

УДК 553.98(470.4/.5)

Н.П. Фадеева<sup>1</sup>, Е.В. Козлова<sup>2</sup>, Е.Н. Полудеткина<sup>3</sup>, Т.А. Шарданова<sup>4</sup>,  
Н.В. Пронина<sup>5</sup>, А.В. Ступакова<sup>6</sup>, Г.А. Калмыков<sup>7</sup>, А.Н. Хомяк<sup>8</sup>

## ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПОРОД ДОМАНИКОВОЙ ФОРМАЦИИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Рассмотрены факторы, влияющие на формирование генерационного потенциала и его реализацию в отложениях карбонатного девона (доманиковая формация) Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Породы этой формации обладают высоким генерационным потенциалом, способным обеспечить формирование крупных месторождений нефти и газа. Специфика высокоуглеродистой толщи заключается в отсутствии коллекторских горизонтов.

*Ключевые слова:* доманиковая формация, депрессионные впадины, генерационный потенциал, кероген, углеводороды.

In article the factors influencing origin of oil-generation potential and its realization in Devonian carbonate rocks (the Domanic Formation) of the Volga-Ural Petroleum Province are discussed. Deposits of this Formation show the high generation potential capable to form of large-scale oil and gas fields. Absence of reservoir is the specific characteristic of high-carbonaceous deposits.

*Keywords:* the Domanic Formation, depressions, oil-generation potential, kerogen, hydrocarbons.

**Введение.** Генерационный (генетический) потенциал породы — количество углеводородов (УВ), которое порода может образовать в течение всего литогенеза или на его стадии, зависит от типа органического вещества (ОВ, или кероген), его содержания в породе, мощности и площади распространения нефтематеринских пород в бассейне, а его реализация — от уровня катагенетической преобразованности. Данные, полученные при изучении нефтематеринских свойств, используются при расчете количества генерированных УВ, а с учетом миграционных потерь — прогнозных ресурсов. Сопоставление этих данных с геологическими запасами позволяет выявить скрытые резервы нефтегазоносного бассейна, в том числе в старых районах, в которых запасы пошли на убыль.

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн (НГБ) — старейший нефтедобывающий регион нашей страны. Однако большинство крупных

месторождений практически выработано, и прирост запасов осуществляется за счет разработки и ввода в эксплуатацию мелких месторождений. Вместе с тем в осадочном разрезе присутствуют породы, обогащенные ОВ сапропелевого типа, или с незначительной примесью гумусового и/или зоогенного материала, которые можно рассматривать как нетрадиционные источники УВ («синтетическая нефть» и «трудноизвлекаемые запасы» (ТРИЗ), объединенные понятием «сланцевая нефть»). К нефти, которая может быть получена из керогена, применим термин «синтетическая нефть» (shale oil, black shale), его можно сопоставить с термином «нереализованный потенциал» ОВ. К ТРИЗ относятся УВ, содержащиеся в низкопористых и низкопроницаемых коллекторах, нефтегазоматеринских породах, обогащенных ОВ, а также в горючих сланцах, углях, битуминозных песках, газогидратах, высоковязкой нефти и при-

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, вед. науч. с., канд. геол.-минерал. н.; *e-mail:* fadeeva\_nataly@mail.ru

<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, вед. науч. с., канд. геол.-минерал. н.; *e-mail:* miliyakozlova@mail.ru

<sup>3</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, вед. науч. с., канд. геол.-минерал. н.; *e-mail:* poludetkinaelena@mail.ru

<sup>4</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра литологии и морской геологии, доцент; *e-mail:* tshardanova@mail.ru

<sup>5</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, доцент; *e-mail:* nvprncl@mail.ru

<sup>6</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, профессор, докт. геол.-минерал. н.; *e-mail:* ansto@geol.msu.ru

<sup>7</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, доцент; *e-mail:* gega64@mail.ru

<sup>8</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра литологии и морской геологии, аспирант; *e-mail:* khomyak.an@yandex.ru

родном битуме, именно с этими УВ (tight oil, gas) связана так называемая сланцевая революция.

Разработка таких скоплений требует новых технологий, включающих многоступенчатые гидроразрывы, физические, химические, термические и биологические методы, позволяющие увеличить извлечение УВ. Генетически эти УВ обязаны своим происхождением ОВ, достигнутому условий главных зон нефте- и газообразования (ГЗН и ГЗГ), принципиально они не отличаются от УВ, находящихся в традиционных скоплениях.

УВ, образующие нетрадиционные скопления, можно рассматривать как непрерывную нефтегазовую систему [Прищепа и др., 2013, с. 223] или единую неструктурную залежь углеводородов [Кириухина и др., 2013, с. 86]. От традиционных скоплений УВ в коллекторах она отличается тем, что присутствует (иногда в очень большом количестве) в породах с низкими пористостью и проницаемостью, а также отсутствием структурного и стратиграфического контроля их распространения, четких водонефтяных контактов и локализации их в отдельные скопления (УВ «размазаны» по породе) и др., что обуславливает низкий коэффициент извлечения УВ.

К таким толщам на территории Восточно-Европейской платформы относится карбонатный верхнедевонский–нижнекаменноугольный комплекс; отложения этого возраста соответствуют одному из максимумов нефтегазообразования в истории Земли — они содержат около 6% мировых запасов нефти [Вышемирский и др., 1999]. В некоторых районах Восточно-Европейской платформы породы, обогащенные ОВ, встречаются в основании живецкого яруса (инфрадоманик), но, как правило, они приурочены к доманиковому горизонту на востоке Восточно-Европейской платформы (Волго-Уральский и Тимано-Печорские нефтегазоносные бассейны), на западе и юге платформы — в Припятском и Днепровско-Донецком бассейнах. Возрастные аналоги этих сланцев встречаются на крайнем северо-востоке России, севере Вьетнама, в Шотландии, в северной части Бразилии, наиболее широкое развитие они получили на территории Северной Америки (США и Канада).

