

ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ БАРЕНЦЕВО- КАРСКОГО РЕГИОНА – основа бассейнового анализа и прогноза ресурсов

Суслова Анна Анатольевна

к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник

Ступакова Антонина Васильевна

д.г.-м.н., заведующий кафедрой

Большакова Мария Александровна

к.г.-м.н., старший научный сотрудник

Мордасова Алина Владимировна

к.г.-м.н., научный сотрудник

Сауткин Роман Сергеевич

к.г.-м.н., старший научный сотрудник

Краснова Елизавета Андреевна

к.г.-м.н., старший научный сотрудник

Осипов Константин Олегович

аспирант

Колесникова Татьяна Олеговна

магистрант

Ковалевская Светлана Олеговна

магистрант

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых
МГУ имени М.В. Ломоносова

Гильмуллина Альбина Альбертовна

аспирант

Кристиан Хауг Эйде

д.г.-м.н., доцент

Кафедра наук о Земле Университета г. Берген

Туре Грейн Клаусен

к.г.-м.н., старший научный сотрудник
Petroliä NOCO AS



ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ ШЕЛЬФОВ БАРЕНЦЕВО И КАРСКОГО МОРЕЙ. ОПИРАЯСЬ НА ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ, А ТАКЖЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОГО БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И СТРУКТУРНЫЙ ПЛАН ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ ЭТИХ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ, ПОСТРОЕНЫ КАРТЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И КАТАГЕНЕТИЧЕСКОЙ ЗРЕЛОСТИ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОИЗВОДЯЩИХ ПОРОД. ПОКАЗАНЫ ОСНОВНЫЕ ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА ОБОГАЩЕННЫМИ ОРГАНИЧЕСКИМ ВЕЩЕСТВОМ ПОРОДАМИ РАЗНОГО ВОЗРАСТА. РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ И ИМЕЮЩИЕСЯ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РЕКОНСТРУКЦИЮ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАРЕНЦЕВО-КАРСКОГО ШЕЛЬФА

THE ANALYSIS OF OIL AND GAS SOURCE STRATA OF THE SHELVES OF THE BARENTS AND KARA SEAS HAS BEEN CARRIED OUT. BASED ON GEOCHEMICAL STUDIES AND PALEOGEOGRAPHIC RECONSTRUCTIONS, AS WELL AS ON THE RESULTS OF GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL BASIN MODELING AND THE STRUCTURAL PLAN OF SEDIMENTARY DEPOSITS OF OIL AND GAS BEARING BASINS OF THESE ARCTIC SEAS, MAPS OF THE DISTRIBUTION AND CATAGENETIC MATURITY OF OIL AND GAS PRODUCING ROCKS WERE CONSTRUCTED. THE MAIN OIL AND GAS GENERATION ZONES BY ORGANIC MATTER-ENRICHED ROCKS OF DIFFERENT AGES ARE SHOWN. THE MAIN FACTORS AND EXISTING GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL UNCERTAINTIES AFFECTING THE OIL AND GAS FORMING IN THE BARENTS-KARA SHELF ARE CONSIDERED

Ключевые слова: бассейновое моделирование, нефтегазоматеринские толщи, комплексирование, прогноз нефтегазоносности, месторождения нефти и газа, Арктика, перспективы акваторий.

Нефтегазоматеринские толщи – один из важнейших элементов углеводородных систем. Важными параметрами, которые характеризуют нефтематеринскую толщу, являются содержание в ней органического вещества, тип и степень зрелости керогена. В последнее время для определения потенциала бассейна активно используется метод бассейнового анализа или моделирования, при котором мы неизбежно сталкиваемся с необходимостью комплексирования разномасштабных исследований: от интерпретации результатов сейсморазведки до результатов точечных литологических, петрофизических, углепетрографических и геохимических исследований. Точность и адекватность модели напрямую зависит от закладываемых в нее геологических и геохимических параметров. Региональная геохимия, играющая ключевую роль при поисковых и разведочных работах на суше и на шельфе, является важнейшей частью бассейнового моделирования и базируется на результатах исследований генерационного потенциала и термической эволюции нефтематеринских пород. Итогом региональных геолого-геохимических исследований является оценка перспектив нефтегазоносности бассейна в целом и локализация вероятных скоплений углеводородов с количественной оценкой их объемов и состава (при высоком качестве исходных данных). В статье мы постарались охарактеризовать разные уровни нефтематеринских толщ Западной Арктики, необходимых для проведения бассейнового анализа.

