

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/17_2015

УДК 553.98(4)

Аверьянова О.Ю.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ НЕКОТОРЫХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ЕВРОПЫ

Рассмотрены нефтегазовые системы нескольких различных бассейнов Европы: Центрально-Альпийский Молассовый бассейн, Карпатские Молдавиды, Балтийская синеклиза и Тимано-Печорский бассейн. Показано прогнозирующее значение нефтегазовых систем при анализе продуктивности осадочных бассейнов и оценке геологоразведочных целей.

Ключевые слова: *нефтегазовые системы, нефтегазоносные бассейны Европы, нефтегазоносность, геологоразведочная цель.*

Понятие нефтегазовой системы

К широко применяемой последние десятилетия геологическими американскими и европейскими службами оценочной единице перспектив нефтегазоносности региона – нефтегазовой системе, отечественные исследователи относят более сдержанно. Однако, автору представляется целесообразным обратиться к этой проблематике.

Для лучшего понимания генезиса и распространения скоплений углеводородов необходимы исследования осадочных бассейнов, нефтегазоносных бассейнов, нефтегазовых систем, возможных зон нефтегазовых накоплений и выявленных структур – ловушек УВ (рис. 1). И, если первые три составляющие имеют больший научный вес, то для последних двух преимущественен экономический аспект, потому что теоретические размышления переходят в разряд инвестиций конкретных и немалых средств для тестирования выявленных ловушек.

Термин нефтяная система был использован впервые W.G. Dow в 1974 г., когда он базировался на концепте нефть-нефтематеринская порода. Понятие нефтегазовой системе впервые дал A. Perrodon в 1980 г.: *«комплексное представление о нефтематеринских породах, коллекторе и крышке... отражено в формировании однородных коллекторов или еще корректнее - в нефтегазовой системе»*. G. Demaison в 1984 г. описал генерирующий бассейн, F. Meissner и др. в том же году говорили об «углеводородной машине», G. Ulmishek в 1986 г. говорил о независимой нефтегазовой системе. L.V. Magoon в 1987-1989 гг. пробовал описать критерии для идентификации, названия и определения уровня достоверности нефтегазовой системы.

Исследователи за десятилетие существования концепта нефтегазовой системы отметили недостаточность элементов в нее входящих, и начали говорить уже о так называемой общей нефтегазовой системе, включая в ее состав установленные и предполагаемые нефтегазовые скопления, связанные с материнскими породами [Magoon, Schmoker, 2000]. Так появилось определение общей нефтегазовой системы.

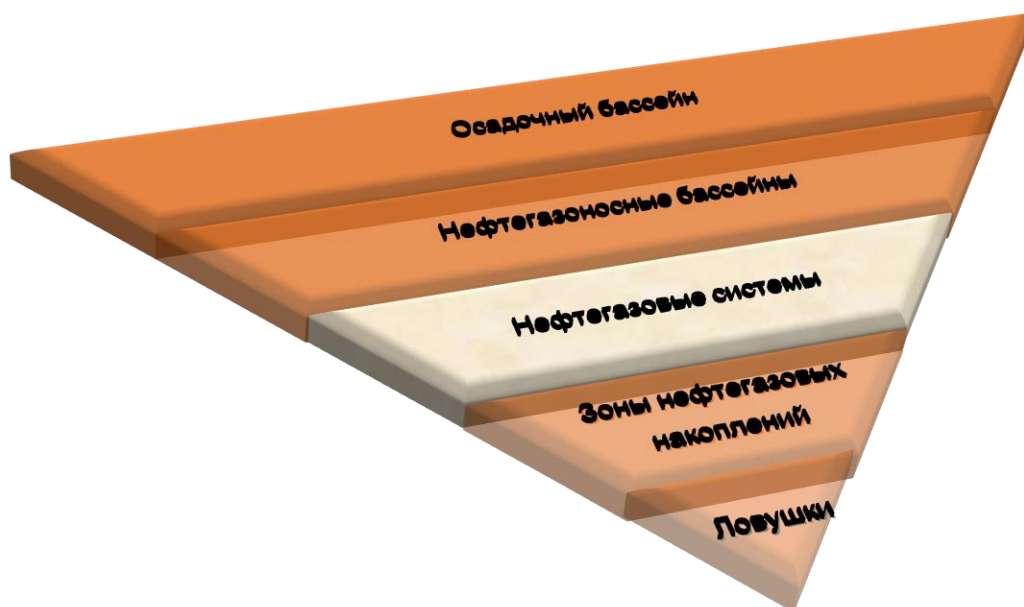


Рис. 1. Иерархическая схема изучения скоплений углеводородов

Нефтегазовой системе L.V. Magoon и W.G. Dow в 1994 г. дали определение как природной системе, охватывающей объем «активированной» нефтематеринской породы, все нефти и газы, связанные с этим источником, и все процессы, способствующие существующим накоплениям УВ. Нефтематеринские породы в настоящее время могут быть непроизводящими или исчерпавшими свой потенциал.

В природной системе УВ включают в себя биогенный или термогенный газы из традиционных коллекторов или из газогидратов, газ из плотных коллекторов, газ из сланцевых толщ, газ из углей, конденсат, нефть, нефтебитумопроявления.

Терминологическая система описывает взаимосвязь элементов и процессов, которые складываются в функционирующую общность, которая создает УВ накопление.

Изучение нефтегазоносного осадочного бассейна начинается на региональном уровне – истории его погружения, палеогеографической эволюции и стратиграфической архитектуры, применении геологических данных из полевых наблюдений и, по возможности, изучении кернового материала, интерпретации комплекса геофизических данных. Очевидно, что

классификационная характеристика бассейна, базирующаяся на механизме его образования, играет решающую роль в выборе стратегии разведки УВ в этом бассейне. Невозможно применять одну и ту же стратегию для бассейнов, созданных при дивергентном, конвергентном, трансформированном или гибридном типе движений [Allen, Allen, 2005].

Оценка нефтегазоносности бассейна облегчается выделением тектоностратиграфических циклов. Реконструкции бассейна осуществляются сравнением его тектоностратиграфической истории с другими, с последующей идентификацией с близкими ему аналогами. Это помогает понять развитие бассейна и его нефтегазовых систем, уточнить характеристику возможных зон УВ накопления.

Систематизация геологических данных в традиционной нефтегазовой системе логична и проста в употреблении, так как в ней присутствует определенный набор элементов и процессов.

Элементы нефтегазовой системы включают материнские (органическое вещество (ОВ) и его характеристики: состав, тип, количество и степень его зрелости; литологический состав, толщина и площадь распространения), коллекторские, изолирующие, латеральнозамещающие и покрывающие породы (мощность и протяженность; литологический состав, пористость, проницаемость). Процессы связаны с формированием коллектора, ловушки и покрышки, а также их взаимосвязью с генерацией, миграцией и аккумуляцией УВ. Существующие элементы и процессы должны быть взаимосвязаны во времени и пространстве, чтобы органическое вещество могло пройти все стадии преобразования и накопления УВ.

На рис. 2 представлены доработанная автором латеральная схема распространения нефтегазовой системы с выделенной зоной «активно работающих» материнских пород и путями миграции УВ в образовавшиеся ловушки, геологический разрез с указанием стратиграфического и структурного распространения системы с показом уровней «нефтяного» и «газового» окон, а также области «незаработавших» нефтематеринских отложений, и событийная таблица с определенным критическим моментом в 250 млн. лет, которые в совокупности и характеризуют действия нефтегазовой системы [Magoon, Dow, 1994].

Характеристики распространения нефтегазовой системы:

- *латеральное распространение* нефтегазовой системы в критический момент определяется как граница, которая закрывает объем нефтематеринской породы, содержащей в себе все углеводороды, а также нефтепроявления [Magoon, Dow, 1994].

- *временное распространение* нефтегазовой системы [Magoon, Beaumont, 1999] включает возраст как элементов системы, так и процессов, время ее сохранности и критический момент.