Если для образования газов сланцевых УВ достаточно содержания ОВ не менее 1% [Высоцкий, 2010], то для жидких УВ требуется более высокая концентрация ОВ. К этой категории относятся доманикиты — темноцветные битуминозные породы глинистого, глинисто-кремнисто-карбонатного состава с концентрацией  $C_{\text{орг}}$  (ТОС, total organic carbon) 2,5–40 масс.% [Вассоевич и др., 1972]. В зависимости от исходного состава (сапропелевое и/или гумусово-сапропелевое) и степени преобразования (диагенез–метаморфизм) эти породы называют *черными, углистыми, углеродистыми, битуминозными, горючими, нефтегазоносными* слан-

цами. По мнению С.Г. Неручева, «...большая часть различий, обусловивших их разное наименование и различное использование, обязана значительным *вторичным* изменениям, происходящим при прогрессивном литогенезе... существенных генетических различий между ними почти не остается, вне зависимости от того, образовались они в архее, протерозое, фанерозое или даже в современную эпоху; они весьма сходны не только в разновозрастных отложениях, но и в самых различных районах мира, на платформах и в геосинклиналях» [Неручев, 2007, с. 37].

Доманиковая формация в Волго-Уральском НГБ включает среднефранские саргаевский и семилукский горизонты и доманикоидные верхнефранские отложения фаменского и турнейского ярусов. С ней связаны многочисленные нефтепроявления, однако месторождений немного, что обусловлено в первую очередь отсутствием коллекторов. Залежи, как правило, приурочены к зонам трещиноватости внутри этих отложений, характеризующихся низкой пористостью и проницаемостью. Кроме того, насыщенность пород ОВ препятствует десорбции и эмиграции УВ, так как нерастворимая часть керогена служит молекулярным ситом, задерживающим УВ в керогене. Немаловажные факторы — латеральное и вертикальное распределение ОВ в породах и его трансформация на разных стадиях литогенеза, что предопределяет возникновение участков вторичной пористости и трещиноватости, которые могут служить путями миграции УВ [Юсупова и др., 2007]. Ресурсы, рассчитанные методом сравнительных геологических аналогий и выполненные коллективом авторов [Зайдельсон и др., 1990], показали, что ~30% от начальных потенциальных ресурсов содержится в залежах, а остальное — в нефтематеринской толще доманиковой формации.

Изучению нефтематеринских свойств пород доманиковой формации посвящено множество работ. Наши исследования на основе материалов, полученных при бурении новых скважин, а также детальное изучение литологического состава пород и строения разреза, геохимические исследования ОВ с использованием методов химикобитуминологических, пиролиза, газохроматографии и масс-спектрометрии, углепетрографии, дополняют и уточняют характеристику нефтегенерационного потенциала отложений, условия его накопления, а также позволяют обосновать наиболее перспективные участки.

Формирование доманиковых осадков протекало в обширной некомпенсированной впадине семилукского возраста ( $D_{3\text{fr}_2}$ ), унаследованной от саргаевского времени и охватывавшей практически всю территорию Волго-Уральского бассейна. С мендымского времени (поздний фран) и до конца турнейского века накопление доманикоидной формации сконцентрировалось в прогибах

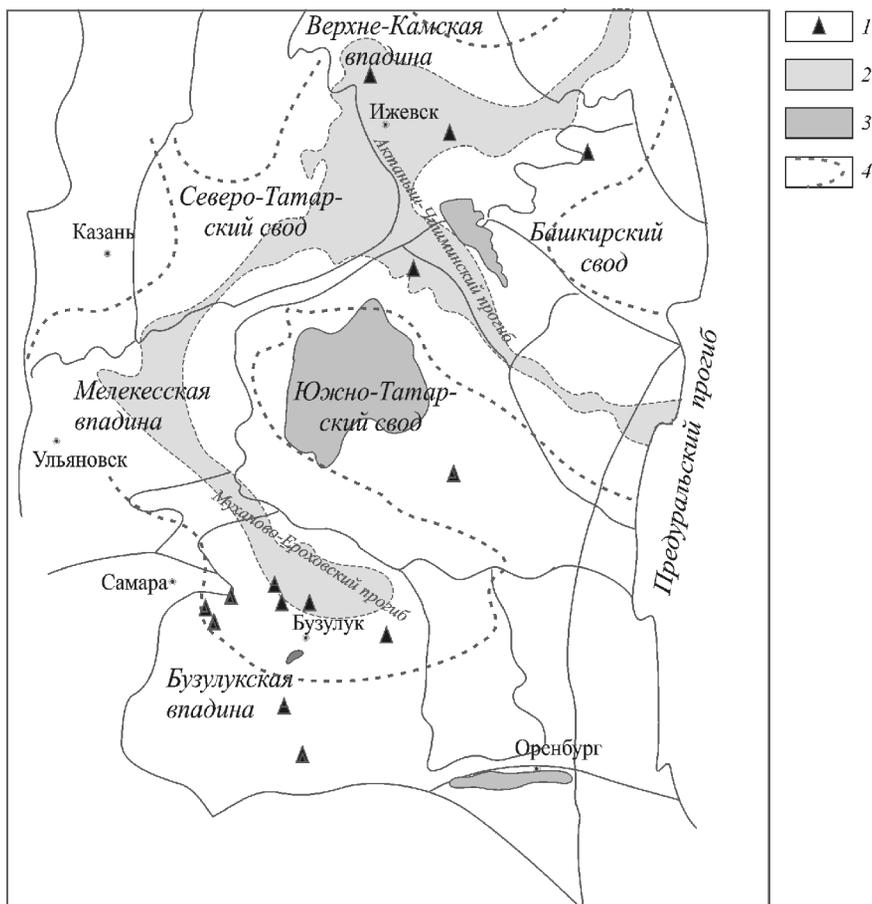


Рис. 1. Расположение изученных скважин в Волго-Уральском бассейне: 1 — изученные скважины; 2 — месторождения углеводородов; 3–4 — Камско-Кинельская система прогибов (3 — границы верхнедевонских бортов, 4 — осевая зона прогибов)

