

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
2025

Содержание:

1.	Приоритетные направления развития геологии нефти и газа в Московском государственном университете имени М.В.Ломоносова	
	А.В. Ступакова	3
2.	История геологического развития Баренцево-Карского шельфа и этапы формирования его нефтегазоносности	
	А.А. Суслова	6
3.	Палеогеография и прогноз терригенных природных резервуаров на основе анализа геометрии клиноформ	
	А.В. Мордасова, А.В. Ступакова, Н.И. Коробова, А.А. Суслова	10
4.	Стадии формирования залежей и очаги генерации углеводородов Сибирской платформы	
	Р.С. Сауткин	16
5.	Планирование поисково-разведочных работ при разномасштабной оценке перспектив нефтегазоносности баженовской высокоуглеродистой формации	
	Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков, И.Я. Богатырева, Ю.А. Коточкова	23
6.	Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений	
	М.Е. Воронин	29
7.	Решение разномасштабных геологических задач в нефтяной геологии на основе современных принципов изотопной геохимии	
	Е.А. Краснова, А.В. Ступакова, А.А. Суслова, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова, Т.О. Колесникова, А.С. Грязнова, А.Г. Калмыков	33
8.	О типах органического вещества осадочных горных пород	
	М.А. Большакова, К.А. Ситар, М.Т. Деленгов, Д.И. Габдрахманова, Д.Д. Кожанов, П.П. Попов, А.Д. Воронин, В.В. Мальцев, К.Ю. Рязанцева, И.В. Кувинов	36
9.	Экспертно-аналитическая платформа как развитие современного стандарта работы в науке и бизнесе	
	М.Ю. Карпушин, А.А. Суслова, А.Ю. Беззубов, Р.С. Сауткин, А.П. Антонов, В.В. Чернявский, Н.Р. Галин, А.П. Завьялова, Р.М. Гиладев	40
10.	Седиментационная модель среднедевонских отложений южной части Печоро-Кожвинского мегавала	
	П.Е. Гусаревич	42
11.	Влияние вторичных процессов на фильтрационно-емкостные свойства ботубинского горизонта Среднеботубинского месторождения	
	Д.О. Смирнова, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин, А.В. Мордасова, А.А. Верещагин .	43

12. Состав углеводородных соединений четвертичных донных отложений как признак нефтегазоносности северо-восточного Баренцевоморского шельфа
Л.Ю. Сигачева, Е.Н. Полудеткина, О.Н. Видищева, А.Г. Калмыков, Г.Г. Ахманов 47
13. Сравнительная характеристика керогена доманиковой и баженовской высокоуглеродистой формации на примере изучения двух скважин
Г.Г. Савостин, В.В. Воронкова, М.Л. Махнутина, А.Г. Калмыков 52
14. Инструмент AutoPyro: автоматическая интерпретация данных органической геохимии на примере Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна
Г.А. Шевченко, М.А. Большакова 58
15. Особенности органического вещества верхнеюрских отложений Восточно-Европейской платформы
П.Г. Зотова, М.А. Большакова, Е.Ю. Макарова, Н.В. Пронина, И.В. Кувинов, А.П. Вайтехович, Е.В. Козлова, А.Ю. Бычков, В.С. Илясов 64

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА В МОСКОВСКОМ ГОСУДАРСТВЕННОМ УНИВЕРСИТЕТЕ ИМЕНИ М.В.ЛОМОНОСОВА

А.В. Ступакова

Московский государственный университет, Москва

Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ имени Ломоносова

Большая часть приоритетных направлений развития экономики страны напрямую связана с развитием геологии, как науки о строении Земли и закономерностях образования и размещения полезных ископаемых в ее недрах. Высокоэффективная энергетика зависит от эффективности поиска и освоения месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа. Задачи поиска и разведки горючих ископаемых, газа, нефти и угля, являются частью Программы развития Московского государственного университета. Следуя вызовам времени, геологи Московского университета решают целый комплекс задач нефтегазового сектора экономики, где геология определяет стратегию развития отрасли. О некоторых из них мы поделимся в этой статье.

В декабре 2018 года в Московском университете в целях дальнейшего развития и повышения эффективности фундаментальных и прикладных исследований, реализации закона «Об инновационных научно-технологических центрах и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» созданы институты перспективных исследований, согласно приказу ректора № 1707 от 25 декабря 2018 года. Среди них Институт перспективных исследований нефти и газа (рис. 1), созданный на базе кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ.

Цель создания Института перспективных исследований нефти и газа – развитие новых технологий на фундаментальной базе научных исследований Московского государственного университета и их внедрение в практику поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Стратегия развития Института перспективных исследований нефти и газа нацелена на решение приоритетных задач наукоемкого производства нефтегазовой отрасли. Это отражено в научных направлениях деятельности, соответствующих текущей национальной повестке государства и компаний энергетического сектора экономики.

- поиск и освоение месторождений углеводородов для высокоэффективной энергетике, в том числе освоение Арктики;
- цифровизация геологических данных для безопасности получения, хранения и обработки геологической информации;
- хранение и захоронение углекислого газа в природных объектах недр;
- рациональное использование природных ресурсов;

- повышение уровня образования и эффективная подготовка кадров через непосредственное решение производственных задач (рис. 2).



Рис. 1. Институт перспективных исследований нефти и газа.



Рис. 2. Приоритетные направления научно-технологического развития Института перспективных исследований нефти и газа.

Научное направление геологии горючих ископаемых, нефти, газа и угля, развивается в Московском государственном университете уже много лет. За почти вековую историю кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ, создана сильная школа геологов нефтяников и угольщиков, активно участвующих в создании новых технологий и подготовке кадров нового поколения. На базе Института перспективных исследований нефти и газа в МГУ развиваются инновационные технологии для энергетического сектора экономики. Интеграция науки, образования и производства происходит во время инновационно-проектной деятельности, в которую вовлечены высокопрофессиональные специалисты фундаментальной

науки, бизнеса и молодые кадры, студенты и аспиранты. В рамках проектной деятельности создаются междисциплинарные лаборатории, научные коллективы, которые быстро могут начать реализовывать новые технологические решения под задачи энергетического сектора экономики.

На геологическом факультете по направлениям работы Института перспективных исследований нефти и газа и кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых создана лабораторно-аналитическая база, используемая для решения задач нефтегазовой геологии. Лабораторная база включает оборудование для исследования керна различного масштаба, от полноразмерного до шлама и пластового флюида. Лабораторная база направлена на последовательное изучение свойств и параметров базовых критериев природного резервуара (НГМТ, породы коллекторы, флюидоупоры, ловушки) и процессов работы УВ систем (генерация, миграция, аккумуляция и постаккумуляционные процессы) Лабораторное оборудование позволяет комплексно решать задачи по изучению природного резервуара. В институте собрано современное оборудование позволяющие проводить первичные пробоподготовительные работы керна и дальнейшие экспериментальные исследования литологических петрофизических, и геохимических параметров горных пород и пластовых флюидов.

На базе Института перспективных исследований нефти и газа в МГУ развиваются инновационные технологии для энергетического сектора экономики. Интеграция науки, образования и производства происходит во время инновационно-проектной деятельности, в которую вовлечены высокопрофессиональные специалисты фундаментальной науки, бизнеса и молодые кадры, студенты и аспиранты. В рамках проектной деятельности создаются междисциплинарные лаборатории, научные коллективы, которые быстро могут начать реализовывать новые технологические решения под задачи энергетического сектора экономики.

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ БАРЕНЦЕВО-КАРСКОГО ШЕЛЬФА И ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЕГО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

А.А. Сулова

Несмотря на то, что Баренцево-Карский шельф является достаточно хорошо изученным среди других бассейнов Арктики его потенциал остается недостаточно оцененным. Баренцево-Карский регион является одним из наиболее потенциальных арктических акваторий Российской Федерации, обладающей значительными скоплениями углеводородов. С начала 80-х годов прошлого столетия это подтверждается открытиями крупных и уникальных месторождений, которые продолжаются до сих пор. В последние годы на шельфе Карского моря открыто 6 новых месторождений. Считается, что региональная стадия геолого-разведочных работ на шельфе Баренцева и Карского морей практически завершена, а регион находится на поисково-оценочной стадии работ. Однако, если рассматривать глубокопогруженные палеозойские комплексы отложений, то они являются практически не изученными и находятся на этапе начальной стадии региональных работ. Слабая изученность глубоких горизонтов осадочного чехла явилась одной из причин возобновления бурения в Арктике для привязки сейсмических горизонтов. В виду разной степени детальности мезозойских и палеозойских комплексов необходимо использовать различные подходы к оценке их потенциала как с точки зрения наличия месторождений, так и с позиций способности генерировать углеводороды. Недоучет глубокопогруженных горизонтов может привести к ошибкам при оценке объемов и прогнозам фазового состава месторождений. Принимая во внимание малое количество информации по глубокопогруженным комплексам, авторами, на основе единичной и скрупулезно собранной информации по всем зафиксированным на обрамлении возрастным интервалам, предлагается использовать метод реконструкции палеогеографических обстановок в пределах всего Баренцево-Карского региона для прогноза свойств резервуаров и нефтегазоматеринских толщ. Палеогеографические реконструкции восстанавливались в рамках крупных тектонических блоков, которые на протяжении всей истории развития региона в разной степени были подвержены тектоническим деформациям. В свою очередь это предопределяет различное распределение мощностей, литологического состава и полноты стратиграфического разреза в пределах зон глубокого погружения и платформенных массивов.

В силу разной изученности сейсморазведкой и бурением палеозойских глубоких горизонтов и мезозойских комплексов осадочного чехла необходим различный подход к анализу строения этих комплексов и оценке роли их в формировании нефтегазоносности региона. Все геологические построения и выводы для палеозойских комплексов отложений Баренцево-Карского шельфа, большая часть которых залегает на глубинах более 4-х километров,

базируются на геофизических исследованиях осадочного чехла, включая сейсморазведку, грави- и магниторазведку, а также данных бурения по сопредельной суше и выходам древних пород на поверхность. Плотность фактического материала для палеозойского комплекса отложений Баренцево-Карского шельфа мала и показывает, что палеозойский разрез еще находится на региональной стадии геолого-разведочных работ.

Для мезозойского комплекса отложений имеется база фактических данных по результатам бурения скважин на локальных структурах и проведения локальных сейсморазведочных работ. Мезозойские комплексы отложений Баренцево-Карского шельфа находятся на поисково-оценочном этапе геолого-разведочных работ. В виду их лучшей освещенности фактическим материалом, по сравнению с палеозойскими, для мезозойских комплексов отложений появляется возможность выявить структуры ловушек, смоделировать процессы миграции, создать концептуальные модели залежей.

Сводный стратиграфический разрез компоновался по частям, на основе редких скважин, пробуренных в акватории, основываясь на анализе всей доступной информации с близлежащих островов и архипелагов. Верхняя часть разреза была охарактеризована скважинами, а нижняя часть, напротив, достраивалась, исходя из понимания этапов тектонического развития регионов и результатов изучения береговых обнажений.

В данной работе, к анализу истории и этапов геологического развития этого региона применяется технология выделения палеобассейнов – областей погружения земной коры на определенном этапе геологического развития в прошлом (Ступакова и др., 2019, 2024). В пределах палеобассейна формируется комплекс пород соответствующего возраста, и создаются условия для образования элементов углеводородной системы (Ступакова, 2023). Разновозрастные комплексы пород последовательно накладываются друг на друга, подвергаются воздействию разного рода геологических процессов, которые приводят к уменьшению их размеров, изменению морфологии и строения. В результате наложения этих процессов, формируется современный осадочный бассейн, занимающий область длительного и устойчивого прогибания земной коры, где протекали и, возможно, проявляются и ныне процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

На каждом этапе развития палеобассейна формируются элементы углеводородной системы, нефтегазоматеринские толщи, коллектора, флюидоупоры и потенциальные ловушки для нефти и газа. Выделение элементов углеводородных систем для палеозойских комплексов Баренцево-Карского региона возможно только по косвенным данным, большинство которых базируется на моделях обстановок осадконакопления. Для палеозойских отложений имеются единичные замеры органического углерода из пород обнажений или редких скважин на островах. Для мезозойских комплексов отложений выполнен относительно полный комплекс

геохимических исследований по большинству пробуренных скважин, характеризующих как органическое вещество, так и сформированные углеводороды.

Используя данные палеогеографической реконструкции для каждого стратиграфического уровня, в региональном масштабе выбираются зоны схожих палеогеографических обстановок и, как следствие, схожих условий для накопления и сохранности органического вещества (ОВ) того или иного генетического типа и его концентраций. При характеристике слабоизученных зон с полным отсутствием параметров ОВ характеристики задаются по аналогии с более изученными регионами со схожими условиями осадконакопления. Эти данные экстраполируются на всю область распространения палеогеографической зоны.

Схемы распространения коллекторов и флюидоупоров основываются на результатах современного представления о фильтрационно-емкостных свойствах пород по отдельным скважинам и результатах литолого-фациальных реконструкций по площади. В качестве основных и ключевых параметров для выделения и определения свойств полигонов распространения коллекторов и флюидоупоров могут рассматриваться литологический состав, фильтрационно-емкостные свойства и эффективные мощности, которые экстраполировались на литофациальную зону со схожими условиями осадконакопления.

Потенциальные ловушки нефти и газа в основном рассматриваются в мезозойских комплексах отложений, которые могут быть хорошо изучены сейсморазведкой и бурением. Однако оценка насыщенности пород-коллекторов мезозойских комплексов отложений зависит не только от объема поступающих углеводородов из близлежащей нефтегазоматеринской толщи, но и от углеводородов, поступающих из более глубоких горизонтов, где они были сгенерированы на более ранних стадиях развития и сформировали залежи в древних палеобассейнах. Последующие переформирования структурного плана могли изменить облик древних зон нефтегазонакопления, но не уничтожить все скопления углеводородов, часть из которых сохранилась и может пополнять залежи нефти и газа, формирующиеся до сих пор из разных источников. Результаты такой этапности формирования углеводородов фиксируются по керну продуктивных интервалов Штокмановского месторождения в виде остаточной битуминозности и на линии палео водонефтяных контактов (Суслова, 2021).

На Шпицбергене в разрезе верхнерифейских карбонатных образований обнаружены пачки пород с содержанием Сорг до 1,72%, а ХБА до 0,13% (Верба, 2007). Важно отметить, что хоть органическое вещество данных толщ и не утратило способности генерировать УВ, но сравнительно интенсивный магматизм не позволяет считать существенным их вклад в общий генерационный потенциал региона. При этом в рифее содержатся миграционные битумы высокая концентрация масел (35-75,6%) и метано-нафтенных групп (73,8-92,7%). Есть сходства с флюидами из палеогена.

Поскольку нефтепроявления фиксируются практически во всех стратиграфических интервалах фанерозоя (от кембрия до кайнозоя), потенциал необходимо связывать не только с пермско-триасовыми и юрскими НГМТ, но и с более древними интервалами разреза, которые могут генерировать УВ до сих пор (в зависимости от их положения). Анализ УВ систем необходимо проводить в пределах крупных тектонических блоков, отделяя области длительного и устойчивого прогибания от относительно более стабильных зон древних платформенных массивов.

Кайнозойская эра отличается значительной тектонической активизацией региона, которая значительно повлияла на миграционные процессы и переформирование существующих залежей. Ярким примером является приток легкой нефти на архипелаге Шпицберген из ловушки экранируемой многолетнемерзлыми породами. Восстановление палеогеографических обстановок – ключ к пониманию и определению свойств НГМТ, положению резервуаров и источников сноса.

Литература

1. 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. Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности. Георесурсы 25, 2 (2023), 75–88.
2. Сулова А. А. Нефтегазоносный потенциал юрских отложений Баренцевоморского бассейна. — М.: Недра, 2021. — 197 с.

ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ И ПРОГНОЗ ТЕРРИГЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ГЕОМЕТРИИ КЛИНОФОРМ

А.В. Мордасова¹, А.В. Ступакова¹, Н.И. Коробова¹, А.А. Суслова¹

¹МГУ имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Клиноформенные толщи широко распространены по всему миру и встречаются в карбонатных и терригенных отложениях широкого стратиграфического диапазона. В клиноформенных толщах разного возраста в пределах различных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) открыты залежи нефти и газа. Наиболее широко известным примером являются нижнемеловые клиноформы Западно-Сибирского НГБ, в которых открыты уникальные месторождения нефти и газа. Несмотря на то, что нефтегазоносность клиноформенных отложений не является чем-то исключительным, универсальные подходы к прогнозу природных резервуаров в косослоистых толщах разного возраста и в различных осадочных бассейнах не выработаны по сей день. Помимо того, что клиноформенные толщи могут потенциально содержать природные резервуары нефти и газа, они также являются ценным источником информации о направлении сноса осадочного материала, палеогеографии и об относительных изменениях уровня моря, что особенно важно при отсутствии каменного материала на региональном этапе геолого-разведочных работ.

На основе анализа нижнемеловых клиноформам Баренцева моря, Широтного Приобья и олигоцен-нижнемиоценовых клиноформ Восточного Предкавказья разработан методический подход к изучению клиноформенных толщ, включающий в себя три этапа и решающий три задачи (рис. 1):

- 1) Строение и типы клиноформ;
- 2) Условия формирования клиноформ;
- 3) Прогноз природных резервуаров и литологических ловушек в клиноформах.



Рис. 1. Схема комплексного методического подхода к исследованию клиноформенных толщ.

Строение и типы клиноформ

Клиноформа – клиновидная разрезе толща, формирующаяся в склоновой части палеобассейна седиментации за один цикл колебаний относительного уровня моря (по Стратиграфический кодекс..., 2005, с изменениями). Под понятием «клиноформа» понимают также профиль отложений, имеющий сигмовидную форму, накопившийся на склоне приёмного бассейна путём бокового наращивания слоёв. В более широком смысле под термином «клиноформа» также можно понимать косые отражения на сейсмическом разрезе независимо от состава слагающих отложений – и терригенных, и карбонатных.

В клиноформе выделяется 3 синхронные части: верхняя, самая мелководная часть – ундаформа, склон и нижняя, самая глубоководная часть – фондоформа (Mitchum et al. 1977; Гогоненков, 1988). Точка перегиба между ундаформой и склоном называется бровкой, а между склоном и фондоформой – подножием.

Серия клиноформ, накопившихся последовательно и отделённых от вмещающих толщ субпараллельными границами, называется клиноформенной толщей. Основным источником информации о геометрии клиноформ являются сейсмические данные, увязанные со скважинной информацией: каротажом, стратиграфическими разбивками, палеонтологическими находками – и на первом этапе выявляется кровля и подошва клиноформенного сейсмостратиграфического комплекса (ССК) – аналога клиноформенной толщи на сейсмическом разрезе. Кровля и подошва клиноформенного ССК определяются на основе анализа характерных признаков несогласий на сейсмических разрезах – по типу подошвенного прилегания, кровельного прилегания, подошвенного налегания и эрозионного срезания.

Клиноформы накапливаются путём бокового наращивания слоёв и их высота от бровки до подошвы указывает на глубину водоёма, в котором они формируются (рис. 2). Прибрежные клиноформы характеризуются высотой в первые метры – первые десятки метров и формируются на побережье морского бассейна или озера. К бровке этих клиноформ приурочена береговая линия. Клиноформы проделты полностью формируются в подводных обстановках и характеризуются высотой в десятки метров. Клиноформы шельфа имеют высоту в первые сотни метров и накапливаются на склоне шельфа, а их бровки приурочены к границе мелководного и относительно глубоководного шельфа (Ступакова и др., 2023). Самые крупные клиноформные тела, высотой до первых километров – клиноформы континентального склона – формируются на современных пассивных окраинах континентов (Pellegrini et al., 2020). Высота клиноформ на сейсмических разрезах определяется как разница между глубиной залегания бровки и подошвы клиноформы на профилях, выровненных на кровлю клиноформенного ССК.

Траектория бровки клиноформ различного масштаба является результатом изменения относительного уровня моря. Вертикальная и горизонтальная миграция бровки клиноформы

указывает на смещение различных сред осадконакопления во времени (Helland-Hansen, Hampson, 2009). Траектории бровок клиноформ шельфа подразделяются на регрессивные восходящие и нисходящие (плоские – как частный случай), трансгрессивные и невыраженные.