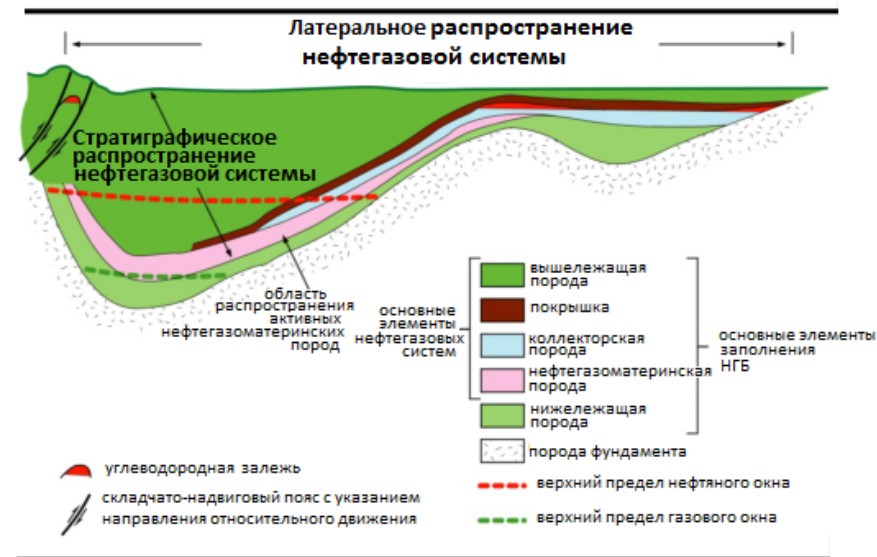
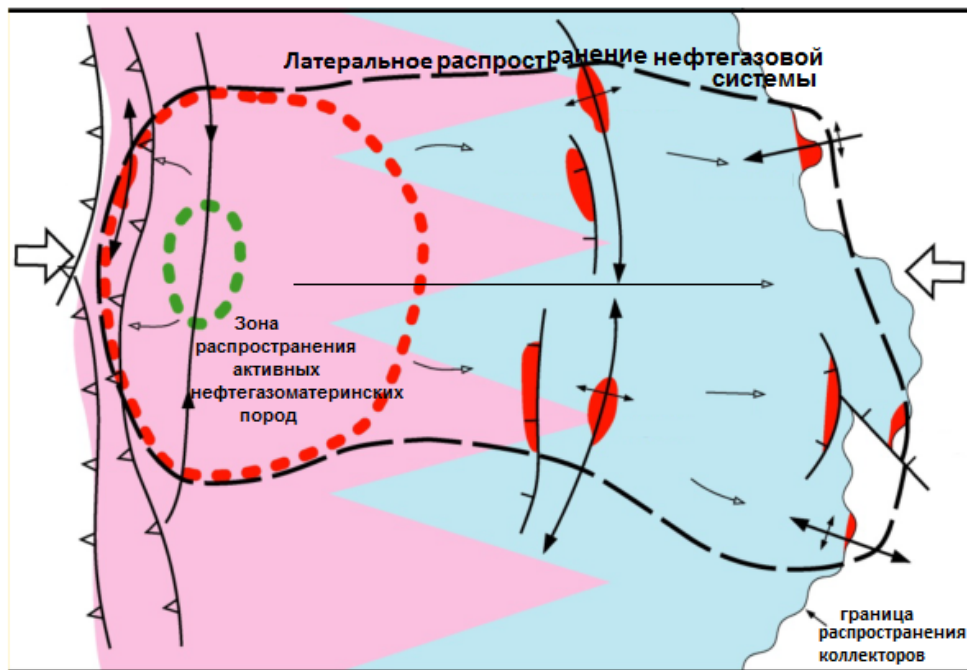


Рис. 2. Основные особенности действия нефтегазовой системы ([Magoon, Dow, 1994] с изменениями и дополнениями)

- нефтегазовая система включает литостратиграфические единицы, которые охватывают основные элементы системы в ее латеральных границах. *Стратиграфическое распространение* нефтегазовой системы можно показать на картах палеопогружений и палеоразрезах в критический момент [Magoon, Dow, 1994]. Это распространение рассматривается от уровня ниже материнских пород или от известных УВ накоплений до дневной поверхности.

Таким образом, нефтегазовая система картируется в зависимости от латерального и временного распространения. Нефтегазовая система ограничивается пространственно и стратиграфически в соответствии с тремя важными временными аспектами: возрастом, критическим моментом и временем сохранности.

Возраст нефтегазовой системы означает необходимое время для трансформации органического вещества в цепочке - генерация, миграция и аккумуляция УВ, в конце которой сразу же начинается отсчитываться время сохранности нефтегазовой системы и всех изменений, происходящих с УВ, которое и продолжается по настоящее время. Если в этот промежуток времени нет важных тектонических движений, накопления УВ остаются в первоначальной позиции, а перемещение УВ наблюдается при образовании складок, разломов, взбросов или эрозий.

Автору представляется, что критический момент, «определяемый и принятый» исследователем для описываемой им нефтегазовой системы, представляет собой *такой временной интервал, для которого могут быть определены более точно генерация наибольшего количества УВ, его миграции и аккумуляции в этой нефтегазовой системе.* Иначе говоря, этот момент связан со временем наибольшей возможности «загрузки» УВ в ловушки при их максимальном погружении, совпадающим с генерацией, миграцией и аккумуляцией УВ. Однако, и это понятие нуждается в доработке.

Целью поисково-разведочных работ является нахождение одного элемента системы – ловушки и залежи УВ. Дополнительно необходимы аналитические данные: сейсмические, стратиграфические, структурные, палеогеографические, скважинные петрофизические и ГИС интерпретации, реконструирование отложений и их эрозии, отсутствующих слоев в разном геологическом времени и пространстве.

Ловушка УВ - закартированный на основе геолого-геофизических данных структурный или стратиграфический элемент, контролируемый флюидоупорами. Это базовая «клетка», которая, образно говоря, расширяется и обогащается геологическими элементами и процессами, которые необходимы для образования зон накопления УВ, вырастая в конце концов до нефтегазовой системы. Выделенная ловушка оценивается на наличие коммерческого количества УВ. Качественные данные ловушки в неопределенной степени

могут быть получены методом аналогий при геологическом моделировании. Каждая потенциальная ловушка оценивается на вероятность открытия.

Потенциальные и нефтегазосодержащие ловушки объединяются в так называемую зону нефтегазовых накоплений. Потенциальная ловушка выступает экономической единицей, тогда как зона нефтегазовых накоплений – разведочной. Потенциальная ловушка всегда носит концептуальный характер, в случае успешного бурения, она переходит в разряд доказанных, в случае неудачи – исключается из исследований.

Зона нефтегазовых накоплений – часть осадочной нефтегазоносной толщи, ограниченная латерально и стратиграфически, где общие нефтегеологические факторы позволяют осуществиться накоплению УВ. Эта базовая часть нефтегазовой системы состоит из нескольких ловушек УВ, характеризующихся однородными геологическими процессами и элементами: формированием коллектора, ловушки и покрышки, а также их взаимосвязью с генерацией, миграцией и аккумуляцией УВ. При выделении зоны нефтегазовых накоплений обычно имеется достаточное количество данных для корреляции геологических и тектонических элементов с процессами, связанными с условиями углеводородного генезиса и сохранения.

Нефтегазовые системы различных районов Европы

Центрально-Альпийский Молассовый бассейн (Швейцарии, Германии, Австрии)

Этот бассейн протягивается от Франции на западе через Швейцарию и Германию до восточной границы Австрии (рис. 3). Он находится на северном погружении Альпийского горного массива центральной Европы, составляя в длину около 900 км и в ширину - до 130 км в немецком секторе и до 15 км - в австрийском. Молассовый бассейн формировался секвенсно со среднего олигоцена до верхнего миоцена на мезозойских отложениях (локально – на пермь-каменноугольных), залегающих на кристаллическом фундаменте. Молассовые секвенсы содержат песчаники, аргиллиты, алевролиты, сланцы, микроконгломераты, конгломераты, и локально - турбидиты. Толщина молассовых отложений достигает 6000 м.

Рассматриваемый бассейн представляет собой кайнозойский Предальпийский прогиб, сформированный при высокоградиентном опускании, с сильной геометрической асимметрией толщи, увеличивающейся к альпийской области.

Молассовые комплексы и подстилающие отложения чехля деформировались во время четырех основных тектонических событий Предальпийского прогиба: рифтогенеза в пермь-каменноугольными эпиконтинентальной эволюции в триас-среднеюрском времени [Boigk, 1981], со сдиговыми движениями в среднеюрский-нижнемеловой период [Malkovsky, 1987],

заполнения Предальпийского прогиба в среднеолигоценовое-позднемиоценовое время молассовыми формациями морских и пресноводных секвенсов.



Рис. 3. Схема распространения Центрально-Альпийского Молассового бассейна с основными углеводородными резервуарами Германии и Австрии ([Veron, 2005] с изменениями)
 Возраст резервуаров: 1 – третичный, 2 – юрский, 3 – меловой, 4 – триасовый.

С морфологической точки зрения бассейн можно подразделить на три области: а) недеформированной молассы (автохтон-параавтохтон), которая занимает более 80% площади бассейна, б) деформированной молассы, в) поднадвиговой молассы в южной части бассейна в контакте с альпийскими складчатыми структурами [Trumpp, 1980].

Центрально-Альпийский Молассовый бассейн характеризуется малозначимой нефтегазоносностью. До 2004 г. было пробурено около 1200 разведочных скважин (из них 900 – в австрийском секторе молласового бассейна, 60 – в швейцарском, оставшиеся – в немецком), были открыты 192 месторождения [Veron, 2005; McCann, 2008]. Были пробурены более 1100 продуктивных скважин, в 1960 г. получены максимальные притоки нефти, в 1973 г. – газа. К 1990 гг. большая часть месторождений была уже выработана. Последние открытия месторождений произошли после 2000 г. В бассейне были определены четыре нефтегазовые системы [Veron, 2005]: пермо-каменноугольная – триасо-юрско-неогеновая; Posidonia сланцевая-мел-неогеновая; Lattorfian «рыбная» сланцевая (иначе «бумажные» сланцы) – мел-неогеновая; олигоцен – олигоцен-верхнемиоценовая, таким образом, что они пространственно разобщены.

Из четырех автором для подробного рассмотрения выбрана самая важная для региона *латторфьян – мел-неогеновая общая нефтегазовая система Центрально-Альпийского Молассового бассейна* (рис. 4).

Нефтематеринские породы – латторфьянские (низы рюпельского яруса нижнего олигоцена) «рыбные» сланцы (мощностью - около 10 м, ТОС - от 2 до 10%, тип керогена - II) [McCann, 2008].