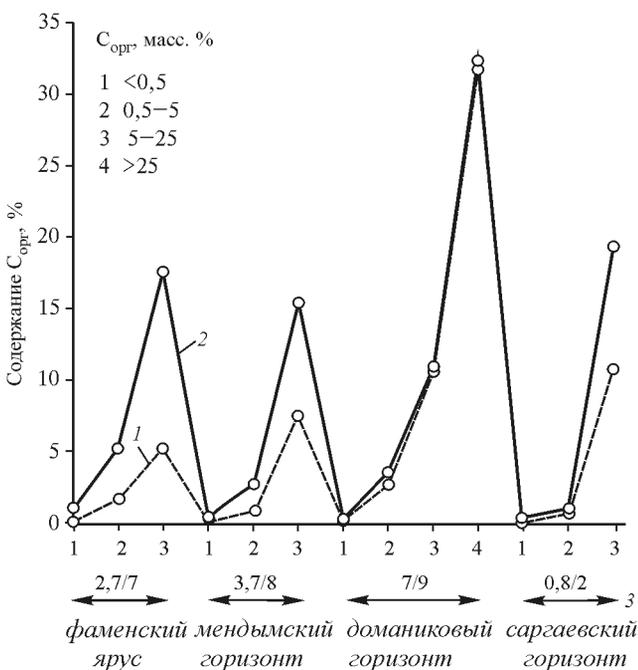


Рис. 2. Распределение ОВ в породах доманиковской формации: 1–4 — содержание  $C_{орг}$  в горизонтах доманиковской формации, масс.%; 1 — остаточное, 2 — исходное

Камско-Кинельской системы, наложенных на структуры Волго-Уральского бассейна [Мкртчян, 1977] (рис. 1). Большинство изученных нами скважин приурочено к прогибам этой системы — Актаныш-Чишминскому на севере и Муханово-Ероховскому на юге.

Содержание ОВ (в пересчете на  $C_{орг}$ ) в породах доманиковской формации изменяется в очень широких пределах — от десятых долей процента до 50 масс.%. Такой большой диапазон обусловлен условиями накопления и сохранности ОВ, а при погружении пород — степенью катагенетической преобразованности.

Трансгрессивно-регрессивный разрез доманиковской формации в пределах Актаныш-Чишминского и Муханово-Ероховского прогибов характеризуется сменой обстановок накопления — от тиховодного залива в позднесаргаевское время до карбонатной платформы, склонов и депрессионной части впадины морского бассейна, сменяющихся фациями склоновыми и карбонатной платформы семилукско-фаменского

времени; это отражено в литологических типах пород, их нефтематеринских свойствах и генерационном потенциале отложений.

Изучение распределения ОВ по горизонтам показало, что самые высокие значения средне-взвешенной концентрации  $C_{орг}$ , как остаточной (современная, определяемая аналитически), так и исходной (до начала катагенеза), характерны для доманикового горизонта (7 и 9 масс.% соответственно), а самые низкие (0,8 и 2,6 масс.%) — установлены в саргаевском горизонте (рис. 2). В каждом горизонте присутствуют породы как с низким (ТОС < 0,5 масс.%), так и очень высоким содержанием ОВ (ТОС до 48–50 масс.%), что отражает разные фациальные обстановки накопления ОВ. Собственно нефтематеринские породы с исходной концентрацией ОВ свыше 2,5–5 масс.% охватывают более 80% толщины семилукско-фаменского разреза. В саргаевском горизонте породы, обогащенные ОВ, составляют только 1/3 разреза и приурочены к верхней его части, отвечающей наиболее глубоководным фациям саргаевского бассейна. Уточнение нижней концентрационной границы  $C_{орг}$  (2–2,5 масс.%) показало, что именно с этого уровня обогащения тип керогена не изменяется при увеличении или снижении его содержания в породе. Эта связь

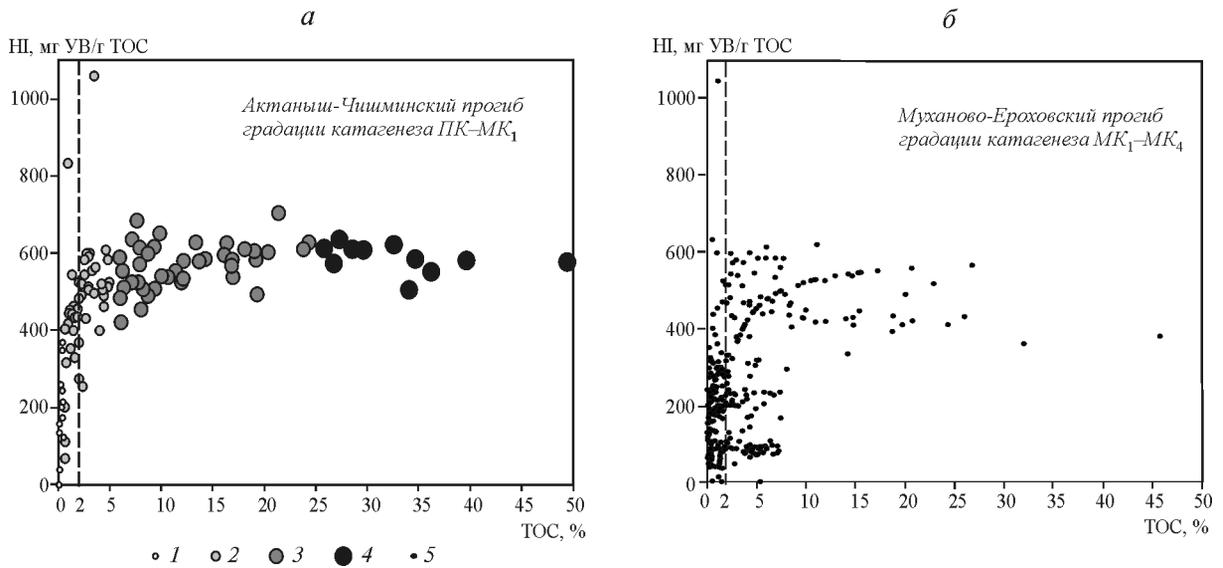


Рис. 3. Связь значений водородного индекса (НИ) и содержания ОВ ( $C_{орг}$ , %) в исследованных породах Актаныш-Чишминского (а) и Муханово-Ероховского (б) прогибов: 1 — субдоманикоиды (0,1÷0,5), 2 — доманикоиды (0,5÷5), 3 — доманикиты (5÷25), 4 — сапропелиты (25÷100), 5 — доманиковая формация (без разделения)

устойчиво проявляется в обоих прогибах, где породы находятся в разных катагенетических условиях (рис. 3, приведены современные значения ТОС).

Из этого следует, что содержание ОВ и генерационный потенциал пород определяются окислительно-восстановительным режимом, гидродинамикой бассейна, морфологией впадины и катагенезом, который приводит к уменьшению этих параметров.

