

А.В. Ступакова, Н.П. Фадеева, Г.А. Калмыков, А.Х. Богомолов,
Т.А. Кириухина, Н.И. Коробова, Т.А. Шарданова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин,
Е.Н. Полудеткина, Е.В. Козлова, Д.В. Митронов, Ф.В. Коркоц
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна

Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, способная как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Доманиковые отложения формировались в относительно глубоководном бассейне, в процессе заполнения которого осадочным материалом возникало разнообразие обстановок осадконакопления, от относительно глубоководно-морских до мелководно-морских. Особенность условий образования высокоуглеродистых формаций заключается в повышенном содержании органического вещества, карбонатного материала и свободного кремнезема, источником которого могли служить гидротермы или вулканогенные продукты, создавая особый газовый режим атмосферы Земли в позднедевонское время. Оценка генерационного потенциала доманиковой формации показала, что кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы, обогащенные морским водорослевым органическим веществом, обладают высоким генерационным потенциалом. Наибольшими перспективами нефтеносности обладают прогибы, сформировавшиеся на месте авлакогенов и их склоны, где практически в течение всего позднедевонско-турнейского времени формировались отложения, богатые органическим веществом. Высокими перспективами обладают разрезы склонов поднятий или бортов рифовых тел. Такие разрезы распространены на бортах впадин некомпенсированного погружения и нижних частях склонов, прилегающих к ним поднятий. В доманикоидных отложениях, где в разрезе преобладает карбонатный материал, высокоуглеродистые интервалы разреза развивались вдоль биогермных построек.

Ключевые слова: Доманиковые отложения, высокоуглеродистая формация, условия формирования, генерационный потенциал, Волго-Уральский бассейн.

Возможность прироста запасов углеводородов из доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейна становится очевидной и подтверждается промышленными притоками нефти из тех горизонтов, которые ранее не относились к продуктивным. Считалось, что доманиковые отложения являются лишь доказанной высокопродуктивной нефтематеринской толщей, которая сгенерировала углеводороды для большинства залежей в вышележащих карбонатных постройках Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов. Вместе с тем, доманиковый горизонт сам содержит значительное количество углеводородов, еще не эмигрированных. Это дает право рассматривать доманиковую толщу как единую неструктурную залежь углеводородов, из которой часть углеводородов ушла и мигрировала в структурные ловушки, а большая часть осталась и представляет собой недоразведанные ресурсы углеводородов.

Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, способная как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Под *высокоуглеродистой формацией* (ВУФ) понимается природная совокупность тонкослоистых горных пород со сходными условиями образования, благоприятными для накопления органического вещества и его преобразования в углеводороды с последующей возможной миграцией в пустотное пространство этих пород (Рис. 1).

Понимание геологического строения осадочного

бассейна, в котором формируется высокоуглеродистая формация – основа прогнозирования ее нефтегазоносного потенциала и качества углеводородов. Доманиковая высокоуглеродистая формация сформировалась в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Продуктивность ее в первую очередь контролируется условиями ее формирования и зависит от структуры и истории развития осадочного бассейна.

Волго-Уральский осадочный бассейн относится к числу хорошо изученных. Представления о строении данного

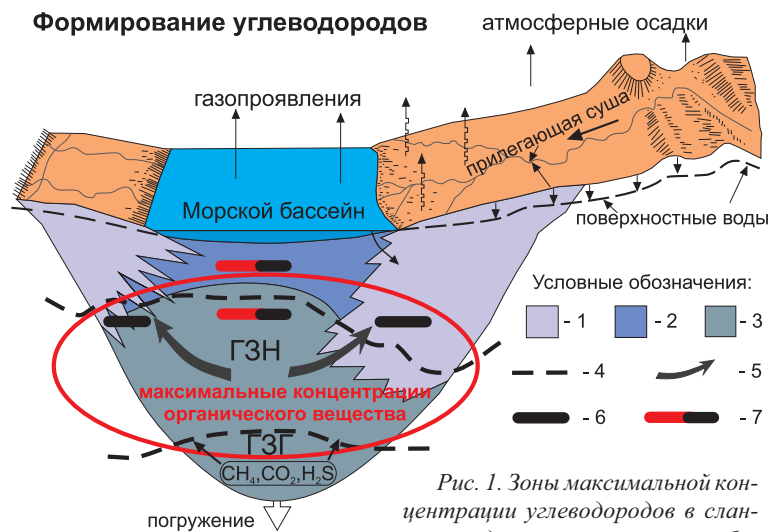


Рис. 1. Зоны максимальной концентрации углеводородов в сланцевых породах расположены в наиболее прогнутой части бассейна. Области аккумуляции УВ: 1 – за счет латеральной миграции, 2 – за счет вертикальной миграции, 3 – очаг нефтегазообразования, 4 – границы ГЗН и ГЗГ, 5 – миграция флюидов, 6 – нефтяные скопления, 7 – нефтегазовые скопления.

