

Московский государственный университет  
имени М.В. Ломоносова

Геологический факультет



НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

***ЛОМОНОСОВСКИЕ  
ЧТЕНИЯ***

***СЕКЦИЯ ГЕОЛОГИИ***

***Подсекция  
геологии и геохимии горючих ископаемых***

Руководитель – зав. кафедрой, профессор Ступакова А.В.

СБОРНИК  
ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ

Москва  
2026

## Содержание

1. Роль фундаментальных исследований в геологии нефти и газа для решения прикладных задач поиска и разведки месторождений углеводородов	
А.В. Ступакова .....	4
2. Методика оценки остаточных ресурсов истощенного месторождения по архивным данным в отечественном ПО MyGeoMap	
М.Ю. Карпушин, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин, И.Я. Богатырева, Е.А. Лопатина, Е.С. Исаев, Е.В. Кмыта .....	7
3. Этапность формирования углеводородных систем Баренцево-Карского Региона в мезозое	
А.А. Сусллова.....	9
4. Влияние мезо-кайнозойских эрозий на формирование и современное распространение залежей нефти и газа юга Сибирской платформы	
Р.С. Сауткин .....	14
5. Обстановки осадконакопления и элементы углеводородных систем в клиноформах разного масштаба	
А.В. Мордасова, А.В. Ступакова, Н.И. Коробова.....	20
6. Научные исследования И.О. Брода и их роль в нефтегазовой геологии Московского университета	
К.А. Ситар, Е.В. Соболева, О.В. Крылов, М.А. Большакова.....	24
7. О дифференциации типов органического вещества осадочных горных пород	
М.А. Большакова, Г.А. Шевченко, К.А. Ситар, Д.И. Габдрахманова, М.Т. Деленгов, В.В. Мальцев, Д.Д. Кожанов, К.Ю. Рязанцева, А.Д. Воронин .....	28
8. Условия формирования и прогноз пространственного распределения коллекторов верхнедевонских (фаменских) отложений северной части Прикаспийского нефтегазоносного бассейна	
Н.М. Топоров, В.А. Жемчугова.....	32
9. Вещественный состав верхнеюрских (Волжских) высокоуглеродистых формаций	
П.Г. Зотова, Е.Ю. Макарова, М.А. Большакова, Н.В. Пронина, И.В. Кувинов, А.П. Вайтехович, В.С. Илясов.....	35
10. Петрографический состав и металлоносность углей раннекаменноугольного возраста юго-востока Восточно-Европейской платформы	
Е.В. Савельева, С.Г. Панышев, А.П. Вайтехович, Н.В. Пронина, Е.Ю. Макарова .....	39

11. Природные резервуары перспективные для размещения диоксида углерода в пределах Северо-Татарского свода Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна	
А.А. Халин, И.В. Шпуров, А.В. Корзун .....	42
12. Характеристика каменноугольно-пермских потенциально нефтегазоматеринских толщ центральной части Предуральского краевого прогиба	
П.П. Попов, М.А. Большакова, Н.В. Пронина .....	47
13. Геологическое строение и условия формирования верхнедевонских карбонатных коллекторов центральной части Хорейверской впадины Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна	
Р.Е. Ахметшина, В.А. Жемчугова .....	50
14. Петрофизическая характеристика среднедевонских отложений Южной части Печоро-Кожвинского мегавала	
П.Е. Гусаревич .....	53
15. Седиментационный контроль формирования коллекторов туронского возраста Русско-Часельского мегавала	
Т.В. Выговский, В.А. Жемчугова .....	56
16. Перспективы нефтегазоносности юго-восточного склона Мирнинского выступа Сибирской платформы	
А.А. Верещагин, Р.С. Сауткин, А.В. Мордасова, Д.О. Смирнова, Е.С. Исаев .....	58
17. Особенности крупночешуйчатой цикличности разреза и тектоно-седиментационной эволюции Мирнинского выступа в связи с перспективами нефтегазоносности	
Д.О. Смирнова, А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, А.А. Верещагин, Е.С. Исаев, И.А. Савельева .....	62
18. Хроностратиграфическая корреляция и литофациальная характеристика карбонатного разреза нижнетолбачанской подсветы (нижний кембрий) северо-востока Непско-Ботубинской антеклизы	
А. Е. Власов, В. А. Жемчугова .....	66
19. Условия формирования ботубинского природного резервуара северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы	
Е.С. Исаев, Р.С. Сауткин .....	70
20. Геохимическая характеристика нефтегазоматеринских отложений Западно-Камчатского нефтегазоносного бассейна	
У.С. Завальнюк, Е.Н. Полудеткина .....	73
21. Сравнение методов оценки исходного потенциала нефтегазоматеринских пород	

Г.А. Шевченко, М.А. Большакова, М.Т. Деленгов, Т.О. Колесникова, Д.Д. Кожанов .....	78
22. Интеграция ГИС и сейсмических данных для построения модели коллекторов Западной Камчатки	
Г.А. Кравченко, О.В. Крылов, Е.Н. Полудеткина.....	85
23. Система управления аналитическими исследованиями каменного материала	
А.Р. Земсков, А.А. Сулова.....	89
24. Применение нейронных сетей и машинного обучения для выбора новых объектов подземных хранилищ газа и обоснования их технологических режимов	
Н.И. Старцев, А.В. Ступакова, Н.Н. Михайлов .....	92
25. Роль водонасыщения в конкурентной сорбции CO <sub>2</sub> и CH <sub>4</sub> в иллитовых нанопорах	
Лиюань Чжан, А.В. Ступакова .....	98

РОЛЬ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА ДЛЯ  
РЕШЕНИЯ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
УГЛЕВОДОРОДОВ

*А.В. Ступакова*

*Московский государственный университет, Москва*

*Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ имени Ломоносова,*

*Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых*

Фундаментальные исследования геологии нефти и газа востребованы в решении прикладных задач поиска и разведки месторождений углеводородов, особенно для повышения эффективности бурения. В последнее время антиклинальная теория поиска нефти и газа не работает в той мере, в которой она работала на начальных стадиях поисково-разведочных работ. В хорошо освоенных нефтегазоносных бассейнах, где большая часть антиклинальных залежей открыта, остается только поиск пропущенных неанатиклинальных залежей, либо залежей в новых горизонтах, которыми являются доманикодиные отложения и рифейские отложения на склонах Татарского свода. Эти ресурсы и запасы относятся к труднопрогнозируемым и трудноизвлекаемым и требуют фундаментального подхода к обоснованию их размещения. При этом все фундаментальные исследования, которые были начаты еще в 70-ые года прошлого столетия, остаются востребованными, применительно к новым задачам.

Одним из первых научных направлений геологии нефти и газа, разрабатываемых в Московском государственном университете, стал бассейновый анализ. Основателем учения о нефтегазоносных бассейнах был Игнатий Осипович Брод, основатель кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых. Броду И.О. удалось создать свою оригинальную школу геологов-нефтяников, деятельность которых базировалась на разработанном им учении о нефтегазоносных бассейнах как основных единицах нефтегазогеологического районирования территорий и акваторий. Под нефтегазоносными бассейнами И.О. Брод понимал крупные области прогибания земной коры, выполненными осадочными толщами, в которых происходила как генерация углеводородов, так и формирования их скоплений. На базе этого учения им была разработана первая классификация нефтегазоносных бассейнов, а в дальнейшем предложен метод оценки перспектив их нефтегазоносности. В настоящее время, в развитии этого учения, учеными МГУ имени М.В. Ломоносова совместно со специалистами ПАО «НК Роснефть» создана 3Д модель осадочных бассейнов территории РФ, Атлас «Палеобассейны». История развития осадочных бассейнов и их нефтегазоносность». В Атласе представлены унифицированные цифровые геологические модели по разным возрастам верхнепротерозойской и фанерозойской эонотем на всю территорию РФ и восстановлена история развития комплексов отложений в хроностратиграфической последовательности от рифейских и вендских до меловых и кайнозойских. Межрегиональные построения позволили проследить тенденции в развитии территорий и древних комплексов, не затронутых поисково-разведочными работами на нефть и газ, и выявить механизмы формирования

их нефтегазоносности. В настоящее время, все разработки этого Атласа являются актуальными для решения прикладных задач поиска углеводородов.

Одной из важных прикладных задач, для решения которой требуются фундаментальные разработки геологии нефти и газа, в том числе, представленные в Атласе «Палеобассейны» является поиск и освоение углеводородов в глубоких горизонтах. Особенности распределения залежей углеводородов, их генерацию и сохранность, без фундаментального бассейнового анализа понять невозможно. Необходимо применить критерии нефтегазоносности осадочных бассейнов и слагающих их комплексов пород к глубоким горизонтам, которые претерпели большие изменения в ходе истории развития регионов.

Вторым научным направлением, разрабатываемым в МГУ имени М.В. Ломоносова на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых, стала осадочно-миграционная теория происхождения нефти и газа. Основателем этого направления стал ведущий советский геолог Николай Брониславович Вассоевич. Вассоевич Н.Б. разработал и внедрил в практику поисково-разведочных работ такие понятия как главная фаза нефтеобразования, а затем и главная фаза газообразования, приуроченные к различным стадиям пост-седиментационного преобразования осадочных пород. Как продолжение этого учения, в МГУ имени М.В. Ломоносова решаются задачи выделения нефтегазоматеринских пород в осадочных бассейнах РФ и мира, типизация органического вещества с выходом на отдельный прогноз залежей нефти и газа. Активно развивается флюидодинамическая концепция формирования углеводородов в осадочных толщах, позволяющая проследить перемещение флюидов от очага до залежи геолого-геофизическими и геохимическими методами и оценить способность резервуара перемещать флюиды в разных пропорциях. Использование региональной сейсмо-стратиграфии, увязанной с локальными структурами, петрофизическими свойствами пород и геохимией битумоидов, позволяет оценить процессы перемещения флюидов и возможность извлечения углеводородов из породы. Эта концепция на современном этапе применяется при поисках и разведки месторождений в высокоуглеродистых формациях, таких как доманикоидные отложения Волго-Уральского бассейна, баженовская свита Западно-Сибирского бассейна, хадумские отложения Предкавказья и в других комплексах пород, содержащих трудноизвлекаемые углеводороды.

Третьим фундаментальным научным направлением, разрабатываемым в МГУ имени М.В. Ломоносова, является ресурсология, то есть наука о ресурсах и запасах полезных ископаемых, которыми владеет на сегодняшний день общество. Эта наука также не нова, ее основоположником в МГУ имени М.В. Ломоносова стал Владимир Владимирович Семенович. Основные концепции этой науки развивались академиком Алексеем Эмильевичем Конторовичем в работах ИПНГ СО РАН. В настоящее время в эпоху цифровых технологий, наука о ресурсах углеводородов требует специальной платформы, способной быстро проводить анализ. Такая платформа разработана специалистами МГУ и может быть использована для качественного анализа информации.

Таким образом, основные положения фундаментальной науки геологии нефти и газа, активно развиваются в стенах Московского государственного университета и востребованы производством.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетных тем «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2 и «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

# МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНЫХ РЕСУРСОВ ИСТОЩЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО АРХИВНЫМ ДАННЫМ В ОТЕЧЕСТВЕННОМ ПО MYGЕОМАР

*М.Ю. Карпушин, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин, И.Я. Богатырева, Е.А. Лопатина, Е.С. Исаев, Е.В.*

*Кмыта*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих  
ископаемых, Москва, Россия*

## **Введение**

Настоящая работа освещает методику оценки остаточных запасов и выбор приоритетных зон для расконсервации месторождения с использованием отечественного программного продукта MyGeoMap.ru.

Объектом исследования является небольшое газовое месторождение, открытое в 30-тых годах прошлого века и ликвидированное в 80-ых по причине истощения запасов. Продуктивные пласты имеют мощность от 1 – 5 метров при глубине залегания около 650 – 800 метров. В целом породы характеризуются хорошими емкостно-фильтрационными свойствами, которые давали газ с дебитами более 1 млн м<sup>3</sup>/сут.

## **Методика исследования**

Основой методологии исследования истощенных газовых месторождений является комплексный подход к сбору и анализу данных с использованием специализированного программного обеспечения MyGeoMap.ru.

Первый этап работы включает в себя сбор и привязку основных карт месторождения (структурные, изобар и другие) и скважин к реальной местности, а также оцифровку координат скважин как основной единицы для последующей увязки данных.

Второй этап предполагает оцифровку результатов геофизических исследований и сбор дополнительных данных, таких как добыча, давление на разные года, результаты испытаний, свойства пород-коллекторов и других априорных данных по скважинам в единую базу данных табличного формата.

После сбора данных было проведено исследование с привлечением региональных знаний и методик Муромцева для определения условий осадконакопления пород-коллекторов. Далее в ходе исследования проводится сравнительный анализ дебита, давления по годам для каждой группы скважин, что позволяет выявить закономерности снижения продуктивности.

Третий этап включает построение структурных карт и карт пластовых давлений с использованием картографического модуля MyGeoMap.ru для визуализации распределения давления по площади и времени.

Четвертый этап представляет собой расчет начальных и остаточных запасов с применением вероятностного подхода для определения P90/P50/P10 для каждого пласта и месторождения в целом.

Ключевые параметры исследования включают в себя привязку к региональному масштабу, интерпретацию форм кривых геофизических исследований скважин для определения условий осадконакопления, коэффициент газонасыщенности, начальное и остаточное пластовое давления, мощность продуктивного пласта и коэффициент пористости. Эти параметры являются основой для расчета прогноза размещения и оценки остаточных запасов для выбора первоочередных объектов для расконсервации скважин с наименьшим геологическим риском.

Анализ проводился в инструменте «Бизнес-аналитика» и выявил основные факторы снижения добычи: истощение пласта (снижение давления и дебита), обводнение по каналам/разломам, невозстановленные давления в некоторых частях месторождения. При этом динамика давления характеризуется неравномерным снижением по разным зонам. В некоторых зонах давление повышается при снижении добычи газа, что вероятно связано с подпиткой из разломов/каналов.

Критерии выбора зон для расконсервации: остаточное давление  $> 10$  атм, восточная область месторождения с активным гидродинамическим режимом, высокие начальные и исторические дебиты, расположение мощных пород-коллекторов относительно апекса структуры. Выбор первоочередной зоны должен отвечать целесообразности проведения дальнейших работ на месторождении.

### **Заключение**

В заключение следует отметить, что применение программного обеспечения MyGeoMap.ru позволяет создавать отдельные рабочие проекты для работы команд, визуализировать исторические данные, строить структурные карты с наложением карт пластовых давлений (позволяет визуализировать динамику изменения давления по годам), оценивать начальные, текущие и остаточные запасы, анализировать и выявлять зоны для приоритетного бурения и разрабатывать стратегии расконсервации с оценкой рисков для минимизацией затрат.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

## ЭТАПНОСТЬ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ БАРЕНЦЕВО-КАРСКОГО РЕГИОНА В МЕЗОЗОЕ

*А.А. Сулова*

*в.н.с. геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова*

Мезозойские отложения Баренцево-Карского региона являются основным продуктивным интервалом разреза, где ведутся поисково-разведочные работы на нефть и газ и открыты крупные и уникальные месторождения. Фактический материал, характеризующий строение и состав мезозойских комплексов отложений, содержит помимо результатов высокоразрешающей сейсморазведки, данные бурения скважин и результаты аналитических исследований керна. Глубокие скважины пробурены в центральных частях Баренцева и Карского морей и вскрывают отложения юрско-мелового и частично триасового возраста. История развития региона на мезозойском этапе развития и строение разреза представлены в многочисленных публикациях, где авторы рассматривают внутреннее строение осадочных бассейнов триасового, юрского и мелового периодов и потенциал их нефтегазоносности. По результатам интерпретации сейсмо-геологических данных появляется возможность провести сейсмо-стратиграфический и сейсмо-фациальный анализы, проследить цикличность осадконакопления внутри отдельных стратиграфических комплексов, оценить работу углеводородных (УВ) систем по геохимическим параметрам, выявить различные типы ловушек, смоделировать процессы миграции углеводородов, создать концептуальные модели залежей. Достоверность всех построений для мезозойских комплексов отложений Баренцево-Карского региона значительно выше, чем для палеозойских комплексов и направлена на выделение локальных объектов поисково-разведочных работ на нефть и газ (рис.1). Тем не менее, зональный прогноз нефтегазоносности в пределах мезозойского комплекса отложений часто зависит от глубинного строения региона, в пределах которого выделяются крупные тектонические блоки, глубокие прогибы и обрамляющие их поднятия. Экстраполировать точечные аналитические данные и коррелировать между собой разрозненные фактические данные можно в пределах палеогеографических зон, положение которых также определяется крупными тектоническими блоками и суммарными толщинами осадочного чехла.

Мезозойский этап истории развития Баренцево-Карского региона соответствует времени активации глубоких прогибов, заложенных на палеозойском этапе. Суммарная мощность мезозойского комплекса отложений сильно варьирует от 7 – 8 километров во впадинах Южно-, Северо-, Западно-Баренцевских и Южно-Карской, до 2 – 3 километров на обрамляющих их синеклизах, погружавшихся в основном на палеозойском этапе развития. Различается и природа локальных поднятий, выделенных во впадинах и на синеклизах. Большая часть поднятий во впадинах носит инверсионный характер, а на синеклизах поднятия часто связаны с выступами фундамента, за исключением зон древних авлакогенов.



Рис. 1. Методика анализа перспектив нефтегазоносности мезозойских комплексов отложений Баренцево-Карского шельфа

При общем погружении впадин Баренцево-Карского региона растут поднятия архипелага Новая Земля, разделяющие единый Баренцево-Карский регион в палеозое на Баренцевскую и Карскую части. Новоземельские поднятия начали формироваться в триасе и окончательно сформировались к позднему мелу. Мезозойские структуры наложены на палеозойские тектонические элементы, но некоторые из них, такие как Кармакульский поперечный прогиб, предположительно, наследуют простираение более древних линеаментов (Дибнер, 1980).

В отложениях мезозойского комплекса Баренцево-Карского региона открыты в основном месторождения газа. В триасовых отложениях Южно-Баренцевской впадины открыты месторождения Мурманское и Северо-Кильдинское, в Западно-Баренцевской впадине – газо-нефтяное месторождение Голиаф и нефтяное месторождение Вистинг. В юрских отложениях Южно-Баренцевской впадины открыты уникальные газоконденсатные месторождения Штокмановское и Ледовое и крупное газовое месторождение Лудловское. В Южно-Карской впадине в юрских отложениях открыты газоконденсатное месторождение Маршала Рокосовского и Победа и газовое месторождение Маршала Жукова. В Западно-Баренцевской впадине в юрских отложениях открыты газовое месторождение Сновит, газоконденсатное месторождение Бамсе и нефтяные месторождения Хавис и Йохан Кастберг. В меловых отложениях открыты месторождения газа в Южно-Карской впадине, Русановское, Ленинградское, Северо-Каменомыское им. Динкова, Нямейское, 75-летия Победы.

Основными нефтематеринскими породами триасового возраста в пределах Баренцевоморского шельфа считаются отложения, накапливавшиеся в условиях максимального повышения уровня моря в анизийский век. В относительно глубоководных впадинах на шельфе накапливались и отложения нижнего триаса в Западно-Баренцевской впадине. Представлены они глинистыми толщами, в которых органическое вещество (ОВ) имеет смешанный сапропелево-гумусовый состав. Доля сапропелевого органического вещества увеличивается в западном направлении, по мере углубления триасового палеобассейна (рис. 2). Нижнетриасовые отложения характеризуются меньшим нефтематеринским потенциалом по сравнению со

среднетриасовыми толщами, видимо в силу активного поступления осадочного материала в бассейн осадконакопления. Потенциальные резервуары в триасовом комплексе отложений могут быть связаны с литологическими ловушками, широко представленными в отложениях дельтового генезиса. Природные резервуары часто представлены плохо выдержанными по простиранию песчаными пластами и линзами песчаников в толще более тонких непроницаемых пород. Область их распространения определяется палеогеографическим фактором и прослежена в фациальных зонах палеодельт и подводных палеотечений.

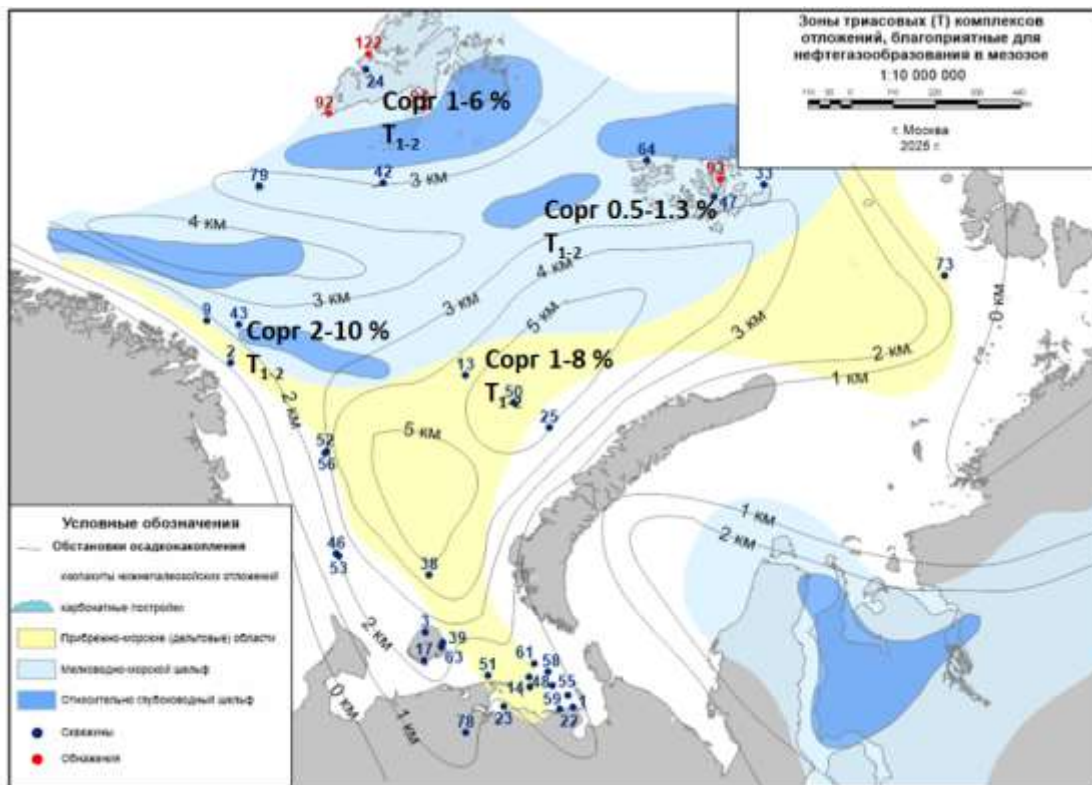


Рис. 2. Палеогеографические зоны накопления триасовых отложений Баренцево-Карского региона, благоприятных для формирования УВ систем

Юрские отложения формировались в условиях активного расширения морского бассейна. Трансгрессивная направленность развития морского бассейна чередуется с периодами кратковременных регрессий, что обуславливает цикличность строения разреза.

Нефтегазоматеринские толщи юрского комплекса отложений подразделяются на нижне-среднеюрские и верхнеюрские. Нижне-среднеюрские НГМТ связаны с прибрежно-морскими, аллювиально-дельтовыми условиями осадконакопления. Органическое вещество преимущественно II-III типа. Содержание C<sub>орг</sub> редко превышает 1%. Верхнеюрские отложения содержат ОВ в количестве от 8 до 16% и обладают превосходным генерационным потенциалом.

Потенциальные резервуары в юрском комплексе отложений связаны с песчаниками прибрежно-морского и аллювиального генезиса. Региональными флюидоупорами для залежей УВ в них служат относительно глубоководные глинистые верхнеюрские отложения, а локальными флюидоупорами могут выступать мелководно-морские глинистые образования среднеюрского возраста.

Отложения меловой системы накапливались в условиях продолжающегося погружения бассейна осадконакопления, но постепенного его обмеления за счет поступления большого количества осадочного материала. Эпицентры погружения осадочных бассейнов мелового возраста связаны с восточным сектором Баренцево-Карского региона, со впадинами Южно- и Северо-Баренцевской и с Южно-Карской. Особенности распределения толщин более 1 километра в пределах Южно- и Северо-Баренцевской впадин указывают на их единство в меловой период. При этом максимальное погружение было связано с Южно-Карской впадиной, как продолжением Западно-Сибирского осадочного бассейна, где суммарные толщины мелового комплекса отложений достигают 2 и более километров. Быстрое погружение впадин вдоль зоны глубоких прогибов и их конседиментационное заполнение осадками в результате поступления большого количества осадочного материала с сопредельной суши привели к формированию неокомского клиноформного комплекса отложений.

Меловые потенциальные нефтегазоматеринские толщи распространены в пределах Южно-Карской впадины, где они имеют свойства, аналогичные нижнемеловым породам севера Западной Сибири. Нижнемеловые глинистые интервалы разреза содержат органическое вещество в количестве 0,5 – 2 %, достаточном для генерации углеводородов. В пределах Баренцевоморского шельфа меловые отложения в силу недостаточной катагенетической преобразованности еще не генерируют углеводороды. Однако, меловой комплекс пород содержит песчаные природные резервуары прибрежно-морского генезиса, способные аккумулировать углеводороды, мигрирующие из более глубоких нефтегазоматеринских пород.

На мезозойском этапе развития формировались потенциальные нефтегазоматеринские толщи нескольких генетических типов, способных генерировать углеводороды (рис. 3). Периоды их формирования связаны с периодами повышения уровня моря и максимального его стояния.

Класс	Тип обстановки осадконакопления Группа фаций / Фации	Литологические породы	Тип ОБ	НН, мгУВ/гТ ОС	Сорг, %:		Начало генерации			Предела диссоции т.по генерации углеводородов	Земельный состав		Ожидаемая мощность, м	Область распространения возраст
					средн.	мин-макс	стадия катагенеза	Tmax, °C	Ro, %		[O/Cat]	[H/Cat]		
Прибрежно-морские (переходные)	Дельтовые. Флювиальные. Междельтовые участки дельтовой равнины и пролива	угли, углевые алевролиты, углевые аргиллиты, аргиллиты	И/У	30-150	3-5	0,5 - 35	МК1-МК2	448-458	0,65-1,15	газ	>0,3	0,6-0,75	< 5	Южно-баренцевская впадина Т101-Т201, 12
Морские	Шельф. С терригенной седиментацией.	аргиллиты	И/Ш	250-350	2-4	0,5-45	МК1-МК2	438-448	0,5-0,85	нефть, газ	0,1-0,3	0,95-1,15	10-100	Северо-баренцевская, Южно-баренцевская, Западно-баренцевская, Южно-Карская впадины Т101-Т201, 12-3, 13
	Особенно глубокоководные впадины на шельфе.	высокоуглеродистые кремнисто-глинистые породы, мергели, аргиллиты, горючие сланцы.	И/уб.	300-750	2-15	0,5-30	ПК3-МК1	425-430	0,5-0,85	нефть	0,1-0,2 (до 0,4-0,6 < 0,85)	1,15-1,35	10-100	Западно-баренцевская впадина Свальбардская оконечность, Южно-Карская впадина 13, Т201
			ИС	300-750	2-15	0,5-30	ПК	425	0,4-0,85	нефть	0,1-0,2 (до 0,4-0,6 < 0,85)	>1,0	10-100	Западно-баренцевская впадина Южно-Карская впадина, отдельные зоны в Южно-баренцевской впадине 13

Рис. 3. Генетические типы нефтегазоматеринских толщ, характерные для мезозойского комплекса отложений Баренцево-Карского региона. (Ступакова и др., 2023)

Наиболее распространены потенциальные НГМТ со II/III типом ОБ. Они присутствуют в отложениях триаса, юры и мела и накапливались в мелководно-морских условиях в пределах всех впадин Баренцево-Карского региона. В ниже-среднетриасовых и среднеюрских отложениях могут

быть развиты НГМТ III/IV типа, которые связаны с областью развития дельтовой равнины. Они сложены алевро-глинистыми углистыми отложениями за счет привноса наземной растительности. Наиболее благоприятными для генерации жидких углеводородов являются верхнеюрские глинистые высокоуглеродистые породы. Однако, они активно реализовывают свой потенциал только в пределах Южно-Карской впадины. В пределах впадин Баренцевоморского шельфа верхнеюрские потенциально нефтегазоматеринские породы только вошли в главную фазу нефтегазообразования и только начали реализовывать свой потенциал.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

### **Литература**

1. Эволюция и условия формирования нефтегазоносности Баренцевоморского и Северо-Карского осадочных бассейнов/ Колесникова Т.О., Мордасова А.В., Сулова А.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Гилаев Р.М., Кувинов И.В., Гильмуллина А.А., Осипов К.О.//в журнале Георесурсы, 2025, том 27, № 2, с. 93-117
2. История развития Баренцево-Карского региона в фанерозое для оценки перспектив нефтегазоносности/ Сулова А.А., Мордасова А.В., Гилаев Р.М., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Шевчук Н.С., Ступакова А.В., Агаян А.С., Большакова М.А., Колесникова Т.О.// в журнале Георесурсы, 2025 том 27, № 2, с. 74-92
3. Закономерности изменения изотопного состава углерода битумоидов как индикатор условий осадконакопления/Краснова Е.А., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Колесникова Т.О.// в журнале Георесурсы, 2025 том 27, № 2, с. 64-73
4. Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна/Ступакова А.В., Поляков А.А., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Волянская В.В., Осипов С.В., Большакова М.А., Сулова А.А., Калмыков А.Г., Ситар К.А., Воронин М.Е., Карпушин М.Ю., Мордасова А.В., Коробова Н.И.// 2023 г. в журнале Георесурсы, том 25, № 2, с. 5-21
5. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна/Ступакова А.В., Кирюхина Т.А., Сулова А.А., Норина Д.А., Майер Н.М., Пронина Н.В., Мордасова А.В.//в журнале Георесурсы, 2015 № 2 (61), с. 13-26
6. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна/Норина Д.А., Ступакова А.В., Кирюхина Т.А.//в журнале Вестник Московского университета. 2014. Серия 4: Геология, издательство Изд-во Моск. ун-та (М.), № 1, с. 6-16

# ВЛИЯНИЕ МЕЗО-КАЙНОЗОЙСКИХ ЭРОЗИЙ НА ФОРМИРОВАНИЕ И СОВРЕМЕННОЕ РАСПРОСТРАНЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

*Р.С. Сауткин*

*с.н.с. кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых  
геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова*

В работе рассматриваются результаты комплексных исследований показывающих влияние эрозий на формирование залежей нефти и газа Сибирской платформы. Показаны методы восстановления мощности эрозий при разной степени изученности разреза и влияние эрозий на изменение структурного плана и времени работы очагов генерации УВ.

Эрозия – разрушение горных пород поверхностными водными потоками или воздушными массами, включающее в себя отрыв, вынос обломков материала и отложение их в другом месте. Эрозия является причиной образования промоин, оврагов, речных долин. Породы перемещаются и вновь отлагаются в другом месте (Ступакова, 2025).

Эрозии в древних нефтегазоносных бассейнах можно определить прямыми и косвенными методами. К прямым методам относится восстановление эрозий по региональным сейсмическим 2D профилям и скважинным данным (рис. 1). Метод хорошо применим для отложений имеющих большую мощность и распространённых практически по всему району исследований. На сейсмических профилях интерпретируется подошва и кровля комплекса отложений, а также места их выхода на поверхность или под несогласно перекрывающий их пласт. Затем, в местах отсутствия исследуемого комплекса, устанавливаются структурные и угловые несогласия, мощность эрозии и места размыва отложений. Мощность эрозии определяется путём трассирования отсутствующих отложений с сохранением тренда изменения мощности и палеогеографических схем обстановок осадконакопления. Скважинные данные верифицируют полученные результаты.

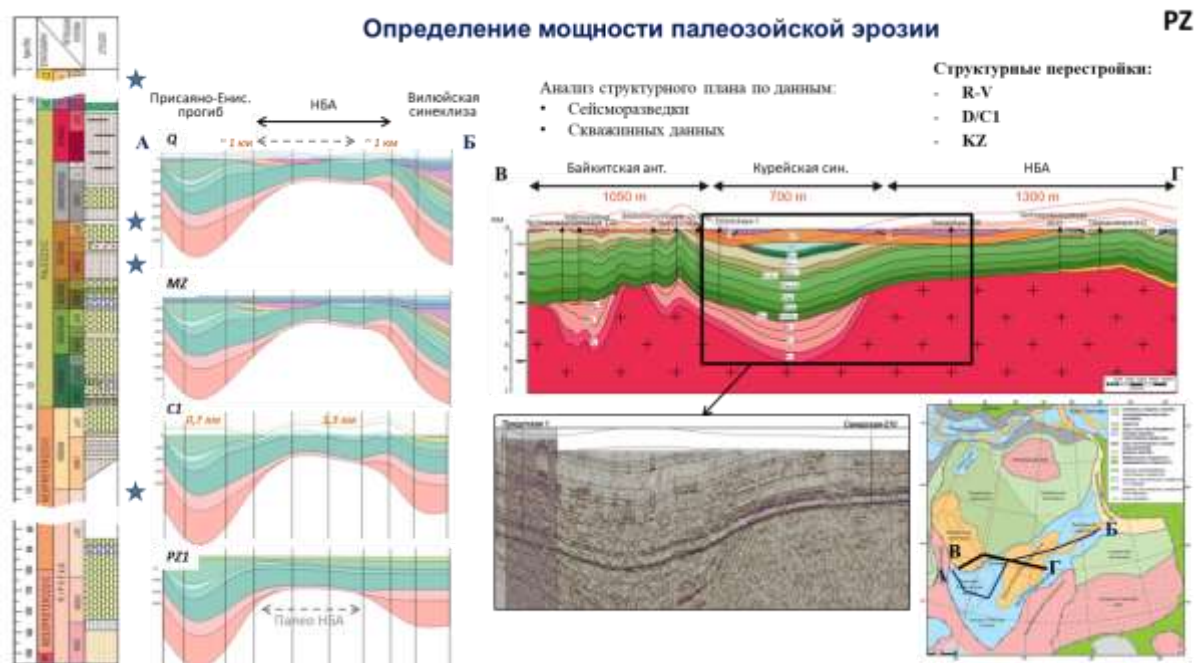


Рис. 1. Определение мощности палеозойских эрозий.

Для верхней части разреза Сибирской платформы, где мезо-кайнозойские отложения развиты спорадически, необходимо восстанавливать эрозию по косвенным методам, таким как степень преобразованности пластов углей, отражательной способности витиринита или степени внедрения зёрен кварца. Полученные данные должны соответствовать вписываться в геологическую историю развития района исследований и сопредельных территорий. Так, например, для юрских отложений по геологической карте и скважинным данным определены современные мощности и зоны распространения (рис. 2). Проведена корреляция юрских отложений, показывающая, что ранняя юра накапливалась в континентальных обстановках осадконакопления, о чем свидетельствуют песчаники аллювиального типа с линзами и прослоями углей. Мощность нижнеюрских отложений составляет порядка 300 м, прослой углей мощностью до 1 м. Среднеюрские отложения развиты только на бортах Сибирской платформы, в Лено-Вилуйской синеклизе, мощность 300 – 400 м. Отложения хорошо картируются по скважинным и сейсмическим данным (рис. 3), и срезаются в бортовых частях.