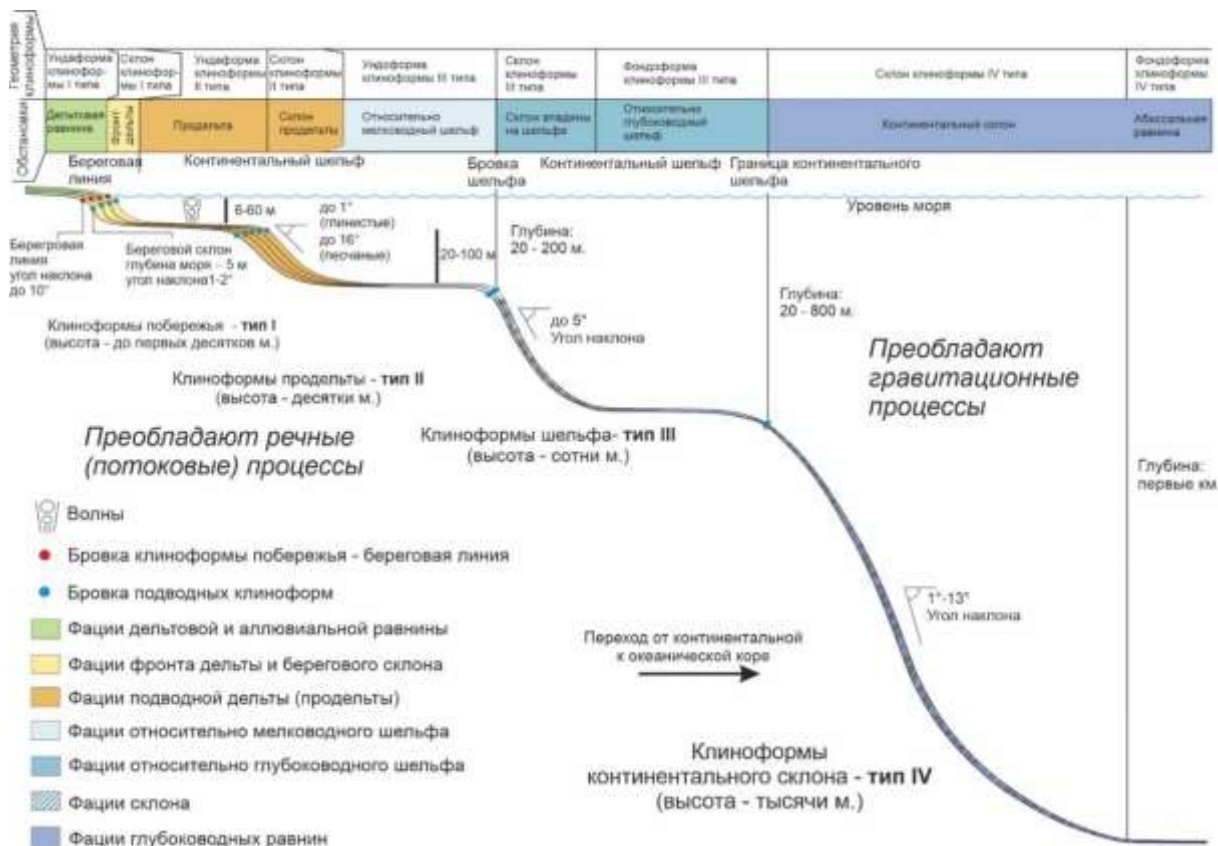


Рис. 2. Схема формирования клиноформ разного масштаба и их палеогеографическая интерпретация.

В качестве примера типизации клиноформ по высоте, геометрии и траектории бровок на основе сейсмических данных рассмотрим верхнеюрско-нижнемеловые клиноформы в разрезе Баренцевоморского шельфа (Мордасова и др., 2019; Mordasova et al., 2024). Выделенные пять сейсмических типов клиноформ формировались в различных палеогеографических условиях: клиноформы высотой менее 150 м связаны с подводной частью дельты, а более 150 м – со склоном относительно глубоководной впадины на шельфе. Среди шельфовых клиноформ по форме выделены тангенциальные, сигмовидные, косые (со срезанной ундаформой) и пологие клиноформы, которые формировались в разные этапы изменения уровня моря.

Условия накопления клиноформ

После корреляции клиноформенных ОГ по сети 2Д-профилей или по 3Д-сейсмическим данным строятся карты толщин (или карты временных толщин), которые ограничены областью распространения каждой клиноформы. Область распространения может быть ограничена эрозионным срезанием, подошвенным прилеганием, кровельным прилеганием или налеганием.

Каждый из этих типов контактов и положение бровок выносятся на карту толщин. В результате можно оценить направление сноса осадочного материала и ограничить различные палеогеографические зоны (Patruno, Helland-Hansen, 2018; Мордасова и др., 2019).

Клиноформы характеризуются увеличенными мощностями в области склона, увеличение мощности в подножии клиноформ может быть связано с конусами выноса. Подошвенное прилегание на карте указывает на область перехода от склона к фондоформе, а бровка – от ундаформы к склоновой части. По направлению бровка-подошвенное прилегание можно установить направление сноса обломочного материала. Кровельное прилегание характерно для тангенциальных клиноформ и указывает на положение береговой линии во время высокого стояния уровня моря или его падения. Налегание наблюдается в ундаформе сигмовидных клиноформ и указывает на близость палеосуши и рост уровня моря. Кровельное срезание говорит о более позднем размыве ундаформы во время регрессии. Смещение бровок клиноформ шельфа указывает на смещение области мелкого шельфа, а смещение бровок прибрежных клиноформ – на продвижение береговой линии в сторону моря.

В готерив-барремских шельфовых клиноформах Баренцевоморского шельфа разрез ундаформы по диаграммам ГИС и керновому материалу характеризуется увеличением зернистости вверх по разрезу и наличием в разрезе как остатков высшей растительности, так и морской фауны, и формировался в прибрежно-морских обстановках (Мордасова и др., 2019; Marin et al., 2017). Для склона клиноформ шельфа по разрезам скважин характерны увеличенные мощности, монотонный глинистый состав, морская фауна, что говорит об мелководно-морских и склоновых условиях. В подножии пологих клиноформ шельфа выявлены высокие концентрации органического вещества, пиритизация и остатки раковин хорошей сохранности, характерные для относительно глубоководных впадин на шельфе.

Прогноз природных резервуаров и литологических ловушек в клиноформах

На основе типизации клиноформ и литолого-фациального анализа разработаны критерии поиска природных резервуаров и ловушек на примере нижнемеловых клиноформенных продуктивных толщ Приобского месторождения Западно-Сибирского НГБ (Бабина и др., 2022). Продуктивные нижнемеловые клиноформы Широкого Приобья сносились с Восточно-Сибирской платформы, имеют высоту порядка 150 – 270 м, и накапливались на склоне относительно глубоководной впадины на шельфе. Среди клиноформ по геометрии и траектории бровок выделяются: 1) пологие клиноформы, 2) сигмовидные клиноформы, 3) тангенциальные клиноформы с плоской траекторией и нисходящей траекторией.

На основе литолого-фациального анализа керна и исследований ФЕС установлено, что на Приобском месторождении продуктивные пласты имеют преимущественно турбидитовый и

баровый генезис. Коллектора турбидитового генезиса развиты в пологих клиноформах и в подошве тангенциальных клиноформ с нисходящей траекторией бровок. На картах сейсмических атрибутов для этих природных резервуаров характерна конусовидная форма и наличие подводящих каналов на склоне. Коллектора барового генезиса приурочены к бровкам тангенциальных клиноформ с плоской и нисходящей траекторией. Продвижение баровых гряд на карте отражает смещение обстановок мелкого шельфа и побережья в сторону бассейна осадконакопления.

Список литературы

1. Бабина Е.О., Калмыков Г.А., Ступакова А.В., Мордасова А.В., Коробова, Н.И., Хотылев О.В., Шарданова Т.А., Хромова Е.В., Гилаев Р.М. (2022). Анализ геометрии и прогноз природных резервуаров в нижнемеловых клиноформах северной части Приобского месторождения. Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. 4, с. 111-130. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-4-111-130>.
2. Г.Н. Гогоненков., Ю.А. Михайлов, С.С. Эльманович. Анализ неокомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки. – Геология нефти и газа. – 1988. -№1 – с. 22-30.
3. Мордасова А.В., Ступакова А.В., Суслова А.А., Ершова Д.К., Сидоренко С.А. (2019). Условия формирования и прогноз природных резервуаров в клиноформном комплексе нижнего мела Баренцево Карского шельфа. Георесурсы, 21(2), с. 63-79. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.63-79>
4. Стратиграфический кодекс России, издание третье, исправленное и дополненное. – 2005. – 96 с.
5. Ступакова А.В., Коробова Н.И., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Сивкова Е.Д., Большакова М.А., Воронин М.Е., Суслова А.А., Карпушин М.Ю., Кожанов Д.Д., Махнутина М.Л., Шевчук Н.С., Богатырева И.Я., Чупахина В.В. Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности. Георесурсы. 2023;25(2):75-88. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6>
6. Helland-Hansen, W., Hampson G.J. Trajectory analysis: concepts and applications/ Basin Research (2009) 21, pp. 454-483.
7. Marin, D., Escalona, A., Sliwinska, K.K., Nøhr-Hansen, H., Mordasova, A. Sequence stratigraphy and lateral variability of Lower Cretaceous clinoforms in the southwestern Barents Sea//AAPG bulletin. – 2017. – Vol. 101, № 9. – P. 1487-1517. DOI: 10.1306/10241616010
8. Mitchum, R.M., JR., Vail, P.R., and Sangree, J.B., 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 6. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation, in Payton, C.,

ed., *Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration*: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26, p. 117–133.

9. Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Suslova A.A., Escalona A.V., Marín D., Gilmullina A. (2024). Sequence stratigraphy and palaeogeography of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous in the Eastern Barents Sea. *Basin Research*, 36(2), e12862. <https://doi.org/10.1111/bre.12862>.

10. Patruno S., Helland-Hansen W. (2018). Clinoforms and clinoform systems: Review and dynamic classification scheme for shorelines, subaqueous deltas, shelf edges and continental margins. *Earth-Science Reviews*, 185, pp. 202-233. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.05.016>.

11. Pellegrini C, Patruno S, Helland-Hansen W, Steel RJ, Trincardi F. Clinoforms and clinothem: Fundamental elements of basin infill. *Basin Res.* 2020; 32: - c.187–205.

СТАДИИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Р.С. Сауткин

Московский государственный университет, Москва

В работе рассматриваются результаты региональных и зональных комплексных исследований, с целью установления этапов формирования ловушек в вендских терригенных резервуарах и определения времени работы УВ систем. Рассмотрены этапы изменения структурного плана, и определены мощности эрозий. На основе полученных данных построены 1Д бассейновые модели.

Определение мощности эрозии проводится на сейсмогеологических профилях (рис. 1) с учётом скважинных данных, где устанавливаются структурные и угловые несогласия, мощность эрозии и места размыва отложений.

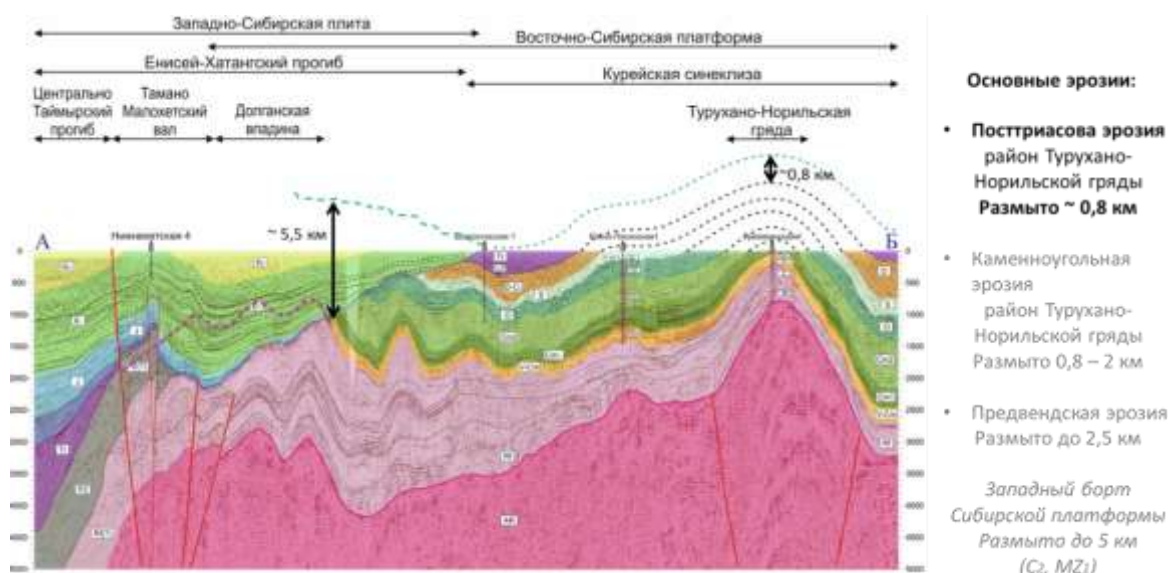


Рис.1. Принципиальная схема определения мощности эрозии

По итогам строится таблица, показывающая изменения мощности эрозий на тектонических элементах (табл. 1).

Мощность мезо-кайнозойских отложений и эрозий можно спрогнозировать по косвенным признакам. Так, в пределах Непско-Ботубинской антеклизы и сопредельных территорий в нижнеюрских отложениях найдены бурые угли (степень углефикации Б₃), что свидетельствует о погружении в мезо-раннекайнозойское время юрских отложений на глубины более 1 км. Литературный обзор катагенетической преобразованности отложений (таблица 2) подтверждает полученные выводы. Преобразованность ОВ (угольных пластов) нижнеюрских отложений на Мирненском выступе и Кемпендяйской впадине одинаковы. Стадия катагенеза Б₃ (ПК₃), соответствует глубинам погружения 1 км и более.

Установление этапов изменения структурного плана продуктивных комплексов во времени проводится на основе серии палеопрофилей, где последовательно происходит выравнивание более молодых отражающих горизонтов в горизонтальную поверхность. По итогу получается серия палеопрофилей с изменением структурного плана продуктивного горизонта во времени (рис. 2), где можно проследить пути миграции и зоны аккумуляции УВ.

Таблица 1. Мощность эрозии Сибирской платформы

	Возраст	I Западный борт Сибирской платформы (предположения)	II Скважина Болгохтохская 1	III Турухан- Норильская гряда	1 Байkitская антеклиз	2 Курейская синеклиза (юг)	3 Непско- Ботуобинская антеклиз	4 Предлатомский прогиб
Эрозия	Pg3-Present	до 1000	?	?	?	?	750	1500
Совр. мощн.	K2-Pg	3100	?	?	?	?	0	0
Исходная мощн.	K2-Pg	4000	?	?	?	?	300	700
Эрозия	J3-K1	?	?	?	?	?	50	100
Совр. мощн.	J	?	?	?	?	?	0-50	0
Исходная мощн.	J	?	?	?	?	?	500	800
Эрозия	T3-J1	3700	150	800	200	350	200	300
Совр. мощн.	T	0	550	0	0	0-300	100	0
Исходная мощн.	T	700	700	700	200	300	300	300
Эрозия	P/T	30	30	50	150	0	160	250
Совр. мощн.	P	0	0	0	0	200	40	100
Исходная мощн.	P	30	30	140	100	250	200	350
Эрозия	C3-P	0	0	0	0	0	100	150
Совр. мощн.	C2-3	0	20	0	0	40	40	50
Исходная мощн.	C2-3	20	20	10	50	40	140	200
Эрозия	C2	2100	200	2100	1050	100	1300	1300
Совр. мощн.	C1-2	0	0	0	?	?	?	?
Исходная мощн.	C1-2	200	200	100	?	?	?	?
Эрозия (???)	C1	?	?	?	?	?	?	300
Совр. мощн.	D	0	700	0	?	?	?	100
Исходная мощн.	D	700	700	400	?	?	?	400
Эрозия (???)	D1	0	0	0	0	0	0	0
Совр. мощн.	O-S	0	1100	0	0	650	0	600
Исходная мощн.	O-S	1100	1100	800	700	700	700	900
Совр. мощн.	V2-Э	0	2900	400	2650	2950	2400	2000
Исходная мощн.	V2-Э	2900	2900	1200	3000	3000	3000	3000
Эрозия	V1/2	0	0	0	0	0	100	0
Совр. мощн.	V1	0	300	80	550	250	0-50	400
Исходная мощн.	V1	300	300	80	550	250	0-150	400
Эрозия	R/V	2500	100	100	500	500	-	500
Совр. мощн.	R	2500	2900	800	2000	2000	-	2000
Исходная мощн.	R	5000	3000	900	2500	2500	-	2500

Структурный план юга Сибирской платформы:

- менялся три раза на границе R/V, D/C1, Pg-N;
- D/C1 и Pg-N изменяли структурный план региона и современных месторождений углеводородов;
- структуры смещались, наклонялись и/или полностью изменяли тип залежи.

Для каждой зоны необходимо рассматривать особенности изменения структурного плана: Курейская синеклиза – формирование инверсионных валов. Хорошо видны на региональных профилях. Зачастую бурение ставят в инверсионный вал (купол современной антиклинали) – сухая скважина, поскольку залежи на современном склоне – в палеоподнятии. При бурении промышленный приток углеводородов. Восточный склон Непско-Ботуобинской антеклизы – смещение антиклинальных поднятий. Сложно воспринимаются в региональном масштабе, малоамплитудные изменения структурного плана с «мигрированием» структур в 20-50 км зоне.

Бурим в антиклиналь, открываем месторождения, но возникают сложности с прогнозом нефтегазоносности по площади и разрезу. При детальном изучении изменения структурного плана отражают современное распространение углеводородов и помогают в выборе зон для эксплуатационного бурения.

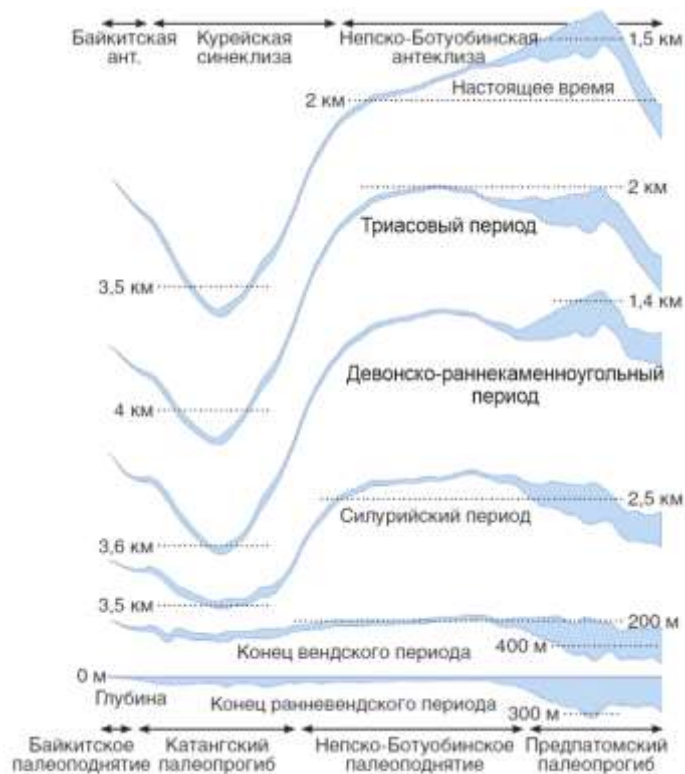


Рис. 2. Принципиальная модель эволюции структурного плана вендского продуктивного комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы.

Следующим шагом, основанным на мощности современного разреза и восстановлении эродированных отложений строится модель прогрева для каждого тектонического элемента, с целью установлении времени работы очага генерации УВ и НГМТ участвующих в нефтегазоносности (рис. 3).

Курейский очаг генерации – среднерифейские НГМТ выработали нефтегазоматеринский потенциал в среднем кембрии. Верхнерифейские НГМТ закончили генерировать УВ в позднем кембрии (необходимо отметить, что наличие рифейских НГМТ достоверно не установлено, данные используются по аналогии с Байкитской антеклизой). Углеводороды из рифейских НГМТ скорее всего не сохранились или остались в незначительном количестве из-за разрушения во время региональной перестройки в девонско-раннекаменноугольное время (Никишин, 2021; Короновский, 2024, Фролов, 2014). Вендские НГМТ генерировали нефть в раннепалеозойское время, а генерация газа началась в позднем палеозое. С большой долей вероятности генерация газа ненадолго возобновилась в позднемозозойское время, когда НГМТ практически полностью выработали нефтегазоматеринский потенциал.