Комплексное изучение ОВ показало, что в породах доманиковой формации распространен в основном кероген II типа, реже II/III. Значение водородного индекса ( $HI = S_2 \cdot 100 / TOC$ ), отве-

чающего за потенциал ОВ, для нефтематеринских пород доманиковой формации высокое (402 мг УВ/г ТОС), причем это остаточный потенциал, а исходный, восстановленный по тренду кривых типов керогена, мог достигать 630 мг УВ/г ТОС (средневзвешенные значения) (рис. 4). ОВ накапливалось в относительно неглубоком морском бассейне, в условиях глинисто-кремнисто-карбонатной седиментации, источником ОВ служил водорослевый планктон с незначительным участием наземного органического материала, что подтверждается изотопным составом углерода насыщенных ( $\delta^{13}C = -30,1 \div -30,7\text{‰}$ ) и ароматиче-

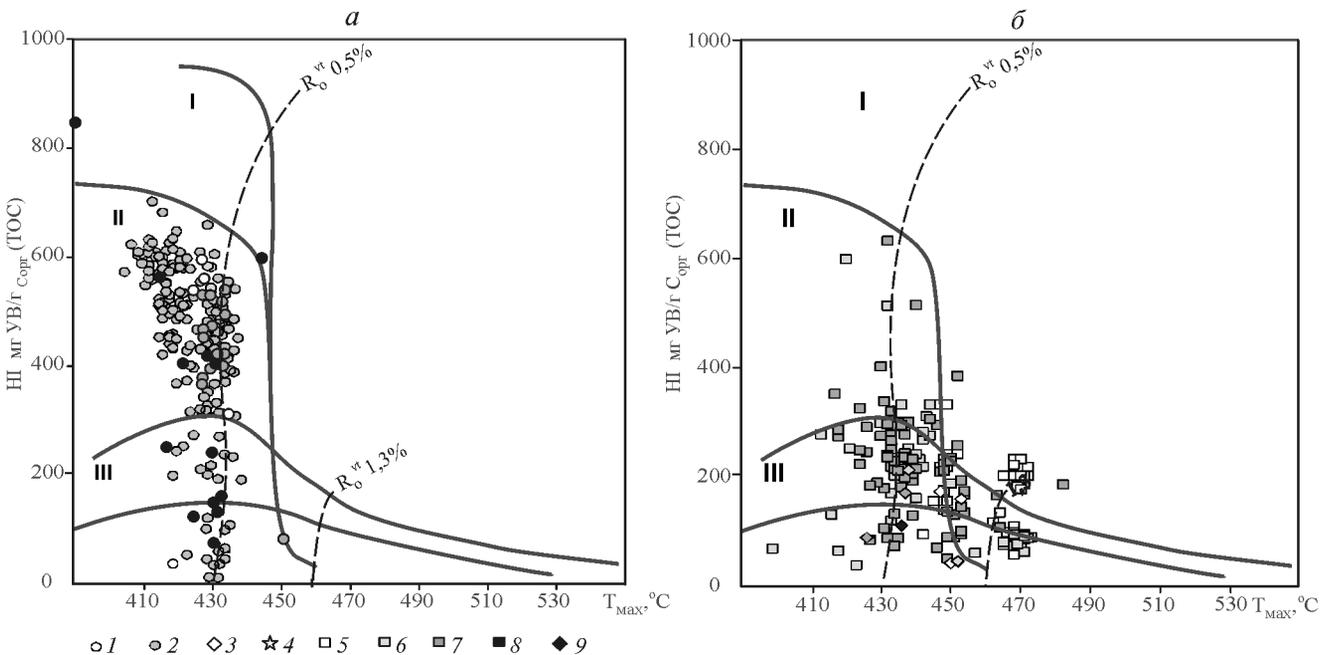


Рис. 4. Типы керогена в породах доманиковой формации в северной и центральной (а) и в южной (б) частях Волго-Уральского бассейна: 1–4 — образцы из скважин: 1 — Актаныш-Чишминский прогиб, 2 — Муханово-Ероховский прогиб, 3 — Бузулукская впадина, 4 — без разделения по районам; 5–9 — отложения: 5 — фаменский ярус, 6 — мендымский горизонт, 7 — семилукский горизонт, 8 — саргаевский горизонт, 9 — кыновский (?) горизонт

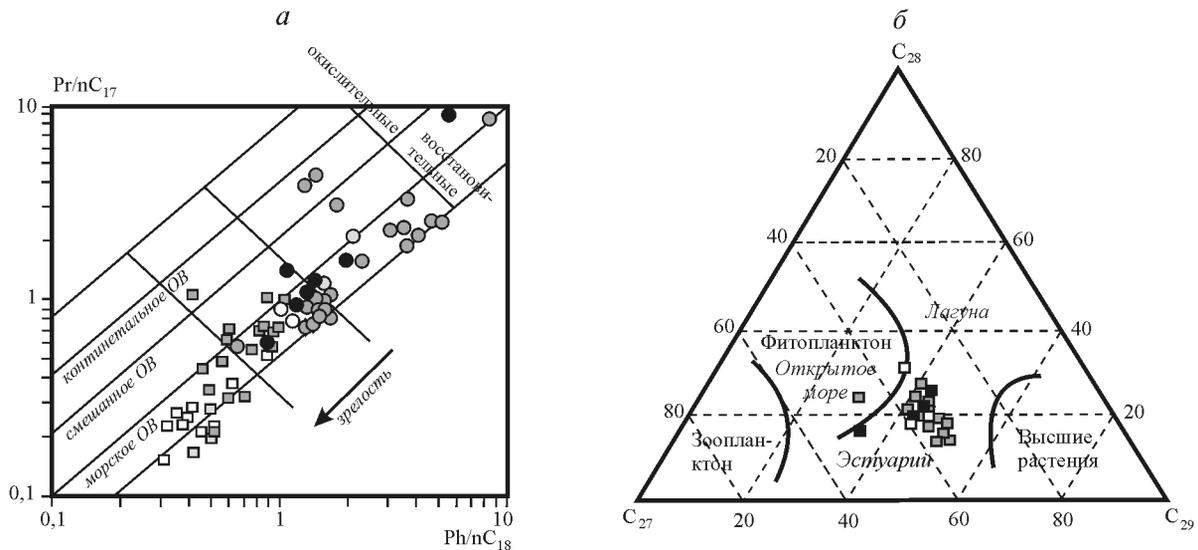


Рис. 5. Палеообстановки накопления ОВ доманиковской формации по данным хроматографии и хроматомасс-спектрометрии (распределение алкановых (а) и стерановых (б) УВ). Условные обозначения см. на рис. 4

ских ( $\delta^{13}\text{C} = -28,3 \div -31,1\text{‰}$ ) УВ (рис. 5, 6). Более высоким исходным потенциалом обладало ОВ из отложений фаменского яруса, мендымского и саргаевского горизонтов — значения НИ могли достигать в них 800 мг УВ/г ТОС и более (в среднем 650), а в доманиковом горизонте — 570 мг УВ/г ТОС. Более низкие значения НИ в доманиковом горизонте, очевидно, обусловлены участием зоопланктона (тентакулиты) в формировании водорослевого ОВ, хитиновые элементы которых снижают его нефтематеринский потенциал, в то время как ОВ в саргаевском и верхнефранкофаменских горизонтах образовано в основном планктонными водорослями. На эту особенность указывали исследователи доманикового ОВ [Нефтегазообразование..., 1986].