Подтверждением распространения юрско-меловых отложений на Непско-Ботубобинской антеклизе является также степень преобразованности пластов углей (мощность до 1 м). Уголь в основном гумусовый, марка углей бурые (ЗБ), что соответствует катагенетической преобразованности ПК<sub>3</sub>.

В соответствии со шкалой Вассоевича, градация ПК<sub>3</sub> характерна для отложений, погруженных на глубины 1 км и более. Исходя из полученных данных, можно говорить, что в мезо-кайнозойское время весь юг Сибирской платформы испытал сильное погружение, что принципиально меняет подход к обоснованию этапов генерации и фаз аккумуляции УВ. По итогам строится таблица, показывающая изменения мощности эрозий для тектонических элементов (табл. 1).



Рис. 2. Определение мощности мезо-кайнозойских эрозий.

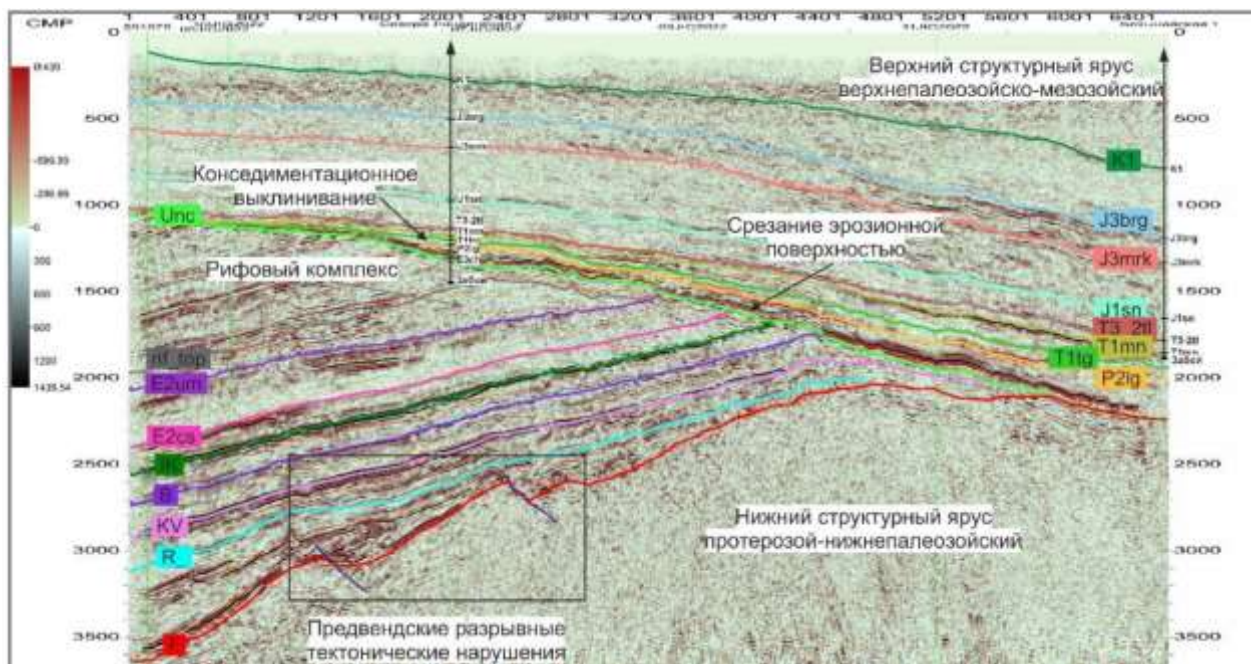


Рис. 3 Геолого-геофизические разрезы северного склона Лено-Вилуийского НГБ (Файзуллин Г.И. и др., 2025 г)

Таблица 1. Мощность эрозии юга Сибирской платформы (Сауткин и др., 2025)

Возраст	1	2	3	4	5	6	7	
	Западный борт Сибирской платформы	Скважина Болгохтохская 1	Турухано-Норильская гряда	Байkitская антеклиза	Курейская синеклиза (юг)	Непско-Ботубинская антеклиза	Предлаомский прогиб (Нюйско-Джербинская впадина)	
<b>Эрозия, м</b>	<b>Pg3-Present</b>	<b>&gt; 1000</b>	<b>&gt; 1000</b>	<b>&gt; 300</b>	<b>300</b>	<b>500</b>	<b>1300</b>	<b>1600</b>
Совр. мощн., м	K1-Pg	3100	0	0	0	0	0	0
Исходная мощн., м	K1-Pg	4000	1000	200-300	50	100	500	700
Совр. мощн., м	J	150	0	0	0	0-250	0-300	0
Исходная мощн., м	J	150	0	0	250	400	500-700	800
<b>Эрозия, м</b>	<b>T3-2n</b>	<b>3900</b>	<b>350</b>	<b>1000</b>	<b>200</b>	<b>350</b>	<b>200</b>	<b>300</b>
Совр. мощн., м	T	0	550	0	0-100	0-300	100	0-50
Исходная мощн., м	T	900	900	900	200	300	300	300
<b>Эрозия, м</b>	<b>P/T</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>50</b>	<b>150</b>	<b>0</b>	<b>160</b>	<b>250</b>
Совр. мощн., м	P	0	0	0	0	200	40	100
Исходная мощн., м	P	30	30	140	100	250	200	350
<b>Эрозия, м</b>	<b>C3-P</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>150</b>
Совр. мощн., м	C2-3	0	20	0	0-50	40	40	50
Исходная мощн., м	C2-3	20	20	10	50	40	140	200
<b>Эрозия, м</b>	<b>C1</b>	<b>2100</b>	<b>200</b>	<b>2100</b>	<b>1050</b>	<b>200</b>	<b>1400</b>	<b>1400</b>
Совр. мощн., м	C1	0	0	0	0-50	0-10	0-50	0-100
Исходная мощн., м	C1	200	200	100	50-100	50-100	50-100	100-200
<b>Эрозия, м</b>	<b>D3</b>	<b>0-50</b>	<b>0</b>	<b>0-50</b>	<b>150-200</b>	<b>200-300</b>	<b>150-200</b>	<b>300</b>
Совр. мощн., м	D	0	700	0	0	0	0	100
Исходная мощн., м	D	700	700	400	150-200	200-300	150-200	400
<b>Эрозия, м</b>	<b>S-D1</b>	<b>0-50</b>	<b>0-50</b>	<b>0-50</b>	<b>0-50</b>	<b>0-50</b>	<b>0-50</b>	<b>0-50</b>
Совр. мощн., м	O-5	0	1100	0	0	650	0	600
Исходная мощн., м	O-5	1100	1100	800	700	700	700	900
Совр. мощн., м	V2-Э	0	2900	400	2650	2950	2400	2000
Исходная мощн., м	V2-Э	2900	2900	1200	3000	3000	3000	3000
<b>Эрозия, м</b>	<b>V1/2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>0</b>
Совр. мощн., м	V1	0	300	80	550	250	0-50	400
Исходная мощн., м	V1	300	300	80	550	250	0-150	400
<b>Эрозия, м</b>	<b>R/V</b>	<b>2500</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	-	<b>500</b>
Совр. мощн., м	R	2500	2900	800	2000	7000	-	2000
Исходная мощн., м	R	5000	3000	900	2500	7500	-	2500

Основываясь на мощности эрозии юга Сибирской платформы, можно предположить, что основные этапы погружений и работы УВ систем были в вендско-девонское и юрско-палеогеновое время. Ключевые этапы эрозий и структурных перестроек в позднедевонское-раннекаменноугольное и палеоген-неогеновое (кайнозойское время). Именно мощные мезо-кайнозойские погружения (до 1 – 1,5 км) стали главным фактором реактивизации генерации УВ рифейскими и вендскими НГМТ в раннекайнозойское время. Время работы очагов генерации, периоды активизации и реактивизации работы очагов генерации нефти и газа показаны на 1Д бассейновых моделях (рис. 4).

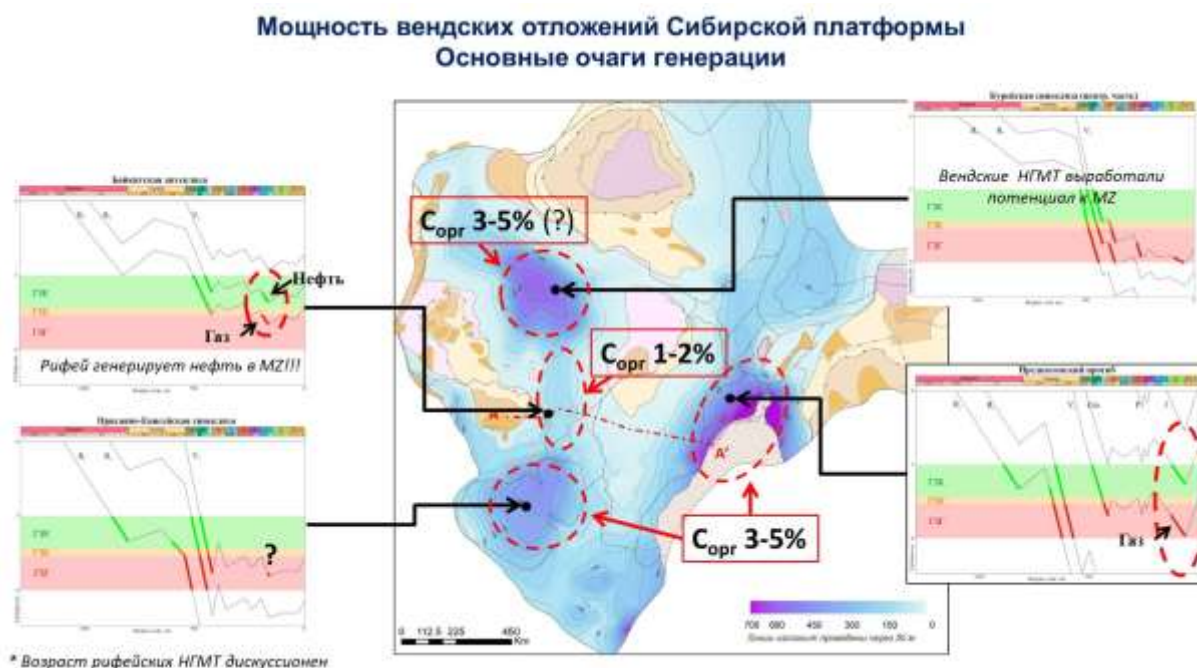


Рис. 4. Результаты 1Д бассейнового моделирования в основных тектонических элементах юга Сибирской платформы

Присяяно-Енисейский очаг – среднерифейские НГМТ выработали нефтегазоматеринский потенциал в среднем кембрии. Верхнерифейские НГМТ закончили генерировать УВ в позднем кембрии. Углеводороды из рифейских НГМТ скорее всего не сохранились или остались в незначительном количестве из-за разрушения во время региональной перестройки в девонско-раннекаменноугольное время. Вендские НГМТ генерировали нефтяные УВ со среднего кембрия и до силура, а с силура и до региональной перестройки в девонско-раннекаменноугольное время – газ. В мезозойское время, вендские НГМТ снова начали генерировать газовые УВ, подпитывая уже существующие залежи, в мезо-кайнозойское время генерация прекратилась.

Курейский очаг генерации. Вендские НГМТ генерировали нефть в раннепалеозойское время, а генерация газа началась в позднем палеозое. С большой долей вероятности генерация газа ненадолго возобновилась в позднемезозойское время, когда НГМТ практически полностью выработали нефтегазоматеринский потенциал.

Предпатомский (Ньюско-Джербинский) очаг – рифейские НГМТ выработали свой нефтегазовый потенциал уже в поздневендское время, когда еще не было ни осадочных толщ, ни

ловушек, способных аккумулировать УВ. Вендские НГМТ генерировали нефтяные УВ в кембрийское время, газоконденсатные и газовые в ордовик-силурийское время. Генерация прекратилась во время структурной перестройки региона в девонского-каменноугольный период. В мезозойское время началась вторая фаза генерации газа, продолжившаяся до кайнозойского времени. Именно вторая фаза генерации газа явилась причиной формирования современных газоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой.

Байкитский очаг генерации является главным поставщиком углеводородов для уникальной Юрубчено-Тахомской зоны нефтегазоаккумуляции. Среднерифейские НГМТ начали генерировать углеводороды в позднем венде-раннем кембрии и только в силуре вошли в главную зону нефтегазообразования, которая продолжалась вплоть до тектонической перестройки Сибирской платформы. В мезозойское время генерация снова возобновилась, НГМТ дошли до стадии МК<sub>5</sub> (середина газового окна). В позднекайнозойское время генерация прекратилась. Верхнерифейские НГМТ начали генерировать нефть, начиная с ордовикского периода вплоть до девонского времени. В мезозойское время генерация нефти продолжилась, а сами НГМТ дошли до главной зоны нефтегазообразования. Генерация прекратилась в кайнозойское время. Вендские НГМТ находились на начальной стадии главной зоны нефтеобразования (градация катагенеза МК<sub>1</sub> по шкале Вассоевича), генерируя незначительное количество УВ.

Восстановление мощности мезо-кайнозойских отложений и мощности кайнозойских эрозий позволили обосновать вторую фазу генерации рифейскими и вендскими НГМТ относительно недавно – 60 – 70 млн. лет назад. Такой подход свидетельствует о молодом формировании залежей в древних толщах, и обосновывает преимущественно газовый и газоконденсатный состав месторождений. Наличие нефтяных оторочек от 1 – 3 до 10 – 15 м подчёркивает сложную геологическую историю формирования залежей и подтверждает необходимость новых кайнозойских порций УВ для формирования современных месторождений.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

### **Литература**

1. Ступакова А.В. Методы поисков месторождений нефти и газа. М.: Издательство Московского университета, 2025. 318 с.
2. Файзуллин Г.И., Мячев С.Б., Носкова Е.С., Пашков В.Г., Корнеев А.А., Ларина Т.Е., Обухов А.Н., Хафизов С.Ф. Новые представления о геологическом строении северного борта Вилуйской гемисинеклизы по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизической информации // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2025. – Т.20. – №4. – [https://www.ngtp.ru/rub/2025/44\\_2025.html](https://www.ngtp.ru/rub/2025/44_2025.html) EDN: JUBXBK

3. Сауткин Р.С., Ступакова А.В., Краснова Е.А., Сулова А.А., Воронин М.Е., Смирнова Д.О., Мордасова А.В. (2025). Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь). Георесурсы, 27(2), с. 161–173. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.13>

# ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ И ЭЛЕМЕНТЫ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ В КЛИНОФОРМАХ РАЗНОГО МАСШТАБА

*А.В. Мордасова, А.В. Ступакова, Н.И. Коробова*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих  
ископаемых, Москва, Россия*

Клиноформа – это линзовидное в разрезе осадочное тело, сформированное на склоне палеобассейна осадконакопления (Мордасова и др., 2025; Стратиграфический кодекс РФ. 2006). Цель исследования состоит в создании моделей осадконакопления для терригенных клиноформ различного масштаба и выработке критериев прогноза элементов углеводородных (УВ) систем – нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), флюидоупоров, пород-коллекторов и литологических ловушек.

Клиноформные тела могут быть весьма разнообразных форм и размеров и характеризуются циклическим строением. Они формируются на склоне и сами наращивают склон приёмного бассейна осадконакопления по схеме бокового наращивания, в результате чего высота клиноформ от бровки до подножия зависит от глубины бассейна осадконакопления. По высоте выделяется четыре типа клиноформ: прибрежные, дельтовые, шельфовые и континентального склона (Мордасова и др., 2025, по Pellegrini et al., 2020). Косослоистые (клиноформные) тела формируются в континентальных, переходных и морских средах осадконакопления, при этом разные элементы клиноформы – ундаформа, склон и подножие – могут накапливаться в разных средах осадконакопления (Ступакова и др., 2023). На основе самостоятельного анализа сейсмических и скважинных данных по нижнемеловым клиноформам Баренцева моря, Широкого Приобья, меловым клиноформам Чукотского моря, олигоцен-нижнемиоценовым клиноформам Восточного Предкавказья и обзора клиноформных комплексов в других осадочных бассейнах Мира по публикациям, предложены модели осадконакопления и закономерности латеральной смены фаций для клиноформ разного масштаба. На основе созданных моделей предложены критерии прогноза и поиска элементов углеводородных (УВ) систем в клиноформах разного масштаба.

## **Результаты исследования и обобщения**

Клиноформы побережья редко можно увидеть на сейсмических разрезах в силу разрешающей способности, но их изучение успешно проводится в обнажениях или по каротажу и керну. Ключевыми факторами, влияющими на седиментацию прибрежных клиноформных тел являются энергия волн и приливо-отливов, а также близость источника сноса. Для клиноформ волнового побережья характерны следующие закономерности: в ундаформе могут быть развиты глинисто-алевритовые отложения лагун – потенциальные НМГТ и флюидоупоры, на склоне – песчаные отмели, подводная часть берегового склона, потенциальные породы-коллекторы, в подножии – НМГТ и флюидоупоры, связанные с глинистыми отложениями нижней части берегового склона и шельфовой равнины. В клиноформах приливо-отливного побережья НМГТ и флюидоупоры связаны с глинистыми отложениями нижней части берегового склона в подножии, глинисто-алевритовыми отложениями надприливной зоны в ундаформе, коллекторские интервалы

– с песчаной литоралью в ундаформе и подводной частью берегового склона в собственно склоновой части.

Среди дельтовых клиноформ можно выделить морские, на которые в первую очередь влияют изменения уровня моря и твёрдый сток реки, и озёрные, которые формируются под воздействием изменений уровня озера и тектонических процессов (дельты верхнемеловых свит неньянг и киншанкоу, бассейн Сунляо, Мо et al., 2019). Высота дельтовых клиноформ варьирует в широких пределах в зависимости от энергии реки и твёрдого стока. Распределение элементов УВ-систем в клиноформах дельты определяется средой осадконакопления (рис. 1). На распределение литофаций и элементов УВ систем в клиноформах озёрных дельт ключевое влияние оказывает глубина и гидрологический режим озера, а также близость источников сноса и окружающий озеро рельеф. В озёрных условиях могут накапливаться НГМТ с сапропелевым ОВ и высоким генерационным потенциалом, которые прогнозируются в подножии клиноформ, а породы-коллекторы аллювиальной равнины и фронта дельты могут быть приурочены к ундаформе и склону клиноформ озёрной дельты.

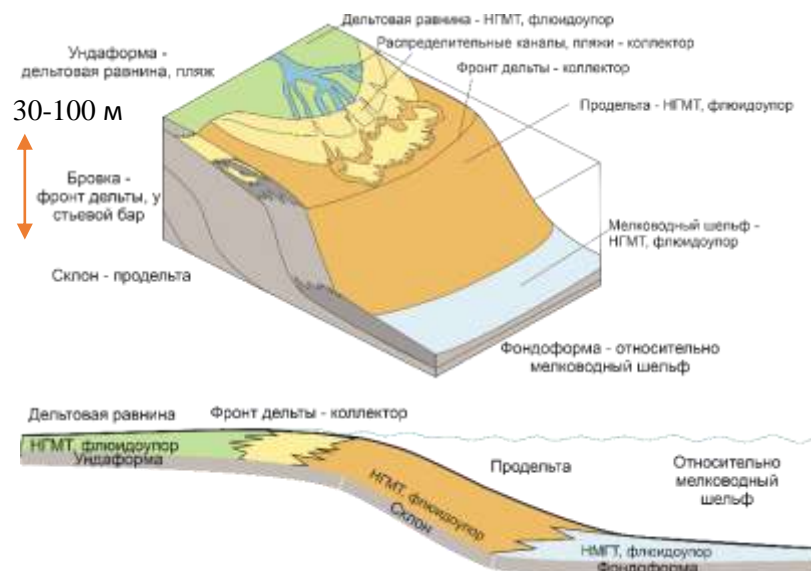


Рис. 1. Модель формирования дельтовой клиноформы

Для клиноформ шельфа характерно закономерное развитие обстановок осадконакопления и приуроченных к ним элементов УВ систем. В ундаформе НГМТ и флюидоупоры могут быть связаны с мелководно-морскими глинистыми отложениями, а песчаные коллекторы – со штормовыми грядами и вдольбереговыми валами. В склоновой части могут быть развиты глинистые отложения открытого шельфа, выступающие в роли флюидоупора, и потенциальные природные резервуары – оползневые тела и подводящие каналы мутьевых потоков. В подножии могут формироваться как НГМТ с высоким генерационным потенциалом, так и природные резервуары: высокоуглеродистые отложения относительно глубоководной впадины на шельфе и конуса выноса мутьевых потоков. В качестве примера можно рассмотреть аптско-сеноманские клиноформные отложения северного склона Аляски (Houseknecht et al., 2019), для которых характерно широкое развитие прибрежно-морских фаций и аллювиальной равнины в ундаформе и

связанные с ними природные резервуары свиты нанушук. В качестве флюидоупора выступает мощная толща морских глинисто-алевритовых пород свиты торок, развитых в склоновой части клиноформ. В подножии клиноформ формируются конуса выноса мутьевых потоков – природный резервуар в свите торок – и высокоуглеродистые глинистые отложения свиты хью шейл. Клиноформы Северо-Чукотского прогиба являются возрастными аналогами клиноформ Аляски, сопоставимы с ними по высоте и имеют единый источник сноса и, следовательно, могут содержать аналогичные элементы УВ систем.

Ключевые факторы, определяющие морфологию шельфовых клиноформ – это ширина шельфа и изменения относительного уровня моря. При широком шельфе возможно развитие обширной ундаформы и обстановок аллювиальной, дельтовой равнины (при высоком стоянии уровня моря) или мелководного шельфа при трансгрессии и повышении уровня моря. В таком случае складываются благоприятные условия для формирования природных резервуаров в ундаформе шельфовых клиноформ. Для развития песчаных коллекторов важно, что служит источником сноса обломочного материала и дальность его переноса: «песчанистость» разреза в клиноформах схожей высоты и сформированных в схожих обстановках осадконакопления может быть разной. Нижнемеловые клиноформы Баренцевоморского шельфа удельная мощность песчаных пластов составляет 0,08 – 0,25, в то время как в одновозрастных и схожих по условиям накопления неокомских клиноформах Западно-Сибирского НГБ – 0,2 – 0,4 (Mordasova et al., 2024).

В клиноформах континентального склона НМГТ и флюидоупоры могут быть связаны с глинистыми отложениями шельфа в ундаформе, глинистыми и карбонатными отложениями абиссальной равнины в подножии (Конюхов А.И., 2015). В склоновой части могут формироваться потенциальные глинистые флюидоупоры и коллекторы – каналы турбидитовых потоков и оползневые тела. К фондоформе могут быть приурочены потенциальные природные резервуары – конуса выноса турбидитовых потоков, контуриты, моаты. Природные резервуары и литологические ловушки в клиноформах континентального склона – контуриты, моаты – слабо изучены и требуют дальнейшего изучения с позиций прогноза природных резервуаров.

### **Выводы**

Для благоприятного сочетания элементов УВ систем в клиноформах побережья необходимо чередование трансгрессий и регрессии и отсутствие эрозионных процессов: коллектора берегового склона сохраняются от эрозии и перекрываются трансгрессивными глинистыми толщами-покрышками. В дельтовых клиноформах озёр могут сочетаться породы-коллекторы и НГМТ с высоким генерационным потенциалом, однако, наличие флюидоупора и перекрывающих отложений являются фактором риска. Для клиноформ прибрежно-морских дельт характерно развитие природных резервуаров, но важно оценить область распространения и свойства НГМТ ундаформы и подножия. Клиноформы шельфа могут включать все элементы УВ систем, однако, наличие и мощность песчаных пластов-коллекторов зависит от состава отложений источник сноса. Элементы УВ систем в клиноформах континентального склона требуют дальнейшего изучения, а природные резервуары подножия таких клиноформ являются поисковыми объектами будущего.

## Финансирование

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетных тем «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2 и «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

## Литература

1. Конюхов А.И. (2015). Черные глины и другие отложения, обогащенные органическим веществом, на окраинах материков в раннем и позднем палеозое// Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, (4), с. 22-33.
2. Мордасова А.В., Гильмуллина А.А., Сулова А.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Гилаев Р.М., Сауткин Р.С. (2025). Методика реконструкции палеогеографических условий накопления и прогноз природных резервуаров в клиноформных толщах// Георесурсы, 27(2), с. 100–120. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.2>
3. Стратиграфический кодекс России, издание третье, исправленное и дополненное. – 2005. – 96 с.
4. Ступакова А.В., Коробова Н.И., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Сивкова Е.Д., Большакова М.А., Воронин М.Е., Сулова А.А., Карпушин М.Ю., Кожанов Д.Д., Махнутина М.Л., Курдина Н.С., Богатырева И.Я., Чупахина В.В. (2023) Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности// Георесурсы, Т. 25, № 2, с. 75–88. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6>
5. Houseknecht, D.W. (2019). Petroleum systems framework of significant new oil discoveries in a giant Cretaceous (Aptian–Cenomanian) clinothem in Arctic Alaska. AAPG Bulletin, 103(3), 619-652.
6. Pellegrini C., Patruno S., Helland-Hansen W., Steel R.J., Trincardi F. (2020). Clinofolds and clinothems: Fundamental elements of basin infill. Basin Research, 32, pp. 187–205. <https://doi.org/10.1111/bre.12446>.
7. Wuling Mo, Chaodong Wu, Nan Su, Shun Zhang, Mingzhen Wang. (2019) Seismic Imaging of the Sedimentary System of the Upper Cretaceous Nenjiang Formation in the Northern Songliao Basin. Journal of Earth Science, 30(4): 788-798. doi: 10.1007/s12583-017-0970-y

# НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И.О. БРОДА И ИХ РОЛЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ МОСКОВСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

*К.А. Ситар, Е.В. Соболева, О.В. Крылов, М.А. Большакова*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих  
ископаемых, Москва, Россия*

В 1944 году на геолого-почвенном факультете МГУ имени М.В. Ломоносова была создана кафедра геологии природного газа в рамках специального решения Правительства страны об организации одноименных кафедр в Московском и Саратовском государственных университетах. Решение это было продиктовано необходимостью подготовки геологов, способных открывать новые газовые месторождения для обеспечения бесперебойной работы только что открытого газопровода «Саратов-Москва». Возглавить кафедру в МГУ пригласили Игнатия Иосифовича Брода, который на тот момент обладал достаточно высоким авторитетом как педагог и как ученый в данных вопросах. Через год кафедра была переименована по его инициативе в кафедру геологии нефти и газа, а с 1953 года, когда геолого-почвенный факультет был преобразован в геологический, данная кафедра была расширена и стала называться кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых (собственно до сих пор данное название и сохраняется, отражая основной спектр объектов исследования сотрудников кафедры). Игнатий Осипович возглавил кафедру сначала по совместительству, но с 1948 года руководство кафедрой и продвижение научно-исследовательских работ по поиску новых месторождений нефти и газа в МГУ стало для него основным местом работы.

Игнатий Осипович Брод родился в 1902 году в семье земского врача Саратовской губернии. В 1918 году, шестнадцатилетним юношей, Игнатий Осипович добровольцем ушёл в Красную армию, служил учеником моториста. После демобилизации он поступил в Саратовский политехнический институт, но вскоре перевёлся в Ленинградский горный институт. Там он попал в среду выдающихся профессоров: А.П. Карпинского, К.П. Калицкого, Д.И. Мушкетова. Этот этап заложил фундамент его поразительной работоспособности и любви к кавказской природе.

Еще во время обучения в Санкт-Петербурге каждое лето он старался проводить в геологических полевых партиях, а в 1926 году ему поручили возглавить партию на Берикейском месторождении в Дагестане. Уже тогда молодого геолога отличало нестандартное мышление: он отстаивал перспективность Избербашской структуры, которую маститые коллеги считали неперспективной. Однако в 1936 году скважина №8 на Избербаше дала мощный фонтан. «Фонтан нефти из скв. 8 на площади Избербаш... и первый железнодорожный состав дагестанской нефти, доставленной со ст. Изберг на Грозненские заводы, поистине оказались решающими в жизни И.О. Брода» – вспоминал Д.А. Мирзоев (Воспоминания..., 2002). В 1937 году Игнатий Осипович успешно представил геологическую карту Терско-Дагестанской области на XVII сессии Международного геологического конгресса в 1937 году, который проводился в СССР.

За десятилетие активных геологических и поисковых работ в Дагестане под руководством Игнатия Осиповича были: восстановлена нефтедобыча на Северном Кавказе; открыты ряд месторождений (Избербаш, Ачису, Махачкала и др.); обоснованы перспективы мезозойских

отложений и обоснована необходимость бурения на шельфе; созданы детальные геологические карты и даны прогнозы для Восточного Предкавказья; сформирован системный подход к разведке и классификации залежей для данного региона, которая в дальнейшем легла в основу его общей классификации.

С 1928 года Брод И.О. начал привлекать к учебному процессу в качестве преподавателя. Так, сразу после окончания Горного института ему предложили в качестве ассистента на геолого-разведочном факультете остаться в ВУЗе. В 1934 году в качестве доцента и заведующего кафедры (по совместительству) он принимал активное участие в жизни кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Грозненского нефтяного института. Многие отмечали, что именно в Грозном у Брода И.О. впервые проявился ярко талант педагога и наставника молодежи.

В 1938 году по представлению И.М. Губкина и С.И. Миронова ему была присуждена ученая степень кандидата геолого-минералогических наук без защиты диссертации и присвоено ученое звание профессора. А в 1939 году Иван Михайлович предложил Игнатию Осиповичу возглавить кафедру нефтяных и газовых месторождений Московского нефтяного института (ныне этот ВУЗ носит имя И.М. Губкина).

Возглавив по совместительству в 1945 году кафедру геологии природного газа в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова Игнатий Осипович все последующие 17 лет (вплоть до скоропостижной смерти) отдавался полностью для становления, развития и процветания как педагогической, так и научной, и творческой, и организационной работы в МГУ.

Возглавляя кафедру, он удачно сочетал педагогическую деятельность с активной научно-исследовательской работой. Он продолжал изучение геологии и нефтегазоносности центральных и южных районов Европейской части страны, его научные интересы уже распространялись на районы Украины и Прибалтики. Однако проблема нефтегазоносности мезозойских отложений Восточного Предкавказья и, в первую очередь, Дагестана и Чечено-Ингушетии не переставляли интересоваться его.

Среди научных направлений и результатов исследований, который Игнатий Осипович активно развивал и возглавлял, хотелось бы отметить несколько. Он первым ввел понятие о ловушках и природных резервуарах. Под его руководством была разработана первая классификация залежей нефти и газа, которая легла в основу его докторской диссертации, успешно защищенной им в июне 1945 года. Классификация подтвердила свою жизнеспособность: все вновь открываемые залежи четко укладываются в её рамки. Имеются примеры точного определения строения крупных месторождений США и Ирака на основе этой классификации. По диссертации в 1951 году был им написан учебник «Залежи нефти и газа (формирование и классификация)» (Брод, 1951). Эта классификация сохраняет актуальность и сегодня. Впоследствии она активно развивалась его учеником – Владимиром Борисовичем Олениным.

Как последователь учения Губкина И.М. создал методологические основы выделения и изучения нефтегазоносных провинций («пришел к термину нефтегазоносный бассейн») как основы

нефтегазогеологического районирования регионов. Обосновал высокую перспективность поисков нефти и газа в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья (Дагестан, Чечено-Ингушетия) и Ногайской степи. Результаты поисковых работ, проводимых под его руководством, привели к открытию ряда крупных месторождений, в том числе в 1959 г. – Южно-Сухокумского месторождения с дебитом 240 т/сут из мезозойских отложений.

Брод И.О. настаивал на структурно-геоморфологических исследованиях для изучения строения глубоких недр. Он убежден был, что современный структурный план земной коры отражает глубинные процессы. Он активно проводил работы по выявлению наличия погребенных структурных форм в Западном Предкавказье и на территории Общего Сырта с использованием геоморфологических методов. Последующее бурение подтвердило наличие погребенных поднятий и структур, что расширило зоны поисковых работ.

Игнатий Осипович с коллегами обосновали необходимость поисков нефти в пределах Московской синеклизы и центральных районов Русской платформы. А открытия первых газовых месторождений в регионе (в т.ч. Арчединского), лишь подтвердили это (за открытие Арчединского нефтегазового месторождения он получил Сталинскую премию).

«В последние годы И.О. Брод придавал большое значение гидрогеологическому фактору, начиная от образования углеводородов в водной среде, миграции, формированию и разрушению скоплений углеводородов в той же среде» – отмечает в своих воспоминаниях Н.А. Еременко (друг и соратник его в последние годы жизни; Воспоминания..., 2002). «Нефтегазоносные бассейны рассматривалась им как часть водонапорных систем (отсюда связь с артезианскими бассейнами)». Учение об изменении природы водонапорных систем на больших глубинах и их своеобразном взаимодействии с погребенными углеводородами в то время только начинало развиваться, вместе с тем, оценки И.О. Брода по перспективам нефтегазоносности отдельных бассейнов (при их детальном изучении) и общая оценка при региональных работах находят свое подтверждение и не потеряли ценности по сей день.

16 июля 1962 года смерть неожиданно оборвала жизнь И.О. Брода, но не дело. Уже в 1964 году посмертно вышла его главная теоретическая работа – «Основы учения о нефтегазоносных бассейнах» (Брод, 1964). В ней он предстал как создатель целостной системы, где нефтегазоносные бассейны рассматривались как часть водонапорных (артезианских) систем, а их эволюция – как результат борьбы нисходящих и восходящих движений земной коры. Книга переведена на многие языки и стала настольной для геологов-нефтяников во многих странах. Его учебники (особенно «Основы геологии нефти и газа» в соавторстве с Н.А. Еременко) выдержали пять изданий и были переведены на польский, французский, китайский, английский, немецкий языки. Ученики Брода – Б.А. Соколов (член-корреспондент РАН), И.В. Высоцкий, Н.А. Еременко, В.Г. Левинсон, многие другие – развили его идеи, создали новые направления: историко-геологический геохимический метод оценки перспектив, учение о нефтегазоносных системах. В Дагестане, где Брод открыл десятки месторождений, его помнят как основателя системных исследований. В Средней Азии его прогнозы полностью подтвердились открытием гигантских газовых месторождений в Каракумах.

Имя И.О. Брода остаётся символом научной школы, соединяющей фундаментальную теорию с живой практикой геологоразведки.

#### Литература

1. Брод И.О. Залежи нефти и газа (формирование и классификация). – Л.: Гостоптехиздат, 1951, 351 с.
2. Брод И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах / И.О. Брод. - М.: Недра, 1964. - 60 с.
3. Воспоминания о И.О. Броде и Н.Б. Вассоевиче (к 100-летию со дня рождения) / Отв. ред. член-корр РАН Б.А. Соколов. – М.: ГЕОС, 2002, 186 с.
4. Оленин В.Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу: Дис... докт. геол. минерал. наук. - М., 1974. – 289 с.

## О ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ ТИПОВ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

*М.А. Богдашова, Г.А. Шевченко, К.А. Ситар, Д.И. Габдрахманова, М.Т. Деленгов, В.В. Мальцев,  
Д.Д. Кожанов, К.Ю. Рязанцева, А.Д. Воронин*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия*

В рамках доминирующей на сегодняшний день осадочно-миграционной концепции нефтеобразования считается, что нефть образуется из органического вещества (ОВ) осадочных горных пород. При этом имеет значение биоценотический состав организмов, некрома которых поступает в осадок.

