

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ДЕВОН-КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДНЕПРОВО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Н.П. Фадеева, Е.Н. Полудеткина, И.М. Натитник, И.Х. Ахуньянов
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Обеспечение нефтегазодобывающей отрасли Украины разведанными запасами является одной из важнейших задач прикладных нефтегазопроисловых и разведочных исследований. Открытие новых месторождений углеводородного сырья в первую очередь зависит от наличия в разрезе бассейна отложений с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, ловушек и пород-флюидоупоров. Однако, этого не достаточно. Не случайно среди основных факторов, учитываемых при оценке геологического риска поисково-разведочных работ, обязательно рассматриваются условия генерации и миграции углеводородов. Объектом, с которым может быть связано увеличение запасов углеводородных ресурсов, являются доманикоидные отложения – битуминозные породы, обогащенные органическим веществом (черные сланцы – black shale). В пределах Днепровско-Донецкой впадины, основного нефтегазоносного региона Украины, доманикоидные отложения недостаточно хорошо изучены. В работе основное внимание уделено количественной и качественной характеристикам нефтегазоматеринских пород на основе многочисленных данных пиролитических и газохроматографических исследований, данных по отражательной способности витринита, а также истории их катагенетического преобразования, что позволило локализовать зоны поиска для дальнейших геологоразведочных работ и существенно повысить эффективность геологоразведочных работ при выборе и заложении новых объектов бурения.

Ключевые слова: Днепровско-Донецкая впадина, доманикоидные отложения, нефтегазоматеринские свиты, пиролитиз, бассейновое моделирование

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.23>

Для цитирования: Фадеева Н.П., Полудеткина Е.Н., Натитник И.М., Ахуньянов И.Х. Углеводородный потенциал девон-каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 240-248. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.23>

Введение

К доманикоидным отложениям относятся породы глинистого, кремнисто-глинистого, карбонатно-глинистого или смешанного состава, обогащенные органическим веществом (ОВ), сформировавшиеся в депрессионных обстановках, иногда в условиях сероводородного заражения. В зависимости от концентрации ОВ (в расчете на $C_{орг}$ вес.) Т.А. Шарданова разделяет их на углеродистые (0,5-5%) и высокоуглеродистые (5-25% и выше) разности (Хисамов и др., 2015)

Системное изучение геологического строения и нефтегазоносности Украины показало, что на ее территории широко распространены доманикоидные отложения (Мачулина, 2016). Они встречаются на всех стратиграфических уровнях осадочного разреза, начиная от нижнего силура до современных сапропелевых осадков Черного моря, в прогибах и в пределах платформенных областей (Рис. 1).

Несмотря на хорошую геологическую изученность, в генетическом аспекте доманикоидные отложения недостаточно изучены, особенно это касается Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), являющейся основным нефтегазоносным регионом Украины. В данной работе основное внимание уделено источнику углеводородов (УВ) в осадочном бассейне – нефтегазоматеринским породам, истории их катагенетического преобразования и их характеристикам: количественной и качественной. Изучение процессов нефтидогенеза в пределах ДДВ на основе исследования кернового материала более 40 скважин позволило локализовать зоны поиска для дальнейших геологоразведочных работ, что поможет оценить перспективы поисков залежей

УВ и существенно повысить эффективность геологоразведочных при выборе и заложении новых объектов бурения (поисково-разведочных скважин).

Геологическое строение

Днепровско-Донецкий нефтегазоносный бассейн приурочен к одноименной впадине, расположенной в юго-западной части Восточно-Европейской платформы. К настоящему времени в нем открыто свыше 200 месторождений нефти, газоконденсата и газа. Нефтяные месторождения приурочены к северо-западной части ДДВ, ее северной и прибортовой частям; газоконденсатные и газовые месторождения распространены на всей территории региона. Диапазон нефтегазоносности охватывает интервал от докембрийского кристаллического фундамента до мезозойских отложений включительно, но потенциал осадочного чехла еще в значительной степени неизвестен. Он включает семь литолого-стратиграфических комплексов, содержащие как автохтонные, так и аллохтонные залежи УВ – девонский, турнейско-нижневизейский, верхневизейский, серпуховской, среднекаменноугольный, верхнекаменноугольный-нижнепермский, мезозойский, причем более половины ресурсов сосредоточено в нижнекаменноугольном комплексе. Каждый комплекс содержит как нефтегазогенерирующие породы, так и породы, слагающие природные резервуары (коллекторы, флюидоупоры). Большинство месторождений относится к категории мелких, характеризующихся запасами менее 10 млн. условного топлива, фазовый состав УВ – преимущественно газовый.



