

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15>

УДК 550.4(470.55)

Условия осадконакопления и закономерности распределения органического вещества нижне-среднеюрского комплекса юго-западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

И.К. Комков^{1,2*}, А.В. Мордасова¹, М.В. Дахнова², С.В. Можегова², М.А. Большакова¹, Н.В. Пронина¹¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия²Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Россия

Статья посвящена анализу закономерностей изменения генерационных характеристик органического вещества нижне-среднеюрских отложений Карабашской зоны (юго-запад Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) в зависимости от обстановок осадконакопления и цикличности седиментации. По результатам исследований кернового материала комплексом литологических и геохимических методов установлены характерные геохимические характеристики органического вещества отложений типичных обстановок осадконакопления для ранне-среднеюрского времени на территории исследования. Наибольший генерационный потенциал органического вещества приурочен к обстановкам болот, заболоченных и заливаемых пойм, а также к приливно-отливным обстановкам. Эти отложения преимущественно являются газоматеринскими в силу преобладания гумусовой органики, однако по результатам углепетрографических исследований, анализу кинетических спектров и биомаркерному анализу установлено присутствие и сапропелевой составляющей в органическом веществе. Ряд фациальных обстановок, таких как обводненные болота, заболоченные, временно заливаемые поймы, способствовали накоплению и сохранению липтинитовых компонентов органики, обогащенных водородом, что позволяет рассматривать данные отложения и как нефтематеринские. Анализ цикличности отложений с использованием сиквентно-стратиграфической методики для континентальных отложений позволил проследить связь генерационного потенциала отложений в зависимости от этапов изменения относительного уровня моря.

Ключевые слова: генерационный потенциал, геохимия органического вещества, шеркалинская свита, тюменская свита, Карабашская зона, Западная Сибирь, нижне-среднеюрские отложения, обстановки осадконакопления, цикличность континентального осадконакопления

Для цитирования: Комков И.К., Мордасова А.В., Дахнова М.В., Можегова С.В., Большакова М.А., Пронина Н.В. (2022). Условия осадконакопления и закономерности распределения органического вещества нижне-среднеюрского комплекса юго-западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 24(2), с. 150–171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15>

Введение

Одним из наименее изученных районов юго-запада Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) является Карабашская зона. На её территории открыты лишь единичные месторождения нефти и газа. Следует отметить, что прилегающие территории – это богатейшие нефтегазоносные районы, такие как Красноленинский, Шаймский, Приобский, где открыто множество месторождений углеводородов (УВ).

Предметом изучения в настоящей работе являются отложения тюменской свиты средней юры, а также нижне-юрские отложения, нефтегазогенерационные характеристики которых слабо изучены в данном районе. Наличие в коллекторах нижней и средней юры залежей УВ флюидов позволяет предположить присутствие нефтематеринских толщ в отложениях нижне-среднеюрского комплекса.

Целью работы являлось выделение нефтематеринских толщ данного комплекса отложений, а также выявление закономерностей распределения основных характеристик органического вещества и его генерационных свойств. В настоящей статье приводятся данные о распространении, обстановках осадконакопления, литологическом составе, а также о геохимии органического вещества нижне-среднеюрских отложений и о закономерностях изменения его генерационного потенциала. Данная работа является подготовительной для обоснованного восстановления начальных генерационных свойств материнских пород комплекса, что крайне необходимо для получения корректных результатов как при раздельной (нефть/газ) оценке объёмов генерации и миграции углеводородов объёмно-генетическим методом, так и бассейнового моделирования.

Нужно отметить, что в основе работы лежит комплексное применение принципов осадочно-миграционной («органической») теории происхождения нефти и цикличности образования осадочных пород, у истоков которой стоял Николай Брониславович Вассоевич.

*Ответственный автор: Иван Константинович Комков
e-mail: i.komkov@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Материалы и методы

Работа основана на результатах изучения керна 29 скважин, расположенных в северо-восточной части Карабашской поисковой зоны (рис. 1). Материалом для выполненных работ послужили результаты анализа более 440 образцов пород методом пиролиза «Rock-Eval». Также использованы результаты литологического описания керна, фациального анализа, проведенные коллективом АО «Геологоразведка» (Волков, 2014; Колпенская и др., 2017) в рамках работы по изучению мезозойского комплекса Карабашской поисковой зоны. Использованы результаты интерпретации данных ГИС по всем изученным скважинам. Для ряда образцов выполнено микроскопическое описание аншлифов с определением макерального состава органического вещества (ОВ) и отражающей способности витринита. Исследования проводились в лаборатории угля кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова на установке QD1302 (Craic Technologies) согласно ГОСТ 9414.2-93 (Уголь каменный и антрацит. Методы петрографического

анализа. Ч.2: метод подготовки образцов), ГОСТ 12113-94 (Угли бурые, каменные, антрациты, твердые рассеянные органические вещества. Метод определения показателей отражения соответствует международному стандарту ISO 7404-5).

Выявление цикличности строения нижне-среднеюрского комплекса в данной работе выполнено с использованием методики сиквенс-стратиграфии для прибрежно-континентальных отложений по разрезу трёх скважин – Кашатская-23, Заозерная-17 и Лисорская-42. Данное направление представляет собой методологическую основу изучения строения осадочных комплексов, разделенных на сиквенсы («секвенции», «секвенсы») – толщи генетически взаимосвязанных пластов, ограниченные в кровле и подошве стратиграфическими несогласиями и коррелятивными с ними согласными поверхностями (Mitchum et al., 1977). Каждый сиквенс образуется в течение одного полного эвстатического цикла, который начинается и заканчивается падением относительного уровня моря (Чернова, 2009).

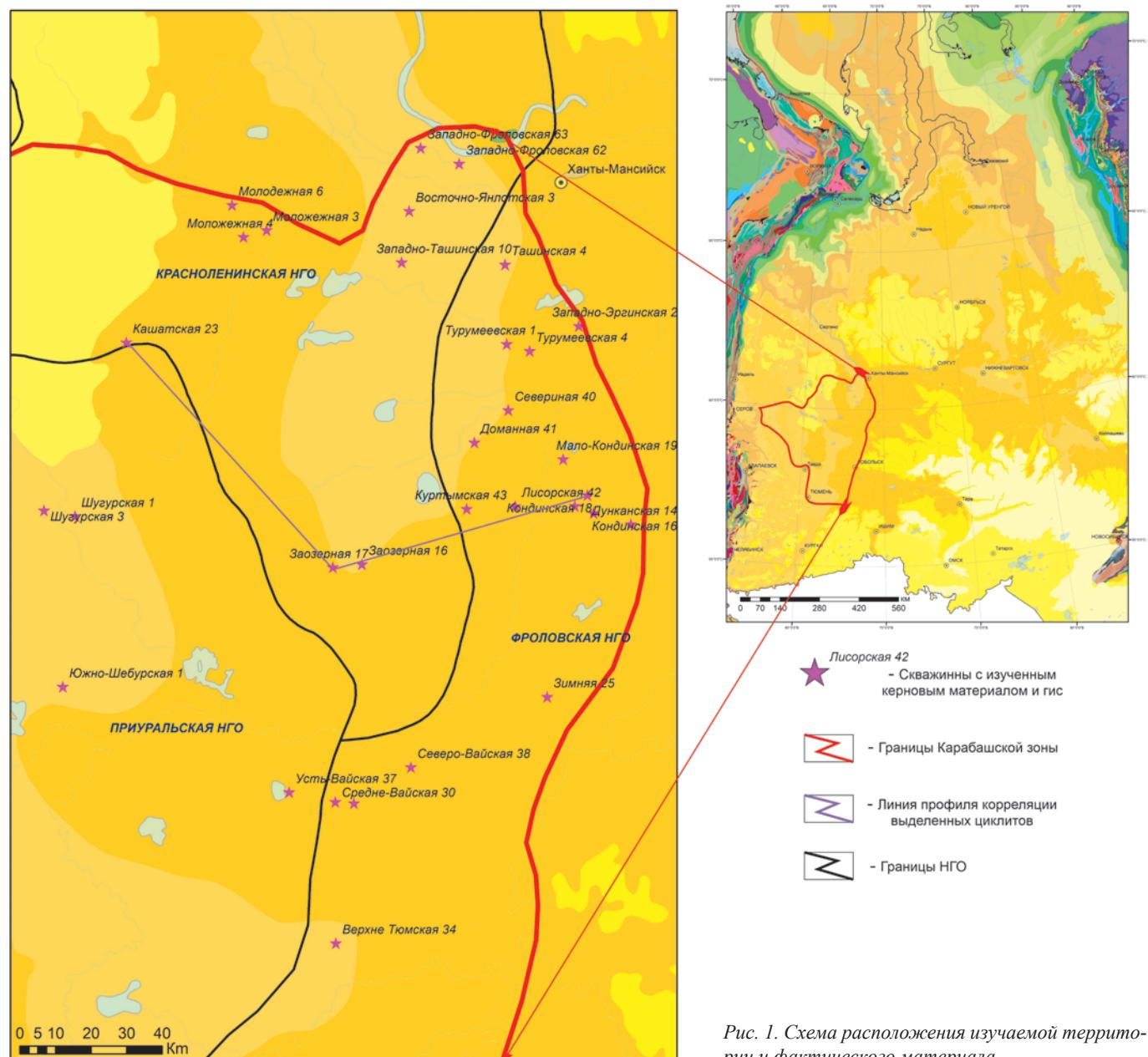


Рис. 1. Схема расположения изучаемой территории и фактического материала

Исследования образцов пород методом Rock-Eval проводились на анализаторе «Rock-Eval 6» версии «Standard» фирмы «VINCI Technologies» при программированном профиле температур нагрева с использованием:

- пламенно-ионизационного детектора (FID) для определения содержания термодесорбированных свободных углеводородов (пик S1) при температуре 300 °C и углеводородов крекинга керогена (пик S2) в диапазоне температур 300–600 °C при скорости нагрева 25 °C/мин;
- инфракрасного детектора (IR) для определения CO и CO₂, выделяющихся при пиролизе (пики S3) образца в диапазоне температур 300–600 °C и последующем окислении (пики S4) в диапазоне температур 300–850 °C со скоростью нагрева 25 °C/мин.

По полученному набору пиков автоматически рассчитывалось общее содержание органического (TOC), минерального (Смин) углерода, водородного (НІ), кислородного (ОІ) индексов и индекса продуктивности (PI).

Результаты и обсуждения

Цикличность строения нижне-среднеюрского комплекса

Осадконакопление на юго-западе Западной Сибири в ранне-среднеюрское время происходило в континентальных условиях, однако процессы седиментации испытывали влияние морского бассейна. С одной стороны, на протяжении юрского периода в Западной Сибири происходила постепенная трансгрессия, достигшая своего максимума в поздней юре-начале берриаса с накоплением глинисто-кремнисто-битуминозных отложений баженовской и тутлеймской свит. С другой стороны, изменения относительного уровня моря где-то за пределами области исследования неуклонно вели к изменению базиса эрозии (Эпов, Жемчугова, 2017).

При падении относительного уровня моря понижался также и базис эрозии, стремление речной системы к равновесию приводило к врезанию речных долин и формированию эрозионных поверхностей – границ циклитов. Рост уровня моря и повышение базиса эрозии приводили к подтоплению и заболачиванию речных долин. Таким образом, изменения относительного уровня моря определили циклическое строение аллювиальных отложений шеркалинской и тюменской свит. Модель цикличности строения аллювиального комплекса отложений представлена на рисунке 2.

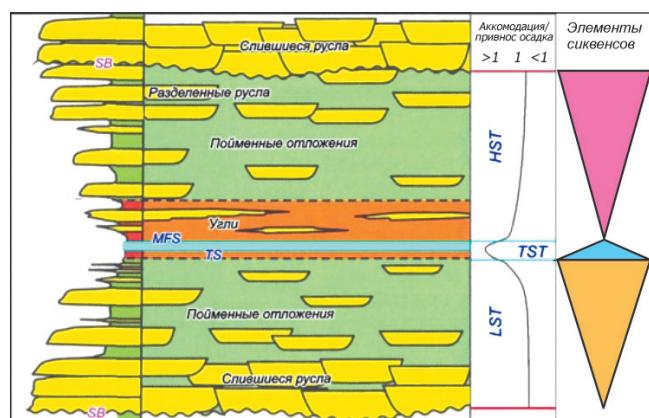


Рис. 2. Распределение песчаных тел аллювиального комплекса в структуре сиквенса (по В.А. Жемчуговой, с дополнениями)

Регрессивный системный тракт (Falling Stage System Tract – FSST). На этапе формирования отложений данного системного тракта регрессией инициируется понижение базиса эрозии, за счет чего уменьшается пространство аккомодации, что, в свою очередь, приводит к врезанию речного русла и формированию эрозионной поверхности. Как правило, осадки FSST либо отсутствуют в разрезе, либо (при невысокой степени эрозии) формируют маломощные песчаные тела анастомозирующих рек (Зундэ, 2016).

Тракт низкого стояния относительного уровня моря (*Lowstand System Tract – LST*). Отложения LST формируются на эрозионной поверхности при стабилизации падения относительного уровня моря и в начале его подъёма, заполняя образовавшиеся во время регрессии русла. Начало трансгрессии вызывает спад скорости течения реки, что приводит к вертикальной аградации русловых отложений и их латеральному смещению, в результате чего формируются мощные песчаные тела, залегающие с размывом на подстилающих отложениях (Зундэ, 2016; Шишлов, 2010). Породы тракта низкого стояния уровня моря состоят по большей части из крупнозернистых фракций и образуют русловые песчаные тела. Отложения LST, как правило, характеризуются достаточной высокой скоростью седиментации (высокий уровень поступления осадков) и, как следствие, отсутствием в разрезе данного системного тракта прослоев торфа и угля и крайне малой долей пойменных отложений, для которых характерны фации временно заливаемых, заболоченных пойм, маршей. В разрезе исследуемых скважин для данного тракта характерны преимущественно фации песков разливов, русловых отмелей и береговых валов, дельтовых каналов, доля которых составляет порядка 30–40 % (рис. 3).

Типичная для тракта *LST* фация *русловых отмелей* обычно сложена песчаником мелкозернистым, средне-мелкозернистым до тонкозернистого в верхней части. Нередко встречаются прослой гравелитов в нижней части разреза фации, обломки алевролита и аргиллита. Цемент глинистый. Текстуры: массивная, крупная косая, пологонаклонная, сменяющаяся рябью течения и фазерной слоистостью (рис. 4). Контакт с нижезалегающими отложениями **эрозионный**. Характерны включения разно-размерных неокатанных, реже полуокатанных, глинистых обломков, реже с сохранившимися первичными текстурами, крупных обломков углефицированной древесины, перенесенные обломки углистого дегрита и обугленных остатков высших растений. Присутствуют окатанные и полуокатанные включения сидерита (Колпенская и др., 2017; Волков, 2014).

Фация **песков разливов**, также характерная для тракта низкого стояния уровня моря, чаще всего представлена песчаником тонкозернистым до алевролита в кровле. Цемент преимущественно глинистый. Текстуры: рябь течений, восходящая рябь течений, в верхних частях – волнисто-слоистая, линзовидно-волнисто-слоистая, деформации. Граница с нижезалегающими отложениями **эрозионная**. Характерны мелкие обломки алевролита глинистого, ориентированные по напластованию, расщительный детрит. В кровле присутствуют мелкие углекислованные корни растений (рис. 4).