Генерационный потенциал органического вещества определяется его типом, который в свою очередь связан с генезисом исходных биопродуцентов. Наиболее распространенные классификации ОВ основаны на его пиролизических характеристиках (Peters, Cassa, 1994) и/или его (ОВ) элементном составе (Тиссо, Вельте, 1981), исходя из которых делаются выводы о генерационном потенциале и фазовом составе продуктов, образующихся при конверсии исследуемого органического вещества.

Считается (рис. 1), что сапропелевое ОВ обладает наивысшим потенциалом, узким диапазоном термобарических (P-T) условий, в которых такое ОВ реализует свой потенциал, генерируя прежде всего нефть. Для гумусового ОВ характерен относительно низкий генерационный потенциал, растянутая по термобарическим условиям зона реализации потенциала с образованием преимущественно газовых углеводородов (Тиссо, Вельте, 1981; Peters, Cassa, 1994; Peters et al., 2005; Biteau et al., 2019; Нус, 2013).

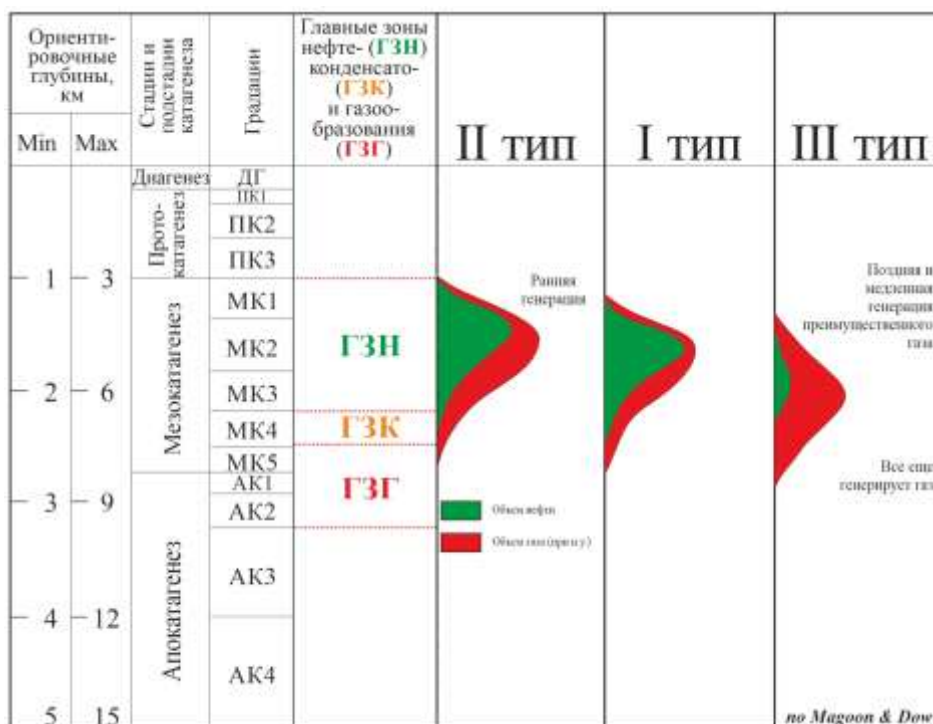


Рис. 1. Реализация генерационного потенциала ОВ в катагенезе

Эти представления формировались долгие годы (с конца 1950-х) на основе накапливавшихся эмпирических данных.

Обобщение опубликованных материалов разных лет и результатов собственных исследований позволяет сделать вывод о том, что вопреки устоявшимся взглядам связи «генезис ОВ – генерационный потенциал» и «генезис ОВ – фазовый состав продуктов генерации» не столь однозначны. Зато более чёткую связь с генезисом (биотой-предшественником ОВ) можно предположить для диапазона глубин (P-T условий), в которых имеет место главная фаза нефтегазообразования (ГФН). Так сжатой по P-T условиям областью конверсии характеризуется ОВ водорослево-бактериального происхождения вне зависимости от его потенциала. Даже для ОВ подобной природы с низким потенциалом (Баженова, 2020; Jarrett, MacFarlane, 2019; Сивкова и др., 2021), как например, докембрийское ОВ – характерна конверсия в нефть и газ в узком диапазоне температур (Большакова и др., 2024, Jarrett, MacFarlane, 2019). Для ОВ гумусового происхождения характерна растянутая ГФН вне зависимости от его потенциала. Например, янтарь, обладающий превосходным генерационным потенциалом, реализует свой потенциал в широких пределах термобарических условий (Большакова и др., 2024).

Что касается связи «генезис ОВ – фазовый состав продуктов генерации», то опираясь на результаты большинства исследований (Спасенных и др., 2024; Можегова и др., 2024; Behar et al., 1997; Repper, Corvi, 1995; Видищева, 2023; Сигачева и др., 2026) можно заключить, что доминирующим продуктом при катагенезе ОВ любого происхождения, включая гумусовое ОВ, является нефть. Встает вопрос о правомерности переноса «на реальность» результатов лабораторного моделирования процессов генерации органическим веществом в замкнутой системе.

Таким образом, взаимосвязь типов органического вещества, определяемой по элементному составу или пиролизу ОВ (Тиссо, Вельте, 1981; Viteau et al., 2019; Нус, 2013) с их происхождением, конверсионным поведением и продуктами преобразования в катагенезе выглядит неоднозначной.

Еще одной проблемой, связанной с дифференциацией ОВ на типы, является то, что инструментарием для определения типа ОВ выступают кросс-плоты с линиями трендов конверсионного поведения различных типов ОВ. Наиболее часто в современных публикациях используют кросс-плот  $HI-T_{max}$ , чуть реже используют  $HI-OI$ , на которые наносят результаты пиролиза методом Rock-Eval (Espitalié et al., 1977).

Анализ подложек с трендами этих кросс-плотов, используемых в публикациях, показал, что единства в проведении трендов конверсии на графиках современных исследователей нет, что приводит к дополнительной неопределённости при определении типа исследуемого ОВ. Отсутствие единства особенно характерно для графиков в координатах  $HI-T_{max}$ .

Таким образом, оказалось, что вопреки имеющемуся на сегодняшний день ощущению однозначности и лёгкости определения типа ОВ и прогнозирования реализации его потенциала, современные исследования демонстрируют ряд выбивающихся из общих закономерностей результатов, которые требуют обновления имеющихся классификаций или поиска новых подходов для систематизации типов ОВ.

## Финансирование

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

## Литература

1. Баженова Т.К., Основы региональной органической геохимии. - Москва: ГЕОС, 2020, 181 с.
2. Большакова<sup>а</sup> М.А., Кувинов И.В., Макарова Е.Ю., Зотова П.Г., Бычков А.Ю., Пронина Н.В., Козлова Е.В., Натитник И.М., Мальцев В.В., Савельева Е.В., Скорев В.Б. Экспериментальное моделирование генерации нефти породами, обогащенными органическим веществом континентального происхождения // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2024, № 5, 91–103.
3. Большакова<sup>б</sup> М.А., Ситар К.А., Кожанов Д.Д. Об особенностях состава и свойств древних нефтегазоматеринских отложений // Записки Горного института, 2024, т. 269, № 5, 700–707. EDN MKTALQ
4. Вельте Д., Тиссо Б. Образование и распространение нефти/в пер. Конюхова А.И. (под ред. Вассоевича Н.Б.) – М: Изд-во «Мир», 1981, 504 с.
5. Видищева О.Н. Особенности генерации и миграции углеводородных флюидов в рифтовом бассейне озера Байкал. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. М.: МГУ имени М.В. Ломоносова, 2023, 122 с.
6. Можегова С.В., Герасимов Р.С., Пайзанская И.Л., Алферова А.А., Кравченко Е.М. Особенности кинетики термического преобразования органического вещества баженовской и доманиковой толщ на основе результатов пиролитической хроматографии // Записки Горного института, 2024, т. 269, 765-776. EDN FIMBWV
7. Сивкова Е.Д., Ступакова А.В., Калмыков А.Г., Сауткин Р.С., Большакова М.А. Верификация пиролитических данных при оценке потенциала и катагенетической преобразованности протерозойских низкоуглеродистых формаций Восточной Сибири // Георесурсы, 2021; 23(2), 56-66. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.5>
8. Сигачева Л.Ю., Калмыков А.Г., Савостин Г.Г., Видищева О.Н., Пронина Н.В., Сусллова А.А. Роль ископаемых смол в процессе генерации углеводородных флюидов // Современные вопросы литологии, морской геологии, геохимии и петрофизики – 2026. Наука. Обучение. Практика: тезисы докладов / Научно-практический форум с международным участием, 28–30 января 2026 г.; Москва, МГУ имени М. В. Ломоносова, Геологический факультет. – Москва: МАКС Пресс, 2026, 252-254. <https://doi.org/10.29003/m5006.978-5-317-07526-2>
9. Спасенных М.Ю., Широкова В.В., Ильменский А.С., Козлова Е.В., Булатов Т.Д., Гончарова А.В., Леушина Е.А. Исследование кинетики термического преобразования органического вещества нефтегазоматеринских пород: обзор методов и экспериментальные результаты // Георесурсы, 2024, 26(4), 3-19. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.2>

10. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // *Organic Geochemistry*, 1997, 26(5-6), 321–339. doi:10.1016/s0146-6380(97)00014-4
11. Biteau J.-J., Baudin F., Pouyanné P. *Petroleum Geology: History, genesis, exploration, resources*. EAGE, 2019. DOI: <https://doi.org/10.3997/book9789462824492>
12. Espitalié J., Laporte J. L., Madec M., Marquis F., Leplat P., Paulet J., Boutefeu A. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution // *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP* Vol. 32, 1977, No.1, 23-42.
13. Huc A.-Y. *Geochemistry of fossil fuels*. TECHNIP, 2013, 255 p.
14. Jarrett A., MacFarlane S. Source rock geochemistry and petroleum systems of the greater McArthur Basin and links to other northern Australian Proterozoic basins. AGES 2019 Proceedings, NT Geological Survey, 2019, 92-105.
15. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen // *Marine and Petroleum Geology*, 1995, Vol. 12, No. 3, 291-319.
16. Peters K.E., Cassa M.R. *Applied Source Rock Geochemistry* / Magoon, L. B, and W. G. Dow, eds., *The petroleum system—from source to trap: AAPG Memoir 60*, 1994.
17. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The Biomarker Guide: Volume 2, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History*. Cambridge University Press, 2007.

# УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ПРОГНОЗ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ (ФАМЕНСКИХ) ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

*Н.М. Топоров, В.А. Жемчугова*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия*

*E-mail: toporovnm@ty.msu.ru*

Прикаспийская синеклиза относится к числу наиболее перспективных на углеводородное (УВ) сырье регионов России и Казахстана, что подтверждается открытием в последние годы в ее пределах крупных месторождений нефти и газа. Однако эти открытия далеко не исчерпали углеводородный потенциал недр, а значительная часть неразведанных запасов приходится на глубокозалегающие карбонатные отложения палеозоя (Жемчугова, 2017).

Применение полученных результатов в рамках геологоразведочных работ (ГРП) имеет существенное значение, поскольку оценка УВ-продуктивности целевых отложений невозможна без прогноза пространственного распределения пород-коллекторов и перекрывающих их экранирующих толщ. Таким образом, представление о пространственных соотношениях элементов фаменских природных резервуаров имеет существенное значение для определения их потенциала и оценки геологических рисков и является необходимым шагом при решении научно-производственных задач в рамках ГРП.

В тектоническом отношении изучаемая область соответствует северной прибортовой зоне Прикаспийской синеклизы, расположенной на южной периферии Восточно-Европейской платформы. Такая позиция проявляется сложным ансамблем крупных тектонических элементов в основании мощнейшего (до 25 км) осадочного чехла, унаследованная структура которого осложнена наложенной складчатостью.

Реконструкция условий формирования и прогноз осуществлялись с упором на комплексирование разномасштабных геолого-геофизических данных, включающих как скважинную, так и сейсмическую информацию – описания керна, результаты интерпретации комплекса ГИС, 2D и 3D-сейсмические данные. Базовой моделью накопления изучаемого комплекса отложений были приняты принципиальные схемы распределения полигенных осадков на современных побережьях, в мелководно-морских и глубоководных бассейнах (рис. 1) (Жемчугова, 2017).

Известно, что на рубеже франского и фаменского веков падение уровня моря определило резкое смещение прибрежных обстановок в сторону глубоководья. Частичное заполнение глубоководной впадины вызвало формирование аккумулятивной террасы, образованной толщей заполнения, соотносимой с волгоградским горизонтом. Для этого времени характерно накопление большей части обломочного материала в пределах узкого побережья, а в погруженных частях бассейна формировался характерный клиноформенный комплекс, стадийно смещавшийся от склона бассейна к его центральной части. Эта толща заполнения контрастно отражается в волновом поле,

что позволяет использовать результаты интерпретации сейсмических данных для прогноза соответствующих песчаных тел, являющихся потенциальными ловушками УВ. В свою очередь, изолированные платформы были выведены на поверхность и постепенно размывались. В позднезаконское время, соответствующее второй половине раннего фамена, активизировавшееся погружение центральной части Прикаспийской впадины вызвало значительное углубление морского бассейна. Для этого времени свойственно широкое распространение органогенных построек, окаймляющих глубоководную впадину и отнесенных к микробиальным холмам. Их распространение диагностируется вдоль северного уступа, разделяющего области мелководной и относительно глубоководной седиментации. Несмотря на преобладающее развитие конденсированных отложений, в ряде скважин встречен пласт обломочных и биокластовых известняков. Их литологический состав и положение на профиле седиментации свидетельствуют о развитии локализованных тел, судя по всему, являющихся фрагментами карбонатных конусов выноса, что также является признаком повышения уровня моря. Важным событием позднего фамена является затопление Соль-Илецкого палеосвода, расположенного к северу от изучаемой площади. (Жемчугова, 2020).



Рис. 1. а) Обстановки осадконакопления северной бортовой зоны в фаменское время, б) Седиментационные модели окаймленной и изолированной платформ (Жемчугова, 2017)

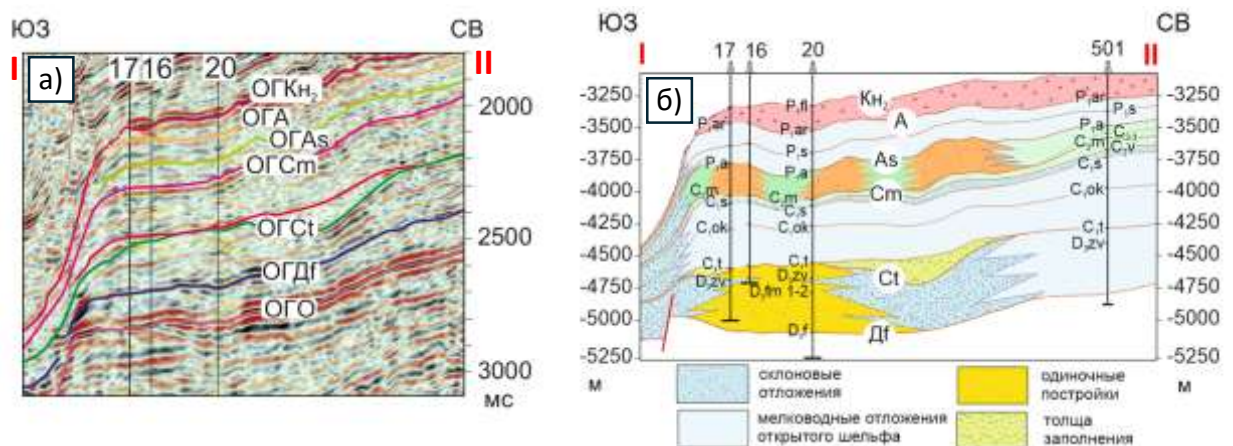


Рис. 2. Временной сейсмический разрез по профилю I-II (а), Литолого-фациальный разрез подсолевых отложений по профилю I-II (б) (по Жемчугова, 2017)

Таким образом, в позднедевонскую эпоху в результате активного прогибания северо-восточной части Прикаспийской синеклизы, дифференцированного осадконакопления и роста органогенных построек гомоклинальный рамп эволюционировал в окаймленную платформу (Жемчугова, 2017). Одновременно с изменением седиментационной модели значительным изменениям подверглись и приуроченные к ним природные резервуары.

В целом, фаменскому веку свойственны более глубоководные условия седиментации, чем франскому. В разрезах скважин это отразилось в росте доли пелитоморфных известняков с увеличивающейся глинистой компонентой. С позиции представленных организмов-рифостроителей данный переход соответствует существенным изменениям – смена каркасообразующих сообществ микробными отразилась на составе карбонатных построек и, как следствие, фильтрационно-емкостных свойствах пород-коллекторов.

Пространственное распределение пород-коллекторов контролируется развитием окаймляющих глубоководный бассейн и одиночных органогенных, преимущественно микробных, карбонатных построек ( $K_{\text{п}} = 6 - 10 \%$ ,  $K_{\text{пр}} = 1 - 10 \text{ мД}$ ).

С позиции УВ-продуктивности фаменские карбонатные резервуары в районе исследований характеризуются преимущественно насыщением типа «вода». В значительной степени это связано с невыдержанностью перекрывающих пород-покрышек, что определяется удаленностью ближайших участков суши, служащих источником осадочного материала (Пугачевский свод).

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

### **Литература**

1. Жемчугова В.А., Макарова Е.Ю., Наумчев Ю.В., Макаров Н.Д., Панков В.В. Карбонатные резервуары подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 194-207.
2. Жемчугова В.А. и др. Геолого-геохимические предпосылки формирования нефтегазоносности подсолевых отложений северной бортовой зоны Прикаспийской впадины. Изд.: Красанд. Москва, 2020. 220 с.

## ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ВЕРХНЕЮРСКИХ (ВОЛЖСКИХ) ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫХ ФОРМАЦИЙ

*П.Г. Зотова<sup>1</sup>, Е.Ю. Макарова<sup>1</sup>, М.А. Большакова<sup>1</sup>, Н.В. Пронина<sup>1</sup>, И.В. Кувинов<sup>1</sup>, А.П. Вайтехович<sup>1</sup>,  
В.С. Илясов<sup>2</sup>*

*<sup>1</sup>МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих  
ископаемых, Москва, Россия*

*<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть-Ямал», Тюмень, Россия*

Работа посвящена комплексной характеристике верхнеюрских высокоуглеродистых формаций.

Исследование выполнено на основе образцов горючих сланцев позднеюрского возраста Айювинского месторождения Печорского бассейна, а также Кашпирского, Коцебинского и Перелюбского месторождений Волжского бассейна. Для сопоставления использовались образцы баженовской свиты, сходные по возрасту и условиям осадконакопления.

Комплекс методов включал пиролиз Rock-Eval для получения геохимических характеристик органического вещества (ОВ), углепетрографическое изучение мацерального состава ОВ в отражённом и ультрафиолетовом свете, литолого-петрографический анализ шлифов для установления текстурно-структурных особенностей, а также рентгенофазовый анализ для определения минерального состава. Такой подход позволил сопоставить органическую и минеральную составляющие пород и проследить межбассейновые различия на единой методической основе.

### **Геохимические характеристики органического вещества**

Геохимические данные свидетельствуют о высоком содержании органического вещества в исследованных породах и об их значительном нефтегазогенерационном потенциале [2, 5]. Параметры  $T_{max}$  соответствуют низкой степени катагенетической зрелости ОВ и стадии протокатагенеза. Для образцов Айювинского месторождения содержания общего органического углерода (ТОС) варьируют в диапазоне 18,46 – 36,38 %, а водородный индекс (НИ) достигает 600 – 939 мг УВ/г ТОС. Параметр  $T_{max}$  составляет 400 – 418 °С. Для образцов Перелюбского месторождения значения ТОС = 2,18 – 19,11 %, НИ = 360 – 1041 мг УВ/г ТОС,  $T_{max}$  = 401 – 425 °С. Для образцов Коцебинского месторождения значения ТОС = 14,48 – 18,39 %, НИ = 1059 – 1089 мг УВ/г ТОС,  $T_{max}$  = 402 – 414 °С. Для образцов Кашпирского месторождения значения ТОС = 12,81 – 25,84 %, НИ = 632 – 1081 мг УВ/г ТОС,  $T_{max}$  = 411 – 415 °С.

Органическое вещество относится преимущественно к I и II типам и имеет сапропелевую природу, связанную с морскими условиями накопления [1, 6, 7]. Для исследованных образцов баженовской свиты ТОС составляет 19,07 – 21,22 %, НИ = 785 – 802 мг УВ/г ТОС,  $T_{max}$  = 425 – 426 °С, что указывает на несколько более высокую степень преобразованности вещества.

## Минеральный состав и литолого-петрографические особенности

Минеральный состав исследованных горючих сланцев из разных бассейнов ожидаемо заметно различается, но и в пределах одного седиментационного бассейна состав сланцев неоднороден, что хорошо видно при сопоставлении результатов РФА. Для пород Волжского бассейна характерен преимущественно глинистый и карбонатно-глинистый состав с относительно низким содержанием кремнезёма (рис. 1). При этом для образцов Кашпирского месторождения особенностью является значительное содержание сульфатов.

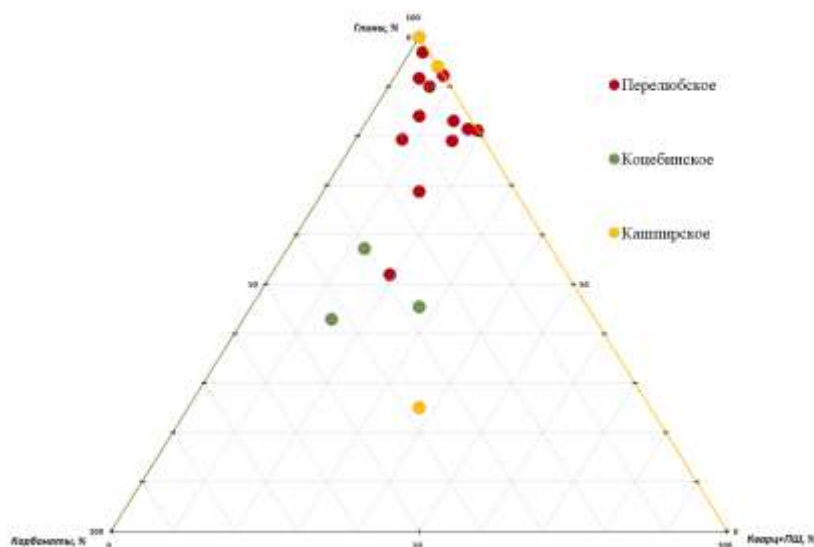


Рис. 1. Минеральный состав горючих сланцев месторождений Волжского бассейна: Перелюбского, Коцебинского и Кашпирского [3]

Породы Печорского бассейна отличаются большей карбонатностью, что, вероятно, связано с присутствием карбонатных биогенных остатков, прежде всего раковинного материала. Образцы баженовской свиты, напротив, характеризуется повышенным содержанием силикатной и кремнистой составляющей.

По данным литолого-петрографических исследований, породы представлены смешанным органико-глинистым материалом с тонкогоризонтальной слоистостью и органично-пелитовой структурой. В шлифах фиксируются линзовидно-атритовые микроструктуры, сростания органического и глинистого вещества, тонкодисперсный и глобулярный пирит, отдельные зерна глауконита, пластинки хлорита, а также карбонатные остатки раковин, выполненные кальцитом [3, 4]. Для пород Печорского бассейна дополнительно отмечают серповидные и удлинённо-вытянутые кремнистые формы опал-кварц-халцедонового состава.

## Мацеральный состав и морфология органического вещества

Основную часть органического вещества исследованных горючих сланцев составляют мацералы группы липтинита, прежде всего ламальгинит и телальгинит. Ламальгинит проявляется в виде прослоев и волокнистых агрегатов (рис. 2), тогда как телальгинит наблюдается как хорошо различимые «сплюснутые» слойки и отдельные тела. В ультрафиолетовом свете эти компоненты

характеризуются желтым, зеленоватым или зеленовато-коричневым (болотным) свечением, подчеркивающим слоистую микротекстуру пород.

Помимо доминирующих липтинитовых компонентов, в породах присутствуют второстепенные, но диагностически значимые мацералы (рис. 3). Витринит, преимущественно в виде витродетринита имеет обломочную, переотложенную морфологию. Микринит фиксируется в единственном образце, отдельно отмечен фюзинит.

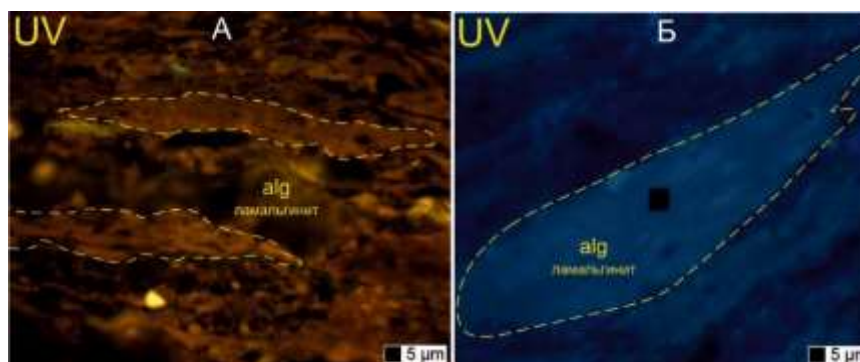


Рис. 2. Мацералы группы липтинита. Ламальгинит (А - Перелюбское месторождение, обр.20; Б - Кашпирское месторождение, обр.2(2))  
UV - в UVblue свете [3]

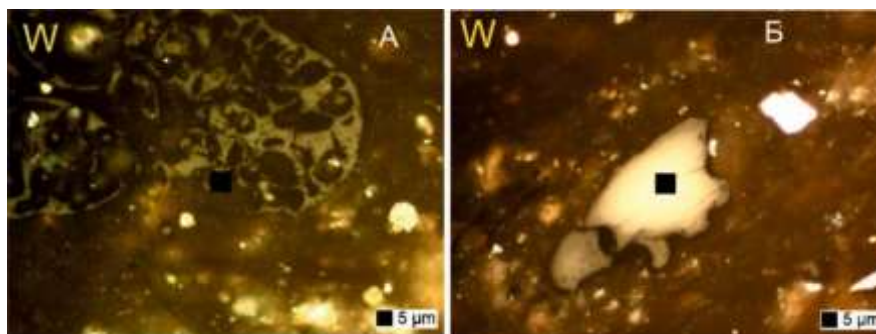


Рис. 3. Второстепенные мацералы. А - Фюзинит (Кашпирское месторождение, обр. 2(3)); Б – Витринит (Кашпирское месторождение, обр.2(2)).  
W - в простом отраженном свете [3]

Мацеральный состав образца баженовской свиты в целом сопоставим с таковым в горючих сланцах, однако органическое вещество характеризуется более тесной ассоциацией с минеральной матрицей и менее выраженной сегрегацией в виде самостоятельных прослоев ламальгинита.

Для исследуемой выборки характерно отсутствие или крайне слабое проявление битуминита, хотя именно этот мацерал часто встречается в аналогичных породах; это может быть связано со спецификой отбора материала. В отдельных образцах также фиксируются биокластовые компоненты, включая остатки раковин и радиолярий.

Верхнеюрские горючие сланцы Печорского и Волжского бассейнов и баженовская свита представляют собой высокоуглеродистые органо-минеральные образования с выраженными межбассейновыми различиями в составе минеральной матрицы и морфологии органического вещества.

## Финансирование и оборудование

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

Результаты исследований получены при помощи оборудования, приобретённого по программе развития Московского университета: микроспектрофотометра Cary 508 на базе микроскопа Axioscope 5 [0315-44-2023], комплекса газовой хромато-масс-спектрометрии Agilent 8890-5977В в комплекте с пиролитической приставкой Frontier Lab EGA/PY-3030D [0946-44-2021], исследовательского микроскопа Leica Basic DM EP.

## Литература

1. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. В 4-х томах/глав. ред. А.П.Виноградов. Всесоюзный аэрогеологический трест. М.: ГУГК, 1967 - 1975. – III. Триасовый, юрский и меловой периоды. 77 л.
2. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Льюров С.В., Бурцев И.Н. Органическое вещество горючих сланцев Айювинского месторождения // Известия Коми научного центра УрО РАН. 2016. № 2(26). С. 53–58.
3. Зотова П.Г., Большакова М.А., Макарова Е.Ю., Пронина Н.В., Вайтехович А.П., Хамидуллин Р.А., Илясов В.С. Органическое вещество горючих сланцев Волжского бассейна // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2026. № 2. С. 58–69.
4. Илясов В.С. Условия формирования верхнеюрских горючих сланцев Волжского бассейна на примере месторождений Саратовского Поволжья: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. МГУ, Москва, 2020 – 237 с.
5. Котик О.С., Салдин В.А., Валяева О.В. Органическое вещество верхнеюрских отложений Ижемского сланценосного района Тимано-Печорского бассейна // Известия Коми научного центра УрО РАН. Серия «Науки о Земле». 2020. № 6(46). С. 96–107.
6. Льюров С.В., Селькова Л.А. Геолого-стратиграфическая характеристика Айювинского месторождения горючих сланцев // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. 2008. № 12. С. 3–5.
7. Прокофьева Л. М., Андросов Б. Н., Череповский В. Месторождения горючих сланцев мира – М: Изд-во «НАУКА», 1988. – 263 с.

ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЙ СОСТАВ И МЕТАЛЛОНОСНОСТЬ УГЛЕЙ  
РАННЕКАМЕННОУГОЛЬНОГО ВОЗРАСТА ЮГО-ВОСТОКА ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ  
ПЛАТФОРМЫ

*Е.В. Савельева, С.Г. Панышев, А.П. Вайтехович, Н.В. Пронина, Е.Ю. Макарова*  
*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих*  
*ископаемых, Москва, Россия*

В настоящее время угли необходимо рассматривать не только в виде энергетического сырья. Особенно это касается Подмосковского бурогоугольного бассейна, расположенного в центре Восточно-Европейской платформы (ВЕП), разработка которого в настоящее время практически полностью прекращена. Альтернативой использования может являться получение редких и редкоземельных элементов, содержащихся как в угольных пластах, так и в террикониках на местах закрытых шахт и карьеров региона, что снизит экологическую нагрузку на эти районы.

Целью исследования выступило обобщение сведений об угленосности, петрографическом составе и содержании редких и редкоземельных элементов углей турнейско-визейского возраста юго-восточной части ВЕП.

Фактический материал включал угли и углистые породы (рис. 1), отобранные в Саратовской, Самарской областях, Пермском крае и юго-восточной части Подмосковского бассейна (Брикетно-Желтухинское месторождение и Новольвовский карьер). В результате были исследованы угли периферийной части турнейско-визейского торфонакопления юго-восточного обрамления ВЕП, как из угольных бассейнов, так и из углепроявлений. Для работы с образцами использовались следующие методы: углепетрографические исследования, пиролиз и масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS).

В углях юго-востока ВЕП встречены все группы мацералов (рис. 2). Мацералы группы витринита наиболее распространены (в основном преобладает коллотелинит). Мацералы группы липтинита встречены во всех углях, но наибольшие концентрации отмечаются в углях Пермского края, где отличительной особенностью является наличие макроспоринита. Мацералы группы инертинита в образцах встречаются довольно хаотично. Его максимальные скопления приурочены к углям юго-восточной части Подмосковского бассейна. Мацеральный состав углей отражает особенности фациальных обстановок торфяников исследованных районов, полученные результаты нанесены на палеогеографическую карту для исследуемого временного интервала. Большая часть ВЕП представляла собой внутриконтинентальную равнину с торфонакоплением в различных обстановках: болота, поймы аллювиальных равнин и др. Южная и юго-восточная окраина заболоченной низменности представляла из себя прибрежно-морскую область.

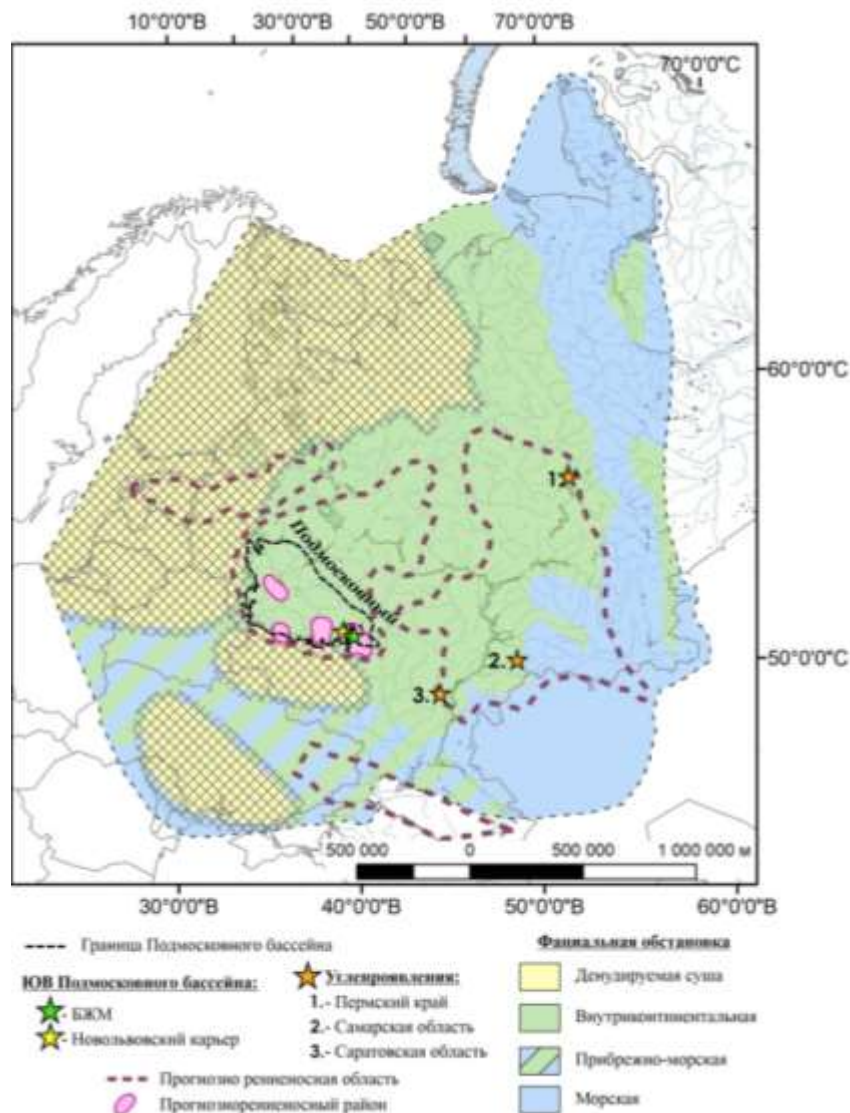


Рис. 1. Обстановки торфообразования раннекаменноугольного времени на Восточно-Европейской платформе с местами отбора исследованных образцов (по материалам Атлас..., 1967–1975; Пронина и др., 2025)

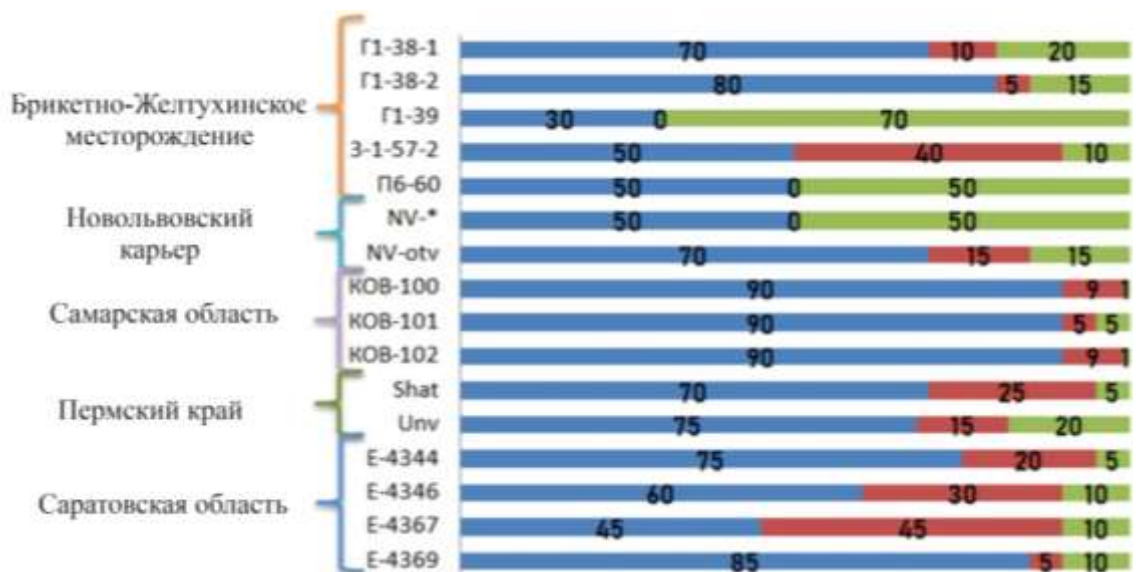


Рис. 2. Результаты углепетрографических исследований.