Бассейновый анализ позволяет дать прогноз нефтегазоносности и выделить наиболее перспективные для поиска нефти и газа области на изучаемой территории или акватории. Особенно актуально применение бассейнового анализа в акваториях Арктических бассейнов, которые отличаются относительно малой степенью изученности, нехваткой глубоких скважин, региональным масштабом исследований

ФАКТЫ

Бассейновый анализ

позволяет дать прогноз нефтегазоносности и выделить наиболее перспективные для поиска нефти и газа области на изучаемой территории или акватории

Программы

бассейнового моделирования позволяют проследить геологические процессы, которые протекают в бассейне в течение его истории и проиграть несколько сценариев образования скоплений углеводородов

и суровым климатом. Для решения практических задач прогноза ресурсного потенциала могут применяться различные алгоритмы моделирования. В первую очередь для любого бассейнового анализа необходима модель строения осадочного бассейна, зоны нефтегазоаккумуляции или отдельного участка в ее пределах. При помощи программ бассейнового моделирования можно проследить геологические процессы, которые протекают в бассейне в течение всей его истории развития, моделирование позволяет проиграть несколько сценариев образования скоплений углеводородов – при наличии неопределенностей в характеристиках пород бассейна или в истории его развития. Точность и адекватность модели напрямую зависит от закладываемых в нее входных геолого-геохимических параметров.

Важным фактором является то, что модель включает в себя регулирующие механизмы и временные привязки, например взаимосвязь миграции углеводородных флюидов (УВ) и структурно-тектонического развития исследуемого региона, что позволяет спрогнозировать возможность образования и разрушения залежей УВ (рисунок 1).

Бассейновое моделирование позволяет дать прогноз нефтегазоносности и выделить наиболее перспективные области скопления УВ на изучаемой территории или акватории.

РИС. 1. Модель нефтяной системы



Для решения практических задач прогноза ресурсного потенциала могут применяться различные алгоритмы моделирования.

При подготовке бассейновой модели должны быть учтены блоки с различной геологической информацией. При этом предлагается следующая последовательность их анализа (рисунок 2):

Блок 1. Геологическая модель должна быть составлена с учетом следующих входных параметров: положение отражающих горизонтов (ОГ), мощность стратиграфических комплексов, положение разломов.

Блок 2. Стратиграфическая модель подразумевает под собой возрастную привязку отражающих горизонтов. Особенно чувствительный параметр для Арктического региона, в первую очередь для тех акваторий, в которых на сегодняшний день не пробурено ни одной скважины. Может быть большое количество вариаций в зависимости от видения строения региона различными авторами.

Блок 3. История развития, включающая в себя анализ основных структурных перестроек и эрозионных событий. Особенно важно оценивать время начала, длительность и мощность эрозионных событий. Эти параметры напрямую зависят от стратиграфической модели. Оценка палеоглубин в бассейне на тот или иной момент может быть снята с палеогеографических карт. Анализ разломной тектоники, времени формирования, активизации и проводимости разломов – важный параметр, влияющий на миграцию углеводородов во времени.

Блок 4. Тепловая модель. Вариация теплового потока в течение истории развития бассейна влияет на степень зрелости нефтематеринских толщ и их способность генерировать углеводороды и может быть проанализирована различными методами: от замеров тепловых характеристик на поверхности и в скважине до оценки геодинамических реконструкций и выявления этапов максимального прогрева бассейна.

ФАКТЫ

Библиотечные кинетики –

это кинетики, разработанные для нефтегазоматеринских толщ по всему миру и зашитые в ПО для бассейнового моделирования. Технически они отличаются друг от друга количеством компонентов и спектром энергий активации для каждого компонента

Основные геотермические параметры –

плотность теплового потока (q , мВт/м²), теплопроводность горных пород (λ , мВт/м·°C), геотермический градиент (Δt , °C/м), современное и палеораспределение температур, как в осадочном чехле

Блок 5. Литолого-геохимическая модель в первую очередь отражает распределение литологических комплексов по площади и изменение их вверх по разрезу. От литологического состава зависит выявление и определение местоположения в разрезе нефтематеринских толщ, коллекторов и покрышек. Каждый элемент углеводородной системы наделяется своими характеристиками.