Самые низкие значения концентрации ОВ характерны для алевролитистых глин, известковистых, мелкозернистых доломитов, биокластовых, микро-

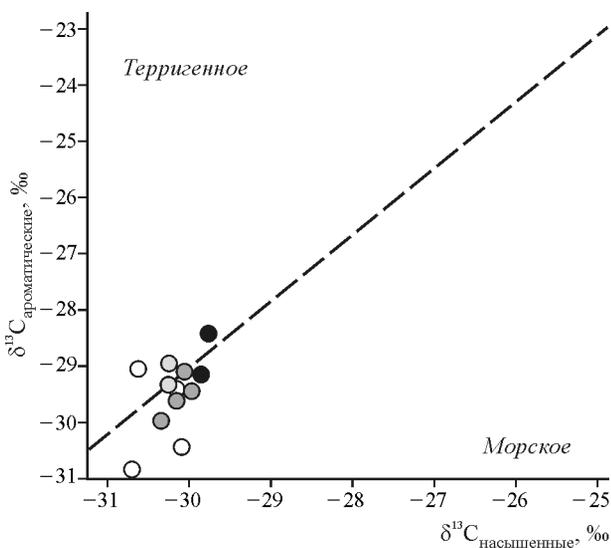


Рис. 6. Изотопный состав насыщенных и ароматических УВ. Условные обозначения см. на рис. 3

товых, шламовых известняков, накопление которых протекало в условиях мелководного шельфа с неустойчивым окислительно-восстановительным режимом и активной гидродинамикой. Такие обстановки не способствовали сохранности ОВ, вследствие чего потенциал этих пород оказался незначительным, несмотря на преимущественно планктонно-водорослевый исходный материал. Среднее содержание ОВ составляет 0,2–0,3%, водородный индекс  $\text{HI} \leq 200$  мг УВ/г ТОС, потенциал пород  $(S_1 + S_2) < 2$  кг УВ/т породы. Породы характеризуются низким содержанием битумоидов ( $\text{ХБ} = 0,03\%$ ) и свободных УВ ( $S_1 = 0,2$  кг УВ/т породы, или 8% в ОВ), в групповом составе битумоида доминируют смолисто-асфальтеновые фракции (до 65%).

Кероген в породах с низкой концентрацией ОВ по химической структуре относится к III типу, это следствие его окисленности в седиментогенезе, так как отмечены высокие значения кислородного индекса  $\text{OI} (S_3 \cdot 100/\text{ТОС}) \geq 100$  мг  $\text{CO}_2/\text{г}$  ТОС) и/или примесь гумусового ОВ. Последнее отражается в появлении на хроматограммах алкановых УВ высокомолекулярных максимумов  $\text{C}_{29}$ ,  $\text{C}_{31}$ , а среди циклоалканов — стерана  $\text{C}_{29}$ . Присутствие диастеранов и доминирование гопана  $\text{H}_{30}$  ( $\text{H}_{29}/\text{H}_{30} = 0,49$ ) характерны для глинистых отложений. Породы не являются нефтематеринскими, но в незначительном количестве могли образовывать газовые УВ. Они приурочены к нижней части доманиковской формации (низы саргаевского горизонта) и к отдельным прослоям в обогащенных ОВ породах семилукского, мендымского горизонтов и фаменского яруса в Муханово-Ероховском прогибе и на Южно-Татарском своде.

Большая часть пород доманиковской формации в Актаныш-Чишминском и Муханово-Ероховском прогибах относится к высокоуглеродистой толще. В нефтематеринских породах (без низкоконцен-

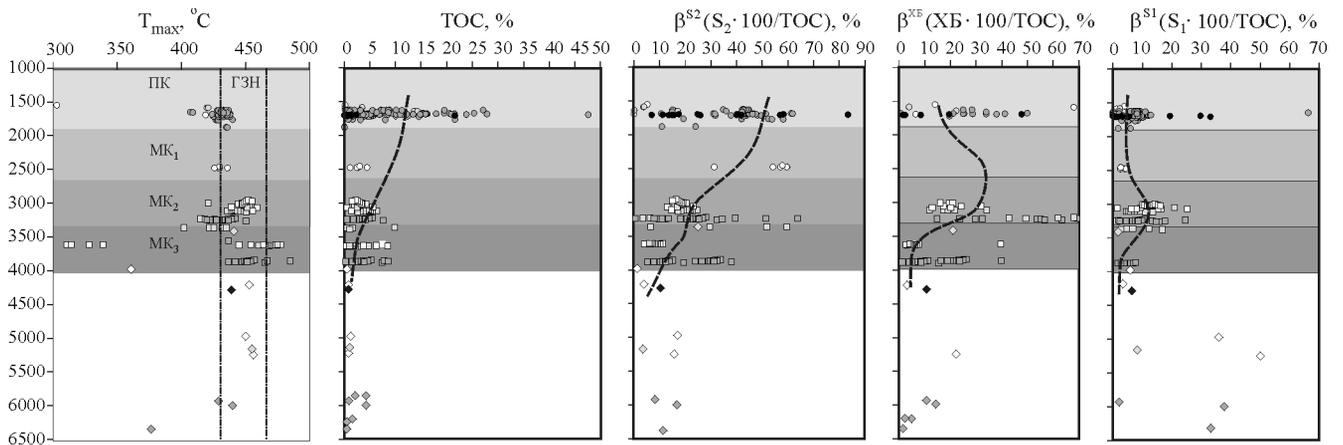


Рис. 7. Изменение катагенетических параметров пород и ОВ доманиковой формации (а, б). Условные обозначения см. на рис. 4