Таблица 2. Степень преобразованности ОБ верхней части разреза

	колонка	возраст отложений	градация катагенеза	по витриниту в воздухе (в масле), %	по марке угля	по классификации Янаскурга	современная глубина подошвы слоя	мощность
Мирнинский выступ	1	вакунайкинск	ПКЗ*		нет угля		100	0-120
	1	J1 укугутская	ПКЗ		БЗ		200	90-110
	1	P2kz-t	ПКЗ-МК1*				310	100-120
	1	P1ar-P2u	ПКЗ-МК1*				400	60-120
	1	P1a-s	МК1		Д		570	150-180
Кемпендяйская впадина	2	K1-2	ПК2*				85	85
	2	K1b-a	ПК2*		нет угля		485	400
	2	J3o-tt	ПК2		Б2		585	до 180
	2	J2k	ПК2*		нет угля		730	140-155
	2	J2a-bt	ПК2*		Б		880	140-160
	2	J1t	ПК2*		нет угля		1020	120-150
	2	J1g-p	ПКЗ*		нет угля		1120	100-120
	2	P2t	ПКЗ*		нет угля		1200	0-70
кемпендяйская впадина (точка глубже)	3	K1-2	ПК2*		нет угля		600	600
	3	K1b-a	ПКЗ	6,9 (0,48)	БЗ		1100	500
	3	J3o-tt	ПКЗ		БЗ		1200	до 180
	3	J2k	ПКЗ*		нет угля		1350	140-155
	3	J2a-bt	ПКЗ*				1500	140-160
	3	J1t	ПКЗ*				1550	120-150
	3	J1g-p	ПКЗ*		нет угля		1650	100-120
	Т мощность 100 м							
	3	P2t2	МК1	7,1 (0,51)	МК1		1950	200
	3	P2t1	МК1*				1980	30
	3	P2kz-ur	МК1*		нет угля (1 прослой)		2000	20
	Р1 мощность 300 м							
	3	P1a-s	МК1*				2400	100
Хапчагайский вал	4	K1b	МК1	7,2 (0,55)			190	180-190
	4	J3km-tt	ПКЗ			+	360	170-180
	4	J3o	ПКЗ			+	450-470	80-120
	4	J2k	ПКЗ-МК1			+	550-590	100-120
	4	J2a-bt	МК1			+	660	110-170
	4	J1t	МК1			+	710	40-80
	4	J1g-p	МК1			+	790-860	58-150
	Т мощность 1100 м (МК1-МК2*)							
	4	P2t2	МК2	7,8 (0,70)			2230	300
	4	P2t1	МК2*				2480	250
	4	P2kz-ur	МК3*		нет угля (1 прослой)		2800	300
	4	P2u	МК3*				3200	400
	Р1 мощность 1200 (МК4-МК5*)							
	4	P1a-s	АК1*				4800	400

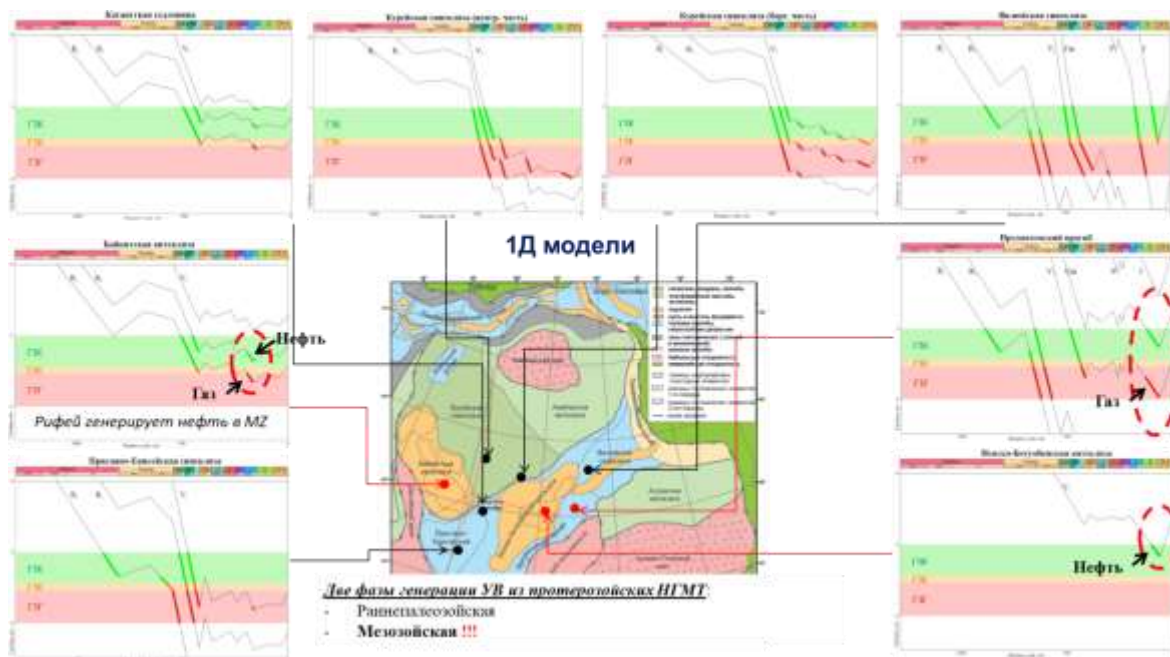


Рис. 3. Результаты 1Д бассейнового моделирования в основных тектонических элементах юга Сибирской платформы

Предпатомский (Нюйско-Джербинский) очаг – рифейские НГМТ выработали свой нефтегазовый потенциал уже в поздневендское время, когда еще не было ни осадочных толщ, ни ловушек, способных аккумулировать УВ. Однако, на месторождениях Мирнинского выступа встречаются следы рифейских УВ, установленные по биомаркерному анализу (Абля, 2002). Несмотря на это, рифейские НГМТ нельзя рассматривать как основные источники УВ в юго-восточной части Сибирской платформы. 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 наличия газоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой, часто не превышающей 10 метров, а порой их толщина всего 2-5 метров в юго-восточной части Непского свода и Мирнинского выступа.

Отдельно стоит обсудить Байкитский очаг генерации, поскольку он является главным поставщиком углеводородов для уникальной по запасам и ресурсам Юрубчено-Тахомской зоны нефтегазоаккумуляции. Среднерифейские НГМТ начали здесь 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 МК5 (середина газового окна). В кайнозойское 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. По данным КрасноярскНИПИнефть (Болдушевская, 2024) генерация УВ могла продолжаться до неогена, что не противоречит данным авторов. Вендские НГМТ погружались на начальные стадии мезокатагенеза, генерируя незначительное количество УВ.

Таким образом:

- Изменение структурного плана привело к увеличению площади ЮВ склона.
- НБА. Юрско-меловое осадконакопление до 1,5-2 км запустило вторую фазу генерации протерозойских НГМТ в мезозойское время.
- Переформирования залежей объясняют большое количество остаточной нефти по всему разрезу.
- Современное строение залежей ГК с нефтяной оторочкой косвенно подтверждает наличие второй фазы генерации. В противном случае при изменении структурного плана и переформировании залежи первым уходят и разрушаются газовые залежи.
- Приход больших объёмов газа после основной структурной перестройки образует новые месторождения УВ на месте «старых».
- Месторождения нефти и газа Восточной Сибири сосредоточены в области развития юрских отложений и по их бортам, т.е. там, где происходила вторая фаза генерации УВ из протерозойских НГМТ в мезозойское время.



Рис. 4. Расположение месторождений нефти газа Сибирской платформы сосредоточены в области палеоразвития юрских отложений и по их бортам

Литература

1. Короновский Н.В. Геология России и сопредельных территорий. Издание 2-е. 2024. С – 230.
2. Никишин А.М. Геология России и сопредельных территорий. Часть 2. Восточная Сибирь, Дальний Восток, Восточная Арктика, Тетический пояс. 2021, 562 с.
3. Абля Э.А. Состав нефти и динамика развития углеводородных систем // К созданию общей теории нефтегазоносности недр. — Т. 1. — ГЕОС Москва Издательство Московского университета, г. Москва: 2002. — С. 8–12.
4. Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Крылов О.В., Ахманов Г.Г., Жукова Е.В. Север Восточной Сибири: Геология, нефтегазоносность, обстановки седиментации вендско-кембрийских формаций. ООО Геоинформмарк. Москва, 2014. — 192 с.
5. Болдушевская Л.Н., Фадеева С.В., Гончаров И.В., Трушков П.В., Самойленко В.В., Веклич М.А., Красильникова Н.Б., Савчик Д.М., Рудая Г.Ю., Турова А.Б., Николаева Ю.Л. Нефтематеринские свойства и корреляция органическое вещество пород-нафтиды ирэмэкэнской толщи верхнего рифея Камовского свода Кайкитской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. № 1, 2024. С. 117-132. DOI: 10.15372/GiG2023176

ПЛАНИРОВАНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПРИ РАЗНОМАСШТАБНОЙ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ФОРМАЦИИ

Н.С. Балущкина ¹, Г.А. Калмыков ¹, И.Я. Богатырева ², Ю.А. Коточкова ¹

¹*Геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова*

²*Фонд НИР*

В связи с назревшей необходимостью в оценке возможностей освоения нетрадиционных запасов высокоуглеродистых формаций (баженовская, доманиковая, хадумская и др.), требуется разработка и внедрение в практику поисково-разведочных работ усовершенствованных технологий их системного исследования и прогнозирования нефтегазоносности. В настоящее время таких технологий и приемов, доказавших свою эффективность, не разработано даже для крупнейшей в Мире баженовской высокоуглеродистой формации (БВУФ).

Уникальность и недоизученность резервуаров и сформированных скоплений углеводородов в БВУФ делают невозможным прямое применение существующих комплексных видов исследований и этапности нефтепоисковых работ. Общепринятые геолого-геофизические мероприятия и их последовательность применительно к БВУФ могут быть недостаточными, избыточными или вовсе неинформативными. Это объясняется тем, что в нетрадиционных отложениях не всегда понятно какие именно параметры ответственны напрямую за нефтегазоносность и требуют обязательного анализа и учета, а какие, наоборот, являются косвенными и несущественными. Также актуальной является задача разработки наиболее рационального для каждой стадии нефтепоисковых работ комплекса исследований.

Реальные количества флюида, доступного для разработки в БВУФ, определяются наличием и объемами резервуаров и подвижностью углеводородов в системе порового пространства коллекторов.

В высокоуглеродистых отложениях понятия коллектора, нефтенасыщенной породы и резервуара имеют свою специфику.

Нефтегазонасыщенная высокоуглеродистая порода – это высокоуглеродистая порода, в поровом пространстве которой содержатся свободные, способные к миграции (миграционные) углеводороды, утратившие связь с исходным материнским веществом. Идентификация нефтенасыщенных пород проводится по геохимическим параметрам органического вещества.

Если в поровом пространстве пород не содержатся миграционные углеводороды, то такая порода является неколлектором. Неколлекторы слагают в БВУФ межрезервуарные флюидопоры.

Нефтенасыщенная порода, объем порового пространства которой достаточен для обеспечения притока углеводородов в скважину, является *естественным коллектором*. Эта величина получена эмпирически и составляет около 5,8% для матричной пористости.

Нефтенасыщенная порода, объем порового пространства которой не достаточен для обеспечения притока углеводородов в скважину без дополнительных геолого-технических мероприятий, является *низкоемким коллектором или полукolleктором*. Наиболее близким к полукolleктору понятием является открытый Б.В. Филипповым между коллектором и крышкой промежуточный слой в традиционных резервуарах – «породы, содержащие подвижные углеводороды в свободной фазе в количествах, отличных от фоновых значений». Характерная их особенность – не отдают содержащиеся в них углеводороды в промышленных дебитах [2].

В БВУФ литологического разграничения коллекторов, неcollectоров и полукolleкторов нет.

Нетрадиционный резервуар высокоуглеродистых пород — это геологическое тело, представляющее собой ассоциацию нефтегазонасыщенных высокоуглеродистых пород коллекторов, полукolleкторов и частично неcollectоров, в котором содержатся свободные углеводороды и которое ограничено межрезервуарными флюидопорами.

Наибольший вклад в нефтегазонасыщенность вносят резервуары, по своим свойствам наиболее близкие к традиционным гранулярным- *«псевдогранулярные»*. Они имеют ограниченное площадное распространение, преимущественно вдоль склонов локальных структур, приурочены к участкам развития улучшенных емкостных свойств в низкоглинистых пластах: кремнистых, карбонатных и фосфатных. Характерная их особенность - сильно изменчивые и слабо прогнозируемые по латерали коллекторские свойства. В объеме резервуара чередуются в разных соотношениях коллекторы и полукolleкторы, неcollectоры занимают подчиненное положение.

«Сланцевые резервуары» практически невозможно диагностировать визуально в керне. Они не имеют литологических границ, слагаются высокоуглеродистыми нефтенасыщенными породами с низкой пористостью - полукolleкторами, реже неcollectорами. Притоки из них возможны после ГРП или других геолого-технических мероприятий. В структуре пустотного пространства преобладают микронные межагрегатные и внутрикерогеновые поры. Площадное распространение «сланцевых» резервуаров может быть весьма значительным, т.к. они формируются в зонах повышенного катагенеза (МК2-3 и выше). Именно о подобных резервуарах идет речь чаще всего, когда говорится о разработке сланцевой нефти в США.

Трещинно-каверновые резервуары – редки, приурочены к локальным участкам тектоно-гидротермальной проработки, которые маркируются положительными катагенетическими аномалиями.

Все резервуары БВУФ являются вторичными, формируются на разных этапах литогенеза, имеют свои особенности внутренней архитектуры и площадного распространения. Высокоуглеродистые осадки формируются как будущие флюидоупоры и нефтегазоматеринские отложения с низкими ФЕС. Распределение в них участков промышленного скопления подвижных углеводородов, изменчивость коллекторских свойств слагающих пород, не имеют прямого литофациального контроля. Любая порода БВУФ в зависимости от ее геологической истории может быть и коллектором и неколлектором даже в соседних разрезах. Основой прогнозирования наличия и свойств нетрадиционных резервуаров является не параметры среды осадконакопления, а оценка неравновесного влияния факторов катагенеза и тектоно-гидротермальной деятельности на отложения в разных структурно-фациальных зонах бассейна.

Неоднородность мегарезервуара БВУФ обусловлена присутствием в его объеме разномасштабных природных пустотных объемов, содержащих подвижные углеводороды. Систематика этих объемов и приведена на схеме (Рисунок 1).

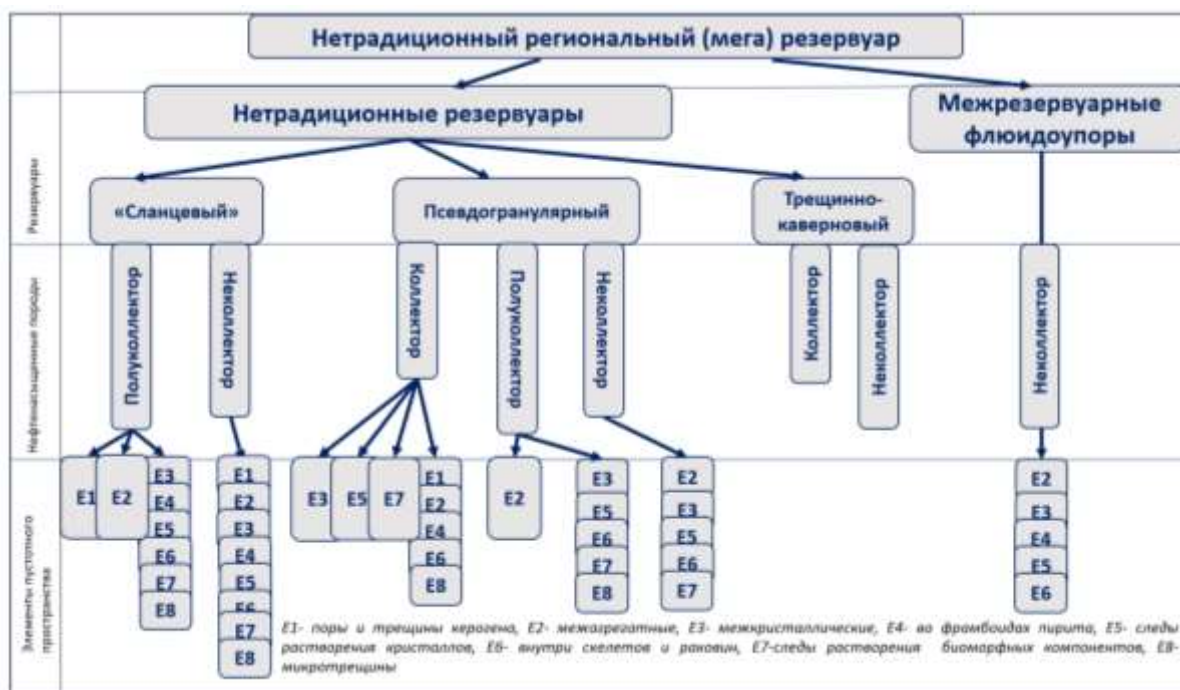


Рисунок 1. Разномасштабная неоднородность регионального резервуара БВУФ

Мегарезервуар охватывает почти всю территорию осадочного бассейна и представляет собой совокупность нетрадиционных резервуаров и разделяющих их межрезервуарных флюидоупоров.

Каждый нетрадиционный резервуар, в свою очередь, складывается набором пород коллекторов, полуколлекторов и реже неколлекторов. Самая мелкая по масштабу неоднородность проявляется на уровне элементов матричного пустотного пространства: широкий спектр пор диагностируется и в коллекторах, и в неколлекторах, и полуколлекторах.

Однако коллекторы отличает преобладание макропор в структуре пустотного пространства, полуколлекторы отличает преобладание пор керогена и межагрегатных среди широкого спектра микропор.

Такая систематика разномасштабных нефтенасыщенных объемов в БВУФ является основой для построения трехмерных геологических моделей и оценки ресурсной базы. Она позволяет сформулировать четкие требования к степени детализации строения резервуара и прогноза нефтегазонасности на разных этапах геологразведочного процесса. Для каждого уровня неоднородности задаются объекты прогноза и конкретизируются решаемые задачи, подбираются соответствующие методы и комплексы видов работ.

На *региональном этапе* оценке подлежит, главным образом, структурное строение БВУФ и изменчивость этого строения. На этом этапе БВУФ выделяется по данным сейсмометрии и ГИС, оценивается глубина погружения кровли и подошвы отложений, мощность, принадлежность к структурам первого порядка и степень регионального катагенеза, связанного с погружением отложений.

Размеры выделяемых структурно-фациальных зон варьируют в пределах $n \cdot 10\,000 \div n \cdot 100\,000 \text{ км}^2$. Каждая структурно-фациальная зона имеет типовое строение разреза, для каждой зоны характерно индивидуальное соотношение литологических пластов и закономерности их площадного распространения.

В качестве источника информации выступает комплекс всех ранее выполненных геолого-геофизических исследований, результаты параметрического бурения, либо результаты геолого-разведочных работ на традиционные объекты.

На *региональном этапе* изучения возможно выделение территорий, перспективных для развития «сланцевых» резервуаров – «sweet spots». Это территории, в которых катагенез погружения превышает градации МК2.

На *зональном этапе* объектами прогноза являются перспективные участки, в пределах которых ожидается развитие одного или нескольких типов нетрадиционных резервуаров, с которыми связаны залежи. Размеры прогнозируемых участков составляют $n \cdot 1000 \text{ км}^2 \div n \cdot 10\,000 \text{ км}^2$.

Основными факторами формирования резервуаров выступают: палеогеографические обстановки, благоприятные для формирования радиоларитов, фосфоритов и разнообразных карбонатов, локальные положительные катагенетические аномалии, зоны гидротермальной проработки отложений. Каждый из этих факторов в разной степени вносит свой вклад в формирование резервуаров, а их совокупное влияние в каждой точке отражено на карте вероятности обнаружения резервуара (Рисунок 2).

Реконструкция палеогеографических обстановок, выявление катагенетических аномалий и выявление участков гидротермальной проработки проводится с использованием данных 3Д сейсморазведки и поискового бурения. Результатом интерпретации ограниченного комплекса ГИС является литофизическая типизация и поплавовая корреляция отложений в каждой структурно-фациальной зоне. Результаты исследований керна и структурные построения позволяют выделить аномалии катагенеза и следы гидротермальных процессов [1], а привлечение данных магнито- и гравиразведки позволяет судить о структурно-вещественном строении фундамента и обусловленных этим строением гидротермальных системах.

