

Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода

А.Ю. Орлова¹, Р.С. Хисамов², В.Г. Базаревская², Е.Н. Полудеткина¹,

Н.П. Фадеева^{1*}, Т.А. Шарданова¹

¹Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Москва, Россия

²ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В статье рассматривается литология и геохимия органического вещества отложений верхнего девона-нижнего карбона (карбонатный девон) восточной части Южно-Татарского свода. Породы этого возраста обладают высоким генерационным потенциалом, обусловленным повышенными концентрациями органического вещества (ОВ) и его фитогенным и зоофитогенным составом. Они относятся к нетрадиционным источникам углеводородов. Генерационный потенциал зависит от фациальной обстановки и преобразованности ОВ – наиболее высоким потенциалом обладают карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные ритмиты доманикового горизонта.

Ключевые слова: Южно-Татарский свод, доманиковая формация, породы смешанного состава (ритмиты), известняки, органическое вещество, генерационный потенциал – содержание, тип органического вещества, катагенетическая преобразованность, углеводороды

Для цитирования: Орлова А.Ю., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Полудеткина Е.Н., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. (2021). Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода. *Георесурсы*, 23(2), с. 87–98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.8>

Введение. Южно-Татарский свод является центральной структурой Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) – старейшего нефтедобывающего региона нашей страны. В настоящее время большинство крупных месторождений практически выработаны, а прирост запасов осуществляется за счет разработки и ввода в эксплуатацию мелких месторождений. Вместе с тем в осадочном разрезе Волго-Уральского НГБ присутствуют породы, обогащенные органическим веществом (ОВ) сапропелевого типа или с незначительной примесью гумусового и/или зоогенного материала, которые можно рассматривать как нетрадиционные источники углеводородов (УВ) – «синтетическая нефть» и «трудноизвлекаемые запасы» (ТРИЗ), объединенные понятием «сланцевая нефть». К нефти, которая может быть получена из керогена искусственным путем, применим термин «синтетическая нефть» (*shale oil, black shale*), его можно сопоставить с «нереализованным потенциалом» ОВ. К ТРИЗ относятся УВ, содержащиеся в низкопористых и низкопроницаемых коллекторах, нефтегазоматеринских породах, обогащенных ОВ, горючих сланцах, углях, битуминозных песках, газогидратах, высоковязкой нефти и природном битуме именно с этими УВ («tight oil, gas») связана сланцевая революция.

Такие породы могут являться источником УВ в процессе всего катагенеза. Положительным фактором в генерации УВ может служить тип керогена. Известно, что сапропелевое ОВ (тип II) и с повышенным содержанием серы (тип керогена II-S) обладает высоким генерационным потенциалом, причем его реализация наступает раньше в доглавнофазовый этап на грациях катагенеза

ПК-ПК/МК₁ и заканчивается практически в апокатагенезе (Органическая геохимия..., 2008). Повышенная липидность исходного материала обуславливает высокую битуминозность пород на ранних этапах литогенеза. Негативными факторами, особенно влияющими на десорбцию и эмиграцию УВ, являются значительное содержание ОВ, обладающее высокой сорбцией (наподобие углей), низкое содержание битумоида и УВ в расчете на ОВ (битумоидный – $\beta_{\text{Сорг}}^{\text{XB}}$ и углеводородный $\beta_{\text{ТОС}}^{\text{S1}}$ коэффициенты) и тяжелый, смолисто-асфальтеновый состав битумоида.

Геологическое строение и нефтегазоносность. В пределах Волго-Уральского НГБ к нетрадиционным источникам УВ относятся отложения верхнего девона-нижнего карбона (D₃f₂-C₁t): саргаевский, доманиковый или семилукский (средний фран), мендымский (верхний фран) горизонты, фаменский ярус и турнейский ярус нижнего карбона (Хисамов и др., 2010). Эти отложения, рассматриваемые как доманиковая формация (Королук и др., 1984), по литологии и обогащенности пород ОВ подразделяются на собственно доманиковую формацию, развитую в пределах некомпенсированной семилукской впадины и доманикоидную, присущую Камско-Кинельским прогибам и их склонам. Первая выполнена глинисто-кремнисто-карбонатными породами, обогащенными ОВ, вторая содержит прослой светлых известняков с низким содержанием ОВ, что безусловно отражается на генерационных свойствах пород.

В породах карбонатного девона отмечаются многочисленные нефтепроявления, однако месторождений немного – это связано в первую очередь с отсутствием коллекторов. Залежи, как правило, приурочены к зонам трещиноватости внутри этих отложений, характеризующихся низкой пористостью и проницаемостью. Почти две

* Ответственный автор: Наталья Петровна Фадеева
e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

трети образовавшихся УВ остаются в породах доманиковой формации, образуя «матричную» нефть (паравтохтонная битуминозность), и только треть УВ могла насыщать традиционные коллектора (Зайдельсон и др., 1990).

В связи с особенностями этих формаций **целью** данной статьи послужила необходимость изучить геохимию ОВ для оценки генерационной способности верхнедевонских отложений на территории Южно-Татарского свода, в основном его северного и восточного склонов (рис. 1). Поэтому в **задачи** исследования входило определение содержания и типа ОВ, изотопного и углеводородного состава, катагенетической превращенности. К сожалению, у нас отсутствовал керн турнейских пород.

Изученная территория представляет собой восточную часть семилукской впадины, на которую с позднего франа до конца турнейского века наложилась Камско-Кинельская система прогибов. На севере Южно-Татарского свода к ней относится Нижне-Камский, на востоке – Актаныш-Чишминский прогибы. Породы карбонатного девона изучены в интервале глубин 1550–1880 м, катагенетическая преобразованность не превышает градаций катагенеза ПК и МК₁, т.е. эти породы еще не полностью реализовали свой потенциал, что позволяет оценить его исходные значения.

Методика исследований. Изучение литологического состава и условий формирования отложений карбонатного девона было проведено Т.А. Шардановой (Шарданова и др., 2017а). Геохимические исследования ОВ и нефтей включали пиролиз пород по методу Rock-Eval, экстракцию хлороформного битумоида и определение группового состава; углеводороды ОВ изучались методами изотопии и хромато-масс-спектрометрии. Интерпретация результатов базировалась на известных представлениях о биомаркерах, широко освещенных в литературе.

При интерпретации данных необходимо учитывать, что тонкое переслаивание пород разного состава (ритмиты), столь характерное для доманиковой формации, приводит к осреднению характеристик УВ, что отмечено также при литологическом и пиролитическом анализе пород.

Литологические исследования. Доманиковая толща неоднородна, она имеет слоистое строение и включает в себя нефтематеринские породы и низкопроницаемые коллектора (рис. 2).

На кривых ГИС породы доманиковой формации выделяются по высоким показаниям гамма-каротажа и бокового каротажа (БК) сопротивления и низкими значениями нейтронного гамма-каротажа (НГК), причем наиболее отчетливо это выражено для высокообогащенных ОВ пород доманикового горизонта. Ниже и выше этого горизонта залегают плотные карбонаты, характеризующиеся низкой радиоактивностью и высокими показаниями БК и НГК.

Высокие концентрации урана (0,2–50 г/т) и молибдена (0,01–112 г/т) в высокоуглеродистых доманикитах, положительная корреляция с содержанием ОВ и отрицательная с торием (коэффициенты корреляции 0,98–0,99) позволяют использовать эти элементы для определения границ доманикитных фаций (рис. 3).

В результате проведенного литолого-фациального анализа на основе изучения вещественного состава, текстурно-структурных особенностей пород, анализа органических остатков выделены обстановки осадконакопления изученных отложений (рис. 4).

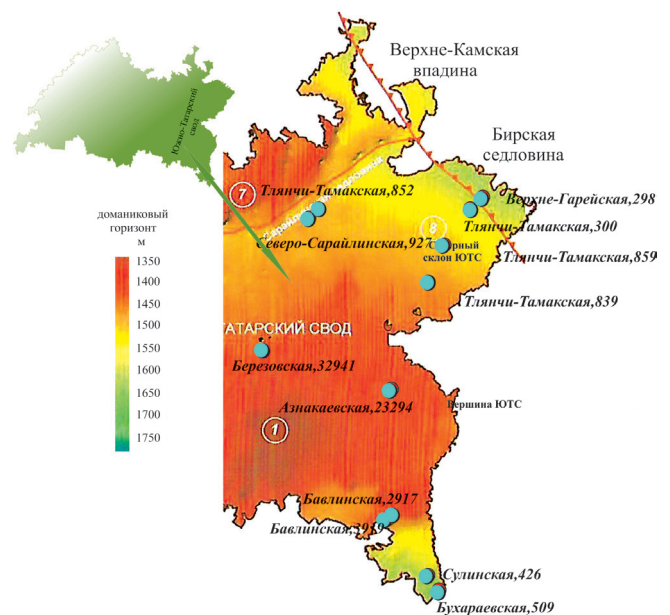


Рис. 1. Положение изученных скважин (структурная карта по кровле доманикового горизонта, Тектоническое и нефтегеологическое районирование..., 2006)

Осадки саргаевского горизонта на изученной части Татарстана накапливались в мелководно-морских условиях (фации тиховодного залива) и представлены в основном глинами песчано-алевритовыми известковыми с прослоями лито-биокластовых и микритовых известняков с маломощным прослоем высоко битуминозных пород.