Характерным для трансгрессивного системного тракта (*Transgressive System Tract – TST*) является наличие

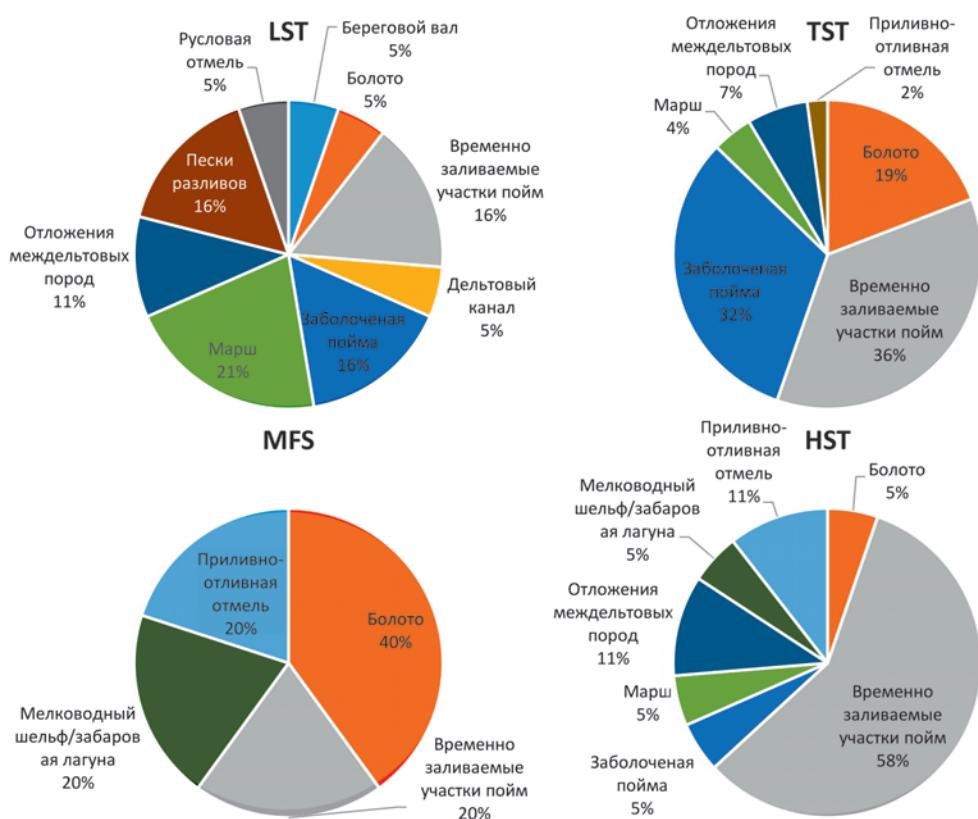


Рис. 3. Наполнение частей сиквенса (трактов LST, TST, HST) типичными фаунистическими обстановками, а также фации приуроченные к поверхности максимального затопления (MFS)

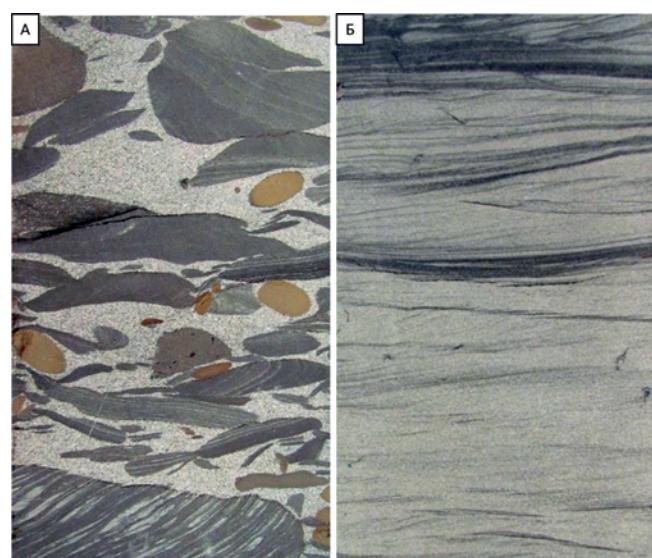
отложений с влиянием приливно-отливных процессов (Catuneanu et al., 2011; Зундэ, 2016) которые образуются в результате затопления речной долины, что связано с высокой скоростью подъема относительного уровня моря. Приливно-отливное воздействие наблюдается на расстоянии до 100 км вглубь континента от береговой линии в современных речных системах и, по меньшей мере, до 40 км в древних отложениях. В основном, трансгрессия в течение аккумуляции осадков TST ассоциируется только с более

высокой частотой появления в разрезе, являющихся экранирующими и генерирующими, пойменных отложений.

В разрезе изученных скважин в границах трансгрессивного цикла (TST) значительно увеличивается, по сравнению с LST, доля фаций заболоченных пойм и болот (рис. 3). Почти в два раза увеличивается присутствие фаций временно заливаемых участков пойм в разрезе отложений тракта. Более 3/4 общей мощности исследованных отложений являются преимущественно алевро-глинистыми, образовавшимися в относительно гидродинамически спокойных пойменных обстановках, благоприятных для накопления и сохранения органического вещества. Присутствие обстановок осадконакопления, способствующих отложению песчанистого материала, здесь стремится к своему минимуму в пределах цикла (общие мощности отложений приливно-отливной отмели составляют в среднем 2 % от общей мощности тракта).

Наиболее характерные для данного системного тракта (TST) отложения обстановок **временно заливаемых участков пойм** широко распространены по площади. Обычно они представлены неравномерным переслаиванием песчаника тонкозернистого, реже мелкозернистого и алевролита глинистого до аргиллита. Текстуры: волнисто-слоистая, линзовидно-слоистая, рябь течений, деформации, реже тонко-горизонтально-слоистая. Характерны включения углефицированных растительных остатков, углефицированных корней растений (рис. 5А). Присутствуют трещины усыхания. Для пород характерна слабая биотурбация, идентифицирована ихнофация *Scouenia* (Колпенская и др., 2017; Волков, 2014). Иногда характерны прослои и пятна сидеритизации.

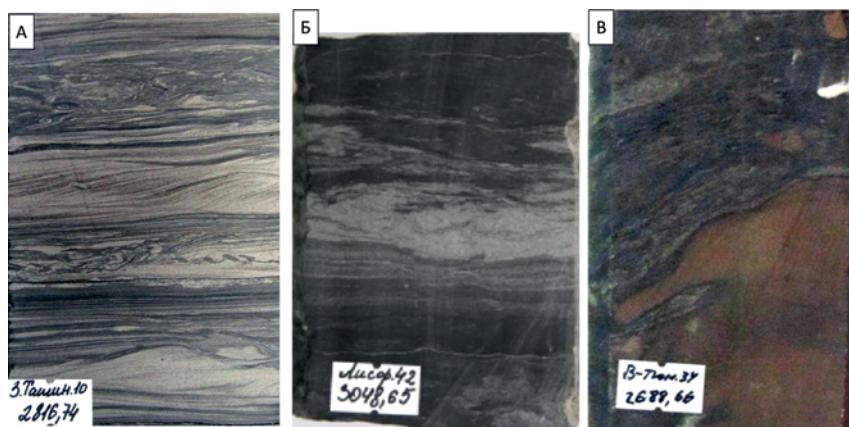
Также широко представлены **отложения заболоченных пойм**, обычно сложенные алевролитом глинистым,



Скважина Восточно-Янготская 1. Глубина 2755,26 м. Пласт Ю5. Песчаник мелкозернистый, с многочисленными разноразмерными обломками аргиллита, с частично сохранившими первичными текстурами, нередко сидеритизированными

Скважина Заозерная 17. Глубина 2638,7 м. Пласт Ю2. Песчаник тонкозернистый с восходящей рябью течений.

Рис. 4. Фото керна типичных отложений: А) русловой отмели, Б) песков разлива



Скважина Восточно-Янцкая 1. Глубина 2697,23 м. Пласт Ю2. Алевролит глинистый с прослойями песчаника тонкозернистого с рябью течений.

Скважина Лисорская 42. Глубина 3048,65 м. Пласти Ю8. Алевролит глинистый, аргиллит.

Скважина Верхнетюменская 34. Глубина 2688,66 м. Пласти Ю3-4. Алевролит глинистый деформированный с крупным включением сидерита

Рис. 5. Фото керна типичных отложений: А) временно заливаемых пойм, Б) заболоченных пойм, В) болот, марией

аргиллитом алевритистым, аргиллитом углистым массивным с прослойями углей (до 18 см). Характерны включения углефицированных растительных остатков, углефицированных корней растений (рис. 5Б). Наблюдаются многочисленные зеркала скольжения; также характерна сидеритизация.

Не менее присущи для данного тракта (TST) отложения **болот, приморских болот, марией**. В целом типичные отложения, образованные данными обстановками, достаточно схожи по литологическому составу – это глинистые алевролиты, чаще аргиллиты линзовидно-слоистые, углистые (рис. 5В). Присутствует обилие обугленного дегрита, присутствуют вертикальные обугленные корни растений. Очень часто встречаются прослои углей до 20–30 см. Для пород фации характерно преобладание аргиллитовой составляющей.

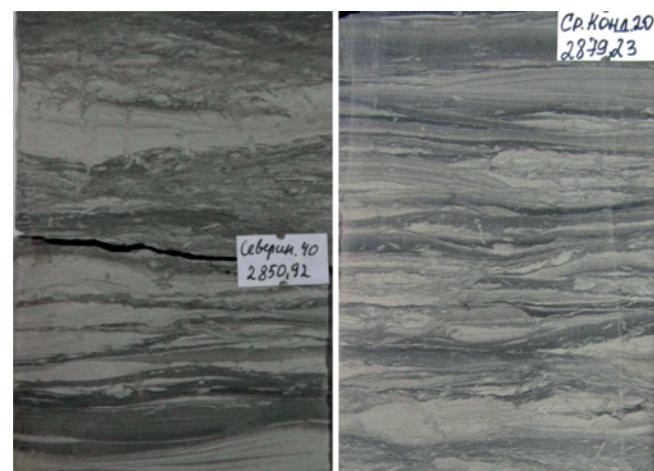
Поверхность максимального затопления характеризуется признаками резкого увеличения глубины бассейна осадконакопления (Zecchin, Catuneanu, 2013; Зундэ, 2016). В условиях озерно-аллювиальной равнины поверхность максимального затопления приурочена к кровле мощных слоев пойменных глин, торфа, пластов угля, имеющих региональное распространение и литологическую выдержанность. В силу хорошей прослеживаемости и выделения на обширных площадях, эта поверхность считается изохронной. Отложения, приуроченные к поверхности максимального затопления в пределах аллювиальной равнины, чаще всего приурочены к обстановкам обводненных болот, временно заливаемых участков пойм. В областях, подверженных периодическому подтоплению и приливно-отливному влиянию, породы часто представлены глинистыми отложениями, фации приливно-отливной отмели (литорали).

Отложения **фации приливно-отливной отмели** характеризуются неравномерным волнистым, линзовидно-волнистым переслаиванием алевролита глинистого и песчаника тонкозернистого, прослойями до аргиллитов алевритистых тонко-линзовидно-слоистых. Текстуры: рябь течения, волнистая слоистость, волновая рябь, линзовидная слоистость, деформации (взмучивание осадка), характерны сдвоенные глинистые слойки (рис. 6). Характерно присутствие трещин

синерезиса, свидетельствующих о смешении пресной и соленой воды. Появляется биотурбация. Из растительных остатков встречаются мелкие углефицированные и полые корешки, на плоскостях напластования – мелкий углисто-слюдистый материал. Отмечаются мелкие вкрапления пирита, иногда пиритизация по корням, сидеритизация (пятнами) алевролит-глинистых прослоев (Колпенская и др., 2017). Эти обстановки свойственны для верхней части верхнетюменской подсвиты, особенно это проявляется в северо-восточных районах исследуемой территории, откуда происходила трансгрессия моря в это время, и области аллювиальной равнины подвергались периодическому подтоплению.

Тракт высокого стояния уровня моря (HST – Highstand System Tract). Фации извилистых речных систем являются доминирующими в связи с тем, что в начале накопления отложений HST уменьшается угол наклона речного профиля (рис. 3). В момент замедления скорости трансгрессии процент песчаных осадков увеличивается. Это происходит за счет того, что площадь аккомодации уменьшается, и снова начинают формироваться мощные русловые тела (Jennings, 2014; Зундэ, 2016). Данные отложения, однако, редко представлены в разрезе, так как они эродируются при последующем падении относительного уровня моря, когда формируется несогласная поверхность регressiveного системного тракта FSST.

По каротажу (рис. 7) граница циклита (граница SB) выделяется по подошве песчаных пластов, имеющих резкую нижнюю границу. По описанию керна, эти пласти характеризуются наличием обломков аргиллитов и алевролитов, обилием углефицированного дегрита, что говорит о размыве нижележащих отложений и активной гидродинамике. О начале трансгрессии (граница TS) говорит смена трендов гамма-каротажа (ГК), потенциала собственной поляризации (ПС) и сопротивления (КС) в сторону увеличения глинистости и углистости.



Скважина Северинская 40. Глубина 2850,92 м. Пласт Ю2. Переслаивание алевролита глинистого и песчаника тонкозернистого с волновой рябью, биотурбацией (Pl, Ar).

Скважина Ср. Кондинская 20. Глубина 2879,23 м. Пласт Ю2. Переслаивание алевролита глинистого и песчаника тонкозернистого с волновой рябью, биотурбацией (Pl, Ar) с трещинами синерезиса.

Рис. 6. Фото керна типичных отложений приливно-отливной отмели

Максимуму трансгрессии в области развития континентальных отложений (цикличты 4–12) соответствует углистая пачка и угольный пласт, который выделяется по каротажу отрицательной аномалией по ГК и ростом удельного сопротивления. В области седиментации, периодически заливаемой морем (цикличты 1–3), максимальному затоплению соответствует пачка глин с повышенной радиоактивностью, что выражается ростом значений ГК.

Между границей циклита и трансгрессивной поверхностью выделяются отложения LST. По диаграммам ГК и ПС отложения LST характеризуются блоковым или колоколообразным обликом. В качестве примера можно привести скв. Лисорская-42, циклит 5, подошва пласта Ю4, циклит 7, подошва пласта Ю7; Кашатская-23, циклит 5, подошва пласта Ю4.

Выше залегают отложения, сформированные на этапе роста относительного уровня моря и повышения базиса эрозии – TST. Эти отложения характеризуются трансгрессивным трендом по ГК в прибрежно-морских условиях. В континентальных обстановках накопление TST завершается угленакоплением и резкой отрицательной аномалией по ГК.

Отложения HST характеризуются регрессивным трендом ГК и ПС, вверхняя граница, как правило, резкая.

На основе вышеописанных принципов создан циклический каркас изучаемых отложений (рис. 7). Выделенные цикличты представляют собой генетически связанную последовательность отложений, закономерный набор фаций. Как видно из рисунка 7, цикличты неравномерно охарактеризованы керновым материалом и результатами пиролиза. Наиболее полный разрез вскрыт скважиной Лисорская-42, в разрезе ниже-среднеюрских отложений выделено 10 цикличтов (3–12), что, в целом, соответствует количеству продуктивных пластов.

Связь генерационного потенциала отложений и обстановок осадконакопления нижне-среднеюрского комплекса

Рассмотрим непосредственно геохимические характеристики ОВ, характерные для основных обстановок осадконакопления раннесреднеюрского времени для территории исследования.

Нужно отметить, что значительная вариация содержания органического углерода, остаточного генерационного потенциала, а также изменений в типе вещества образцов нижне-среднеюрского комплекса, обусловлена прежде всего (учитывая катагенез) значительной фациальной и литологической разнородностью данных отложений.

Для отложений *обстановок русловых отмелей* характерны сравнительно небольшие концентрации органического углерода, для преобладающего количества образцов они составляют 1–5 % (рис. 8А). Значения остаточного генерационного потенциала S2 в среднем составляют 4–5 мг УВ/г породы, для нескольких образцов 10–12 мг УВ/г породы. Водородный индекс для данных отложений изменяется в достаточно широких пределах (90–300 мг УВ/г Сорг). Его значения закономерно снижаются с ростом катагенеза (рис. 8Б). Так для относительно незрелых образцов ($T_{max} < 435^{\circ}\text{C}$) характерны значения 150–300 мг УВ/г Сорг. Для более зрелых образцов максимум распределения смещается до значений 100–200 мг

УВ/г Сорг а также появляются и более низкие значения < 100 мг УВ/г Сорг для $T_{max} > 440^{\circ}\text{C}$. Для отложений обстановок русловых отмелей характерен и достаточно повышенный кислородный индекс (до 20–40 мг CO_2/g Сорг) в некоторых случаях, что может говорить о значительном окислении органики в процессе переноса и размыва нижележащих отложений. Это подтверждается и результатами петрографического изучения анишлифов образцов керна, приуроченных к данным обстановкам. ОВ здесь представлено отдельными обрывками, мельчайшими вкраплениями и слойками материков в массе минерального вещества, явно переотложенного (рис. 8В). Об этом же говорит и большой разброс замеренных значений Ro (отражательной способности витринита), характерный для данных образцов. Данные отложения нельзя отнести к нефтегазоматеринским, поскольку значения остаточного генерационного потенциала (S2, НІ) здесь обусловлены преобладанием углистого дегрита и отдельных обломков аргиллитовых разностей со значительно окисленным ОВ.

В отложениях *песков разливов* среднее содержание Сорг составляет порядка 1–5 %, в среднем – 2 % (рис. 9А, Б). Органика представляет прежде всего обугленный рассеянный дегрит. Некоторые образцы имеют большую концентрацию из-за содержания большего количества обугленных растительных остатков. Водородный индекс (НІ) изменяется достаточно хаотично. Значения 70–150 мг УВ/г Сорг характерны непосредственно керогену, что очевидно соответствует III гумусовому типу (рис. 9А). В ряде образцов величина НІ составляет более 200 мг УВ/Сорг, что обусловлено влиянием миграционного битумоида в песчанистых породах фации. Значения пика S1, отражающего количество свободных углеводородов здесь стремится к значениям ТОС (Сорг). Величина отношения S1/Сорг приближается к единице и составляет 0,7–0,8, что говорит о наличии миграционного битумоида в данном интервале.