Оконтуривание зон ожидаемой промышленной продуктивности проводится на следующем, *локальном этапе* геолого-разведочных работ. Основные задачи этапа- обоснование площадных подсчетных параметров и прогноз площадного развития коллекторов, полуколлекторов и неколлекторов. Объектами прогноза являются искомые залежи и составляют по размерам $n \text{ км}^2 \div n \cdot 1000 \text{ км}^2$. Материалами для работы на локальном уровне являются, прежде всего, данные испытаний и эксплуатации скважин, пластовые давления и температуры, результаты интерпретации расширенного комплекса ГИС с выделением в разрезах пород, содержащих подвижный флюид, результаты расширенного (для продуктивных скважин) и стандартного (для непродуктивных скважин) комплекса исследований керна и пластовых флюидов.

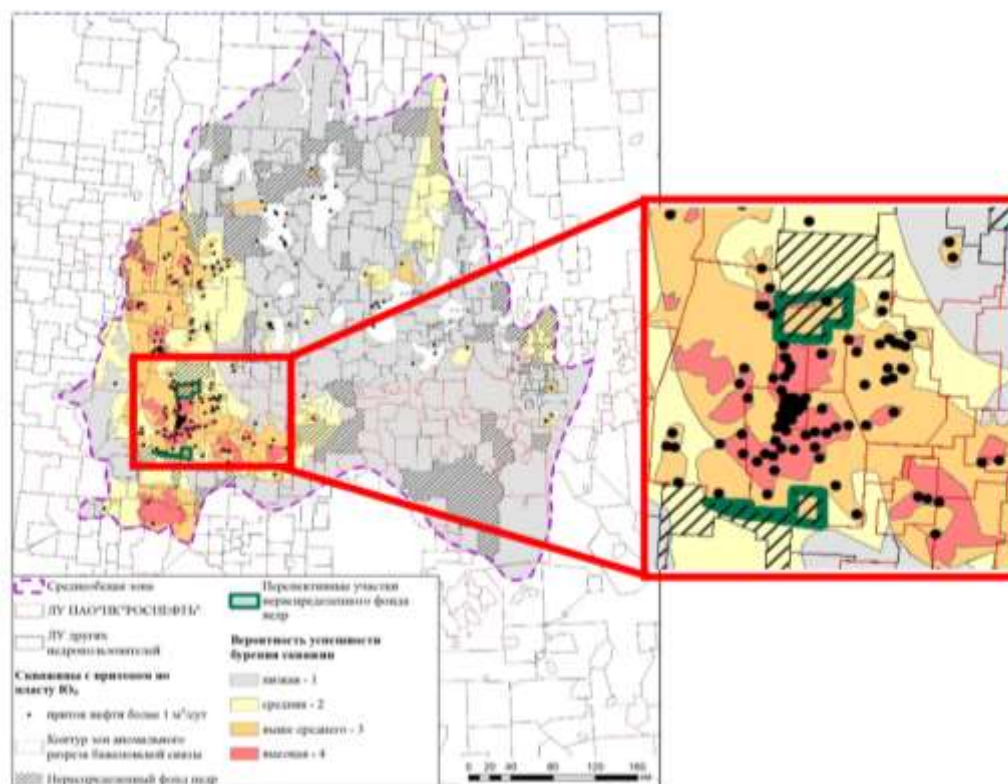


Рисунок 2. Ранжирование части территории развития БВУФ по вероятности обнаружения резервуара

На *скважинном и породном этапах* работы проводятся в масштабе колонки керна для решения следующих основных задач - обоснование линейных подсчетных параметров и подсчет линейных запасов, построение петрофизических интерпретационных моделей коллекторов и оценка степени подвижности углеводородов (флюидодинамические модели) порового пространства [3]. Решение этих задач возможно только при исследовании разрезов продуктивных скважин или неиспытанных скважин, в которых по результатам исследований керна выделены нефтенасыщенные породы. Если же исследуется керн непродуктивных скважин, то получаемые данные являются базой для построения разномасштабных моделей строения БВУФ.

Микроуровень – это работы по моделированию структуры пустотного пространства коллекторов и полукolleкторов. Размеры изучаемых объектов: $n \cdot \mu\text{м} \div n \text{ мм}$. Исследования на микроуровне необходимы для планирования процесса разработки залежей и подбора оптимальных способов разработки в зависимости от модели/моделей пустотного пространства. Модели строятся по результатам специализированных исследований коллекции образцов керна продуктивных отложений с применением методов растровой электронной микроскопии и рентгеновской микротомографии.

Таким образом, учет разномасштабной неоднородности БВУФ является основой для рационального планирования ГРП. Для каждого уровня неоднородности задаются объекты прогноза соответствующего масштаба на каждом этапе и конкретизируются решаемые задачи, подбираются методы и виды работ. Реализуя такой подход возможно существенно оптимизировать геолого-разведочный процесс как для БВУФ, так и для ВУФ других нефтегазоносных бассейнов.

Литература

1. Способ прогноза наличия залежей подвижной нефти в баженовских отложениях на основе выявления катагенетических аномалий. Патент RU2798146C1. Авторы: Балущкина Н.С., Богатырева И.Я., Волянская В.В, Иванова Д.А., Калмыков А.Г., Г.А., Майоров А.А., Осипов С.В., Фомина М.М., Хотылев А.О.
2. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. Л.: Недра, 1967. 124 с.
3. Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. Москва: ГЕОС. 2017. 246 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

М.Е. Воронин

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва

Объектом исследования является территория Восточного Предкавказья, которая является одним из старейших регионов нефтедобычи России, и имеет хорошо развитую инфраструктуру. Обеспечение нового ресурсного потенциала старейшей нефтегазоносной территории связывают с относительно малоизученными глубокопогруженными мезозойскими отложениями.

Одним из перспективных и малоизученных комплексов является ниже-среднеюрский. Данные отложения изучались в 60-90 годы Назаревичем Б.П., Стафеевым А.Н., Пановым Д.И., Летавиным А.И и многими другими исследователями. В юрских отложениях открыто достаточно большое количество залежей углеводородов, однако границы распространения и условия накопления отложений до конца не изучены.

Целью работы является уточнение границ распространения и реконструкция условий осадконакопления нижней и средней юры Восточного Предкавказья.

Юрский комплекс Восточного Предкавказья представлен всеми тремя отделами. Комплекс распространен в пределах Восточного Предкавказья не повсеместно. Стоит отметить достаточно сложную границу распространения комплекса. По скважинным данным и результатам интерпретации сейсморазведки, были уточнены границы распространения юрского комплекса. Наблюдается общее сокращение мощностей юрских отложений с севера, Зоны Манычских прогибов в сторону ногайской ступени. В сторону Кряжа Карпинского по региональному профилю Reg01 прослеживается сокращение мощности нижеюрского комплекса с дальнейшим выклиниванием на северном борту Манычского прогиба. В южном направлении мощность верхнеюрского комплекса постепенно сокращается и в зоне сочленения Прикумской системы поднятий и Ногайской ступени выклинивается. Результаты сейсмической интерпретации подтверждаются скважиной Каясулинская 4, которая расположена в северной части Ногайской ступени. Юрские отложения там отсутствуют. В западном направлении комплекс эродируется в сторону Ставропольского свода и отчетливо прослеживается по окончанию пермо-триасовому грабенообразному прогибу. В скважине Бойчаровская 2 юрский комплекс полностью отсутствует (Рисунок 1).

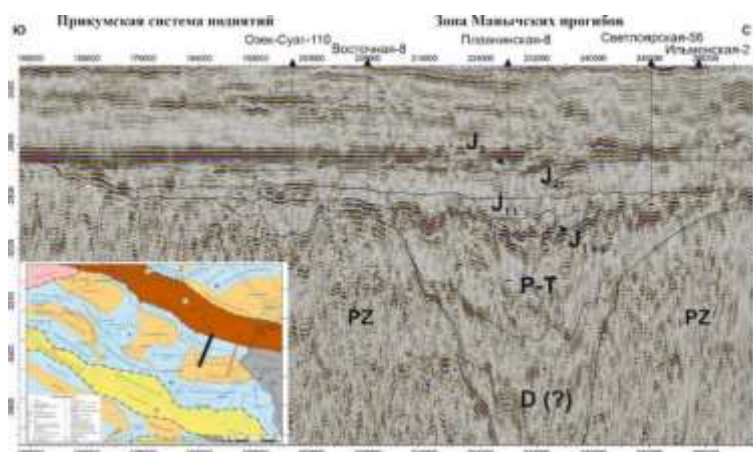


Рисунок 1. Региональный сейсмический профиль REG01 (интерпретация юрского комплекса)

По результатам интерпретации профилей и скважинных данных были построены карты толщин для нижнеюрских и среднеюрских пород (Рис 2). Нижнеюрские породы имеют ограниченное распространение. Комплекс имеет субширотную ориентировку. Прослеживается три основных депоцентра, «северный», «центральный», «южный». Мощности достигают 300 метров. Среднеюрские отложения имеют более обширное распространение, мощности увеличиваются в северо-восточном направлении в сторону Кряжа Карпинского.

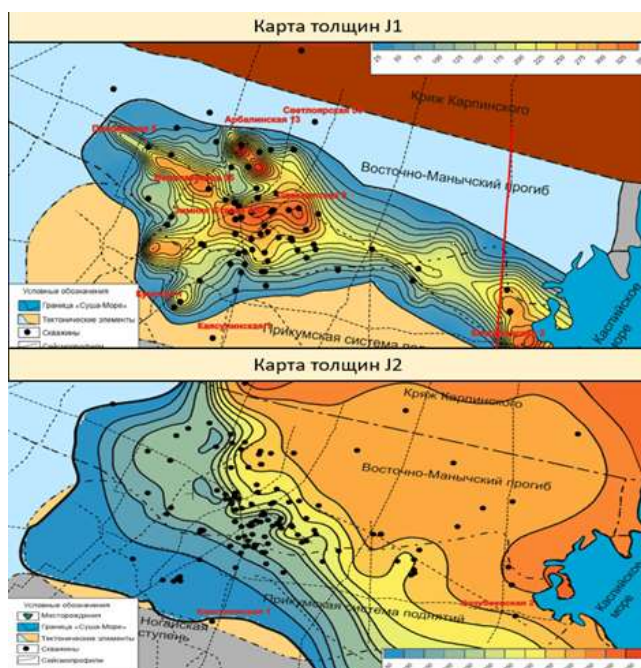


Рисунок 2. Региональный сейсмический профиль REG01 (интерпретация юрского комплекса)

Для прогноза новых перспективных зон скопления УВ необходимо понимание закономерностей распространения пород коллекторов и флюидоупоров. Необходимо восстановить условия образования осадочных толщ. В реконструкцию условий осадконакопления было положено изучение вещественного состава опорных разрезов, обнажений, выявление цикличности в скважинах по данным ГИС и керн.

При выполнении задач было решено применить циклический анализ. Цикличность, как свойство циклических процессов, представляет собой закономерную последовательность геологических явлений. Результатом такого процесса является формирование циклически построенных толщ – осадочных комплексов – за счет взаимодействия тектонических, палеогеографических факторов и изменения уровня моря. Трансгрессивные толщи имеют преимущественно алевро-глинистый состав. Регрессивные толщи сложены, преимущественно алевро-песчаными породами.

Было выделено четыре трансгрессивно-регрессивных цикла осадконакопления (Рис 3). Первый цикл приурочен к «гетанг-сенимюр-плинсбахскому» возрасту изменяется от 15 до 200 метров, наибольшие мощности приурочены к основным депоцентрам нижнеюрского возраста, цикл сформирован в обстановках аллювиальной равнины, второй цикл «тоар-ааленского» возраста имеет более равномерное распределение мощностей, максимальные значения достигают 100 метров, приурочены к осевой части Восточно-Манычского прогиба. Цикл сформирован в переходных обстановках от морских к континентальным. Третий цикл «байосский», увеличивается в мощности в сторону Кряжа Карпинского, максимальные значения достигают 300 метров. Цикл сформирован в прибрежно-морских обстановках. Четвертый, байосско-келловейский цикл, имеет схожую конфигурацию с третьим циклом, мощности изменяются до 250 метров, цикл накапливался в мелководно морских обстановках.

Перспективными на поиск УВ являются регрессивные части гетанг-сенимюр-плинсбахского и байосского возраста. Коллекторы сложены преимущественно песчаниками. В нижнеюрских отложениях наилучшие перспективы связаны с участками максимальных толщин, которые достигают более 100 метров. В среднеюрских отложениях наилучшие коллектора увеличиваются в северо-восточном направлении и достигают 200 метров.

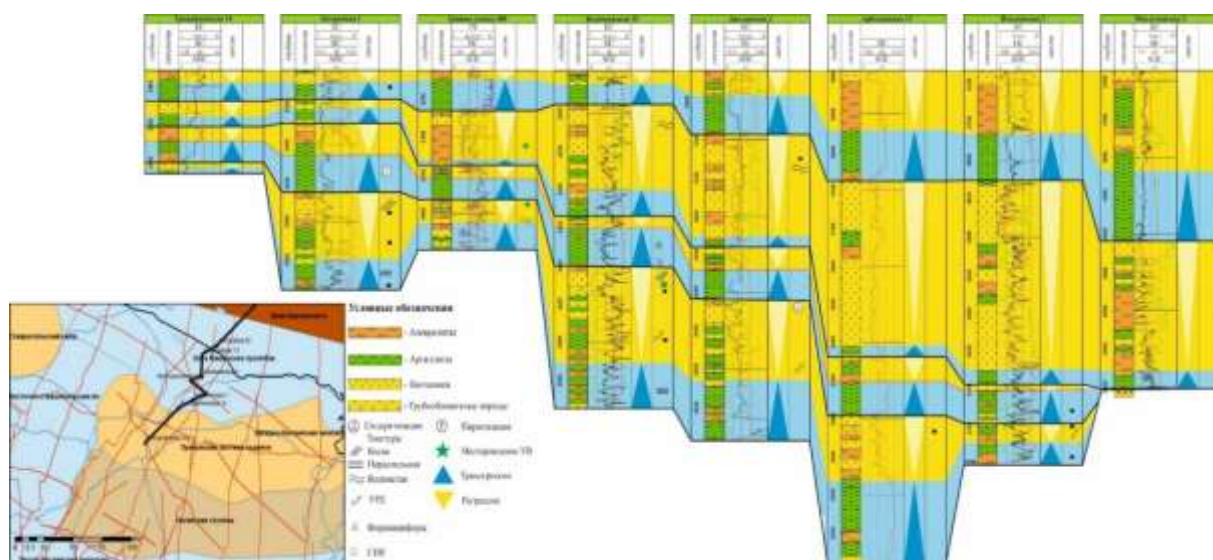


Рисунок 3. Корреляционный профиль с выделенными трансгрессивно-регрессивными циклами

Заключение

Юрский комплекс развит не повсеместно на территории Восточного Предкавказья. Нижнесреднеюрские отложения накапливались в условиях от континентальных в раннеюрское время (синемюр, плинсбах, ранний тоар), до прибрежно-морских в конце раннеюрского и прибрежно-морских, и морских в среднеюрское время. Разрез состоит из четырех циклов осадконакопления, наилучшие коллекторские свойства приурочены к регрессивным частям первого и третьего циклита.

Литература

1. Иванов М.К., Калмыков Г.А., Белохин В.С., Корост Д.В., Хамидуллин Р.А. Петрофизические методы исследования кернового материала - М.: Изд-во МГУ, 2008.
2. Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Фадеева Н.П., Яндарбиев Н.Ш., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Степанов П.Б., Книппер А.А., Шитова Я.А. (2021). Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона. Георесурсы, 23(2), с. 99–109.
3. Ботвинник П.В., Гофман Е.А., Деменьтева О.Ф., Егоян В.Л., Ефимова Н.А., Жгенти Т.Г., Назаревич Б.П., Назаревич И.А., Никифоров Б.М., Сахаров А.С., Смирнов Ю.П., Сорокина И.Э., Тер-Григорянц Л.С., Шарафутдинов В.Г. Мезозойско-кайнозойские комплексы Предкавказья
4. Панов Д.И., Стафеев А.Н. Юцис В.В. Раннеюрский этап развития Северного Кавказа и Предкавказья, Бюл. Московского об-ва испытателей природы выпуск 6 Москва 1996г.
5. А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян. ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА В ЮРСКОМ ПЕРИОДЕ. Геология и геофизика, 2013, т.54., № 8, с. 972-1012.

РЕШЕНИЕ РАЗНОМАСШТАБНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ НА ОСНОВЕ СОВРЕМЕННЫХ ПРИНЦИПОВ ИЗОТОПНОЙ ГЕОХИМИИ

Е.А. Краснова, А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова, Т.О.
Колесникова, А.С. Грязнова, А.Г. Калмыков

В настоящее время при решении актуальных задач в области нефтяной геологии среди наиболее приоритетных методов, выявляющих природу органического вещества и его источники, выделяют изотопные исследования. В работе кратко продемонстрированы результаты использования изотопных маркеров при решении задач в области: стратификации разрезов, геохимической типизации органического вещества и флюидодинамической реконструкции.

Стратификация разреза

В настоящее время во всем мире уделяется огромное внимание проблемам реконструкции палеоэкологических изменений среды (Zachos et al., 2007; Cui et al., 2011, Kennett and Stott, 1991; Sluijs et al., 2007 и другие). Баланс углерода определяется балансом объема углекислоты, поступающей из недр в поверхностные резервуары и обратного процесса захоронения в осадках органического и карбонатного углерода. Анализ изотопного состава органического и карбонатного углерода указывает на роль вулканической активности в изменении биосферы, вызывающая как похолодание, так и отложение мощных прослоев богатых органических веществ. В разрезах мезо-кайнозойских карбонатных отложений Крыма и Западного Предкавказья результаты интерпретации колебаний значений $\delta^{18}\text{O}$ и $\delta^{13}\text{C}$ на изотопных кривых помогли установить тренды подобных изменений и резкие отклонения измеряемых значений, что, в свою очередь, позволяет определить температурные флуктуации, а также колебания биопродуктивности бассейна.

Геохимическая типизация органического вещества

Использование изотопных меток для определения процессов, протекающих в УВ-системе, установления генетического типа нефти и сопоставление его с определенными нефтематеринскими породами в разрезе является важным этапом, непосредственно влияющим на поисковую стратегию (Галимов, 1973, 1968, Franks et al., 2001; Dias et al., 2002 и другие). Комплексное геохимическое исследование, основанное на изотопно-молекулярном методе нефтематеринских пород, позволило установить генетические связи между различными формами органического углерода в пределах верхнетриасового-юрского комплекса Западно-Сибирского (ЗС) нефтегазоносного бассейна. Изотопно-фракционный анализ битумоидов верхнеюрских отложений Баренцевоморского (БМ) бассейна позволил так же выявить

закономерности, отражающие связь изотопного состава органического вещества и условия осадконакопления в пределах бассейна. Полученная закономерность имеет единую картину для комплекса верхнеюрских отложений ЗС и БМ нефтегазоносных бассейнов, что может говорить о схожих условиях накопления органического вещества в изученных районах. Представленный комплексный подход расширяет возможности анализа органического вещества нефтематеринских пород в пределах осадочного бассейна и значительно повышает целостность понимания процессов, контролирующих нефтегазоносность региона.

Флюидодинамическая реконструкция

Представление о единовременности и последовательности процессов, которые способствуют нефтегазобразованию и формированию залежей. Изотопные исследования серы ($\delta^{34}\text{S}$) позволяют оценить тепловые и химические процессы, происходящие в углеводородных системах. Анализ изменений изотопного состава серы может быть использован для выявления термальных и химических процессов, таких как катализаторы реакций и источники серы в углеводородных системах. Применение комплекса уникальных методов позволяет реконструировать эволюцию вещества в ходе его преобразования, а также оценить влияние на формирование залежей. Проведенное изотопно-молекулярное исследование диагностики источника нафтидов позволило сопоставить возможные генетические связи разных форм органического углерода в пределах осадочного чехла в пределах Каменной вершины в Западной Сибири. Были выявлены две генетические группы углеводородов, зафиксированы следы смешения выявленных групп и зафиксирована вертикальная зональность углеводородов. В результате сравнения свойств флюидов между залежами по вертикали и по горизонтали с полученными данными изотопного состава можно предполагать существование миграции флюидов по трещинам и наличие термального воздействия в областях, ассоциированных с наиболее зрелым органическим веществом. При использовании комплексного подхода была получена новая принципиальная модель поведения флюидов в пределах Каменного участка, которая свидетельствует о единых флюидодинамических связях

Изотопное исследование стабильных изотопов играет важную роль в нефтегазовой геологии, предоставляя ценную информацию о происхождении и динамике углеводородных систем. Развитие методов анализа изотопов и их применение в нефтегазовой геологии способствует более точному моделированию геологических процессов, повышению эффективности поиска и разведки углеводородов и оптимизации их добычи.