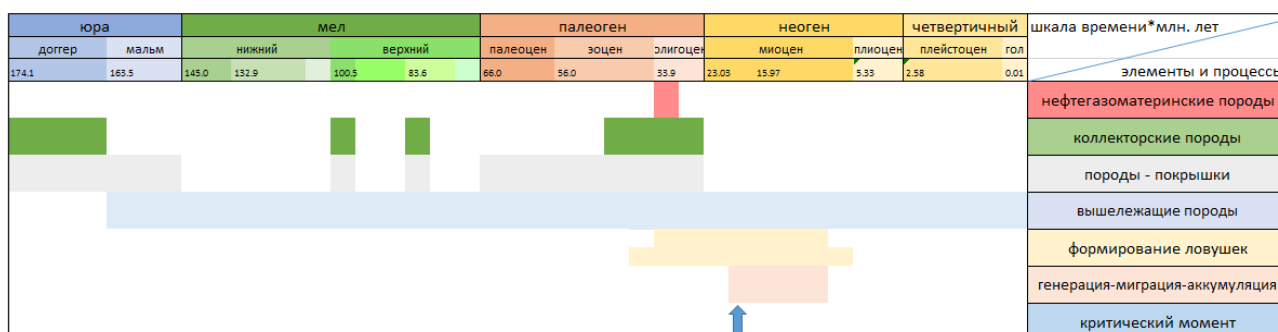


Рис. 4. Событийная таблица латторфьян – мел-неогеновой общей нефтегазовой системы Центрально-Альпийского Молассового бассейна

* - *International Chronostratigraphic Chart, October 2014.*

Коллекторские породы – доггерские (средняя юра) известняки и карбонаты (Верхняя Австрия), сеноманские, кампанские и верхнеэоценовые песчаники, олигоценовые карбонаты и песчаники (Германия и Нижняя Австрия).

Ловушки: олигоцено-среднемиоценовые в недеформированной части молласы, верхнеэоцено-верхнемиоценовые в деформированной части молласы.

Покрывки: внутриформационные сланцевые толщи. Для известняков доггера – плотные верхнеюрские карбонаты, для кампанские песчаников – нижнетретичные сланцы.

Вышележащие породы: от доггера - до настоящего времени.

Онтогенез УВ датируется от раннего миоцена (18 млн. лет) при погружении под альпийские надвиги до позднего миоцена (8 млн. лет) при воздымании и эрозии [Gusterhuber et al., 2013]. Миграция УВ была возможна на длинную дистанцию вдоль напластования до разломов, которые позволили перемещаться УВ иногда даже в стратиграфически нижележащие ловушки. Предположительно в бассейне дистанция латерального перемещения УВ возможна до 50 км [Gusterhuber et al., 2013].

Критический момент определён автором в раннем миоцене.

Таким образом, латторфьян– мел-неогеновая нефтегазовая система может рассматриваться как эталон для локализации УВ в Центрально-Альпийском Молассовом НГБ и для последующего прогноза.

Покровы Молдавид и Предкарпатский прогиб румынских Карпат

Нефтегазоносность Румынии является важной составляющей в нефтяном секторе Восточно-Центральной Европы. Бурение берет начало в 1862 г. К концу 1980 гг. пробурили

70000 скважин (30000 разведочных и 40000 продуктивных). Накопленная добыча нефти составила к 2007 г. 685 млн. т и газа - 1,3 трлн. м³ [Borosî, Gherman, 2007].

Занимающий более половины территории Румынии Карпатский ороген представляет собой сегмент Альпийского пояса, протянувшегося от Гибралтара до Гималаев. Карпатский пояс явился результатом конвергенции и последней коллизии между Африканской и Европейской плитами. Он был разделен возрастными тектоническими событиями, которые и создали важные структурные ансамбли. Внешняя граница Карпатского орогена ограничена прогибом. Карпаты (румынский сектор) прошли два периода сильного сжатия – меловые Карпаты (Дакиды, Трансильваниды и Дунайская тектоническая зона) и миоценовые Карпаты (Молдавиды), деформированные в бурдигалианском, баденианском и в сарматском временах [Sandulescu, 1984].

В восточной части румынских Карпат в зависимости от возраста и типа покрова с запада на восток выделяются следующие тектонические единицы: Пениды, Трансильванские покровные системы, центрально-восточные карпатские покровные системы, внешние Дакиды, Молдавиды и Предкарпатский прогиб.

Структурная зона Молдавиды расположена во внешней части Карпатского орогена и содержит миоценовые шарьяжные покровы чехла. В этой группе покровов большую часть относят к флишевой зоне, оставшиеся - к субкарпатской. По составу Молдавиды представлены формациями преимущественно флишевого типа мелового и палеогенового возраста и молласамиранне- и среднемиоценового возраста (рис. 5).

Молдавиды можно подразделить на следующие тектонические единицы с указанием возраста слагающих формаций покровов с запада на восток: Curbicortical флишевый покров (альб-турон), покров Macra (альб-сенон), покров Audia (баррем-альб-палеоцен), покров Tarcau (альб-нижний миоцен), покров Окраинных складок (нижний мел–нижний миоцен), Подкарпатский покров (приабон-ланг).

Известны публикации с начала 1990 гг. о нефтегазовых системах румынских Карпат [Stefanescu, Popescu, 1993; Popescu, 1995; Stefanescu et al., 2006], в которых поднята проблематика нефтегазовых систем Румынии без придания важного значения доступным геохимическим данным тех лет. Однако уже в период в 1990-1992 гг. многочисленные международные нефтяные компании сфокусировали свое внимание именно на геохимическом изучении УВ нефтематеринских пород и УВ месторождений Румынии, на их генетической корреляции, для успешности стратегических задач разведки месторождений УВ.

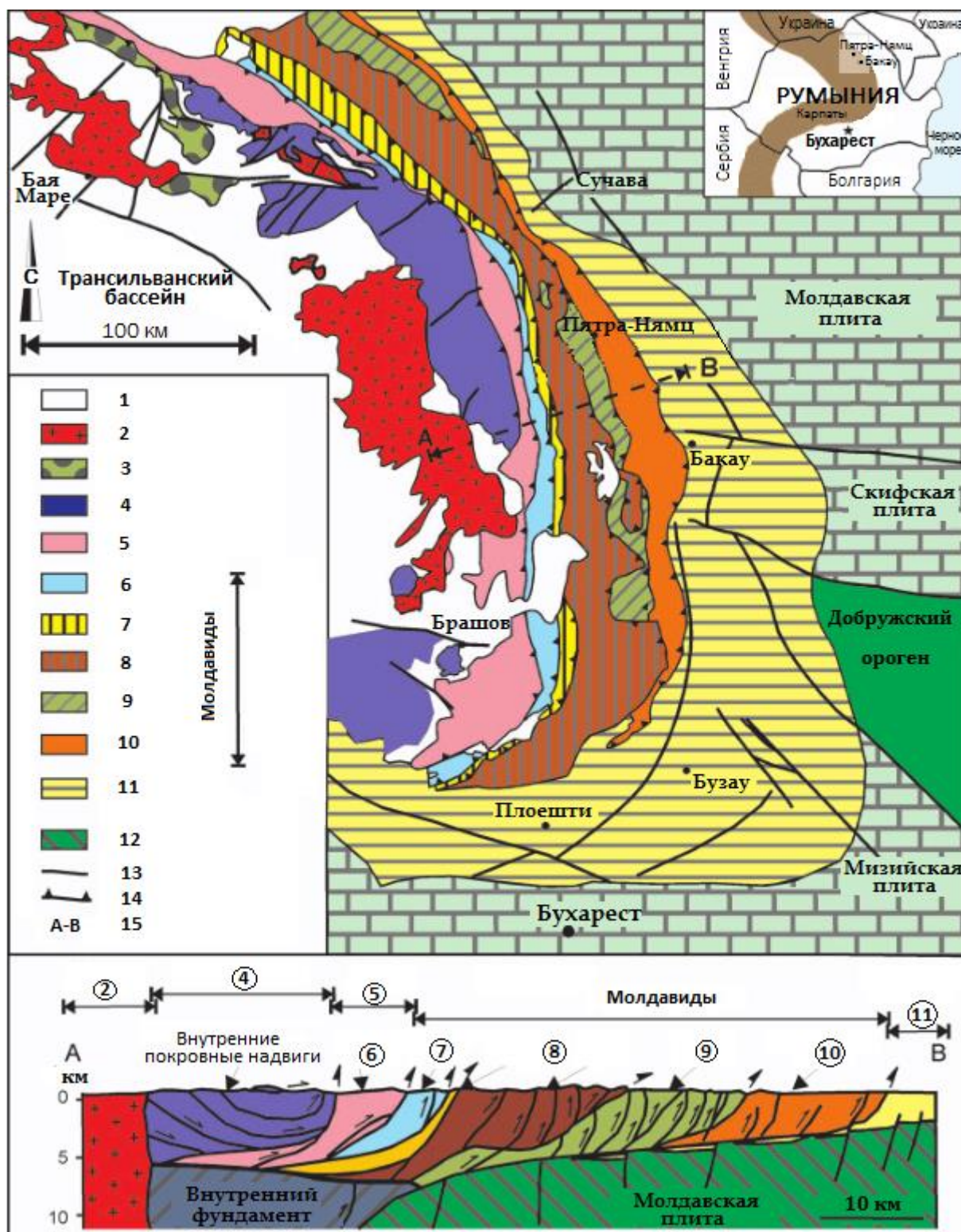


Рис. 5. Структурная схема и геологический разрез Восточных Карпат

([Matenco, Bertotti, 2000; Guerrera et al., 2012] с изменениями)

1 – четвертичные отложения, 2 – неогеновые вулканиты, 3 – Пениды, 4 – средние Дакиды, 5 – внешние Дакиды, Молдавиды (6-10): 6 – Subcortical флишевый покров, 7 – покровы Macra-Audia, 8 – покров Tarcau, 9 – покров Окраинных складок, 10 – Подкарпатский покров, 11 – бассейн недеформированной молассы, 12 – Молдавская плита, 13 – основные разломы, 14 – основные покровы, 15 – линия геологического разреза.