Породы карбонатной платформы вскрыты изученными скважинами в пределах северного и южного склонов Южно-Татарского свода, они подстилают и перекрывают высоко углеродистую доманиковую толщу. Отложения представлены серыми доломитами, органогенно-обломочными и биоморфными известняками, расслоенные миллиметровыми слоями темно-серой известково-глинистой породы; в шлифах отмечаются строматолитовые известняки; условия накопления – мелководные прибрежно-морские.

Разрезы семилукско-фаменских отложений имеют трансгрессивно-регрессивный характер. В трансгрессивный этап, особенно в максимуме ее развития (семилукское время), накапливался наиболее тонкий карбонатно-кремнистый – кремнисто-карбонатный материал, обогащенный ОВ. Породы представлены темноцветными тонкослоистыми ритмитами, с очень тонкими слоями и линзами шламовых известняков, колломорфного ОВ (рис. 4). Они насыщены многочисленными остатками тентакулит (доманиковый горизонт) и радиолярий (фаменский ярус), полости которых выполнены ОВ, а также прослоями трещиноватых силицитов. Суммарные толщины пород с максимально высоким содержанием ОВ обычно не превышают 20–40 м, изредка увеличиваясь до 60–80 м. Этому этапу отвечают области некомпенсированного прогибания с обстановками иловых впадин, преимущественно восстановительным режимом, где развивались депрессионные фации. В начале трансгрессии (средний фран) и в регрессивный этап (поздний фран-фамен) существовали менее благоприятные условия накопления ОВ, что связано с активной гидродинамикой, штормовыми, гравитационно-оползневыми явлениями, окислительным режимом.

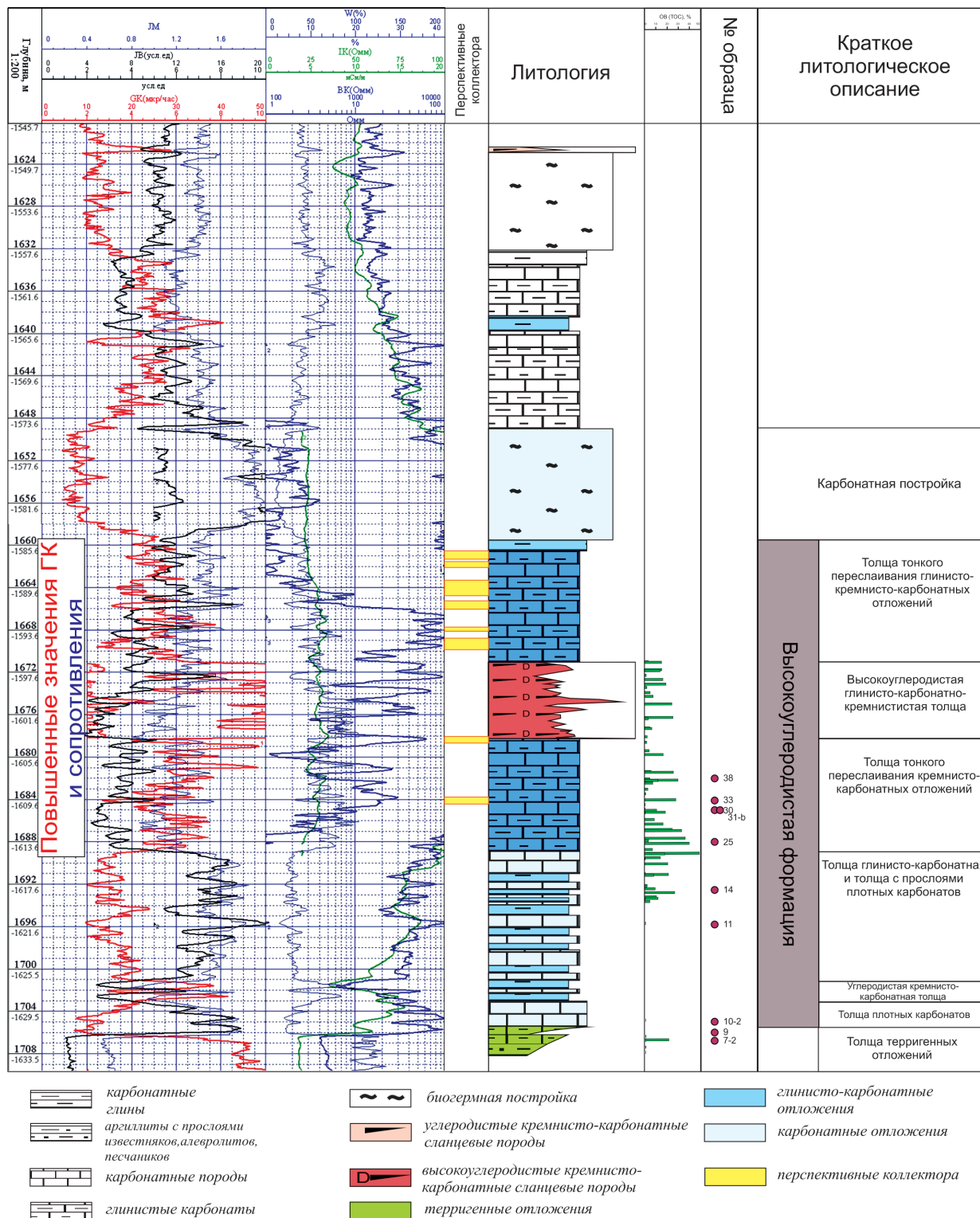


Рис. 2. Принципиальное строение разреза высокоуглеродистой формации Волго-Уральского бассейна (скв. Тлянчи-Тамакская, 300)

Эти условия характерны для бортовых склонов впадин, куда осадочный материал поступал с внутришельфовых поднятий и карбонатной платформы. Склоновые фации сложены теми же тонкослоистыми кремнисто-карбонатными ритмитами с включениями линз и прослоев биокластовых, шламово-биокластовых, микритовых известняков, толщиной до 20 см. Области накопления депрессионных фаций уменьшились и сместились в наиболее погруженные участки Камско-Кинельских прогибов; по бортам прогибов развивались рифогенные отложения.

Нефтегазоматеринский потенциал карбонатного девона. Основными критериями оценки нефтегазоматеринского потенциала являются содержание ОВ, тип керогена и степень катагенетической преобразованности.

Содержание ОВ. Количественной характеристикой формации является содержание сапропелевого ОВ (типы керогена I-II, II/III). По критерию концентрации ОВ нами используется следующая классификация пород, отражающаяся в их названии: $C_{орг}$ или ТОС (*total organic carbon*) 5–25 мас.% – доманикиты или высокоуглеродистые породы, 0,5–5 мас.% – доманикоиды или углеродистые

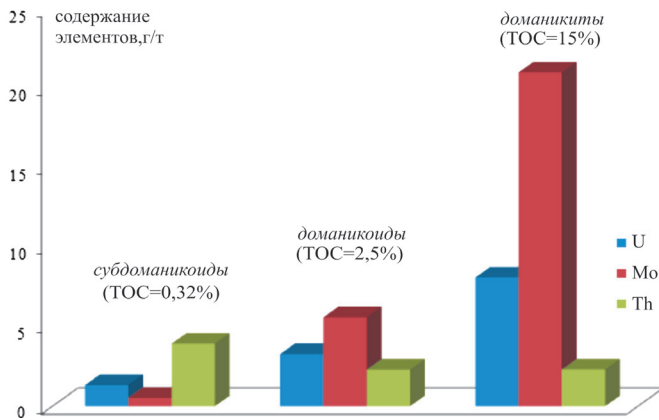


Рис. 3. Связь содержания ТСОС, радиоактивных элементов и молибдена в доманиковой формации

породы. В породах с концентрацией $C_{орг}$ меньше 0,5% (субдоманикойды) присутствие ОВ в породах в названии не отражается (Шарданова и др., 2017б).