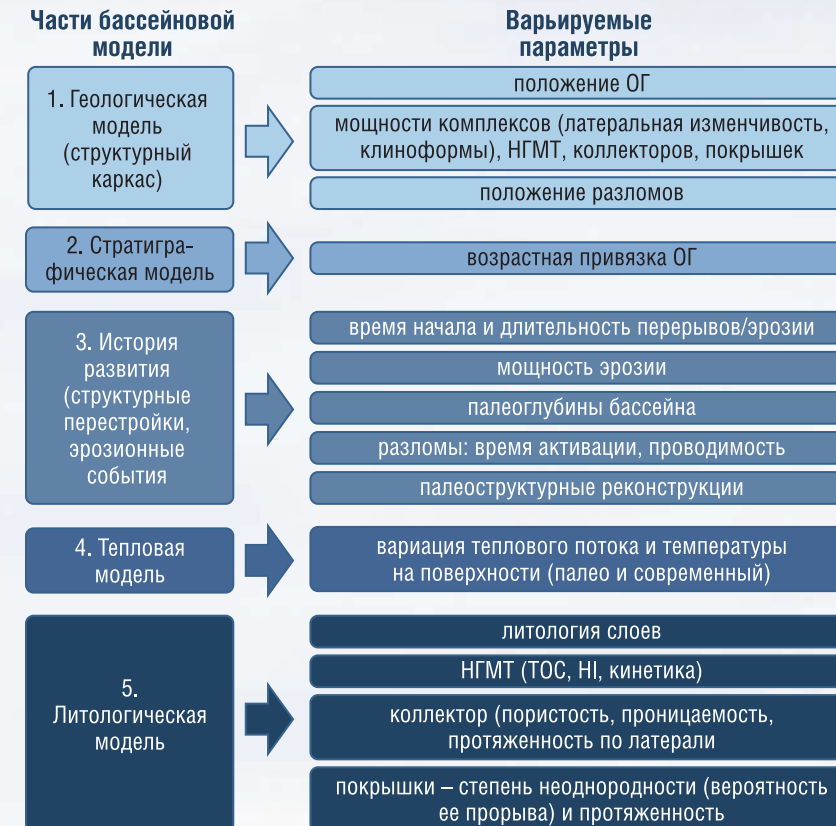
Для получения адекватных результатов в основу геолого-геохимической модели должны быть заложены геологические данные (сейсмогеологические разрезы, литолого-петрофизические характеристики пород), геохимические данные (тип органического вещества, значение содержания органического углерода и величина водородного индекса, с учетом степени катагенетической преобразованности), геотермические данные (данные точечных замеров температур в скважинах на различных глубинах, данные замеров температурного градиента исследуемого района, замеры отражательной способности витринита, а также замеры теплового потока).

Для характеристики нефтегазоматеринских пород используются следующие геохимические параметры: средние исходные значения содержания органического углерода (Сорг, %) в породе; типы керогена, определяемые, в частности, по значениям водородного индекса (HI, мг УВ/г Сорг), мощность и закон (кинетика), по которому органическое вещество превращается в нефть и газ.

Сорг и HI, полученные в лаборатории, отражают текущий (сегодняшний) потенциал НГМТ. Для того чтобы заложить их в бассейновую модель, необходимо ввести поправки за зрелость, то есть восстановить Сорг и HI на момент времени, когда НГМТ была незрелой. Восстановление HI можно производить по диаграмме Ван-Кревелена (Espialie at al., 1985), а Сорг по таблице С.Г. Неручева (Баркан и др., 1998).

Существует множество кинетик, разработанных для разных НГМТ по миру. Они зашиты в ПО для бассейнового

РИС. 2. Параметры, используемые при бассейновом моделировании



моделирования и называются библиотечными.

Технически они отличаются друг от друга количеством компонентов (однокомпонентная – нефть и газ вместе, двухкомпонентная – нефть и газ раздельно и т.д.) и спектром энергий активации для каждого компонента. К сожалению, на сегодняшний день не для всех НГМТ изучена кинетика. С этой ситуацией справляются двумя способами: первый – разрабатывают собственные кинетики, второй – используют аналоги НГМТ среди библиотечных кинетик, опираясь на тип ОВ, состав отложений, возраст НГМТ, обстановку осадконакопления и фазовый состав генерируемых флюидов. Хотя второй способ кажется на первый взгляд допустимым, но два аналога из библиотечной кинетики