По данным петрографических исследований для песков разлива характерно преобладание минеральной массы, наличие крупных отдельных линз гелинита (рис. 9 В1), окруженных минеральным веществом, иногда встречается фузинит до 10 %. Присутствует семифузинит, витринит (рис. 9 В4). Часто встречается конгломерат, состоящий из обрывков витринита, фузинита, сапропелита и минеральных обломков (рис. 9 В2,3). Что говорит о привнесенной, по большей части, природе органического вещества отложений данных обстановок.

Для отложений фации *временно заливаемых участков пойм* среднее содержание органического углерода составляет 5–6 %. Чаще всего в разрезе отложений данной обстановки встречаются образцы с концентрацией Сорг от 1 до 5 %. В единичных случаях встречаются образцы углистых аргиллитов с концентрацией 20 % и более (рис. 10). Стоит отметить, что концентрации от 1 до 3 в основном приурочены именно к песчанистым литотипам. Остаточный генерационный потенциал S2 также изменяется от 0,5–2 мг УВ/г породы для алевролито-песчанистых составляющей до значений более 100 мг УВ/г, характерный для аргиллитов и углистых прослоев. Значения водородного индекса также находятся в достаточно широких пределах от 100 до 450 мг УВ/г Сорг, что характерно практически для всего диапазона зрелости ОВ данных отложений (рис. 10).

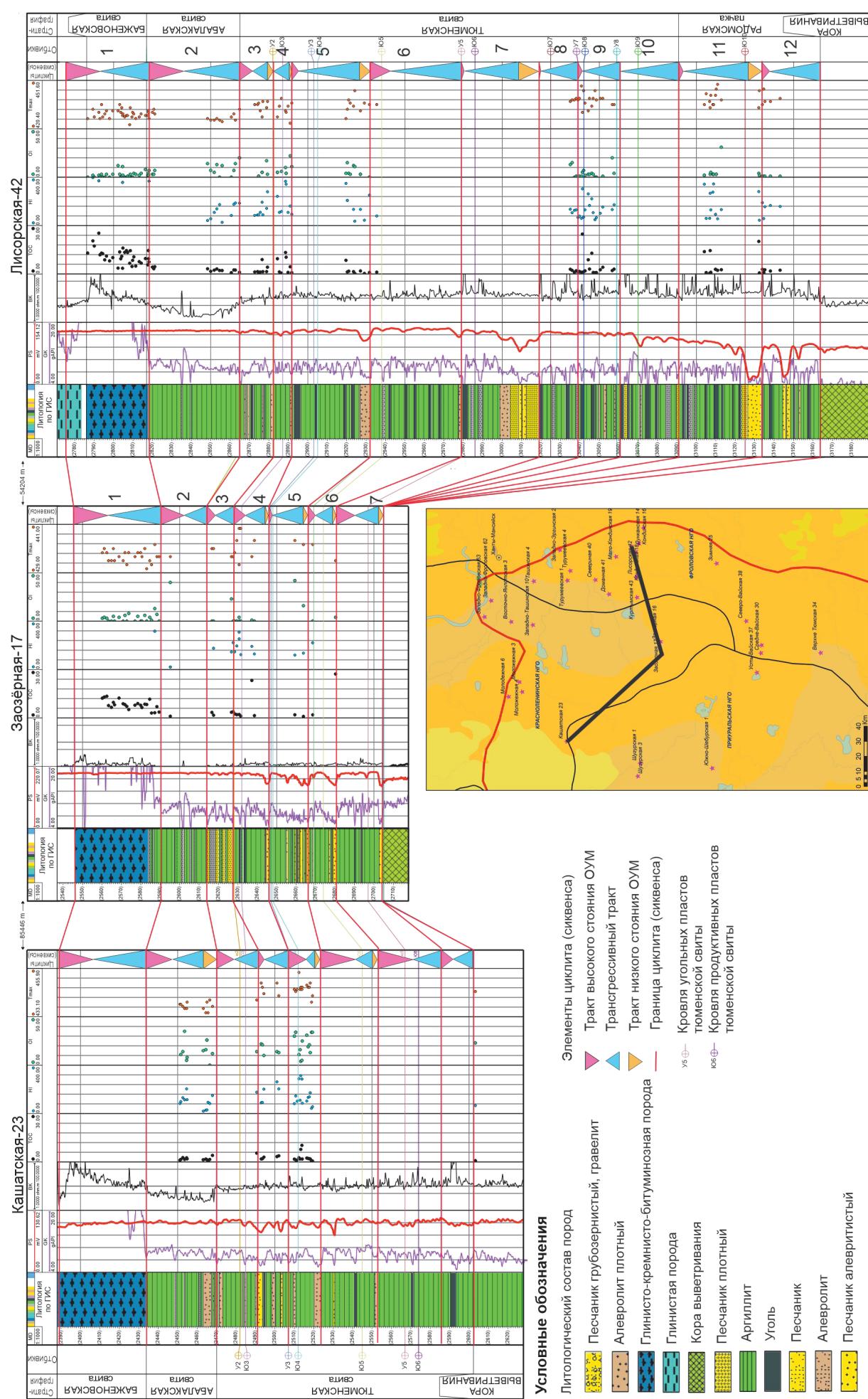


Рис. 7. Комплексная юрсских шихитов в позднезе скважин Канатская-23 Засеятная-17. Писонская-4?

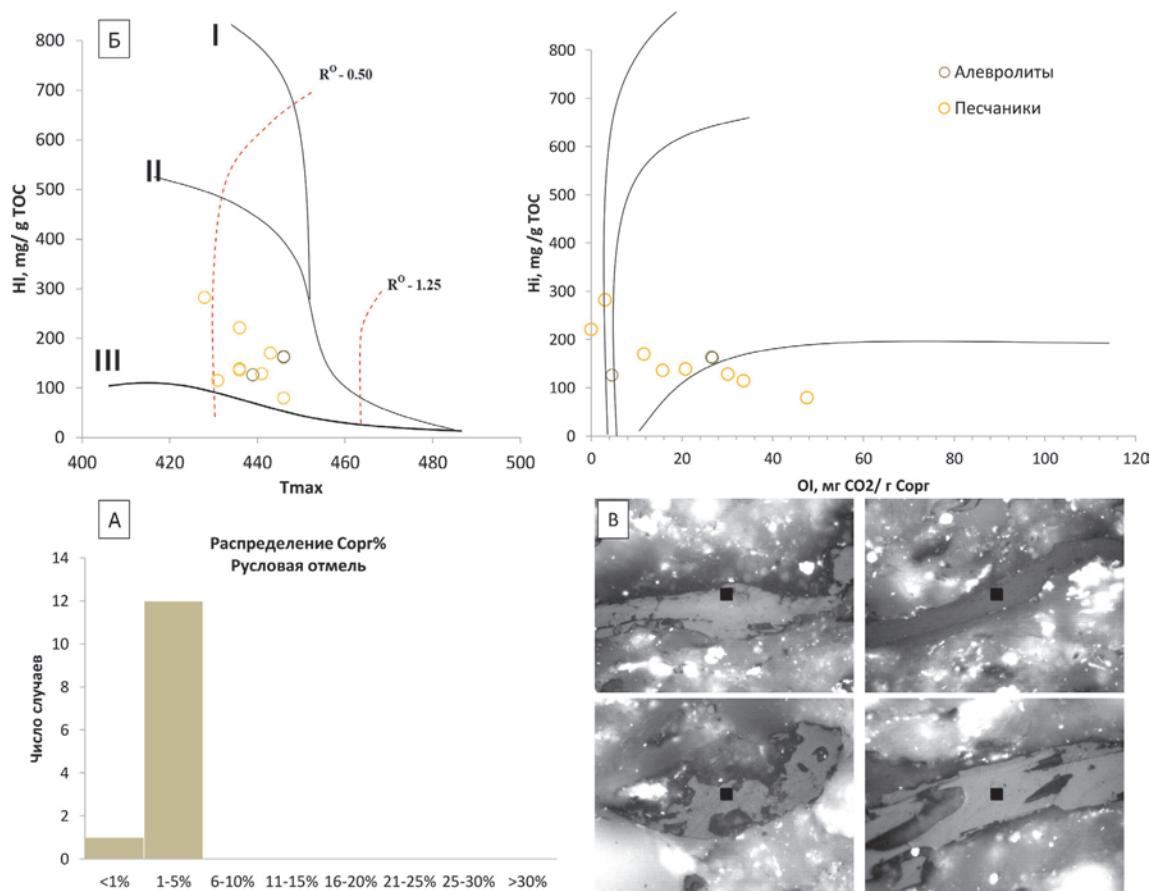


Рис. 8. А) распределение концентраций Сорг %, Б) Зрелость и тип ОВ, В) фото анилифов в отраженном свете (Небольшие линзы гелинита, включения и слойки в общей массе минерального вещества. Большая часть органики – в виде мельчайших вкраплений. Большой разброс в Ro)

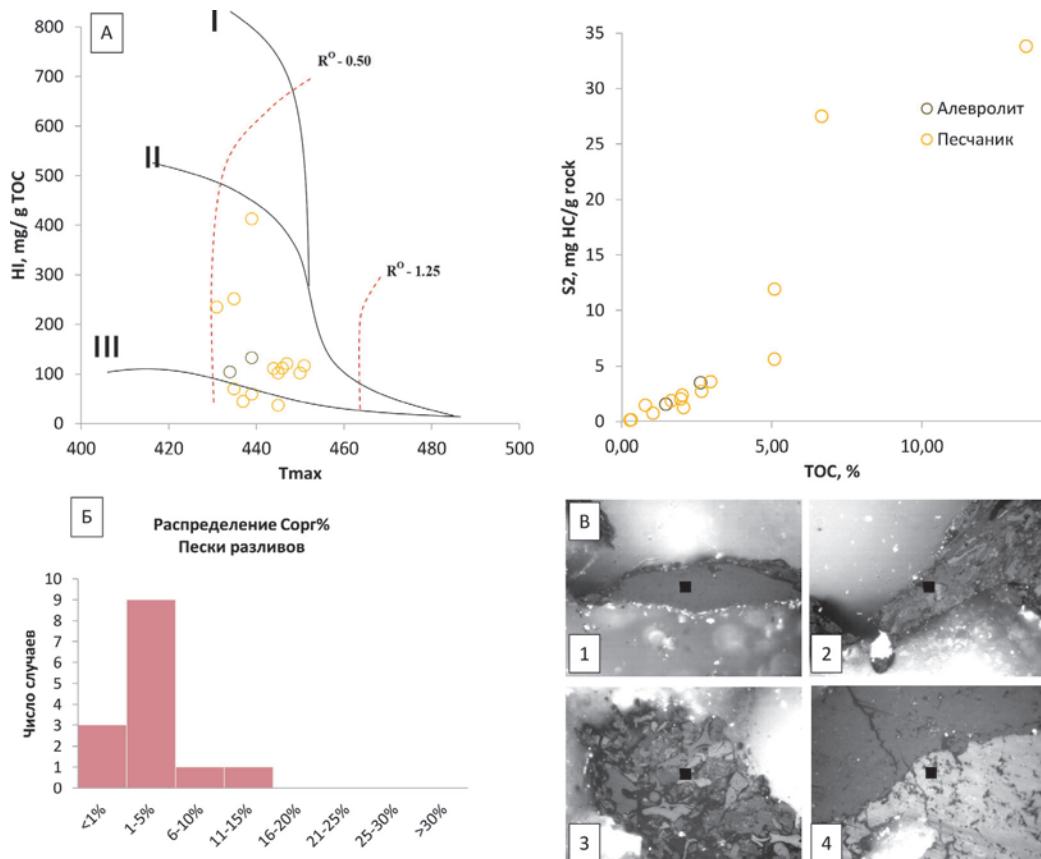


Рис. 9. А) Зрелость и тип ОВ песков разливов, Б) распределение концентраций Сорг %, В) фото анилифов в отраженном свете: 1 – линза гелинита в минеральной массе, 2, 3 – конгломерат, состоящий из обрывков витринита, фюзинита, сапропелита и минеральных обломков, 4 – контакт сеимифюзинита и витринита

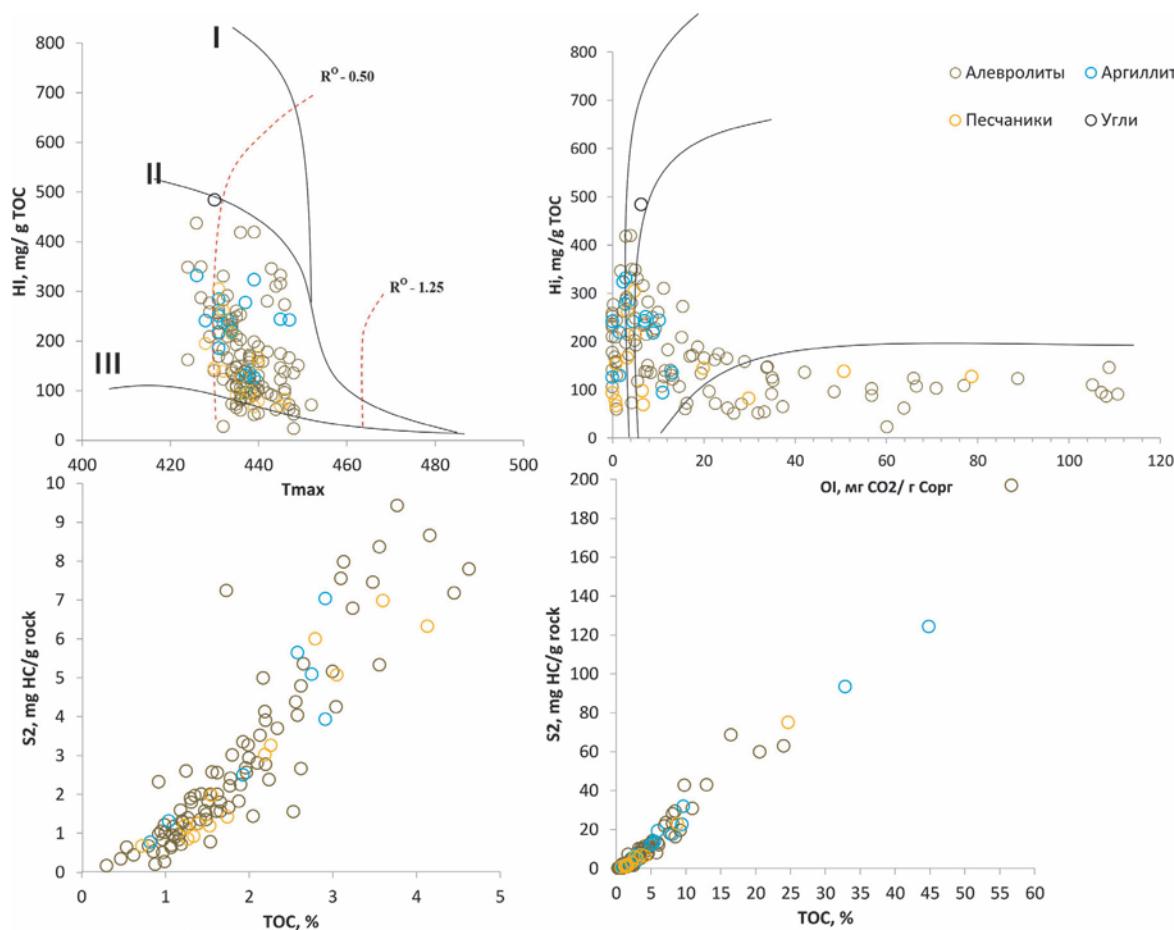


Рис. 10. Преобразованность и тип ОВ, а также генерационный потенциал отложений временно заливаемых участков пойм

К аргиллитам обстановок временно заливаемых участков пойм приурочены значения НІ от 250 мг УВ/г Сорг и более. Для аргиллитовой составляющей отложений свойственен относительно невысокий кислородный индекс (OI) до 15 мг CO_2 /г Сорг. Преимущественно для песчаников и алевролитов OI составляет 20–80 мг CO_2 /г Сорг и более при НІ до 200 мг УВ/г Сорг.

Очевидно, что для данных обстановок осадконакопления характерно как гумусовое органическое вещество (III тип), так и смешанное ОВ II-III типа гумусово-сапропелевое. Что подтверждается и углепетрографическими

исследованиями образцов пород, образовавшихся в данных обстановках осадконакопления. Так, для интервалов переслаивания алевролитов и песчаников характерно присутствие фузинита, витринита, часто в форме отдельных линз и зерен в преобладающей минеральной массе, часто переотложенных (рис. 11(6)). Значения водородного индекса для таких интервалов невысокие, обычно не превышают 150–180 мг УВ/г Сорг при значениях Tmax 430–440°C (градация катагенеза МК1).