Содержание ОВ в породах доманиковой формации Южно-Татарского свода изменяется в очень широких пределах – от десятых долей процента до 50 мас.%. Первичное распределение концентраций ОВ зависит от биопродуктивности бассейна и условий их сохранности в диагенезе. Катагенетическое преобразование заметно снижает содержание ОВ в породах, но в пределах Южно-Татарского свода, как было сказано выше, они не столь существенны.

Причинами повышенной биопродуктивности в позднедевонскую эпоху, по мнению ряда исследователей (С.В. Максимова, А.Б. Ронов, С.Г. Неручев и др.), является значительный приток по глубинным разломам питательных веществ, в том числе урана и микроэлементов, CO_2 , кремнекислоты, поступающих в бассейн седиментации в результате активизации тектонических процессов, сопровождающихся вулканической и гидротермальной деятельностью. Ответная реакция биосферы на эти события выражается в повышенной биопродуктивности фитопланктона, исчезновении одних видов морской

фауны и возникновению новых. Отложения позднего девона соответствуют одному из мировых максимумов нефтегазообразования в истории Земли, что обязано высокому содержанию ОВ: в кремнисто-карбонатных породах концентрации ОВ почти в 8 раз превышают типичные для девона содержания ОВ (Амосов и др., 1980).

В каждом горизонте доманиковой формации присутствуют породы как с низким (ТОС < 0,5 мас.%), так и очень высоким содержанием ОВ (ТОС до 30–50 мас.%), что отражает разные фациальные окислительно-восстановительные условия в седименто- и диагенезе (рис. 5).

Самые высокие значения средневзвешенной концентрации ТСОС характерны для доманикового горизонта (9 мас.%), причем свыше 60% разреза содержат доманикитные концентрации (15,8%); самые низкие (2,3 мас.%) установлены в саргаевском горизонте, доминирующие значения 1,21%; в мендымском горизонте и в фаменском ярусе средневзвешенные концентрации снижаются до 4,3 и 3,6%, соответственно.

В фациальном аспекте низкое содержание ОВ (ТОС 0,2–0,3%) свойственно алевролитистым глинам, светлым известковистым, мелкозернистым доломитам, биокластовым, микритовым, шламовым известнякам, накопление которых протекало в условиях мелководного шельфа с неустойчивым окислительно-восстановительным режимом и активной гидродинамикой. Они приурочены к нижней части доманиковой формации (низы саргаевского горизонта) и к отдельным прослоям в обогащенных ОВ породах доманикового, мендымского горизонтов и фаменского яруса Южно-Татарского свода. Большинство пород

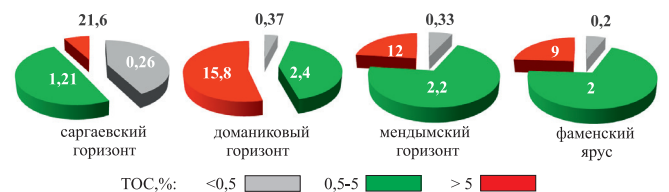


Рис. 5. Среднее содержание $C_{орг}$ (ТОС), % в породах доманиковой формации

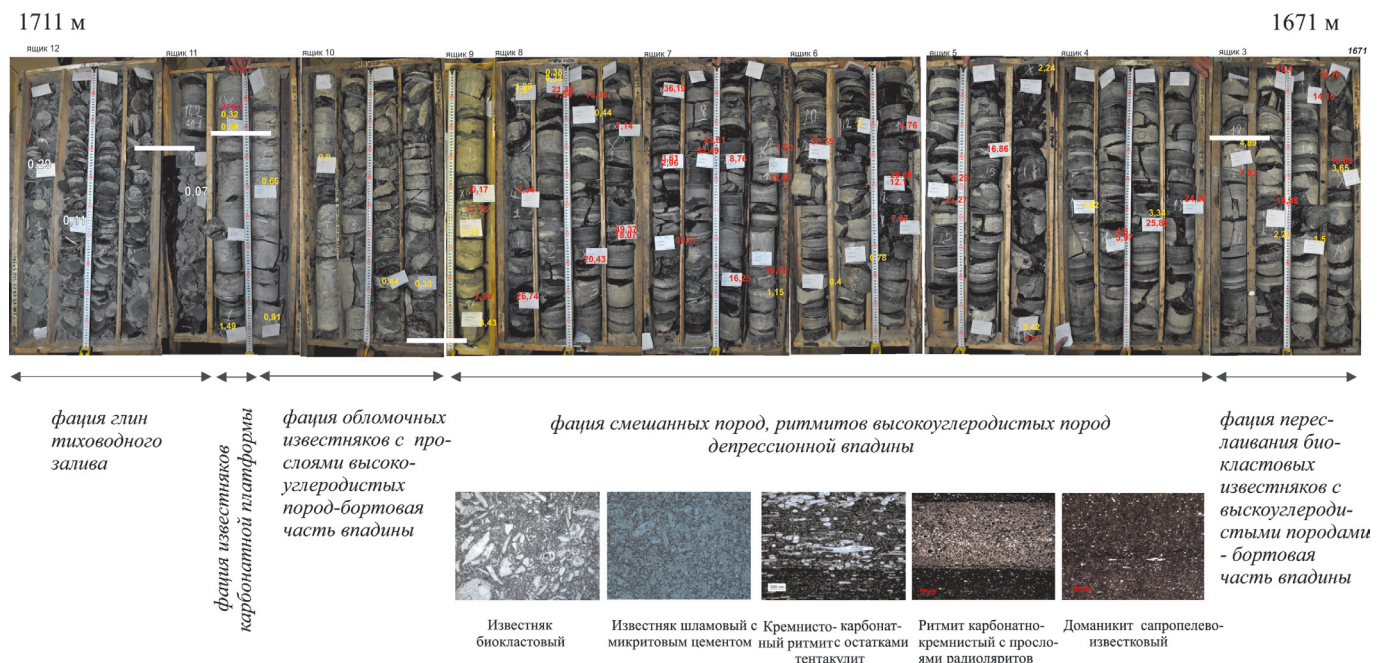


Рис. 4. Керн скв.Тлячи-Тамакская, 300 и основные типы пород доманиковой формации

доманиковой формации обогащены ОВ (доманикоиды и доманикиты).

Показателем окислительных условий может служить пиролитический кислородный индекс (ОИ); обычно повышенные его значения связываются с высшей органикой. Однако в случае доманиковой формации ни макро-, ни микроскопическое изучение не обнаружило признаков высшей растительности, за исключением саргаевского и в редких случаях семилукского и мендымского горизонтов. Диапазон значений ОИ чрезвычайно велик: от 0,1 до 100 мг $\text{CO}_2/\text{г ТОС}$ (в саргаевском горизонте – до 400 мг $\text{CO}_2/\text{г ТОС}$ и более), что подтверждает формирование осадков как в восстановительных, так и в окислительных условиях; последнее согласуется с многочисленными находками тентакулит, радиолярий, раковин брахиопод. Между содержанием ОВ (ТОС) и его водородным индексом (показателем типа ОВ) и кислородным индексом обнаруживается тенденция снижения ТОС и ОИ при возрастании ОИ (рис. 6).

Эта корреляция показывает, что в аэробной среде (в водном столбе и в осадке) происходит окисление ОВ, причем в первую очередь окисляются наиболее полярные компоненты (протеины, углеводы), а остаточное ОВ обогащается липидами, происходит алифатизация керогена, и нефтематеринский потенциал ОВ относительно повышается. Окисление ОВ в седименто- и диагенезе заметно снижает его концентрации, но в меньшей степени изменяет химический тип керогена – значения ОИ почти всегда выше 200 мг УВ/г ТОС; следовательно, даже низконцентрированное ОВ (ТОС <2%) может генерировать не только газовые, но и жидкие УВ, хотя их вклад в нефтегазообразование будет незначительным.

Другим фактором, который может влиять на сохранность ОВ, является адсорбция его минералами породы. Высокой сорбционной способностью обладают глинистые и кремнистые минералы, в то время как у карбонатных

она отсутствует или очень низкая. Наши данные показали, что наиболее отчетливо проявляется положительная корреляция между ОИ и карбонатами, и отрицательная – с кварцем; с глинистыми минералами она проявляется только в отдельных скважинах (рис. 6). Очевидно, сорбция на глинистых и кремнистых минералах предотвращает ОВ от микробного разрушения.