трированных разностей) современная (остаточная) средневзвешенная концентрация ОВ составляет 9,5 масс.%, а исходная — 12,5 масс.%. Количественное распределение ОВ связано с морфологией бассейна, близостью или удаленностью источников сноса, течениями и др. В рельефе обширной семилукской впадины выделяются депрессионные и склоновые области. Такое же строение наследуют и прогибы Камско-Кинельской системы, но области накопления осадков сместились в расположенные на юге и западе от Южно-Татарского свода Муханово-Ероховский и Усть-Черемшанский прогибы, а на север и северо-восток от него — в Нижне-Камский и Актаныш-Чишминский прогибы. Отложения, выполняющие разрез впадины, сложены практически одинаковыми породами — глинистыми, кремнистыми и карбонатными, но в разном количестве. Содержание глин невелико (в среднем  $\leq 6\%$ ), достигает 40–60% только в известковистых аргиллитах саргаевского горизонта. В депрессионной части разрез представлен темноцветными тонкослоистыми ритмитами, с очень тонкими слоями шламовых известняков, колломорфного ОВ, многочисленными остатками тентакулит (семилукский горизонт) и радиолярий (фаменский ярус), полости которых выполнены ОВ, а также прослоями трещиноватых силицитов. Склоновые фации на бортах прогибов сложены осадочными образованиями, отложившимися в результате гравитационных и оползневых процессов в условиях преимущественно карбонатной седиментации — такие же тонкослоистые кремнисто-карбонатные ритмиты включают линзы и прослои биокластовых, шламово-биокластовых, микритовых известняков толщиной до 20 см.

Выше отмечено, что генерационные свойства ОВ и пород определяются не только условиями их формирования, но и катагенезом, в результате которого происходит их истощение. В пределах изученных прогибов преобразованность пород варьирует в широких пределах. Современный геотермический режим Волго-Уральской антеклизы

холодный — на глубине 3 км температура составляет 26–53 °С, что отвечает среднему геотермическому градиенту (2 °С/100 м); он увеличивается до 4–6 °С/100 м в зоне сочленения Бузулукской впадины и Прикаспийской синеклизы [Макаренко и др., 1970].

Отсутствие витринита затрудняет определение градаций катагенеза, поэтому для установления размера катагенетической шкалы использованы замеры  $T_{max}$  пиролиза. Значения  $T_{max}$  изменяются от 400 до 485 °С, минимальные значения обычно свойственны породам одинакового этапа преобразования, содержащим миграционные битумоиды, которые снижают  $T_{max}$  приблизительно на 10–15 °С. Сопоставление значений  $T_{max}$  в проэкстрагированных породах с природными значениями температуры катагенеза позволило расчленить изученный разрез на следующие градации катагенеза: ПК — до 1,9–2 км, МК<sub>1</sub> — до 2,6–2,7 км, МК<sub>2</sub> — до 3,3–3,4 км, МК<sub>3</sub> — до 4 км. Таким образом, суммарная толщина пород доманиковой формации, находящейся в очаге, достигает 2,3–2,5 км (рис. 7). Правомерность расчета подтверждается немногочисленными замерами показателя отражения витринита  $Ro=1,06\div 1,1\%$ , обнаруженного в некоторых скважинах на бортовых участках депрессионной впадины Муханово-Ероховского прогиба на глубине 3,6–3,8 км. Согласно этим данным геотермический палеоградиент составлял  $\sim 5$  °С/100 м, что установлено для палеозойских пород Восточно-Европейской платформы.

Наименее всего преобразованы породы и ОВ в северо-восточной части Актаныш-Чишминского прогиба и Южно-Татарского свода — в этом регионе они находятся в начале катагенетического этапа литогенеза (в основном градация катагенеза ПК — самое начало градации МК<sub>1</sub>, глубина 1,5–2 км,  $T_{max}=406\div 438$ ,  $T_{средняя} = 422$  °С), а генерационный потенциал ОВ и пород еще не истрачен, следовательно, указанное определяет прогнозные ресурсы формации.

Самые высокие значения концентрации ОВ (до 50 масс.%) в семилукско-мендымских отложениях отмечены в осевой зоне Актаныш-Чишминского прогиба. Содержание ОВ в них составляет в среднем 33 масс.%,  $HI=505\div 635$  (среднее 577 мг УВ/г ТОС),  $OI=2\div 8$  мг  $CO_2$ /г ТОС,  $(S_1+S_2)=162\div 299$  (среднее 200 кг УВ/т породы), индекс продуктивности керогена PI ( $S_1/S_1+S_2$ ) очень низкий (0,05). Породы обладают высокой битуминозностью ( $XБ=2,5\div 4,1\%$ ), в составе которой преобладают смолисто-асфальтеновые компоненты (67%); свободных УВ ( $S_1$ ) содержится  $\leq 9$  кг/т породы (или 3% в ОВ). Породы в этой зоне рассматриваются как превосходные нефтематеринские.

В породах бортов прогиба концентрация ОВ снижается с 12 до 2,5% (в среднем) по мере приближения к мелководным фациям карбонатного шельфа, а  $(S_1+S_2)$  — от 21–162 до 5–15 кг УВ/т породы. Содержание битумоидов высокое (0,72–4,2%), но УВ также немного ( $S_1=0,01\div 9$  кг УВ/г породы, или 6% в ОВ). Тип ОВ при этом практически не меняется ( $HI=320\div 630$  мг УВ/г ТОС), что может говорить о схожих биопродуктах, характерных для доманиковой формации. Этот вывод подтверждается и составом УВ.

В алкановых УВ (длина цепи  $C_{13}-C_{35}$ ) максимум приходится на относительно низко- и среднемoleкулярную область  $C_{16}-C_{22}$ , преобладают четные УВ ( $C_{16}-C_{20}$ ), которые доминируют и в более высокомолекулярной области  $C_{24}-C_{30}$ . По соотношению  $Pr/nC_{17}$  (0,11–4,07) и  $Ph/nC_{18}$  (0,67–9,3) большая часть образцов попадает в область морской седиментации и лишь незначительная часть — в область более мелководных условий (рис. 5). Периодически возникало сероводородное заражение фотического слоя, свидетельством чего служат производные каротиноида изорениератена, обнаруженные в некоторых

образцах; в диагенезе восстановительный режим ( $Pr/Ph=0,11\div 0,88$ ) сменялся окислительным ( $Pr/Ph=1,57\div 2,24$ ).