D.C. Morariu в 1998 г. предпринял попытку идентификации и пространственного ограничения нефтегазовых систем, используя геолого-геохимические данные для реконструкции генетических связей между УВ различных месторождений и эффективными олигоценовыми нефтегазоматеринскими породами, и определения более современных нефтегазовых систем Румынии [Morariu, 1998]. В результате им были выделены следующие ассоциативные месторождения Румынии для олигоценовой нефтегазовой системы:

- все месторождения, которые содержат исключительно УВ, сгенерированные олигоценовыми нефтематеринскими породами;
- месторождения со смешанными УВ из двух различных нефтематеринских пород (первые - олигоценовые нефтематеринские породы, связанные с рассматриваемой нефтегазовой системой; вторые – юрские нефтематеринские породы, связанные с Мизийской или Скифской плитами);
- месторождения, которые содержат смесь термогенного (из олигоценовых нефтематеринских пород) и биогенного газов.

Олигоценовая– эоцен-плиоценовая общая нефтегазовая система Внешних Молдавид и Предкарпатского прогиба (рис. 6).

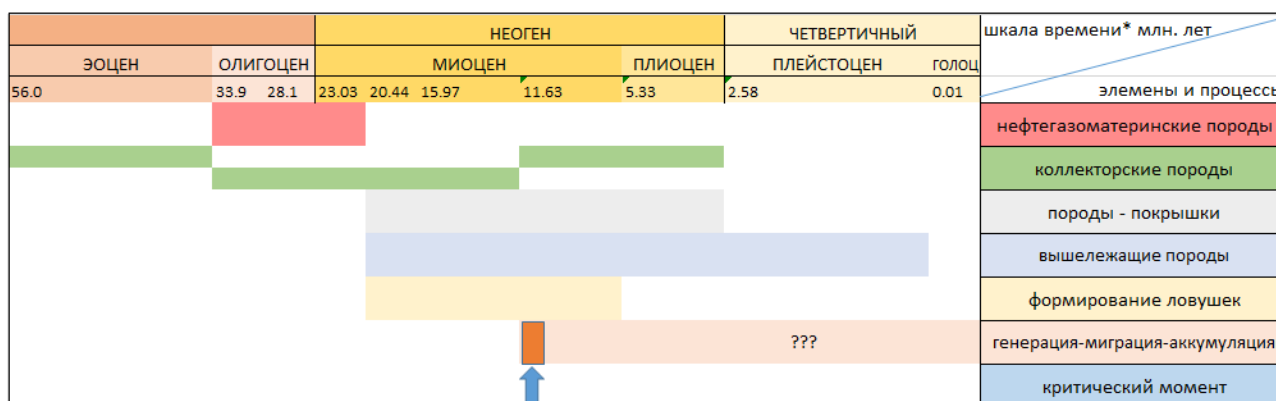


Рис. 6. Событийная таблица олигоценовой - эоцен-плиоценовой общей нефтегазовой системы Внешних Молдавид и Предкарпатского прогиба

* - *International Chronostratigraphic Chart, October 2014.*

Описываемая нефтегазовая система охватывает Внешние Молдавиды и Предкарпатский прогиб между северной границей Румынии и долиной р. Жиу на юге страны и распространяется на достаточно большое расстояние на территорию Украины.

Нефтематеринские породы – олигоценовые дисодилловые, менилитовые сланцы и битуминозные мергели (ТОС - от 3 до 29%, тип керогена - I-II, средний температурный градиент от 2,5 до 3° на 100 м, по данным Rock Eval генерационный потенциал S₂ варьирует от 20 до 210 кг/т) [Morariu, 1997].

Коллекторские породы – кластические дельто-флювиальные, верхнемиоцено-плиоценовые, с пористостью от 14 до 25%, проницаемостью от 10 до 450 мД;

- кластическо-турбидитные, олигоцен-нижне-среднемиоценовые, с пористостью от 10 до 15%, проницаемостью от 5 до 100 мД;

- карбонаты (локального, подчиненного значения) эоценовые, с пористостью от 6 до 8%, проницаемостью до 25 мД.

Ловушки: бурдигал-верхнемиоценовые структурные (иногда надвиговые), стратиграфические, комбинированные структурно-стратиграфические.

Покрышка: нижнемиоценово-плиоценовые глины, аргиллиты, мергели и сланцы.

Вышележащие породы: от нижнего миоцена - по настоящее время.

Генерация – миграция – аккумуляция УВ приходятся на средне-поздне-миоценовое (10-12 млн. лет) и возможны по настоящее время.

Первичная миграция УВ проходила ступенчато на небольшие расстояния, тогда как вторичная - на большие расстояния.

Критический момент определен автором в среднем миоцене.

Таким образом, эоцен-плиоценовой нефтегазовая система определена для локализации УВ и как эталон для последующего прогноза нефтегазоносности в рассматриваемом НГБ Внешних Молдавид и Предкарпатского прогиба

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн России

Тимано-Печорский бассейн в тектоническом плане относится к северо-восточной части Восточно-Европейской платформы. На северо-западной окраине России Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция занимает территорию около 520 тыс. км², из которых около 200 тыс. км² приходится на сопредельные акватории. Она ограничена с запада и юго-запада верхнепротерозойским Тиманским кряжем, а с востока и северо-востока герцинскими сооружениями Северного Урала и Пай-Хоя. На байкальском фундаменте (рифей-венд) несогласно залегают осадочные толщи ордовикско-третичных пород.

Выделены две региональные мегаструктуры – Печорская синеклиза (толщина осадочного покрова - от 4 до 5 км), Предуральский передовой прогиб (толщина осадочного покрова - от 10 до 14 км) [Тимано-Печорская провинция..., 2004].

Многочисленные тектоно-структурные циклы разделены на каледонский, герцинский и раннекиммерийский (триасо-лиасовый) этапы, моменты создания структур – депрессий и валов, с основной север-северо-западной и юг-юго-восточной ориентацией.

Тектонические структуры Печорской синеклизы и Предуральского передового прогиба более-менее параллельны границам окружающих мегаподнятий - Тиманскому кряжу, Пай-Хою и Уралу. Тектонические события в каменноугольном, пермском и позднепермском

временах реактивировали предкаменноугольные структуры и создали современную структурную картину [Прищепа, 2005].

Палеозойские отложения представлены карбонатными и терригенными породами, в мезозойском интервале терригенные преобладают. Начиная с 1930 г. (с открытием Чибьюсского месторождения) открыто около 290 месторождений нефти и газа (в северной части бассейна – в основном нефтяные, в южной – в основном газовые месторождения). Большинство открытых месторождений разрабатывается.

Основными нефтематеринскими отложениями бассейна принято считать доманиковые (средний фран), известны также несколько важных нефтематеринских, в большинстве случаев пелитовых толщ, а именно: нижне-силурийские, фаменские, турнейские и нижне-пермские.

Результаты изучения нефтегазоносности Тимано-Печорского бассейна отражены в многочисленных публикациях отечественных ученых, которые часто интерпретируются в принятой на западе манере зарубежными авторами ([Abrams et al., 1999; Fossum et al., 2001; Fossum, Grant, Vyurchieva, 2013; Lindquist, 1999] и др.).

Доманиковая нефтематеринская толща представлена глубоководными морскими (толщиной от 10 до 100 м) черными силикатными пелитами, битуминозными карбонатами и мергелями (ТОС – от 1 до 15%, типичный – от 5 до 13%, тип керогена – I-II). Термальная зрелость пород по витриниту $R_o = 0,6-1,1\%$ («нефтяное окно») [Прищепа, Баженова, Богацкий, 2011]. Распространение доманиковых отложений с содержанием органического углерода представлено на рис. 7.

Многочисленные коллекторы обладают различающимися литологией и возрастом: ордовикские песчаники и алевролиты, силурийские песчаники, доломиты и известняки, нижне-девонские доломитовые известняки и локальные рифы, средне-девонские конгломераты и песчаники, верхне-девонские известняки, локальные рифы, песчаники, нижне-каменноугольные песчаники, известняки и алевролиты, средне- и верхне-каменноугольные известняки, доломиты, нижне-пермские карбонатные и терригенные породы, локальные рифы на окраине платформы на границе сочленения с передовым прогибом, верхне-пермские и нижне-триасовые конгломераты, известняки и алевролиты.

Доманиковая – верхне-палеозойско-триасовая нефтегазовая система Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (рис. 8).

В общем случае можно говорить о пористости 16% и проницаемости 150 мД в терригенных, и, соответственно, 13% и 200 мД – в карбонатных коллекторах [Прищепа, Баженова, Богацкий, 2011].