К собственно нефтематеринским породам, способным обеспечить промышленную нефтегазоносность, относится группа пород, содержание ОВ в которых превышает 2–2,5%. Уточнение нижней концентрационной границы $C_{\text{орг}}$ в 2–2,5 мас. % показало, что именно с этого уровня обогащения значения водородного индекса находятся примерно в одном диапазоне: 400–600 мг УВ/г ТОС и не зависят от содержания ОВ (рис. 7).

Типы органического вещества (керогена). Палеогеографические реконструкции (Тектоническое и нефтегеологическое районирование..., 2006; Хисамов и др., 2010), пиролиз, углеводородный состав показали, что в породах доманиковой формации Южно-Татарского свода содержится сапропелевое ОВ: типы керогена II и II/III, и только в случаях более окисленных его разновидностей – кероген III, IV типа (рис. 7).

На особенность состава исходного ОВ доманиковой формации обращали внимание многие исследователи, т.к. в его формировании принимал участие не только морской фитопланктон, но и морская фауна (Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа, 1986). Основным поставщиком служили простейшие водоросли – зеленые тасманиты, акритархи, а также бактериальная масса. Морская фауна, представленная многочисленными тентакулитами и радиоляриями, имела свои особенности. Хитин (полисахарид, обогащенный азотом), входящий в состав органических пленок в раковинах тентакулитов, придает гумоидный облик ОВ и снижает его потенциал. С другой стороны, зоопланктон по сравнению с фитопланктоном

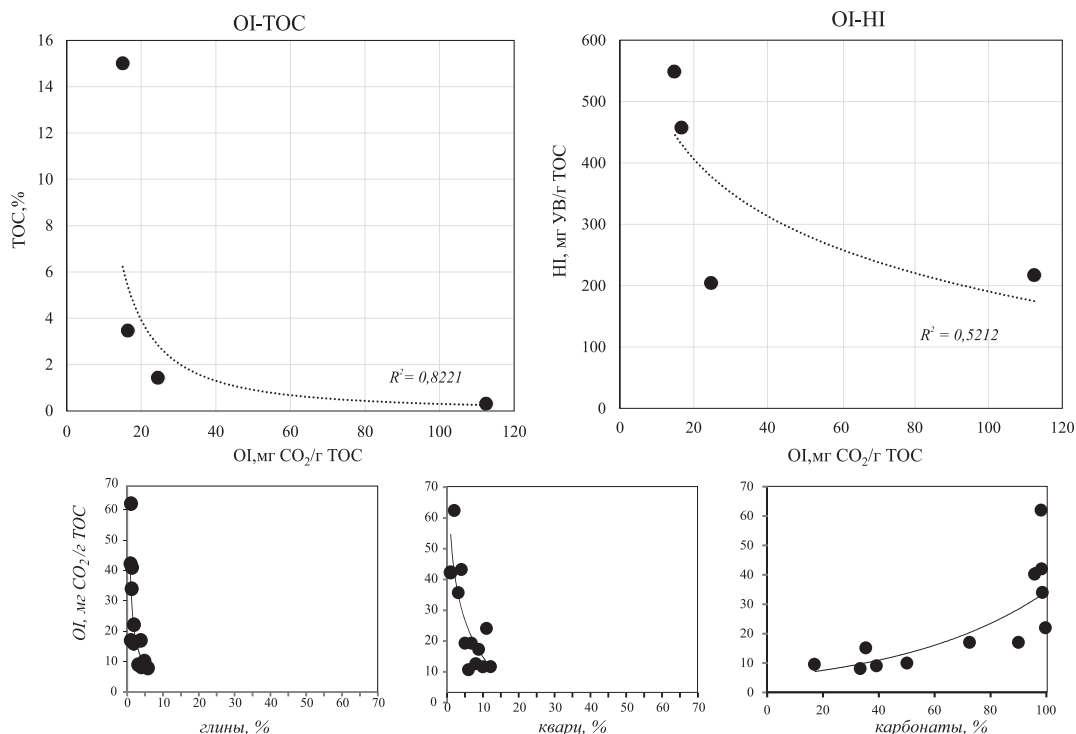


Рис. 6. Связь между ОИ, ТОС, ОИ и основных минералов доманиковой формации

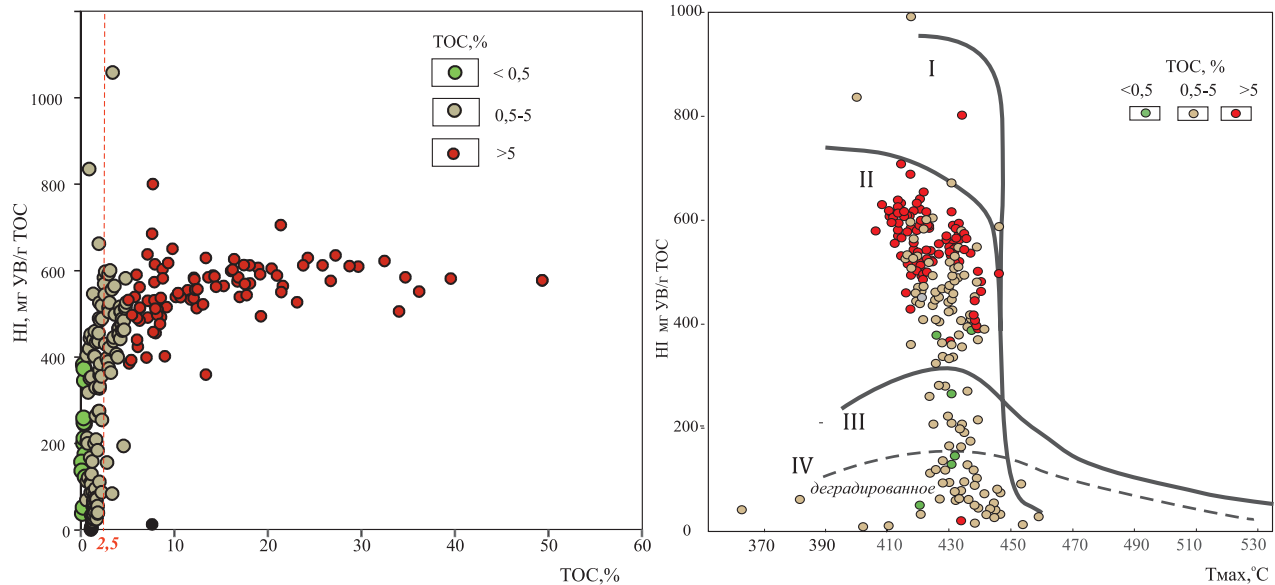


Рис. 7. Связь концентрации ТОС, HI и Tmax в породах доманиковой формации

обогащен липидами, содержание которых составляет свыше 80% (Романкевич, 1977), и его участие привело к алифатизации ОВ и повышенному содержанию битумоидов уже на ранних этапах литогенеза, что характерно для доманикового вещества Русской платформы.

ОВ, изученное в проходящем, отраженном и ультрафиолетовом отраженном свете в шлифах и аншлифах пород типичной депрессионной фации Южно-Татарского свода, представлено однообразной массой, которая в виде слойков, линз насыщает породу, выполняет раковины тентакулитов и радиоларитов. Кероген так равномерно распределен среди минерального вещества, что создается впечатление единой органоминеральной массы, которая даже при большом увеличении не обнаруживает ее составляющих. В единичных случаях обнаружены водоросли и редкие липтинитовые мацералы (обрывки споринита, кутинита). В простом проходящем свете основная масса имеет темно-коричневый цвет, в отраженном свете отмечается фоновое неяркое коричневатое свечение, в ультрафиолетовом свете ярко-желтым свечением отличаются битумы и липтиниты (рис. 8).

Согласно данным Г.М. Парпаровой (Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа, 1986) ОВ доманика Тимано-Печорского бассейна, сходного по условиям образования и составу с ОВ Волго-Урала, имеет нетипичный для сапропелитов красновато-коричневый оттенок в проходящем свете, что характерно для гелифицированного углистого вещества, в элементном составе

керогена повышено содержание азота (более 2%); такой состав близок к составу хитина, слагающего оболочки тентакулит. Авторами сделан вывод об участии зоопланктона в формировании ОВ доманика. Более поздние исследования ОВ доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна подтвердили роль зоогенной составляющей, отразившейся на составе битумоидов, в которых много ароматических (особенно моноароматических) УВ. На основе расчетного балансового моделирования показано, что в сравнении с чисто альгинитовым (водорослевым) ОВ, потенциал доманикового керогена ниже (Органическая геохимия..., 2008).