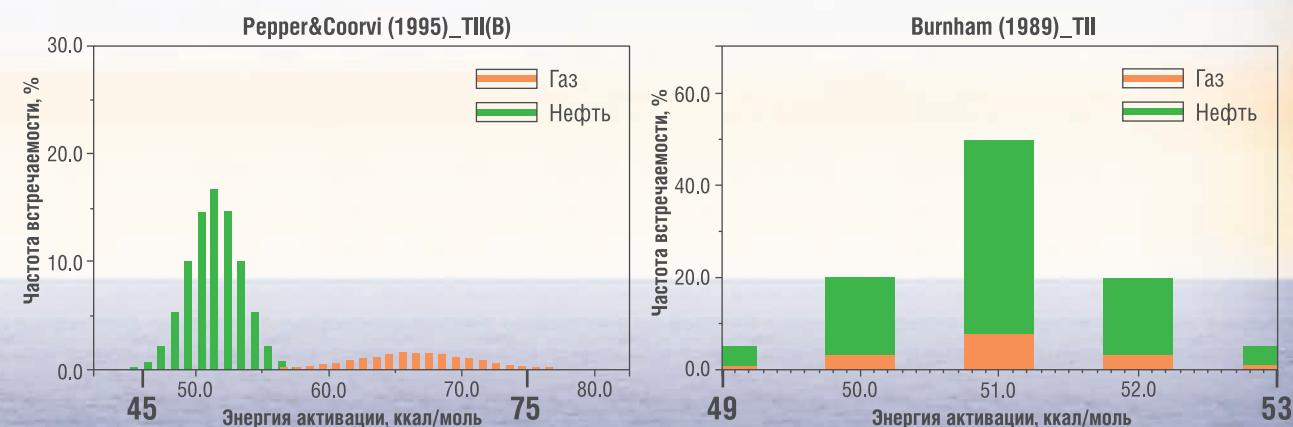
могут иметь разительные отличия в спектрах энергии активации (рисунок 3). Поэтому актуальным является разработка собственных кинетик, использование которых позволит значительно уменьшить неопределенность результатов бассейнового моделирования.

Значительную роль в формировании нефтегазоносности бассейна играет геотермический режим. Распределение температур в осадочном чехле влияет не только на процессы формирования УВ, но и на их миграцию, аккумуляцию и даже сохранность залежей. Основными геотермическими параметрами являются плотность теплового потока (q , мВт/м²), теплопроводность горных пород (λ , мВт/м·°C), геотермический градиент (Δt , °C/м), современное и палео-распределение температур, как в осадочном чехле, так и в фундаменте.

Большое количество нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), выделяемых в широком стратиграфическом интервале от верхнего девона до палеоцена (на континентальном склоне в западной части Баренцева моря) определяют высокий потенциал Баренцевоморского региона. НГМТ разного возраста характеризуются различным составом, содержанием органического вещества, областью распространения и степенью катагенетической зрелости.

Для успешного проведения нефтегазописковых работ в регионе важно выявить закономерности изменения характеристик пород по площади и в разрезе.

РИС. 3. Сравнение гистограмм энергий активации для НГМТ II типа керогена. Различия наблюдаются не только в значениях энергии активации и ширине гистограмм, но и в соотношении энергий активации нефти (зеленое) и газа (оранжевое) внутри кинетик



Так как условия осадконакопления влияют на тип, количество и сохранность органического вещества в осадке, т.е. на исходный нефтематеринский потенциал породы, необходимо комплексное рассмотрение результатов геохимических исследований нефтегазоматеринских отложений и палеогеографической истории региона. Такой анализ был проведен для основных палеозойских и мезозойских НГМТ Баренцево-Карского региона.

Исследование направлено на анализ возраста, состава, характеристики органического вещества, прогноза области распространения и степени его катагенетической зрелости. Для этого была использована обширная база геохимических и углепетрографических исследований (1496 образцов), проведенных на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, и опубликованные данные из фондовых источников (Киреев и др., 2009ф, Вискунова, 2006...). В географическом плане база данных охватывает акваторию Баренцева и Печорского морей, архипелаги Шпицберген, Новая Земля и Земля Франца-Иосифа, острова Медвежий (Бьорная) и Надежды (Хопен), а также Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (НГБ).

Области распространения палеозойских и мезозойских НГМТ шельфа Баренцева моря были отрисованы на основе опубликованных палеогеографических карт (Басов и др., 2009; Маргулис, 2009; Суслова, 2014; Норина, 2014; Henriksen et al., 2011, Geological history..., 2009, Мордасова и др., 2019) и анализа геохимической базы данных. Область развития верхнеюрских и верхнедевонских НГМТ в северной части Карского моря была уточнена на основе анализа сейсмических данных.

Карты катагенетической зрелости основных НГМТ Баренцево-Карского шельфа построены на основе комплексного анализа структурного плана, фактических замеров индикаторов катагенетической зрелости по образцам из скважин и обнажений (замеры отражательной способности витринита R_o , % и пиролитического параметра T_{max}). Области не покрытые аналитическими данными были проанализированы посредством бассейнового анализа.