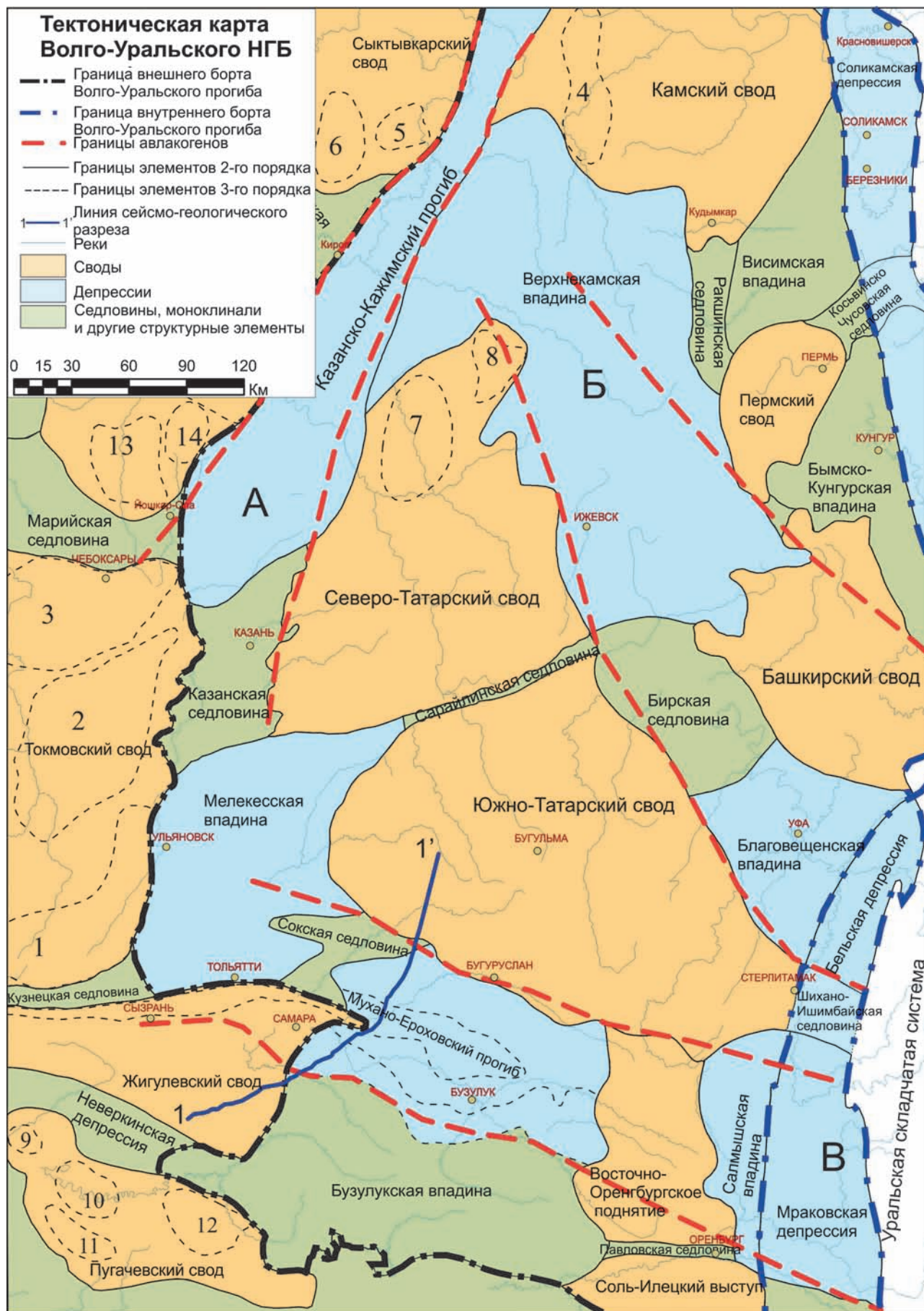


Рис. 2. Положение авлакогенов Волго-Уральского бассейна по данным ФГУП «НВНИИГТ» и ОАО «ИГИРГИ» с дополнениями МГУ им. Ломоносова.

региона изложено детально в работах ОАО ИГИРГИ под редакцией Е.Б. Груниса (Грунис и др., 2014), в работах ФГУП НВНИИГГ под редакцией Е.В. Постновой, Писаренко Ю.А. (Писаренко, 2000; Постнова, 2008; Постнова, Жидовинов, 2008). Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн сформирован на окраине Восточно-Европейской платформы в зоне ее сочленения с Уральской складчатой областью.

Бассейн ограничен Уральской складчатой системой с востока, Прикаспийской впадиной с юга, Тиманским кряжем с севера и системой антиклинальных поднятий Восточно-Европейской платформы с запада. Антиклинальные сводовые поднятия, ограничивающие внешний борт Волго-Уральского краевого прогиба с запада, разделены седловинами и протягиваются единой полосой с севера на юг, включая Сыктывкарский, Котельнический, Токмовский, Жигулевский и Пугачевский своды. Внутренний борт Волго-Уральского краевого прогиба состоит из системы линейно вытянутых с севера на юг впадин, таких как Соликамская, Южно-Сылвенская, Бельская, Мраковская депрессии. Депрессии разделены седловинами, сформированными на месте наложения внутреннего краевого прогиба на положительные структуры фундамента (Рис. 2).

При анализе углеводородного потенциала доманиковой высокоуглеродистой формации особое внимание уделялось тектоническим элементам, испытавшим длительное и устойчивое погружение на протяжении истории геологического развития бассейна осадконакопления. К таким областям относятся в первую очередь авлакогены – крупные линейные прогибы, разделенные кристаллическими массивами. В пределах авлакогенов отмечается повышенный тепловой режим и активное осадконакопление. На месте древних авлакогенов заложились крупные впадины, которые в периоды максимального затопления бассейна морем оставались некомпенсированными осадка-

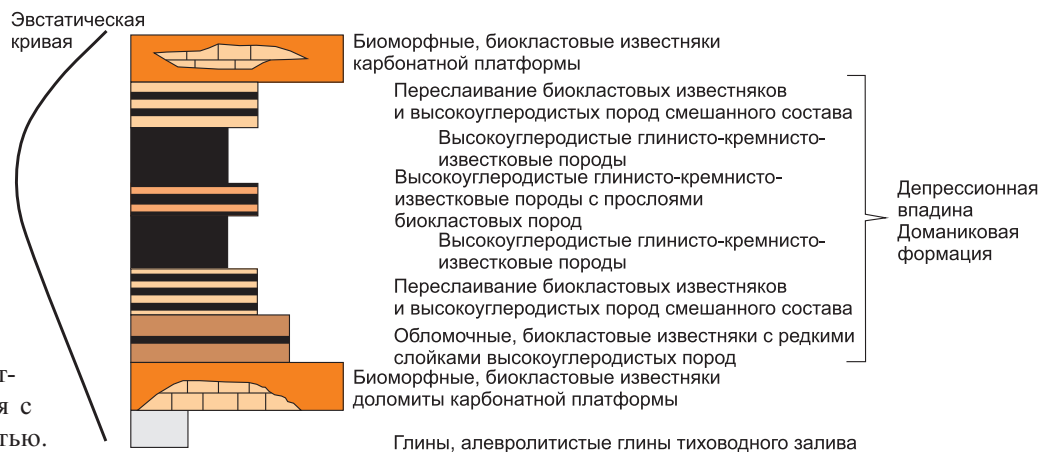


Рис. 4. Слоистое строение доманиковой высокоуглеродистой формации.

ми. Во впадинах накапливалось максимальное количество органики и формировались потенциальные нефтематеринские толщи. Впоследствии из этих отложений происходила миграция углеводородов в верхние горизонты осадочного чехла, заполняя ловушки для нефти и газа. Большая часть углеводородов сохранилась в потенциальной нефтематеринской толще, не имея прямого выхода в резервуар и формируя высокоуглеродистую толщу, заполняя ее пустоты или оставаясь в матрице породы. Эти положения легли в основу поисковых критериев углеводородов в нефтематеринской доманиковой толще (Рис. 1).

В Волго-Уральском бассейне наиболее благоприятные условия для формирования доманиковой толщи были в пределах Казанско-Кажимского, Камско-Бельского, Мухано-Ероховского, Рязано-Саратовского авлакогенов. Авлакогены сформировались по крупным глубинным разломам, которые разделили некогда единый кристаллический массив на отдельные сводовые поднятия, такие как Татарский, Токмаковский, Башкирский, Жигулевский, Пугачевский, Камский, Сыктывкарский и Пермский своды, Соль-Илецкий выступ (Рис. 2). Сводовые поднятия раздроблены многочисленными разрывными нарушениями, формируя отдельные узкие грабены, часто субпараллельные линейным зонам авлакогенов (Серноводско-Абдулинский

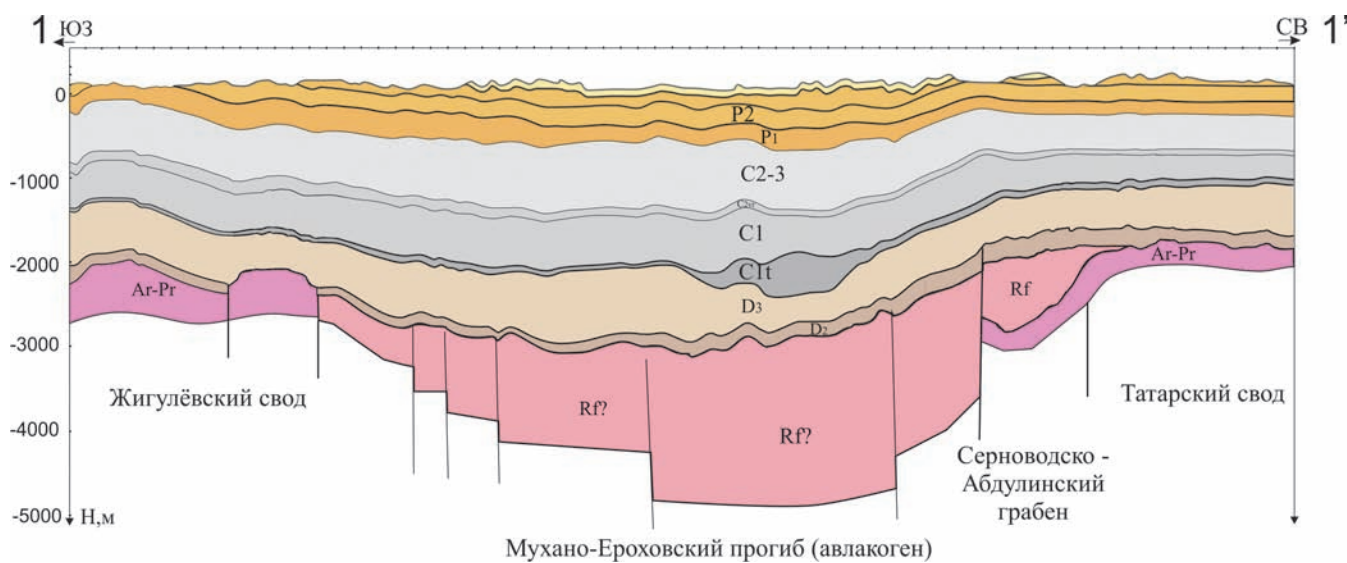


Рис. 3. Принципиальный геологический разрез по линии 1-1' вкост Мухано-Ероховского прогиба. По материалам ФГУП «НВНИИГГ».