Источником ОВ послужил планктон — кероген относится к I, II типам; незначительное преобладание стерана  $C_{29}$  указывает на возможное участие липидов высшей растительности (рис. 5), однако детритные остатки высшей растительности обнаружены только в некоторых образцах из Муханово-Ероховского прогиба. Среди терпанов доминирует трициклический t23 и гопан  $H_{30}$ , отмечено присутствие моретана, гаммацера, тетрациклана T24,  $H_{29}/H_{30}=0,32\div 0,85$ , в группе гомогопанов преобладает  $H_{35}$  ( $H_{35}/H_{34}=1,19\div 1,52$ ); в незначительном количестве присутствуют диастераны, образование которых происходит на глинистой матрице. Среди ароматических стероидов доминируют моноароматические MA28 (рис. 8). Соотношение серосодержащих ароматических УВ с пристан-фитановым индексом  $DBT/P-Pr/Ph$  указывает на область накопления мелководных карбонатно-глинистых осадков, а отношение  $4-MDBT/P$ , равное  $0,09\div 0,92$ , — на кремнистый состав (рис. 8).

На остальной территории Актаныш-Чишминского и Мухано-Ероховского прогибов карбонатные девонские отложения достигли условий главной зоны нефтеобразования, а в ряде районов — главной зоны газообразования (рис. 7). Это связано с более интенсивными процессами прогресса недр, и, в частности, с погружением пород на большую глубину — палеоглубина могла превышать современную приблизительно на 500 м.

Величины нефтематеринского потенциала ОВ и пород (содержание ОВ,  $HI$ ,  $(S_1+S_2)$ ) — остаточные, а исходные величины близки к таковым в зоне протокатагенеза. Повышенная битуминозность ОВ в протокатагенезе обусловлена как

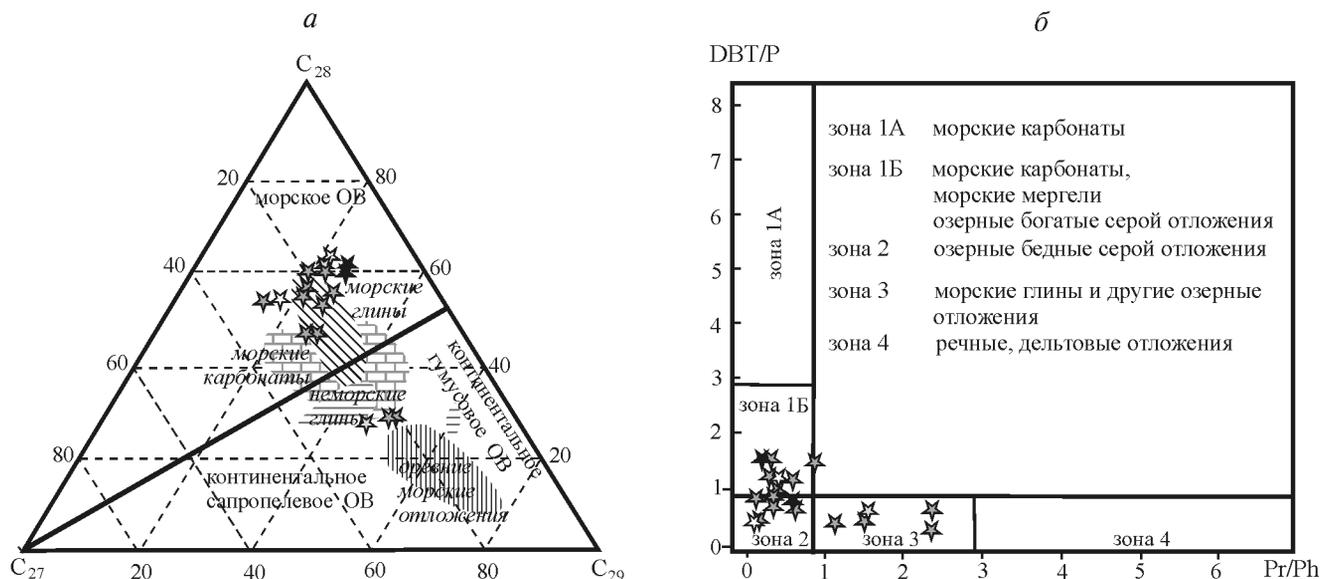


Рис. 8. Палеобстановки накопления отложений доманиковой формации по распределению ароматических УВ и их серосодержащих производных. Условные обозначения см. на рис. 4

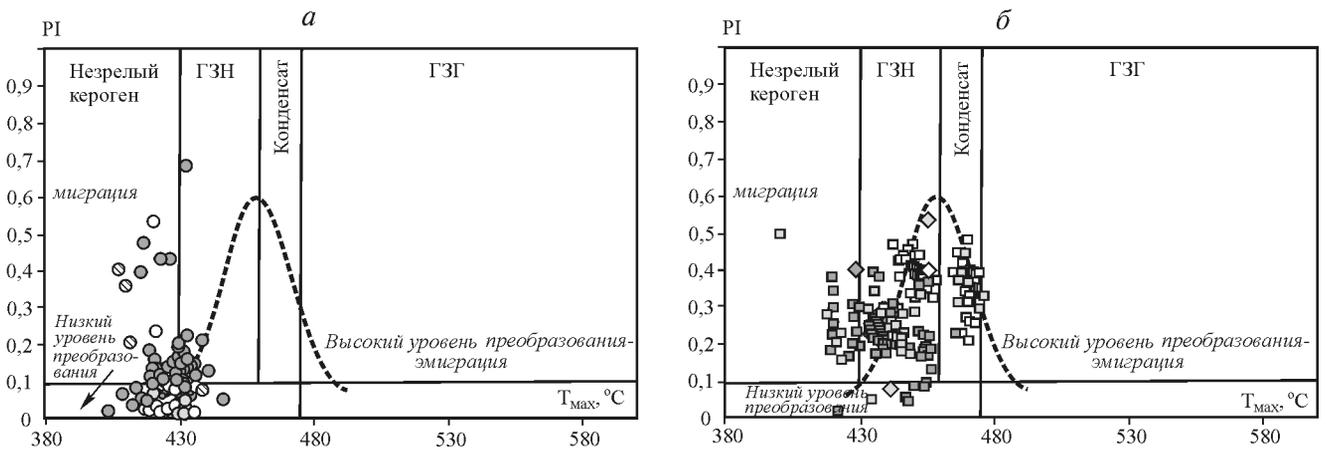


Рис. 9. Связь индекса продуктивности и  $T_{max}$  пиролиза в исследованных породах Актаныш-Чишминского прогиба (а), а также Муханово-Ероховского прогиба и Бузулукской впадины (б). Условные обозначения см. на рис. 4