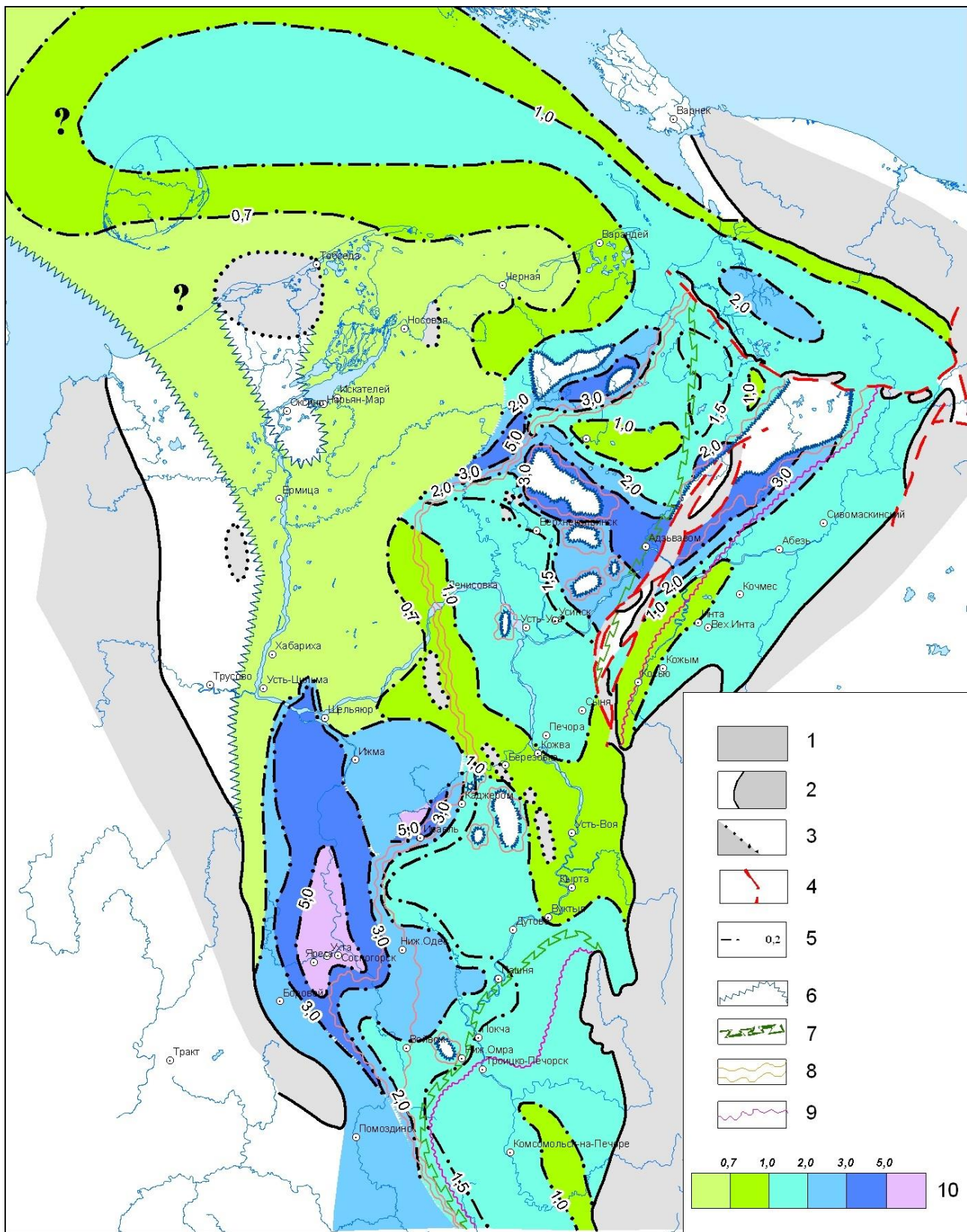


Рис. 7. Развитие доманикового комплекса с указанием концентраций органического углерода в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Нефть и газ низкопроницаемых..., 2014]

1 – области отсутствия отложений; 2 – обобщённый контур современного размыва отложений; 3 – граница древнего размыва отложений; 4 – дизъюнктивные нарушения; 5 – линии равных концентраций СНК, (в % на толщ); 6-9 – фронтальные границы замещения депрессионных отложений рифогенными и банковыми: 6 – D3sm, 7 – D3fm1(zd), 8 – D3src, D3uch, в общем D3f2, 9 – D3fm2; 10 – шкала концентраций СНК, (в % на толщ).

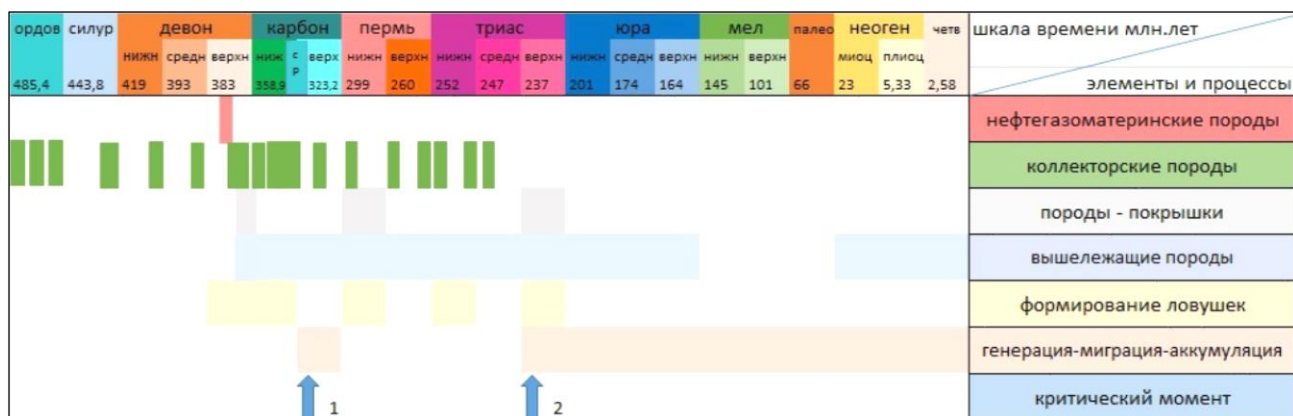


Рис. 8. Событийная таблица доманиковой – верхне-палеозойско-триасовой общей нефтегазовой системы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции
 1 - для Печоро-Кожвинского мегавала; 2 - для Тимано-Печорского НГБ.

Ловушки: литологические и стратиграфические (поздне-девонские, ранне-каменноугольные, ранне-пермские), структурные (поздне-девонские, ранне-каменноугольные, ранне- и поздне-триасовые), рифогенные (поздне-девонские, ранне-каменноугольные, ранне-пермские).

Покрышки: фаменские (верхний-девон) ангидриты и карбонаты, нижне-пермские сланцы и эвапориты, верхне-триасовые сланцы.

Вышележащие породы: от верхне-девонских до нижне-меловых, перекрытых с перерывом неоген-четвертичными.

Генерация – миграция – аккумуляция УВ приходится на поздне-каменноугольное время для Печоро-Кожвинского мегавала и на границу средне-поздне-триасового и по настоящее время для Тимано-Печорского НГБ в целом.

Критический момент определён автором в поздне-каменноугольное время для Печоро-Кожвинского мегавала и поздне-триасовое время для бассейна в целом.

Локализации УВ определена в доманиковой - палеозойско-триасовой нефтегазовой системе, характеристики которой можно использовать в прогнозе нефтегазоносных преимущественно акваториальных районов Тимано-Печорского НГБ.

Балтийская синеклиза в Калининградской области России

Балтийская синеклиза является западной частью Восточно-Европейской платформы (рис. 9), на востоке и юго-востоке ограничивается Мазурско-Белорусской антеклизой, на северо-востоке - Латвийской седловиной, которая сочленяется с Московской синеклизой, на северо-западе - докембрийским кристаллическим щитом Фенноскандии, на юго-западе структурный план синеклизы субширотный, совпадает с простираем глубокого Датско-Польского прогиба, где Балтийская синеклиза подсечена системой разломов, граничащих по линии Тейссейра-Торнквиста со Средне-Европейской эпикаледонской платформой.

Поверхность гетерогенноархей-среднепротерозойского кристаллического фундамента представляет собой заливообразную мегавпадину северо-восточного простирания. Наиболее погруженная осевая часть синеклизы (3-4 км) расположена в акватории Балтийского моря и имеет субмеридианальное простирание. Ограниченная этими рамками территория составляет около 200 тыс. км², более половины из которых приходится на акваторию Балтийского моря. На долю Калининградской области и прилегающей акватории приходится юго-восточная десятая часть территории синеклизы.