Рис. 5. Обстановки осадконакопления в среднефранское время.

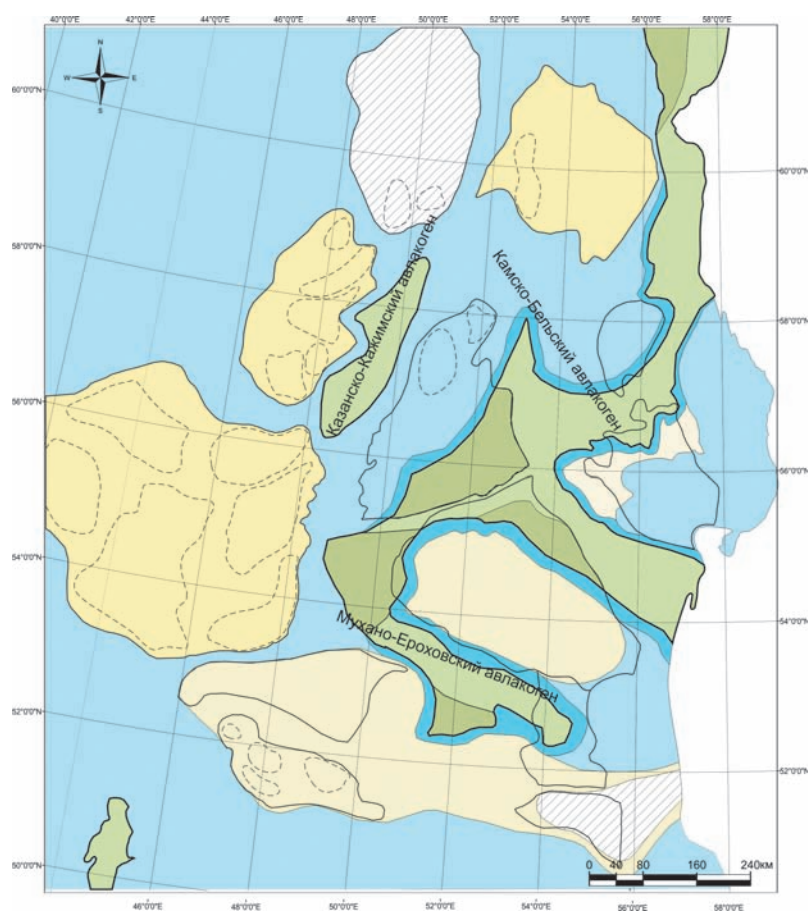


Рис. 6. Обстановки осадконакопления в верхнефранское время. Условные обозначения см. рис. 5.

грабен). Грабены уступают авлакогенам и в протяженности и в мощности осадочного чехла и развиты лишь в пределах отдельных сводовых поднятий. Большую часть геологической истории сводовые поднятия оставались относительно приподнятыми, и осадконакопление на них происходило во время максимального затопления региона морским бассейном. Мощность осадочного чехла на сводах сокращена от 3-4 до 1,5-0,8 км, в то время как в пределах авлакогенов накапливались большие мощности отложений, достигающие 7-10, иногда 14 км (Рис. 3).

В истории развития Волго-Уральского бассейна хорошо выделяются три стадии: рифтовая (авлакогеновая), синеклиная и инверсионная. На авлакогеновой стадии развития, в рифее и раннем палеозое, Волго-Уральский бассейн представлял собой единое целое с Восточно-Европейской платформой, где на древнем фундаменте закладывались широкие и протяженные зоны авлакогенов и мелкие грабены, осложняющие древние выступы фундамента. Синеклиная стадия началась в позднедевонское время, когда весь бассейн испытал погружение. С позднего девона по турнейский век раннекаменноугольного времени в эпицентре погружения формировались карбонатно-кремнистые депрессионные отложения, обрамленные полосой барьерных рифов и карбонатными отложениями мелководного шельфа. Инверсионные движения бассейн испытал с ранневизейского времени, когда на месте авлакогенов сформировались линейные инверсионные поднятия – валы и разделяющие их впадины. В раннепермское – триасовое время на эти структуры были наложены впадины передового прогиба Уральской складчатости.

Условия формирования высокоуглеродистых сланцевых формаций. Высокоуглеродистые формации накапливались в условиях нескольких пиков морской трансгрессии в истории развития Земли, в относительно глубоководных условиях (100-300 м глубина моря) с режимом иловых впадин. Наиболее быстрая и максимальная трансгрессия морского бассейна началась в тиманско-саргаевское время и пик ее достиг в семилукское время. В это время формировались отложения с темной окраской, со значительным количеством

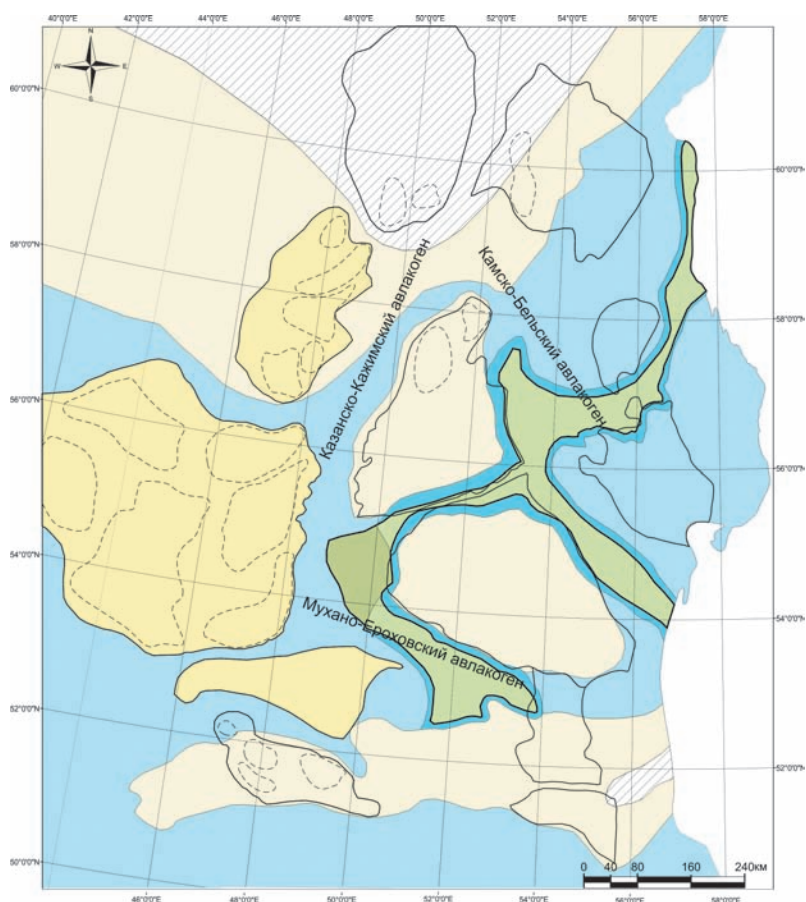


Рис. 7. Обстановки осадконакопления в фаменское время.
Условные обозначения см. рис. 5.