Рассмотрим основные выделенные нефтегазоматеринские толщи и их характеристики (рис. 3). Цветными областями на карте обозначены зоны распространения нефтегазогенерирующих отложений разного возраста.

Верхнедевонские франские глинисто-кремнисто-карбонатные НГМТ выделяются по аналогии с НГМТ доманикового горизонта Тимано-Печорского НГБ. Современное содержание S_{org} меняется от 0,1 до 20,6% (в среднем – 3%). ОВ преимущественно II (сапропелевого) и смешанного II-III типа (гумусово-сапропелевого) типа. Единая область распространения верхнедевонских НГМТ включает северную часть Тимано-Печорского бассейна, восточную часть Баренцевоморского шельфа и западную часть Северо-Карского бассейна.

ФАКТЫ

1496

образцов базы геохимических и углепетрографических исследований было использовано для исследования, направленного на анализ возраста, состава, характеристики органического вещества, прогноза области распространения и степени его катагенетической зрелости

Баренцево-Карский

нефтегазоносный бассейн расположен в западной части Северного Ледовитого океана, в Баренцевом море и северной части Карского моря

Визейские глинисто-карбонатные нижнекаменноугольные НГМТ охарактеризованы пиролитическими данными на Приразломной площади, в акваториальном продолжении Варандей-Адзвинской структурной зоны. Современное содержание S_{org} меняется в широких пределах от 0,1 до 22,5%, в среднем составляя около 2%. ОВ преимущественно III типа (гумусового) с тенденцией к смешанному сапропелево-гумусовому. Область распространения включает северную краевую часть Тимано-Печорского бассейна, восточную часть Баренцевоморского шельфа и западную часть Северо-Карского бассейна, а также наблюдаются отдельные области в пределах поднятий Стаппен и Лоппа.

Ассельско-сакмарские глинисто-карбонатные нижнепермские НГМТ охарактеризованы результатами пиролитиза в акваториальном продолжении Тимано-Печорского НГБ. Содержание S_{org} изменяется от 0,1 до 4%, в среднем составляя 1,4%. Тип ОВ меняется от III до II в Варандей-Адзвинской структурной зоне до смешанного гумусово-сапропелевого на Большеземельском своде. Область распространения включает северную краевую часть Тимано-Печорского бассейна, восточную и западную часть Баренцевоморского шельфа. Нижнепермские НГМТ размыты на Адмиралтейском валу и отсутствуют на большей части Свальбардской антеклизы.

Верхнепермские терригенные НГМТ охарактеризованы единичными образцами в пределах Большеземельского свода, Варандей-Адзвинской структурной зоны и их акваториального продолжения. Содержание S_{org} не превышает 3%, в среднем составляет 1,3%. Для верхнепермских НГМТ характерно ОВ преимущественно III типа.

Нефтематеринские отложения могут быть приурочены к зоне глубокого шельфа в центральных и западных районах Южно- и Северо-Баренцевской впадин и к области накопления глинисто-кремнистых отложений на норвежском шельфе. В Северо-Баренцевской зоне поднятий и на Шпицбергене в пределах обширной области развития кремнисто-карбонатных мелководно-морских фаций артинско-уфимские отложения

характеризуются бедным газогенерационным потенциалом. Распространение в Северо-Карском бассейне верхнепермских НГМТ фрагментарно и потенциалом они не обладают.

Индские НГМТ охарактеризованы скважинными данными в акватории Баренцева моря. Для индских НГМТ архипелага Земля Франца-Иосифа и Адмиралтейского вала характерны низкие содержания S_{org} (0,15–1,15%), III тип ОВ (вплоть до IV – инертинитового), для Южно-Баренцевской зоны ступеней и Ферсмановского поднятия также в целом характеризуются невысокими концентрациями S_{org} (в среднем 0,4%), смешанным типом ОВ. Толщи имеют широкое площадное распространение от акватории Печорского моря до западной части Северо-Карского бассейна, включая архипелаг Земля Франца-Иосифа и южную часть архипелага Шпицберген.

В оленекских НГМТ Баренцева и Печорского морей и на архипелаге Земля Франца-Иосифа содержание S_{org} меняется от 0,14 до 6,5%, в среднем составляя 1,3%. Тип ОВ преимущественно гумусовый, однако в пределах Южно-Баренцевской впадины увеличивается вклад сапропелевого ОВ.