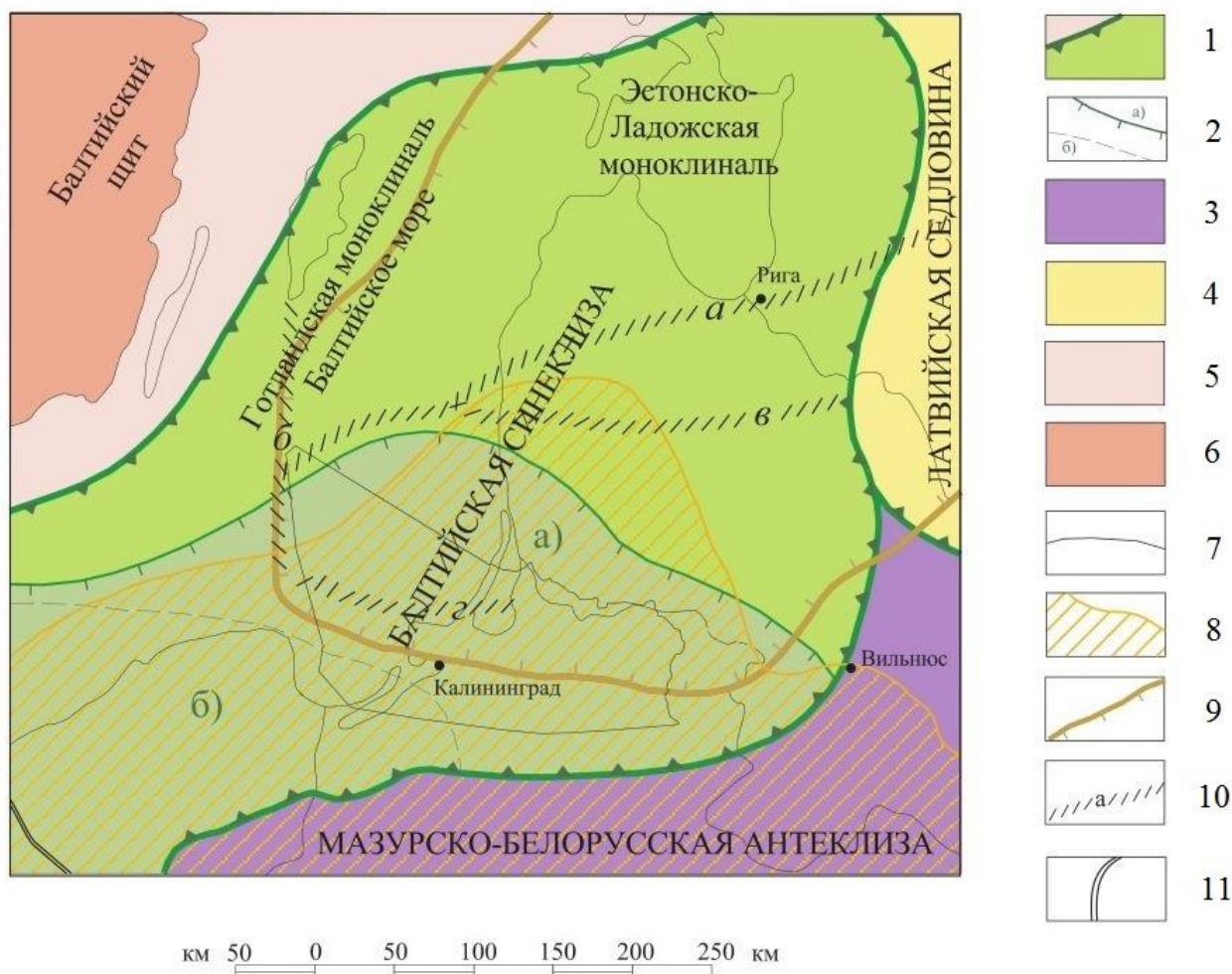


Рис. 9. Схема тектонического районирования западной части Восточно-Европейской платформы (составил В.П. Кириков [Лукьянова и др., 2011])

1 - Балтийская синеклиза, каледонский этап, 2: а) граница Гданьской части Куриско-Гданьской впадины, б) граница Куриской части Куриско-Гданьской впадины, 3 - Мазурско-Белорусская антеклиза, 4 - Латвийская седловина, 5 - Южный склон Балтийского щита, 6 - Балтийский щит, 7 - граница южной части Балтийского щита, 8 - Польско-Литовская синеклиза, альпийский этап, 9 - Литовско-Латвийская впадина, герцинский этап, 10 - зоны разломов: а – Псковско-Лиепайско-Салдусская; б – Готландско-Лэбская; в – Тельшайско-Приекульская; г – Самбийская, 11 - юго-западная граница Восточно-Европейской платформы.

Бассейн Балтийской синеклизы выполнен мощной толщей континентальных и морских отложений (от венда до четвертичных, за исключением каменноугольных), мощность которых

возрастает до 4500 м с севера на юг и резко сокращается до 100 м на обоих бортах синеклизы. Осадочная толща подразделяется на разделенные крупными региональными перерывами и угловыми несогласиями байкальский, каледонский (доминирующий), герцинский, альпийский и менее выраженный неоген-четвертичный структурные этажи.

Все известные УВ скопления и нефтематеринские породы приурочены к каледонскому структурному этажу. В раннем кембрии опускание бассейна привело к трансгрессии моря и образованию морских секвенсов, характеризующихся мелководными песчасниками, алевролитами, аргилитами или сланцами, которые несогласно покрывают кристаллический фундамент [Отмас, Мещерский, Десятков, 2010].

Коллекторы относятся к средне-кембрийским кварцевым песчаникам дейменской свиты. Типичные ордовикские секвенсы представлены мергелями, известняками, глинами и аргиллитами. Их перекрывают силурийские трансгрессии карбонатизированных глин и мергелей.

Освоение месторождений Калининградской области началось в 1975 г. с началом эксплуатации Красноборского месторождения. В пределах Калининградской области открыто около 40 месторождений нефти, шесть из которых находятся в балтийской акватории.

Нижне-кембрийская - дейменская общая нефтегазовая система Балтийской синеклизы (Калининградская область) (рис. 10).

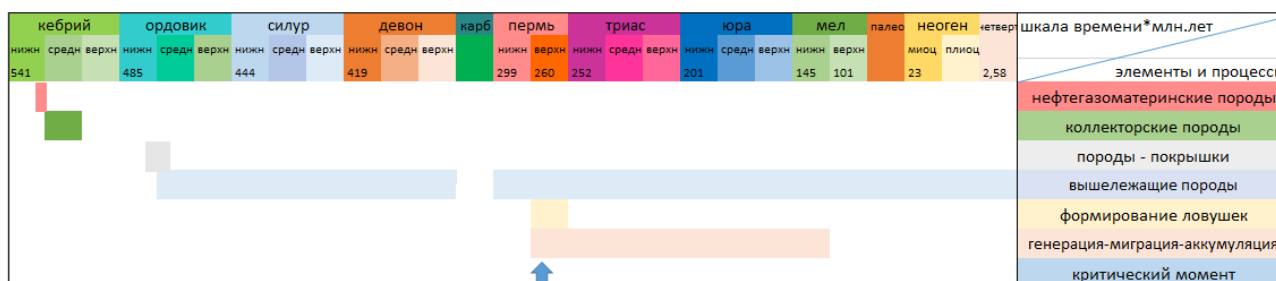


Рис. 10. Событийная таблица нижний кембрий - дейменской общей нефтегазовой системы Балтийской синеклизы (Калининградская обл.)

* - *International Chronostratigraphic Chart, October 2014.*

Нефтематеринские породы представлены преобладающими нижнекембрийскими темно-серыми и черными аргиллитами со средней толщиной до 20 м (петрогеохимический аналог нефтематеринской Alum сланцевой свиты Скандинавии), ТОС достигает 12%, тип керогена – II-III (по данным Rock Eval генерационный потенциал S_2 достигает 9 кг/т независимо от уровня термической зрелости органического вещества, которая связана с пиковым или поздним уровнем генерации нефти) [Kanev et al., 1994].

Коллекторские породы - средне-кембрийские кварцевые хорошоокатанные, плохосортированные песчаники дейменской свиты. Песчаники в основном сильно окварцованы, что локально ухудшает их пористость (средние значения пористости 10-14%, проницаемости – 0,115-0,549 мД) [Нефтяные месторождения..., 1987].

Ловушки: позднепермские структурные или комбинированные, структурно-литологические элементы.

Покрышкой является региональная карбонатно-глинистая толща нижнего и нижней части среднего ордовика мощностью до 80 м, сложенная мергелями, глинами, известняками с маломощными прослоями песчаников и конгломератов.

Вышележащие породы: от ордовика (без каменноугольных отложений) - по настоящее время.

Генерация – миграция – аккумуляция УВ обозначены в позднепермское-раннемеловое время.

Критический момент для системы автором определен в позднепермское время.

Лландовери нетрадиционная общая нефтегазовая система Балтийской синеклизы (Калининградская область) (рис. 11), в которой условия аккумуляции УВ находятся в пределах принятых в настоящее время нетрадиционных резервуаров.

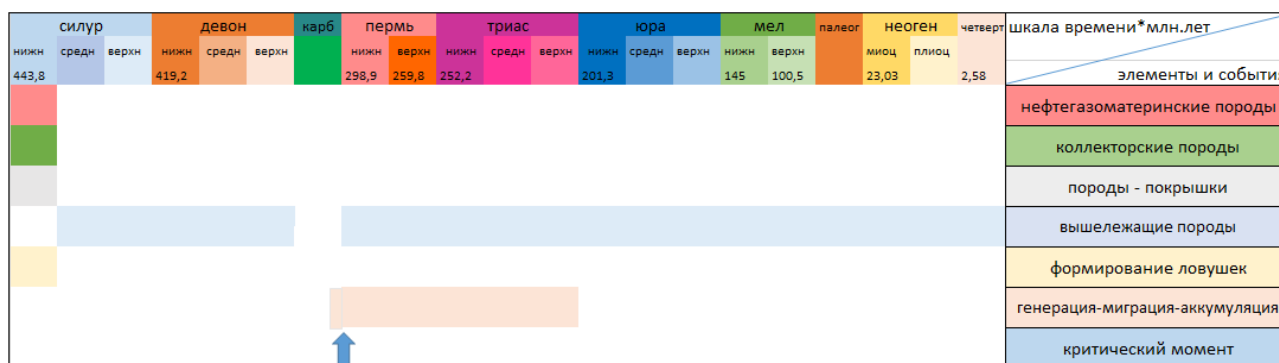


Рис. 11. Событийная таблица лландовери нетрадиционной общей нефтегазовой системы Балтийской синеклизы (Калининградская обл.)

* - *International Chronostratigraphic Chart, October 2014.*

Нефтегазоматеринская свита выполняет многофункциональную, выступая одновременно УВ производящей, резервуарной и изолирующей толщей. Разделение элементов в нетрадиционной системе не требуется.