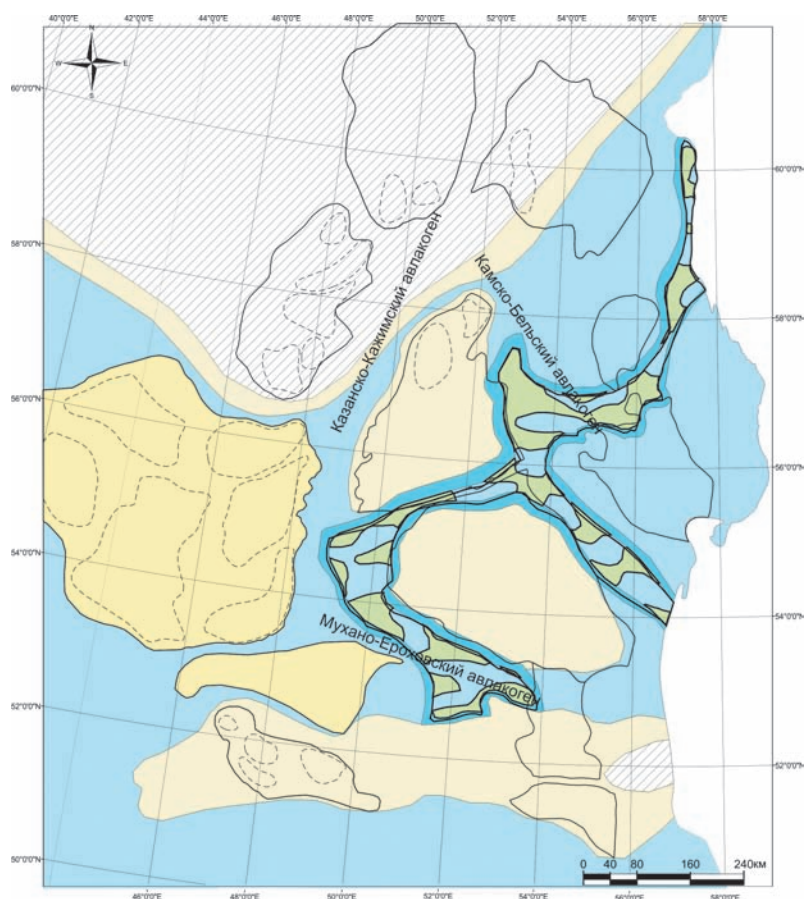


Рис. 8. Обстановки осадконакопления в турнейское время.
Условные обозначения см. рис. 5.

органики, сильной пиритизацией, кремнием и своеобразным комплексом морской фауны, местами породообразующей (Рис. 4). Толщина интервала с максимально высоким содержанием органического вещества обычно не превышает 20-40 м, лишь в единичных случаях возрастая до 60-80 м.

Особенность условий образования высокоуглеродистых формаций заключается в повышенном содержании карбонатного материала и свободного кремнезема, источником которого могли служить гидротермы или вулканогенные продукты, создавая особый газовый режим атмосферы Земли в позднедевонское время. Накопление осадков протекало в условиях нормального газового режима. Отсутствие сероводородного заражения придонных вод обосновывается широким распространением остатков сидячего бентоса (пелициподы, замковые брахиоподы) и нектоннобентических головоногих (гониятитов), чувствительных к недостатку кислорода. Геохимическая среда осадконакопления представляла собой восстановительные обстановки. В результате сформировались карбонатно-кремнистые отложения с содержанием $\text{Corg} > 5\%$ (Кирюхина и др., 2013).

На последующем этапе в процессе заполнения относительно глубоководного бассейна осадочным материалом, возникало разнообразие обстановок осадконакопления, от относительно глубоководно-морских до прибрежных с полосой барьерных рифов и карбонатным шельфом. В это время высокоуглеродистые формации могли накапливаться в нескольких фациальных зонах, среди которых следует различать относительно глубоководные депрессионные впадины, условия открытого и мелководно-морского шельфа (Рис. 5-8).

Разрезы относительно глубоководных депрессионных впадин, некомпенсированных осадконакоплением. Эти отложения аналогичны тем, которые накапливались на пике трансгрессии морского бассейна и область их распространения ограничена той частью впадины, в которой еще не началось активное осадконакопление.

Отложения депрессионной впадины представлены тонким переслаиванием кремнисто-карбонатных пород, где выделяются темноватые ритмы кремнисто-карбонатного или карбонатно-кремнистого состава с высоким содержанием сапропелевого ОВ; первые доминируют в доманиковом горизонте, вторые – в фаменской части разреза. Содержание глинистых пород незначительно и редко превышают 8%, в среднем составляя не более 5% (Рис. 9).

Разрезы склонов поднятий или бортов «рифовых» тел. Такие разрезы распространены на бортах впадин некомпенсированного погружения и нижних частях склонов, прилегающих к ним поднятий. В доманикоидных отложениях, где в разрезе преобладает карбонатный материал, высоко-

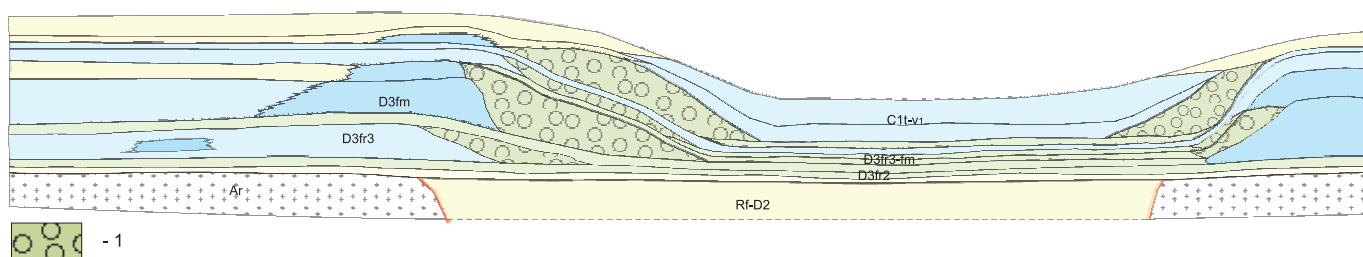


Рис. 9. Модель формирования доманиковой высокоуглеродистой формации в девонско-раннекаменноугольное время. 1 – склоновые отложения. Остальные условные обозначения см. рис. 5.

углеродистые интервалы разреза развивались вдоль биогермных построек (Рис. 10). Разрезы склонового типа распространены вблизи вершин Татарского свода, Жигулевского и Пугачевского сводов. Для этих разрезов характерно уменьшение битуминозности и окремнения. Они сложены карбонатно-кремнистыми породами с прослоями известняков глинистых и органогеннообломочных, а также доломитов. Полная толщина таких разрезов может достигать 50-70 и более м. В склоновых фациях разрез нарушается внедрениями биокластовых, микритовых известняков, образовавшихся в результате оползневых, гравитационных процессов; в депрессионной части их количество резко снижается и они в виде тончайших прослоев микритовых известняков расслаивают основную массу породы.