Среднетриасовые НГМТ наиболее полно охарактеризованы пиролитическими данными. Содержание S_{org} изменяется от 0,17 до 8% (в скважине Мурманская-28 и на арх. Шпицберген), в среднем составляет 1,2%. Среднетриасовые НГМТ содержат ОВ преимущественно смешанного и гумусового типа, однако на арх. Шпицберген и в пределах Южно-Баренцевской впадины отмечается преобладание сапропелевой составляющей

Согласно анализу типа и содержания ОВ и палеогеографических карт (Норина, 2014; Glorstad-Clark et al., 2011), среднетриасовые НГМТ имеют широкое площадное распространение. НГМТ с наилучшими характеристиками приурочены в западной части региона и приурочены к области развития глубокого и мелкого шельфа, а в центральной части арх. Шпицберген – к мелководно-морским, продельтовым и лагунным условиям (Норина, 2014).

ФАКТЫ

80-х
В годах XX века

был открыт Баренцево-Карский НГБ. Продуктивными являются триасовые и юрские комплексы, нефтематеринскими – отложения пермо-триаса

Верхнетриасовые НГМТ охарактеризованы содержанием S_{org} от 0,13 до 10–28,8% в прослоях углистых аргиллитов на Лудловской, Северо-Мурманской, Арктической площадях и на месторождении Сновит в прогибе Хаммерфест. Тип ОВ гумусово-сапропелевый. Они имеют широкое площадное распространение в пределах Баренцева моря и частично распространены в западной части Северо-Карского бассейна.

Верхнеюрские НГМТ накапливались в морских условиях и широко распространены на Баренцевоморском шельфе. Верхнеюрская НГМТ имеет самую широкую область распространения на Баренцево-Карском шельфе, что связано с эпохой максимальной трансгрессии в позднеюрское время. Они распространены как на большей части Баренцевоморского шельфа, на Печорском шельфе и в Тимано-Печорском бассейне, так и в западной и юго-восточной части Северо-Карского бассейна (прогиб Уединения), в Южно-Карском бассейне, продолжаясь в Западно-Сибирский бассейн и Енисей-Хатангский прогиб. В них выделяют толщи, обогащенные ОВ (более 8%), которые рассматриваются как аналог баженовской свиты, развитой в Западной Сибири (Суслова, 2014). Эти отложения условно объединены под названием «черные глины» (Бро, 1993; Данюшевская, 1995). Возраст «черных глин» меняется по площади. Общая мощность – до 100 м.

В МГУ имени М.В. Ломоносова пройдет Международная научно-практическая конференция

НОВЫЕ ИДЕИ

В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

27-28
мая 2021

Формат
Online, offline

Организаторы:

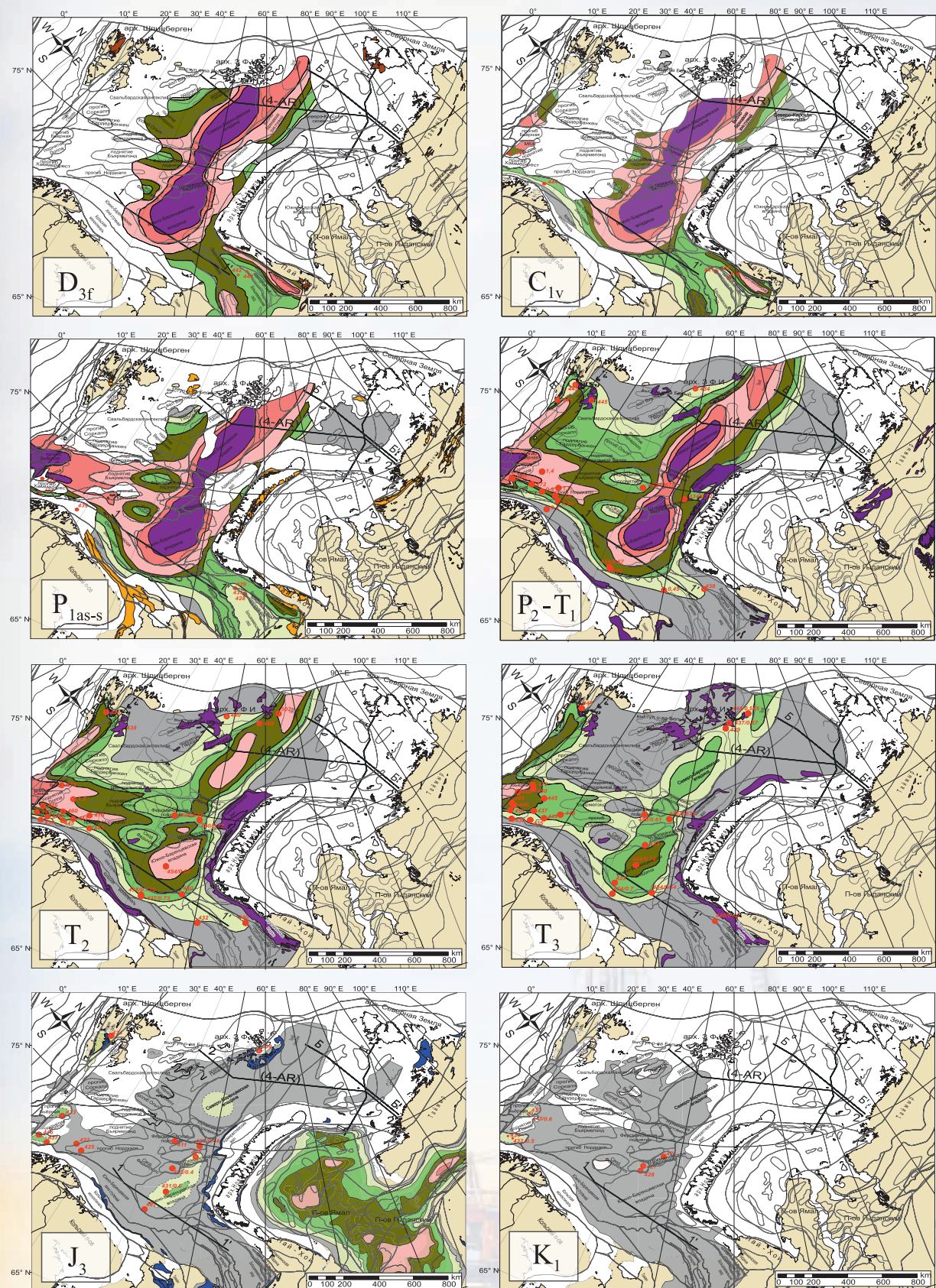
Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова
Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ

Геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых
Российская Академия Наук – Научный совет по геологии и разработке нефтяных, газовых и угольных месторождений
Компания Проспект – партнер-организатор

Сайт конференции:
oilgasideas.ru
При информационной поддержке Neftegaz.RU



РИС. 4. Зрелость разновозрастных нефтематеринских пород Баренцево-Карского региона



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Градации катагенеза (по Вассовичу, 1975)

AK	MK3
MK5	MK2
MK4	MK1
PK	

442/0.4 осредненные замеры T_{max}/Ro в скважинах

выходы верхнедевонских пород на поверхность

выходы среднедевонских пород на поверхность

выходы нижнекаменноугольных пород на поверхность

выходы нижнепермских пород на поверхность

выходы нижнетриасовых пород на поверхность

выходы среднетриасовых пород на поверхность

выходы верхнетриасовых пород на поверхность

выходы юрских пород на поверхность

выходы меловых пород на поверхность

На западе Баренцевоморского шельфа пачки: альге (С_{орг} от 1,2 до 27,9%, в среднем составляет 9,7%;) оксфорд-кимериджский возраста и крилл (С_{орг} = 0,8–9,9 %, в среднем 4%) титонского возраста (Ohm, 2008). В качественном отношении ОВ относится к смешанному II–III типу с преобладанием сапропелевого ОВ (Leith, 1993; Ohm, 2008).

Нижнемеловые отложения распространены в пределах Баренцевоморского шельфа практически повсеместно, однако потенциальными материнскими толщами они могут являться лишь в западной части, где зрелость данных отложений находится на стадиях МК1–МК2, а также наблюдаются повышенные значения основных характеристик НГМТ. Нижнемеловая НГМТ представлена глинистыми и алевро-глинистыми отложениями берриасского, валанжинского и готеривского возраста формаций Кпигг и Коле. В западной части шельфа значения С_{орг} варьируют от 0,46% до 4,03%. Наибольшие значения характерны для формации Кпигг в отложениях бассейна Харстад, где С_{орг} колеблется от 3,74% до 4,03%, снижаясь вверх по разрезу, и поднятия Сенья, где составляет 3,22%. В пределах бассейна Хаммерфест значения составляют в среднем 1,65%. Тип органического вещества, в основном, смешанный либо тяготеющий к III типу ОВ.