Результаты исследования методом ICP-MS (рис. 3): редкие элементы обнаружены во всех пробах, но только в углях Подмосковного бассейна, отмечаются значительные концентрации элементов, вплоть до промышленных значений во всех образцах (рений).

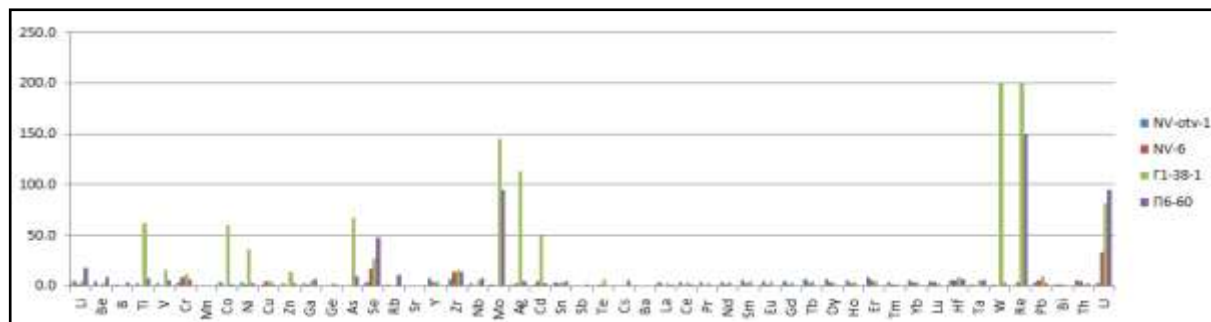


Рис. 3. Результаты исследования методом ICP-MS.

Выделены три группы ассоциаций аномальных концентраций элементов в углях Подмосковного бассейна (Se-Mo-Re-U; Ti-Zr-Cr-Hf-Pb-Co-Ni; Ti-(Zr-Hf-W)), которые свидетельствуют о переносе исходного вещества, обогащенного рением, пластовыми или речными водами; о близости источника сноса; о гранитном составе области размыва. Возможным источником редких элементов в угленосных отложениях юго-восточной части Подмосковного бассейна может выступать, по нашему мнению, привнос материала с размываемой суши (сформированной коры выветривания) в области Воронежской антеклизы.

#### Финансирование и оборудование

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

Результаты исследований получены при помощи оборудования, приобретённого по программе развития Московского университета: микроспектрофотометра Csaic 508 на базе микроскопа Axioscope 5 [0315-44-2023].

#### Литература

1. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. В 4-х томах/глав.ред. А.П. Виноградов. Всесоюзный аэрогеологический трест. Москва, ГУГК, 1967 - 1975. – Т. 2, Л. 68.
2. Вялов В.И., Наставкин А.В. Уровни содержания промышленно ценных микроэлементов в углях //Химия твердого топлива. – 2019. – №. 5. – С. 63-67. DOI:10.1134/S0023117719050116.
3. Пронина Н.В., Стукалова И.Е., Савельева Е.В., Паньшев С.Г. Мацеральный состав углей каменноугольных месторождений Восточно-Европейской платформы //Георесурсы. – 2025. – Т. 27. – №. 2. – С. 174-185. DOI:10.18599/grs.2025.2.14.
4. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Токсичные элементы-примеси в ископаемых углях. Екатеринбург: УрО РАН, 2005. ISBN 5-7691-1521-1. – 2005.

# ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРО-ТАТАРСКОГО СВОДА ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

*А.А. Халин, И.В. Шнуров, А.В. Корзун*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия*

В условиях глобального энергоперехода и ужесточения требований к углеродному следу, путем введения различных экономических инструментов таких, как «углеродный налог» [1], геологическое хранение углекислого газа и разработка технологий по его улавливанию становится ключевым инструментом декарбонизации промышленности. Именно технология геологического размещения CO<sub>2</sub> отличается наибольшей степенью технологической готовности среди альтернативных методов [2, 3], демонстрируя соответствие требованиям к долгосрочному и надежному удержанию CO<sub>2</sub>.

В связи с этим, настоящее исследование нацелено на изучение перспективных резервуаров для размещения углекислого газа на территории Российской Федерации. Районом исследования была выбрана территория Юго-Западной части Северо-Татарского свода, в административных границах Республики Татарстан. Объектом исследования являлись биогермные структуры девонского карбонатного комплекса.

В рамках данного исследования выполнена комплексное геолого-геофизическое изучение биогермных структур как объектов возможного размещения CO<sub>2</sub> на территории Северо-Татарского свода. Результатом работ стало выявление наиболее перспективных структуры и расчеты потенциального эффективного объема для безопасного хранения CO<sub>2</sub>.

## **Критерии выделения биогермных структур**

При выделении перспективных биогермных структур для размещения углекислого газа была использована актуализированная система критериев с учетом методических подходов, предложенных в работе Ступаковой А.В. (2023) [4], где представлена классификация базовых критериев нефтегазоносности, адаптированная для задач оценки потенциала хранения CO<sub>2</sub>. При создании критериев использован мировой опыт и исследования Chadwick (2006, 2008), Vachu (2003), Новиков Д.А. (2022), Delprat-Jannaud (2013) и иных авторов [5, 6, 7]. Критерии разделяются на следующие группы: недопустимые, мало перспективные, перспективные и наиболее перспективные (Таблица 1).

Таблица 1. Система критериев выбора участка недр для размещения углекислого газа

<b>КРИТЕРИИ</b>	<b>НЕДОПУСТИМЫЕ</b>	<b>МАЛО ПЕРСПЕКТИВНЫЕ</b>	<b>ПЕРСПЕКТИВНЫЕ</b>	<b>НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ</b>
<b>Глубина залегания</b>	менее 500	500 – 800, > 2500	800 – 1000	1000 – 2500
<b>Тип пород</b>	В зависимости от целей работ и экономической эффективности	карбонатный	терригенно-карбонатный	терригенный
<b>Пористость пласта</b>	В зависимости от целей работ и экономической эффективности	менее 10%	10–20%	более 20%
<b>Гидродинамическая зона</b>	Зона активного водообмена	Зона замедленного и весьма замедленного водообмена		
<b>Мощность покрышки</b>	менее 10 метров	менее 20 м	20–100 м	более 100 м
<b>Эффективная мощность пласта</b>	В зависимости от целей работ и экономической эффективности	менее 20 метров	20–50 метров	более 50 метров
<b>Тип коллектора</b>	при сильно выраженной трещиноватости – недопустимый	трещиноватый	порово-каверновый	поровый
<b>Геотермический градиент, °С /100 м</b>	В зависимости от целей работ и экономической эффективности	> 4	3 – 4	< 3
<b>Карстовые процессы</b>	Имеются	Отсутствуют		
<b>Разрывные нарушения</b>	Проводящие	Непроводящие		
<b>Иные критерии влияющие на целостность подземного сооружения</b>				
<b>Сейсмическая активность</b>	9 баллов	от 5 до 8 баллов		менее 3–4 баллов
<b>Антропогенное воздействие</b>	Активная деятельность человека	Умеренная		Отсутствует
<b>Старый фон скважин</b>	В зависимости от целей работ и экономической эффективности	Отсутствует		
<b>Экологические критерии</b>				
<b>ООПТ</b>	Имеется	Отсутствуют		
<b>Населенные пункты</b>	Имеется	Отсутствуют		

#### Выделение биогермных построек

Исследования по выявлению биогермных структур включали в себя привязку скважинных данных к сейсмическим профилям. Привязка скважин производилась с использованием акустического каротажа (АК), а также данных по вертикальному сейсмическому профилированию

(ВСП). Также, выполнена структурная интерпретация разреза по временным 2D сейсмическим профилям, включающая корреляцию для четырех опорных отражающих горизонтов (ОГ) с целью выявления границ целевых горизонтов и стратиграфической привязки к скважинам, а также построение карт изохрон. Карты изохрон конвертировались из временного разреза в глубинный. В результате были построены структурные карты отражающих горизонтов (саргаевского, турнейского, тульского и верейского) и уже по результатам картопостроения были оконтурены наиболее приподнятые участки, которые могут быть связаны с биогермными структурами фран-фамен-турнейского комплекса.

По структурной карте кровли турнейского яруса выделено шестнадцать зон распространения биогермных построек (рис. 1). Пример их сейсмического выделения показан на профиле 090511 (рис. 2).

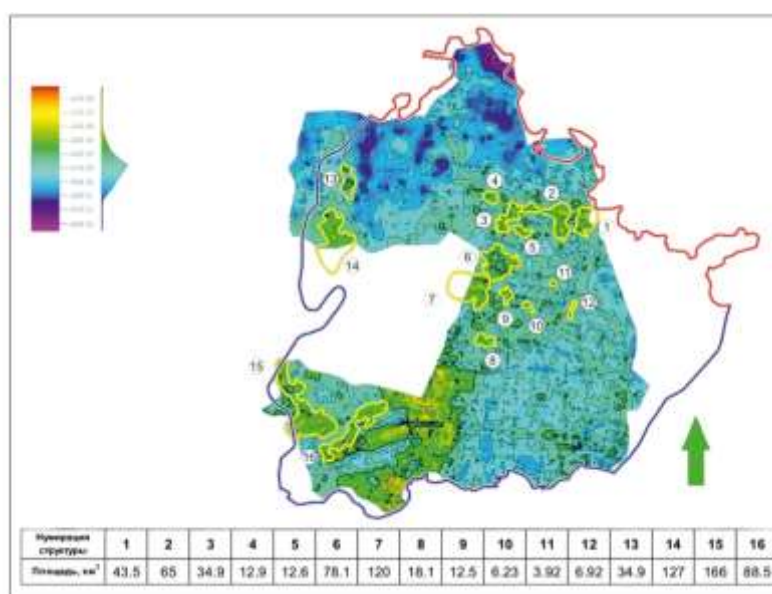


Рис. 1. Структурная карта по кровле турнейского яруса с оконтуренными положительными перспективными структурами (желтым)

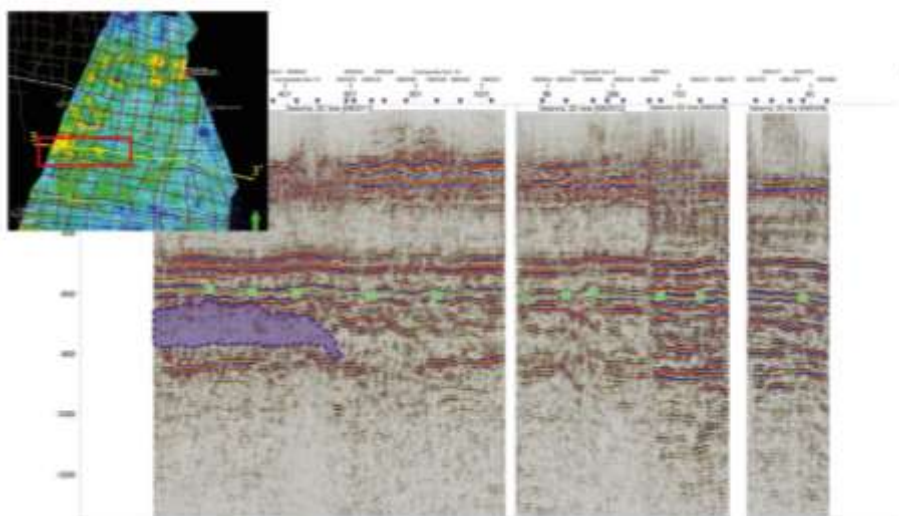


Рис. 2. Пример выделения биогермной структуры (синим цветом) и расположение на сейсмическом профиле 090511 (красный квадрат)

В ходе интерпретации геофизических данных были получены целевые параметры для объектов (биогерм): *глубина залегания, эффективная мощность, пористость и мощность вышележащего флюидоупора* (Таблица 2).

Таблица 2. Целевые показатели зон распространения биогермных структур

Глубина, м	1000–1500
Эффективная мощность, м	20
Пористость, %	11–16%
Мощность флюидоупора, м	20–60

#### **Расчет эффективного потенциала хранения углекислого газа**

Расчет эффективного потенциала хранения CO<sub>2</sub> для выделенных биогермных структур производился по методам CSLF и US DOE [8]. Расчет проводился для каждой из шестнадцати структур с учётом дифференцированного подхода и вероятностных диапазонов коэффициентов эффективности хранения (E<sub>e</sub>): P10 = 4,09%; P50 = 5,31 %; P90 = 9,00 %. Коэффициент эффективности хранения (E<sub>e</sub>) разработан U.S. Department of Energy (US DOE) [8]. В основе определения коэффициента эффективного хранения лежит комплексный подход, разработанный для учета геологической неоднородности и неопределённости оценок ёмкости по Усредненной Глобальной Базе Данных – AGD [8]. В рамках применяемой методики значения коэффициента эффективности хранения были целенаправленно выбраны для рифовых известняков, позволяющие учитывать специфические условия осадконакопления данного типа коллекторов.

Полученные результаты позволили провести ранжирование перспективных участков по их потенциалу для размещения CO<sub>2</sub>. Наиболее перспективными являются: структура 14 (94,45 Мт) – максимальный потенциал по сценарию P90, структура 7 (21,86 Мт, 37,65 Мт, 61,01 Мт) – стабильно высокие показатели по всем сценариям, структура 15 (75,31 Мт) – значительный рост при оценке P90, структура 16 (166,21 км<sup>2</sup>) – крупнейшая по площади структура, структура 3 (44,32 Мт) – наибольший прирост от P10 к P90.

#### **Заключение**

Основными объектами изучения являлись биогермные структуры в верхнедевонских отложениях. Данные структуры изучались как перспективные участки для размещения CO<sub>2</sub>, поскольку для них характерно наиболее благоприятное сочетание таких геолого-петрофизических параметров как: достаточная мощность коллекторов и хорошие фильтрационно-емкостные свойства (зоны с повышенной пористостью до 21 %), относительно остального карбонатного комплекса.

В изученном районе было оконтурено шестнадцать перспективных зон площадью от 3,9 до 166,2 км<sup>2</sup>, с различной мощностью коллекторов и средней пористостью 11 – 16 %. Территории с особо охраняемыми природными территориями из расчетов исключались.

Результаты работы формируют научно-методическую основу для дальнейшего геолого-технического анализа и пилотных проектов по CCS-технологиям в Российской Федерации.

## Финансирование

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

## Литература

1. Ананькина, Е. Углеродный налог - ощутимый, но не главный риск для российских энергетических компаний / Е. Ананькина // Энергетическая политика. – 2021. – № 5(159). – С. 40-53.
2. Рябов Г.А., Петелин С.А., Вивчар А.Н., Бублей П.В., Сердюков В.А., Сигитов О.Ю. Технологии улавливания диоксида углерода на ТЭС, его транспортировка, полезное использование и захоронение // Экология, энергетика, энергосбережение : информ.-аналит. бюлл. под ред. акад. РАН А.В. Клименко. – Москва: ПАО «Мосэнерго», 2022. — Вып. 3. — 32 с.
3. Mohammed D. Aminu, Seyed Ali Nabavi, Christopher A. Rochelleb, Vasilije Manovic. A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, Volume 208, 15 December 2017, Pages 1389-1419.
4. Ступакова, А. В. Природные объекты для хранения и захоронения углекислого газа / А. В. Ступакова, М. Ю. Карпушин, А. В. Корзун // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 2(38). – С. 42-49.
5. Chadwick A., Arts R., Bernstone C., May F., Thibeau S., Zweigel P. Best practice for the storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers: observations and guidelines from the SACS and CO<sub>2</sub>STORE projects // *Petroleum Geoscience*. 2008. Vol. 14, iss. 2. P. 197–211.
6. Bachu, S., 2003: Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media. *Environmental Geology*, 44(3), 277–289.
7. Sayegh S. G. и др. Rock/Fluid Interactions of Carbonated Brines in a Sandstone Reservoir: Pembina Cardium, Alberta, Canada // *SPE Formation Evaluation*. 1990. Т. 5. № 04. С. 399-405.
8. IEA GHG CCS Site Characterization Criteria: Technical Study / IEA Greenhouse Gas R&D Programme. – Cheltenham, UK, 2009.

# ХАРАКТЕРИСТИКА КАМЕННОУГОЛЬНО-ПЕРМСКИХ ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

*П.П. Попов, М.А. Большакова, Н.В. Пронина*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия*

Основными нефтегазоматеринскими толщами в центральной части Предуральского краевого прогиба считаются отложения рифейского, вендского, девонского и каменноугольного возраста (Орлова и др., 2023, Кожанов и др., 2024). Пермские и каменноугольные отложения в Предуральском краевом прогибе погружены на глубины, достаточные для вступления в главную зону нефтегазообразования (Мизенс, 1997) и вероятно могут рассматриваться как нефтегазоматеринские в этой части бассейна, но вклад пермских и каменноугольных материнских толщ в формирование нефтегазоносности до настоящего времени не исследовался.

В данной работе исследовано органическое вещество (ОВ) каменноугольных и раннепермских пород центральной части Предуральского краевого прогиба. Определено содержание ОВ в породах, его тип, генерационный потенциал и катагенетическая преобразованность, проведен биомаркерный анализ. Основой для проведения исследований послужили образцы каменного материала из скважин в пределах Юрюзано-Сылвенской депрессии (20 образцов), Косьво-Чусовской седловины (6 образцов), Соликамской депрессии (43 образца) и обнажения раннепермских пород зоны сочленения Юрюзано-Сылвенской депрессии и Бымско-Кунгурской впадины (28 образцов), а также один образец нефти из нижнепермских отложений. Также промоделировано 2 профиля общей протяжённостью 465 км.

В рамках этой работы выполнен комплекс геохимических (пиролиз, экстракция, хромато-масс-спектрометрия) и углепетрографических исследований, построены двумерные геолого-геохимическая модели (2 профиля общей протяжённостью 465 км). Хромато-масс-спектрометрия выполнена для нефти и образцов из обнажения.

В отложениях тульского горизонта содержание органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ ) низкое, и редко превышает 1,8 %. Значения водородного индекса (HI) = до 51 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$  (рисунок 1). Органическое вещество относится к III типу. В верейских отложениях значения  $C_{\text{орг}}$  не превышают 3 %, (HI) = до 240 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ . Тип керогена смешанный II/ III, близкий к III. В ассель-сакмарских материнских толщах содержание органического углерода колеблется от 0,2 до 1,7 %. Уровень водородного индекса свидетельствует о том, что органическое вещество относится к керогену III типа. Значения  $T_{\text{max}}$  (в среднем от 437 до 444 °C) свидетельствуют о термической зрелости стадий МК<sub>1</sub> – МК<sub>2</sub>. В образцах из обнажения дивьинской свиты содержится значительное количество органического углерода – в среднем более 1,5 – 2 %. Водородный индекс свидетельствует о том, что органическое вещество относится к керогену II типа со значительными примесями органического вещества III типа. Все проанализированные образцы имеют невысокую термическую зрелость с  $T_{\text{max}}$

около 436 °С (ПК<sub>3</sub> – МК<sub>1</sub>), отражательная способность витринита (для сингенетичного витринита) составляет R<sup>0</sup> – 0,54 % (ранняя стадия МК<sub>1</sub>).

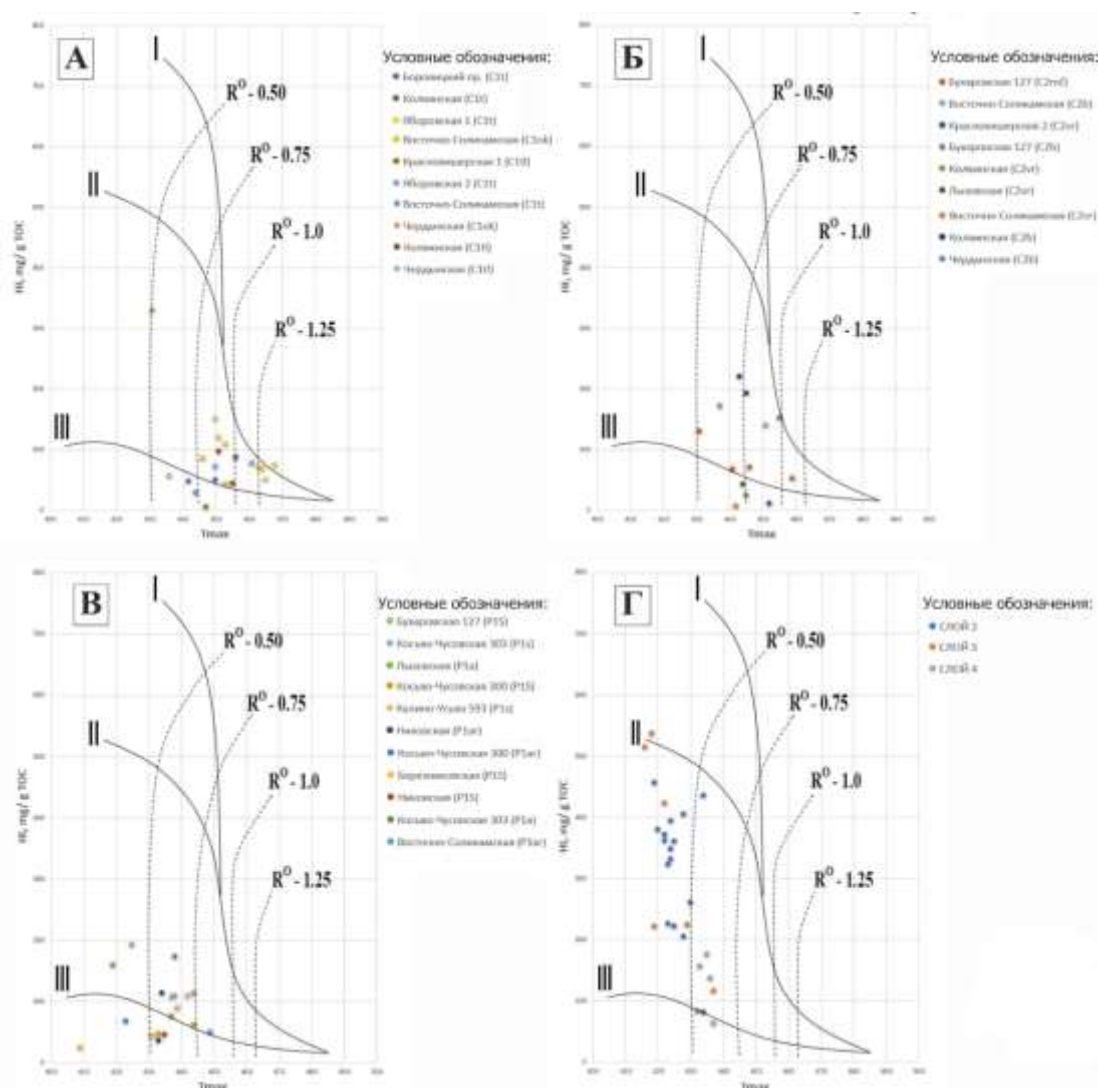


Рис. 1. Диаграммы HI от T<sub>max</sub> для образцов из скважин и обнажений:

А – нижнекаменноугольные отложения, Б – среднекаменноугольные отложения, В – пермские отложения, Г – пермские образцы из обнажения.

Судя по высокому содержанию и типу органического вещества породы нижнепермских материнских толщ характеризуются значительным нереализованным потенциалом. Степень выработанности потенциала отложений нижнепермских материнских толщ в наиболее погруженных частях Юрюзано-Сылвенской депрессии достигает 23 – 35 %, каменноугольных материнских толщ – до 80 %, это означает, что данные породы могли внести свой вклад в формирование нефтегазоносности Предуральяского краевого прогиба.

По результатам биомаркерного анализа органическое вещество в образцах из обнажения и исходное ОВ нефти накапливались в мелководно морских восстановительных условиях. Образец нефти характеризуется более высокой катагенетической преобразованностью, чем образцы из обнажения. Стадия преобразованности ОВ в образцах из обнажения соответствует началу нефтяного окна. Также и нефть характеризуется невысокой термической зрелостью исходного для

неё ОВ, но выше чем в образцах обнажения (в более погруженных частях Юрюзано-Сылвенской депрессии зрелость дивьинской свиты может быть и выше). Хотя ОВ и образовывалось в схожих условиях, но в нефти Копальнинского месторождения наблюдается больший вклад гумусового ОВ. Вероятнее всего, дивьинская свита не является единственной материнской толщей для данной нефти, но вклад ее в формирование всё же не исключен. Требуются дальнейшие исследования, и анализ материнских толщ депрессии.

#### **Финансирование и оборудование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

Результаты исследований получены при помощи оборудования, приобретённого по программе развития Московского университета: микроспектрофотометра Craic 508 на базе микроскопа Axioscope 5 [0315-44-2023], комплекса газовой хромато-масс-спектрометрии Agilent 8890-5977В в комплекте с пиролитической приставкой Frontier Lab EGA/PY-3030D [0946-44-2021], исследовательского микроскопа Leica Basic DM EP.

#### **Литература**

1. Кожанов Д. Д., Большакова М. А. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования // Записки Горного института. 2024. №. 266. С. 199-217.
2. Мизенс Г.А. Верхнепалеозойский флиш западного Урала. УрО РАН, 1997.
3. Орлова А. Ю., Полудеткина Е. Н. Геохимия нефтей и органического вещества доманиковых отложений южно-татарского свода // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18. №. 1. С. 188-208.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ  
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ  
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

*Р.Е. Ахметшина, В.А. Жемчугова*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих  
ископаемых, Москва, Россия*

*E-mail: akhmetshinare@my.msu.ru*

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (НГБ) является одним из ключевых регионов углеводородной добычи в России и представляет значительный интерес как с практической, так и с научной точки зрения. В его пределах верхнедевонские отложения, в частности фаменский ярус, формируют один из наиболее перспективных нефтегазоносных комплексов, отличающийся сложным строением и высокой степенью литолого-фациальной неоднородности. Эти особенности напрямую влияют на формирование коллекторских свойств пород и закономерности распределения залежей углеводородов.

Объект, изучаемый в работе приурочен к центральной части Хорейверской впадины и представлен группой месторождений. Несмотря на доказанную нефтегазоносность и обширный набор фактического материала, существующие представления о строении и условиях формирования верхнедевонских отложений носят фрагментарный характер. Это определяет актуальность комплексного анализа, направленного на выявление закономерностей формирования карбонатных коллекторов и уточнение их пространственного распределения. Целью исследования является установление закономерностей формирования верхнедевонских карбонатных отложений и связанных с ними коллекторов в пределах рассматриваемой территории. Для достижения этой цели был проведен анализ геологического строения и литолого-фациальных особенностей с привлечением данных керн, геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсморазведки.

Имеющийся материал позволил проанализировать продуктивный нефтеносный пласт D<sub>3</sub>fmIII. Были проведены литологические исследования керн скважин и петрографических шлифов, в результате которых были выделены литологические типы пород (рис. 1), которые участвуют в строении толщи:

- известняк микрокристаллический (мадстоун);
- известняк микрокристаллический тонкослоистый;
- известняк микробиальный каркасный (баундстоун);
- известняк микробиальный каркасный с единичными онколитами (баундстоун);
- известняк строматопоровый каркасный (баундстоун);
- известняк лито-биокластовый (грейнстоун).

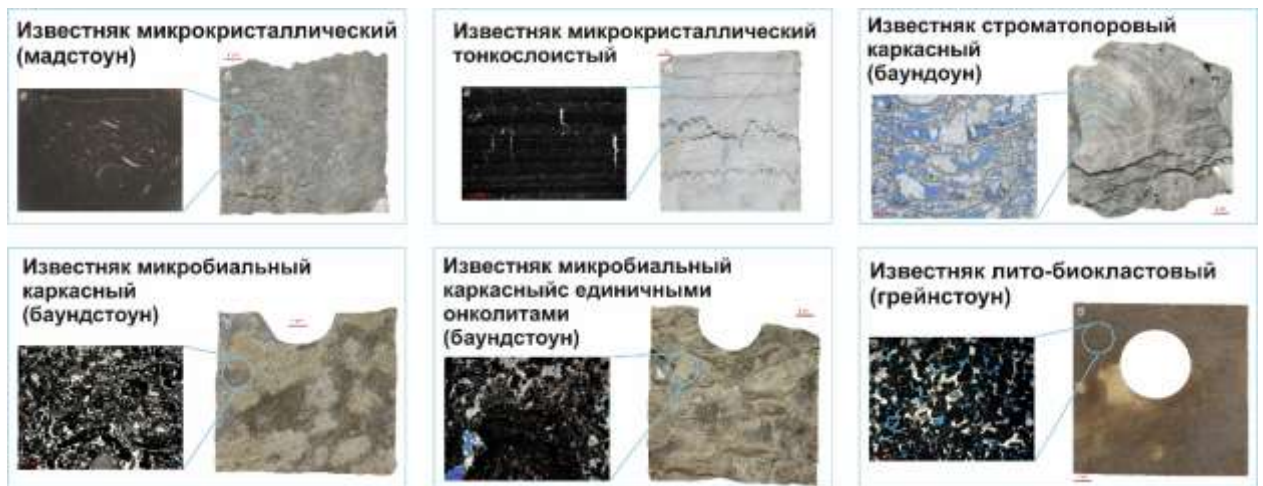


Рис. 1. Литологические типы пород, участвующие в строении пласта D<sub>3</sub>fmIII (а – фотография петрографического шлифа при II николях, б – фотография образца керна)

Рассмотрен характер строения разреза различных месторождений по площади исследования и построены литого-петрофизические разрезы (рис. 2).

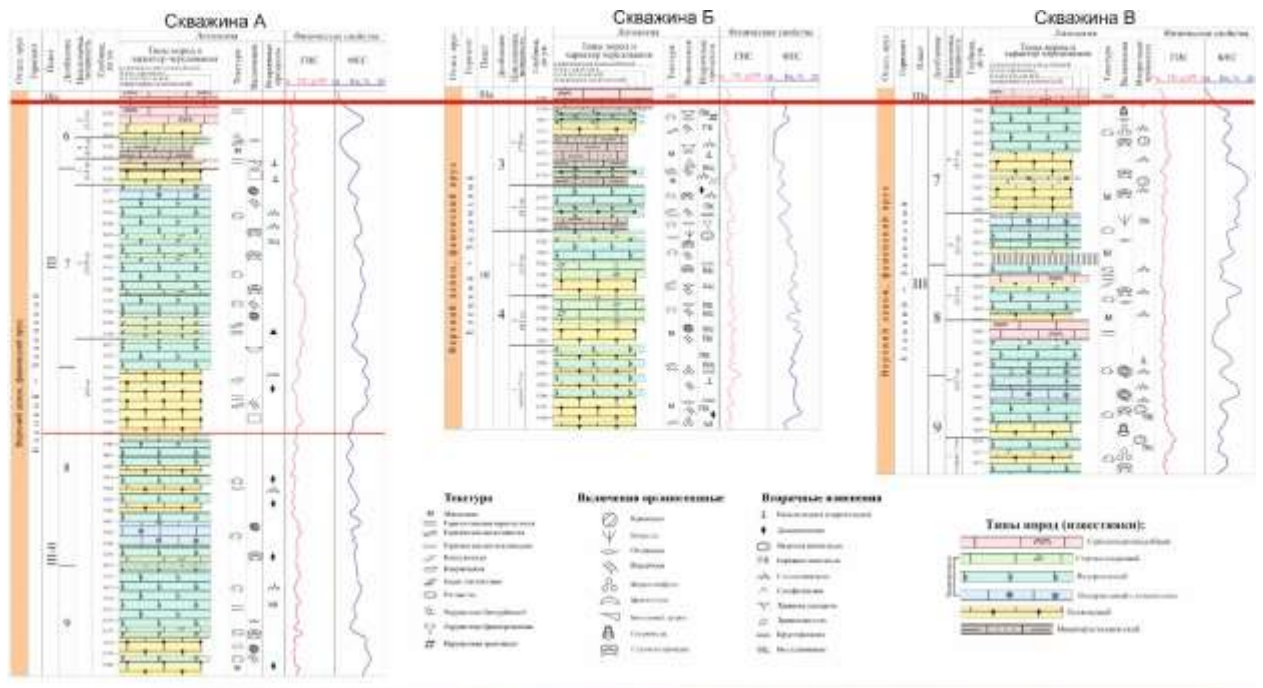


Рис. 2. Литолого-петрофизические разрезы по скважинам А, Б и В.

В качестве базовой седиментационной модели была выбрана модель изолированной карбонатной платформы (рис. 3). Данный тип платформ развивается в окружении более глубоководных частей бассейна, поэтому на их морфологию большое влияние оказывают волновые и приливные течения (Жемчугова, 2000). Седиментация носила ярко выраженный циклический характер, обусловленный колебаниями уровня моря, которые приводили к существенным изменениям окружающей среды, определяющей жизнедеятельность биогермостроителей.

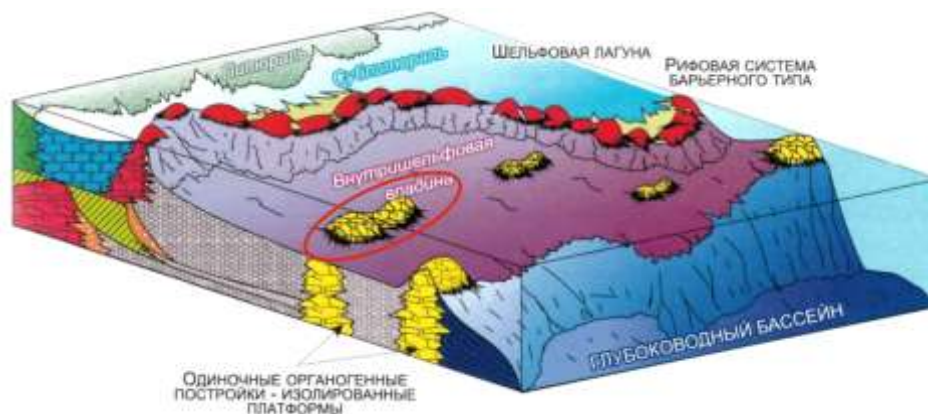


Рис. 3. Седиментационная модель позднедевонской окаймленной платформы, Тимано-Североуральский регион (Жемчугова, 2000)

Пористостью в разрезе обладают в основном биогермные известняки строматопоровые, микробильные и пелоидные. Отмечается неравномерное нефтенасыщение от слабого до сильного. Рассмотренные типы пород верхнедевонской части имеют значения пористости в диапазоне 7,15 – 18,35 %. Объем пустотного пространства в породах-коллекторах определялся процессами выщелачивания в периоды понижения уровня моря и активизации гидродинамики среды. В пористых литотипах развиты преимущественно внутри, межформенные пустоты и каверны. Открытые трещины встречаются редко, спорадически и не представляют собой значимых для фильтрации открытых каналов.