Разрезы впадин и прогибов с компенсированным осадконакоплением и мелководно-морскими обстановками. В этих условиях сокращается содержание органического вещества, но слоистый характер толщи свидетельствует о преобладании тонкого материала в бассейне осадконакопления. Для этого типа разреза характерна максимальная толщина пачек – до 150, изредка более метров.

Генерационный потенциал доманиковых отложений. Особенность высокоуглеродистой формации, богатой как органикой, так и нефтью и газом, заключается в том, что эта формация сама является нефтегазопроизводящей и главной ее характеристикой является *генерационный (синоним генетический) потенциал*, т.е. то количество углеводородов, которая может генерировать данная порода в процессе всего катагенеза. Генерационный по-

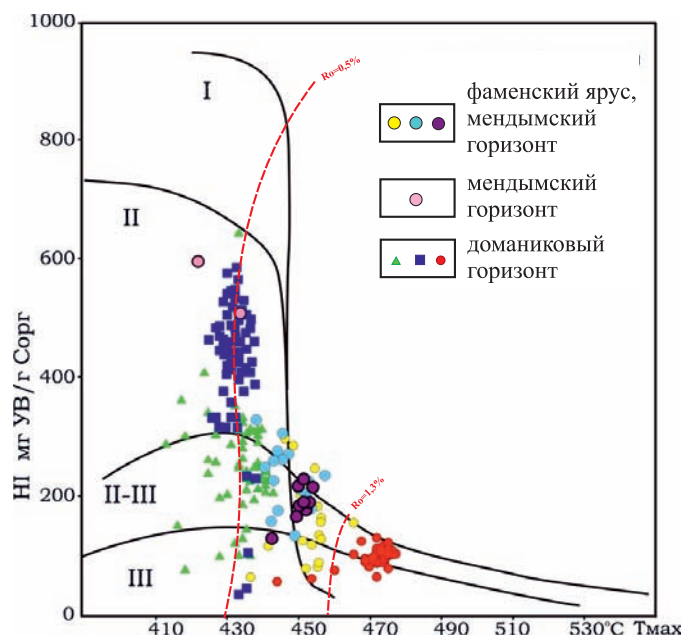


Рис. 11. Диаграмма типов ОВ по данным пиролиза (приведены остаточные значения HI).

тенциал зависит от типа ОВ (керогена), его содержания в породе, мощности и площади распространения нефтематеринских пород в бассейне. Поскольку нефть – образование полистадийное, то важным фактором реализации генерационного потенциала является уровень катагенетической преобразованности. В раннем катагенезе (протокатагенез) образуются в основном газовые УВ, на этапе среднего (мезо-) катагенеза – основная масса жидких УВ, входящих в нефть, в позднем (апо-) катагенезе – преимущественно газовые УВ; им соответствуют понятия потенциально нефтематеринские, нефтепроизводящие и нефтепроизводившие породы.

Содержание органического вещества в породах, относимых к доманиковой высокоуглеродистой формации, меняется в широких пределах от 0,5 до 48% вес. Около 60% от толщины разреза нефтематеринских пород содержат доманикитные концентрации ($S_{org} > 5\%$), остальные представлены доманикоидами ($S_{org} < 5\%$ вес.). Максимальные концентрации S_{org} (8,2% – остаточные, 12,5% – исходные) характерны для черных кремнисто-карбонатных пород Камско-Бельской впади-

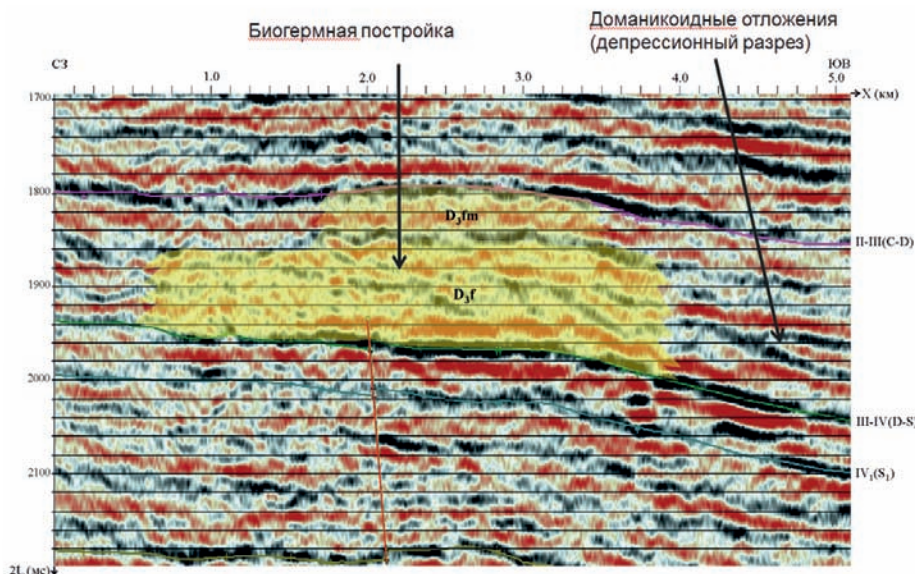


Рис. 10. Пример развития доманикоидных отложений на борту рифового тела.

ны и Муханово-Ероховского прогиба, накопившиеся в условиях депрессионной части впадины (средневзвешенные значения). Породы с меньшими доминиконидными концентрациями ($\text{Сорг } 1,4\%$ – остаточные, $2,6\%$ – исходные) встречаются в разрезах склонов депрессионной впадины и внутрибассейновых поднятий. Значения водородного индекса, характеризующего химическую структуру ОВ, оказываются близкими в собственно депрессионных и склоновых разрезах: $\text{HI} = 300$ и 240 мг УВ/г ТОС (остаточные) и 570 и 590 мг УВ/г ТОС (исходные), соответственно. Близкие значения HI говорят о едином генетическом типе ОВ, свойственного доминиконидной формации, – в основном преобладает кероген типа II (Рис. 11).

Этот вывод хорошо согласуется с составом алкановых и циклических углеводородов, причем как в доминиконидном горизонте, так и в вышележащих мендым-фаменских отложениях он практически одинаков. Среди алкановых УВ максимум приходится на относительно низкомолекулярную область C_{16} - C_{22} , что типично для ОВ, образованного морскими планктонными водорослями. Участие липидов наземного органического материала проявляется в незначительном преобладании стерана C_{29} . Морские относительно неглубоководные условия формирования ОВ подтверждаются положением образцов на диаграммах соотношений изо- и н-алканов и распределения стеранов (Рис. 12).

Благоприятный тип керогена и обогащенность ОВ пород доминиконидной формации Волго-Уральского бассейна обусловили высокий генерационный потенциал ее большей части – средневзвешенные остаточные значения S_2 меняются от 5 до 43 кг УВ/т породы при диапазоне 0,2-181 кг УВ/т породы в зависимости от концентрации и катагенеза отложений; исходные средневзвешенные значения S_2 могли составлять не менее 5-165 кг УВ/т породы (Рис. 13).