Для образцов углистых аргиллитов с повышенным водородным индексом (HI > 250 мг УВ/г Сорг) и малой

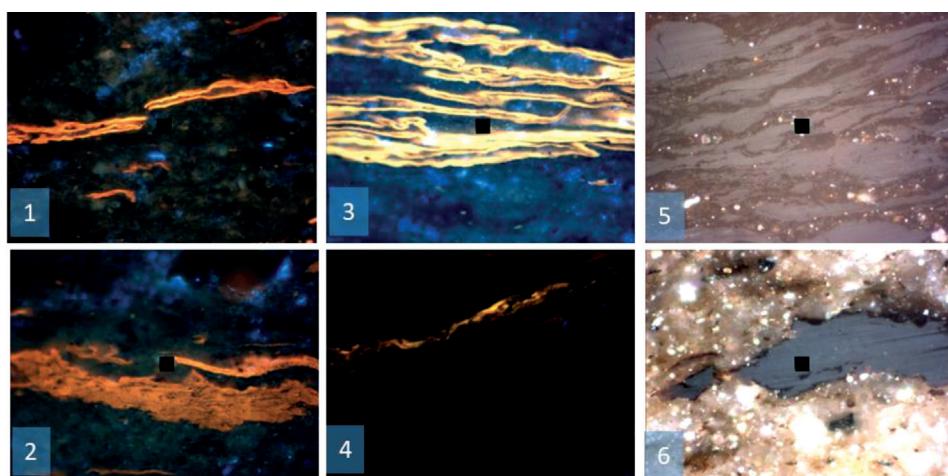


Рис. 11. Временно заливаемые участки пойм. Фото анилифов в отраженном дневном и ультрафиолетовом свете: 1,2,3 – свечение липтинита (кутинит) в УФ свете (обр. №12248); 4 – липтинит (кутинит) в УФ свете (обр. № 1275); 5 – предположительно сапропелевое ОВ (обр. № 1275); 6 – зерно витринита в минеральной массе (обр. № 13159).

величиной кислородного индекса ($OI < 10-15$ мг CO_2 /г Сорг) установлено наличие макералов группы липтинита с характерным свечением в УФ свете (до 15 %), обычно представленных кутинитом (остатки кутикул высших наземных растений) (рис. 11(1-4)). В отдельных образцах аргиллитов, обычно с концентрацией Сорг 5-15 %, присутствует и сапропелевое органическое вещество (возможно водорослевого происхождения) (рис. 11(5)).

Среднее содержание органического углерода в отложениях **заболоченных пойм** составляет 5-7 %. Встречаются нередко и угольные прослои с Сорг от 30 до 60 %. Остаточный генерационный потенциал S_2 для основной массы образцов изменяется от 0 до 20 мг УВ/г породы (рис. 12.) Для углистых аргиллитов и углей эти значения выше и в отдельных случаях достигают 50-60 мг УВ/г породы. Присутствует большой разброс значений водородного индекса (от 50 до 450 мг УВ/г Сорг).

Величина водородного индекса (НІ) изменяется в широких пределах от 110 до 450 мг УВ/г Сорг при степени зрелости, соответствующей стадии МК1 (T_{max} 430°C) (рис. 12). Отметим, что для основной массы алевролитов и песчаников величина НІ составляет 80-200 мг УВ/г Сорг, а для аргиллитовой составляющей и углей характерны большие значения (НІ 250-450 мг УВ/г Сорг). Большинство образцов имеют кислородный индекс в пределах от 0 до 20 мг CO_2 /г Сорг, что в целом говорит об умеренном гидродинамическом режиме, достаточно восстановительных условиях и хорошей сохранности органики в диагенезе. Большой разброс значений параметров водородного и кислородного индексов при одном уровне катагенеза свидетельствует о наличии смеси типов ОВ в отложениях данных обстановок.

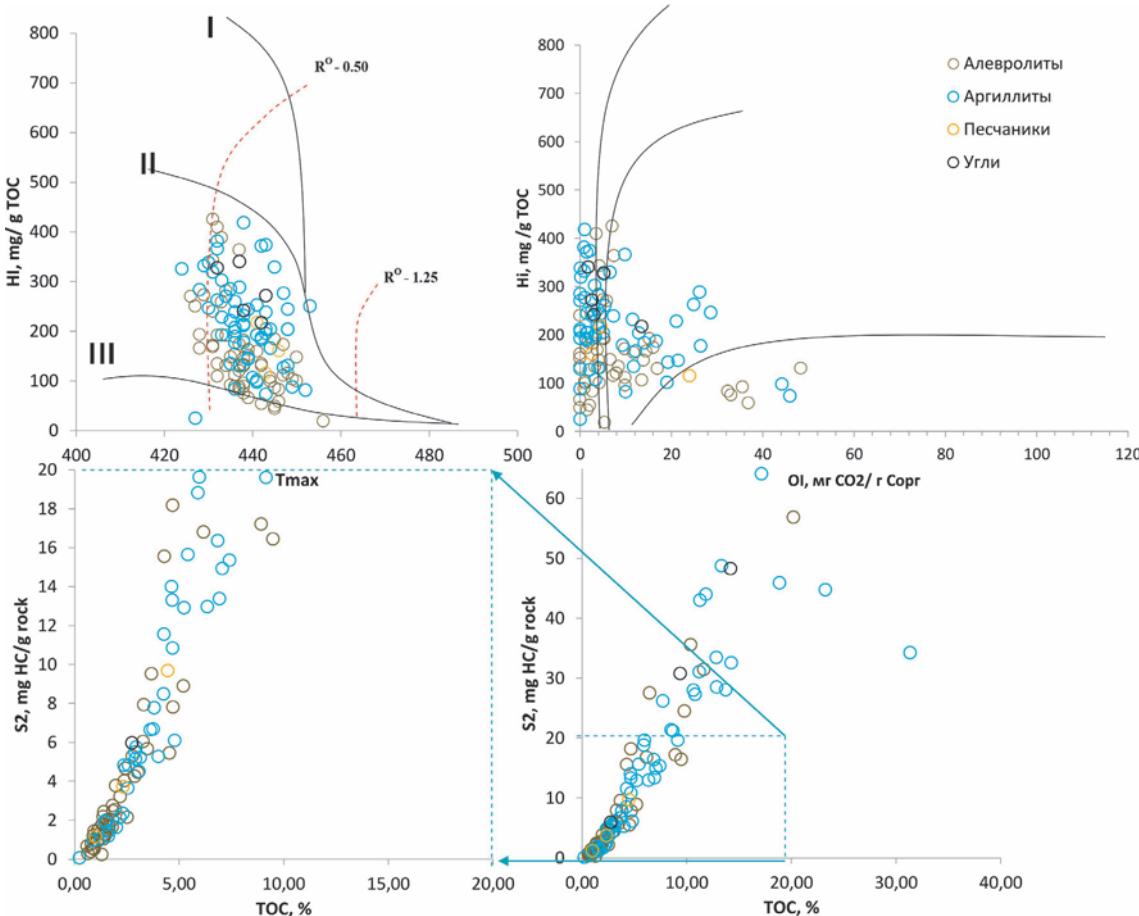


Рис. 12. Преобразованность и тип, а также генерационный потенциал ОВ отложений заболоченных пойм

Так, по видимому, существовали условия для накопления, как рассеянного гумусового наземного вещества, так и в большей степени возможного преобладания липтинитовой составляющей в концентрированном ОВ (рис. 13 (6)). В отложениях заболоченных пойм нередко присутствуют прослои аргиллитов с концентрацией Сорг 3-15 % и НІ 250-400 мг УВ/г Сорг с заметно меньше выраженным присутствием обугленного дегрита. ОВ этих образцов возможно отнести к сапропелевому типу, что подтверждается и кинетическими исследованиями керогена из этих образцов (рис. 14). Однокомпонентные кинетические спектры имеют типичный облик, свойственный керогену второго типа: наблюдается максимум выхода продуктов при относительно небольшой реакции активации (50-52 ккал/моль).

Содержание органического углерода в данных отложениях **болот, маршей** – 5-10 % Сорг. Встречаются образцы углистых аргиллитов и углей со значениями Сорг 40 % и более. Особенность это характерно для выделенной фации болот. Значения водородного индекса также изменяются достаточно в широких пределах от 100-150 мг УВ/г Сорг, в основном в алевролитовых разностях пород, до 400-480 мг УВ/г Сорг для аргиллитов, аргиллитов углистых и углей (рис. 15). Для образцов с повышенным НІ также характерен и небольшой кислородный индекс (OI) в пределах 0-7 мг CO_2 /г Сорг. Для основной массы образцов с пониженным НІ до 150 мг УВ/г Сорг, представленных по большей части алевролитами, характерен кислородный индекс 15-20 мг CO_2 /г Сорг и более.

В целом отложения болотистых и маршевых обстановок, как и заболоченных пойм характеризуются

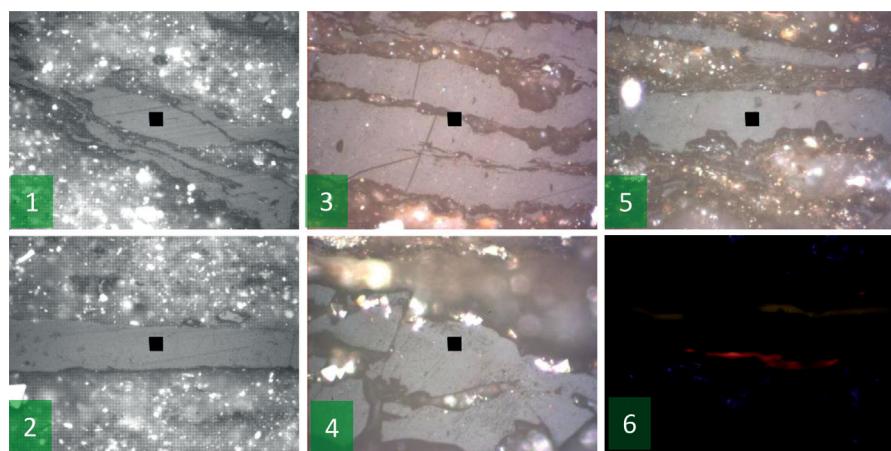


Рис. 13. Отложения заболоченных пойм. Фото анишлифов в отраженном дневном и ультрафиолетовом свете: 1–5 – линзы витринита; 6 – липтинит (кутинит) в УФ свете.

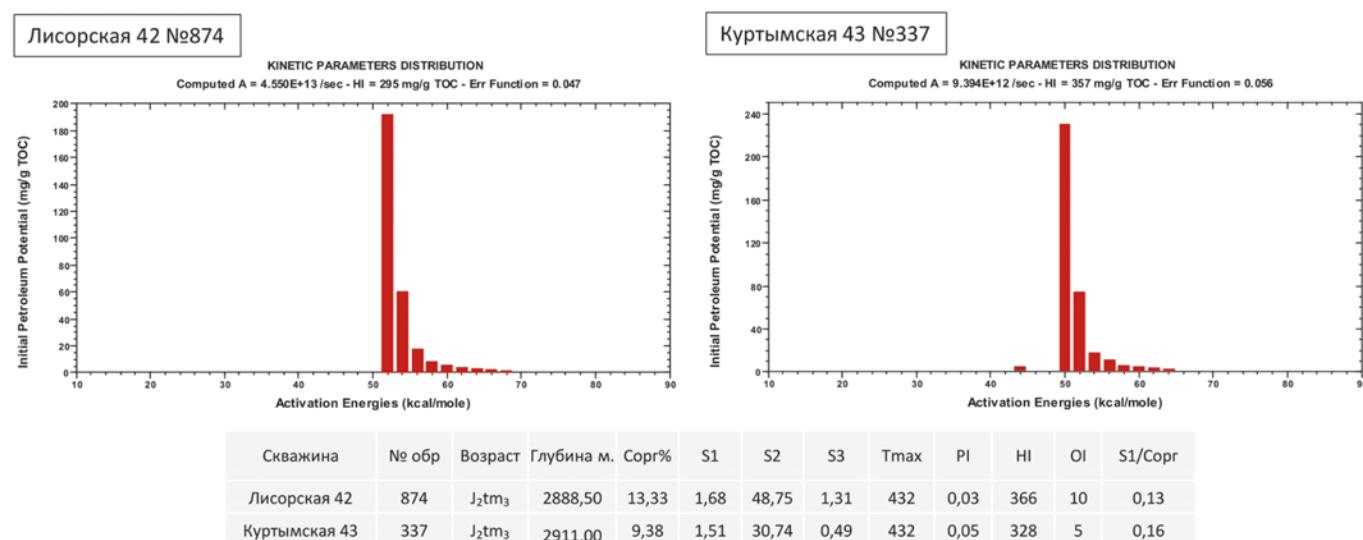


Рис. 14. Кинетические спектры разложения гумусово-сапропелевого органического вещества отложений фации заболоченных пойм

наилучшим генерационным потенциалом. Их возможно рассматривать не только как газоматеринские, но и как возможные нефтематеринские отложения.

Для отложений **приливно-отливной отмели** характерны концентрации органического углерода от 1 до 5 % для преобладающей массы образцов (рис. 16А). Концентрации 6–8 % Сорг приурочены к глинистым аргиллитам. Также встречаются единичные образцы углей и углистых аргиллитов с Сорг > 25 %. Водородный индекс для данных отложений сильно меняется от 100 до 450 мг УВ/г Сорг (рис. 16Б, 17). Стоит отметить, что наиболее низкие значения до 200 мг УВ/г Сорг свойственны песчаной составляющей. Для алевролито-глинистых разностей характерен НИ 100–320 мг УВ/г Сорг. Максимальные значения более 400 мг УВ/г Сорг характерны для глинистых аргиллитов с редким углефицированным растительным детритом (УРД). Для них же характерен и пониженный ОИ (до 15 мг СО₂/г Сорг) (рис. 17).

По результатам петрографических исследований органическое вещество отложений приливно-отливной отмели представлено в основном геленитом, коллотеленитом, инертенитом. Характерно преобладание кварцевой минеральной массы в поле зрения анишлифов. Часто мацералы присутствуют в виде обрывков, частичек, не редко явно привнесенных (рис. 16 В1–5). Иногда можно наблюдать

каемки битуминита коричневого цвета вокруг зерен ОВ (рис. 16 В7–8). Для некоторых образцов аргиллитов характерно небольшое присутствие мацералов группы липтинита, конкретно кутинита, но в небольшом количестве 5–10 % (рис. 16 В6).

При сопоставлении основных средневзвешенных пиролитических параметров относительно малозрелого ОВ (начало градации МК1, Tmax 430–435°C) отложений соответствующей обстановки осадконакопления отмечается следующее. Наибольшей концентрацией Сорг % характеризуются отложения континентальных болот, где средневзвешенные значения Сорг составляют 25,6 % (рис. 18). Для отложения заболоченных пойм и приливно-отливных отмелей Сорг составляет 6,7 и 5,9 %, соответственно. Наименьшие концентрации характерны для песков разливов и песчаных отложений русловых отмелей с Сорг 1,26 и 1,87 %. Отметим, что именно аргилитовые и углистые разности в составе отложений фаций характеризуются наибольшими концентрациями Сорг % (рис. 19).

Наибольшие средневзвешенные значения водородного индекса также приурочены к углистым аргиллитам болотистых обстановок (НИ 355 мг УВ/г Сорг). Отложения временно заливаемых, заболоченных пойм, а также приливно-отливной отмели имеют примерно сопоставимые значения НИ – 187, 207 и 205 мг УВ/г Сорг, соответственно.