По данным пиролиза на изученных нами площадях Волго-Уральского бассейна более высоким исходным потенциалом обладало ОВ из отложений фаменского яруса, мендымского и саргаевского горизонтов по сравнению с доманиковым: HI в среднем составляет 650 мг УВ/г ТОС, а в доманиковом горизонте – 570 мг УВ/г ТОС. Более низкие значения HI доманикового вещества обусловлены участием зоопланктона (тентакулиты), хитиновые элементы которых снижают его нефтематеринский потенциал и формируют альгозоогенное ОВ, в то время как саргаевское и верхнефранско-фаменское ОВ образовано в основном планктонными водорослями (альгогенное ОВ) (Нефтегазообразование..., 1986).

Для выявления генетических особенностей ОВ (исходный органический материал, условия образования) используются данные по составу и распределению УВ.

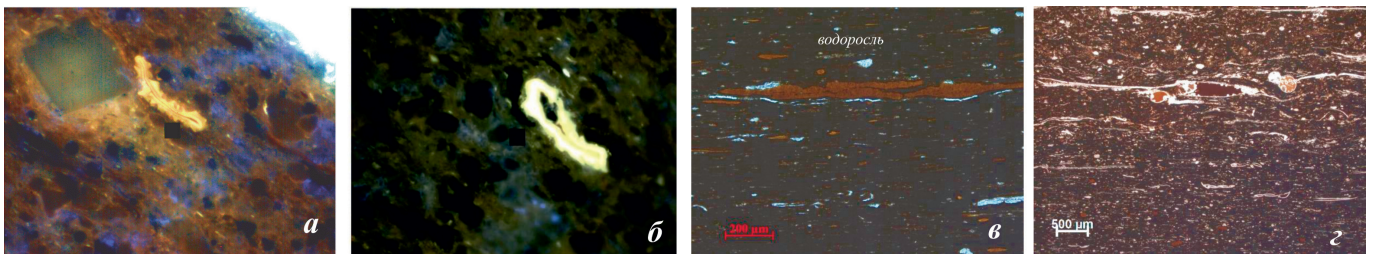


Рис. 8. Углетрографический состав ОВ доманиковой формации (анилифы пород). Оболочки спор, ультрафиолетовый свет: а) саргаевский горизонт, б) доманиковый горизонт. Депрессионная фация мендымский горизонт: в) черный глинисто-керогеново-карбонатный ритм с включениями серых органогенно-обломочных известняков. Вытянутое включение красновато-коричневого цвета – водоросль, г) ритм с раковинами тентакулит, выполненные керогеном.

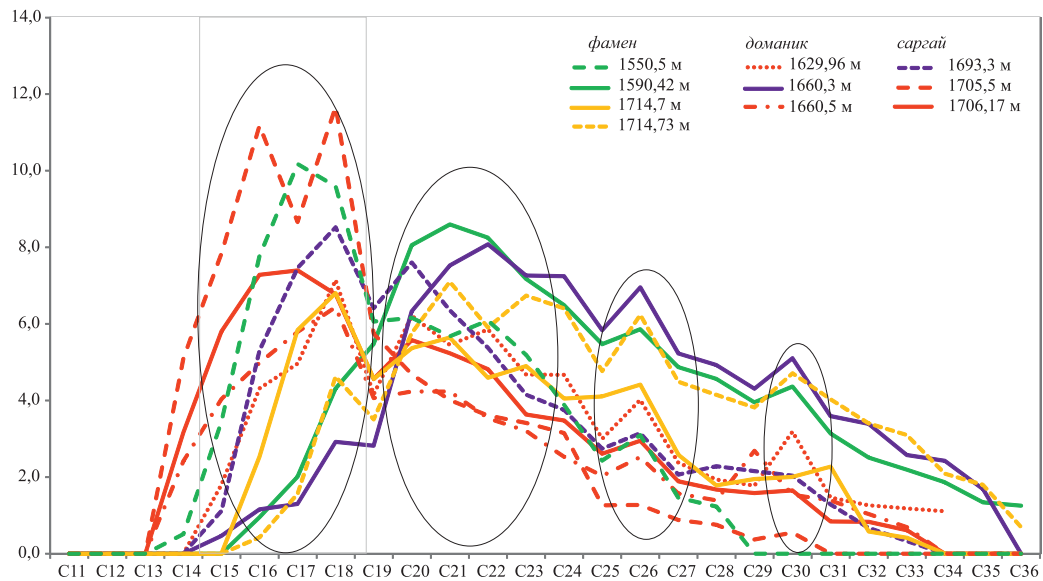


Рис. 10. Хроматограммы алкановых УВ доманиковой формации

образцов обнаружены диагенетические производные *изорениератена* – каротиноида, синтезируемого зелеными серными фотоавтотрофными бактериями рода *Chlorobiaceae*, необходимым условием существования которых являются свет и растворенный в воде сероводород; этот каротиноид является показателем сероводородного заражения фотического слоя бассейна. В условиях сероводородного заражения, характерного как для вод, так и для осадков морских бассейнов, при высоком поступлении исходного ОВ и низком содержании реакционноспособного железа, реализуются процессы осернения органических соединений. В дальнейшем они могут привести к формированию структуры сернистого керогена (тип «I-S») – по нашим данным содержание серы в элементном составе доманикового керогена достигает 3–8,7%; особенность такого керогена – ранняя генерация битумоидов, в том числе и УВ, и образование «доглавнофазовских» нефтей. Эти нефти тяжелые по составу (смолисто-асфальтеновые) и обогащены серой. По-видимому, некоторые нефти Татарии образованы из сернистого керогена. Подтверждением этого служит состав нефтей из доманиковых залежей Муслумовского, Шуганского месторождений, залежи 444 Березовской площади Ромашкинского месторождения – нефти тяжелые (средняя плотность 0,897 г/см³), высокосмолистые (30%), высокосернистые (3,82%).

В осадках, в которых обнаружен изорениератен, наблюдаются очень низкие значения Pг/Ph (до 0,11–0,39), что характерно для резко восстановительных условий накопления ОВ; в составе ароматической фракции ряда образцов обнаруживаются повышенные концентрации серасодержащих ароматических УВ – дибензотиофена (DBT) и его монометилзамещенных гомологов (рис. 9). Флуктуации в концентрации DBT и производных изорениератена могут быть вызваны либо периодическим исчезновением сероводорода в водной толще бассейна седиментации, что приводит к снижению аноксической биопродукции, а также к разрушению остаточных каротиноидов, либо изменением глубины сероводородного хемоклина (Полудеткина и др., 2017).

Таким образом, результаты комплексного изучения

типов ОВ доманиковой формации показали, что оно относится к водорослевому и смешанному – зоогенно-водорослевому ОВ (типы керогена II-II/III); последнее преобладает в породах доманикового горизонта. Породы, концентрация ТОС в которых меньше 1,8%, содержат преимущественно окисленное ОВ (тип керогена III, IV).

Катагенез ОВ и пород. Генерационные свойства ОВ и пород определяются не только условиями их формирования, но и катагенезом, в результате которого происходит их истощение. С этой точки зрения, отложения карбонатного комплекса в пределах восточной части Южно-Татарского свода, находящиеся на глубинах 1,6–1,8 км, обладают практически полным, еще не израсходованным потенциалом, т.к. находятся в начале мезокатагенеза. Витринит в породах карбонатного девона отсутствует, поэтому, мы, помимо геологической истории бассейна, опирались на пиролитические показатели преобразованности – Tmax и индекс превращения керогена PI (S₁/S₁+S₂), а также на некоторых углеводородных коэффициентах. Значения Tmax изменяются в диапазоне 303–445°C, среднее и медианное значения близки – 426 и 430°C (n 230). PI меняется от следовых значений до 0,7, но также как и Tmax, имеет одинаковые среднее и медианное значения – 0,10, 0,12. Эти параметры свидетельствуют о низкой степени превращенности керогена (градации катагенеза ПК-МК₁, МК₁), т.е. весь комплекс находится в начале главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Вариации в катагенезе, отмеченные нами для пород некоторых близлежащих площадей, вероятно, обусловлены дополнительным поступлением тепла, как например, в скважинах Северо-Сарайлинской и Тлянчи-Тамакской, 852, расположенных вблизи Нижнекамского разлома, активизация которого происходила в карбоне и в альпийское время (Тектоническое и нефтегеологическое районирование..., 2006).