Литература

1. Галимов Э.М. (1973) Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 384 с.
2. Галимов Э.М. (1968) Геохимия стабильных изотопов углерода. М.: Недра, 222 с.

3. Cui, Y., Kump, L.R., Ridgwell, A.J., Charles, A.J., Junium, C.K., Diefendorf, A.F., Freeman, K.H., Urban, N.M., Harding, I.C. (2011) Slow release of fossil carbon during the Palaeocene-Eocene Thermal Maximum. *Nature Geoscience* 4, 481-485.
4. Dias R.F., Freeman K.H., Franks S.G. (2002) Gas chromatography-pyrolysis-isotope ratio mass spectrometry: a new method for investigating intramolecular isotopic variation in low molecular weight organic acid. *Organic Geochemistry*. V. 33. P. 161-168.
5. Franks S.G., Dias R.F., Freeman K.H., Boles J.R. Holbal, A., Fincannon, A. L., Jordanl, E. D. (2001) Carbon isotopic composition of organic acids in oil field waters, San Joaquin Basin, CA, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. V. 65. – P. 1301-1310. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(00\)00606-2](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(00)00606-2)
6. Kennett, J.P., Stott, L.D. (1991) Abrupt deep-sea warming, palaeoceanographic changes and benthic extinctions at the end of the Palaeocene. *Nature* 353, 225e229.
7. Sluijs, A., Bowen, G.J., Brinkhuis, H., Lourens, L.J., Thomas, E. (2007) The Palaeocene-Eocene Thermal maximum super greenhouse: Biotic and geochemical signatures, age models and mechanisms of global change. In: Williams, M., Haywood, A.M., Gregory, F.J., Schmidt, D.N. (Eds.), *Deep Time Perspectives on Climate Change: Marrying the Signal from Computer Models and Biological Proxies*. The Micropalaeontological Society, Special Publications, The Geological Society, London, pp. 323e351.
8. Zachos, J.C., Bohaty, S.M., John, C.M., McCarren, H., Kelly, D.C., Nielsen, T., (2007) The Palaeocene-Eocene carbon isotope excursion: Constraints from individual shell planktonic foraminifer records. *Philosophical Transactions of the Royal Society A* 365, 1829e1842.

О ТИПАХ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

М.А. Большакова, К.А. Ситар, М.Т. Деленгов, Д.Д. Кожанов, Д.И. Габдрахманова, П.П. Попов,

А.Д. Воронин, В.В. Мальцев, К.Ю. Рязанцева, И.В. Кувинов

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Прогноз нефтегазоносности – актуальная и современная задача нефтегазовой геологии. Опираясь на осадочно-миграционную теорию нефтеобразования (Вассоевич, 1968), мы знаем, что основой материального баланса нефти и газа нефтегазоносного бассейна служит количество, качество (генерационный потенциал) и катагенетическая преобразованность органического вещества осадочных горных пород этого бассейна. Для подсчета количества сгенерированных нефти и газа используют геохимические параметры, которые сегодня чаще всего получают из пиролитического анализа нефтегазоматеринских пород. Для такого подсчета из свойств органического вещества необходимы: содержание органического углерода в породе (ТОС, %) и водородный индекс (НІ, мгУВ/г ТОС).

Расчет объема генерированных углеводородов осуществляется по следующей формуле:

$$HCG = \left(\frac{ТОС}{100} \right) * \rho * S * h * (HI_{исх} - HI_{кат}) * 10^{-9}, \text{ где}$$

- **ТОС** – среднее содержание Сорг в объеме НГМТ, %;
- **ρ** – средняя плотность нефтегазоматеринских пород, т/м³;
- **S** – площадь распространения нефтегазоматеринских пород, м²;
- **h** – мощность нефтегазоматеринских пород, м;
- **HI_{исх}** – исходный водородный индекс НГМТ, кг УВ/т ТОС;
- **HI_{кат}** – водородный индекс из аналитических данных пиролиза, кг УВ/т ТОС;
- **10⁻⁹** – коэффициент-множитель для корректировки размерности искомой

величины;

- **HCG** – общее количество генерированных УВ, млн. т. УВ (Peters et al., 2007).

Закономерность реализации потенциала ОВ в катагенезе считается связанной с типом ОВ. Традиционно выделяют три типа ОВ (таблица 1), иногда с переходными подтипами, например: II/III. Разница в типах связывается с количеством водорода в органическом веществе: чем выше содержание водорода, тем выше генерационный потенциал органического вещества. По данным пиролиза (метод Рок Эвал) индикатором типа керогена является водородный индекс - НІ, мгУВ/г ТОС (Тиссо, Вельте, 1981).

Биологическим предшественником органического вещества типа I обычно считают пресноводные (озёрные) водоросли, для второго типа основные прекурсоры – морские водоросли и зоопланктон, а для керогена типа III – вещество высшей растительности (Тиссо, Вельте, 1981).

Таблица 1. Типы керогена осадочных горных пород
(по Peters et al., 2007; Peters, Cassa в Magoon, Dow, 1994)

<i>Тип керогена</i>	<i>HI, мгУВ/г ТОС</i>	<i>Главные продукты генерации в пике зрелости</i>
I	>600	Нефть
II	300-600	Нефть
II/III	200-300	Нефть и газ
III	<200	Газ

Считается, что в наиболее мягких термобарических условиях начинает генерировать углеводородные флюиды кероген типа II, для керогена типа I характерно более позднее вступление в главную фазу нефтегазообразования, но потенциал такого органического вещества реализуется полностью в относительно узком диапазоне изменения температур и давлений. Тип керогена III генерирует газ и нефть (в меньших количествах) с запозданием по сравнению с другими типами ОВ и его главная фаза генерации растянута в широком интервале Р-Т. Реализация генерационного потенциала разных типов керогена описывается посредством кинетических спектров преобразования керогена (Тиссо, Вельте, 1981; Biteau et al., 2019; Нус, 2013). Референсные кинетические спектры представлены на рис.1.

Накопленные современной нефтегазовой геологией знания позволяют заметить, что не всегда подобный подход к определению типа (а также генезиса) органического вещества и, как следствие численная оценка трансформации органического вещества на той или иной градации катагенеза правомерен.

Так формально по генерационному потенциалу на катагенетически непреобразованное состояние к третьему типу керогена относится органическое вещество докембрийских осадочных горных пород (Баженова, 2020; Jarrett, MacFarlane, 2019; Сивкова и др., 2021), которое просто в силу своего геологического возраста никак не может быть продуктом литогенеза вещества высшей растительности. Реализация потенциала при катагенезе такого рода органического вещества ближе к закономерностям характерным для II типа керогена (Большакова и др., 2024).

В то же время нередко в углях (продуктах фоссилизации гумусового органического вещества) потенциал существенно превышает типичные для типа керогена III 300 мгУВ/гТОС. Особенно ярким примером могут выступать угли обогащенные липтинитом, например, резинитом (Большакова и др., 2024).

Таким образом, взаимосвязь типов органического вещества с их происхождением и конверсионным поведением в катагенезе представляется неоднозначной и требует дальнейшего накопления и анализа данных.

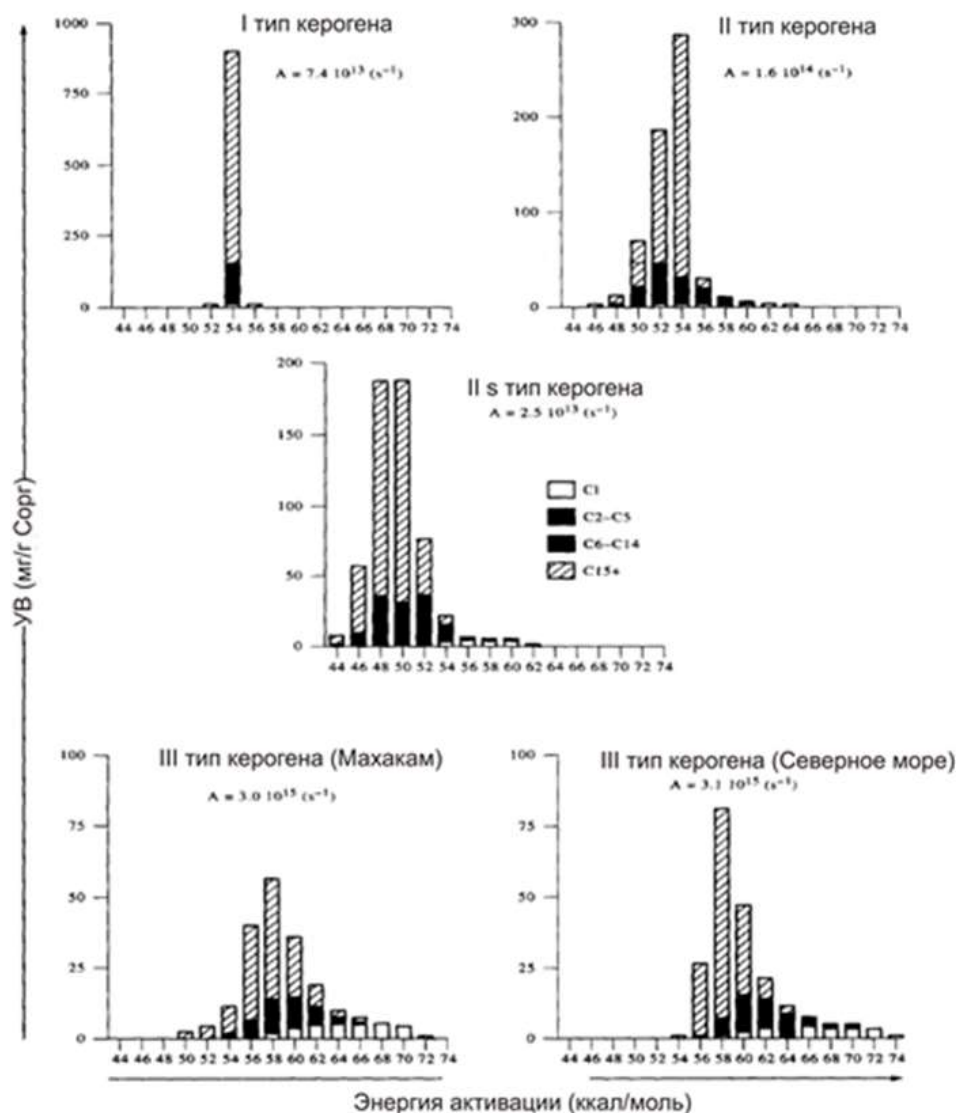


Рис. 1. кинетические спектре преобразования керогена разных типов (по Behar et al., 1997)

Литература

1. Баженова Т.К., Основы региональной органической геохимии, Москва: ГЕОС, 2020, 181 стр.
2. Большакова^a, 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, (5):91–103, 2024.
3. Большакова^b М. А., Ситар К. А., Кожанов Д. Д. Об особенностях состава и свойств древних нефтегазоматеринских отложений // Записки Горного института. — 2024. — Т. 269, № 5. — С. 700–707

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 стр.
5. 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. Ге-оресурсы. 2021;23(2):56-66. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.5>
6. Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F., & Espitalie, J. (1997). Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Organic Geochemistry*, 26(5-6), 321–339. doi:10.1016/s0146-6380(97)00014-4
7. Biteau J.-J., Baudin F., Pouyanné P. *Petroleum Geology: History, genesis, exploration, resources*. EAGE, DOI: <https://doi.org/10.3997/book9789462824492>
8. Huc A.-Y. *Geochemistry of fossil fuels*. TECHNIP, 2013 255p.,
9. 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 p.
10. 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
11. 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

ЭКСПЕРТНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА КАК РАЗВИТИЕ СОВРЕМЕННОГО СТАНДАРТА РАБОТЫ В НАУКЕ И БИЗНЕСЕ

М.Ю. Карпушин, А.А. Суслова, А.Ю. Беззубов, Р.С. Сауткин, А.П. Антонов, В.В. Чернявский,
Н.Р. Галин, А.П. Завьялова, Р.М. Гилаев

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический ф-т,
Москва*

Институт Перспективных Исследований Нефти и Газа МГУ, Москва

ООО «Научно-аналитические методы», Москва

m.karpushin@oilmsu.ru

В условиях развития энергетической отрасли меняется подход и требования к предоставлению и качеству данных для проведения аналитических и научных исследований, так же и требования к научно-образовательному процессу. Особое значение для повышения точности исследовательских работ имеет не только большая статистическая выборка, но так же и пространственная привязка информации. Сотрудниками Института Перспективных Исследований Нефти и Газа МГУ и геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова была разработана и продолжает активно развиваться информационно-аналитическая платформа MyGeoMap (<https://mygeomap.ru/>). Этот ресурс предоставляет удобный доступ к базе знаний энергетической отрасли, включая нефтегазовый сектор, и позволяет эффективно проводить научную и образовательную работу. На текущий момент на платформе размещено более одного миллиона объектов, включая геолого-геофизические, промысловые, экологические и другие данные по всему миру.

Платформа MyGeoMap уже сегодня вышла далеко за рамки традиционного инструмента для нефтегазовой разведки, став многофункциональным решением для различных секторов экономики, где критически важна геологическая аналитика. Помимо поиска и оценки месторождений углеводородов, система активно применяется в таких направлениях, как:

- стратегическое планирование добывающих предприятий;
- оценка перспектив освоения полезных ископаемых;
- экологический мониторинг и геоэкологические исследования;
- инфраструктурное проектирование с учетом геологических рисков;
- научные исследования в области геологии и смежных дисциплин;
- образование.

Уникальность платформы заключается в ее способности интегрировать разрозненные геоданные в единую аналитическую среду, что позволяет получать комплексные решения для задач любой сложности.

Ключевое преимущество платформы является гибкость: пользователи могут дополнять систему собственными данными и алгоритмами, а партнеры на базе платформы могут разрабатывать специализированные инструменты (например, подсчет запасов вероятностным методом, база данных изотопии, просмотр 3Д гридов, данных геофизических исследований скважин и многое другое). Это позволяет ускорять решение научных и отраслевых задач благодаря интеграции технологий машинного обучения.

Опыт разработки показал, что эффективность работы пользователя зависит от: полноты данных (глобальных, региональных, локальных) и постоянного совершенствования ИИ-инструментов под индивидуальные запросы.

По своим функциональным возможностям и глубине проработки данных MyGeoMap не только соответствует лучшим мировым аналогам, но и превосходит их по ряду ключевых параметров.

Эти преимущества делают MyGeoMap незаменимым инструментом для российской науки и компаний, позволяя сокращать зависимость от зарубежных решений и развивать отечественные технологии обработки геолого-промысловых данных. Платформа продолжает активно развиваться, расширяя спектр решаемых задач, где геология играет ключевую роль.

MyGeoMap уже сегодня применяется не только в нефтегазовой разведке, но и в других геозависимых отраслях экономики, демонстрируя уникальную функциональность.

Литература

1. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ в Роспатенте № 2020663567
2. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ в Роспатенте № 2023663346

СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ СРЕДНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО МЕГАВАЛА

П.Е. Гусаревич

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет

E-mail: gusarevichpe@my.msu.ru

Южная часть Печоро-Кожвинского мегавала является одной из наиболее изученных областей Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (ТП НГБ), обладает развитой добывающей промышленностью, характеризуется падающими темпами добычи углеводородного (УВ) сырья и истощением ресурсной базы.

Основным разрабатываемым объектом является среднедевонско-нижнефранский нефтегазоносный комплекс (НГК). Однако, несмотря на высокую степень изученности и вовлеченности в разработку, перспективы поиска новых скоплений оцениваются как высокие и связываются преимущественно с ловушками среднедевонского возраста. По разным оценкам степень освоения начальных суммарных ресурсов составляет 45%. Сложившаяся ситуация определяется сложным геологическим строением объекта и контролируется не только структурными, но и седиментационными причинами.

Комплексная интерпретация сейсмических, промыслово-геофизических и геологических данных позволила с новых позиций оценить седиментационную ситуацию, существовавшую в рассматриваемом регионе в живетский век. Было установлено, что накопление старооскольских отложений было связано с побережьем барьерного типа, где был сформирован мощный баровый комплекс песчаных осадков с характерными фациями русловых каналов, приливных дельт и собственно, пляжевой и предфронтальной зон. Аккумуляция джьерских отложений происходила в условиях достаточно неустойчивого режима со сменой сублиторальных обстановок литоральными и русловыми.

Особенности формирования отложений в живетский век транслируются в распределении в разрезе коллекторов различного качества.

Разработанная седиментационная модель позволит прогнозировать пространственное распределение продуктивных коллекторов с целью увеличения ресурсной базы и поддержания темпов добычи УВ флюидов. Кроме того, данная модель позволит детализировать геологическое строение уже открытых залежей УВ флюидов.

Литература

1. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. Учебное пособие для вузов / В. А. Жемчугова. – Изд-во Российский государственный университет нефти и газа Москва, 2014. – 342 с.

ВЛИЯНИЕ ВТОРИЧНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.О. Смирнова, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин, А.В. Мордасова, А.А. Верещагин

Ботуобинский горизонт, относящийся к нижнебюкской подсвите верхнего венда, общей мощностью 10-40 метров сложен преимущественно кварцевыми песчаниками с незначительными прослоями алевролитов и аргиллитов (Мельников, 2018). Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород горизонта характеризуются значительным разбросом значений как по разрезу, так и по площади: коэффициент пористости варьируется от менее 1 до 24%, а проницаемость — от сотых долей до нескольких тысяч миллидарси. Для анализа коллекторских свойств ботуобинского горизонта Среднеботуобинского месторождения был применен комплексный подход, учитывающий влияние как первичных, так и вторичных факторов, которые в совокупности определили формирование и изменение фильтрационно-емкостных характеристик пород.

К первичным факторам, которые определяют исходные коллекторские свойства, относятся условия осадконакопления и структурно-текстурные особенности пород и др. Ботуобинский горизонт формировался в прибрежно-морских условиях побережья приливно-отливного типа (Жемчугова, 2014). В пределах Среднеботуобинского месторождения самые глубоководные осадки накапливались в переходной зоне берегового склона, а мелководные — супралиторали. Лучшие ФЕС изначально были свойственны отложениям берегового склона и песчаной литорали, сформировавшимся в условиях с активной гидродинамикой. Это способствовало образованию относительно однородных, хорошо сортированных отложений с крупнозернистой структурой

На исходные ФЕС наложились вторичные факторы: цементация, вторичные минеральные преобразования, тектонические перестройки и миграция флюидов. Например, во многих скважинах, где сейчас наблюдаются притоки воды и газа, были обнаружены «следы» присутствия нефти — по коэффициенту остаточной нефтенасыщенности и битумам в шлифах и керне. Эти «следы» часто находятся ниже современного уровня ВНК, что может указывать на переформировании залежей. Влияние вторичных факторов на ФЕС подтверждается значительным улучшением свойств после экстракции: пористость увеличивается на 10–300% (в отдельных образцах — до 4800%), а проницаемость — на 1–300% (в отдельных образцах — до 10000%). Но наиболее существенное влияние на ФЕС ботуобинского горизонта оказали процессы: засоления, регенерации кварца, карбонатизации и ангидритизации.

Засоление более других вторичных минеральных процессов негативно повлияло на ФЕС пород (рис. 1). Образцы с галитом характеризуются в среднем коэффициентом открытой

пористости 7% и проницаемостью 10–100 мД (рис.2). При этом засоление не имеет четкой фациальной приуроченности, но тяготеет к крупнозернистым отложениям с хорошей сортировкой. Данная закономерность была выявлена при сравнении медианного диаметра зерен, установленного по данным гранулометрического анализа, с улучшением проницаемости (отношением проницаемости после экстракции и обессоливания к проницаемости после экстракции).