липидностью ОБ доманиковой формации, так и низкой пористостью пород (общая пористость составляет 2% и менее) — битумоидам (в том числе УВ) некуда уходить, и они накапливаются в породе. Кинетическая модель керогена отвечает II типу, но со смещением энергии активации в область более низких значений с максимумом на 50 ккал/моль. Из этого следует, что образование УВ могло начинаться раньше — еще на этапе протокатагенеза. В процессе катагенеза происходит снижение концентрации ОБ и водородного индекса, что означает реализацию его нефтематеринского потенциала. От протокатагенеза к концу главной фазы нефтеобразования, установленной в Муханово-Ероховском прогибе на глубине ~4 км, значения ТОС и НИ снижаются более чем на 70–80%, причем наиболее интенсивно (на ~30–40% и более от предыдущего этапа) он уменьшается от градации  $МК_1$  к  $МК_2$  (глубина ~2,5–3,5 км, рис. 9), а затем процесс стабилизируется, а параметры уменьшаются постепенно. Этот этап сопоставляется с максимумом проявления главной фазы нефтеобразования и сопровождается массовым появлением зрелых битумоидов (автохтонных и паравтохтонных), типичных для этой зоны. Значения  $\beta^{XB}$  и  $\beta^{SI}$  увеличиваются от 17 до 32–35% и от 5 до 7–10% соответственно для указанных градаций (рис. 9). На этой градации встречаются известняки, карбонатно-кремнистые породы с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, в которых пористость составляет 4–10%, проницаемость 0,1–245 мД; их можно рассматривать как порово-трещинные коллекторы.

К концу процесса катагенеза значения битумоидного и углеводородного коэффициентов снижаются до 7 и 5% соответственно, а битумоид при низкой концентрации в породе представлен двумя разновидностями — в одних породах преобладают смолисто-асфальтеновые компоненты, в других — мальтены.

Общий генерационный потенциал ( $S_1+S_2$ ) пород доманиковой формации снизился от 70 кг

УВ/т породы в протокатагенезе до 5 кг УВ/т породы (средние значения) на завершающих этапах главной фазы нефтеобразования (ГФН); он еще достаточно высок, хотя водородный индекс уменьшился до 80 мг УВ/г ТОС, поэтому породы могут генерировать только газовые УВ.

**Выводы.** 1. Нефтематеринские породы доманиковой формации относятся к высокоуглеродистой толще — остаточное количество  $C_{орг}$  в них составляет 9%, исходное — 12%.

2. Кероген доманиковой формации относится к II типу, источником которого послужил планктонный водорослевый материал. Исходный водородный индекс на начало главной зоны нефтеобразования составлял 630 мг УВ/г ТОС. Участие зоопланктона немного снизило потенциал ОБ ( $НИ=570$  мг УВ/г ТОС), что характерно для доманикового горизонта.

3. В целом условия осадконакопления доманиковых толщ были благоприятны для образования ОБ, которое накапливалось в морском бассейне в восстановительной геохимической обстановке, иногда в условиях сероводородного заражения фотического слоя.

4. Наиболее высоким нефтегенерационным потенциалом ( $(S_1+S_2)$  до 200 кг УВ/т породы,  $C_{орг}$  до 48–50 масс.%) обладают отложения, образовавшиеся в депрессионных частях прогибов Волго-Уральского бассейна. На бортах впадины потенциал доманиковых отложений уменьшается из-за появления в разрезе обломочных, микритовых известняков, органическое вещество которых накапливалось в субвосстановительной и субокислительной обстановках.

5. В пределах изученной территории Волго-Уральского НГБ породы доманиковой формации достигли условий главной зоны нефтеобразования, генерационный потенциал отложений был реализован — средневзвешенные значения  $(S_1+S_2)$  в протокатагенезе составили 70 кг УВ/т породы, а к концу главной зоны нефтеобразования они уменьшились до 5 кг УВ/т породы.

6. Основной максимум нефтеобразования для доманиковой формации приходится на градацию катагенеза МК<sub>2</sub>, в этих же частях разреза фиксируются улучшенные коллекторские свойства

обломочных известняков. Территориально они приурочены к склонам депрессионной впадины, что конкретизирует дальнейшие направления поисковых работ.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

*Вассоевич Н.Б., Корнилова Н.Н., Чернышев В.В.* О содержании углеродистого органического вещества в континентальном секторе осадочной оболочки Земли // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 1973. № 1. С. 8–23.

*Высоцкий В.И.* Перспективы освоения ресурсов сланцевого газа // Приложение к журналу «ТЭК. Стратегия развития». 2010. Апрель, № 2 (02). С. 11–17.

*Вышемирский В.С., Конторович А.Э.* Циклический характер нефте- и газообразования в истории Земли // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Мат-лы. науч. совещ. 12–14 октября 1999 г. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999. С. 6–9.

*Зайдельсон М.И., Суруков Е.Я., Казьмин Л.Л.* и др. Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманиковой формации // Геология нефти и газа. 1990. № 6. 78 с.

*Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В.* и др. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76–88.

*Макаренко Ф.А., Поляк Б.Г., Смирнов Я.Б.* и др. Тепловой режим недр СССР. М.: Наука, 1970. 224 с.

*Мкртчян О.М.* Палеоструктурный анализ ранних этапов формирования палеозойского чехла Волго-Уральской области // Геоструктурный анализ Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Наука, 1977. С. 30–46.

*Неручев С.Г.* Уран и жизнь в истории Земли. СПб.: ВНИГРИ, 2007. 328 с.

Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л.: Недра, 1986. 247 с.

*Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю.* Понятийная база и первоочередные объекты нетрадиционного углеводородного сырья: Мат-лы Всеросс. конф. с международным участием 12–14 ноября 2013. М.: ГЕОС, 2013. 314 с.

*Юсупова И.Ф., Абукова Л.А., Абрамова О.П.* Потери концентрированного органического вещества пород при их погружении как фактор геодинамической дестабилизации // Докл. РАН. 2007. Т. 414, № 1. С. 74–77.

Поступила в редакцию  
23.05.2015