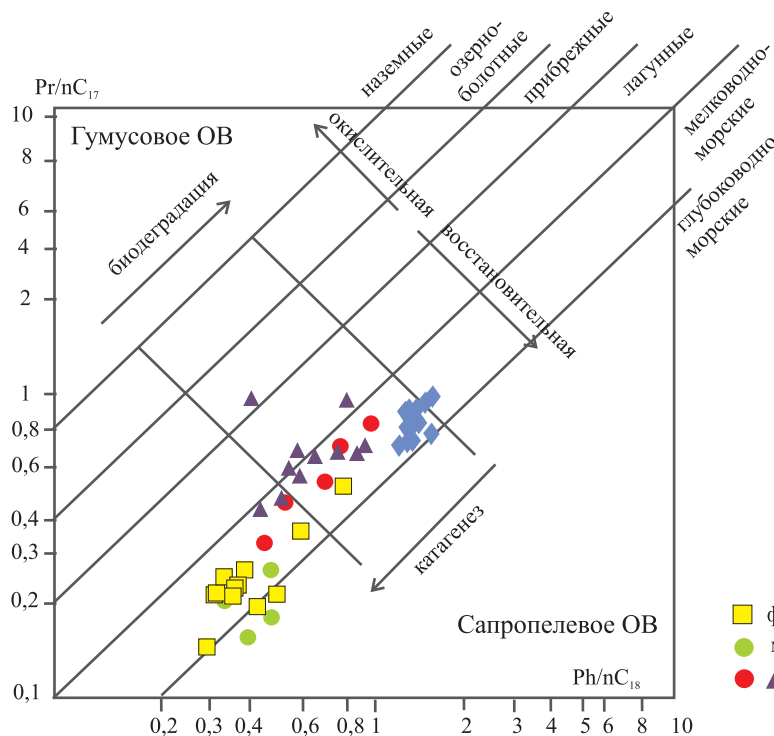


Рис. 12. Палеобстановки накопления ОВ доминиконидной формации по соотношению изопреноидных и н-алканов (слева) и стерановых УВ (справа).

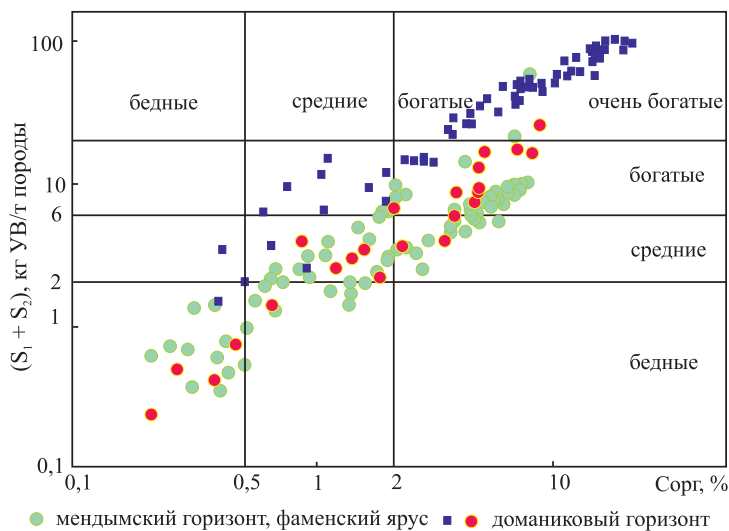
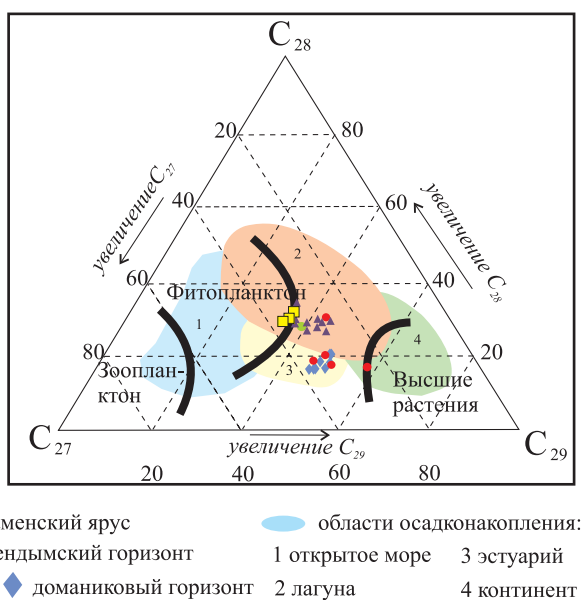


Рис. 13. Генерационный потенциал пород доминиконидной формации (приведены остаточные значения $\text{S}_1 + \text{S}_2$).

Изучение кинетики малообразованного образца показало, что диапазон энергий активации отвечает керогену типа II, но со смещением максимума в более низкую область (50 ккал/моль). Из этого следует, что кероген доминиконидной формации может генерировать УВ на более ранних стадиях и быть источником «доглавнофазовских нефтей». Уже на градации ПК-МК_1 в кремнисто-карбонатных породах содержится 0,7-7% автохтонного хлороформенного битумоида, содержание свободных УВ (S_1) в среднем составляет 6 кг на 1 т породы; оно регулируется концентрацией Сорг . В этих условиях наряду с генерацией битумоидов протекает и их эмиграция. Эмиграционные битумоиды характеризуются повышенными значениями битумоидного коэффициента ($\beta^{\text{XB}} = 20-50\%$), в составе которого преобладают тяжелые смолисто-асфальтеновые компоненты (Рис. 8). В наиболее восстановленных битумоидных породах содержится 0,7-7% автохтонного хлороформенного битумоида, содержание свободных УВ (S_1) в среднем составляет 6 кг на 1 т породы; оно регулируется концентрацией Сорг . В этих условиях наряду с генерацией битумоидов протекает и их эмиграция. Эмиграционные битумоиды характеризуются повышенными значениями битумоидного коэффициента ($\beta^{\text{XB}} = 20-50\%$), в составе которого преобладают тяжелые смолисто-асфальтеновые компоненты (Рис. 8). В наиболее восстановленных битумоидных породах содержится 0,7-7% автохтонного хлороформенного битумоида, содержание свободных УВ (S_1) в среднем составляет 6 кг на 1 т породы; оно регулируется концентрацией Сорг .



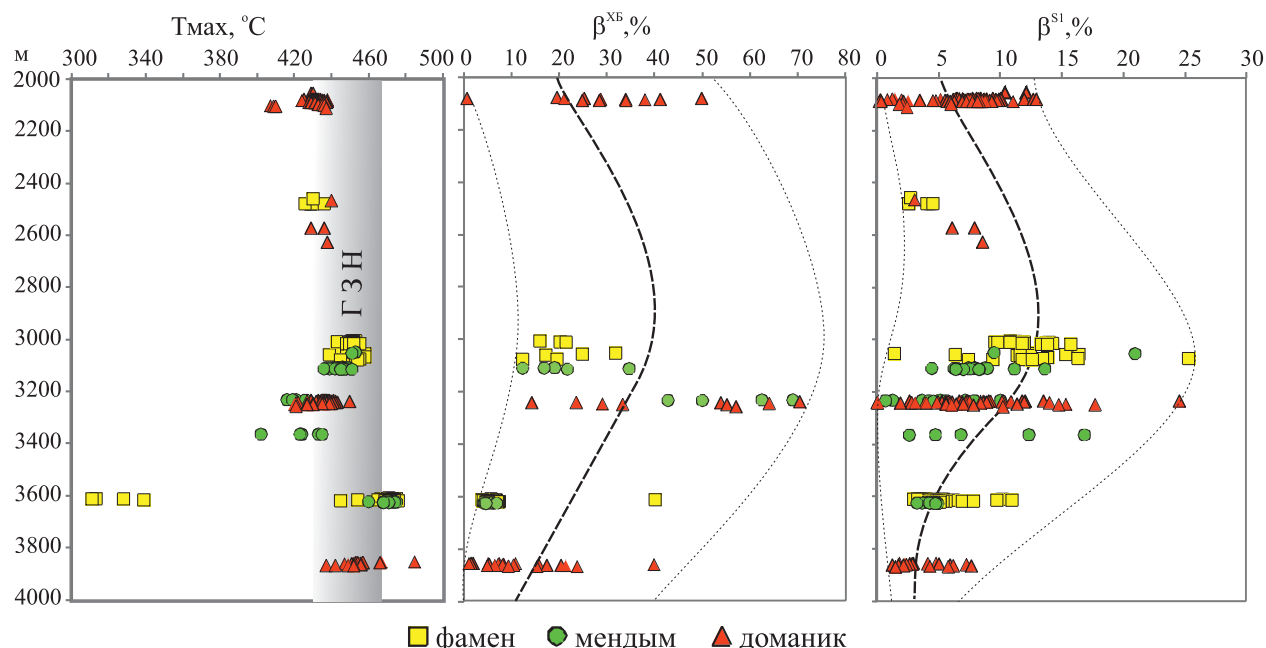


Рис. 14. Изменение битумоидного и углеводородного коэффициентов в катагенезе.