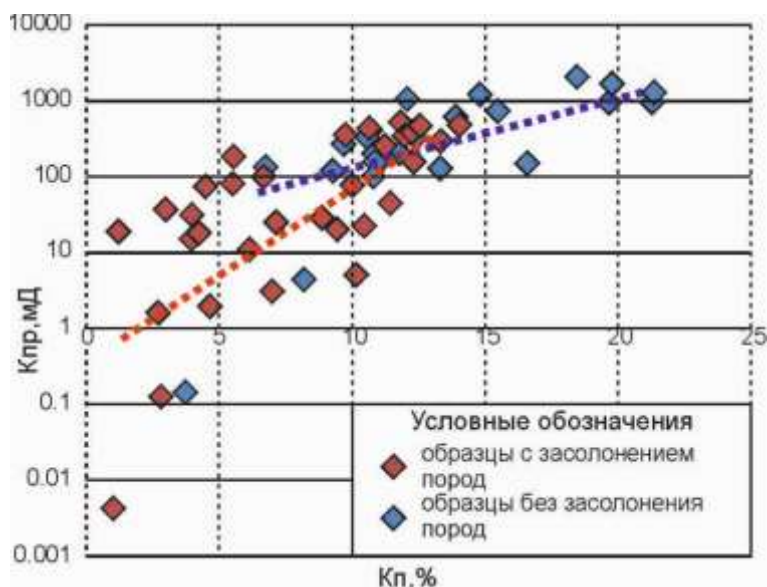


Рис. 1. График зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости для образцов пород ботубинского горизонта с засолением и без

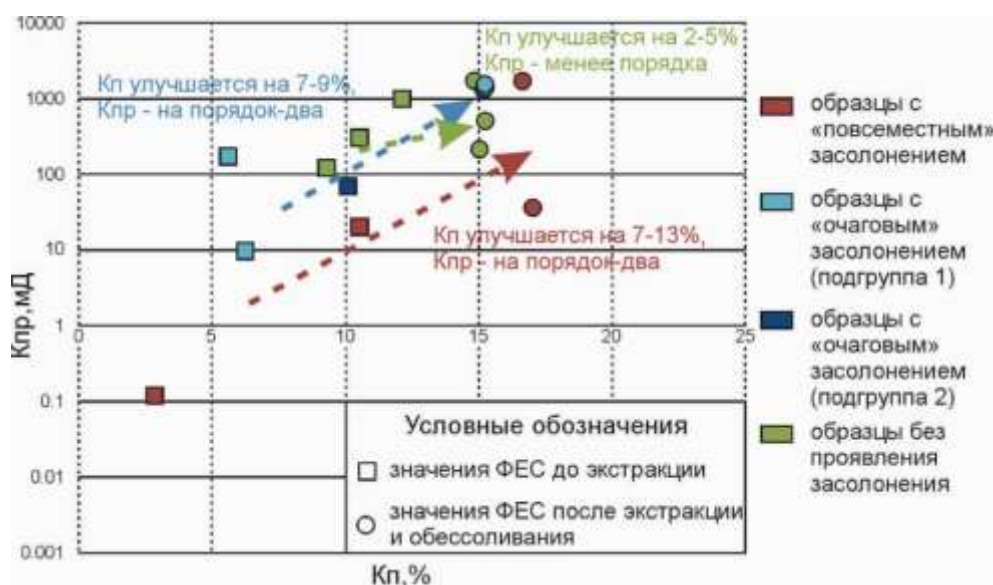


Рис. 2. График зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента открытой пористости для образцов пород ботубинского горизонта с разной степенью засоления

Преимущественные размеры пор у образцов с повсеместным засолением менее 0,08 мкм (26%), 9,41-22,7 мкм (21%), 22,7-55,18 мкм (10%). На последние две группы приходится

максимум долевого участия поровых каналов в фильтрации (рис. 3). В образцах без засоления преобладают поры размером более 55,18 мкм (34%) и именно на них приходится более 80% доли участия пор в фильтрации.

В ряде образцов ботубинского горизонта наблюдаются очаговые скопления кристаллического галита с неполным заполнением пор в породе. После их обессоливания и экстракции коэффициент пористости увеличивается на 7-9%, а проницаемость увеличивается на один-два порядка (рис. 2). При детальном анализе эти образцы можно разделить на две подгруппы по степени улучшения ФЕС и соотношению крупных и мелких пор в породах.

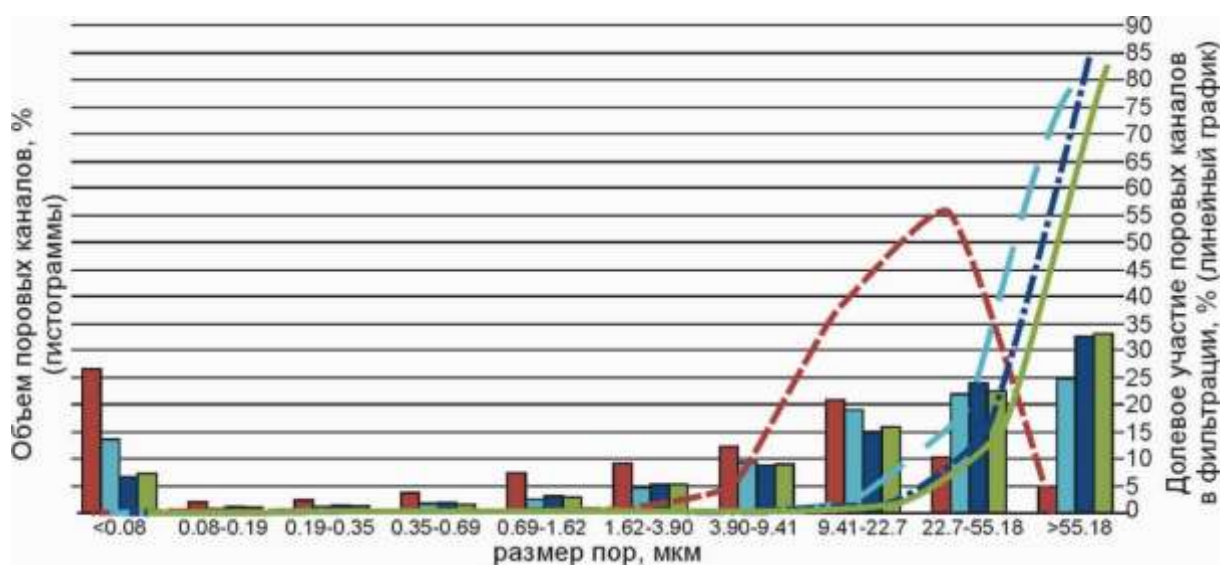


Рис. 3. Объем поровых каналов и их доленое участие в фильтрации для образцов пород ботубинского горизонта с разной степенью засоления (условные обозначения на рис.2)

В пределах первой подгруппы преобладают поры размером более 55,18 мкм (24,5%), а также поры размером 22,7-55,18 мкм (21%), но при этом велика и доля пор размером менее 0,08 мкм (14%). Для образцов второй подгруппы очагового засоления характерны те же размеры пор, однако пор размером более 55,19 мкм больше на 9%, а пор размером менее 0,08 мкм меньше на 7%. Таким образом, первая подгруппа образцов с очаговым засолением ближе по своим свойствам к образцам с повсеместным засолением, а вторая группа – к образцам без галита. Разница в доленом участии поровых каналов у подгрупп небольшая, но все-таки в пределах первой подгруппы чуть большее участие принимают поры размера 22,7-55,18 мкм. Данные подгруппы выделяются в разных скважинах и в разных типах отложений. Первая подгруппа распространена только в тех скважинах, где ранее в пределах палеозалежи были углеводороды, а ныне наблюдаются высокие значения Кон, битумы. Второй подтип очагового засоления распространен в отложениях средней степени сортировки. Но интересно заметить, что ФЕС

пород этих подгрупп после экстракции и обессоливания для образцов из разных скважин оказываются крайне схожими (коэффициент пористости – 15%, проницаемость 1300-1500 мД).

Процессы регенерации кварца проявились с разной интенсивностью. Были выделены породы со слабой, средней с сильной степенями регенерации кварца, между которыми наблюдаются плавные переходы по разрезу. В пределах трех скважин, вскрывших ботубобинский горизонт было выявлено несколько уровней с сильной степенью регенерации кварца. Предположительно, этим уровням отвечают уровни палео-ВНК, которые расположены ниже и выше современного ВНК, что может свидетельствовать о переформировании залежей.

Помимо того, были выявлены образцы пород ботубобинского горизонта, в которых преобладали зерна полевых шпатов со следами существенного растворения и замещения, и где также наблюдалась активная карбонатизация. Ангидритизация также присутствует в пределах отложений ботубобинского горизонта, но четких закономерностей по ней пока не установлено.

Таким образом на фильтрационно-емкостные свойства пород ботубобинского горизонта Среднеботубобинского месторождения оказали влияние как первичные факторы (структура пород, степень сортировки, условия осадконакопления), так и вторичные факторы (засолонение, карбонатизация, регенерация кварца, растворение и преобразование ПШ; заполнение коллекторов, заполнение углеводородами ловушек и их структурные перестройки и др.).

Литература

1. Мельников Н. В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.
2. Жемчугова В. А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем: Учебное пособие для вузов. - М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, 2014. - 341 с: ил.

СОСТАВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАК ПРИЗНАК НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО ШЕЛЬФА

Л.Ю. Сигачева, Е.Н. Полудеткина, О.Н. Видищева, А.Г. Калмыков, Г.Г. Ахманов

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Введение

Шельф Баренцева моря характеризуется доказанной нефтегазоносностью. В его южной части открыты уникальные и крупные месторождения углеводородов (УВ), в то время как северная часть Баренцевоморского шельфа изучена слабо. Она покрыта отдельными сейсмическими профилями и редкой регионально-рекогносцировочной сетью геофизических наблюдений, а также вовсе не охарактеризована параметрическим бурением. Следовательно, прогноз нефтегазоносности бассейна северного сектора Баренцева моря имеет гипотетический характер ввиду отсутствия данных о вещественном составе его осадочного наполнения (Сенин и др., 2020). В этой связи актуально проведение исследований с целью уточнения нефтегазоносности Баренцевоморского шельфа.

Поверхностные геохимические исследования являются прямым способом оценки эффективности УВ систем малоизученных объектов. Они основываются на концепции, согласно которой в осадочном чехле над УВ залежами формируются аномальные геохимические поля, которые распространяются вплоть до поверхности. При этом необходимо учитывать сингенетичные УВ соединения, образующиеся в поверхностных условиях, дифференцируя их от искоемых эпигенетичных, мигрировавших из залежей.

Фактический материал

Материал для исследования представлен пробами донных осадков (до 3 метров), отобранных в северо-восточной и северной частях Баренцевоморского шельфа в ходе трех геолого-геофизических экспедиций (TTR-19, TTR-20 и TTR-23) в 2020-2024 гг. по программе «Обучение-через-исследование (Training-through-Research)». Поровые УВ газы изучены в 693 пробах из 108 станций пробоотбора. Битуминологические исследования проведены для 659 образцов осадков из тех же 108 станций. Станции пробоотбора охватывают шесть полигонов, определенных на основании морфологических особенностей рельефа морского дна в пределах района исследований (рис. 1).

Методы исследований

Отбор проб донных отложений выполнялся с помощью гравитационной трубы. Точки пробоотбора определялись на основании геофизических данных в зонах с косвенными признаками флюидонасыщенности верхней части осадочного разреза.

Компонентный состав поровых газов изучен с помощью газовой хроматографии (ГХ) на хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000», оснащенный пламенно-ионизационным (ПИД) детектором. Изотопные исследования углерода метана осуществлялись на изотопном масс-спектрометре Delta V Plus (ThermoFisher Scientific, Германия).

Для экспресс-оценки насыщения осадков жидкими УВ соединениями применялись валовый люминесцентно-битуминологический и пиролитический анализы. Экстракция битумоидов из осадков осуществлялась хлороформом в аппаратах Сокслета. Жидкостно-адсорбционной колоночной хроматографией мальтеновой части битумоидов были выделены насыщенная, ароматическая фракции битумоидов, а также фракция смол. Насыщенная фракция битумоидов исследовалась газовой хроматографией-масс-спектрометрией (GC-MS) на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенным с масс-селективным детектором 5977В.

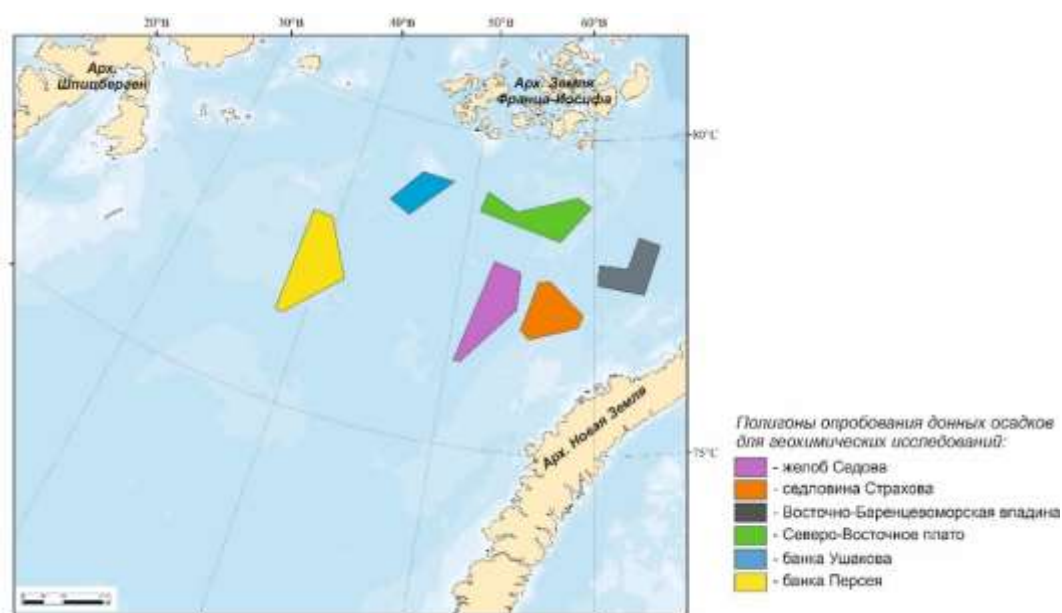


Рис. 1. Батиметрическая карта Баренцево-море-ского шельфа с расположением полигонов геохимических исследований

Результаты

УВ газы донных отложений. В осадках большинства станций содержание метана не превышает 5 ppm, в среднем 2-3 ppm. Для кернов станций с повышенными концентрациями газообразных УВ содержание метана достигает 64 ppm («аномальные станции»). В таких станциях зафиксированы повышенные концентрации гомологов метана - от 0,6 до 3,7 ppm (Ксух

от 2,7 до 36,2), что свидетельствует о наличии термогенных УВ в донных отложениях. «Аномальные станции» приурочены к бортовым зонам Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии (банки Персея, Ушакова и седловина Страхова). Единичные «аномалии» встречены также в центральной части Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии - в желобе Седова и на Северо-Восточном плато.

Изотопный состав углерода метана и коэффициента сухости в пределах «аномальных» станций на Северо-Восточном плато, банке Ушакова, седловине Страхова и в желобе Седова указывает на смесь УВ глубинного генезиса с различной долей микробного газа. Самая высокая зрелость установлена для газовой фазы в пределах западной бортовой зоны Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии (банка Персея). Изотопный состав углерода метана свидетельствует об УВ газах, генерированных нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ) на стадиях конца главной зоны нефтеобразования - главной зоны газообразования.

Битумоиды донных отложений. По результатам ЛБА и пиролиза на всех шести исследуемых полигонах были зафиксированы образцы, характеризующиеся повышенным УВ насыщением и облегчённым составом битумоидов, что является признаком наличия в осадках миграционной УВ компоненты. Для таких образцов определен молекулярный состав насыщенной фракции битумоидов методом ГХ-МС. С целью исключить влияние сингенетического ОВ на потенциальную миграционную компоненту, проанализированы образцы из станций без признаков флюидоразгрузки.

По молекулярному составу насыщенных УВ донных отложений в пределах района исследований выявлены зоны разгрузки катагенетически зрелых УВ (Сигачева и др., 2023). Битумоиды из донных отложений в таких зонах представляют собой смесь сингенетического ОВ и миграционных УВ. УВ биомаркеры современного ОВ накладываются на биомаркеры термогенных флюидов, поэтому использование общепринятых граничных значений биомаркерных показателей зрелости ОВ в данном случае является некорректным.

Разграничение значений биомаркерных параметров зрелости, определяющих генезис УВ в донных отложениях (сингенетичный либо эпигенетичный), осуществлялось путем статистической обработки значений отдельных биомаркерных параметров. В работе использовались следующие терпановые биомаркерные параметры зрелости ОВ: геоопаны ($H_{29}+H_{30}$), %; T_s , %; $T_s/(T_s+T_m)$; H_{29}/M_{29} и H_{30}/M_{30} ; $H_{29}T_s/H_{29}$; $30d/H_{30}$; $22S/(22S+22R)C_{31}$ и $22S/(22S+22R)C_{32}$, а также стерановые биомаркерные параметры зрелости ОВ: $bb/(aa+bb)C_{29}$; $aa20S/(S+R)C_{29}$; $диа/регC_{27}$; $\alpha\beta/(\alpha\beta + \alpha R)C_{29}$.

Для образца по каждому биомаркерному параметру присваивался балл: «-1» — преимущественно сингенетичное ОВ; «0» — смешанный состав с преобладанием сингенетичного ОВ и следами миграционных УВ; «1» — смесь преимущественно миграционных

УВ и следового количества сингенетического ОВ. Образцы с положительным числом суммарных баллов определены как содержащие преимущественно термогенные УВ, т.е. «аномалии». Наибольшей плотностью проявлений флюидной разгрузки характеризуются банка Персея и в желоб Седова. Единичные «аномалии» встречены в пределах банки Ушакова и на Северо-Восточном плато, а также в Восточно-Баренцевоморской впадине.

Возможные источники миграционных УВ в донных отложениях. С целью охарактеризовать потенциальные НГМТ, являющиеся источником УВ флюидов в приповерхностных донных отложениях, проанализированы биомаркерные параметры обстановок накопления и типа исходного ОВ в «аномальных» образцах. Соотношение регулярных стеранов состава C_{27} - C_{29} свидетельствует о том, что УВ генерировались из ОВ смешанного генезиса с различной долей гумусового ОВ (Huang and Meinschein, 1979). Параметр Pr/Ph указывает на восстановительные обстановки накопления исходного ОВ (Peters et al., 2005). Пониженное содержание трициклического терпана t_{26} относительно t_{25} свидетельствует о морских условиях седиментации (Peters et al., 2005). Величины отношения адиантана к гопану (H_{29}/H_{30}) указывают на доминирование глинистой составляющей во вмещающих исходное ОВ отложениях (Zumberge, 1984). Подчиненную роль карбонатных минералов в литологическом составе материнских пород также подтверждают высокие значения отношения трициклических терпанов t_{24} и t_{23} (Peters et al., 2005).

Опираясь на данные геохимических исследований мезозойских потенциальных НГМТ, слагающих береговое обрамление района исследований, предположена связь мигрировавших в осадки УВ с источником в разрезе осадочного чехла. На лепестковой диаграмме, построенной по биомаркерным параметрам типа исходного ОВ, наблюдается схожий паттерн для миграционных битумоидов из донных отложений и экстрактов из среднетриасовых и верхнеюрских аргиллитов, слагающих архипелаги Шпицберген и Земля Франца-Иосифа.

Выводы

Максимальная плотность проявлений разгрузки термогенных УВ установлена в западной бортовой части Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии (банка Персея), а также в ее восточной бортовой части (в пределах желоба Седова). Эти зоны характеризуются меньшими мощностями осадочного чехла, а также большим количеством тектонических нарушений, по которым возможна миграция УВ из очага генерации к поверхности.

Значения биомаркерных параметров зрелости указывают на высокий уровень термической преобразованности миграционных УВ, соответствующей, по крайней мере, середине ГЗН.

По комплексу геохимических параметров установлена доминирующая роль преимущественно глинистых толщ со смешанным гумусово-сапропелевым ОВ в образовании миграционных УВ бассейна. Наилучшая корреляция миграционных битумоидов наблюдается со среднетриасовыми и верхнеюрскими аргиллитами.