На рис. 4 разные цвета показывают какой флюид (нефть или газ) преимущественно генерируют те или иные отложения. Области, где рассматриваемые отложения не начали генерировать УВ, показаны на картах серым цветом, области преимущественной генерации нефти – закрашены оттенками зеленого цвета: чем интенсивнее цвет, тем в большей степени реализован породой потенциал нефтегенерации. Зоны преимущественной газогенерации показаны на картах розовым цветом. Породы нефтегазогенераторы практически полностью реализовали свой потенциал в тех частях шельфа, которые на картах обозначены фиолетовым цветом. Таким образом, видно, что все обогащенные органическим веществом толщи шельфа Баренцево-Карского региона в той или иной степени принимают участие в формировании его нефтегазоносности. ●

Работа была выполнена в рамках гранта РФФИ № 20-55-20007 совместно с коллегами из Университета г. Берген. Авторы благодарят РФФИ за поддержку и коллег из Университета города Берген (Норвегия) за продуктивную совместную работу.

Литература

- Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г. Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Карского палеобассейна в фанерозое // ВНИИОкеангеологии, 2009 г., с. 1–3.
- Бро Е.Г. Геологическое строение и нефтегазоносность осадочного чехла на шельфах Баренцева и Карского морей // С-Пб.: Изд-во ВНИИОкеангеологии, 1993. (Фондовая), с. 17–37.
- Вискунова К.Г. Создание каркасной сети бассейнового моделирования с целью оценки перспектив нефтегазоносности акватории Баренцева моря. Отчет 2006 ФГУП «ВНИИОКЕАНГЕОЛОГИЯ».
- Данюшевская А.И. Нефтегазопроизводящие толщи фанерозойских отложений арктических островов // Геохимия. 1995. № 10, с. 1495–1505.

ФАКТЫ

5-30

В трлн м³

оцениваются ресурсы природного газа и

2-8

В млрд т –

ресурсы нефти

- Киреев Г.И., Руденко М.Н., Шахова И.А. и др. Отчет по теме «Комплексная обработка данных бурения скважин Баренцевоморского региона (скважины Адмиралтейская-1, Крестовая-1, Арктическая-1, Фермановская-1). Мурманск, 2009. ФГУП АМНГР. 264 с. Росгеолфонд, Центральное фондохранилище, Москва. № 494214.
- Маргулис Е.А. Эволюция Баренцевоморского региона и его углеводородные системы / Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009 (4).
- Мордасова А.В., Ступакова А.В., Суслова А.А., Ершова Д.К., Сидоренко С.А. Условия формирования и прогноз природных резервуаров в клиноформном комплексе нижнего мела Баренцево-Карского шельфа в журнале Георесурсы, том 21, № 2, с. 63–79 DOI.
- Норина Д.А., Ступакова А.В., Кирихина Т.А. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна // М.: Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2014, с. 6–16.
- Справочник по геохимии нефти и газа / Баркан Е.С., Белецкая С.Н., Васильева В.Ф. и др. – СПб.: Недра. С.-Петерб., 1998.
- Суслова А.А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2014. – Т. 9, № 2. – С. 1–19.
- Christian Haug Eide, Klausen Tore G., Denis Katkov, Anna Suslova, William Holland-Hansen Linking an Early Triassic delta to antecedent topography: Source-to-sink study of the southwestern Barents Sea margin в журнале Geological Society of America Bulletin, издательство Geological Society of America (United States), том 129, № 8, pp. 1025–1045 DOI.
- Espitalie, J., Deroo, G. and Marquis, F. (1985) La Pyrolysis Rock-Eval Et ses Applications. Oil and Gas Science and Technology (OGST), Revue d'IFP, Part I, 40, pp. 563–578, Part II, 40, pp. 755–784, Part III, 41, pp. 73–89.
- Geological History of the Barents Sea. Edited by Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B., Werner S.C. // Geological survey of Norway, Trondheim, 2009, 135 p.
- Gilmullina Albina, Klausen Tore Grane, Patterson Niall W., Suslova Anna, Eide Christian Haug Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: implications for sediment transport in Arctic basins Blackwell Publishing Inc. 2020.
- Glørstad-Clark E. Triassic platform-margin deltas in the western Barents Sea // Marine and Petroleum Geology, 2011.
- Müllera R., Klausen T.G., Faleide J.I., Olaussen S., Eide C.H., Suslova A.A. Linking regional unconformities in the Barents Sea to compression-induced forebulge uplift at the Triassic-Jurassic transition in журнале Tectonophysics, издательство Elsevier BV (Netherlands), № 765, pp. 35–51 DOI.
- Ohm S.E., Karlsen D.A., Austin T.J.F. Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea // AAPG Bulletin. v. 92, № 9. 2008. pp. 1191–1223.

KEYWORDS: hydrocarbon systems, oil thickness, the mapping of the Barents-Kara region, basin analysis.