модах мальтеновая фракция, содержащая УВ, достигает 50 и более %, на УВ в ОВ (β^{SI}) приходится в среднем 7% при диапазоне 0,2-13%, максимальные значения β^{SI} отвечают паравоختонным разностям (Рис. 14).

С увеличением катагенеза возрастают значения битумоидного и углеводородного коэффициентов и на градации МК₂ (глубина 3-3,4 км) они достигают максимума как по диапазону, так и по средним: $\beta^{XB}=35\%$, $\beta^{SI}=10\%$, снижаясь до 9,3% и 4,5% (соответственно) в конце нефтяного окна (градации МК₃-МК₄, глубина 3,6-4 км) (Рис. 15). В уг-

леводородном составе в процессе катагенеза снижается количество изопреноидных и стерановых УВ, возрастают отношения гопановых УВ Ts/Tm от 0,2 на градации МК₁ до 0,6 и 3 на МК₂ и МК₃₋₄ и ароматических УВ 4-MDBT/1-MDBT от 1,7 до 3 и 7-8 и более, соответственно для указанных градаций.

Оценка генерационного потенциала доманиковой формации показала, что кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы обогащены морским водорослевым ОВ и обладают высоким общим генерационным по-

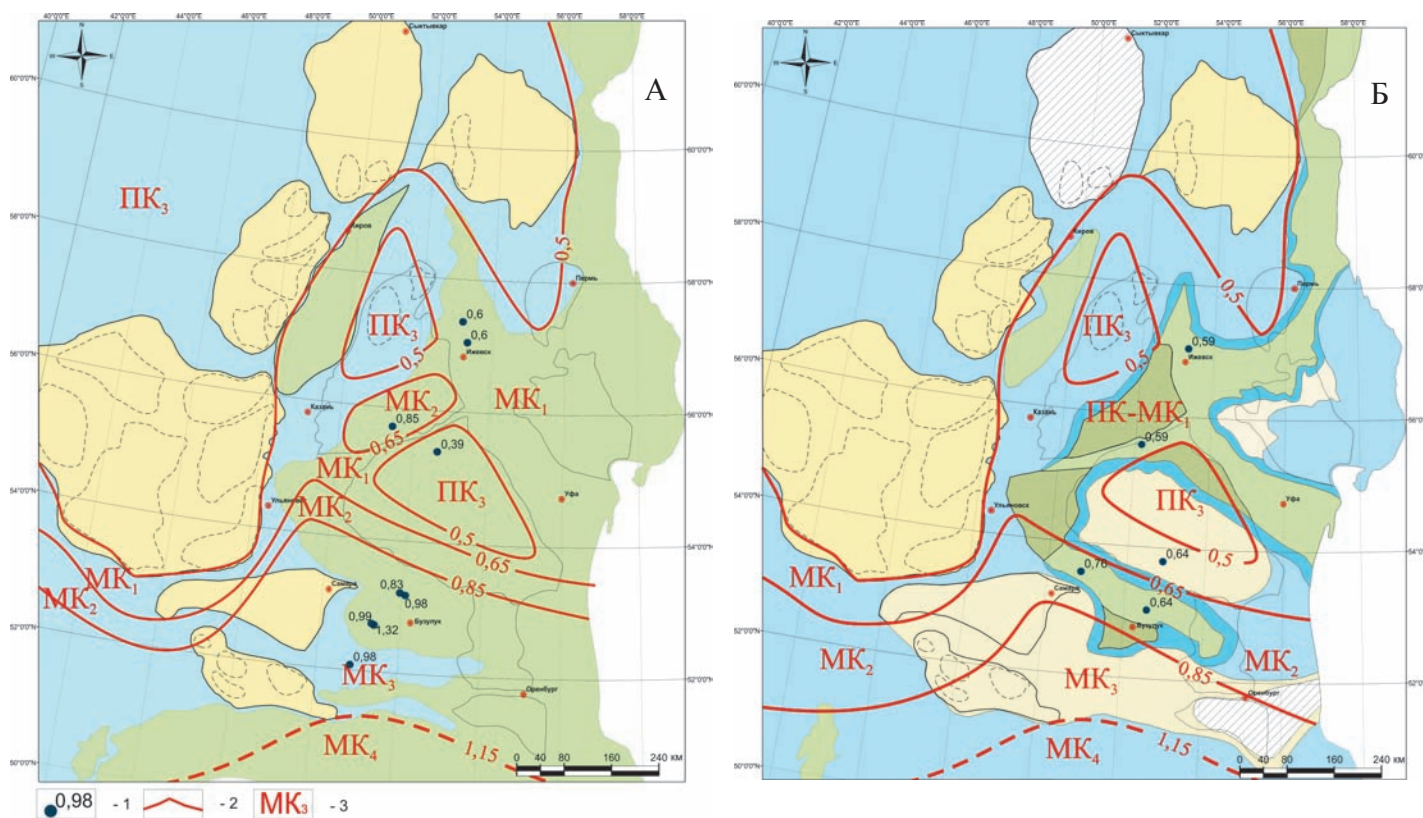


Рис. 15. Распределение зрелости органического вещества в верхнедевонских отложениях. А – среднефранского времени, Б – верхнефранского времен. 1 – замеренные значения витринита, 2 – граница стадии катагенеза, 3 – стадия катагенеза.

тенциалом – в начале катагенеза (S_1+S_2) в среднем составляет 48 кг УВ/т породы. Породы в пределах изученной части Волго-Уральского бассейна в полном объеме достигли условия главной зоны нефтеобразования, толщина очага составляет не менее 2,5 км. В процессе катагенеза происходит генерация и эмиграция битумоидов и УВ, что фиксируется появлением миграционных битумоидов и УВ. Сходство состава автохтонных и миграционных УВ позволяет рассматривать последние как паравтохтонные, т.е. сингенетичные УВ мигрирующие внутри нефтематеринского пласта. В конце главной зоны нефтеобразования-начале главной зоны газообразования общий генерационный потенциал пород еще высокий (S_1+S_2)=6 кг УВ/т породы, $HI=113$ мг УВ/г породы и они могут быть источником газовых УВ.

В начале нефтяного окна миграционные битумоиды насыщают отдельные поры, каверны или трещины в породе, но в целом пористость низкая ($K_{пор}$ меньше 2%). Максимальное количество паравтохтонных битумоидов и УВ наблюдается на градации катагенеза MK_2 и глубже. Здесь же отмечаются прослои известняков и радиоляритов с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами ($K_{пор}$ 4-10%, проницаемость 0,1-245 мД), их можно рассматривать как порово-трещинные коллектора; они приурочены к породам склоновых фаций.