Литература

1. Сенин Б.В., Леончик М.И., Ошерова Н.А. (2020). Сырьевая база нефтегазодобычи Баренцева моря и перспективные направления ее развития. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, (6), 21-31.
2. Сигачева Л.Ю., Видищева О.Н., Калмыков А.Г., Полудеткина Е.Н., Ахманов Г.Г. (2023). Геохимические характеристики органического вещества донных отложений северной части Баренцева моря как индикатор миграции углеводородов из недр. Георесурсы, 25(4), 42-57.
3. Huang W.Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et cosmochimica acta*, 43 (5), 739-745.
4. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). *The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history*. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 1156 pp.
5. Zumberge J. E. (1984). Source rocks of the La Luna formation (Upper Cretaceous) in the middle magdalena valley, Colombia. *Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks*, 127-133.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КЕРОГЕНА ДОМАНИКОВОЙ И БАЖЕНОВСКОЙ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ФОРМАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ИЗУЧЕНИЯ ДВУХ СКВАЖИН

Г.Г. Савостин, В.В. Воронкова, М.Л. Махнутина, А.Г. Калмыков

Баженовская (БВУФ) и доманиковская (ДВУФ) высокоуглеродистые формации представляют собой ключевые нефтематеринские толщи Западно-Сибирского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов соответственно. Хотя содержащееся в них органическое вещество (ОВ) II типа предположительно должно иметь сходный характер преобразования в процессе катагенеза, наблюдаемые различия в геохимических параметрах указывают на индивидуальные особенности эволюции ОВ в каждом случае (Григоренко и др., 2025). Сравнительный анализ катагенетических преобразований ОВ в этих формациях позволяет уточнить закономерности нефтегазообразования и оценить перспективы нефтегазоносности изучаемых регионов.

В рамках исследования был изучен керновый материал из двух скважин: первая расположена в пределах Ендырского вала (БВУФ), вторая - на Южно-Татарском своде (ДВУФ). На первом этапе работы методика включала комплексный литолого-геохимический анализ с акцентом на пиролитические и углепетрографические характеристики, что позволило отобрать репрезентативные образцы для детального изучения. Далее особое внимание уделялось исследованию кинетики преобразования ОВ: были получены однокомпонентные кинетические спектры деструкции керогена, его элементный состав, а также проведены эксперименты по гидропиролизу в автоклавах.

Комплексное исследование органического вещества проводилось с применением современных аналитических методик. Пиролитические измерения выполнялись на аппарате HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, США) по методике Rock-Eval (Espitalie et al., 1977; 1985). Углепетрографический анализ осуществляли на полированных аншлифах с использованием микроскопа QDI302 (Craic Technologies, США), позволяющего проводить наблюдения как в отраженном белом свете, так и в ультрафиолетовом диапазоне.

Для моделирования процессов преобразования ОВ были отобраны характерные незрелые образцы, которые подвергались гидропиролизу в автоклавах при температуре 350°C в течение 12 часов с добавлением воды (Савостин и др., 2024).

Параллельно проводилось определение кинетических параметров термической деструкции керогена методом многоскоростного пиролиза (при скоростях нагрева 3, 5, 10, 30 и 50°C/мин в температурном диапазоне 300-650°C) после предварительной очистки образцов от подвижных углеводородных соединений. Полученные данные обрабатывались с использованием

специализированного программного обеспечения KINETICS2015 (GeoIsoChem Corporation, США) дискретным методом анализа.

Дополнительно проводилось выделение керогена методом кислотного растворения минеральной матрицы по модифицированной методике, адаптированной для высокоуглеродистых пород (Бугаев и др., 2014). Элементный состав выделенного керогена (соотношения Н/С и О/С) определяли на автоматическом анализаторе ЕМА 502 (Velp, Италия).

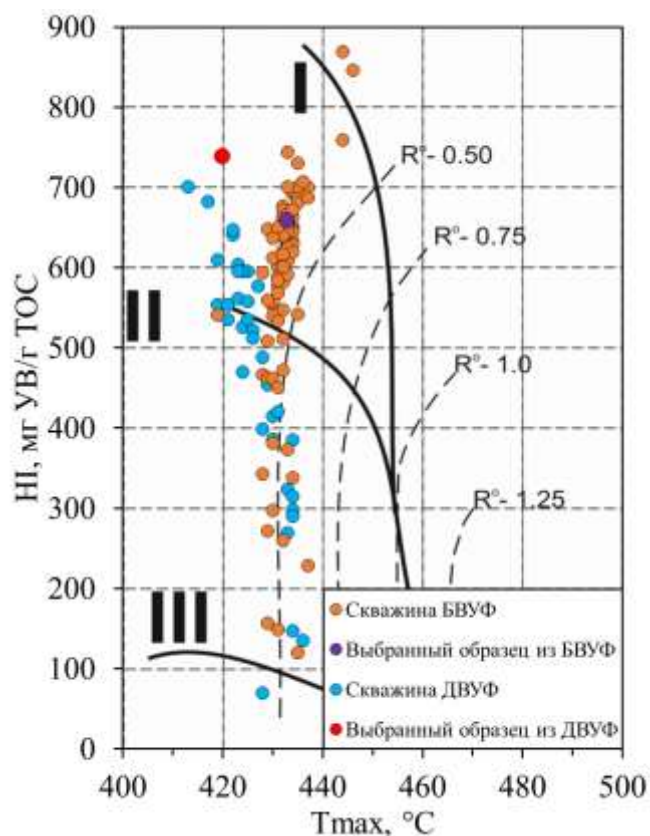


Рис. 1. Модифицированная диаграмма ван Кревелена для скважин БВУФ и ДВУФ

В скважине БВУФ диапазон значений T_{max} составляет 419–446 °С при среднем показателе 432 °С, тогда как водородный индекс (HI) колеблется от 120 до 870 мг УВ/г ТОС, достигая в среднем 580 мг УВ/г ТОС (рис. 1). Для скважины ДВУФ характерны значения T_{max} в пределах 413–430 °С (среднее – 426 °С) и HI от 70 до 740 мг УВ/г ТОС (среднее – 475 мг УВ/г ТОС). Выбранный образец из БВУФ сложен керогеново-кремнисто-глинистой породой, в то время как проба из ДВУФ имеет керогеново-карбонатно-глинисто-кремнистый состав. Углететрографический анализ показал, что органическое вещество в обоих образцах представлено битуминитом с присутствием битума.

Результаты гидропиролиза демонстрируют принципиальные различия в поведении образцов БВУФ и ДВУФ при термическом воздействии. В случае БВУФ наблюдается интенсивное накопление углеводородных соединений внутри образца (460 мг УВ/г ТОС), тогда как для ДВУФ характерен значительно более низкий уровень удержания битумоидов (60 мг УВ/г

ТОС) (рис. 2). При этом обратная картина отмечается для выхода синтетической нефти: образец ДВУФ генерирует в 10 раз больше жидких углеводородов (270 мг УВ/г ТОС против 25 мг УВ/г ТОС у БВУФ). Такие существенные различия, наблюдаемые при близких значениях термической зрелости, свидетельствуют о комплексном влиянии как структурных особенностей органического вещества, так и специфики минеральной матрицы. Последняя, по-видимому, играет важную роль не только в процессах термического разложения керогена, но и в механизмах миграции и перераспределения образовавшихся углеводородных фракций.

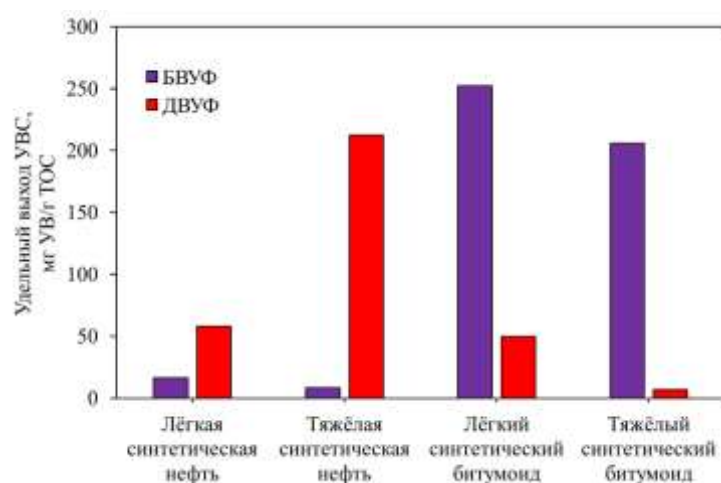


Рис. 2. Удельный выход УВС в эксперименте по гидропиролизу образцов БВУФ и ДВУФ

Проведенные эксперименты по термическому воздействию (350°C, 12 ч) выявили значительные различия в преобразовании органического вещества БВУФ и ДВУФ: степень реализации генерационного потенциала керогена в ДВУФ (90%) более чем вдвое превысила аналогичный показатель для БВУФ (40%), что подтверждается микроскопическими наблюдениями за изменением структуры битуминита (рис. 3). Полученные данные свидетельствуют о принципиально разных механизмах термической деструкции, обусловленных различиями в молекулярной структуре керогена, его взаимодействии с минеральной матрицей и каталитической активности вмещающих пород, что необходимо учитывать при моделировании процессов нефтегенерации в данных нефтематеринских толщах.

Кинетические спектры исследованных образцов характеризуются максимумом выхода УВ при приложении энергии активации в $E_a=54$ ккал/моль, при это спектр образца ДВУФ по форме близок к гауссовому распределению E_a (рис. 4). Большая доля разрывы связей на $E_a=52-53$ ккал/моль в пластовых условиях позволяет образцу ДВУФ в начале трансформации достигать равного TR при температурах на 5-7°C ниже, чем для образца БВУФ. Но полная трансформация ОВ раньше достигается в образце БВУФ. Более широкий диапазон E_a в спектре образца ДВУФ может являться следствием более разнообразного состава биопродуктов, либо частичной трансформации ОВ в образце БВУФ.

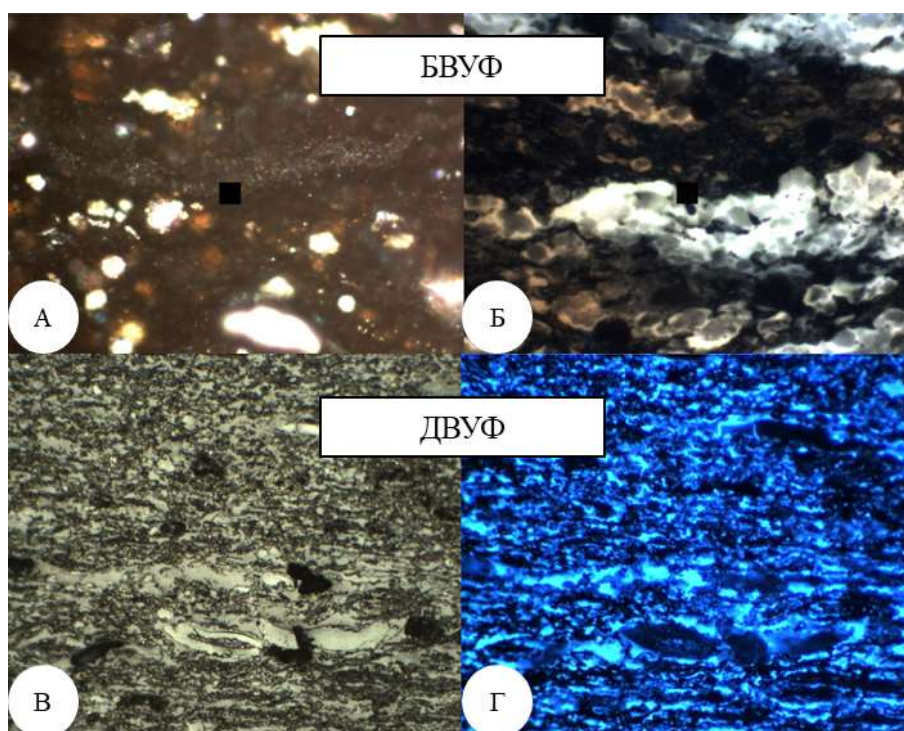


Рис. 3. Фотографии аншлифов исследуемых образцов после прогрева. А) Общий вид образца БВУФ в белом свете. Б) Общий вид образца БВУФ в ультрафиолетовом свете. В) Общий вид образца ДВУФ в белом свете. Г) Общий вид образца ДВУФ в ультрафиолетовом свете

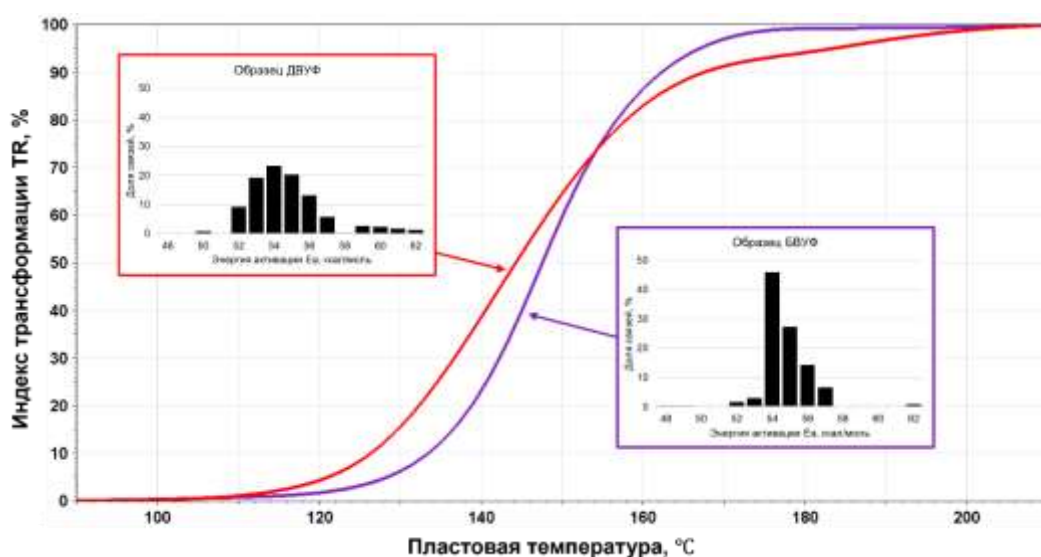


Рис. 4. Кривые трансформации ОВ в пластовых условиях (скорость прогрева 2°C/млн лет) для исследованных образцов БВУФ и ДВУФ

Элементный состав керогенов из исследуемых формаций характеризуется идентичными показателями водородного ($H/C=1,25$) и кислородного ($O/C=0,03$) индексов, свидетельствуя о сходной степени гидрированности и окисленности органического материала. При этом образцы сильно отличаются по количеству азота - его содержание в образце ДВУФ (2,8%) существенно выше, чем в БВУФ (1,5%). Особенностью обоих образцов является аномальная концентрация

содержания серы, что ставит вопрос о необходимости проведения дополнительных анализов для дифференциации, собственно, керогенной серы от возможных остаточных пиритных включений. Такие различия в элементном составе могут отражать как особенности исходного органического вещества, так и специфику его диагенетических преобразований в различных литолого-фациальных условиях.

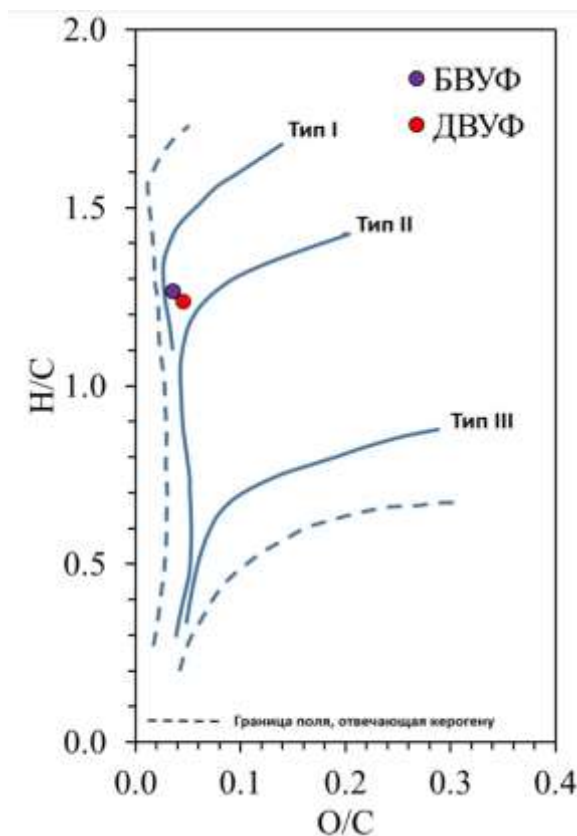


Рис. 5. Диаграмма ван Кревелена с результатами анализа образцов керогена из скважин БВУФ и ДВУФ

Проведенные исследования позволили установить существенные различия в катагенетической трансформации органического вещества баженовской (БВУФ) и доманиковской (ДВУФ) формаций, несмотря на сходные пиролитические и углепетрографические характеристики. Особый интерес представляют выявленные различия в содержании азота при близких значениях атомных отношений H/C и O/C , свидетельствующие о структурно-функциональной неоднородности изучаемого органического вещества. Полученные экспериментальные данные указывают на значительную роль минеральной матрицы в процессах термического преобразования керогена и миграции углеводородных соединений, что требует дальнейшего детального изучения. Перспективными направлениями последующих исследований являются: (1) углубленный анализ молекулярной структуры органического вещества с применением современных спектроскопических методов, (2) комплексная характеристика состава генерируемых углеводородных продуктов, (3) расширение выборки за

счет включения представительных образцов различных литофаций изучаемых формаций. Полученные результаты имеют важное значение для уточнения существующих моделей нефтегазообразования в баженовской и доманиковой свитах.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда, проект № 24-13-00197.

Литература

1. Бугаев И. А., Бычков А. Ю., Калмыков Г. А. Методика выделения керогена из нефтематеринских пород баженовской свиты // Ломоносовские чтения – 2014: сб. тез. Всерос. науч. конф. – М.: МГУ имени М. В. Ломоносова, 2014. – С. 1–2.
2. Григоренко Т. В., Савостин Г. Г., Калмыков А. Г., Тихонова М. С., Видищева О. Н., Костышина М. О., Махнутина М. Л., Стороженко В. Д., Калмыков Г. А., Назимов Н. А. Характеристика органического вещества доманиковых отложений и насыщающих их флюидов на территории Республики Татарстан // Георесурсы. – 2025. – Т. 27, № 1. – С. 221–235.
3. Савостин Г. Г., Калмыков А. Г., Вайтехович А. П., Пронина Н. В., Грязнова Д. А., Марунова Д. А., Калмыков Г. А. Изменение характеристик керогена и минеральной матрицы пород баженовских отложений при лабораторном моделировании гидротермальных процессов // Георесурсы. - 2024. - Т. 26, № 3. - С. 206-219.
4. Burnham A. K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels: How to Model Maturation and Pyrolysis. – Cham: Springer International Publishing, 2017. – 217 p.
5. Espitalie J., Laporte J. L., Madec M., Marquis F., Leplat P., Poulet J., Boutefeu A. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution // Rev. Inst. Fr. Pét. – 1977. – Vol. 32. – P. 23–42.
6. Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications // Rev. Inst. Fr. Pét. – 1985. – Vol. 40. – P. 755–784.

ИНСТРУМЕНТ AUTOPYRO: АВТОМАТИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ НА ПРИМЕРЕ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Г.А. Шевченко, М.А. Большакова

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва

Введение

Актуальность: обработка исходных геохимических данных является неотъемлемым этапом при бассейновом анализе и моделировании, оценке перспектив нефтегазоносности и ресурсов, а также при обработке результатов других геологических исследований.

Вопрос автоматизации при интерпретации геолого-геохимической информации уже изучался авторами (Шевченко, Большакова, 2025). Так, согласно полученным результатам, в органической геохимии на текущий момент нет инструментов для проведения комплексного анализа данных с обширной функциональностью, как, например, у инструментов для работы с геофизическими или петрофизическими данными. Непосредственно из этого вытекает цель данной работы.

Цель: разработка дизайна и создание инструмента для автоматизации работы с геолого-геохимическими данными с использованием классических методов анализа данных, программирования, машинного обучения и других методов науки о данных.

Для достижения цели были поставлены следующие *задачи*:

1. Сбор фактического материала, необходимого для функционирования инструмента, по открытым источникам: шаблоны геохимических графиков, формулы, таблицы геохимических индексов, наборы данных и т.д.
2. Разработка методики проведения исследования: выделение групп свойств и проработка алгоритмов обработки и интерпретации этих данных.
3. Непосредственно разработка инструмента для решения рутинных (стандартных) геохимических задач.
4. Тестирование разработанных методик на реальных геохимических данных и оценка эффективности (и точности?) использования автоматического подхода по сравнению с «ручным» анализом.