О невысокой степени трансформации ОВ доманиковой формации можно судить по алкановым и циклическим УВ. Кривая распределения алкановых УВ имеет зубчатый характер, что свойственно малообразованному ОВ (рис. 10); с усилением катагенеза происходит выполаживание кривой, а максимум n-алканов смещается в низкомолекулярную область. Изопреноиды, среди

которых доминируют пристан и фитан, превышают смежные с ними пики n-алканов, что также характерно для малопреобразованного ОБ – это фиксируется высокими значениями изопреноидного коэффициента K_i ($Pt+Ph/nC_{17}+nC_{18}$)=0,6–9, доминируют 1–4. Менее всего преобразовано ОБ на северо-востоке Южно-Татарского свода, где K_i в среднем составляет 3,4.

Более надежными индикаторами преобразования ОБ считаются циклические УВ (стераны, гопаны и ароматические с радикалами, представленными алкильными цепями разной длины). Еще в диагенезе начинает происходить ароматизация стероидов с образованием моноароматических стероидов C_{27} – C_{29} , максимум приходится на C_{28} , что говорит о том, что ОБ доманиковой формации не подвергалось влиянию высоких температур. Усиление преобразования ОБ приводит к преобразованию моноароматических стероидов (МА) в триароматические стероиды (ТА) и уменьшению количества стероидов с длинными радикалами. Для УВ доманиковой формации типичные значения коэффициентов, показывающих соотношение коротко- и длинноцепочечных УВ, – $TA(I)/TA(I+II)$ =0,02–0,25, среднее 0,1, TA_{20}/TA_{28} =0,02–0,41, среднее 0,12, что отвечает концу прото- началу мезокатагенеза.

Среди терпановых УВ наибольшее значение для оценки термической зрелости имеют два эпимера трисноргопана C_{27} : Ts (18 α H) и Tm (17 α H); первый из них термически более стабильный, чем второй. Отношение Ts/Tm возрастает от очень низких величин в незрелых битумоидах и нефтях до 1 в ГЗН и 5–10 на поздних стадиях катагенеза. Этот параметр зависит также и от литологии вмещающих пород – он ниже для карбонатных осадков по сравнению с глинистыми. В ОБ доманиковой формации значения Ts/Tm изменяются от 0,09 до 0,65, мода 0,1–0,2; они несколько выше в глинистых известняках, которые встречаются в отложениях всех возрастов доманиковой формации. Эти данные указывают на низкую степень преобразования ОБ.

В процессе катагенеза происходит также перегруппировка метильных групп в серасодержащих ароматических УВ (дибензтиофены) – от менее устойчивого 1-метилизомера к более устойчивому 4-метилизомеру, поэтому их отношение 4/1-MDBT является индикатором катагенеза и коррелируется с показателем отражения витринита R_o , % и Tmax пиролиза. По нашим данным диапазон 4/1-MDBT=0,31–1,5, в основном 0,6–1, рассчитанные значения R_o =0,56–0,59% и Tmax=426–428°C, что отвечает концу прото- началу мезокатагенеза.

Другие углеводородные коэффициенты зрелости во многом зависят от литологии вмещающих отложений (в первую очередь, от карбонатности). Так, стерановый показатель, отражающий переход менее стабильных R-конфигураций в более стабильную S-конфигурацию, K^{13r} [$\alpha 20S/(\alpha 20S+\alpha 20R)$]=0,42 (lim 0,55 максимум ГЗН) высокий; изомеризация стеранов в карбонатах происходит относительно рано. Метилфенантреновый индекс – MPI-1=1,5 \times (2MP+3MP)/(PHEN+1MP+9MP), основанный на переходе менее термодинамически устойчивых изомеров 1- и 9- в более устойчивые 2- и 3-метилизомеры, в ОБ доманиковой формации имеет значения 0,2–2,9 (среднее 0,72), характерные для ГЗН. Влияние карбонатности пород на этот процесс установлен F. Cassani (Cassani et al.,

1988); вероятно, высокие значения MPI-1 в породах доманиковой формации обусловлены именно карбонатным составом пород.

Таким образом, анализ состава УВ в отложениях доманиковой формации изученной части Южно-Татарского свода показал близкий состав исходного ОБ, образованного морским планктонным зоогенно-водорослевым сообществом, накопление которого происходило в условиях сравнительно мелководного бассейна в восстановительной геохимической среде и преимущественно карбонатной седиментации. В таких условиях был сформирован кероген типа II (вероятно и тип II-S), обладающий высоким нефтематеринским потенциалом, отличительной особенностью которого является возможность ранней генерации УВ.

Преобразованность керогена по углеводородным показателям отвечает в большинстве случаев концу протокатагенеза – началу мезокатагенеза и согласуется с данными пиролиза – индекс продуктивности керогена PI в среднем 0,12, т.е. потенциал пород еще практически не реализован.

Изначально высокая алифатичность ОБ обусловила высокое содержание битумоидов в породах комплекса даже на начальных этапах литогенеза, а низкая пористость явилась препятствием масштабной эмиграции, в связи с чем породы оказались насыщенными битумоидами, образуя так называемую «матричную» нефть. Присутствующие в породах паравтохтонные битумоиды приурочены главным образом к мелким трещинам, кавернам и связанным порам в карбонатных и кремнистых разностях.

Генерационный потенциал доманиковой формации. Анализ распределения генерационных свойств пород доманиковой формации на изученной территории Южно-Татарского свода показал, что наиболее высокий потенциал приурочен к области, протягивающейся с северо-востока в юго-западном направлении. С востока и вдоль всего восточного склона вплоть до его южного окончания эта область ограничивается полосой пород с более низким потенциалом (рис. 11).

Такое распределение обусловлено рядом причин – обстановками накопления осадков, окислительно-восстановительным режимом, возможной сменой типов ОБ и катагенетической преобразованностью.

В саргаевское время существовал мелководный бассейн с активными течениями, преимущественно окислительными обстановками; это привело к повышенному накоплению глинистого материала (40–60%) и, вероятно, наземного органического материала. Потенциал этой части доманиковой формации не превышает в среднем 4 кг УВ на тонну породы, причем минимальные значения отмечаются в глинах – меньше 1 кг УВ/т породы.

Наиболее благоприятное сочетание факторов (относительно глубоководный шельфовый бассейн, высокая биопродуктивность, близкий состав зоогенно-фитогенного ОБ, одинаковый литологический состав – карбонатно-кремнистые/кремнисто-карбонатные ритмиты с минимальной примесью глин – в среднем не более 6%, преимущественно восстановительный режим вплоть до анокии) обусловило высокий генерационный потенциал пород доманикового горизонта, особенно в иловых впадинах с застойным режимом, как например, в районе Тлянчи-Тамаской площади (скв.300, 859), нефтематеринский потенциал семилукского комплекса в которой в