### Финансирование

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

### Литература

1. Жемчугова В.А. «Актуальные научно-технические проблемы геолого-геофизических, поисково-разведочных и промысловых работ в Республике Коми». М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2002. – Кн. 2: «Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна». 243 с.
2. Жемчугова В.А. «Резервуарная седиментология карбонатных отложений». М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. 232 с.
3. Изучение и анализ ресурсной базы углеводородного сырья на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Сыктывкар, Коми научный центр. 2005. 138 с.

# ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО МЕГАВАЛА

*П.Е. Гусаревич*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия*

*E-mail: gusarevichpe@my.msu.ru*

Снижение темпов добычи и истощение ресурсной базы углеводородного сырья (УВС) как в пределах изучаемого региона – Печоро-Кожвинского мегавала (ПКМ) Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (ТП НГБ), так и в целом в стране, способствует активному возобновлению геологоразведочных работ.

Объектом исследований послужили отложения живетского яруса среднего девона, приуроченные к среднедевонско-нижнефранскому нефтегазоносному комплексу (НГК) и являющиеся одновременно и наиболее вовлеченным в разработку и наиболее перспективным отложениями на поиск новых скоплений УВС. Доля не вовлеченных запасов в разработку, по разным оценкам, составляет от 45 до 50 %, что объясняется сложным геологическим строением объекта.

Изучаемые отложения характеризуются высокой степенью изученности, в результате чего был накоплен массивный объем геолого-геофизических данных, включающий в себя: микро- и макроскопическое описание кернового материала, данные петрофизических измерений и геофизических исследований скважин (ГИС), а также данные сейсмических исследований, позволившие разработать литофациальную модель живетских отложений, базирующуюся на результатах их генетической типизации и реконструкции осадконакопления.

На основании результатов генетического анализа кернового материала в опорных скважинах было определено, что живетские отложения накапливались в условиях периодически затопляемой и осушаемой приливно-отливной равнины, а также принята модель распределения полигенных осадков на приливно-отливном побережье как основная (рис. 1) [1].

Структурно-текстурные особенности в вертикальных разрезах опорных скважин, охарактеризованных керновым материалом, позволили выделить 7 фациальных типов (рис. 1) и объединить их в 5 фациальных типов выделяемых по данным ГИС, с целью выделения в скважинах не охарактеризованных каменным материалом и экстраполяции последних в межскважинном пространстве.

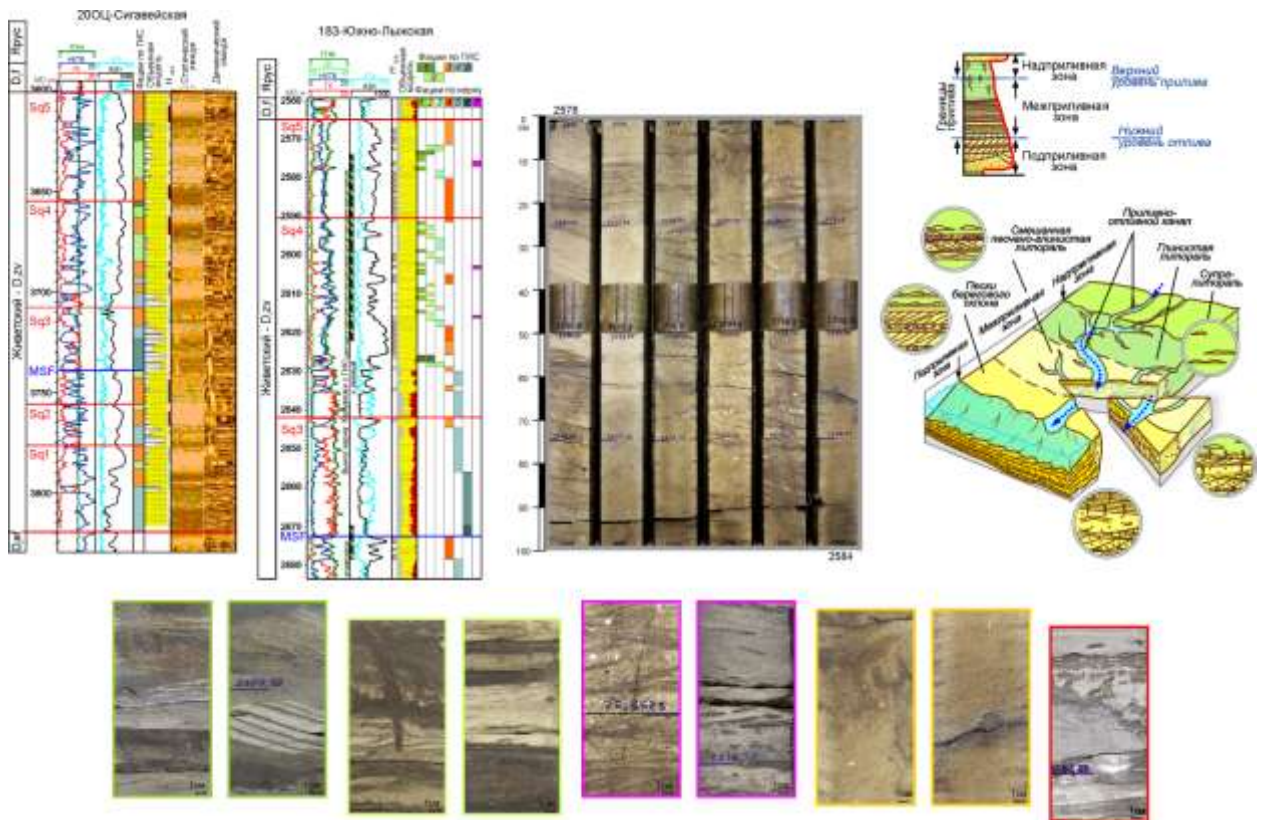


Рис. 1. Генетическая типизация среднедевонских отложений (с использованием Walker, Plint, 1992):

фации по керну: 1 – супралиторали и глинистой литорали, 2 – смешанной песчано-глинистой литорали, 3 – песчаной литорали, 4 – берегового склона, 5 – транзитной зоны, 6 – мелководного шельфа, 7 – приливно-отливных каналов; фации по ГИС: 1 – супралиторали и литорали с преобладающей глинистой седиментацией, 2 – литорали с преобладающей песчаной седиментацией, 3 – берегового склона, 4 – транзитной зоны, 5 – мелководного шельфа

Выделенные фациальные типы отложений неоднородны по своим фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). Наибольшим коллекторским потенциалом обладают отложения, накапливавшиеся в пределах берегового склона и песчаной литорали, с доминирующим количеством песчаников и подчиненным алевро-глинистых отложений. Так,  $K_n$  в отложениях берегового склона варьируется от 3 до 16 %,  $K_{np}$  от 10 мД до 2,35 Д, а для отложений песчаной литорали  $K_n$  от 4 до 18 %,  $K_{np}$  от 1 мД до 375 мД. Наихудшими ФЕС отмечаются отложения супралиторали и глинистой литорали с  $K_n$  от 0,7 до 10 %,  $K_{np}$  от 0,06 мД до 52,3 мД и отложения транзитной зоны, в которых  $K_n$  от 0,45 до 6,5 %,  $K_{np}$  от 0,07 мД до 5 мД (рис. 2).

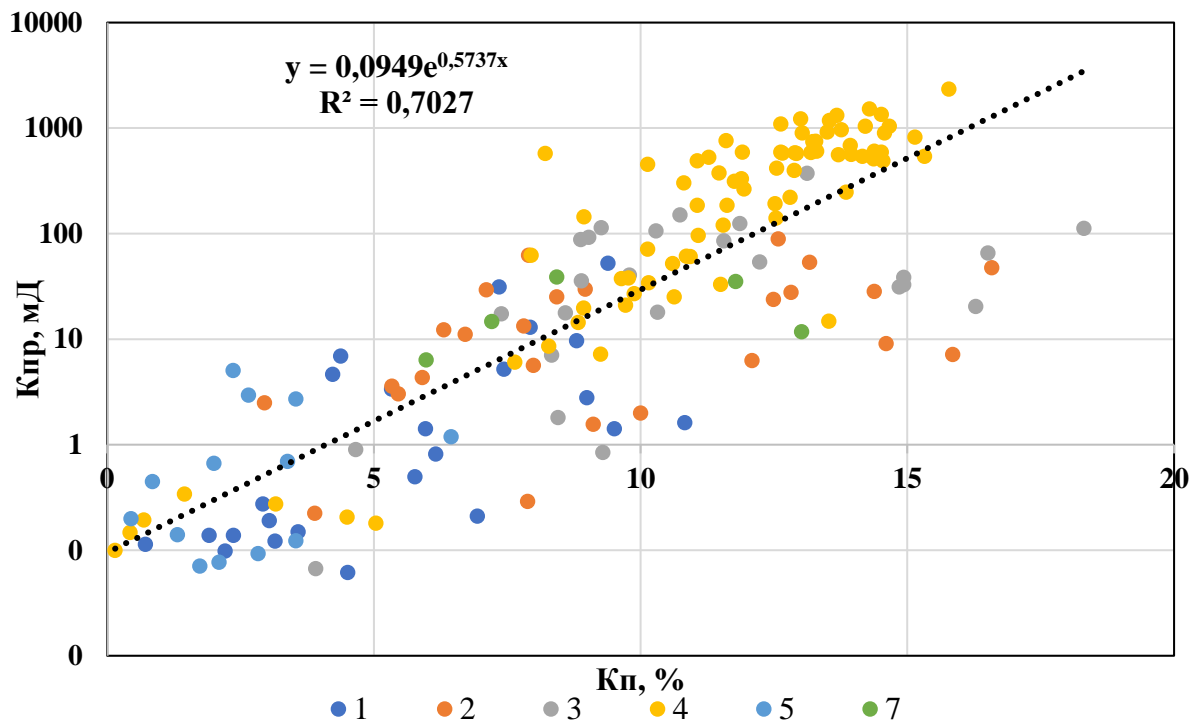


Рис. 2. График зависимости  $K_p$ – $K_{пр}$  фаций по керну (условные обозначения см. рис. 1)

### Финансирование

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

### Литература

1. Жемчугова В. А., Бербенов М. О. Седиментационная модель отложений покурской свиты как основа прогноза фильтрационно-ёмкостных свойств (верхний мел Западной Сибири) // Литология и полезные ископаемые. 2018. №2. С. 142–151. DOI: 10.7868/S0024497X18020039.

## СЕДИМЕНТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ТУРОНСКОГО ВОЗРАСТА РУССКО-ЧАСЕЛЬСКОГО МЕГАВАЛА

*Т.В. Выговский, В.А. Жемчугова*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия*

Туронские отложения Русско-Часельского мегавала формировались в мелководно-морских условиях с преобладанием шельфовых обстановок осадконакопления, что подтверждается литологическим составом пород, широким развитием глинистых осадков и присутствием нормально-морской ихнофауны. При этом одной из ключевых особенностей разреза является значительная удаленность песчаных тел от предполагаемой береговой линии, что создает принципиальную проблему интерпретации механизмов транспортировки обломочного материала в область их аккумуляции.

Породы-коллекторы туронского возраста представлены алевро-песчаными телами, приуроченными к газалинской пачке, которые пространственно связаны с элементами шельфовой баровой системы. Эти тела имеют вытянутую форму и ориентированы вдоль структурного поднятия, контролирующего их латеральное распределение. Формирование подобной архитектуры объясняется влиянием рельефа дна бассейна, где топографически выраженные поднятия выступали зонами аккумуляции осадочного материала. В условиях сокращения пространства аккомодации такие участки функционировали как своеобразный барьер для взвешенного терригенного материала, осаждение которого происходило при снижении гидродинамической энергии потока.

Фациальная организация разреза отражает развитие системы «шельф – транзитная зона – баровые тела», в пределах которой песчаные и алевритовые осадки формируют ассоциации, характерные для центральных и тыловых частей шельфовых баров. При этом вертикальная последовательность фаций определяется сочетанием изменений относительного уровня моря и особенностей рельефа дна, что выражается в закономерной смене глинистых, алевритовых и песчаных отложений [1].

Особое значение для интерпретации условий формирования песчаных тел имеют литологические и текстурные характеристики. В разрезе фиксируются эрозионные контакты, наличие обломков глинистого материала в подошвенных частях песчаных прослоев, а также прослой песчаников с резкими границами, интерпретируемые как темпеститы. Эти признаки свидетельствуют о воздействии высокоэнергетических процессов на фоне преимущественно спокойной седиментации. При этом в пределах отдельных песчаных пачек наблюдается уменьшение зернистости вверх по разрезу, что отражает постепенное снижение энергии потока в процессе седиментации. Такой характер строения песчаных тел не является типичным для прибрежных обстановок. В то же время сочетание подобных структур с общей удаленностью от береговой линии и отсутствием признаков прибрежных условий (в том числе субаэральных поверхностей размыва в пределах рассматриваемых интервалов) указывает на формирование песчаных тел в пределах удаленного шельфа, а не в прибрежной зоне.

Наличие следов активной штормовой переработки, включая волновую рябь и темпеститовые прослои, отражает важную роль штормовых процессов в перераспределении осадочного материала и формировании текстурной неоднородности разреза. При этом интенсивная биотурбация, представленная комплексами *Cruziana*, *Zoophycos* и *Skolithos*, указывает на нормальные морские условия и мелководно-шельфовую обстановку осадконакопления, что дополнительно подтверждает отсутствие прямой связи с прибрежными или дельтовыми системами.

Вопрос о механизме транспорта терригенного материала на значительные расстояния от береговой линии остается открытым, поскольку рассмотренные альтернативные модели, включая дельтовую, не находят достаточного подтверждения. Однако совокупность наблюдаемых признаков – удаленность зоны аккумуляции, отсутствие осаждения материала по пути переноса, а также его локализация в пределах структурных поднятий – указывает на перенос преимущественно во взвешенном состоянии. Такой тип транспортировки принципиально согласуется с механизмами, описанными Карлосом Завала [2, 3] для гиперпикнальных потоков, способных обеспечивать дальний перенос тонко- и мелкопесчаного материала в морской бассейн без его преждевременной седиментации. При этом важно подчеркнуть, что данный механизм является лишь предположением, и используется на уровне интерпретации, объясняющей выявленные особенности распределения песчаных тел.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

### **Литература**

1. Жемчугова В.А., Выговский Т.В. Седиментационная модель туронских отложений Русско-Часельского мегавала // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 2.
2. Zavala C., Arcuri M., Zorzano A., Trobbiani V., Torresi A., Irastorza A. Deltas: New paradigms // The Depositional Record. 2024. Vol. 10, No. 5. P. 600–636. DOI: 10.1002/dep2.266.
3. Zavala C. Hyperpycnal (over density) flows and deposits // Journal of Palaeogeography. 2020. Vol. 9. DOI: 10.1186/s42501-020-00065-x

# ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГО-ВОСТОЧНОГО СКЛОНА МИРНИНСКОГО ВЫСТУПА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

*А.А. Верещагин, Р.С. Сауткин, А.В. Мордасова, Д.О. Смирнова, Е.С. Исаев*

*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия*

*E-mail: a.vereshchagin@oilmsu.ru*

В данной работе рассматриваются основные перспективы нефтегазоносности вендского и кембрийского нефтегазоносных комплексов (НГК) зоны сочленения Мирнинского выступа с Нюйско-Джербинской впадиной (рис. 1, 2). Перспективы основываются на схожести геологического строения территории изучения с уже открытыми месторождениями, в частности, аналогичным строением и свойствами продуктивных вендских и кембрийских интервалов.



Рис. 1. Фрагмент тектонической схемы Сибирской платформы с положением территории исследования и линии композитного сейсмического профиля 2D+3D (по Ступаковой А.В. 2017-2021 г.)

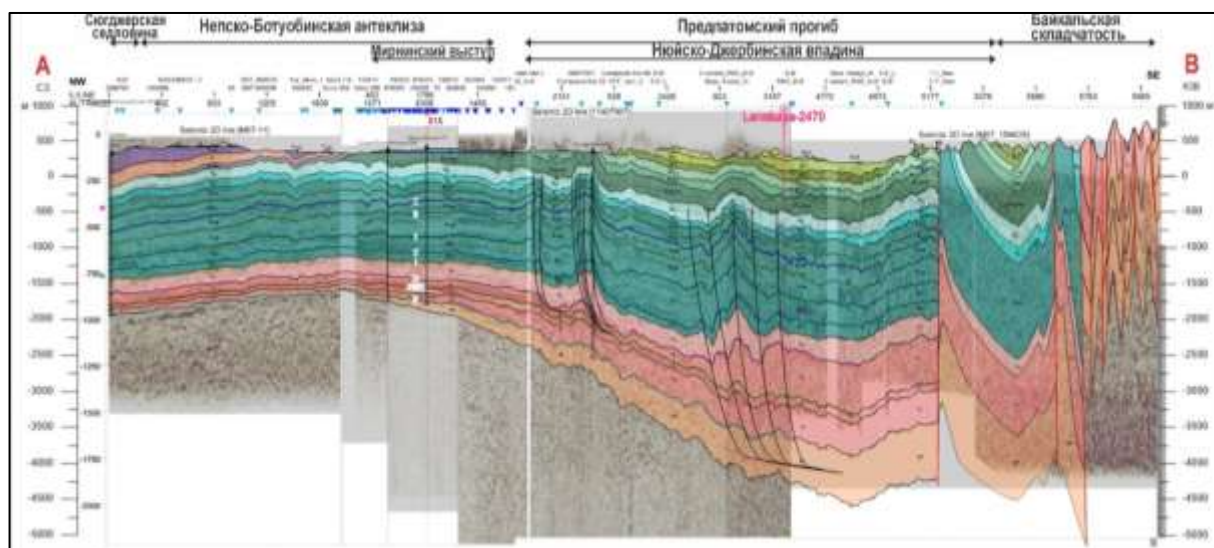


Рис. 2. Региональный композитный сейсмогеологический профиль по линии А-В

С целью прогноза новых залежей в ботубобинском продуктивном горизонте вендского НГК, посредством палеоструктурного анализа (методом толщин), была восстановлена история формирования и переформирования структурного плана и связанных с ним залежей углеводородов. В то время, как для кембрийского НГК была предложена методика, позволяющая картировать газонасыщенные органогенные постройки (на примере осинского продуктивного горизонта) при помощи атрибутного анализа сейсмических данных 3D.

*Вендский комплекс.* Результатом проведения палеоструктурного анализа стал палеоструктурный план кровли ботубобинского горизонта на начало олекминского времени (рис. 3А). По интерпретации материалов ГИС скважин сначала были установлены современные уровни ВНК, необходимые для возможности оконтурить современную залежь по последней замкнутой изогипсе. Затем по маркирующим изменениям кривых сопротивления, акустического каротажа и НГК (как пласт с интенсивной вторичной минерализацией) были уточнены предполагаемые уровни, которым соответствуют палео-ВНК. Современная карта кровли ботубобинского горизонта и палеоструктурный план ботубобинского на начало олекминского времени были приведены к соответствующим уровням ВНК и палео-ВНК.

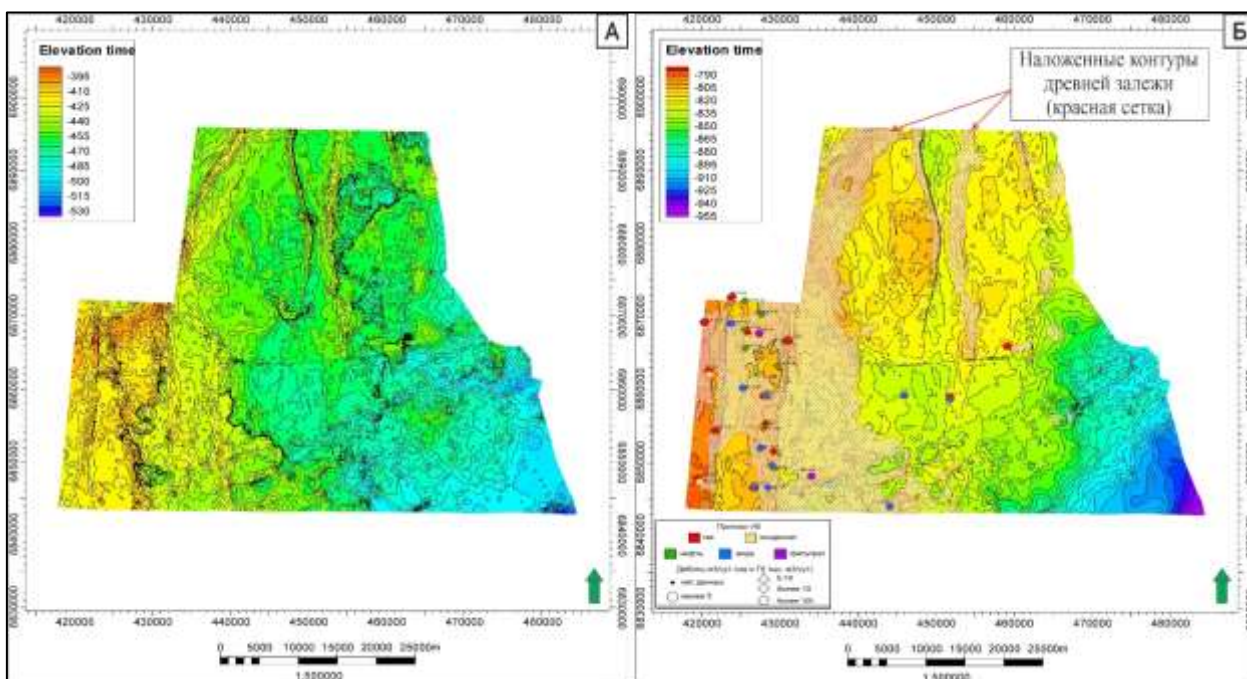


Рис. 3. А) Палеоструктурный план кровли ботубобинского горизонта на начало олекминского времени; Б) Современная карта изохрон кровли ботубобинского горизонта с нанесенными контурами древней залежи и результатами опробования скважин

Предполагается, что вследствие переформирования древних залежей произошла ремиграция углеводородов в более современные приподнятые области (современный структурный план). Таким образом, зоны наложения палео-залежей на современные залежи, совместно с результатами опробования скважин, позволят наиболее результативно выделять зоны, перспективные для скопления углеводородов, а притоки скважин – скоррелировать данные контуры с реальными

фактическими данными (рис. 3Б). Соответственно, такой подход позволит минимизировать риск при бурении последующих скважин на месторождении.

*Кембрийский комплекс.* В данном исследовании было выявлено три типа органогенных построек для осинского горизонта: крупные одиночные; «патч-риффы» (мелкие постройки); «пинаклы» (мелкие одиночные постройки). Каждый тип характеризуется различной морфологией, размерами (площадью) и мощностью: до 90 м. мощности и 6 – 10 км<sup>2</sup> по площади для крупных одиночных построек; 50 – 60 м мощности и до 4 км<sup>2</sup> по площади для «патч-риффов»; ~100 м. мощности и менее 1 км<sup>2</sup> по площади для «пинаклов». Часть закартированных органогенных построек имеет кольцевое строение (атолл), при котором более мелкие «кольца» вместе (в серии) слагают более крупные кольцевые структуры.

Посредством интерпретации сейсмических данных 2D/3D (рис. 4А) была создана карта изохрон границы 2-3 циклитов О1 (верхняя часть осинского продуктивного интервала), отступая от которой рассчитывались поверхностные атрибуты для выявления органогенных построек.

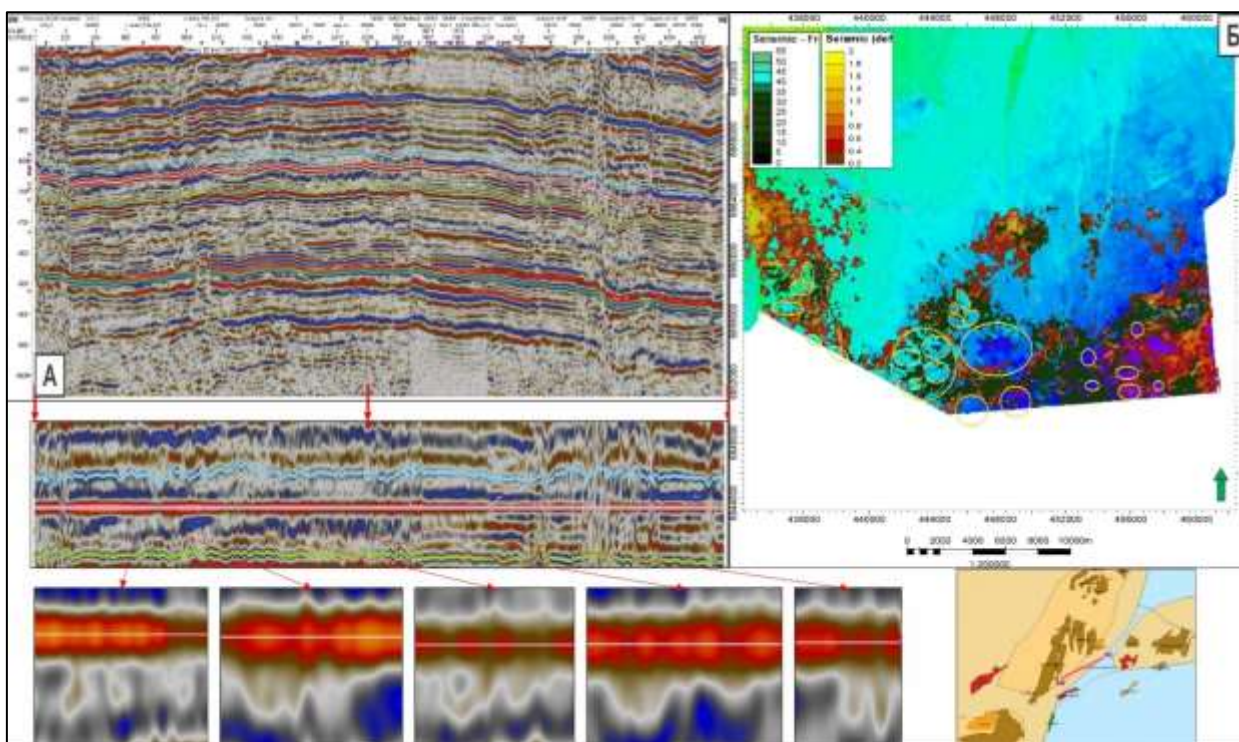


Рис. 4. А) Интерпретация композитного сейсмического профиля 2D с вырезками, отображающими предполагаемые органогенные постройки. Линия композитного профиля приведена на фрагменте тектонической схемы Сибирской платформы (по Ступаковой А.В., 2017-2021 г.); Б) Карта объединенных высоких амплитуд (красным/желтым) с низкими частотами (тёмно-зеленым), с отступом 10 мс. от поверхности «граница 2-3 циклитов О1», наложенная на палеоструктурный план фундамента на границу 2-3 циклитов О1

В связи с тем, что для газонасыщенных карбонатных отложений характерны высокие значения амплитуд, а также угасание частоты [3], были рассчитаны временные срезы амплитуд (extract value) с различными отступами по времени (5, 7, 10 мс), а также атрибуты доминантной частоты (Dominant frequency).

После редуцирования значений и приведения карт атрибутов к корректному виду, цветовой палетке, контуры максимумов амплитуд и низких значений доминантных частот были объединены и наложены на палеоструктурный план фундамента на границу циклитов 2-3 О1 (рис. 4Б).

Исходя из полученной методики на результирующей объединенной карте картировались предполагаемые органогенные постройки с газовым насыщением, которое в свою очередь связывается с миграцией газа по проводящим разрывным нарушениям из вендского комплекса.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

### **Литература**

1. Ступакова А. В., Хведчук И.И., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Сивкова Е.Д. Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы) //Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – №. 2. – С. 31-41.
2. Исаев Е.С., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Верещагин А.А. Стадийность формирования залежи ботубобинского горизонта Среднеботубобинского месторождения // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2025. — Т. 64, № 2. — С. 80–86.
3. Черепанова К. В. и др. Анализ фильтрационно-емкостных свойств и методика выделения кольцевых аномалий осинского горизонта Среднеботубобинского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2022. – №. 3. – С. 8.
4. Chertina K. N. et al. Facies and diagenesis of early Cambrian patch-reefs in the inner Siberian Craton (Nepa-Botuoba anteklise) //Facies. – 2025. – Т. 71. – №. 1. – С. 3.

## ОСОБЕННОСТИ КРУПНОЯЧЕИСТОЙ ЦИКЛИЧНОСТИ РАЗРЕЗА И ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ ЭВОЛЮЦИИ МИРНИНСКОГО ВЫСТУПА В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

*Д.О. Смирнова, А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, А.А. Верещагин, Е.С. Исаев, И.А. Савельева*  
*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих*  
*ископаемых, Москва, Россия*

На территории Мирнинского выступа, выделяемого в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы открыто более десятка месторождений, находящихся в настоящий момент на стадии эксплуатации или разведки (Среднеботуобинское, Нелбинское, Тас-Юряхское и др.). Основная нефтегазоносность территории связана с вендским, венд-кембрийским и кембрийским нефтегазоносными комплексами. Наиболее изученным является вендский терригенно-карбонатный комплекс, нижняя часть которого сложена преимущественно терригенными породами.

Мощность терригенных вендских отложений в пределах Мирнинского выступа увеличивается в юго-восточном направлении от 10–30 м в районе Сюльдюкарского и Южно-Сюльдюкарского месторождений до 250 м и более на юге Среднеботуобинской площади. Далее увеличение мощностей прослеживается в сторону Ньюско-Джербинской впадины Предпатомского прогиба и южного склона Непско-Ботуобинской антеклизы.

Район исследования располагается в пределах 3 крупных палеогеографических областей, существовавших во время накопления терригенных отложений венда (рис. 1). Первая область отвечает прибрежно-морским условиям, расположенным преимущественно близ суши. Ей соответствует ботуобинская фациальная зона по Мельникову, 2018. В пределах этой области наблюдается минимальная мощность терригенных вендских отложений, литологический состав которых достаточно однородный - терригенный, преимущественно песчаный. В более мористой, но также прибрежно-морской области, отвечающей ньюской фациальной зоне состав разреза также терригенный, но уже более алевро-аргиллитовый, а мощности отложений увеличиваются до 500 и более метров. Последняя крупная область – отвечает мелководно-морскому шельфу. Этой области соответствует вилючанская фациальная зона, отличительной особенностью которой является терригенно-карбонатный, аргиллит-мергель-доломитовый состав разреза.

Анализ крупноячеистой цикличности разреза в целом позволяет выявлять в разрезе региональные и локальные флюидоупоры, пласты коллекторы, а также устанавливать гидродинамически связанные комплексы, в пределах которых прослеживается генетическая связь коллекторов. Цикличность геологических разрезов выражена направленными изменениями повторяемости слоев различного состава и текстурно-структурных признаков, связанных с процессами – циклам седиментации, вещественным выражением которых являются циклиты (Ступакова и др., 2025).

В разрезе по данным керна, ГИС и сейсморазведки были выделены и прослежены 8 циклитов, отражающих основные особенности осадконакопления и тектонических перестроек времени накопления отложений терригенного венда (рис. 1, 2).

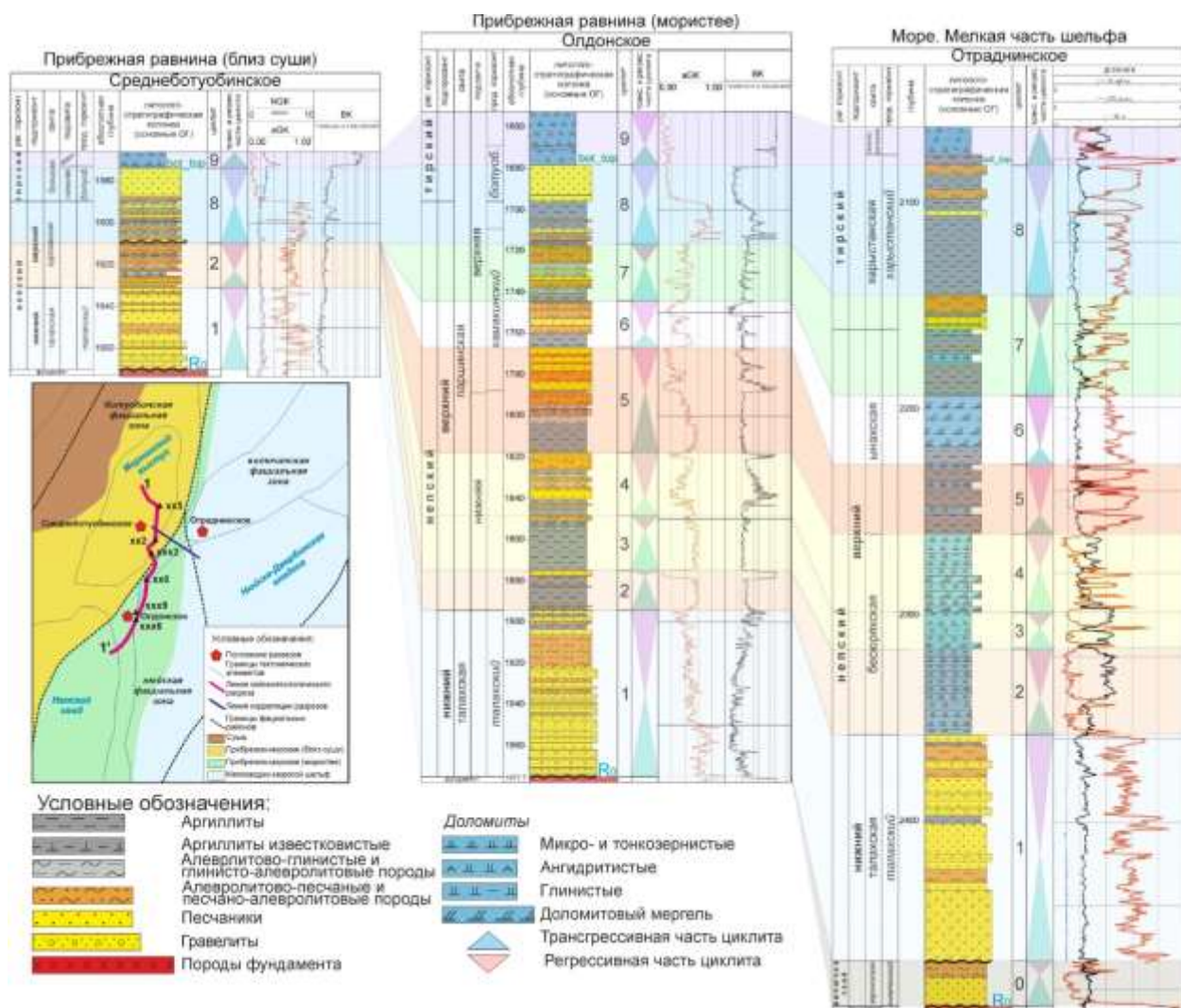


Рис. 1. Корреляция разрезов и цикличность терригенного венда в пределах Мирнинского выступа и Ньюско-Джербинской впадины

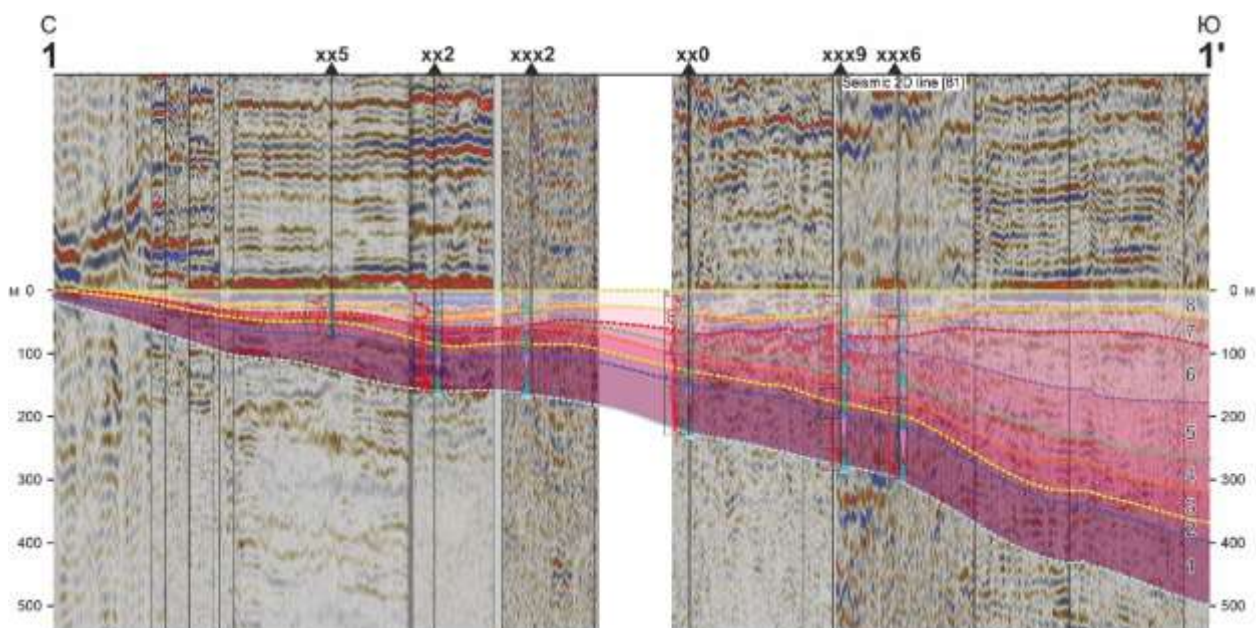


Рис. 2. Сейсмогеологический разрез с прослеженными циклитами, выравненный на кровлю ботубинского горизонта

Первый и второй циклиты прослеживаются повсеместно, их мощность выдержанна в вилючанской и нюйской зонах, но заметно сокращается в ботубобинской (рис. 2). Ключевую роль в строении разреза играет несогласие, фиксируемое в подошве седьмого циклита. Амплитуда размыва нарастает к северо-западу: если на юге ботубобинской зоны отложения седьмого циклита залегают на пятом циклите, то на севере они перекрывают сокращенный по мощности третий циклит. В пределах нюйской и вилючанской зон несогласие отсутствует или практически отсутствует.