Группы свойств и методики работы с ними

1. *Числовые и качественные свойства.* Зависимости для таких свойств могут быть представлены в виде операции ветвления (if – else if – else или switch – case – default) со сколько

угодно сложными условиями. На вход подаются наборы значений, которые сравниваются с условиями, а на выходе выдаются значения соответствующих свойств.

Примеры свойств: определение типа керогена органического вещества (ОВ) по величине водородного индекса HI ($HI > 600 \rightarrow$ I тип; $300 < HI < 600 \rightarrow$ II тип; $200 < HI < 300 \rightarrow$ II/III тип; $50 < HI < 200 \rightarrow$ III тип, $HI < 50 \rightarrow$ IV тип); степени катагенетической преобразованности, литологического состава вмещающей нефтегазоматеринской толщи и условий осадконакопления по значениям геохимических индексов.

2. *Свойства, которые интерпретируются по диаграммам.* В этом случае необходимо использовать методы вычислительной геометрии (например, определение принадлежности одного геометрического объекта другому, кратчайших расстояний между ними, интерполяция объектов и другие алгоритмы), чтобы производить анализ взаиморасположения объектов на плоскости без необходимости их визуализации.

Примеры диаграмм и определяемых по ним свойств: HI- T_{max} (тип и степень зрелости керогена, главный продукт генерации, исходный водородный индекс HI_o); HI-OI, S_2 -TOC (тип керогена, главный продукт генерации); S_1+S_2 -TOC (генерационный потенциал керогена); HI-TOC (тип генерируемого флюида, главный продукт генерации); PI- T_{max} (степень преобразования и зрелости керогена).

3. *Свойства, которые вычисляются по аналитическим зависимостям (формулам).* Формулы применяются аналогично тому, как это делается в любом табличном процессоре (Excel / Calc).

Примеры формул:

1. Исходный водородный индекс (HI_o):

a.
$$HI_o = HI + \frac{HI*(T_{max}-435)}{30} \text{ (Kerimov, 2019)}$$

2. Исходный общий органический углерод (TOC_o):

a.
$$TOC_o = p * HI * \frac{TOC}{HI_o*(1-TR)*(p-TOC) + HI*TOC}; p = 83\% \text{ (Peters et al., 2005)}$$

3. Индекс трансформации (TR):

a.
$$TR = 1 - \frac{HI*TOC*(p-TOC_o)}{HI_o*TOC_o*(p-TOC)} = 1 - \frac{S_2*(p-TOC_o)}{S_{2o}*(p-TOC)} \text{ (Peters et al., 2005)}$$

b.
$$TR = \frac{(HI_o-HI)*1200}{HI_o*(1200-HI)} \text{ (Espitalie, 1987)}$$

Инструмент AutoPyro

В настоящий момент идет активная разработка инструмента (AutoPyro, 2025). По степени готовности, функциональность делится на три категории:

1. *Уже реализованная функциональность:* Извлечение информации из растровых изображений (оцифровка изображений, используя машинное зрение) карт и диаграмм в

различных координатах; Визуализация карт и геохимических диаграмм, используя библиотеки (см. Применяемые библиотеки); Автоматическая интерпретация результатов с использованием геохимических диаграмм; Статистический анализ табличных данных; Парсинг векторных форматов изображений (Inkscape, формат SVG) и географических файлов (SHP); Обработка хроматограмм через библиотеку PyMassSpec (O'Callaghan et al., 2012).

2. *Функциональность, находящаяся в активной разработке:* Интеграция с векторным графическим редактором CorelDRAW (формат CDR); Графический веб-интерфейс для взаимодействия с инструментом; Создание модуля 1D бассейнового моделирования на основании кода системы GALO; Автоматизация картопостроения (mapping) для представления результатов в площадном распространении; Специализированная автоматическая схема работы (пайплайн) с моделями машинного обучения.

3. *Перспективные идеи, которые могут быть реализованы в ходе дальнейшей разработки:* Автоматическая интерпретация пиков на хроматограммах и определение степени биodeградации нефтей; Формирование полноценных текстовых отчетов по шаблонам, используя большую языковую модель (LLM).

Инструмент имеет модульную архитектуру, которая представлена на рисунке 1. Он также имеет возможность работать в нескольких режимах: подключаемой библиотеки (можно использовать в Python скриптах, интерактивной среде исполнения IPython) и через графический веб-интерфейс. Веб-интерфейс инструмента построен с использованием набора библиотек из экосистемы (HoloViz, 2025), в рамках которой разрабатываются средства для интерактивной визуализации данных для языка Python.

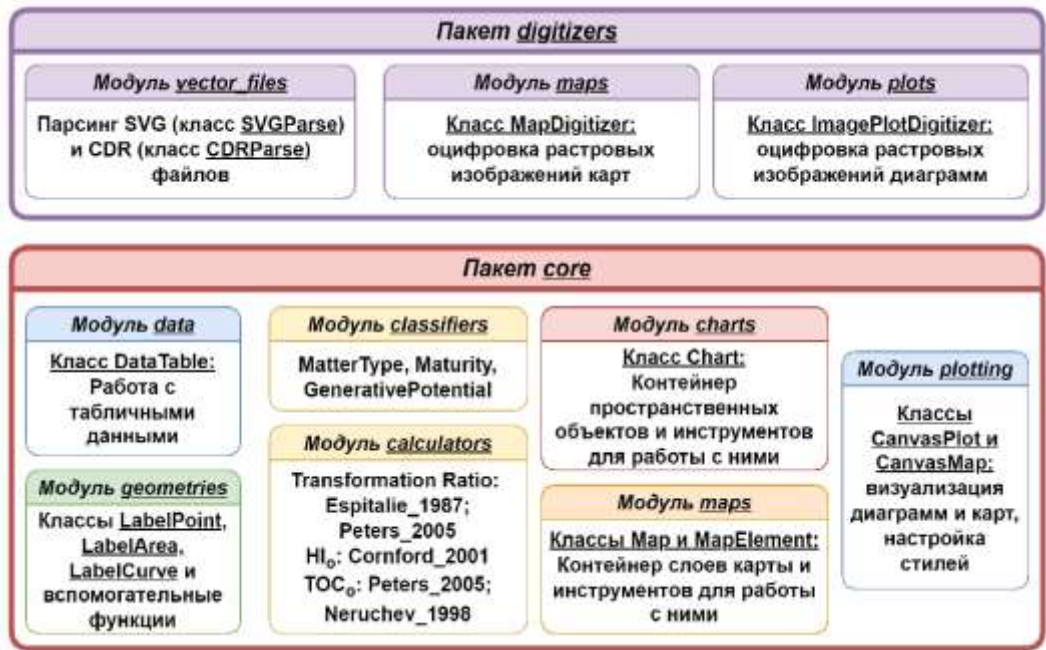


Рисунок 1. Текущая структура модулей в инструменте AutoPyro

Применяемые библиотеки

- Основные: GeoPandas (pandas, Shapely), NumPy, Rasterio, SciPy, simpleeval, PyMassSpec;
- Машинное обучение: CatBoost, XGBoost, LightGBM, scikit-learn;
- Работа с изображениями: scikit-image, svgelements;
- Визуализация (интерактивная): Matplotlib, Bokeh, hvPlot, HoloViews, GeoViews;
- Построение веб-интерфейса: Panel, Param.

Характеристика фактического материала

Для тестирования разработанного инструмента требуется обширная база данных (БД), позволяющая показать возможности пакетной обработки множества значений. В ходе проведения более раннего исследования автором была составлена такая база, включающая в себя результаты пиролитических замеров и углепетрографических исследований. Затем она была дополнена результатами изотопных анализов и большим количеством пиролитических замеров.

Территориально в базе данных присутствуют замеры для акваторий Баренцева и Печорского морей, архипелагов Шпицберген, Новая Земля и Земля Франца-Иосифа, островов Медвежий (Бьорная) и Надежды (Хопен), а также Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна и полуострова Ямал (рис. 2). БД состоит из двух частей:

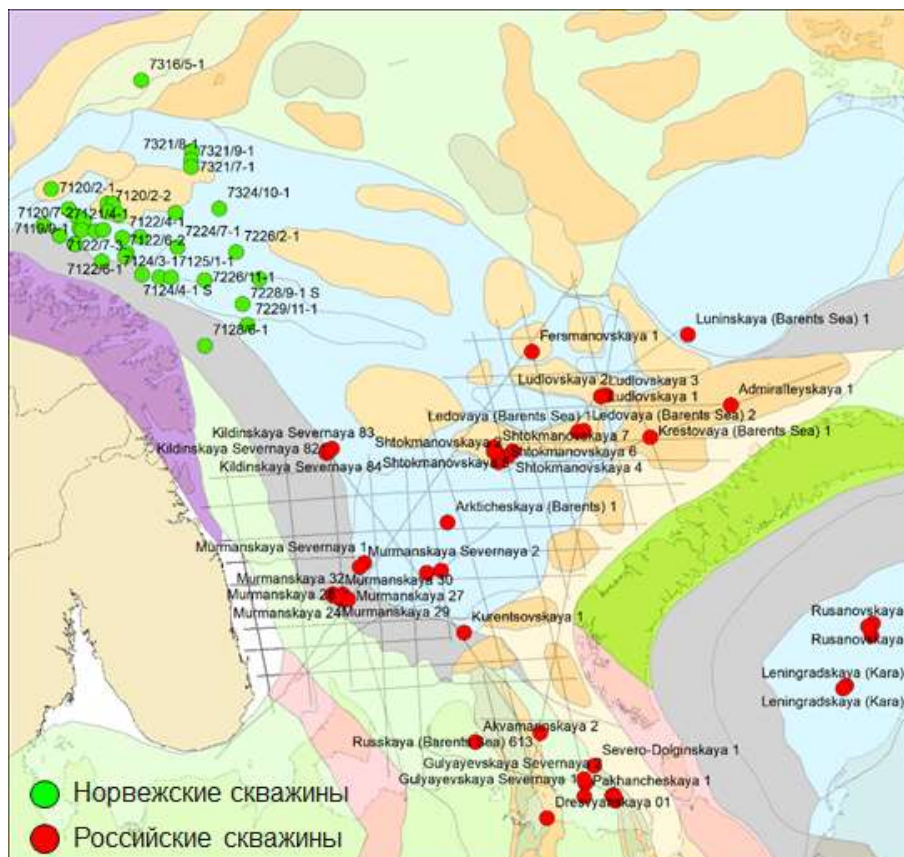


Рисунок 2. Карта расположения скважин, в которых присутствуют замеры

1. *Российская часть* содержит 1512 замеров. Они были взяты из: результатов исследований, которые проводились на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова и из опубликованных данных и фондовых источников (Ступакова и др., 2021). Набор данных включает следующие группы исследований: литологический состав, пиролиз Rock-Eval, отражательная способность витринита.

2. По *норвежской части* исходный набор данных содержит информацию по трем морям и имеет следующее распределение точек: Северное море – 63707, Норвежское море – 32327, Баренцево море – 31539 (Norwegian Offshore Directorate, 2025). Для анализа были оставлены только точки, относящиеся к его акватории Баренцева моря (объект исследования). В нем представлены следующие группы исследований: Группы исследований: литологический состав; газовая хроматография-массовая спектрометрия; пиролиз Rock-Eval 2 и 6, HAWK, OSA; анализ микрокомпонентного состава керогена; газовый анализ / каротаж; изотопный и элементный состав; относительное содержание насыщенных и ароматических углеводородов, смол и асфальтенов; пламенно-ионизационный детектор; пиро-газовая хроматография; отражательная способность витринита; газовая хроматография.

Результаты и выводы

Инструмент не ставит своей целью заменить геологов-геохимиков и их труд. Все выводы, принимаемые решения и процесс верификации должны оставаться за специалистом. Его основными целями являются: генерация высококачественных графических материалов для публикаций и отчетов, экономия времени исследователя, путем автоматизации рутинных геохимических задач и консолидация процесса хранения и обработки всех данных в одной месте (программе).

Что касается результатов работы, то за счет использования инструмента AutoPyro удалось получить более точные (чем при ручном анализе) результаты по исследованию органического вещества нефтегазоматеринских толщ и сделать выводы о типе керогена ОВ, генерационном потенциале и зрелости сразу для 100 – 1000 значений за несколько секунд (что при ручном анализе заняло несколько дней). Особенно заметны различия в результатах наблюдались для значений свойств, требовавших визуальной интерпретации (то есть по диаграммам).

В заключении, важно, однако, упомянуть, что полученные результаты не претендуют на 100% точность, поскольку это не является возможным. Каждое из полученных значений несет с собой риск и неопределенность, поскольку, например, достоверно определить тип ОВ, исходя исключительно из данных пиролиза невозможно. Для достижения этой цели необходимо проведение комплексного анализа, как большего количества геохимической информации

(мацеральный состав, хроматограммы, биомаркеры), так и другой геологической информации. В рамках данной работы подобный комплексный анализ в качестве задачи не ставился.

Литература

1. Ступакова А.В., Большакова М.А., Суслова А.А., Мордасова А.В., Осипов К.О., Ковалевская С.О., Колесникова Т.О., Шевченко Г.А., Мастерков И.А., Цыганкова А.А., Гильмуллина А.А. Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства. Георесурсы. 2021; 23 (2): 6-25.
2. Шевченко Г. А., Большакова М. А. Текущее состояние применения методов науки о данных в геохимии нефти и газа // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2025. – Т. 64, № 1. – С. 11.
3. Espitalie, J., Deroo, G., Marquis, F. (1987) Rock-Eval Pyrolysis and Its Applications. Review of the French Petroleum Institute, 4, 73-88.
4. GitHub: AutoPyro. – [Электронный ресурс]. – <https://github.com/sup3r-g/AutoPyro>.
5. HoloViz. – [Электронный ресурс]. – <https://holoviz.org>.
6. Kerimov, V., Mustaev, R., Serikova, U., & Ismailov, J. (2019). Geochemical conditions of hydrocarbon accumulation in low-permeability shale sequences. In E3S Web of Conferences 98, 02005. EDP Sciences.
7. Norwegian Offshore Directorate. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://factpages.sodir.no>
8. O'Callaghan, S., De Souza, D.P., Isaac, A. et al. (2012). PyMS: a Python toolkit for processing of gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS) data. Application and comparative study of selected tools. BMC Bioinformatics 13, 115.
9. Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M. (2005) The Biomarker Guide, Volume 1 and 2. Second Edition, Cambridge University Press, Cambridge.

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

П.Г. Зотова¹, М.А. Большакова¹, Е.Ю. Макарова¹, Н.В. Пронина¹, И.В. Кувинов¹,
А.П. Вайтехович¹, Е.В. Козлова², А.Ю. Бычков¹, В.С. Илясов³

¹ *Геологический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

² *Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия*

³ *Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени
Н.Г. Чернышевского*

Один из периодов накопления значительных концентраций органического вещества (ОВ) в осадочных отложениях Восточно-Европейской платформы (ВЕП), вплоть до образования прослоев горючих сланцев (ГС), относится к позднеюрской эпохе [6]. Эти породы представляют научный интерес как с точки зрения условий их образования и связи с глобальными климатическими процессами, так и в качестве источника информации об ОВ потенциально нефтематеринских толщ.

В пределах ВЕП морской бассейн волжского века простирался широкой меридиональной зоной через восточные регионы. Связь между Арктическими и Южными морями осуществлялась через пролив, однако она носила непостоянный характер и периодически прерывалась. Наиболее благоприятные условия для накопления высоких концентраций сапропелевого ОВ, вплоть до формирования ГС, сложились в средневолжское время [8]. Впоследствии эти отложения были разделены на несколько изолированных сланценосных бассейнов: Печорский, Волжский, Вычегодский и Центральный [5].

Целью данной работы является комплексное изучение незрелого ОВ и его генерационного потенциала на примере верхнеюрских горючих сланцев Волжского и Печорского бассейнов и московских черных глин. Проведён анализ ОВ с применением геохимических методов: выполнены пиролитические исследования, получены однокомпонентные кинетические спектры деструкции керогена ГС, оценен генерационный потенциал пород в условиях лабораторного моделирования, а также проведены исследования методами органической петрографии.

По минеральному составу образцы Волжского бассейна преимущественно представлены глинистыми и карбонатно-глинистыми разностями с низким содержанием кремнезёма. В то же время образцы Печорского бассейна отличаются повышенной карбонатностью, а московские черные глины обогащены кремнезёмом.

Результаты пиролиза показали, что все изученные образцы относятся к различным стадиям протокатагенеза (ПК), что подтверждает незрелость содержащегося в них ОВ.

Горючие сланцы Волжского и Печорского бассейнов обладают высоким генерационным потенциалом ($HI = 600\text{--}1089$ мг УВ/г ТОС), при этом содержание общего органического углерода (ТОС) варьирует от 5 до 36%. ОВ относится к I и II типам и имеет морское происхождение.

Черные глины московского региона характеризуются низким генерационным потенциалом ($HI = 12\text{--}72$ мг УВ/г ТОС) и содержанием ТОС в пределах 0,7–5,3%. ОВ в них соответствует III типу и имеет континентальный генезис.

Петрографические исследования продемонстрировали, что в горючих сланцах преобладают мацералы группы липтинита, в частности аморфное органическое вещество (АОМ) водорослевого происхождения. Оно хорошо идентифицируется по характерному зелёно-жёлтому свечению в ультрафиолетовом свете (УФ) и занимает до 80% площади аншлифов. В меньшей степени присутствуют другие мацералы липтинитовой группы: ламальгинит и телальгинит, образующие тонкие пластинки и неправильные формы с ярко-жёлтым (реже голубым) свечением в УФ. Единично встречается переотложенный витринит, а также мацералы инертинитовой группы (фюзинит и микринит). Распространены фрагменты раковин и радиолярий.

В черных глинах ОВ представлено преимущественно переотложенным витринитом, а второстепенными компонентами являются мацералы липтинитовой группы (кутинит и споринит). В отличие от горючих сланцев, содержание ОВ здесь не превышает 40% от площади аншлифа.

Таким образом, в мелководных обстановках (зона мелкого шельфа) значительную роль играет привнесённая континентальная органика, что приводит к снижению концентрации ОВ по сравнению с глубоководными условиями, где формировались горючие сланцы с высоким содержанием водорослевого ОВ [2].

Для оценки генерационного потенциала пород были получены однокомпонентные кинетические спектры. При фиксированном частотном факторе начало генерации УВ в горючих сланцах как Волжского, так и Печорского бассейнов наблюдается при энергии активации 46 ккал/моль, а пик выхода соответствует 52–54 ккал/моль.

Дополнительно проведён эксперимент по акватермолизу [1] [3] [7] для образца горючего сланца Печорского бассейна. В ходе эксперимента степень зрелости образца увеличилась до $ПК_3\text{--}МК_1$, водородный индекс снизился. При петрографических исследованиях после проведения эксперимента наблюдается интенсификация свечения прослоев ОВ в УФ. Суммарный выход углеводородов (за 9 дней) составил 4,96% от массы образца (20 г), при этом в составе продуктов преобладали газообразные УВ.

Литература

1. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Лыюров С.В., Бурцев И.Н. Органическое вещество горючих сланцев Айювинского месторождения // Известия Коми научного центра УрО РАН - Сыктывкар, 2016. - № 2(26). - С. 53-58.
2. Виноградов А. П. и др. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР // Т. III. Триасовый, юрский и меловой периоды. М.: ГУГК. – 1968. – Т. 74..
3. Гордадзе Г. Н., Соломатина И. П. Термолиз дебитуминизированных пород как метод исследования нефтематеринских толщ // Геология нефти и газа. – 1994. – №. 8. – С. 41-48.
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. Прокофьева Л. М., Андросов Б. Н., Череповский В. Месторождения горючих сланцев мира – М: Изд-во «НАУКА», 1988. – 263 с.
6. Рогов М. А., Щепетова Е. В., Захаров В. А. Позднеюрско-раннемеловое длительное шельфовое дизоксически-бескислородное событие и его возможные причины // Геологический журнал. – 2020. – Т. 157. – №. 10. – С. 1622-1642.
7. Санникова И.А. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. МГУ, Москва, 2019 – 181 с.
8. Явхута Г.В. Верхнеюрская формация горючих сланцев русской платформы: дис. ... канд. геол.-минерал. наук., Москва, 1978 – 175 с.