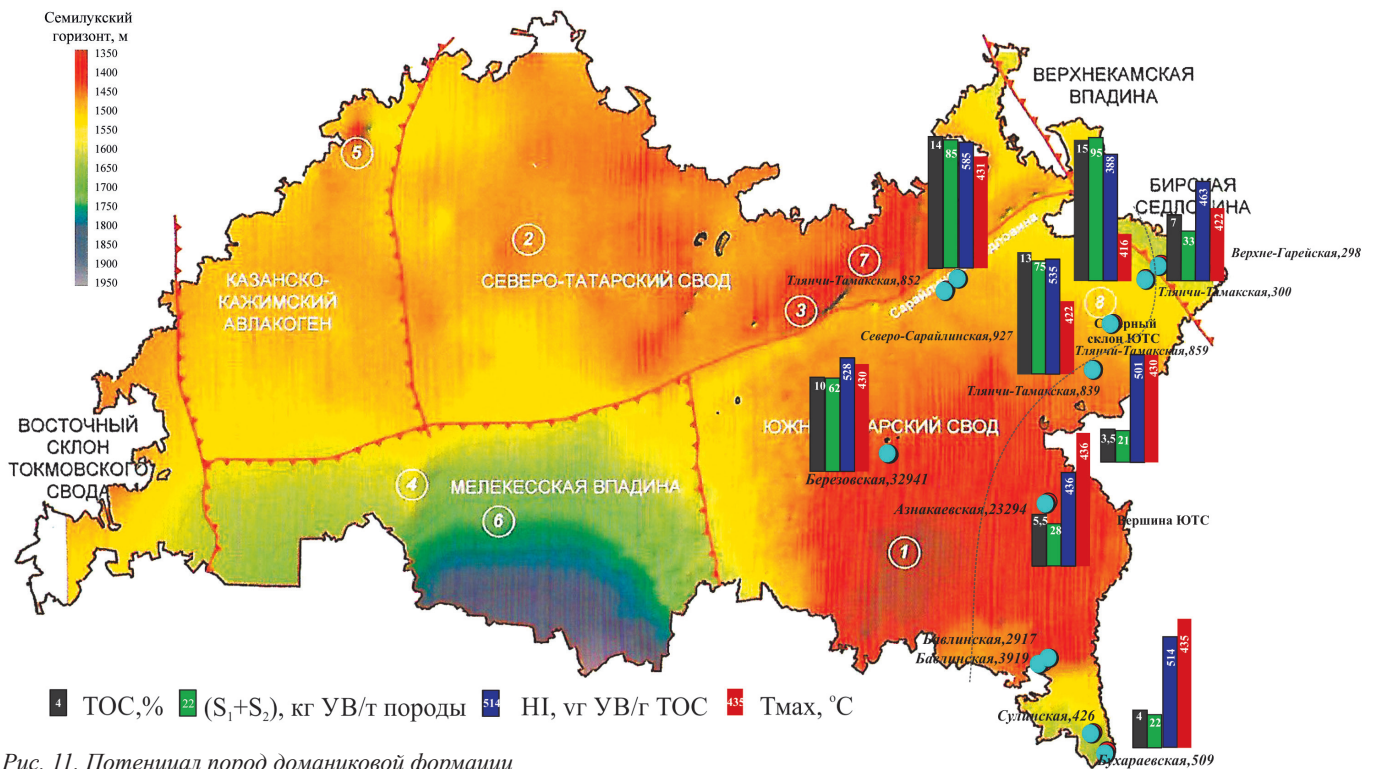


Рис. 11. Потенциал пород доманиковой формации

среднем составляет 86 кг УВ/т породы, а максимальный достигает 300 кг УВ/т породы. Но даже в этих впадинах в черных ритмах всегда обнаруживаются тонкие слойки, линзочки светлых известняков с низким содержанием ОВ, снесенных в результате штормовых процессов с отдельных участков внутрибассейновых поднятий.

Области накопления черных ритмов с высоким нефтегенерационным потенциалом в позднефранское и фаменское время сужаются до центральных участков Нижне-Камского и Актаныш-Чишминского прогибов. На севере и северо-востоке Южно-Татарского свода в мендымских отложениях генерационный потенциал достигает 85 кг УВ/т породы (Тлячи-Тамакская, 852), в фаменских – среднее 33, максимум 125 кг УВ/т породы (Верхне-Гарейская площадь).

В южной половине Южно-Татарского свода в фаменском веке существовал мелководный бассейн, где в условиях нормального газового режима накапливались светлые известняки с органогенными постройками. Потенциал известняков низкий – чаще всего 1 кг УВ/т породы, поэтому эти породы не являются нефтематеринскими.

Снижение генерационного потенциала (S_1+S_2) на восточном склоне Южно-Татарского свода обязано большей преобразованности ОВ – практически на всех площадях (Тлячи-Тамакская, 839, Азнакаевская, Сулинская, Бавлинская) по данным пиролиза фиксируется начало главной зоны нефтеобразования, отвечающее градации катагенеза МК₁. При сходных глубинах залегания восточной (1,6–1,8 км) и северо-восточной (1,6–1,7 км) частей свода более высокий катагенез на востоке, возможно, объясняется близким соседством с Камско-Бельским и Серноводско-Абдулинским авлакогенами.

Несмотря на то, что доманиковый комплекс находится еще в самом начале катагенетического преобразования, процессы не только генерации, но и эмиграции уже отмечаются. Они проявляются в высокой битуминозности

нефтематеринских отложений (ХБ=0,25–1,8%, max – 4,2%), – это отмечалось при изучении пород в ультрафиолетовом свете в образцах керна и в аншлифах, в повышенных значениях битумоидного и углеводородного коэффициентов, индекса продуктивности по сравнению с фоновыми значениями (рис. 12). Некоторые битумоиды и УВ явно имеют зрелый состав, свойственный ОВ главной зоны нефтеобразования, а часть из них является миграционными (паравтохтонными).

Автохтонные битумоиды смолисто-асфальтенового состава (отношение мальтены/асфальтены <1, а чаще всего 0,5), смолистая фракция преобладает, плотность флюида более 1 г/см³ (тяжелые битумы), индекс продуктивности PI <0,1. Количество новообразованных УВ в расчете на ОВ обычно не более 25%, и его оказалось, по-видимому, недостаточно для создания сети флюидоразрывов, обеспечивающих высокую проницаемость пород. Эти УВ

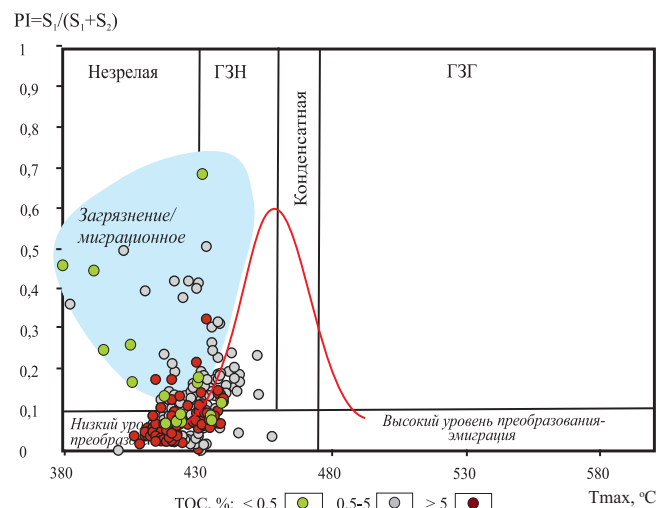


Рис. 12. Корреляция индекса превращенности керогена P) и Tmax в породах доманиковой формации

находятся или в порах породы в свободном состоянии, или в сорбированном на поверхности минералов, или в керогене и создают так называемую «матричную нефть».

Однако в некоторых битумоидах, находящихся на одном уровне преобразования с автохтонными, увеличивается доля мальгенов (отношение мальгены/асфальтены в среднем составляет 2,2), и они характеризуются высокими значениями битумоидного (10–70%) и углеводородного (12–22%) коэффициентов, индекса продуктивности (PI 0,2–0,67, среднее 0,25), не свойственными начальному катагенезу – именно эти битумоиды и УВ мы относим к паравтохтонным. В породах, содержащих эти битумоиды, одновременно происходит снижение концентрации ОВ, генерационного потенциала породы (пик S_2) и ОВ (Н1).

Предварительные исследования флюидных включений (проведенные профессором А.Ю. Бычковым) в двусторонне полированных пластинах кальцита некоторых образцов из Азнакаевской скважины показали, что они содержат воду и УВ, образование которых протекало при низких температурах (не выше 47°C) и высоком давлении (Шарданова и др., 2017б). Они представлены жидкими УВ, иногда с газовыми пузырьками, и локализируются по трещинам (рис. 13).

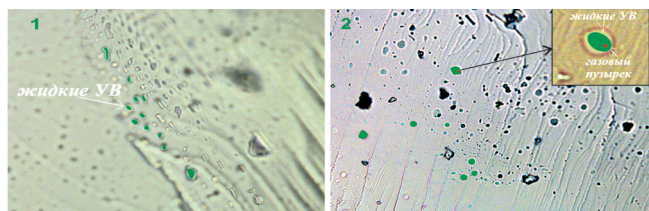


Рис. 13. Включения УВ в кристаллах кальцита (жидкие УВ окрашены в зеленый цвет). Азнакаевская площадь, глубина 1685–1685,6 м, доманиковский горизонт

Можно предположить, что эти УВ могли образоваться еще в протокатагенезе и, вероятно, вызывать флюидоразрыв в точечном очаге, по которому происходит эмиграция УВ, хотя эти породы в Азнакаевской скважине достигли градации $МК_1$ (T_{max} 437°C).

Заключение. Таким образом, геохимия ОВ показала, что породы доманиковой формации на Южно-Татарском своде обладают высоким нефтегенерационным потенциалом, обусловленным как содержанием ОВ, преимущественно фитогенным и зоофитогенным его составом и близкими условиями формирования. Расчет потенциальных ресурсов, учитывающий объем генерированных УВ, возможной эмиграции УВ, а также высокая сорбция УВ в основном ОВ, тормозящая эмиграцию УВ, показал, что они могут составлять около 120 тыс. т/км². Это удельная величина, т.к. доманиковая формация представляет «единую неструктурную залежь углеводородов» (Кирюхина и др., 2013, с. 86). От традиционных скоплений УВ в коллекторах она отличается отсутствием структурного и стратиграфического контроля их распространения, четких водонептяных контактов и локализации их в отдельные скопления и др.