В разрезе терригенного венда выделяются четыре основных продуктивных горизонта: талахский, улаханский, хамакинский и ботубобинский. Ботубобинский горизонт приурочен к регрессивной части восьмого циклита и залегает в кровле терригенной толщи. Он отличается выдержанной мощностью и однородным кварцевым составом песчаников (содержание полевых шпатов < 5%, против 16% в талахском горизонте). Улаханский горизонт, выделяемый в пределах второго и четвертого циклитов (подобное расположение связано с тем, что он представляет собой «подрамывную» часть курсовской свиты (Лебедев, 1988)), а также хамакинский горизонт, выделяемый в пределах пятого-шестого циклитов, имеют меньшую мощность и выделяются локально, преимущественно в зонах, где объем несогласия был меньше, т.е. за пределами Мирнинского свода.

В юго-восточной части Мирнинского выступа курсовская свита, подстилающая ботубобинский горизонт, характеризуется смешанным алевро-песчанистым составом. Фильтрационно-емкостные свойства этих пород ( $K_{п} = 6,3\%$ ,  $K_{пр} = 3,6$  мД) свидетельствуют об их низких экранирующих качествах.

Таким образом, длительное приподнятое положение территории Мирнинского выступа, близость палеосуши и связанный с этим размыв обусловили формирование единой гидродинамически связанной системы, объединяющей талахский и ботубобинский горизонты. В этих условиях прогноз залежей углеводородов следует связывать с верхней частью данной системы – песчаниками ботубобинского горизонта, залегающими непосредственно под региональной карбонатной крышкой верхнего венда.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

### **Литература**

1. Лебедев М.В. Стратиграфическое положение продуктивных горизонтов венда в северо-восточных районах Непско-Ботубобинской антеклизы // Прогноз зон нефтегазоаккумуляции и локальных объектов на Сибирской платформе / Под ред. В.В. Самсонова. – Л.: ВНИГРИ, 1988. – С. 57–67.
2. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. 177 с.

3. Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Большакова М.А., Краснова Е.А., Корзун А.В., Мордасова А.В., Калмыков А.Г. (2025). Комплексование разномасштабных данных для поиска и разведки месторождений нефти и газа. Георесурсы, 27(2), с. 186–205. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.15>.

# ХРОНОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ И ЛИТОФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАРБОНАТНОГО РАЗРЕЗА НИЖНЕТОЛБАЧАНСКОЙ ПОДСВИТЫ (НИЖНИЙ КЕМБРИЙ) СЕВЕРО-ВОСТОКА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

*А. Е. Власов, В. А. Жемчугова*

*МГУ имени М. В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих  
ископаемых, Москва, Россия*

Объектом изучения служили карбонатные отложения нижнетолбачанской подсвиты, относящиеся к нижнекембрийскому межсолевому нефтегазоносному комплексу, распространенному в северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна (рис. 1).

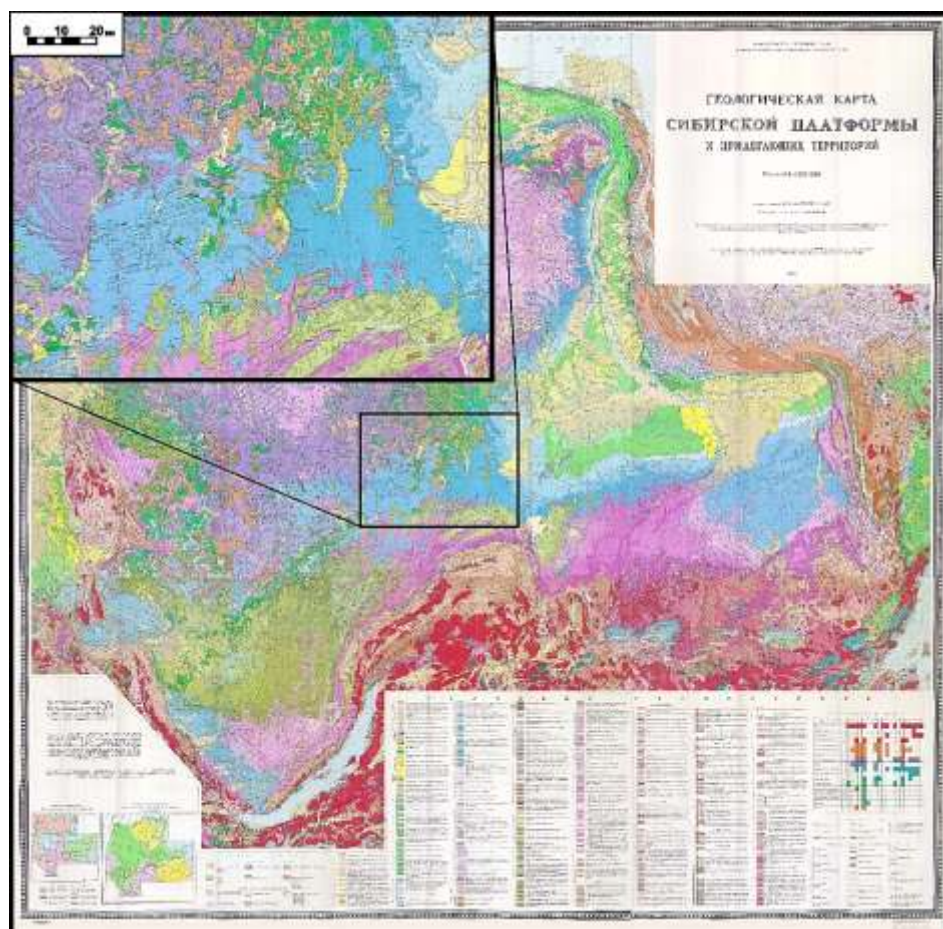


Рис. 1. Положение района исследований на геологической карте Сибирской платформы, масштаб: 1:1500000 (ВСЕГЕИ, 1971)

Нефтегазоносность нижнетолбачанских отложений доказана получением притоков газа и нефти (Конторович, 2005). Оценку перспектив осложняет сложное и неоднородное внутреннее строение межсолевых карбонатных резервуаров. Поэтому для точного прогнозирования их углеводородной продуктивности необходим литофациальный анализ.

Цель исследовательской работы – создание седиментационной модели и хроностратиграфическая корреляция нижнетолбачанских отложений.

В работе использованы результаты обработки обширного фактического материала, включающего керн по 8 скважинам (свыше 900 метров), шлифы по 6 скважинам (свыше 1000 образцов), данные комплекса ГИС по 28 скважинам.

Реконструкция условий осадконакопления нижнетолбачанской подсветы базировалась на трех методических принципах (Жемчугова, 2014):

- 1) законе Головкинского-Иностранцева-Вальтера;
- 2) методе «логического исключения»;
- 3) правиле «пространства аккомодации».

В региональном плане данная толща представляет собой фрагмент древней эпиконтинентальной платформы с рифовым обрамлением, выделяемым как Сахайская органогенная полоса, пересекавшая Сибирскую платформу с северо-запада на юго-восток (Лучинина, 2011; Жемчугова, Лебедево, Власов, 2025).

Принципиальная модель формирования нижнетолбачанской подсветы разработана по аналогии с современным приливно-отливным побережьем и прилегающей к нему сублиторалью (рис. 2).

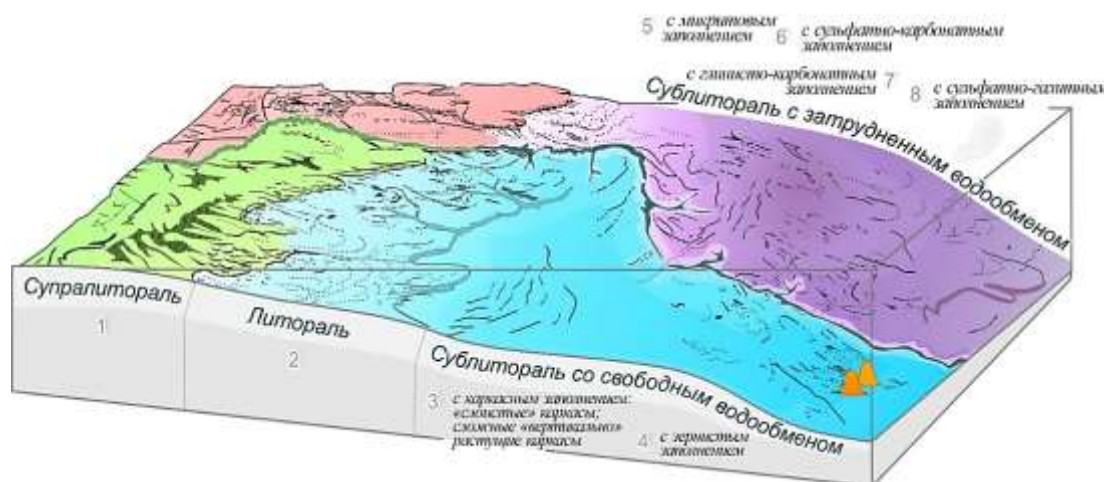


Рис. 2. Седиментационная модель нижнетолбачанских карбонатных отложений

Детальный анализ кернового материала и шлифов позволил выделить в разрезе 28 литогенетических типов (ЛГТ) пород. На основании латерального и вертикального распределения выделенных ЛГТ и их парагенетических ассоциаций были определены четыре фациальных комплекса:

- 1) Литоральный;
- 2) Сублиторальный со свободным водообменом;
- 3) Сублиторальный с затрудненным водообменом;
- 4) Лагунный.

Результаты седиментационного моделирования позволили получить представления о формировании нижнетолбачанской подсветы в точках отбора керна. Для генетической типизации разреза неохарактеризованного керновым материалом были использованы каротажные данные. С этой целью были определены индивидуальные характеристики комплекса кривых ГИС

(АК+НГК+ГК) для отложений каждой из фаций по керну, отражающие различие в их петрофизических свойствах. «Каротажные фации», выделенные в опорных скважинах, применялись как базовые для прогноза генезиса отложений неохарактеризованных керном интервалов разреза. При этом осуществлялся седиментационный контроль вертикального и латерального распределения фаций, заложенный в парагенетической связи komponующих их ЛГТ.

Корреляция разрезов скважин производилась при помощи циклического анализа. Методика основана на определении стадийности процесса седиментации по резким изменениям условий осадконакопления, которые овеществлены в границах осадочных тел (циклитов). К хронозначимым поверхностям, создающим каркас корреляции, относятся как поверхности несогласий с признаками субэкральной переработки пород, так и поверхности затоплений, фиксирующие резкое увеличение глубины акватории.

В разрезе нижнетолбачанской подсвиты было выделено и прослежено 15 седиментационных циклотов (рис. 3).

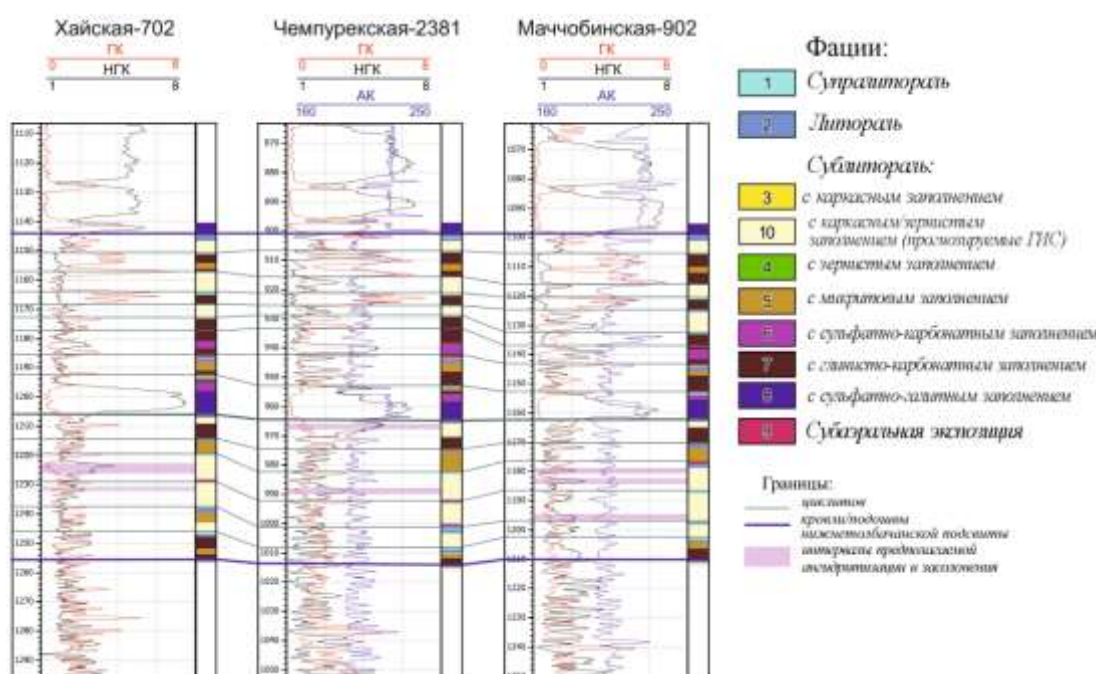


Рис. 3. Пример хроностратиграфической корреляции разреза нижнетолбачанской свиты.

Корреляция показала резкую вертикальную изменчивость и высокую латеральную устойчивость седиментационных условий, что характерно для палеозойских эпиконтинентальных карбонатных платформ (Жемчугова, 2002). Мощность отложений нижнетолбачанской подсвиты контролируется региональным седиментационным режимом – в пределах северо-востока НБА она почти постоянная, увеличение происходит только при переходе в обрамляющие впадины (Бгыатинская и Курейская синеклиза), а уменьшение при движении в западном направлении к Ангаро-Ленской ступени.

Итогом работы стала седиментационная модель, иллюстрирующая фациальную зональность нижнетолбачанских отложений. Циклический анализ разреза позволил оценить региональную изменчивость как всей нижнетолбачанской подсвиты, так и выделенных в ее составе циклотов.

Полученные результаты подтверждают и дополняют представления о геологической эволюции района исследований в нижнем кембрии, а также являются литофациальной основой прогноза свойств природных резервуаров в разрезе.

#### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

#### **Литература**

1. Жемчугова В. А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений М: Геомодель, 2014. 232 с.
2. Жемчугова В. А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. Изд-во МГГУ, Москва, 2002 г., 243 с.
3. Жемчугова В, А., Лебедев В. А., Власов А. Е. Условия формирования коллекторов верхней части атдабанского яруса Южно-Якутского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов VIII Всероссийской молодежной научной конференции с международным участием 14–17 октября 2025 г / Москва: ИПНГ РАН, 2025. – 439 с.
4. Конторович Л. М. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. М: Нефть и газ, 2005. 570 с.
5. Лучинина В. А. Палеоальгология при переходе от циано-бактериальной (строматолитовой) к водорослевой экосистеме на примере кембрийских отложений Сибирской платформы // Рифогенные формации и рифы в эволюции биосферы / Москва, 2011, С. 26-37.

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ БОТУОБИНСКОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

*Е.С. Исаев, Р.С. Сауткин*

*МГУ имени М. В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия*

Непско-Ботуобинская антеклиз (НБА) представляет собой крупную положительную структуру на юго-востоке Сибирской платформы, где сосредоточены основные запасы нефти и газа докембрийского возраста России [1]. Территория характеризуется как хорошо изученная, поскольку здесь открыт целый ряд нефтегазоконденсатных (далее НГKM) месторождений, среди которых выделяются уникальные (Чаяндинское, Верхнечонское, Тас-Юряхское), крупные (Среднеботуобинское, Игнялинское, им. Савостьянова), а также достаточно большое количество месторождений других классов и типов (рис. 1).



Рис. 3. Обзорная карта района исследования

Но, несмотря на длительную историю изучения Сибирской платформы, многие вопросы, касающиеся перспективных вендских терригенных отложений, остаются открыты до настоящего времени. Сложность геологического строения, высокая степень преобразованности пород и широкое развитие вторичных процессов (засолонение, ангидритизация, карбонатизация) требуют более детального исследования для выявления новых перспективных зон и эффективной разработки месторождений. Целью данной работы является установление закономерностей формирования ботуобинского природного резервуара в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы на основе палеотектонических реконструкций и межскважинных корреляций.

На территории Непско-Ботуобинской антеклизы отложения терригенного венда практически повсеместно представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с подчиненными прослоями гравелитов. В образцах кернавого материала из скважин, пробуренных на территории исследования фиксируется косая разнонаправленная слоистость. (рис. 2). Этот текстурный критерий указывает на переменную гидродинамическую активность среды, характерную для приливно-отливных равнин.

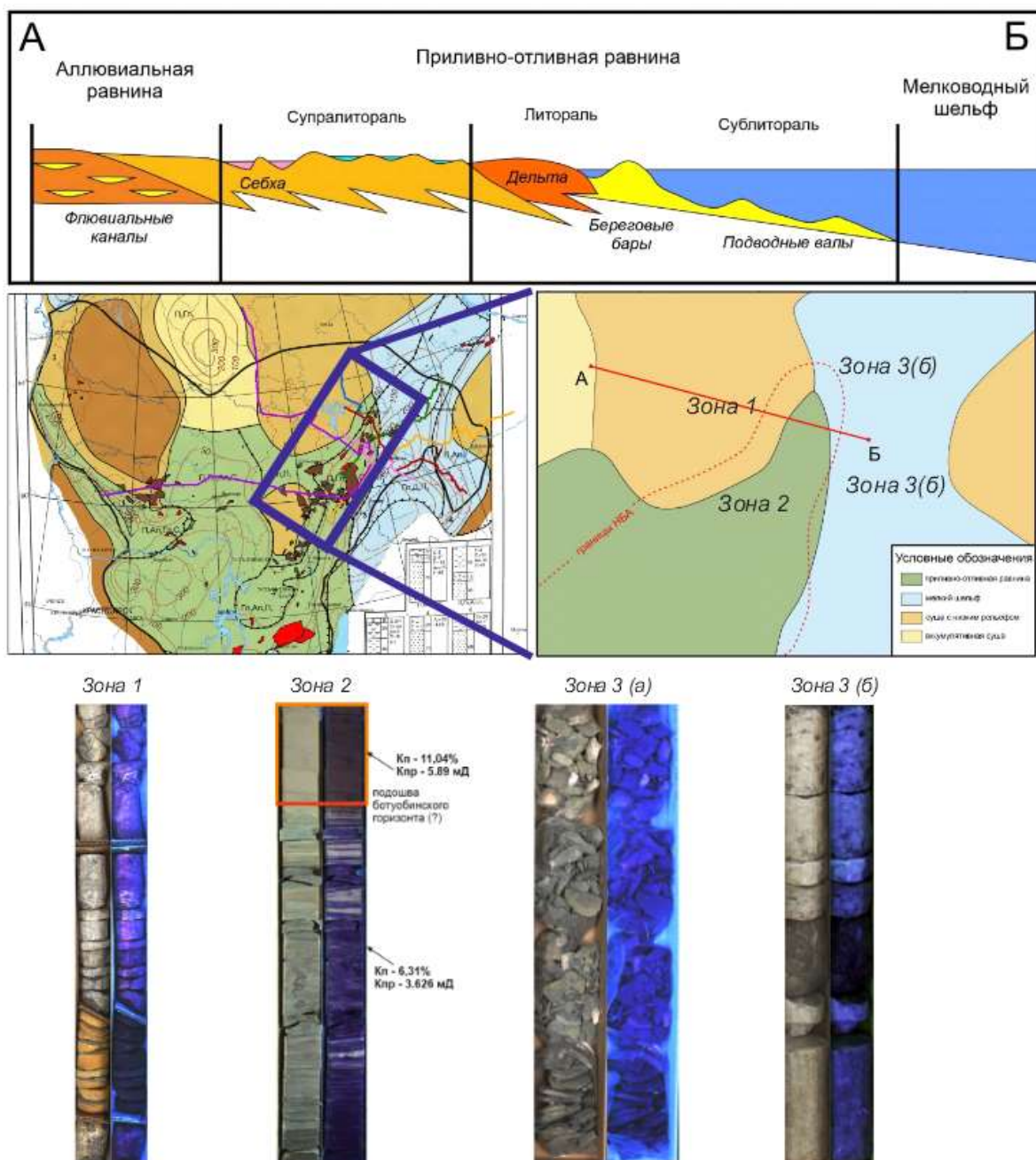


Рис. 4. Принципиальная модель обстановок осадконакопления в ранневендское время с фрагментами кернавого материала из скважин разных фациальных зон (по Н.В. Мельникову, 2009 с дополнениями)

Согласно данным о лабораторных исследованиях образцов кернавого материала, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) песчаников ботубинского горизонта характеризуются следующими значениями: коэффициент пористости ( $K_p$ ) составляет 12%, коэффициент проницаемости ( $K_{пр}$ ) примерно 6 мД.

Залежи ботубинского горизонта имеют сложный и длительный процесс формирования, происходивший в несколько этапов: формирование палеоловушки, ее заполнением палеоловушки нефтяными углеводородами, затем региональная структурная перестройка  $D_3 - C_1$ , и в последствии изменение структурного плана и переформирование залежей. (рис. 3)

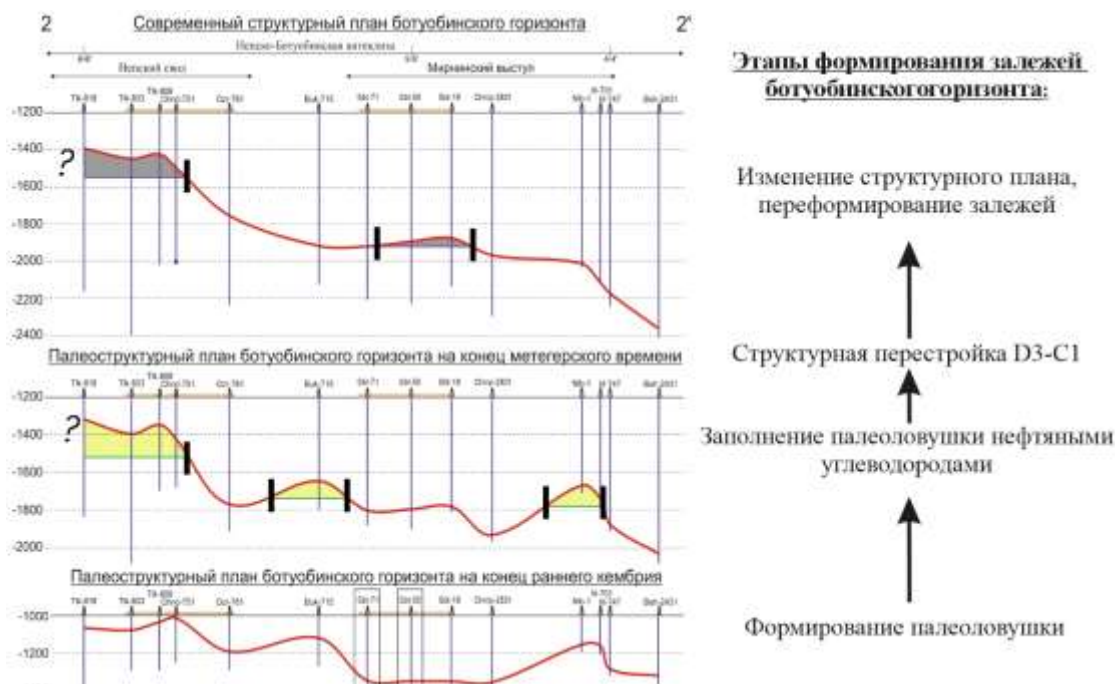


Рис. 5. Принципиальная модель формирования залежей ботубинского горизонта

### Выводы

1. Распространение флюидоупоров контролируется палеогеографическим и структурным факторами.
2. Современный ботубинской резервуар и распределение в нём флюидов – это результат длительной многоэтапной геологической истории, включающей не только седиментацию, но и тектонические инверсии, переформирование залежей и вторичные изменения пород.

### Финансирование

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

### Литература

1. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.
3. Исаев Е.С., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Мордасова А.В, Верещагин А.А. «Модель формирования вендской залежи Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения (Восточная Сибирь).», Москва, 2024.
4. Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах центрального блока и Курунгского лицензионного участка. Красноярск, 2009.



С целью выполнения работ по оценке перспектив нефтегазоносности Западно-Камчатского нефтегазоносного бассейна были проанализированы архивные данные по геохимическим исследованиям, в том числе по керну скважин. Геохимические исследования, проводившиеся в 1970-е – 2000-е гг., имели результатом преимущественно оценку характеристик нефтегазоматеринских отложений по содержанию органического углерода ( $C_{org}$ ), групповому составу и степени катагенетической преобразованности по отражательной способности витринита. В рамках сбора фондовых, литературных и собственных данных по геохимическим исследованиям потенциальных нефтегазоматеринских толщ палеоген-неогенового разреза на изучаемой территории было выявлено, что подавляющее количество данных получено на оборудовании старого поколения, получен не полный комплекс необходимых исследований для анализа работы углеводородных систем. Практически отсутствуют данные по углеводородному составу экстрактов, включая биомаркерный анализ, данные по характеристике нефтегазогенерационного потенциала отложений, данные по оценке степени зрелости требуют верификации.

В данной работе был исследован палеоген-неогеновый разрез по образцам керна из 5 скважин. Выбранные образцы охватывают потенциально нефтегазоматеринские толщи снатольской, ковачинской, гахкинской, утхолокской, вивентекской и эрмановской свит. Также для анализа характеристик миграционных флюидов отобраны образцы потенциальных коллекторских отложений этих же интервалов.

Вскрытый разрез представлен туфогенно-терригенными (туфопесчаники, туфоалевролиты, туфоаргиллиты) и терригенными образованиями с подчиненными прослоями углей.

Снатольская и ковачинская свиты представлены тонким переслаиванием ариллитов серых, темно-серых, алевролитов серых и мощных пропластков туфогенных пород песчано-алевритового состава. Гакхинская свита представлена туфогенно-терригенными отложениями, преимущественно туфоаргиллитами и туфоалевролитами с подчиненными по мощности прослоями песчаников. Утхолокская свита представлена переслаиванием туфоалевролитов и туфопесчаников, плотных, с прослоями гальки темноцветных изверженных пород. Эрмановская свита представлена неравномерным чередованием песчаных туфов, туффитов, туфоалевролитов и аргиллитов. В разрезе присутствуют угольные пласты и линзы туфоопок. Аргиллиты массивные, в верхней части разреза переходят в уплотненные глины.

Химико-битуминологическая характеристика разреза приведена на основе исследований, выполненных на кафедре геохимии органического вещества геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Они включали массовый люминесцентно-битуминологический анализ, на основе которого были определены характеристики типа битумоида и его количества в осадочных породах скважин, а также его характерные особенности. На основе люминесцентно-битуминологического анализа были определены характерные концентрации и тип битумоида для изучаемого разреза, выделены образцы для детальных исследований, включающих пиролитический анализ на приборе Rock Eval, горячую экстракцию хлороформом в аппарате Сокслета, газожидкостную

хроматографию мальтеновой фракции битумоида и хроматомасс-спектрометрические исследования метаново-нафтеновой и ароматической фракций.

Исследованные образцы показали большой разброс значений показателя ТОС от 0,05% до 53,11 %. Максимальные значения ТОС зафиксированы в образцах угленосных прослоев эрмановской свиты скважин Кшукского месторождения.

По результатам пиролитических исследований построены диаграммы типов ОВ, катагенетической зрелости и УВ потенциала (рис. 2). Образцы характеризуются наличием смешанного-гумусового ОВ. Отложения эрмановской, вивентекской и утхолокской свит имеют большой вклад гумусовой составляющей. Для такого типа ОВ необходимы более высокие температуры для начала генерации промышленных количеств УВ. Отложения снатольской, гахкинской и ковачинской свит – большим вкладом сапропелевой составляющей.

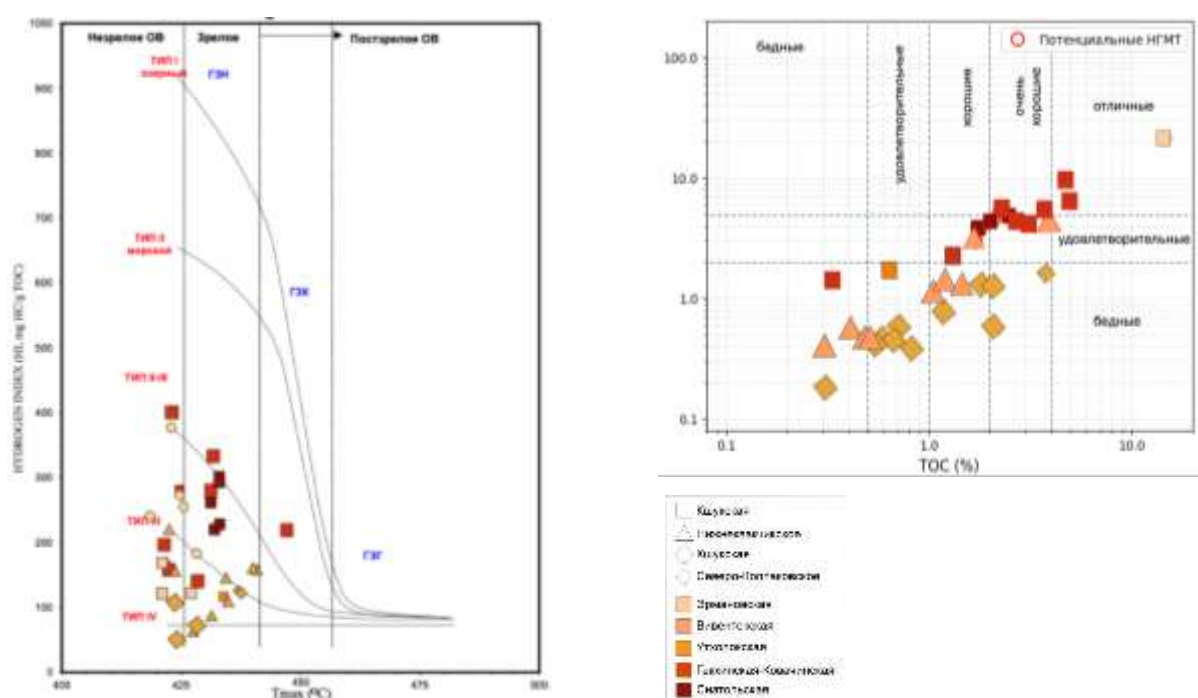


Рис. 2. Результаты пиролитических исследований

Для выявления качества потенциальных НГМТ была построена диаграмма отношения суммы пиков  $S_1+S_2$  к ТОС в логарифмических шкалах (рис. 2). Также для выделения непосредственно нефтегазоматеринских толщ были приняты следующие значения показателей:  $ТОС > 1,5$ ;  $S_2 > 2$ ;  $HI > 100$ .

Характеристики состава ОВ показывают на схожесть состава и свойств ОВ потенциальных НГМТ эоцен-миоценового разреза и незрелость ОВ по всему изучаемому разрезу (ПК<sub>3</sub> – МК<sub>1</sub>). В погруженных частях Колпаковского прогиба потенциальные НГМТ могут достигать глубин, соответствующих главной зоне нефтеобразования.

По всему палеоген-неогеновому разрезу присутствуют прослои углей и углисто-глинистых пород. В верхней части разреза – N<sub>1</sub> (эрмановская свита) в мацериальном составе преобладает витринит (66 – 98 %). В палеогеновых толщах снатольской (Pg<sub>2sn</sub>), ковачинской (Pg<sub>2kv</sub>),

утхолоской ( $Pg_{3ut}$ ) – повышается доля липтинитовых компонент, способных наряду с газообразными углеводородами генерировать жидкие.

По углеводородному составу определены значительные сходства в составе и особенностях вещественного состава различных свит, характеризующих их как формировавшиеся в схожих условиях седиментации. ОВ снатольской, ковачинской, вивентекской, утхолоской, эрмановской свит накапливалось в относительно схожих условиях седиментации в континентальных до мелководно-морских обстановок при значительных колебаниях уровня моря. Это обусловило чередование типов ОВ от существенно гумусового до смешанного с преобладанием сапропелевой составляющей в отложениях утхолоской, гакхинской и эрмановской свит (рис. 3).