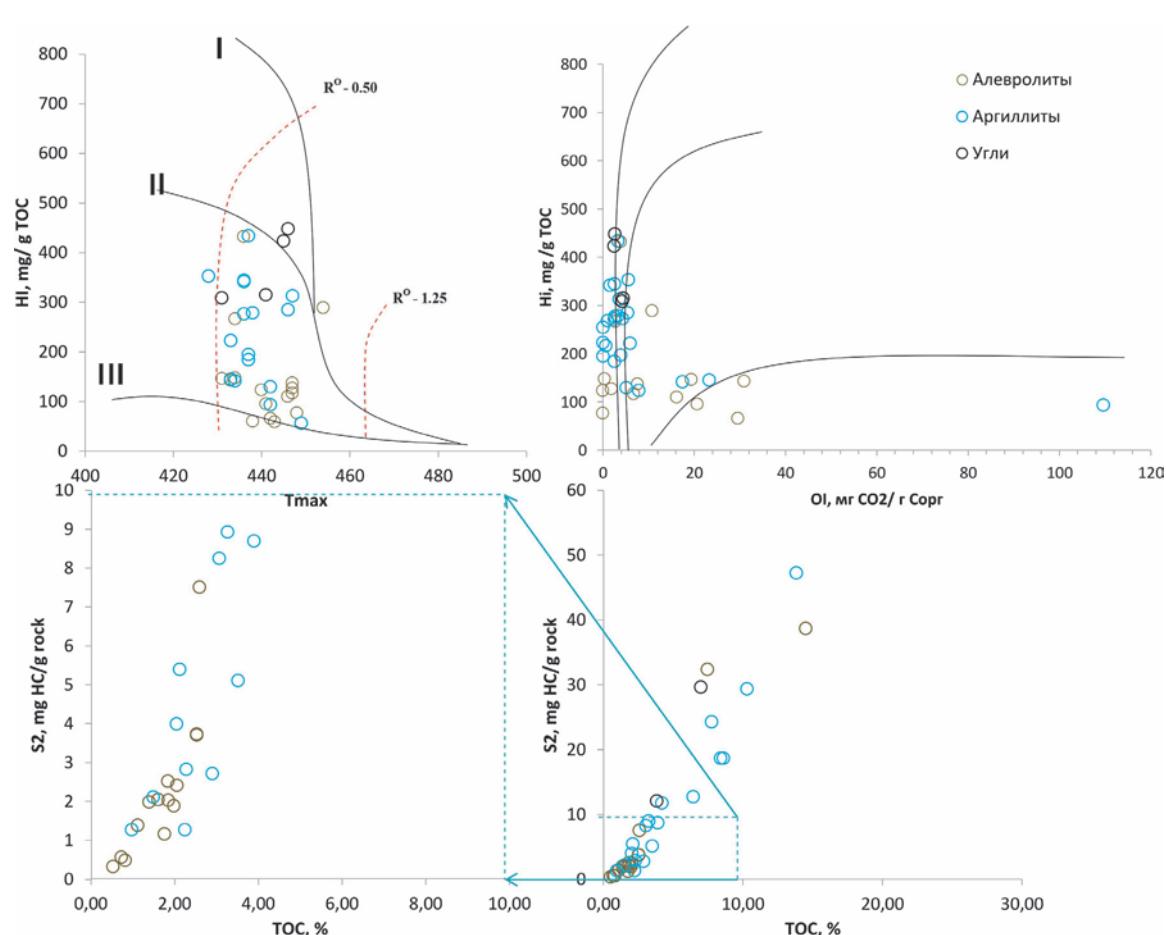


Рис. 15. Преобразованность и тип ОВ, а также генерационный потенциал отложений болот, приморских болот, марией

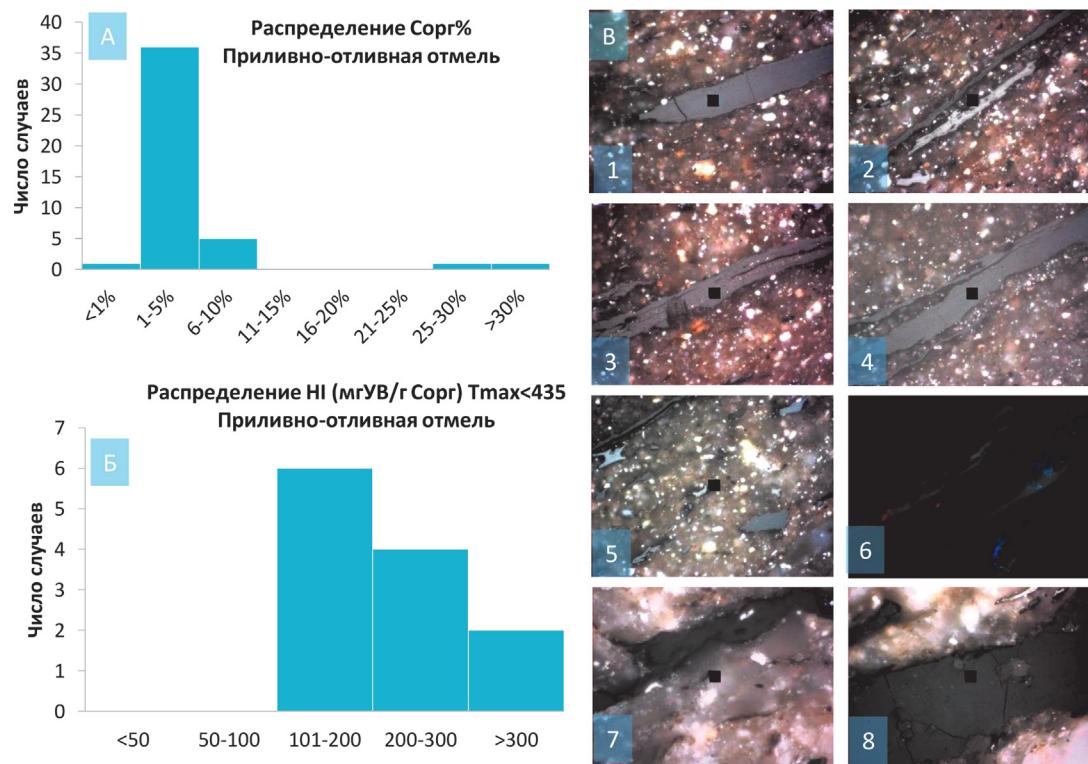


Рис. 16. А) Распределение концентраций органического углерода, Б) Распределение величин водородного индекса (HI) для малозрелого ОВ, В) 1-5 – линзы гелинита, коллотелинита, инертинита, в том числе привнесенного в общую минеральную массу, 6 – свечение липтинита (возможно кутинита) в УФ свете, 7,8 – Кварцевый алевролит, редко – витринит (гелинит), на границе органического вещества видны тонкие каемки аморфного биурминита коричневого цвета.

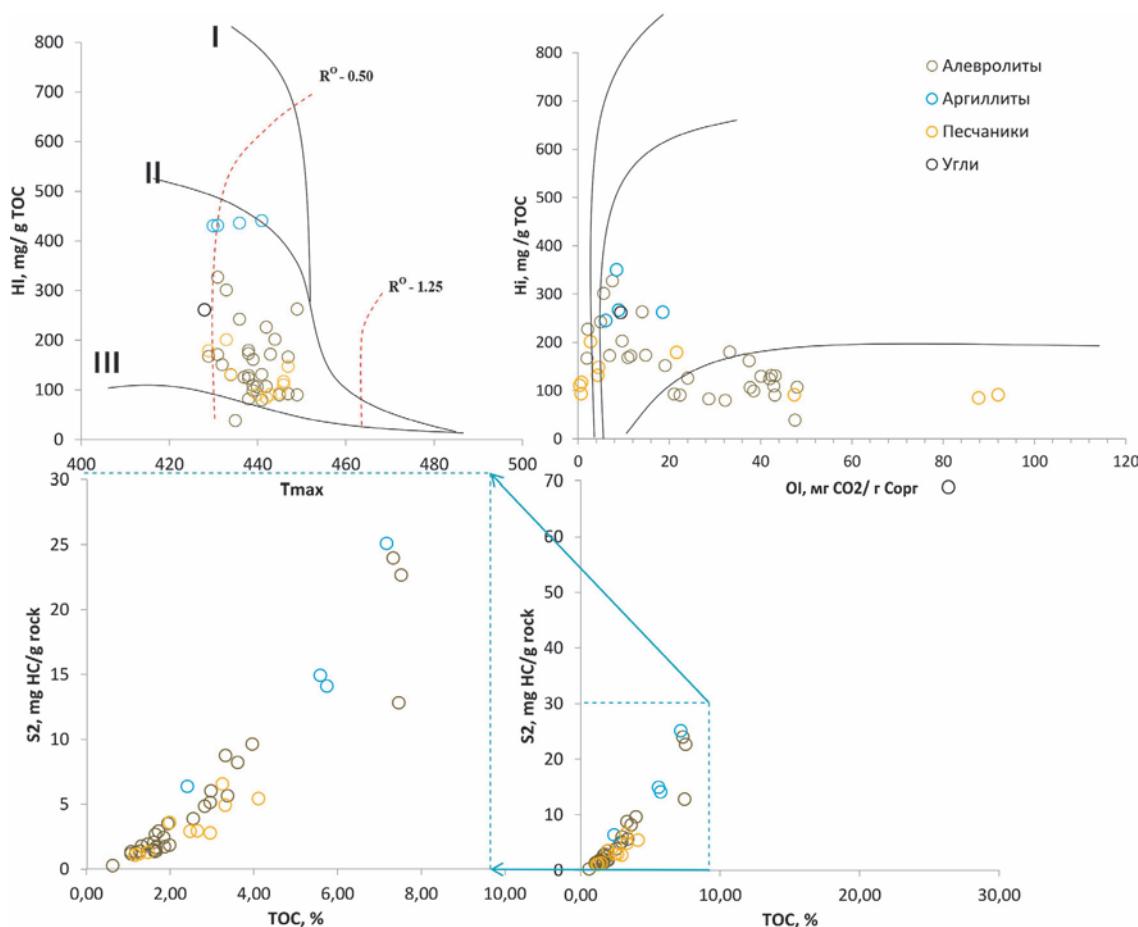


Рис. 17. Преобразованность и тип, а также генерационный потенциал ОВ отложений приливно-отливной отмели

Породы русловых отмелей и пески разливов имеют наименьшие значения водородного индекса 139 и 89 мг УВ/г Сорг (рис. 18).

Значения кислородного индекса весьма неравномерно распределены по фациям. Наибольшими значениями ожидаемо характеризуются пески разливов ($OI = 41 \text{ мг CO}_2/\text{г Сорг}$) и отложения русловых отмелей ($OI = 21 \text{ мг CO}_2/\text{г Сорг}$). Что отражает повышенную гидродинамическую активность данных условий и более окислительный характер обстановок. Для отложений временно заливаемых и заболоченных пойм характерны достаточно высокие значения кислородного индекса ($OI = 30\text{--}31 \text{ мг CO}_2/\text{г Сорг}$) (рис. 18).

Отметим, что наиболее окисленная органика содержится в песчано-алевролитовой составляющей пород данных фаций (рис. 19), что сильно влияет на средневзвешенное значение для отложений этих обстановок в целом. Для алевролитов заливаемых и заболоченных пойм OI составляет 38–40 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$. Для песчаников временно заливаемых пойм средневзвешенный кислородный индекс составляет 17 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$. Предположительно наиболее восстановительные условия в силу преобладания спокойного гидродинамического режима характерны для обстановок болот, где величины OI наименьшие – 4 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$.

Таким образом наибольший генерационный потенциал ОВ нижне-среднеюрского комплекса отложений приурочен к обстановкам болот заболоченных и заливаемых пойм, а также к приливно-отливным обстановкам. Эти отложения преимущественно являются газоматеринскими

в силу преобладания гумусовой органики, но ряд фациальных обстановок, такие как обводненные болота, заболоченные временно заливаемые поймы способствовали накоплению и сохранению липтинитовых компонентов органики, обогащенных водородом, что позволяет рассматривать данные отложения и как нефтематеринские.

По результатам немногочисленным петрографических исследований и анализа кинетических спектров ОВ, установлено присутствие и сапропелевой составляющей в органическом веществе в отложениях обстановок временно заливаемых, заболоченных пойм, а также приливно-отливной отмели.

Рассмотрим результаты биомаркерного анализа автохтонных битумоидов из отложений обстановок с предполагаемым присутствием морского сапропелевого ОВ. Проанализированы 7 образцов битумоидов: из образцов пород обстановок временно заливаемых участков пойм (обр. № 47 скв. Ташинская-4), заболоченной поймы (обр. № 54 скв. Западно-Ташинская-10, обр. № 55, 56 скв. Шугурская-1), приливно-отливной отмели (обр. № 46 скв. Ташинская-4, обр. № 57 скв. Кашатская-23), приморского болота (обр. № 45 скв. Ташинская-4).

Изученные битумоиды нижне-среднеюрского возраста несколько отличаются по распределению н- и изо-алканов. Так, согласно полученным результатам, для большинства из них характерно преобладание гумусового ОВ в составе исходной биомассы, в то время как два образца – обр. 55 скв. Шугурская-1 и обр. 57 скв. Кашатская-23 – отличаются от остальных повышенной долей морского ОВ. Об этом свидетельствует ряд признаков: характер кривой

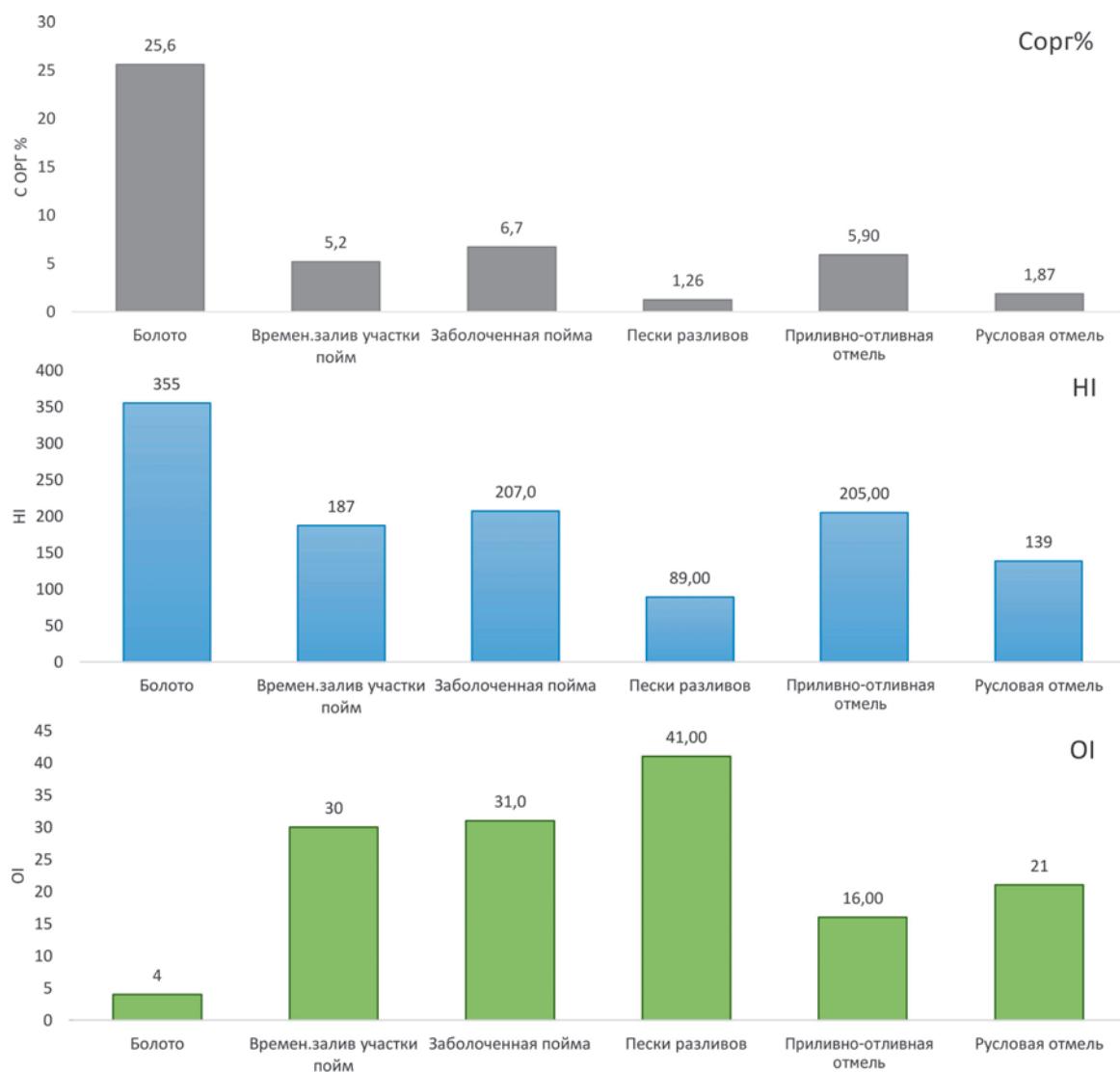


Рис. 18. Средневзвешенные значения основных пиролитических показателей для малозрелого ОВ типичных обстановок осадконакопления нижне-среднеуральского комплекса

распределения н-алканов с максимумом в среднемолекулярной области (н-C15-н-C17); более низкие значения, по сравнению с остальными битумоидами, параметра Pr/Ph не превышающие 2; низкие значения отношения C27/C17; а также положение точек, соответствующих выше указанным битумоидам в области смешанного ОВ на диаграмме Кеннона-Кессоу (рис. 20). Все указывает на повышенный вклад морского материала в составе ОВ этих битумоидов.

Вместе с тем, по распределению полициклических нафтенов различия между битумоидами проявляются слабо. В составе всех изученных битумоидов нижне-среднеуральского возраста преобладают пентациклические тритерпаны, их доля в среднем составляет около 80 %, что характерно для преимущественно бактериального типа ОВ. При этом доля стеранов и трициклических тритерпанов в составе битумоидов не велика, и в среднем составляет 9 %. Лишь два образца – обр. 57 скв. Кашатская-23 и обр. 46 скв. Ташинская-4 – выделяются несколько повышенным содержанием стеранов, что может свидетельствовать о большем содержании водорослевого материала в составе их исходной биомассы.