Присутствие в породах доманиковой формации паравтохтонных битумоидов (нефтепроявления), говорит о том, что даже в условиях незрелого ОВ-начала ГЗН, происходит нефтеобразование, и некоторые интервалы в разрезе разных скважин при соответствующей разработке могут представлять интерес как объекты трудноизвлекаемой

нефти (*Tight oil*), так и для получения сланцевой нефти (*Shale oil*). Наиболее перспективными могут являться участки склонов впадины, где одновременно существуют нефтематеринские отложения и возможные коллектора, в таком случае миграция УВ может осуществляться как в вертикальном (из кровли и подошвы нефтематеринского пласта), так и в латеральном направлениях.

Благодарности

Авторы статьи благодарны рецензенту за внимательное прочтение нашей статьи и сделанные замечания.

Литература

- Амосов Г.А., Мелехова К.Л., Добрякова Н.Е. (1980). Кларки органического углерода и битумоидов осадочных отложений. *Изв. АН СССР, сер. геол.*, 7, с. 120–132.
- Зайдельсон М.И., Сувориков Е.Я., Казьмин Л.Л., Вайнбаум С.Я., Семенова Е.Г. (1990). Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманиковой формации. *Геология нефти и газа*, 6, 78 с.
- Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. (2013). Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. *Геология нефти и газа*, 3, с. 76–87.
- Королюк И.К., Летавин А.И., Мкртчян О.М., Хачатрян Р.О. (1984). Структурно-формационные критерии прогноза нефтегазоносности. Теоретические основы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Москва: Наука, с. 47–63.
- Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа, 1986. Л.: Недра, 247 с.
- Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна (2008). Баженова Т.К., Шиманский В.К. и др. СПб.: ВНИГРИ, 164 с.
- Полудеткина Е.Н., Смирнов М.Б., Фадеева Н.П., Козлова Е.В. (2017). Доказательство формирования органического вещества карбонатных и карбонатно-кремнистых отложений верхнего девона Южно-Татарского свода в условиях постоянной анокисии в фотическом слое. *Геохимия*, 8, с. 730–740. <https://doi.org/10.1134/S0016702917080079>
- Романкевич Е.А. (1977). Геохимия органического вещества в океане. М.: Наука, 203 с.
- Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана (2006). Казань: Фэн, 327 с.
- Тиссо Б., Вельге Д. Образование и распространение нефти и газа. М.: Мир. 501 с. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>
- Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Фэн, 283 с.
- Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хомяк А.Н., Косоруков В.Л. (2017а). Особенности строения и формирования высокоуглеродистых комплексов. *Отечественная геология*, 3, с. 74–84.
- Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Хомяк А.Н. (2017). Емкостное пространство пород высокоуглеродистой формации (на примере доманиковой толщи Южно-Татарского свода). *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 125–132. <http://doi.org/10.18599/grs.19.13>
- Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C. and Ehrman U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 13, pp. 73–80. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90027-7](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7)
- Volkman J.K., Banks M.R., Denwer K. and Aquino Neto F.R. (1989). Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia. *The 14th Int. Meet. on Organic Geochemistry*. Paris.

Сведения об авторах

Александра Юрьевна Орлова – аспирант, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Раис Салихович Хисамов – доктор геол.-мин. наук, заместитель генерального директора – главный геолог, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Венера Гильмиахметовна Базаревская – кандидат геол.-мин. наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов Института «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

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

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

Наталья Петровна Фадеева – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Татьяна Анатольевна Шарданова – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;

Принята к публикации 25.04.2021;

Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geochemistry of organic matter in carbonate Devonian sediments of the South Tatar arch

A.Yu. Orlova¹, R.S. Khisamov², V.G. Bazarevskaya², E.N. Poludetkina¹, N.P. Fadeeva^{1}, T.A. Shardanova¹*

¹*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*

²*Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation*

**Corresponding author: Natalia P. Fadeeva, e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru*

Abstract. The article deals with the lithology and geochemistry of organic matter of Upper Devonian-Lower Carboniferous deposits (Carbonate Devonian) of the eastern part of the South Tatar arch. Rocks of this age have a high generative potential due to increased concentrations of organic matter (OM) and its phytogenic and zoophytogenic composition. They refer to non-traditional sources of hydrocarbons. The generative potential depends on the facial environment and the transformation of OM. The highest potential have carbonate-siliceous and siliceous-carbonate rhythmites domannic horizon.

Key words: South Tatar arch, domanic formation, rocks of mixed composition (rhythmites), limestones, organic matter, potential, type of organic matter, catagenetic transformation, hydrocarbons

Recommended citation: Orlova A.Yu., Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Poludetkina E.N., Fadeeva N.P., Shardanova T.A. (2021). Geochemistry of organic matter in carbonate Devonian sediments of the South Tatar arch. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 87–98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.8>

References

- Amosov G.A., Melekhova K.L., Dobryakova N.E. (1980). Clarke of organic carbon and bitumen of sedimentary deposits. *Izv. AN SSSR, ser. geol.*, 7, pp. 120–132. (In Russ.)
- Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C. and Ehrman U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 13, pp. 73–80. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90027-7](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7)
- Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudin E.A. (2010). Geology of complex carbonate reservoirs of the Devonian and the Carboniferous of Tatarstan. *Kazan: Fen*, 283 p. (In Russ.)
- Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. (2013). Domanik deposits of the Timan-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 3, pp. 76–87. (In Russ.)
- Korolyuk I.K., Letavin A.I., Mkrtychyan O.M., Khachatryan R.O. (1984). Structural and Formation Criteria for Forecasting Oil and Gas Potential. *Theoretical foundations of prospecting, exploration and development of oil and gas fields*. Moscow: Nauka, pp. 47–63. (In Russ.)
- Oil and gas formation in sediments of the Domanik type (1986). Leningrad: Nedra. 247 p. (In Russ.)
- Organic Geochemistry of the Timan-Pechora Basin (2008). Bazhenova T.K., Shimansky V.K., Vasiliev V.F., Shapiro A.I., Yakovleva (Gembitskaya) L.A., Klimova L.I. St. Petersburg: VNIGRI, 164 p. (In Russ.)
- Poludetkina E.N., Smirnov M.B., Fadeeva N.P., Kozlova E.V. (2017). Evidence of the formation of organic matter in carbonate and carbonate-siliceous sediments of the Upper Devonian of the South Tatar arch under conditions of constant anoxia in the photic layer. *Geochemistry*, 8, pp. 730–740. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S0016702917080079>
- Romankevich E.A. (1977). Geochemistry of organic matter in the ocean. Moscow: Nauka 203 p. (In Russ.)

Shardanova T.A., Fadeeva N.P., Khamidullin R.A., Khomyak A.N. (2017). The pore space of carbon-enriched rocks (at the example of Domanik formation of the South Tatar arch). *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 125–132. <http://doi.org/10.18599/grs.19.13>

Shardanova T.A., Fadeeva N.P., Khomyak A.N., Kosorukov V.L. (2017a). Features of the structure and formation of high-carbon complexes. *Domestic geology*, 3, pp. 74–84. (In Russ.)

Tectonic and oil-geological zoning of the territory of Tatarstan (2006). Kazan: Fen, 327 p. (In Russ.)

Tissot B., Welte D. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer, Berlin, Heidelberg, 702 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>

Volkman J.K., Banks M.R., Denwer K. and Aquino Neto F.R. (1989). Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia. *The 14th International Meeting on Organic Geochemistry*. Paris.

Zaidelson M.I., Surovnikov E.Ya., Kazmin L.L., Vainbaum S.Ya., Semenova E.G. (1990). Features of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Domanik formation. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 6, 78 p. (In Russ.)

About the Authors

Aleksandra Yu. Orlova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Rais S. Khisamov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Deputy Director General and Chief Geologist, Tatneft PJSC
75, Lenin st., Almetyevsk, 423400, Russian Federation

Venera G. Bazarevskaya – PhD (Geology and Mineralogy), Deputy director for science in the field of geology of hard-to-recover reserves, Institute TatNIPineft, Tatneft PJSC
75, Lenin st., Almetyevsk, 423400, Russian Federation

Elena N. Poludetkina – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia P. Fadeeva – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana A. Shardanova – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;

Accepted 25 April 2021;

Published 25 May 2021