 2011. 420 с.
46. Шишина П.Н., Бабич Т.Л., Назина Т.Н. и др. Биогеохимический подход при прямых поисках нефти и газа: микробиологические поисковые критерии / Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Том I. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020. С. 267–269.
47. Vernikovskiy V.A., Kazansky A.Y., Matushkin N.Y. et al. The geodynamic evolution of the folded framing and the western margin of the Siberian craton in the Neoproterozoic: geological, structural, sedimentological, geochronological, and paleomagnetic data. // Russian Geology and Geophysics. 2009. Vol. 50, no. 4. P. 380–393.
48. Frolov S.V., Akhmanov G.G., Kozlova E.V. et al. Riphean basins of the central and western Siberian Platform // Marine and Petroleum Geology. 2011. Vol. 28, no. 4. P. 906–920.
49. Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Akhmanov G.G. Neoproterozoic and Lower Cambrian Rock Complexes in Central Areas of the Siberian Craton: Their Structure and Petroleum Prospects. // Moscow University Geology Bulletin. 2008. Vol. 63, no. 6. P. 386–392.