В распределении стеранов среди гомологов C27, C28 и C29 как регулярного строения, так и изо-стефанов, преобладает гомолог C29, что характерно для

преимущественно гумусового ОВ. Однако в битумоиде из обр. 57 скв. Кашатская-23 его доля несколько ниже по сравнению с остальными изученными. Это в совокупности с приведенными выше данными по составу полициклических нафтенов указывает на повышенный вклад морского материала в его ОВ.

Значения гомогопанового отношения для изученных битумоидов нижне-среднеуральского возраста $hC35/hC34 \approx 0,5$ свидетельствуют о слабо-восстановительном характере обстановок осадконакопления их ОВ. Наряду с этим, несколько битумоидов (обр. 55 скв. Шугурская-1 и обр. 57 скв. Кашатская-23) выделяются среди остальных изученных этого возраста несколько повышенными значениями параметра $Preg/C_{27}$, что характерно для ОВ, накапливавшегося в обстановках с повышенной соленостью вод бассейна.

Связь этапов осадконакопления и геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород

Анализ цикличности в скважинах позволил проследить связь между генерационными характеристиками нижне-среднеуральских НГМТ и этапами осадконакопления, что может лежать в основу площадного прогноза свойств НГМТ.

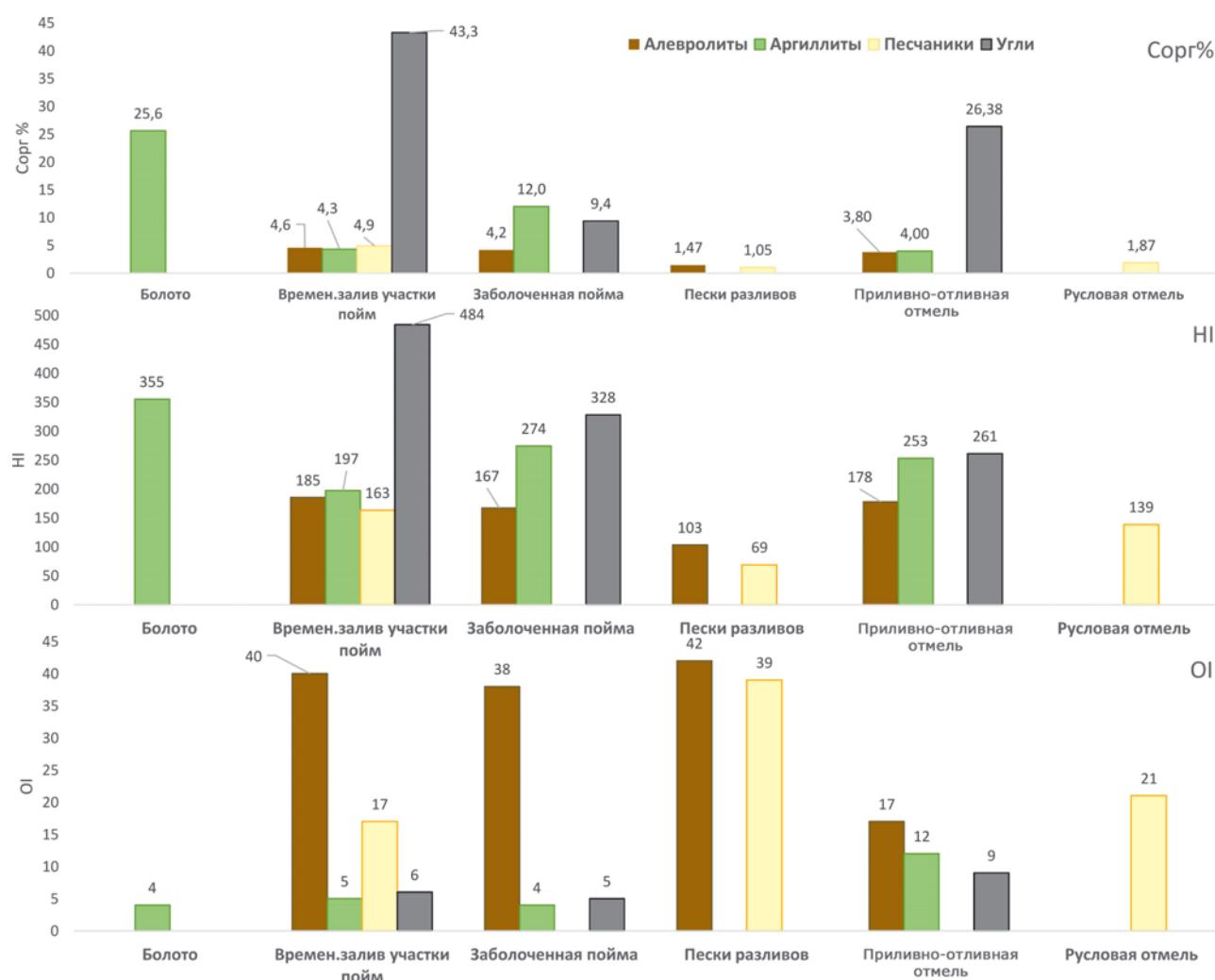


Рис. 19. Средневзвешенные значения основных пиролитических показателей для малозрелого ОВ для литотипов типичных обстановок осадконакопления нижне-среднеюрского комплекса

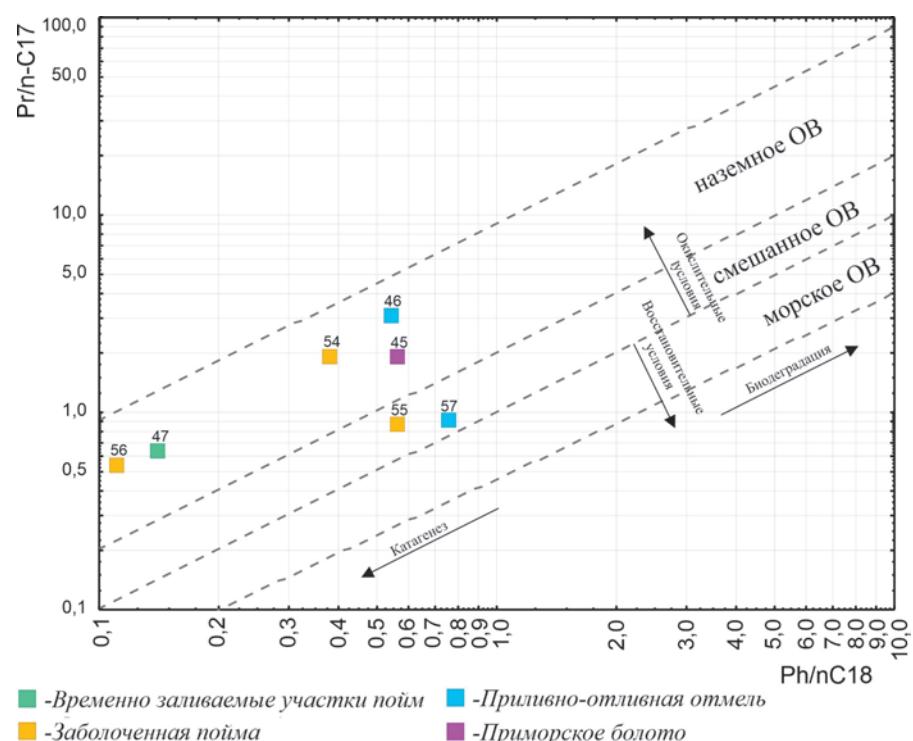


Рис. 20. Диаграмма Кеннона-Кессоу для битумоидов нижне-среднеюрского комплекса отложений

На примере 9 циклита в скважине Лисорская-42 показано (рис. 21), что отложения разных системных трактов характеризуются различными усреднёнными пиролитическими характеристиками: TOC, НІ, ОІ.

Рассмотрим геохимические параметры, определяющие генерационный потенциал дифференцированно для каждой части циклита.

Содержание органического углерода Сорг в отложениях тракта низкого стояния (LST) в разрезах исследуемых скважин (с определенными границами системных трактов) изменяется от 0,2 до 5,0 % и в среднем составляет 1,9 %.

Наименьшие концентрации органического углерода зафиксированы в приподошвенных частях тракта, представленных русловыми песчаными отложениями песков разливов, русловых отмелей. Средние значения Сорг здесь составляют 0,3–1,0 % (рис. 22).

Максимальные концентрации приурочены, главным образом, к верхней границе тракта, маломощным алевролитовым прослойям пойменным отложениям (фации заболоченных и временно заливаемых пойм, маршей) и составляют 2–3 %. Исключение составляет один образец верхнетюменской подсвиты из скважины Кашатская-23 (Сорг 5,5 %) из песчаного прослоя отложений дельтового канала, обогащенный переотложенным углистым детритом, вероятно, перенесенным при размыве более древних пойменных отложений.

Для отложений данной части циклита (LST) характерен преимущественно гумусовый тип органического вещества, III тип керогена. Значения водородного индекса (НІ) в среднем составляют 50–200 мг УВ/г Сорг. Наименьший остаточный генерационный потенциал имеет органическое вещество русловых отложений. Минимальные значения водородного индекса приурочены главным образом к пескам разливов и русловых отмелей (НІ 50–80 мг УВ/г Сорг) при степени преобразованности ОВ, соответствующей градации МК1–МК2 (Tmax 435–445 °C). Для ОВ данных отложений характерны повышенные значения кислородного индекса (ОІ 20–80 мг CO₂/г Сорг), что, возможно,

связано с окислением в диагенезе, а также с процессами переноса и перезахоронения исходной органики, что ожидаемо для данных палеогеографических условий (рис. 22). Повышенные значения остаточного генерационного потенциала (НІ) приурочены к ОВ отложений маршей и заболоченных пойм. Значения водородного индекса здесь меняются достаточно в широких пределах от 223 мг УВ/г Сорг при значениях Tmax 430–435 °C (начало градации катагенеза МК1) до 80–100 мг УВ/г Сорг при Tmax 435–440 °C. Значения водородного индекса закономерно уменьшаются при нарастании степени катагенеза.

В целом в пределах тракта низкого стояния уровня моря к газоматеринским породам возможно отнести лишь отдельные прослои отложений, имеющих пойменный генезис, но их суммарная мощность и выдержанность по латерали крайне невелики.

Обогащенность отложений *трансгрессивного системного тракта TST* органическим углеродом изменяется в широких пределах, от 1 до 80 % Сорг. Средневзвешенные концентрации (Сорг) составляют 10–11 %. Наибольшие концентрации Сорг % характерны для небольших по мощности прослоев углей (до 0,5 метра), где концентрации Сорг % составляют 70–80 %, а также прослоев углистых аргиллитов с концентрацией Сорг 30–40 % (рис. 23), образовавшихся в условиях маршей и болот. Содержание органического углерода в диапазоне 10–25 % характерно для алевролито-глинистых разностей с присутствием обугленного растительного детрита (ОРД) заболоченных пойм и пойм, подверженных периодическому подтоплению. ОВ отложений, накопленных в данных фациальных обстановках, также обладает повышенными значениями пиков S2 (100–300 мг УВ/г породы), что характерно для углистых пород. Концентрации до 5 % Сорг приурочены к междельтовым отложениям, а также менее обогащенным углистым материалом породам, накопившимся в обстановках временно заливаемых пойм (рис. 23).

Степень преобразованности ОВ отложений трансгрессивного тракта на модифицированной диаграмме

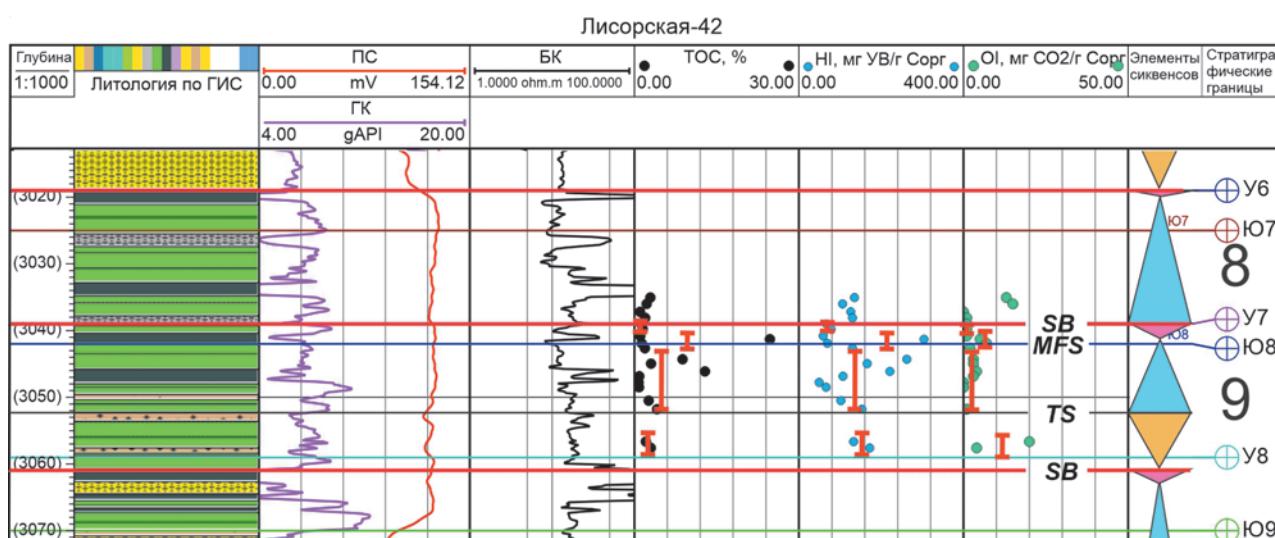


Рис. 21. Распределение средних значений Сорг, НІ и ОІ в различных системных трактах на примере циклита 9 в скважине Лисорская-42. Средние значения обозначены красными отрезками. Отложения LST характеризуются пониженными средними значениями Сорг и НІ, повышенным средним значением ОІ. Отложения TST обладают повышенными средними значениями Сорг и НІ, пониженным средним значением ОІ. Отложения, приуроченные к максимуму затопления, характеризуются максимальными средними Сорг и НІ. Отложения HST характеризуются пониженными средними значениями Сорг, НІ и ОІ. Условные обозначения для литотипов приведены на рис. 7.

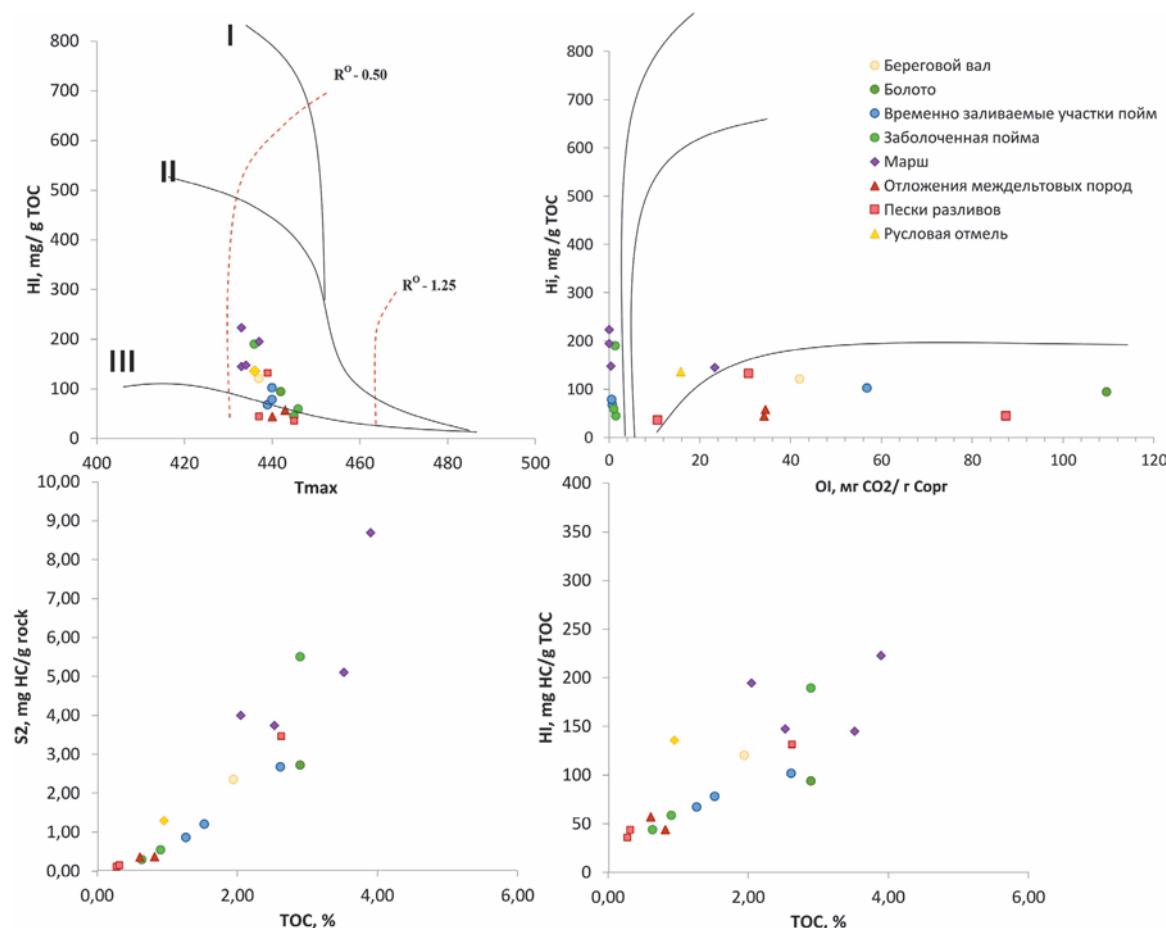


Рис. 22. Геохимическая характеристика органического вещества и фациальные обстановки накопления отложений системного тракта низкого стояния уровня моря (LST)

Ван-Кревелена меняется в широких пределах, от начала мезокатагенеза МК1 (T_{max} 428–435 °C) до нижней границы стадии МК2-началу МК3 (T_{max} 445–450 °C). Это обусловлено нарастанием катагенеза с глубиной, так как по всему разрезу скважин выделяется несколько трансгрессивных трактов, имеющих разную глубину. А также изменения катагенеза по латерали внутри одного циклита от скважины к скважине. Это также учитывается и при оценке типа ОВ, используя пиролитические показатели и величину (НІ). Величина водородного индекса (НІ) для обстановок седиментации, таких как болота, заболоченные поймы и временно заливающиеся участки пойм, изменяется от значений 100–450 мг УВ/г Сорг. Это может быть обусловлено как изменением степени зрелости, так и вариацией типов вещества и их сочетаний внутри одной фациальной зоны. Стоит заметить, что большинство образцов с повышенным содержанием Сорг (10 % и более) также характеризуется и относительно высокими значениями водородного индекса (>200 мг УВ/г Сорг) и небольшим кислородным индексом ОІ – до 10 мг CO_2 /г Сорг (рис. 23).