Нефтематеринские породы, коллекторы, ловушки и покрышка – нижнесилурские (лландовери) отложения, содержащие в небольшом количестве граптолиты, с многочисленными прослоями темных мергелей и черных аргиллитов, обогащенных органикой в среднем до 6%, с катагенетической зрелостью соответствующей нефтяному окну,

кероген - II-III типов. Удельная плотность остаточной нефти в образцах нижнего силура составляет 6,2-27,9 тыс. т/км²/м, остаточный нефтяной потенциал нижнесилурийских толщ оценивается в 2-4 млрд. т геологических ресурсов нефти [Отмас и др., 2013].

Вышележащие породы: от девона (без каменноугольных отложений) - по настоящее время.

Генерация – миграция – аккумуляция УВ проходили в позднекаменноугольное-раннепермское-позднетриасовое время.

Критический момент определён на границе позднекаменноугольного-раннепермского времени.

Представленные выше две нефтегазовые системы – традиционная нижний кембрий – дейменская и нетрадиционная лландовери – определены для прогноза локализации в них УВ в нефтегазоносных районах Балтийской синеклизы.

Заключение

1. Классические нефтегазовые системы – это генетическо-аккумулятивный элемент в составе НГБ, представленный нефтегазоматеринскими свитами, коллекторскими и изолирующими интервалами, а также разноранговыми скоплениями УВ.

Понятие нефтегазовых систем сегодня стало важнейшей частью работ многих преимущественно западных нефтяных компаний. Модель нефтегазовой системы фокусируется на получении и передаче важной нефтегазогеологической информации, объединяет все соответствующие элементы (нефтематеринская порода, коллектор, ловушка, покрывка) и процессы (генерация-миграция-аккумуляция УВ), определяющие возможность образования УВ залежей.

Ключевыми факторами, детализирующими характеристику нефтегазовых систем, являются время созревания органического вещества, тип и объем сгенерированных ею УВ, историко-геологический и структурный контроль существования нефтегазовой системы.

2. Две эффективные термогенные олигоценовые общие нефтегазовые системы (одна - в Альпийском Молассовом бассейне Франции, Германии, Швейцарии и Австрии, другая - в покровных образованиях Молдавид румынских Карпат и примыкающего к ним Передового прогиба), имеют отличный состав нефтематеринских пород, но близкий геологический возраст. В Предкавказском краевом прогибе, также принадлежащем Альпийно-Гималайскому поясу, находящемуся почти в 2500 км от Карпатских гор, нефтематеринские породы в очень обширной олигоцен-миоцено-майкопской/диатомовой нефтегазовой системе [Klett et al., 1997] представлены майкопской свитой (олигоцен-нижний миоцен).

Очевидно, что в историко-геологической эволюции осадочного мегабассейна существовал «плодотворный период производства УВ», отложения и консервации

органического вещества, которое и создало нефтегазопроизводящие породы с генерационным потенциалом регионального значения, но распространенные на тысячи километров (!).

Практическое значение имеет факт существования таких природных условий на огромных пространствах, который является феноменом, неповторяющимся с высокой частотой. Такой феномен относительно ограничен, и, конечно, число активных общих нефтегазовых систем регионального уровня также невелико. Все это указывает на существование широкого многообразия масштабов нефтегазовых систем.

3. Плодотворность понятия и практики применения нефтегазовых систем позволяет использовать этот элемент для прогноза нефтегазоносности не только традиционного типа.

Знакомство с разнообразными по устройству и масштабам нефтегазовых систем подтверждает их важность для углубленного понимания НГБ и его продуктивности.

Литература

Лукьянова Н.В., Богданов Ю.Б., Васильева О.В., Варгин Г.П., Вербицкий В.Р., Горбачев Н.Р., Жамойда В.А., Зытнер Ю.И., Кириков В.П., Максимов А.В., Никутина Н.Г., Семенова Л.Р., Сивков В.В., Фенин Г.И. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Центрально-Европейская. Лист N-(34) – Калининград. Объяснительная записка. – СПб.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 2011. 226 с. + 17 вкл.

Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д.; под ред. О.М. Прищепы. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.

Нефтяные месторождения Прибалтики. – Вильнюс: Мокслас, 1987. - 148 с.

Отмас А.А. (ст.), Мещерский А.А., Десятков В.М. Нефтегазоносность Калининградского региона // Горный журнал. - 2010. - №3 – С. 25-28.

Отмас А.А. (старший), Волченкова Т.Б., Богословский С.А., Макарова И.Р. Силурийские толщи как возможный объект поиска углеводородного сырья в Калининградском регионе. Тезисы 3 межд. научно-практич. конференции «Калининград-2013. Проблемы и достижения нефтегазовой геологии». ЕАГО, 2013. - С. 64-67.

Прищепа О.М. Методология и практика воспроизводства запасов нефти и газа (Северо-Западный регион) в современных условиях. – Л.: Недра, 2005.

Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И. Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную печороморскую часть) // Геология и геофизика. - 2011. - Т. 52. - № 8. - С. 1129-1150.

Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность, перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов, Г.Ф. Буданов, С.А. Данилевский. - СПб.: Недра, 2004. – 396 с.

Allen P.A. and Allen J.R. Basin Analysis: Principles and Applications, second edition, Blackwell Publishing, 2005, 549 pp.

Boik H. Petroleum and natural gas in West Germany. Stuttgart: F. Enke Publishers, 1981.

Borosi N., Gherman M. Development strategies of the Romanian petroleum sector in the light of 150 years of experience. Bucuresti. 2007.

Cohen K.M., Finney S., Gibbard P.L. International Chronostratigraphic Chart, October 2014 // International Commission on Stratigraphy. V. 2014/10. - <http://www.stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2014-01.pdf>

Fossum B.J., Grant N.T., Byurchieva B.V. Petroleum System Evaluation of the Korotaikha Fold-belt and Foreland Basin, Timan-Pechora Basin, Russia: Adapted from poster presentation // AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, PA, May 19-22, 2013 http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/10491fossum/ndx_fossum.pdf.html

Fossum B.J., Schmidt W.J., Jenkins D.A., Bogatsky V.I., Rappoport B.I. New Frontiers for Hydrocarbon Production in the Timan-Pechora Basin, Russia, in Downey M.W., et al. eds. Petroleum provinces of the twenty-first century // AAPG Memoir 74, 2001, chap. 13, pp. 259-279.

Guerrera F., Martin M.M., Martin-Perez J.A., Martin-Rojas I., Miclaus C., Serrano F. Tectonic Control On The Sedimentary Record Of The Central Moldavidian Basin (Eastern Carpathians, Romania) //Geologica Carpathica. Vol. 63, No. 6, 2012. P. 463-479. <https://doi.org/10.2478/v10096-012-0036-0>

Gusterhuber J., Hinsch R., Linzer H.-G., Sachsenhofer R. Hydrocarbon generation and migration from sub-thrust source rocks to foreland reservoirs: The Austrian Molasse Basin // Austrian Journal of Earth Sciences, 2013. V. 106/2, pp.115-136.

Kanev S., Margulis L., Bojesen-Koefoed J.A., Weil W.A., Merta H., Zdanaviciute O. Oils and hydrocarbon source rocks of the Baltic sineclyse // Oil & Gas Journal. – 1994. – July. – pp. 69-73.

Klett T.R., Ahlbrabdt T.S., Schmoker J.W., Dolton G.L. Ranking of the world's oil and gas provinces by known petroleum volumes: U.S. Geological Survey. Open File Report 97-463, 1997, one CDR.

Lindquist S.J. The Timan-Pechora basin province of northwest Arctic Russia: Domanik – Paleozoik total petroleum system: U.S. Geological Survey Open-File Report 99-50-G, 1999. 40 P.

Magoon, L.B., and Beaumont, E.A. Petroleum system, in Beaumont, E.A. and Foster N.H., eds., Exploring for oil and gas traps // AAPG Treatise of Petroleum Geology, 1999. Chap. 3, p. 3.1-3.34.

Magoon, L.B., Dow W.G. The petroleum system, in L.B. Magoon, and W.G. Dow, eds., The Petroleum system – From source to trap// AAPG Memoir 60, 1994, pp. 3-24.

Magoon, L.B., Schmoker J.W. The total petroleum system – The natural fluid network that constrains the assessment unit, Chap. PS, in U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team, U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and results, USGS Digital Data Series DDS-60, Version 1.0, CD-ROM, Disk one, 2000, 31 p.

Malkovsky M. The Mesozoic and Tertiary basins of the Bohemian Massif and their evolution: in Ziegler A. eds. Compressional Intra Plate Deformations in the Alpine Foreland // Tectonophysics, 1987. V. 137 (1-4), pp. 31-42.

Matenco L., Bertotti G. Tertiary tectonic evolution of the external East Carpathians (Romania). Tectonophysics 316, 2000. P. 255-286. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(99\)00261-9](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00261-9)

McCann T. The Geology of Central Europe, Volume 2: Mesozoic and Cenozoic. London, Bath: Geological Society of London, 2008. PP. 749–1449 CDR. <https://doi.org/10.1017/S0016756809990331>

Morariu D.C. Subtle traps in petroleum systems of Romania: PhD Thesis. Bucharest Univ., 1998.

Popescu B.M. Romanias petroleum systems and their remaining potential // Petroleum Geoscience. V. 1, 1995, pp. 337-350. <https://doi.org/10.1144/petgeo.1.4.337>

Sandulescu M. Geotectonica Romanie. Bucharest: Technical Publishing House, 1984. – 336 p.