Данные ГХ и ХМС нефтей месторождений Колпаковского прогиба подтверждают наличие 2 различных типов нефтей, различающихся по биомаркерным характеристикам. Большая часть изученных нефтей по преобладанию высокомолекулярных алкановых УВ, соотношению Pr/Ph, преобладанию стеранов  $C_{29}$  относится к группе нефтей, генерированных сапропелево-гумусовым ОВ. При этом, отдельные образцы нефти обладают характеристиками сапропелевого исходного органического вещества.

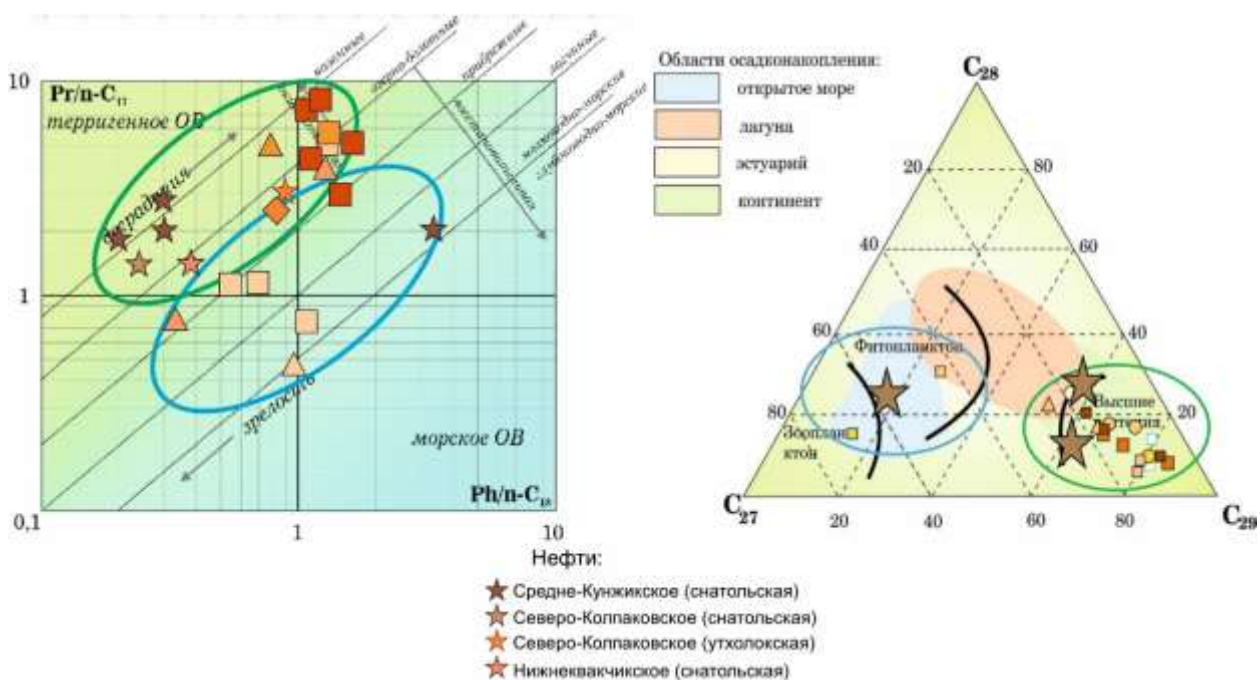


Рис. 3. Соотношение биомаркерных параметров для экстрактов и нефтей Колпаковского прогиба

Таким образом, анализ фондовых материалов и литературных данных, а также собственные геохимические исследования палеоген-неогенового разреза месторождений Западно-Камчатского бассейна позволили сделать ряд выводов:

- В кайнозойском осадочно-породном чехле есть толщи с повышенным до высокого генерационным потенциалом не только на газообразные, но и на жидкие УВ. Это обуславливается типом органического вещества и его специфическим мацеральным составом.

- Среди потенциальных НГМТ выделены 2 группы. Первая отличается наличием большого количества гумусовых биомаркеров, вторая характеризуется более морским составом исходного ОВ. Этот факт отражается также в углеводородном составе изученных нефтей.

- Для Западно-Камчатского НГБ очагами нефтегазообразования могут являться его опущенные до глубин 4 – 5 км части в центральной и северо-западной частях Колпаковского прогиба. Также благоприятные условия формирования нефтегазоносности отмечены в акваториальной части бассейна.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

### **Литература**

1. Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа (нефть и газ) / М.Д. Белонин, Ю.Н. Григоренко, Л.С. Маргулис и др. – СПб.: Недра, 2003. – 120 с.
2. Хисамутдинова А.И., Соловьев А.В., Медведева Л.В. Об углеводородном потенциале Западной Камчатки // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018 – №6. – с. 11-16.

# СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ИСХОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПОРОД

*Г.А. Шевченко, М.А. Большакова, М.Т. Деленгов, Т.О. Колесникова, Д.Д. Кожанов*  
*МГУ имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих*  
*ископаемых, Москва, Россия*

## Введение

Актуальность исследования заключается в том, что оценка прогнозного количества нефти и газа (потенциала) напрямую зависит от того каким образом (методом) определяются исходные и уже реализованные генерационные возможности материнских пород в бассейне. В связи с этим, сбор и обобщение информации об этих методах, а также сравнение между собой результатов их применения является важной и необходимой задачей.

Целью исследования было продемонстрировать подходы, которыми пользуются специалисты по органической геохимии для «реконструкции» исходных характеристик нефтегазоматеринских пород (НГМП). Для достижения поставленной цели были проведены сбор, обобщение, систематизация и сравнение между собой подходов к восстановлению исходного содержания органического вещества в породах, генерационного потенциала пород/органического вещества; и выбраны наиболее правомерные подходы с оценкой влияния выбранного метода реконструкции на результат.

## Расчётные подходы

Представлены несколькими формулами:

- Исходный водородный индекс ( $HI_o$ ) (Тиссо, Вельте, 1981; Peters et al., 2005):

$$HI_o = HI + \frac{HI * (T_{max} - 435)}{30} \quad (1)$$

$$HI_o = \left(\frac{\% I}{100} \times 750\right) + \left(\frac{\% II}{100} \times 450\right) + \left(\frac{\% III}{100} \times 125\right) + \left(\frac{\% IV}{100} \times 50\right) \quad (2)$$

- Исходный общий органический углерод ( $TOC_o$ ) (Peters et al., 2005):

$$TOC_o = p * HI * \frac{TOC}{HI_o * (1 - TR) * (p - TOC) + HI * TOC} \quad (3)$$

- Индекс трансформации (TR) (Peters et al., 2005; Espitalie, Burrus, 1986):

$$TR = 1 - \frac{HI * TOC * (p - TOC_o)}{HI_o * TOC_o * (p - TOC)} = 1 - \frac{S_2 * (p - TOC_o)}{S_2_o * (p - TOC)} \quad (4)$$

$$TR = \frac{(HI_o - HI) * 1200}{HI_o * (1200 - HI)} \quad (5)$$

где  $p=83\%$  – процент углерода в генерированной нефти;  $HI$  и  $HI_o$ , мг УВ/г  $TOC$  – водородный индекс замеренный и исходный;  $TOC$  и  $TOC_o$  – содержание органического углерода в порода замеренное и исходное;  $T_{max}$  – температура максимума скорости выхода пика  $S_2$ ;  $TR$ , д.е. – коэффициент трансформации  $OB$ ;  $S_2$  и  $S_2^o$  – пиролитический параметр  $S_2$ , замеренный и исходный; 1200 – максимально теоретически возможный по мнению IFR водородный индекс.

### Табличные подходы

Для определения исходной концентрации органического углерода производится выбор значения пересчётного коэффициента в ячейке таблиц, находящейся на пересечении свойств по строке и столбцу, и умножение текущей концентрации органического углерода на него.

Таблица 1. Определение исходной концентрации органического углерода в породах обогащенных ОВ различного генезиса (Справочник..., 1998, с изменениями)

<i>К началу градации катагенеза</i>	<i>Концентрация <math>C_{орг}^{исх}</math> к началу катагенеза</i>	
	<i>Сапропелевое ОВ (I-II)</i>	<i>Гумусовое ОВ (III)</i>
<i>ПК<sub>3</sub></i>	<i>1,03 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>	<i>1,08 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>
<i>МК<sub>1</sub></i>	<i>1,14 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>	<i>1,09 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>
<i>МК<sub>2</sub></i>	<i>1,43 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>	<i>1,10 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>
<i>МК<sub>3</sub></i>	<i>2,32 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>	<i>1,19 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>
<i>МК<sub>4</sub></i>	<i>2,66 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>	<i>1,21 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>
<i>МК<sub>5</sub></i>	–	<i>1,22 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>
<i>АК<sub>1</sub></i>	<i>3,01 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>	<i>1,23 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>
<i>АК<sub>2</sub></i>	<i>3,16 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>	<i>1,26 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>
<i>АК<sub>3</sub></i>	<i>3,23 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>	<i>1,31 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>
<i>АК<sub>4</sub></i>	<i>3,26 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>	<i>1,33 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>
<i>Графит</i>	<i>3,27 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>	<i>1,43 * <math>C_{орг.ан.}</math></i>

Таблица 2. Коэффициенты пересчёта концентрации  $C_{орг}$  в породе на начало катагенеза. Расчёт на конец каждой градации (Баженова, 2020, с изменениями)

<i>На конец градации катагенеза</i>	<i>Сапропелиты</i>				<i>Сапропелито-гумиты (С-Г)</i>			<i>Гумиты</i>	<i>Смешанное ОВ майкопской серии Р-N*</i>
	<i>Альго-</i>	<i>Окси-</i>	<i>Альгозоо-</i>						
	<i>Основа</i>				<i>75% 25%</i>	<i>50% 50%</i>	<i>25% 75%</i>		
	<i>цианеи</i>		<i>тентакулиты</i>	<i>грантолиты</i>	<i>II</i>	<i>II</i>	<i>II-III</i>		
	<i>I</i>	<i>I-II</i>	<i>II</i>	<i>II-S</i>	<i>II</i>	<i>II</i>	<i>II-III</i>		
<i>ПК<sub>3</sub></i>	1,02	1,05	1,01	1,27	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02
<i>МК<sub>1</sub></i>	1,30	1,23	1,21	1,51	1,23	1,17	1,11	1,07	1,10
<i>МК<sub>1</sub><sup>2</sup></i>	1,53	1,44	1,38	1,57	1,39	1,28	1,16	1,09	1,22
<i>МК<sub>2</sub><sup>2</sup></i>	1,94	1,70	1,54	1,66	1,66	1,43	1,23	1,13	
<i>МК<sub>3</sub></i>	2,35	1,89	1,68	1,76	1,87	1,57	1,28	1,15	1,56
<i>МК<sub>4</sub></i>	2,42	1,93	1,77	1,80	1,92	1,60	1,30	1,17	1,93
<i>МК<sub>5</sub></i>	2,50	1,98	1,84	1,83	1,96	1,61	1,32	1,18	
<i>АК<sub>1</sub></i>	2,57	2,01	1,89	1,84	2,01	1,66	1,36	1,21	2,09
<i>АК<sub>2</sub></i>	2,70	2,04	2,04	1,85	2,13	1,76	1,44	1,29	
<i>Конец катагенеза</i>	2,85	2,20	2,19	1,93	2,23	1,89	1,56	1,40	2,24

\* водоросли, зооостатки, примесь гумитов; пересчёт на ПК<sub>2</sub>

## Графические подходы

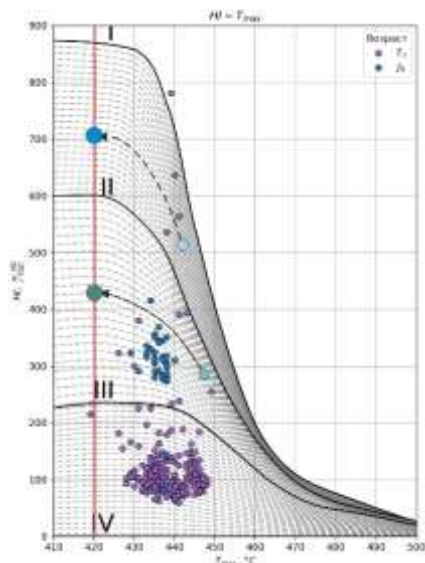


Рис. 1. Диаграмма HI– $T_{\max}$  с трендами для восстановления  $HI_0$  органического вещества и нанесенными результатами пересчета.

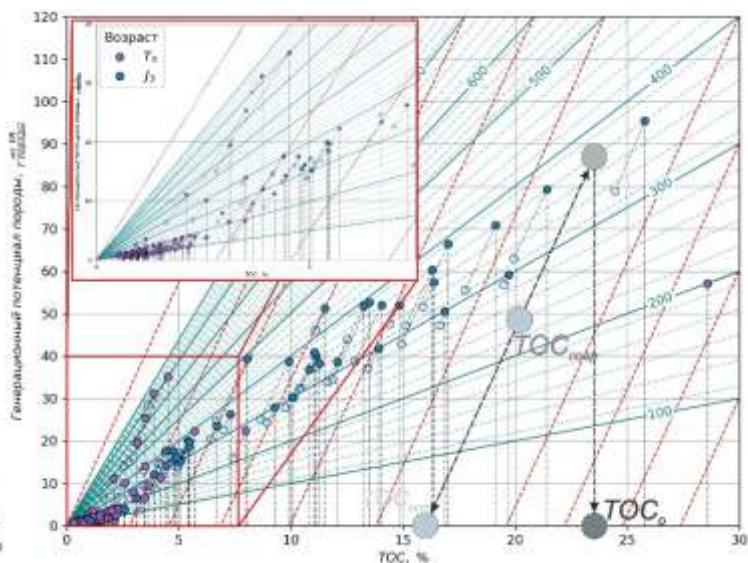


Рис. 2. Графический подход к реконструкции  $TOC_0$  (по Jarvie, 2012) с нанесенными результатами пересчета. Условные обозначения: современные значения – выколотые точки, восстановленные значения – залитые точки.

### Реконструкция исходных параметров для органического вещества мезозойских нефтегазоматеринских пород Баренцевоморского бассейна

Полная последовательность действий для восстановления значений для НГМП может быть представлена следующим образом:

- 1) Восстановление  $HI_0$  (и определение типа ОВ) двумя методами: графическим по диаграмме HI– $T_{\max}$  (рис. 1) и аналитическим (формула 1).
- 2) Расчет индекса трансформации (TR) по формуле 5.
- 3) Расчет  $TOC_0 / C_{\text{орг}}$  четырьмя способами: графическим (рис. 2), табличными методами Неручева и Баженовой (табл. 1, 2) и одним аналитическим (формула 3).

Тестовый расчет производился по результатам геохимических исследований по норвежской части Баренцева моря: 38 значений для верхнеюрской ( $J_3$ ) НГМТ из скважины 7122/6-1 и 279 – для верхнетриасовой ( $T_3$ ) НГМТ из скважины 7120/2-1 (рис.3; табл. 3).

По результатам восстановления исходные значения упомянутых ранее характеристик был проведен сравнительный анализ результатов (используя статистический подход). Для этого рассчитывались абсолютные отклонения расчетных значений (ошибок) одного метода от другого:  $HI_0$  – всего одно сравнение (использовалось всего два метода),  $TOC_0$  – шесть попарных сравнений (каждого метода с каждым) результатов по четырем методам (табл. 4).

Некоторые полученные расчетные значения являются очевидно некорректными (исходные значения  $TOC$  и  $HI$  не могут быть меньше современных). Для обоих параметров по нескольким

значениям в строках наблюдаются значительные расхождения. В целом, в результатах для индивидуальных замеров можно выделить следующие закономерности:

- Для  $TOC_0$  ряд значений по степени схожести можно объединить в две группы: рассчитанные по графику Jarvie ( $S_2$ - $TOC$ ) и формуле 3 и соответственно по табличным методам Неручева и Баженовой.
- Для  $NI_0$  значения, восстановленные по аналитической формуле 1, являются заниженными по сравнению с восстановленными графическим методом ( $NI-T_{max}$ ), но есть исключения, где расчетные значения сопоставимы).



Рис 3. Карта расположения скважин, в которых присутствуют замеры

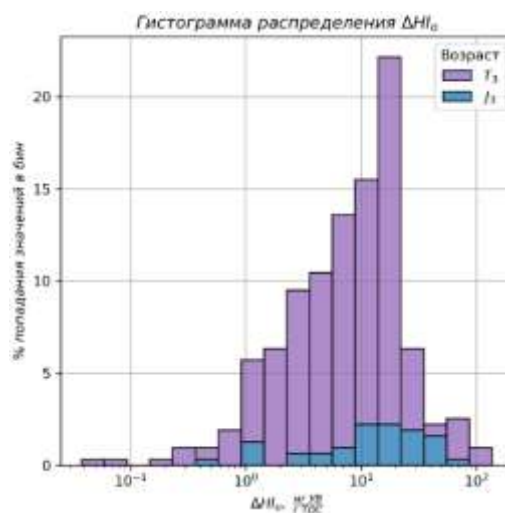


Рис. 4. Гистограмма распределения дельт между расчетными значениями  $NI_0$  (Большакова и др., 2026)

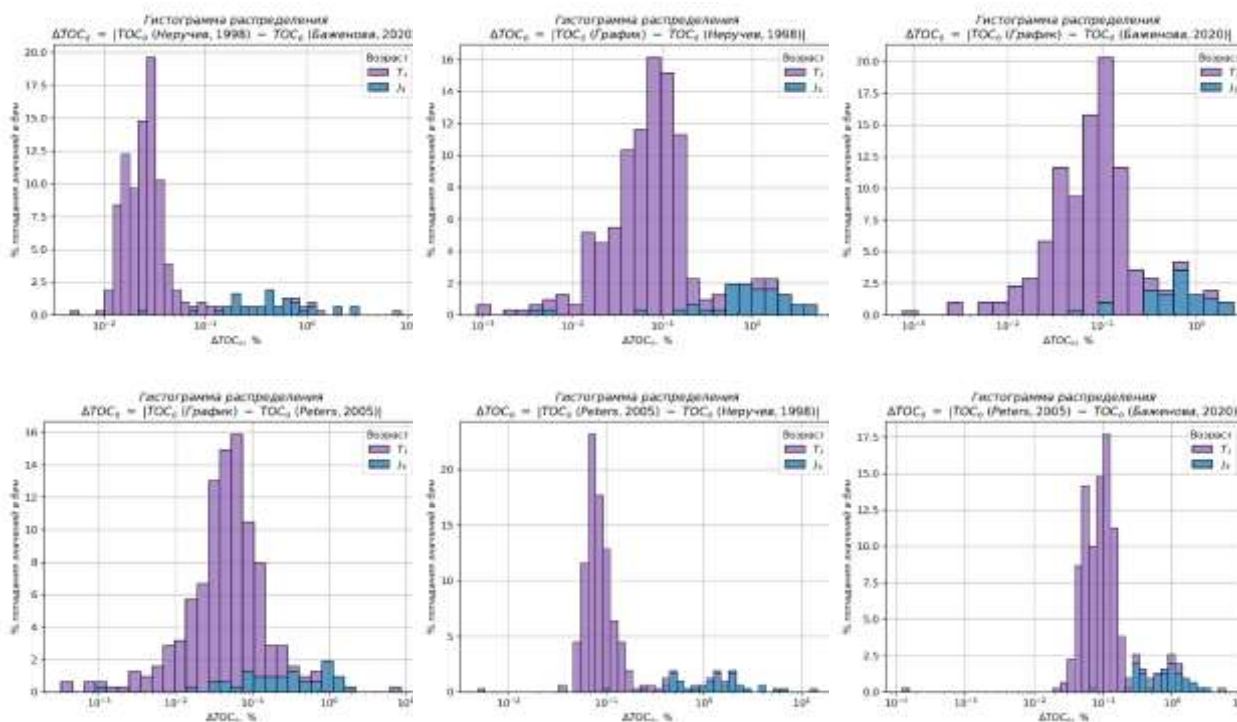


Рис. 5. Гистограммы распределения дельт между расчетными значениями  $TOC_0$  (Большакова и др., 2026)

Таблица 3. Исходные данные и сравнение реконструкций для характеристик индивидуальных образцов

S <sub>2</sub> , мг УВ	T <sub>max</sub> , °C	Тип ОВ	Градация катагенеза	HI, мг УВ/г ТОС	HI <sub>0</sub> , мг УВ/г ТОС		ТОС, %	ТОС <sub>0</sub> , %			
					График	Тиссо, Вельте, 1981		График	Peters, 2005	Неручев, 1998	Баженова, 2020
Верхнеюрская (J <sub>3</sub> ) НГМТ, скважина 7122/6-1 (38)											
56.82	431	2	МК <sub>1</sub>	291	300.56	252.2	19.5	19.71	19.66	22.23	21.45
46.14	434	2	МК <sub>1</sub>	416	454.58	402.13	11.1	11.52	11.59	12.65	12.21
3.67	438	3	МК <sub>2</sub>	143	148.01	157.3	2.56	2.59	2.57	2.82	2.89
78.98	429	2	ПК <sub>3</sub>	323	333.51	258.4	24.45	25.77	24.66	25.18	24.94
32.47	440	2	МК <sub>1</sub>	310	355.50	361.67	10.46	10.82	10.95	11.92	11.51
...											
Верхнетриасовая (T <sub>3</sub> ) НГМТ, скважина 7120/2-1 (279)											
158.16	441	2	МК <sub>2</sub>	391	498.65	469.2	40.44	–	43.41	57.83	49.34
28.49	439	1	ПК <sub>3</sub>	781	874.46	885.13	3.65	3.89	4.64	3.76	3.72
14.28	441	1	МК <sub>2</sub>	564	749.76	676.8	2.53	3.52	3.53	3.62	4.91
73.6	433	3	ПК <sub>2</sub>	197	199.69	183.87	37.29	28.57	37.35	–	–
16.53	426	2	ПК <sub>3</sub>	323	326.19	226.1	5.12	5.42	5.14	5.27	5.22
...											

Таблица 4. Статистика по дельтам между расчетными значениями HI<sub>0</sub> и ТОС<sub>0</sub>

Параметр	ΔHI <sub>0</sub> =  HI <sub>0</sub> (График) - HI <sub>0</sub> (Тиссо, Вельте, 1981)	ΔТОС <sub>0</sub> =  ТОС <sub>0</sub> <sup>1</sup> - ТОС <sub>0</sub> <sup>2</sup>					
		<sup>1</sup> График <sup>2</sup> Peters, 2005	<sup>1</sup> График <sup>2</sup> Неручев, 1998	<sup>1</sup> График <sup>2</sup> Баженова, 2020	<sup>1</sup> Peters, 2005 <sup>2</sup> Неручев, 1998	<sup>1</sup> Peters, 2005 <sup>2</sup> Баженова, 2020	<sup>1</sup> Неручев, 1998 <sup>2</sup> Баженова, 2020
Верхнеюрская (J <sub>3</sub> ) НГМТ, скважина 7122/6-1 (38)							
Среднее (mean)	18.97	0.47	1.31	0.75	1.55	0.9	0.65
Медиана (p = 50%)	15.13	0.29	0.92	0.67	1.26	0.75	0.45
Стандартное отклонение (std)	16.99	0.48	1.2	0.52	1.35	0.67	0.71
Минимум (min)	0.58	0	0	0.04	0.10	0.08	0.02
Максимум (max)	75.11	1.74	5.29	2.47	6.08	2.95	3.14
Верхнетриасовая (T <sub>3</sub> ) НГМТ, скважина 7120/2-1 (279)							
Среднее (mean)	12.27	0.09	0.10	0.10	0.17	0.13	0.07
Медиана (p = 50%)	7.99	0.04	0.07	0.08	0.08	0.09	0.03
Стандартное отклонение (std)	15.89	0.53	0.17	0.13	0.89	0.38	0.53
Минимум (min)	0.04	0	0	0	0	0	0
Максимум (max)	137.27	8.78	1.47	1.39	14.42	5.92	8.49

Что же касается всей выборки, то по гистограммам и статистике (табл. 4) видно, что:

- Для HI<sub>0</sub> значительных различий в распределении дельт по возрастам не наблюдается (сопоставимые значения для среднего и стандартного отклонения), тогда как ТОС<sub>0</sub> картина иная –

дельты для замеров верхнетриасового возраста принимают в целом меньшие значения, чем для верхнеюрского возраста.

- Кроме того, для верхнетриасовых НГМТ наблюдается меньше различий в ТОС<sub>0</sub> между различными методами (исходя из средних, медиан и стандартных отклонений), тогда как вариации для верхнеюрских значительны.
- Наибольшие различия дельт имеются между следующими методами: графическим Джарви, аналитическим методом Петерса (формула 3) и табличными методом Неручева (табл. 1).

### **Выводы**

Показано сравнение расхождений в результатах при применении разных подходов к восстановлению исходного содержания в породе органического углерода и потенциала органического вещества. Дополнительной целью было показать чувствительность реконструкций исходных значений к выбору метода и к влиянию исходных данных (наблюдается значительная разница для замеров разного возраста).

По результатам были сформулированы следующие выводы: для графических методов – большое значение имеет графическая подложка; для табличных методов – очень важна точность определения свойств, по которым производится выбор коэффициента; для всех методов – всегда очень важен источник данных, наличие ошибки в исходных данных ведет к ошибке во всех промежуточных и финальных расчетах.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

### **Литература**

1. Баженова Т.К. Основы региональной органической геохимии. Москва, ГЕОС, 2020. 120 с.
2. Большакова М.А., Шевченко Г.А., Деленгов М.Т. О подходах к восстановлению исходных характеристик нефтегазоматеринских пород // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2026. No 2. С. 47–57.
3. Справочник по геохимии нефти и газа / Ред. С.Г. Неручев. Санкт-Петербург: ОАО «Издательство «Недра». 1998. 576 с.
4. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Москва: Издательство Мир, 1981, 502 с.
5. Espitalié J., Burrus J. Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. Thermal modelling in sedimentary basins // Editions Technip, Paris. 1986. P. 475 – 496.
6. Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas: Part 1 – Shale-gas resource systems // Shale reservoirs. Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir. 2012. V. 97. P. 69 – 87.

7. Norwegian Offshore Directorate. URL: <https://factpages.sodir.no>.
8. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. Geochemical screening, The Biomarker Guide: Volume 1, Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. UK: Cambridge University Press, 2005.

## ИНТЕГРАЦИЯ ГИС И СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ КАМЧАТКИ

*Г.А. Кравченко, О.В. Крылов, Е.Н. Полудеткина*

*МГУ имени М. В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих  
ископаемых, Москва, Россия*

*E-mail: kravchenkoga@my.msu.ru*

Западная Камчатка, основные поисково-разведочные работы в пределах которой проводились в 70-х и 80-х годах прошлого столетия, является неравномерно изученной бурением и сейсморазведкой территорией. Лишь в пределах Колпаковского прогиба изученность глубокими скважинами, профильными и площадными сейсморазведочными работами может считаться удовлетворительной. По результатам геологоразведочных работ на территории Западной Камчатки открыто 4 газоконденсатных месторождения, а основные перспективы открытия новых месторождений углеводородов могут быть связаны с отдельными районами сухопутной, так и акваториальной частями Западно-Камчатского нефтегазоносного бассейна.

Актуальность исследования заключается в комплексной интерпретации предшествующих данных исследований керна, каротажей скважин, а также привлечение новых данных бурения и отбора керна по 2 разрабатываемым газовым месторождениям с последующим прогнозом развития коллекторов, что позволит оценить перспективы нефтегазоносности района исследования.

Целью работы является определение петрофизических свойств, пространственного распространения, а также условий образования пород-коллекторов в пределах района исследований. Для достижения поставленной цели решались задачи по сбору, оцифровке и систематизации имеющихся данных, их пространственному распространению, подготовке каротажных данных к последующей интерпретации, определению петрофизических зависимостей керн-керн и керн-ГИС с применением данных описания керна, интерпретации ГИС и сейсмических данных, корреляции основных продуктивных горизонтов с актуальными стратиграфическими схемами района работ, основных отражающих горизонтов, законов время-глубина, построении схемы распространения коллекторов. На данном этапе работ была собрана база данных, основанная как на научных публикациях, так и с использованием производственных отчетов. Фактическим материалом служат скважинные данные, петрофизические и литологические планшеты, описание керна скважин, результаты лабораторных исследований керна, шлифы и скоростные законы некоторых скважин, составлена карта фактического материала (рис. 1б), карта геолого-геофизической изученности района работ (рис. 1а), получены основные представления о тектоническом строении, стратиграфии и нефтегазоносности изучаемого региона, построены корреляции коллекторских интервалов по выбранным профилям.

Стратиграфически район работ сложен верхнемеловым складчатым основанием ( $K_2$ ) и кайнозойским (KZ) осадочным чехлом. Породы складчатого основания представлены переслаиванием метаморфизированных аргиллитов и алевролитов. К палеогеновым относятся породы снатольской, ковачинской, аманинско-гаххинской и утхолокско-вивентекской свит.

Отложения кулувенской, ильинской, какертской, этолонской, эрмановской и энемтенской свит относятся к неогеновой системе (Гладенков и др., 1998).

В тектоническом отношении район работ приурочен к Колпаковскому и Ичинскому прогибам. Колпаковский прогиб (60 x 170 км) входит в зону позднекайнозойской складчатости и представляет собой асимметричную структуру с пологим юго-западным и более крутым северо-восточным бортом (Константиновская, 2002). Ичинский прогиб (90 x 250 км) имеет асимметричное строение, четко разделяясь Крутогоровским глубинным разломом на внешнее (приплатформенное) и внутреннее крылья (Смирнов, 1971).

Нефтегазоносность района была подтверждена открытием 4-х месторождений: Кшукского, Нижне-Квакчикского, Северо-Колпаковского и Средне-Кунжикского. Выделяется 2 нефтегазоносных комплекса (НГК): эоцен-олигоценый и миоцен-плиоценовый. В эоцен-олигоценом нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ) являются аргиллиты ковачинской свиты и частично углистые отложения снатольской свиты. Коллекторами являются песчаные отложения снатольской, ковачинской и утхолокской свит, флюидоупором - глинистые отложения ковачинской свиты и вивинтек-кулувенской свит. Миоцен-плиоценовый комплекс представлен аргиллитистыми НГМТ вивинтек-кулувенской свит, глинистыми и угленосными прослоями эрмановской свиты. Коллекторами являются туфопесчаные отложения этолонской и эрмановской свит, флюидоупорами являются глинистые прослои эрмановской, этолонской свит. Залежи пластово-сводовые, тектонически или литологически экранированные (Агапитов и др., 1991).

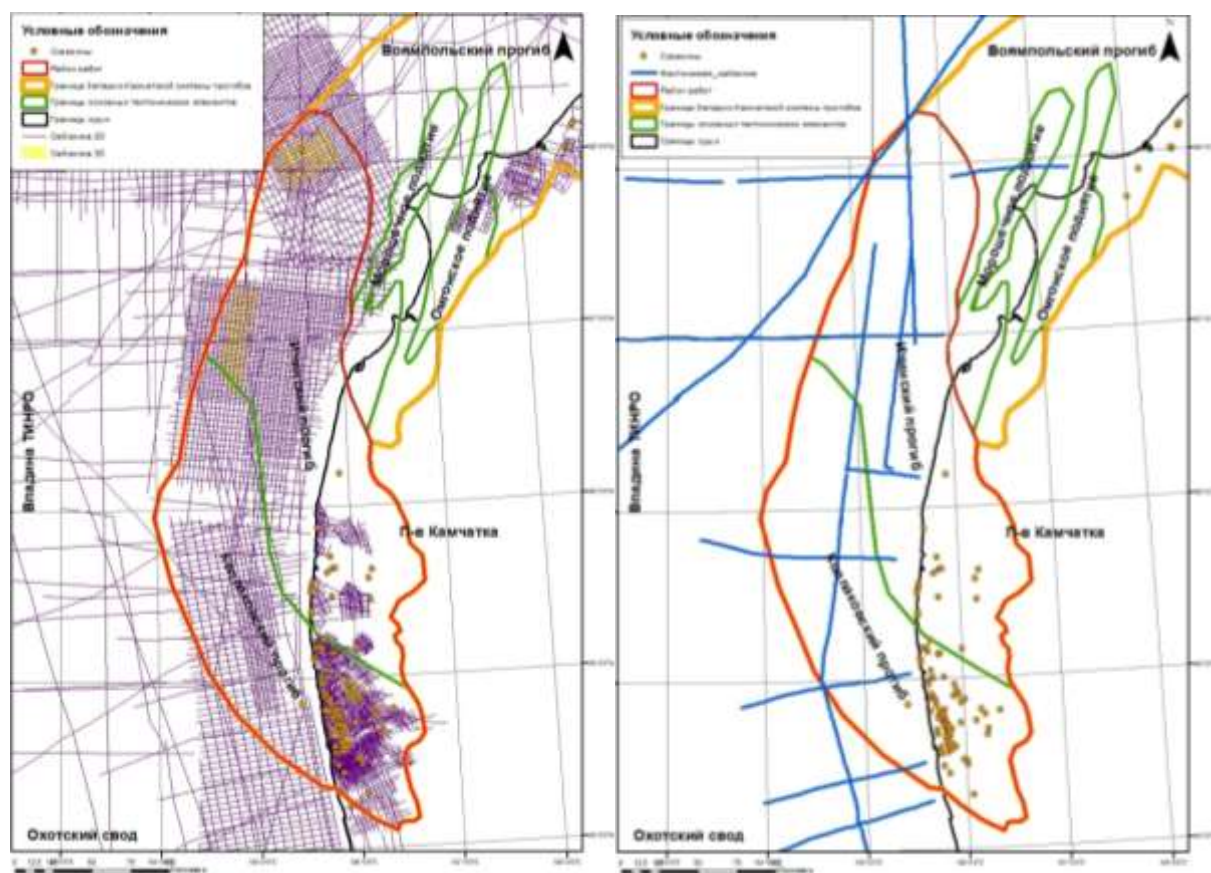


Рис. 1. Карта геолого-геофизической изученности (а) и фактического материала (б) (сводная карта изученности составлена автором по отчетным данным).

В рамках работы были построены петрофизические зависимости керн-керн по 20 скважинам, а также получены представления о литологическом составе пород (рис. 2). Основными целевыми горизонтами являются терригенные образования с вулканогенной примесью олигоценового (утхолокская свита Pg<sub>3ut</sub>) и миоценового (эрмановская N<sub>1er</sub> и этолонская свиты N<sub>1et</sub>) возраста. Утхолокская свита представлена песчаниками и туфопесчаниками, алевролитами, туфоалевролитами и реже аргиллитами, когда эрмановская представлена аналогичными группами пород с линзами и линзовидными прослоями углей, конгломератов и гравелитов. Мощность утхолокских отложений в Колпаковском прогибе оценивается в диапазоне от 110 м до 590 м (скв. Вейберовская 1), а мощность эрмановской от 126 м (скв. Средне-Кунжикская 1) до 634 м (скв. Охотская 2). Значения коэффициента пористости по ГИС утхолокской свиты меняются от 6 – 14 % в северной и центральной частях до 16 – 20 % в южной части Колпаковского, а у эрмановской от 20 до 38% (скв. Кшукская 1).