Несмотря на некоторую особенность пиролитического метода Rock-Eval (занесений значений водородного индекса, НІ, мг УВ/г Сорг при анализе углей (Peters, 1986)), исследователями (Гончаров и др., 2006; Sykes et al., 2004; Sykes, 2004) показана прямая зависимость между величиной НІ и содержанием макералов группы липтинита, а следовательно и возможная способность генерировать жидкие углеводороды. Ряд образцов с

содержанием органического углерода до 10 % также имеет относительно повышенный НІ >300 мг УВ/г Сорг. Для них характерен пониженный кислородный индекс, что указывает на возможные слабоокислительные условия в диагенезе. Это главным образом относится к аргиллитам и алевроаргиллитам, образовавшимся в обстановках участков речной поймы, подверженной периодическому затоплению. Можно предположить, что к концу периода, относящегося к образованию верхней части трансгрессивного тракта, в пределах алювиальной равнины при образовании озерных водоемов могли образоваться обстановки, благоприятные к накоплению сапропелевой, водорослевой органики II-типа.

Отложения трансгрессивного тракта (TST) можно охарактеризовать как хорошие материнские породы. Преобладает рассеянная гумусовая органика, имеют место и прослои углей, обогащенные липтинитовой составляющей. В пониженных участках палеорельефа при периодическом затоплении могли образовываться локальные континентальные озерные водоемы, где накапливалась гумусово-сапропелевая органика (водорослевого генезиса).

В болотной обстановке осадконакопления поверхность максимального затопления (MFS – maximum flooding surface) соответствует самому высокому уровню грунтовых вод и ассоциируется с пластами угля (Зундэ, 2016). Несколько образцов из разреза изученных скважин приурочены непосредственно к границам максимального затопления. Наибольшие концентрации Сорг 9–11 % характерны для углистых аргиллитов образовавшихся в

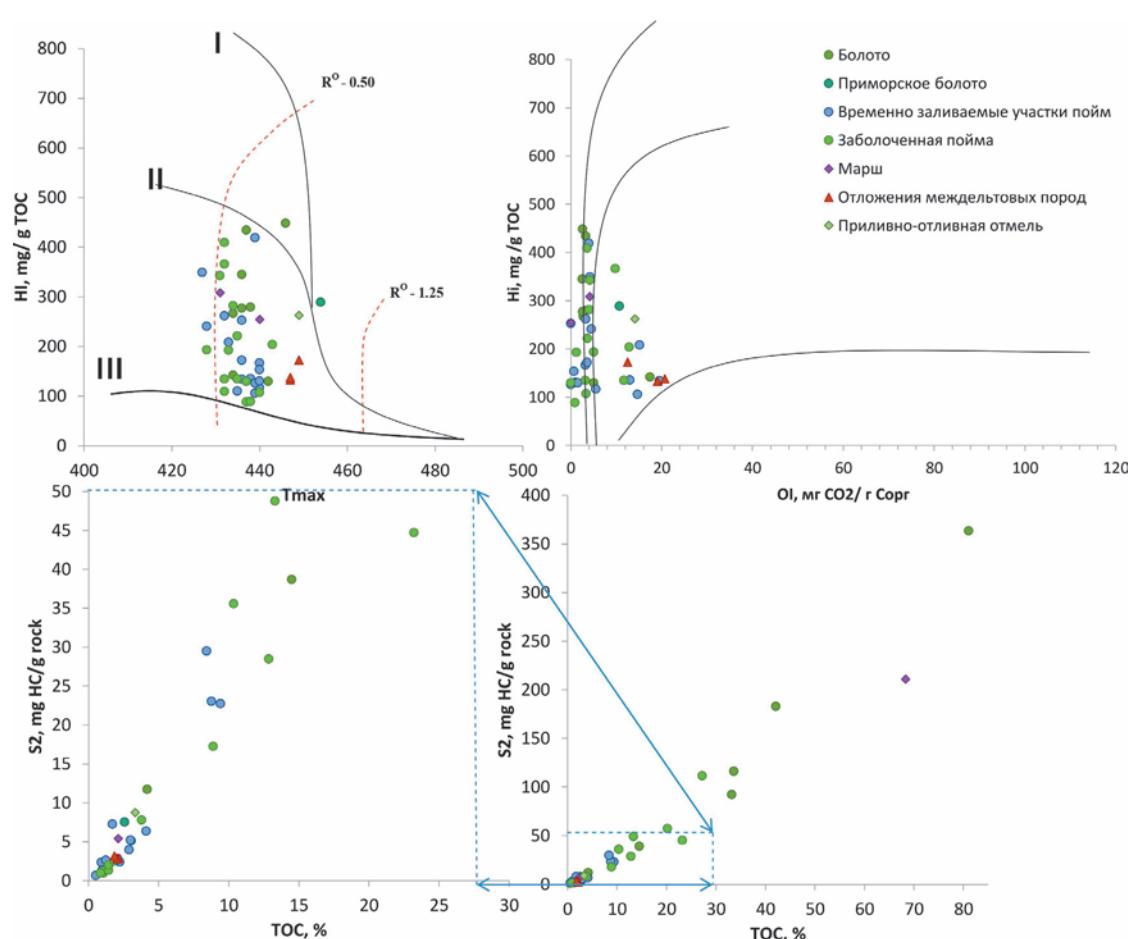


Рис. 23. Геохимическая характеристика органического вещества и фациальные обстановки накопления отложений трансгрессивного системного тракта (TST)

обстановках приморских болот. Значения водородного индекса 300–320 мг УВ/г породы при зрелости ОВ, соответствующей концу градации MK2 (T_{max} 445–447 °C), говорят о значительном генерационном потенциале данных отложений (рис. 24).

В периоды подъёма грунтовых вод в максимально обводненных болотах формируются условия для концентрации липтинитовой составляющей углей, так как этот компонент является наиболее устойчивым, а доля вещества, являющегося исходным для других мацералов, менее обогащенных водородом, подвержена вымыванию (Алексеев, 2006). Таким образом повышенный остаточный генерационный потенциал ОВ, образовавшегося в данных условиях, возможно обусловлен повышенной концентрацией липтинитовой составляющей в его составе. В прибрежно-континентальных условиях осадконакопления MFS также может быть представлена горизонтом, который характеризуется влиянием моря. Так, образец массивного пиритизированного аргиллита из скважины Заозерная-17 (приковельная часть верхнетюменской подсвиты $J_2 tm_3$) сформировался при максимальном подъёме относительного уровня моря вероятно в прибрежно-морских условиях. Данный образец характеризуется содержанием органического углерода 3,4 %. Величина HI составляет 477 мг УВ/г Сорг при T_{max} 435 °C (рис. 24), что говорит о принадлежности данного ОВ к сапропелевому типу.

При обстановках, связанных с максимальным уровнем затопления формируются максимально благоприятные условия для накопления и сохранения исходного

органического вещества. В условиях аллювиальной равнины-это максимальное обводнение болот и заболоченных пойм и, как следствие, образование и концентрация липтинитовой составляющей угольных мацералов. В прибрежно-континентальных условиях это периоды морской трансгрессии и привнос сапропелевого материала.

Тракт высокого стояния (HST). Содержание органического углерода в отложениях тракта в среднем составляет 1,5–2,0 %. Наибольшие концентрации характерны для отложений, образовавшихся в обстановках временно заливаемых участков пойм (Сорг 2–4 %). Значения водородного индекса – от 95–100 мг УВ/г Сорг при значениях T_{max} 445–447 °C (конец градации MK2) до 195–200 мг УВ/г Сорг при T_{max} 430–435 °C (начало MK1) (рис. 25).

Ряд образцов с относительно невысоким водородным индексом и значениями Сорг % характеризуется повышенным кислородным индексом, в некоторых случаях достигающим более 100 мг CO_2 /г Сорг. Что может косвенно говорить о более гидродинамически активных обстановках и окислении органики в процессе диагенеза. В отложения тракта HST ОВ представлено смешанным сапропелево-гумусовым типом с преобладанием наземной органики.

В результате проведенных исследований и корреляции данных геохимических исследований с результатами определения границ сиквенсов и их составляющих частей (трактов) установлена дифференциация геохимических характеристик и генерационного потенциала ОВ в зависимости от приуроченности к определенной части циклита.

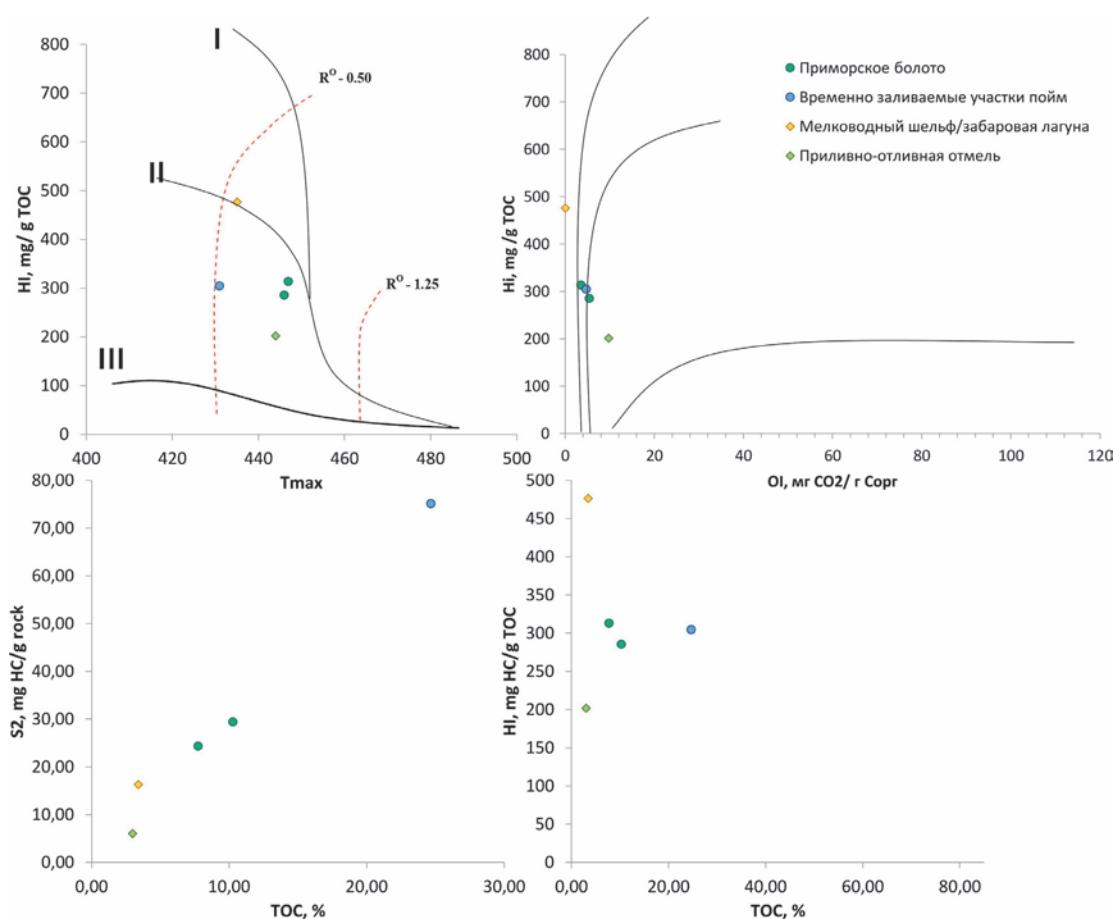


Рис. 24. Геохимическая характеристика органического вещества и фациальные обстановки накопления отложений, приуроченных к границе максимального затопления (MFS)

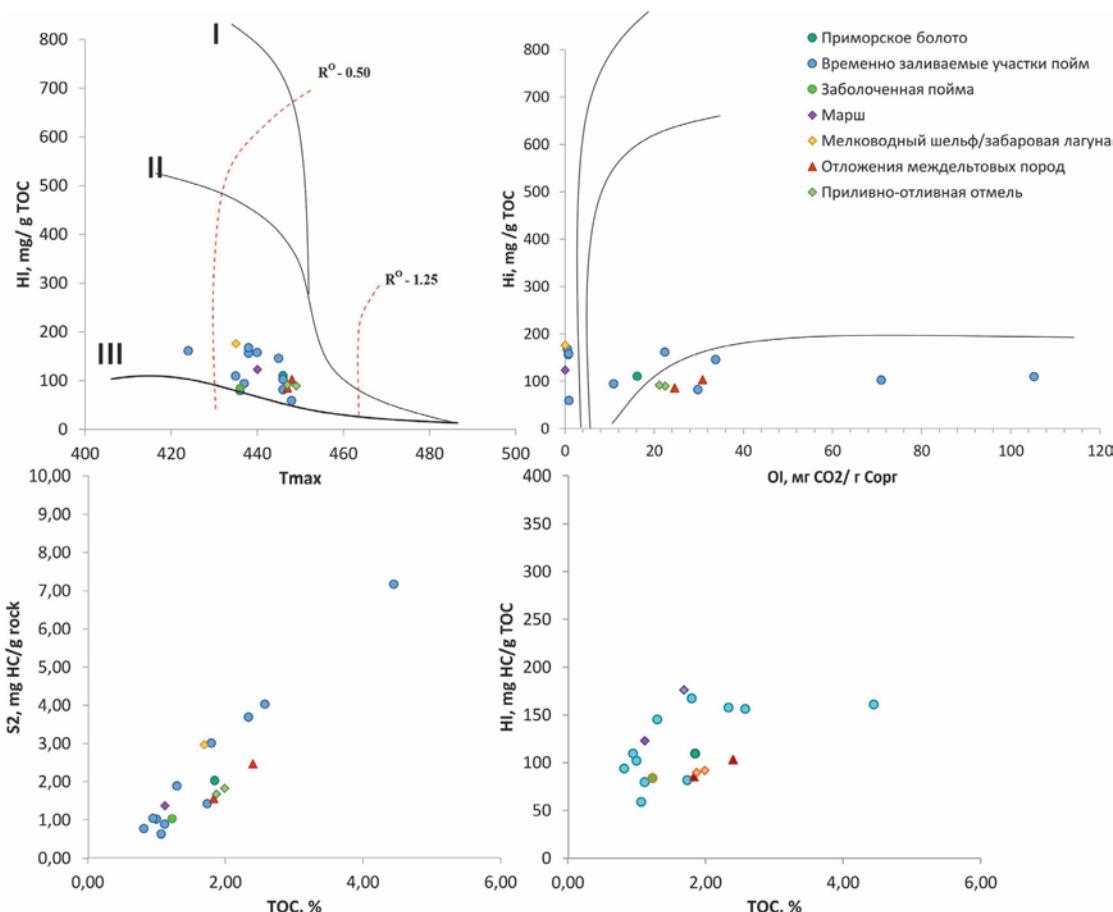


Рис. 25. Геохимическая характеристика органического вещества и фациальные обстановки накопления отложений тракта высокого стояния уровня моря (HST)