Ștefanescu M., Dicea O., Butac A., Ciulavu D. Hydrocarbon geology of the Romanian Carpathians, their foreland and the Transylvanian Basin, in Golonka J. and Picha F. (eds.) The Carpathians and their Foreland: Geology and Hydrocarbon Resources // AAPG Memoir 84, 2006, p. 521-567. <https://doi.org/10.1306/985619M843077>

Ștefanescu M., Popescu B. Romanias petroleum systems (abs.) // AAPG Bulletin, 1993. V. 77, p. 1668.

Trumpy R. Switzerland // Geology of the European countries. BORDAS and 26th International Geological Congress, Paris. - 1980. PP. 231-330.

Veron J. The Alpine Molasse Basin: review of petroleum geology and remaining potential // Bulletin fur Angewandte Geology, 2005. V. 10, pp. 75-86.

Averyanova O.Yu.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

PETROLEUM SYSTEMS OF SOME EUROPEAN SEDIMENTARY BASINS

Petroleum systems of several different basins of Europe are presented: Central Alpine Molasse basin, Carpathian Moldavids Unit, Baltic Syncline and Timan-Pechora Basin. The forecasting role of petroleum systems in the analysis of petroleum prospectivity of sedimentary basins and evaluation of exploration targets is emphasized.

Keywords: petroleum systems, petroleum basins of Europe, oil and gas potential, petroleum prospectivity, exploration target.

References

Allen P.A. and Allen J.R. Basin Analysis: Principles and Applications, second edition, Blackwell Publishing, 2005, 549 pp.

Boik H. Petroleum and natural gas in West Germany. Stuttgart: F. Enke Publishers, 1981.

Borosi N., Gherman M. Development strategies of the Romanian petroleum sector in the light of 150 years of experience. Bucuresti. 2007.

Cohen K.M., Finney S., Gibbard P.L. International Chronostratigraphic Chart, October 2014. International Commission on Stratigraphy. V. 2014/10. - <http://www.stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2014-01.pdf>

Fossum B.J., Grant N.T., Byurchieva B.V. Petroleum System Evaluation of the Korotaikha Fold-belt and Foreland Basin, Timan-Pechora Basin, Russia: Adapted from poster presentation. AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, PA, May 19-22, 2013 http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/10491fossum/ndx_fossum.pdf.html

Fossum B.J., Schmidt W.J., Jenkins D.A., Bogatsky V.I., Rappoport B.I. New Frontiers for Hydrocarbon Production in the Timan-Pechora Basin, Russia, in Downey M.W., et al. eds. Petroleum provinces of the twenty-first century. AAPG Memoir 74, 2001, chap. 13, pp. 259-279.

Guerrera F., Martin M.M., Martin-Perez J.A., Martin-Rojas I., Miclaus C., Serrano F. Tectonic Control On The Sedimentary Record Of The Central Moldavidian Basin (Eastern Carpathians, Romania). *Geologica Carpathica*. Vol. 63, No. 6, 2012. P. 463-479. <https://doi.org/10.2478/v10096-012-0036-0>

Gusterhuber J., Hinsch R., Linzer H.-G., Sachsenhofer R. Hydrocarbon generation and migration from sub-thrust source rocks to foreland reservoirs: The Austrian Molasse Basin. *Austrian Journal of Earth Sciences*, 2013. V. 106/2, pp.115-136.

Kanev S., Margulis L., Bojesen-Koefoed J.A., Weil W.A., Merta H., Zdanaviciute O. Oils and hydrocarbon source rocks of the Baltic sineclyse. *Oil & Gas Journal*. – 1994. – July. – pp. 69-73.

Klett T.R., Ahlbrabdt T.S., Schmoker J.W., Dolton G.L. Ranking of the world's oil and gas provinces by known petroleum volumes: U.S. Geological Survey. Open File Report 97-463, 1997, one CDR.

Lindquist S.J. The Timan-Pechora basin province of northwest Arctic Russia: Domanik – Paleozoik total petroleum system: U.S. Geological Survey Open-File Report 99-50-G, 1999. 40 P.

Luk'yanova N.V., Bogdanov Yu.B., Vasil'eva O.V., Vargin G.P., Verbitskiy V.R., Gorbatshevich N.R., Zhamoyda V.A., Zytner Yu.I., Kirikov V.P., Maksimov A.V., Nikutina N.G., Semenova L.R., Sivkov V.V., Fenin G.I. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000000 (tret'e pokolenie). Seriya Tsentral'no-Evropeyskaya. List N-(34) – Kaliningrad. Ob'yasnitel'naya zapiska* [State geological map of Russian Federation. Scale 1: 1,000,000. Central European Series. Sheet N-(34) - Kaliningrad. Explanatory note]. Saint Petersburg: Kartfabrika VSEGEI, 2011, 226 p.

Magoon, L.B., and Beaumont, E.A. Petroleum system, in Beaumont, E.A. and Foster N.H., eds., Exploring for oil and gas traps. AAPG Treatise of Petroleum Geology, 1999. Chap. 3, p. 3.1-3.34.

Magoon, L.B., Dow W.G. The petroleum system, in L.B. Magoon, and W.G. Dow, eds., The Petroleum system – From source to trap. AAPG Memoir 60, 1994, pp. 3-24.

Magoon, L.B., Schmoker J.W. The total petroleum system – The natural fluid network that constrains the assessment unit, Chap. PS, in U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team, U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and results, USGS Digital Data Series DDS-60, Version 1.0, CD-ROM, Disk one, 2000, 31 p.

Malkovsky M. The Mesozoic and Tertiary basins of the Bohemian Massif and their evolution: in Ziegler A. eds. Compression Intra Plate Deformations in the Alpine Foreland // Tectonophysics, 1987. V. 137 (1-4), pp. 31-42.

Matenco L., Bertotti G. Tertiary tectonic evolution of the external East Carpathians (Romania). Tectonophysics 316, 2000. P. 255-286. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(99\)00261-9](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00261-9)

McCann T. The Geology of Central Europe, Volume 2: Mesozoic and Cenozoic. London, Bath: Geological Society of London, 2008. PP. 749–1449 CDR. <https://doi.org/10.1017/S0016756809990331>

Morariu D.C. Subtle traps in petroleum systems of Romania: PhD Thesis. Bucharest Univ., 1998.

Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevykh tolshch – rezerv syr'evoy bazy uglevodorodov Rossii [Tight oil and gas shale formations – Russia's hydrocarbons future resources]. Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskiy A.A., Morariu D. Editor O.M. Prishchepa. Saint Petersburg: VNIGRI, 2014, 323 p.

Neftyanye mestorozhdeniya Pribaltiki [Baltic oil fields]. Vil'nyus: Mokslas, 1987, 148 p.

Otmas A.A. (Senior), Meshcherskiy A.A., Desyatkov V.M. *Neftegazonosnost' Kaliningradskogo regiona* [Oil and gas potential of Kaliningrad region]. Gornyy zhurnal, 2010, no. 3, p. 25-28.

Otmas A.A. (Senior), Volchenkova T.B., Bogoslovskiy S.A., Makarova I.R. *Siluriyskie tolshchi kak vozmozhnyy ob'ekt poiska uglevodorodnogo syr'ya v Kaliningradskom regione* [Silurian thickness as possible object of search of hydrocarbons in the Kaliningrad region]. Abstracts of 3 Int. Scientific-practical Conference “Kaliningrad 2013. Problems and achievements of petroleum geology”. EAGO, p. 64-67.

Popescu B.M. Romanias petroleum systems and their remaining potential // Petroleum Geoscience. V. 1, 1995, pp. 337-350. <https://doi.org/10.1144/petgeo.1.4.337>

Prishchepa O.M. *Metodologiya i praktika vosproizvodstva zapasov nefti i gaza (Severo-Zapadnyy region) v sovremennykh usloviyakh* [Methodology and practice of renewing of oil and gas reserves (North-Western region) in current conditions]. Leningrad: Nedra, 2005

Prishchepa O.M., Bazhenova T.K., Bogatskiy V.I. *Neftegazonosnye sistemy Timano-Pechorskogo osadochnoggo basseyna (vklyuchaya akvatorial'nyuyu pechoromorskuyu chast')* [Petroleum systems of the Timan-Pechora sedimentary basin (including offshore Pechora part)]. Geologiya i geofizika, 2011, vol. 52, no. 8, p. 1129-1150.

Sandulescu M. Geotectonica Romanie. Bucharest: Technical Publishing House, 1984. – 336 p.

Ștefanescu M., Dicea O., Butac A., Ciulavu D. Hydrocarbon geology of the Romanian Carpathians, their foreland and the Transylvanian Basin, in Golonka J. and Picha F. (eds.) The Carpathians and their Foreland: Geology and Hydrocarbon Resources. AAPG Memoir 84, 2006, p. 521-567. <https://doi.org/10.1306/985619M843077>

Ștefanescu M., Popescu B. Romanias petroleum systems (abs.). AAPG Bulletin, 1993. V. 77, p. 1668.

Timano-Pechorskaya provintsiya: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost', perspektivy osvoeniya [Timan-Pechora province: geological structure, oil and gas potential and development prospects]. M.D. Belonin, O.M. Prishchepa, E.L. Teplov, G.F. Budanov, S.A. Danilevskiy. Saint Petersburg: Nedra, 2004, 396 p.

Trumpy R. Switzerland // Geology of the European countries. BORDAS and 26th International Geological Congress, Paris. - 1980. PP. 231-330.

Veron J. The Alpine Molasse Basin: review of petroleum geology and remaining potential // Bulletin fur Angewandte Geology, 2005. V. 10, pp. 75-86.

© Аверьянова О.Ю., 2015