Значения замеров коэффициента пористости по керну для песчаников и туфопесчаников изменяются от 4 до 28%, от 4 до 36% и от 15 до 26% для утхолокской, для эрмановской и этолонской свит соответственно. Плотность пород изменяется от 1,8 до 2,6 г/см<sup>3</sup>, от 1,6 до 2,6 г/см<sup>3</sup> для утхолокской и эрмановской свит. Прослеживается устойчивая зависимость между показаниями пористости и замеров плотности пород, что позволит с высокой точностью оценивать пористость по ГИС с применением плотностного каротажа.

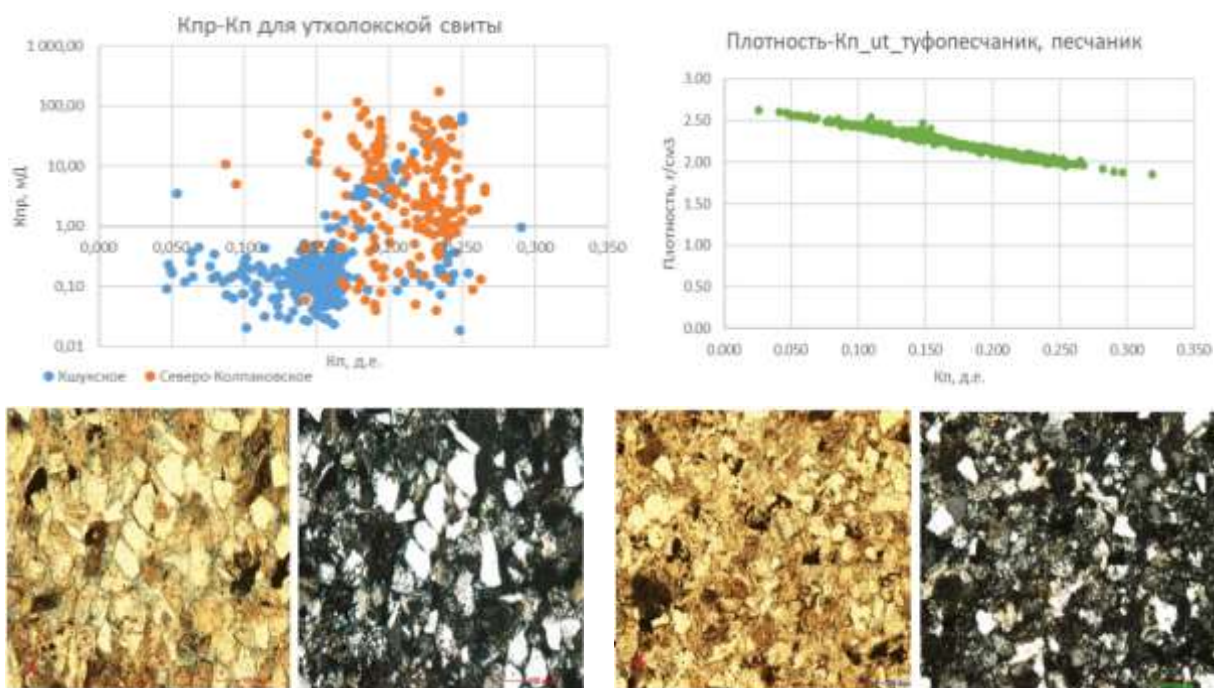


Рис. 2. Петрофизические зависимости для песчаных отложений утхолокской свиты и образцы шлифов: (а) Туфопесчаник мелкозернистый (Кшукская-4П, инт. 2347-2359), (б) Туфоалевролит крупно-мелкозернистый (Кшукская-4П, инт. 2413-2429) (Борисов и др., 2017).

Таким образом, на текущем этапе исследования подготовлены данные для последующей интерпретации данных ГИС, определены литологический состав и петрофизические свойства

отложений. В дальнейшем планируется определение петрофизических свойств по ГИС и интерпретация сейсмических данных.

#### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

#### **Литература**

1. Агапитов Д.И., Архипов В.Е. и др. Нефтегазоносность осадочных бассейнов северо-западной части Тихоокеанского пояса. – М.: Изд-во МГУ, 1991. – С. 112
2. Борисов А.Г., Херувимова Е.В. и др. Комплексные исследования керна на объекте «Скважина газоконденсатная эксплуатационная 4П Кшукского газоконденсатного месторождения». – Тюмень, 2017.
3. Гладенков Ю.Б., Сальников Б.А. и др. Решения рабочих межведомственных региональных стратиграфических совещаний по палеогену и неогену восточных районов России - Камчатки, Корякского нагорья, Сахалина и Курильских островов. – М.: ГЕОС, 1998. – С. 147
4. Константиновская Е.А. Механизм аккреции континентальной коры: пример Западной Камчатки // Геотектоника. – 2002. – № 5. – С. 65
5. Смирнов Л.М. Тектоника Западной Камчатки // Геотектоника. – 1971. – № 3. – С. 115

# СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ АНАЛИТИЧЕСКИМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ КАМЕННОГО МАТЕРИАЛА

*А.Р. Земсков, А.А. Сулова*

*МГУ имени М. В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих  
ископаемых, Москва, Россия*

## **Введение**

Современные геолого-аналитические исследования керна материала, особенно при изучении объектов арктического шельфа, характеризуются значительным ростом объёмов данных и их разнообразия. В рамках одного проекта формируются литологические описания керна, результаты различных лабораторных анализов (рентгеноструктурных, рентгенофлуоресцентных, масс-спектрометрических и других), а также сопровождающая информация по скважинам и глубинным интервалам. При этом данные, как правило, хранятся в разрозненных форматах – электронных таблицах, текстовых документах и отчётах, что существенно затрудняет их комплексное использование.

Подобная организация данных приводит к ряду системных проблем. В первую очередь это необходимость многократного ручного копирования информации между различными источниками, что увеличивает вероятность ошибок и снижает воспроизводимость результатов. Кроме того, формирование отчётной документации требует значительных временных затрат, а получение сводной аналитической картины по объекту исследования оказывается затруднительным. В этих условиях становится актуальной разработка специализированных цифровых решений, ориентированных на интеграцию и автоматизацию обработки геологических данных.

## **Фактический материал и методы исследования**

В качестве исходного материала использованы данные аналитических исследований керна материала арктического шельфа, включающие литологические описания, результаты лабораторных анализов (XRD, XRF, ICP, пиролиз), а также информацию о скважинах и глубинных интервалах отбора образцов. Данные представлены в виде многолистовых Excel-файлов и текстовых документов формата .docx, содержащих описания керна.

Для обработки и систематизации указанных данных разработана система CoreBase, представляющая собой локальную цифровую платформу управления аналитическими исследованиями. В основе системы лежит иерархический принцип организации данных («регион – скважина – образец»), позволяющий отразить естественную структуру геологической информации. В качестве хранилища используется встроенная реляционная база данных SQLite, обеспечивающая автономность работы и независимость от сетевой инфраструктуры.

Обработка данных включает автоматизированный импорт табличной информации с распознаванием структуры файлов и сопоставлением колонок, а также анализ текстовых описаний керна с последующим соотнесением их с конкретными образцами по глубинным интервалам. Для

реализации системы использованы современные программные средства, включая FastAPI для серверной части и специализированные библиотеки для работы с табличными данными.

### **Результаты и обсуждение**

Разработанная система обеспечивает интеграцию разнородных данных в рамках единой базы и автоматизацию ключевых этапов их обработки. В процессе работы реализованы алгоритмы импорта и объединения данных из различных источников, что позволяет формировать целостный массив информации по объекту исследования. Существенным результатом является автоматическое сопоставление литологических описаний с аналитическими данными, что ранее выполнялось вручную и требовало значительных временных затрат.

Система также позволяет формировать отчётные материалы на основе загруженных данных, включая таблицы с результатами анализов и сводные матрицы состояния исследований. Это обеспечивает возможность оперативного контроля полноты выполненных работ и выявления пробелов в аналитических данных. Дополнительно реализован расчёт объёмов исследований, что облегчает планирование и оценку выполнения аналитических программ.

Внедрение разработанного решения приводит к сокращению времени подготовки отчётной документации и снижению количества ошибок, связанных с ручным вводом данных. Кроме того, повышается доступность информации и возможность её комплексного анализа, что особенно важно при работе с крупными массивами кернового материала.

### **Выводы**

Разработанная система CoreBase представляет собой эффективный инструмент для управления геолого-аналитическими данными и автоматизации процессов их обработки. Её использование позволяет повысить качество и скорость подготовки аналитической информации, а также обеспечивает целостность и согласованность данных.

Применение подобных цифровых решений является перспективным направлением развития геологических исследований, особенно в условиях увеличения объёмов данных и усложнения задач их интерпретации. Дальнейшее развитие системы может быть связано с расширением функциональности и интеграцией с другими инструментами анализа геологических данных.

### **Литература**

1. Begoli E., Camacho-Rodríguez J., Hyde J. et al. Apache Calcite: A Foundational Framework for Optimized Query Processing // arXiv, 2018.
2. Elmasri R., Navathe S. Fundamentals of Database Systems. – Pearson, 2016.
3. Kaufmann K., Zhu C., Rosengarten A. et al. Machine learning in crystallography and diffraction analysis // arXiv, 2019.
4. Khan W., Zhang X., Khan S. et al. SQL and NoSQL Databases: Software Architectures Performance Analysis – A Systematic Literature Review // arXiv, 2022.
5. Malyshev N.A. et al. First results of stratigraphic drilling in the North-Eastern Laptev Sea // Doklady Earth Sciences, 2023.

6. Oviedo F., Ren Z., Sun S. et al. Fast and interpretable classification of X-ray diffraction datasets // arXiv, 2018.
7. Разманова С.В., Нестерова О.В. Арктический шельф: актуальные экономические проблемы разработки углеводородных месторождений // НИУ ИТМО, 2022.
8. Малюков В.П., Коханов А.И. Анализ инновационных технологий разработки нефтяного месторождения Приразломное на арктическом шельфе // Естественные и технические науки, 2018.
9. Документация FastAPI. – <https://fastapi.tiangolo.com>
10. Документация SQLite. – <https://www.sqlite.org>

# ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА НОВЫХ ОБЪЕКТОВ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА И ОБОСНОВАНИЯ ИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

*Н.И. Старцев<sup>1</sup>, А.В. Ступакова<sup>1</sup>, Н.Н. Михайлов<sup>1,2,3</sup>*

<sup>1</sup>*МГУ имени М. В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия*

<sup>2</sup>*РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия*

<sup>3</sup>*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*

Представлен метод ускоренного прогноза пространственно-временной эволюции газонасыщенности  $S_g(x, t)$  и изменения пластового давления  $\Delta P(x, t)$  для подземных хранилищ газа при закачке/отборе газа. Подход основан на послойной нейрооператорной аппроксимации отображения  $G : (X, U, t) \rightarrow (S_g, \Delta P)$  и включает три последовательно улучшавшиеся итерации:

- 1) Базовая спектральная аппроксимация оператора;
- 2) Физически информированное обучение с порово-объемным взвешиванием (PV);
- 3) Многоуровневый глобально-локальный нейрооператор с позиционным кодированием.

Показано снижение фронтовой ошибки, стабилизация прогноза на поздних шагах расчета и сохранение высокой скорости инференса. Методологически результаты увязаны с классической теорией многофазной фильтрации и современной теорией нейрооператоров. Практическая ценность работы состоит в ускоренной оценке сценариев и предварительной оптимизации.

## **Нейронная сеть FNO с использованием преобразования Фурье для обучения операторов**

Fourier Neural Operator (FNO) – архитектура нейронной сети для обучения операторов, т.е. отображений между функциями, возникающих при решении дифференциальных уравнений в частных производных (PDE). Основная идея – параметризовать ядро интегрального оператора в спектральной области Фурье, что дает глобальный охват пространства и эффективность вычислений, сохраняя независимость от сетки дискретизации.

## **Усовершенствованная версия FNO – U-FNO**

U-FNO – это усовершенствованная версия Fourier Neural Operator, предложенная для решения более сложных задач многофазной фильтрации. Главная инновация – введение так называемого U-Fourier слоя, в котором к стандартному Fourier слою добавлен параллельный путь локальной сверточной сети U-Net. Идея состоит в том, чтобы сочетать глобальное спектральное приближение (сильная сторона FNO) с локальным многомасштабным выделением признаков (сильная сторона сверточных нейронных сетей) внутри каждого слоя сети.

Оригинальный Fourier слой выполнял глобальную свертку (через ограниченное число гармоник) и тем самым отлично моделировал крупномасштабные, гладкие компоненты решения, но мог упускать обработку высокочастотных деталей, резких границ, гетерогенных структур, которые плохо представлены ограниченным набором глобальных синусоид. Иными словами, U-Net

встраивает в слой элементы классической сверточной нейронной сети с широкой рецептивной зоной для мульти масштабного охвата. Ключ к успеху U-FNO – совмещение глобального и локального представления в одной архитектуре. Fourier часть U-FNO специализируется на глобальных, низкочастотных компонентах решения. Это означает, что такие явления, как сглаженное поле давления, которое распространяется на большие расстояния, аппроксимируются эффективно посредством нескольких ведущих гармоник. Напротив, локальные особенности – высокочастотные компоненты решения, такие, как крутой фронт насыщенности, лучше захватываются сверточной U-Net частью.

### Нейрооператорная аппроксимация: высокоуровневая конструкция

В работе используется гибридная глобально-локальная аппроксимация оператора  $G$ :

- 1) Глобальная спектральная ветвь. Аппроксимация низких мод (Fourier-домен) обеспечивает захват дальнедействующих эффектов давления и крупномасштабных трендов;
- 2) Локальная ветвь. Сверточные/оконные преобразования уточняют мелкие структуры фронта  $S_g$  и детали перфорационных окрестностей;
- 3) Позиционное кодирование  $(x, y)$ . Встроенная геометрическая когерентность (без зависимости от частных деталей сетки);
- 4) Несколько уровней итераций. «U-вдохновленная» организация с нисходящим/восходящим путем позволяет аккумулировать контекст и возвращать его в высокое разрешение, улучшая фронтные зоны, не жертвуя при этом глобальной согласованностью;

Эта конструкция согласуется с теорией нейрооператоров: глобальные моды – носители «низкочастотной» операторной зависимости; локальные блоки – носители «высокочастотной» корректировки.

### Физически информированное обучение: функция потерь, регуляризация, веса

Общий функционал:

$$\mathcal{L} = \underbrace{\frac{\|W \odot (\hat{S}_g - S_g)\|_2}{\|W \odot S_g\|_2}}_{\substack{\text{PV-взвешенная} \\ \text{относительная} \\ \text{ошибка по } S_g}} + \underbrace{\frac{\|\widehat{\Delta P} - \Delta P\|_2}{\|\Delta P\|_2}}_{\substack{\text{Относительная} \\ \text{ошибка} \\ \text{по } \Delta P}} + \underbrace{\lambda(t) \mathcal{R}_{FFT}[\hat{S}_g - S_g]}_{\substack{\text{Штраф} \\ \text{высоких} \\ \text{частот}}}$$

Где:

- $W(x) \propto \phi(x) \Delta x \Delta y \Delta z$  – поровый объем ячейки;
- Временные веса увеличивают вклад поздних шагов;
- $\mathcal{R}_{FFT}$  – мягкая «отсечка» высоких частот остатка, «разогреваемая» от 0 до целевого коэффициента;

## Итерация I: базовый спектральный нейрооператор

Модель принимает:  $(X(x)$  и  $U(x, t)$ , воспринимая траекторию, как «мультиканальное» поле. Нейронная сеть учится предсказывать  $Y = (S_g, \Delta P)$ . Ошибка  $\Delta S_g = S_g(t) - S_g(0)$  и  $\Delta P$  устраняет тривиальность первого шага и выравнивает масштаб по времени [12]. Глобальные низкие моды хорошо аппроксимируют «длинные волны» давления; фронты  $S_g$  – локальны и высокочастотны, что ограничивает чисто спектральный подход (эффект Гиббса на переходах).

Выводы после итерации:

- Кривые  $\overline{S_g}(t)$ ,  $\overline{\Delta P}(t)$  согласованы на ранних временах;
- На поздних шагах по  $S_g$  заметна зернистость фронта и легкие систематические смещения;
- Вариативность по моделям умеренная (рис. 1);

На рисунке 1 представлено 3 картинки: первая картинка – результат гидродинамического симулятора (SG True – первый столбец), вторая картинка – предсказание нейронной сети для этого же слоя (SG Pred – второй столбец), третья картинка – карта ошибки – разница между симулятором и нейронной сетью (Err – третий столбец).

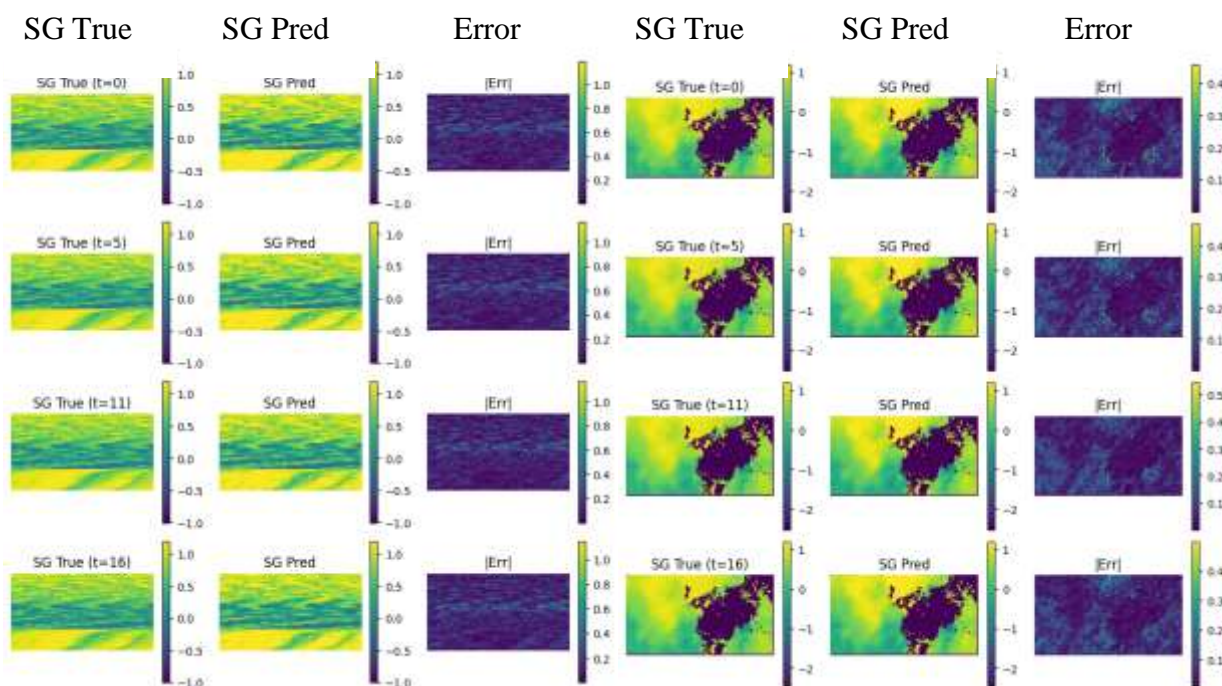


Рис. 1. Результаты обучения после первой итерации

## Итерация II: PV–вес, временная модуляция, спектральная регуляризация

В данной итерации при обучении нейронной сети инженерная ценность определяется запасами (масса/объем газа), а не пиксельной ошибкой. Поздние временные шаги также критичны, как и начальные, а высокочастотный шум фронта не является физически значимым.

Основные тезисы итерации:

- $W = PV/\overline{PV}$  – нормированный поровый объем;
- Временные веса  $\omega(t)$  возрастают к  $t = 1$ ;

- $\mathcal{R}_{FFT}$  штрафует высокие частоты остатка  $\hat{S}_g - S_g$  с «разогревом» коэффициента;
- Данные методы привели к следующим эффектам (рис. 2):
- Снижение ошибки по  $S_g$  в объемно значимых областях;
  - Улучшение поздних шагов и по  $S_g$ , и по  $\Delta P$ ;
  - Уменьшение зернистости фронта и стабилизация по ансамблю моделей;
  - Снижение высокочастотных компонент и эволюция кривых сходимости.

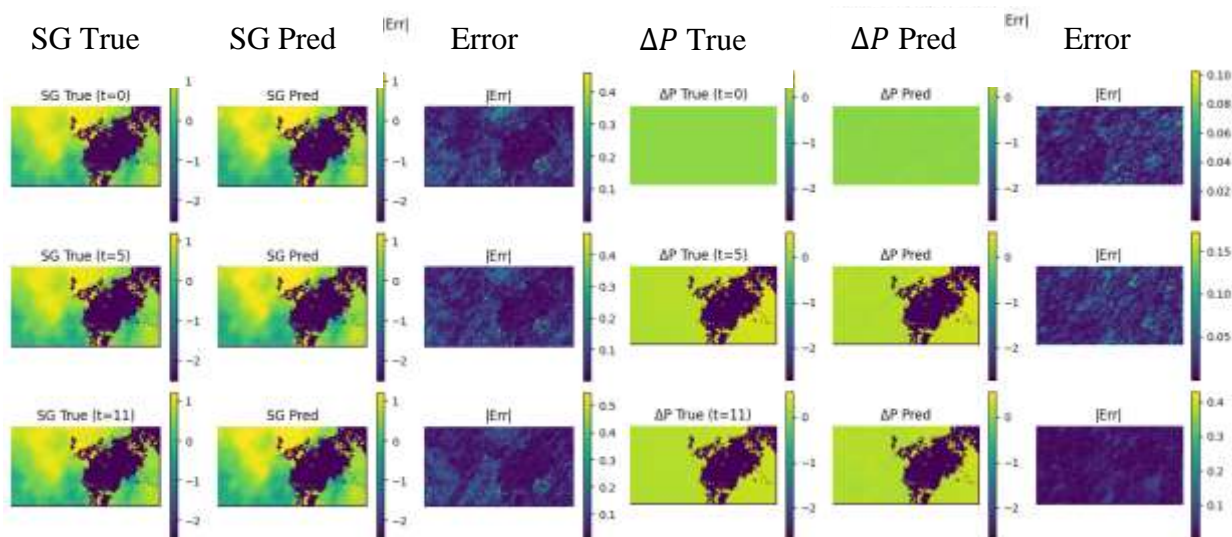


Рис. 2. Результаты обучения после второй итерации

### Итерация III: многоуровневая глобально-локальная аппроксимация с позиционным кодированием

Основной идеей данной итерации было синтезировать преимущества глобальной спектральной аппроксимации (давление) и локальной реконструкции (фронты газонасыщенности), используя многоуровневую организацию с «обратной» реконструкцией высоких разрешений и инжектированием позиционных признаков ( $x, y$ ).

Основные выводы после проведения итерации (рис. 3):

- Сокращение фронтальной ошибки по  $S_g$  особенно в сложной геометрии перфораций;
- Устойчивость прогноза на поздних стадиях;
- Снижение разброса по моделям;
- Локализация фронтальных зон и снижение ошибки;

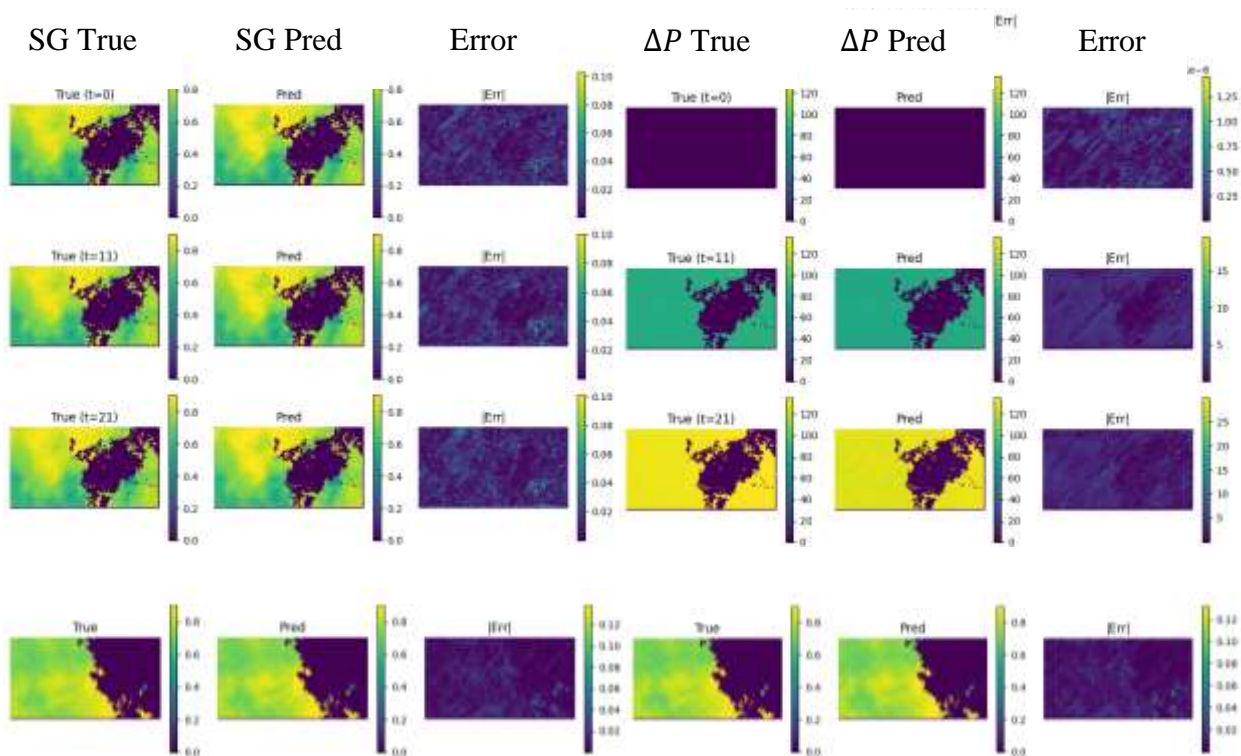


Рис. 3. Результаты обучения после третьей итерации

### Метрики и сравнение полученных результатов на качественном уровне

При переходе от I итерации ко II заметно снижение рассогласования на поздних шагах за счет приоритезации позднего времени и PV-вес. Далее при переходе со II итерации на III появилась дополнительная стабилизация кривых, уменьшился разброс по моделям.  $Rel L_2$  для  $S_g$  и  $\Delta P$  на поздних шагах заметно уменьшается от I итерации к III. Также ведет себя и высокочастотность остатка, и межмодельная вариативность. По каждому шагу времени проверяется равенство планового дебита сумме по ячейкам перфораций, агрегированной из поля  $U$ . Чувствительность к вариациям геометрии перфораций и параметров фильтрационно-емкостных свойств уменьшается при переходе с II итерации к III, что согласуется с идеей многоуровневой интеграции контекста.

Также ключевой особенностью применения нейронного оператора при прогнозировании  $S_g$  и  $\Delta P$  является скорость. К примеру, при создании обучающей выборки для нейронной сети на расчет одной модели в гидродинамическом симуляторе уходило порядка 25 минут. После обучения нейронной сети скорость предсказания составляла порядка 20 секунд, то есть ускорение в среднем 75 раз [3].

### Выводы

В работе была представлена развернутая обзорно-исследовательская методология построения послойного нейрооператора для прогнозирования  $S_g$  и  $\Delta P$  в газовых коллекторах при закачке углеводородов.

В работе изложен опыт конструирования и поэтапного улучшения послойного нейрооператора для прогнозирования  $(S_g, \Delta P)$  на ансамбле 11 синтетических гидродинамических моделей подземных хранилищ газа. Ключевые элементы – физически мотивированный функционал

потерь (PV-вес, временные веса, спектральная регуляризация), многоуровневое сочетание глобальной (спектральной) и локальной аппроксимации, а также строгие инженерные диагностики согласованности.

На трех архитектурных итерациях показано, что сочетание операторной спектральной аппроксимации с физически-информированной функцией потерь дает заметный прирост качества прогноза особенно на поздних шагах.

Полученные результаты подтверждают применимость подхода для быстрого прогноза при закачке углеводородного газа и служат прочной основой для практического внедрения в нефтегазовую промышленность.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

### **Литература**

1. К. Азиз, А. Сеттари. Математическое моделирование пластов нефти и газа. Пер. с англ. М.: Недра, 1989.
2. А. Дейк. Основы инженерии пласта (Fundamentals of Reservoir Engineering). Пер. с англ. М.: Мир, 1985.
3. М. Мускат. Фильтрация однородных жидкостей в пористой среде. М.–Л.: Гостехтеориздат, 1946.
4. Я. Беар. Динамика жидкостей в пористых средах (Dynamics of Fluids in Porous Media). Пер. с англ. М.: Мир, 1971.
5. D. W. Peaceman. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. Amsterdam: Elsevier, 1977.
6. R. Buckley, M. Leverett. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. Transactions of AIME 146 (1942) 107–116.

# РОЛЬ ВОДОНАСЫЩЕНИЯ В КОНКУРЕНТНОЙ СОРБЦИИ $\text{CO}_2$ И $\text{CH}_4$ В ИЛЛИТОВЫХ НАНОПОРАХ

*Лиюань Чжан, А.В. Ступакова*

*МГУ имени М. В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия*

Объектом исследования являются глубокозалегающие морские сланцы нижнекембрийской свиты Цюнчжусы Сычуаньского бассейна [1, 2]. В последние годы этот стратиграфический комплекс рассматривается не только как один из ключевых источников и резервуаров сланцевого газа в Китае, но и как перспективная среда для закачки углекислого газа с целью повышения газоотдачи и долговременного геологического хранения  $\text{CO}_2$  [3, 4]. Такая постановка задачи особенно актуальна для глубоко погруженных интервалов, где поровое пространство в значительной степени контролируется минеральной матрицей, а остаточная пластовая вода способна существенно менять сорбционные и фильтрационные свойства системы. Для свиты Цюнчжусы это имеет принципиальное значение, поскольку ее сланцы характеризуются заметной долей глинистых минералов, развитостью неорганических нанопор и присутствием связанной воды на поверхности пор [5].

В работе поставлена задача определить, каким образом водонасыщенность влияет на конкурентную адсорбцию и транспорт  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$  в минеральных нанопорах, моделирующих условия данной толщи. В качестве минеральной основы был выбран иллит как один из наиболее представительных глинистых компонентов сланцев свиты Цюнчжусы. Исследование выполнено методом классической молекулярной динамики для системы «иллит- $\text{H}_2\text{O}$ - $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » при температуре 408 К и давлении 70 МПа, что соответствует термобарическим условиям глубокого залегания. Рассматривалась щелевая нанопора шириной около 6 нм, заполненная газовой смесью  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$  в равных долях, при изменении содержания воды от 2 до 20 мас. %. Для интерпретации поведения системы были рассчитаны энергии межкомпонентного взаимодействия, профили распределения плотности газов по нормали к поверхности минерала, а также коэффициенты самодиффузии.

Полученные результаты показывают, что вода является активным участником процессов сорбции, а не просто фоном поровой среды. По мере увеличения ее содержания усиливается притяжение между  $\text{H}_2\text{O}$  и иллитом, а также между водой и газовой фазой. При этом сродство  $\text{CO}_2$  к воде выражено заметно сильнее, чем у  $\text{CH}_4$ , что связано с особенностями молекулярного строения и межмолекулярных взаимодействий углекислого газа. Одновременно присутствие воды уменьшает эффективную доступность активных центров на поверхности иллита: молекулы  $\text{H}_2\text{O}$  экранируют минеральную поверхность и частично занимают участки, на которых в более сухих условиях адсорбировались бы  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$ . В результате с ростом водонасыщенности ослабляется взаимодействие обоих газов с минералом, причем для метана этот эффект проявляется более однозначно, тогда как для  $\text{CO}_2$  сохраняется сравнительно высокое сродство к поверхности в области низкой и умеренной влажности.

Анализ пространственного распределения компонентов в поре подтверждает эту закономерность. В условиях слабой увлажненности  $\text{CO}_2$  формирует выраженное накопление вблизи стенки поры и располагается ближе к поверхности иллита, чем  $\text{CH}_4$ . Это указывает на более высокую способность  $\text{CO}_2$  занимать наиболее энергетически выгодные участки адсорбционного пространства. Метан распределяется по поре более широко и в меньшей степени концентрируется у поверхности. При росте содержания воды приповерхностный максимум плотности  $\text{CO}_2$  становится ниже, а само распределение газа по поровому объему выравнивается. Для  $\text{CH}_4$  изменения выражены мягче: его профиль остается более растянутым по всей ширине поры, хотя при увлажнении также прослеживается перестройка распределения. Иными словами, вода постепенно переводит систему из режима выраженной поверхностной сорбции в режим более равномерного размещения газов в ограниченном объеме нанопоры.

Изменения затрагивают не только сорбцию, но и подвижность компонентов. Расчеты коэффициентов диффузии показали, что  $\text{CH}_4$  во всем исследованном диапазоне влажности остается более мобильным, чем  $\text{CO}_2$ . Для обоих газов зависимость диффузии от содержания воды носит немонотонный характер: при небольшом количестве  $\text{H}_2\text{O}$  наблюдается слабое снижение подвижности, тогда как при дальнейшем увлажнении коэффициенты диффузии заметно возрастают. Вероятно, это связано с перестройкой структуры флюида в поровом пространстве и ослаблением прямого контакта молекул газа с минеральной поверхностью по мере формирования более устойчивого водного слоя. Тем не менее даже в этих условиях  $\text{CO}_2$  сохраняет более сильную связь с поровой средой, тогда как  $\text{CH}_4$  легче переходит в более подвижное состояние.

В целом исследование показывает, что остаточная пластовая вода в сланцах свиты Цюнчжусы контролирует сразу несколько критически важных параметров: силу удержания  $\text{CO}_2$ , условия вытеснения  $\text{CH}_4$  и характер миграции газов в неорганических нанопорах. При низкой и средней влажности  $\text{CO}_2$  обладает отчетливым конкурентным преимуществом по отношению к метану, однако по мере увеличения содержания воды различия между ними уменьшаются. Это означает, что эффективность технологий  $\text{CO}_2$ -EGR и потенциальная емкость хранилища  $\text{CO}_2$  в глубоких сланцах Сычуаньского бассейна должны оцениваться с обязательным учетом реальной водонасыщенности пласта. Таким образом, пластовая вода выступает одним из главных факторов, определяющих поведение газовой смеси в нижнекембрийской свите Цюнчжусы, а результаты моделирования могут быть использованы при выборе параметров закачки  $\text{CO}_2$  и прогнозе извлечения метана из глубоких сланцевых резервуаров.

### **Финансирование**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

## Литература

1. Wenzhi Z. et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China // *Pet. Explor. Dev.* Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, 2016. Vol. 43, № 4. P. 547–559.
2. ZHAO W. et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China // *Pet. Explor. Dev.* Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, 2016. Vol. 43, № 4. P. 547–559.
3. Yuan S. et al. Adsorption and Diffusion Behaviors of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> Mixtures in Different Types of Kerogens and Their Roles in Enhanced Energy Recovery // *Sustain.* 2022. Vol. 14, № 22.
4. Zhumakhanova N. et al. Reservoir Simulation of CO<sub>2</sub> Flooding vs. CO<sub>2</sub> Huff-and-Puff in Shale Formations: Comparative Analysis of Storage and Recovery Mechanisms // *Energies.* 2025. Vol. 18, № 13. P. 1–21.
5. Palanuwech J., Coupland J.N. Effect of surfactant type on the stability of oil-in-water emulsions to dispersed phase crystallization // *Colloids Surfaces A Physicochem. Eng. Asp.* 2003. Vol. 223, № 1–3. P. 251–262.