Таким образом, высокоуглеродистая доманиковая формация верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста представлена глинисто-кремнисто-карбонатными отложениями до чистых карбонатных и кремнистых с переходными разностями. Формирование отложений происходило в спокойном морском бассейне, где преобладали условия депрессионных впадин, склонов карбонатных массивов и условия мелководного шельфа, благоприятные для роста биогермных построек. Породы сильно обогащены органическим веществом, содержание которого превышает 5 и более процентов. Наиболее обогащенные органическим веществом отложения семилукского и речичского горизонтов формировались в депрессионной впадине, образование которой началось в саргаевское время и достигло максимальных размеров в семилукское время. На последующих этапах позднедевонского времени депрессионные отложения сохранялись лишь в прогибах Камско-Кинельской системы, сформированных на месте древних авлакогенов

Наибольшими перспективами нефтеносности обладают прогибы, сформировавшиеся на месте авлакогенов и их склоны, где практически в течение всего позднедевонско-турнейского времени формировались высокоуглеродистые формации общей мощностью до 300 и более метров. Максимально благоприятные условия для генерации углеводородов складывались в центральной части Мухано-Ероховского прогиба и Бузулукской впадины. Мощность высокоуглеродистой нефтепроизводящей толщи зависит от длительности погружения бассейна в позднедевонско-турнейское время. В одних зонах высокоуглеродистая толща формировалась только в средне-позднефранское время (сводовые поднятия, такие как Татарский битуминозные глинистые прослои в разрезе свод, Башкирский свод, Жигулевский свод, Пугачевский свод, Оренбургское поднятие) и там мощность нефтематеринской толщи со-

ставляет 40-50 метров. В остальное время существовали условия карбонатной платформы на мелководно-морском шельфе, где нефтематеринские отложения отсутствуют. В других тектонических условиях, таких как наложенные на древние рифтовые структуры впадины и прогибы, условия, благоприятные для накопления высокоуглеродистой формации сохранялись в течение всего позднедевонско-турнейского времени. В этих структурах мощность высокоуглеродистой формации достигает 300 и более метров. При этом мощность нефтепроизводящей толщи может составлять 60-100 метров. На склонах поднятий и рифовых массивов мощность высокоуглеродистой толщи может достигать 100 и более метров, при мощности нефтепроизводящей толщи около 30 м.

Литература

- Грунис Е.Б., Барков С.Л., Мишина И.Е. Проблемы и инновационные пути расширения ресурсной базы углеводородов за счет нетрадиционных источников российской Федерации. *Георесурсы*. № 4(59). 2014. С. 28-34.
- Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. *Геология нефти и газа*. № 3. 2013. С. 76-87.
- Писаренко Ю.А. О соотношении тектонических элементов Прикаспийской впадины и соседних регионов Восточно-Европейской платформы. *Недра Поволжья и Прикаспия*. Вып. 24. 2000. С. 38-43.
- Постнова Е.В. Перспективы дальнейшего освоения запасов нефти Волго-Уральской провинции. *Недра Поволжья и Прикаспия*. Вып. 55. 2008. С. 24-33.
- Постнова Е.В., Жидовинов С.Н. Современные тенденции развития ресурсной базы углеводородного сырья и пути повышения результативности геолого-разведочных работ в Урало-Поволжском регионе. *Геология нефти и газа*. № 5. 2008. С. 2-10.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-55-76

Наталья Петровна Фадеева – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Георгий Александрович Калмыков – кандидат технических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Александр Христофорович Богомолов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тамара Алексеевна Кирюхина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-37-66

Наталья Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-30-22

Татьяна Анатольевна Шарданова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры литологии и морской геологии

Анна Анатольевна Сулова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Роман Сергеевич Сауткин – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Елена Николаевна Полудеткина – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Елена Владимировна Козлова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Дмитрий Валентинович Митронов – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Филипп Владимирович Коркоц – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет
119234, Москва, ул. Ленинские горы, д.1

Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin

A.V. Stoupakova, N.P. Fadeeva, G.A. Kalmykov, A.Kh. Bogomolov, T.A. Kiryukhina, N.I. Korobova, T.A. Shardanova, A.A. Suslova, R.S. Sautkin, E.N. Poludetkina, E.V. Kozlova, D.V. Mitronov, F.V. Korkots

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: ansto@geol.msu.ru

Abstract. Domanic deposits of the Volga-Ural basin are high carbon thin formations capable to both produce hydrocarbons by own source rocks and concentrate them in certain strata and areas that act as a reservoir. Various sedimentation conditions occurred while filling relatively deep water basin where domanic deposits were formed. They were deep-sea deposits to shallow-sea deposits. Specificity of generating high carbon formations is in high content of organic matter, carbonate material and free silica. Volcanic or hydrothermal products could serve as their source. Therewith a special gas regime of the atmosphere in Late Devonian was created. Evaluation of domanic generating potential showed that siliceous-carbonate and carbonate-siliceous rocks enriched with marine algal organic matter have a high potential for generation. The most prospective ones are depressions formed in position of aulacogens and their slopes. There deposits enriched with organic matter were formed almost throughout Late Devonian and Tournaisian. Elevation slopes and reef borders are also of high oil and gas potential. Sections of such objects are common for depression borders of uncompensated immersion and lower parts of adjacent elevation slopes. In domanic deposits with carbonate material intervals with high carbon content were developed along bioherm structures.

Keywords: Domanic deposits, high carbon formations, conditions of formation, generating potential, the Volga-Ural basin.

References

Grunis E.B., Barkov S.L., Mishina I.E. Innovative Ways to Expand Hydrocarbons Resource Base by means of Unconventional Sources in the Russian Federation. *Georesursy* [Georesources]. № 4(59). 2014. Pp.28-34. (In Russian)

Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. Domanic deposits of Timano-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology]. № 3. 2013. Pp. 76-87. (In Russian)

Pisarenko Yu.A. O sootnoshenii tektonicheskikh elementov Prikaspiyskoy vpadiny i sosednikh regionov Vostochno-Evropeyskoy platformy [On the relation between tectonic elements of the Caspian Basin and neighboring regions of the East European platform]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya* [Mineral Resources of the Volga and Caspian Sea Region]. 2000. Is. 24. Pp. 38-43.

Postnova E.V. Perspektivy dal'neyshego osvoeniya zapasov nefi Volgo-Ural'skoy provintsii [Prospects for further development of oil reserves in the Volga-Ural province]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*

[Mineral Resources of the Volga and Caspian Sea Region]. Is. 55. 2008. Pp. 24-33.

Postnova E.V., Zhidovinov S.N. Sovremennye tendentsii razvitiya resursnoy bazy uglevodorodnogo syr'ya i puti povysheniya rezul'tativnosti geologo-razvedochnykh rabot v Uralo-Povolzhskom regione [Recent tendencies of hydrocarbon resource base development and ways to improve the efficiency of geological exploration works in the Ural-Volga region]. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology]. № 5. 2008. Pp. 2-10.

Information about authors

Antonina V. Stoupakova – Doctor of Science, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-55-76

Natal'ya P. Fadeeva – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Georgiy A. Kalmykov – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Aleksandr Kh. Bogomolov – PhD, Associate Professor of the Petroleum Geology Department

Tamara A. Kiryukhina – PhD, Associate Professor, Leading Researcher of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-37-66

Natalia I. Korobova – Teaching assistant of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-30-22

Tat'yana A. Shardanova – PhD, Senior Researcher of the Lithology and Marine Geology Department

Anna A. Suslova – PhD, Researcher of the Petroleum Geology Department

Roman S. Sautkin – Researcher of the Petroleum Geology Department

Tel: +7(495)939-37-96

Elena N. Poludetkina – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Elena V. Kozlova – PhD, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Dmitriy V. Mitronov – PhD, Researcher of the Petroleum Geology Department

Filipp V. Korkots – BSc. of the Petroleum Geology Department

Petroleum Geology Department, Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234 Russia, Moscow, Leninskie gory, 1