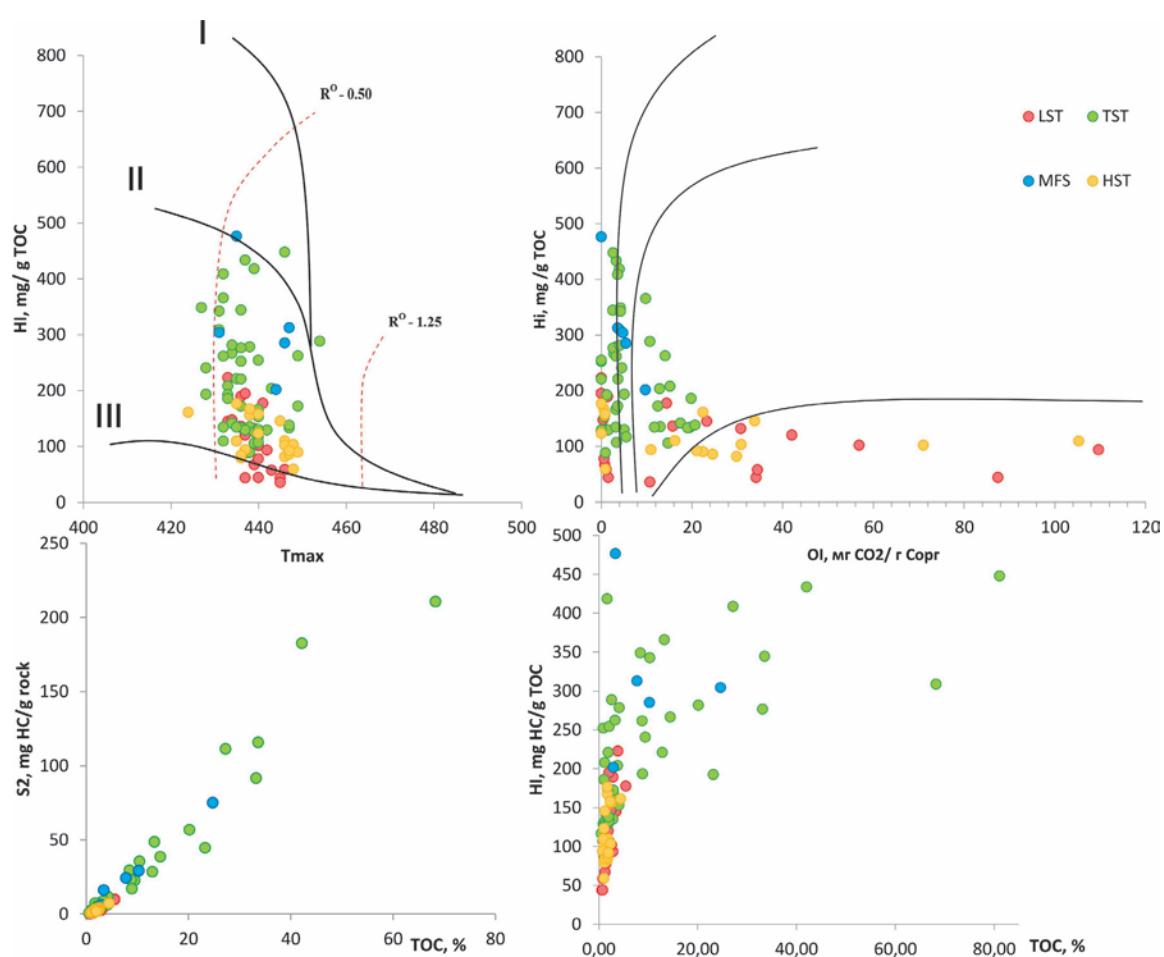


Рис. 26. Преобразованность и тип, а также генерационный потенциал ОВ отложений элементов сиквенса

Наименее обогащенными органическим веществом являются отложения тракта высокого стояния уровня моря (HST). Средневзвешенные концентрации Сорг здесь составляют 1,7 % (рис. 26, 27).

Достаточно обеднены органическим углеродом и отложения тракта низкого стояния уровня моря (LST), где концентрации Сорг в среднем – 1,9 %. Максимальные концентрации Сорг % характерны для отложений трансгрессивного тракта (TST), а также для пород, приуроченных к границе максимального затопления (MFS) (Сорг – 10,6 % и 9,8 %, соответственно). Схожий характер имеет и распределение значений водородного индекса (HI), а также остаточного генерационного потенциала S2 (рис. 26, 27). Наименьшие средневзвешенные значения HI 110–115 мг УВ/г Сорг фиксируются в отложениях LST и HST. Для этих же интервалов разреза характерны высокие значения кислородного индекса (OI 25 и 56 мг CO₂/г Сорг, соответственно). Что может объясняться повышенной гидродинамической активностью, обусловленной преобладанием речных русловых обстановок в данные периоды цикла осадконакопления.

Интервалы трансгрессивного тракта, а также максимального затопления характеризуются повышенными средними значениями HI (TST – 222 мг УВ/г Сорг; MFS – 316 мг УВ/г Сорг) и значений пика S2 (TST и MFS – 31 и 30 мг УВ/г, соответственно) (рис. 27), что связано с преобладанием пойменных глин и прослоев углей в разрезе и указывает на наличие липоидной составляющей в гумусовом ОВ, а также возможное присутствие сапропелевой органики в этих отложениях.

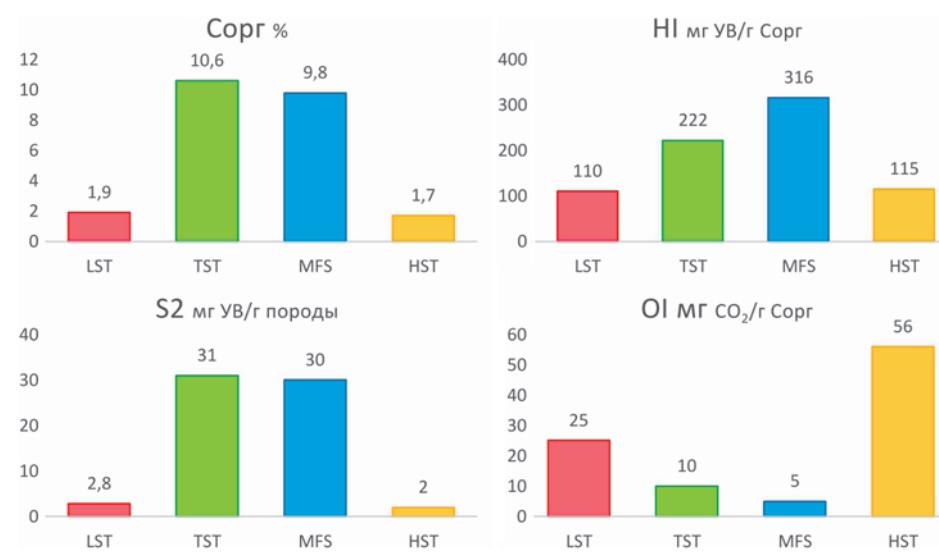


Рис. 27. Средневзвешенные значения основных пиролитических параметров для отложений составляющих частей сиквенсов осадконакопления нижне-среднеюрского комплекса

Выводы

В результате комплексных исследований установлено, что цикличность осадконакопления в континентальных и переходных условиях является контролирующим фактором в распределении и дифференциации генерационного потенциала материнских толщ нижне-среднеюрского комплекса. Отложения с наибольшим генерационным потенциалом приурочены, главным образом, к обстановкам временно заливаемых, заболоченных пойм, болот, маршей. Данные отложения могут не только производить газообразные УВ, но и являются нефтематеринскими, за счет повышенной доли липоидных составляющих в ОВ. В верхних горизонтах средней юры при смене областей аллювиальной равнины областями, подверженными периодическому подтоплению морем, в органическом веществе также присутствует и сапропелевая составляющая. Анализ цикличности в скважинах позволил проследить связь между генерационными характеристиками нижне-среднеюрских НГМТ и этапами осадконакопления, что может лежать в основу площадного прогноза свойств НГМТ, а также может быть использовано для корректной и обоснованной оценки объемов генерации как газообразных, так и жидких УВ материнскими породами нижне-среднеюрского комплекса.

Литература

Алексеев В.П., Русский В.И. (2006). Угленасыщенность, петрографический состав и метаморфизм углей тюменской свиты Шамского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: УГГУ, 158 с.

Волков В.А. (2014). Уточнение геолого-геофизической модели строения, выявление и картирование нефтеперспективных зон в отложениях осадочного чехла и доюрского основания, оценка ресурсов выявленных объектов и обоснование первоочередных участков к программе лицензирования Карабашской зоны. Отчет. Тюмень: АУ НАЦРН им. В.И. Шпильмана.

Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Носова С.В. (2006) Углистое органическое вещество нижней и средней юры Западной Сибири и его роль в формировании углеводородных скоплений. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 19–23.

Зундэ Д.А. (2016). Разработка методики дифференциации континентальных отложений с использованием сиквенс-стратиграфической модели на примере пластов покурской свиты месторождений Западной Сибири. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Тюмень.

Колпенская Н.Н., Танинская Н.В., Шиманский В.В. (2017). Прогноз зон развития коллекторов углеводородов в юрских отложениях Карабашской зоны Западной Сибири. *Разведка и охрана недр*, 7, с. 44–48.

Чернова О.С. (2009). Литолого-фациональный и информационный анализ нефтегазоносных толщ. Томск: Изд-во ЦГПС НД, 250 с.

Шишлов С.Б. (2010) Структурно-генетический анализ осадочных формаций. СПб: С.-Петербург. горн. ин-т; ЛЕМА, 276 с.

Эпов К.А., Жемчугова В.А. (2017). Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии. Часть 2. пример практического применения. *Технологии сейсморазведки*, 2, с. 28–48.

Catuneanu O. et al. (2011). Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. *Stuttgart: Newsletters on Stratigraphy*, 44/3, pp. 173–245. <https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011>

Jennings G. (2014). Facies Analysis, Sequence Stratigraphy and Paleogeography of the Middle Jurassic (Callovian) Entrada Sandstone: Traps, Tectonics, and Analog.

Mitchum R.M. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy. *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, Payton, C.E. (Ed.), pp. 205–212. <https://doi.org/10.1306/M26490C13>

Peters Kenneth (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>

Sykes R. (2004). Peat biomass and early diagenetic controls on the paraffinic oil potential of humic coals, Canterbury Basin, New Zealand. *Petroleum Geoscience*, 10, pp. 283–303. <https://doi.org/10.1144/1354-0793-02-568>

Sykes R., Snowdon L.R. and Johansen P.E. (2004). Leaf biomass – a new paradigm for sourcing the terrestrial oils of Taranaki Basin. *Eastern Australasian Basins Symposium II*. Petroleum Exploration Society of Australia, Special Publication, Boult, P.J., Johns, D.R., Lang, S.C. (Eds), pp. 553–574.

Zecchin M., Catuneanu O. (2013). High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves I: Units and bounding surfaces. *Marine and Petroleum Geology*, 39, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/j.marpgeo.2012.08.015>

Сведения об авторах

Иван Константинович Комков – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Марина Виссарионовна Дахнова – доктор геол.-мин. наук, заведующая отделом геохимических методов прогноза нефтегазоносности, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Россия, 105118, Москва, Шоссе Энтузиастов, д. 36

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Светлана Васильевна Можегова – старший научный сотрудник отдела геохимических методов прогноза нефтегазоносности, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Россия, 105118, Москва, Шоссе Энтузиастов, д. 36

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 28.02.2022;

Принята к публикации 28.04.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Conditions of sedimentation and distribution of organic matter in the Lower-Middle Jurassic complex of the South-Western part of the West Siberian oil and gas basin

I.K. Komkov^{1,2*}, A.V. Mordasova¹, M.V. Dakhnova², S.V. Mozhegova², M.A. Bolshakova¹, N.V. Pronina¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Ivan K. Komkov, e-mail: i.komkov@oilmsu.ru

Abstract. The article is devoted to the variation of generation potential of the Lower-Middle Jurassic organic matter in the Karabash area (South-Western part of the West Siberian basin) depending on facies and sedimentary cyclicity. Based on geochemical and lithological core studies, specific geochemical features of organic matter established for main facies groups of Early-Middle Jurassic in the study area. The best generation potential inherent in deposits of swamps, swampy floodplains and tidal plains. These facies groups characterized by predominance of the continental organic matter and considered to gas source rocks. However, macerals composition, kinetic spectra and biomarker analysis show the presence also of marine organic matter. Some facies groups, such as flooded swamps and swampy floodplains has potential to generate hydrocarbons due to preservation of liptinites with high hydrogen index. Cyclic analysis with basics of sequence stratigraphy of the continental deposits allow tracing the correlation between generation potential and relative sea level changes.

Кew words: generation potential, geochemistry of organic matter, Shercalin formation, Tyumen formation, Karabash area, West Siberian basin, Lower-Middle Jurassic, facies, cyclicity of the continental sedimentation

Recommended citation: Komkov I.K., Mordasova A.V., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Bolshakova M.A., Pronina N.V. (2022). Conditions of sedimentation and distribution of organic matter in the Lower-Middle Jurassic complex of the South-Western part of the West Siberian oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 150–171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15>

References

Alekseev V.P., Russkii V.I. (2006). Coal saturation, petrographic composition and metamorphism of coals of the Tyumen suite of the Shaim oil and gas region (Western Siberia). Ekaterinburg: UGGU, 158 p. (In Russ.)

Catuneanu O. et al. (2011). Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. *Stuttgart: Newsletters on Stratigraphy*, 44/3, pp. 173–245. <https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011>

Chernova O.S. (2009). Lithofacies and formational analysis of oil and gas bearing strata. Tomsk: TsPPS ND, 250 p. (In Russ.)

Epov K.A., Zhemchugova V.A. (2017). Quantitative incorporation of a-priori geological information into inversion of seismic amplitudes. Part 2. *Technologii seismorazvedki*, 2, pp. 28–48. (In Russ.)

Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoilenco V.V., Nosova S.V. (2006) Carbonaceous organic matter of the Lower and Middle Jurassic of Western Siberia and its role in the formation of hydrocarbon accumulations] *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 8, pp. 19–23. (In Russ.)

Jennings G. (2014). Facies Analysis, Sequence Stratigraphy and Paleogeography of the Middle Jurassic (Callovian) Entrada Sandstone: Traps, Tectonics, and Analog.

Kolpenskaya N.N., Taninskaya N.V., Shimanskii V.V. (2017). Forecast of development zones of hydrocarbon reservoirs in the Jurassic deposits of the Karabash zone of Western Siberia. *Razvedka i okhrana nedor*, 7, pp. 44–48. (In Russ.)

Mitchum R.M. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy. *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, Payton, C.E. (Ed.), pp. 205–212. <https://doi.org/10.1306/M26490C13>

Peters Kenneth (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>

Shishlov S.B. (2010) Structural genetic analysis of sedimentary formations. St.Petersburg: S.-Petersb. gorn. in-t; LEMA, 276 p. (In Russ.)

Sykes R. (2004). Peat biomass and early diagenetic controls on the paraffinic oil potential of humic coals, Canterbury Basin, New Zealand. *Petroleum Geoscience*, 10, pp. 283–303. <https://doi.org/10.1144/1354-079302-568>

Sykes R., Snowdon L.R. and Johansen P.E. (2004). Leaf biomass – a new paradigm for sourcing the terrestrial oils of Taranaki Basin. Eastern Australasian Basins Symposium II. Petroleum Exploration Society of Australia, Special Publication, Boulton, P.J., Johns, D.R., Lang, S.C. (Eds), pp. 553–574.

Volkov V.A. (2014). Refining the geological and geophysical model of the structure, identifying and mapping of oil-promising zones in the sedimentary cover and pre-Jurassic deposits, assessing the resources of the identified objects and substantiating priority areas for the Karabash zone licensing program. Report. Tyumen. (In Russ.)

Zecchin M., Catuneanu O. (2013). High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves I: Units and bounding surfaces. *Marine and Petroleum Geology*, 39, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.08.015>

Zunde D.A. (2016). Development of a technique for differentiation of continental deposits using a sequence-stratigraphic model on the example of Pokurskaya suite deposits in Western Siberia. *Cand. geol.-min. sci. diss.* Tyumen. (In Russ.)

About the Authors

Ivan K. Komkov – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Marina V. Dakhnova – DSc (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Geochemical Methods for Prediction of Oil and Gas Potential, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI)

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Svetlana V. Mozhegova – Senior Researcher, Department of Geochemical Methods for Prediction of Oil and Gas Potential, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI)

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russian Federation

Natalia V. Pronina – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Manuscript received 28 February 2022;
Accepted 28 April 2022; Published 16 May 2022*