Рис. 1. Распространение доманикоидных отложений на территории Украины и сопредельных территорий (по Мачулиной, 2016)

В основании ДДВ находится сложный рифт, имеющий ширину от 60-70 км на северо-западе ДДВ до 160-170 км в Донбассе; от Украинского щита и Воронежского массива он отделен глубинными разломами амплитудой до 2-4 км. Палеорифт заполнен дорифтовыми и синрифтовыми девонскими отложениями, которые с угловым несогласием перекрываются пострифтовым каменноугольно-кайнозойским комплексом отложений (Рис. 2) (Стовба, 2008). Максимальные мощности осадков, отложившихся за всю позднепалеозойскую и мезозойскую историю развития ДДВ, изменяются от 2-6 км на северо-западе до 19 км на юго-востоке, в направлении южной приосевой зоны западной части ДДВ она увеличивается до 22 км, а на бортах уменьшается до 1-5 км.

Характеристика нефтегазоматеринских отложений

Как известно, углеводородный потенциал пород определяется количеством органического вещества (ОВ), его генетическим типом и степенью катагенетической трансформации, что обусловлено палеогеографическими условиями седиментации и тектоникой. В целом для всего региона отмечается зональность в распределении литофаций и катагенетических зон. В направлении от СЗ к ЮВ и от бортов к центральной части ДДВ возрастает роль морских относительно глубоководных отложений и усиливается катагенетическая преобразованность пород.

Геохимические методы исследования включали определение характеристик органического вещества (ОВ) в породах девон-каменноугольного комплекса пиролитическим методом (Rock Eval 6) в 20 скважинах (Рис. 3). В 40 скважинах установлена катагенетическая шкала на основе замеров показателя отражательной способности витринита (данные УкрГГРИ, МГУ). На основе данных геохимических исследований выполнено моделирование процессов генерации углеводородных флюидов из основных нефтегазоматеринских отложений осадочного чехла и определение путей миграции УВ от очагов генерации к

местам их аккумуляции для определения основных факторов, влияющих на образование УВ скоплений в исследуемом районе. Моделирование проводилось в программном пакете *TemisSuite2D*.

Наиболее древние нефтегазоматеринские породы установлены в верхнедевонском комплексе. Накопление девонских отложений связано с рифтовым этапом развития бассейна (D_2 – конец D_3). Комплекс отложений представлен переслаиванием терригенных и карбонатных пород, включает эффузивный и пирокластический материал. В верхнедевонских отложениях содержатся два соленосных горизонта – соли в нижнем горизонте (франский ярус) находятся в штоках, в верхнем (фаменский ярус) – в пластовом залегании. В подсолевых среднедевонских отложениях доманикиды отсутствуют, а их первое появление отмечается на уровне среднефранского подъяруса, где саргаевско-семилукские

карбонатные отложения образуют единую толщу на СЗ ДДВ; на ЮВ они замещаются пирокластическим материалом. Накопление отложений протекало в мелководном морском бассейне, сменяющемся глубоководными депрессионными обстановками в приразломных зонах (Мачулина, 2016). Содержание Сорг достигает 3%, в составе сапропелевого ОВ присутствует незначительная примесь гумусового материала.

Терригенные и терригенно-карбонатные породы (карбонатность 1-63% по данным пиролиза) *фаменского яруса*, изученные нами в пределах северного и южного склонов ДДВ (площади С.-Зеньковская, Шедиевская, Затышнянская) в интервале глубин 2,7-5,8 км фактически уже прошли основной пик нефтеобразования ($T_{max}=446-605^{\circ}C$, градации катагенеза MK_2 -АК). Остаточные содержания ОВ (TOC – total organic carbon) 0,3-3,7%, водородного индекса ($HI=S_2/TOC=3-111$ мг УВ/г TOC, генетического потенциала породы $(S_1+S_2)=0,1-1,2$ кг УВ/т породы, количество УВ в ОВ ($\beta^{SI}=S_1/TOC$) 0,2-1,4% свидетельствуют о практически полном истощении генерационного потенциала фаменских НМТ. Однако, учитывая высокую степень катагенетической преобразованности отложений, исходный генерационный потенциал их был значительно выше (TOC~2-5%, HI – не менее 400 мг УВ/г TOC) и они могли генерировать жидких УВ от 1 до 3,5 кг на 1 т породы, газовых 2-3,5 кг/т породы. В соответствии с существующими классификациями исходный углеводородный потенциал фаменских пород можно рассматривать как «удовлетворительный-хороший» (Applied petroleum biochemistry, 1993).

Каменноугольные отложения формировались в течение синеклизного этапа развития бассейна. Если в начале периода (турне-ранневизейский века) регион испытывал относительно медленное прогибание, то во второй половине визейского века происходило стремительное погружение региона, в котором накопилось до 15 км каменноугольных осадков (современная мощность отложений). Это время контрастных условий седиментации

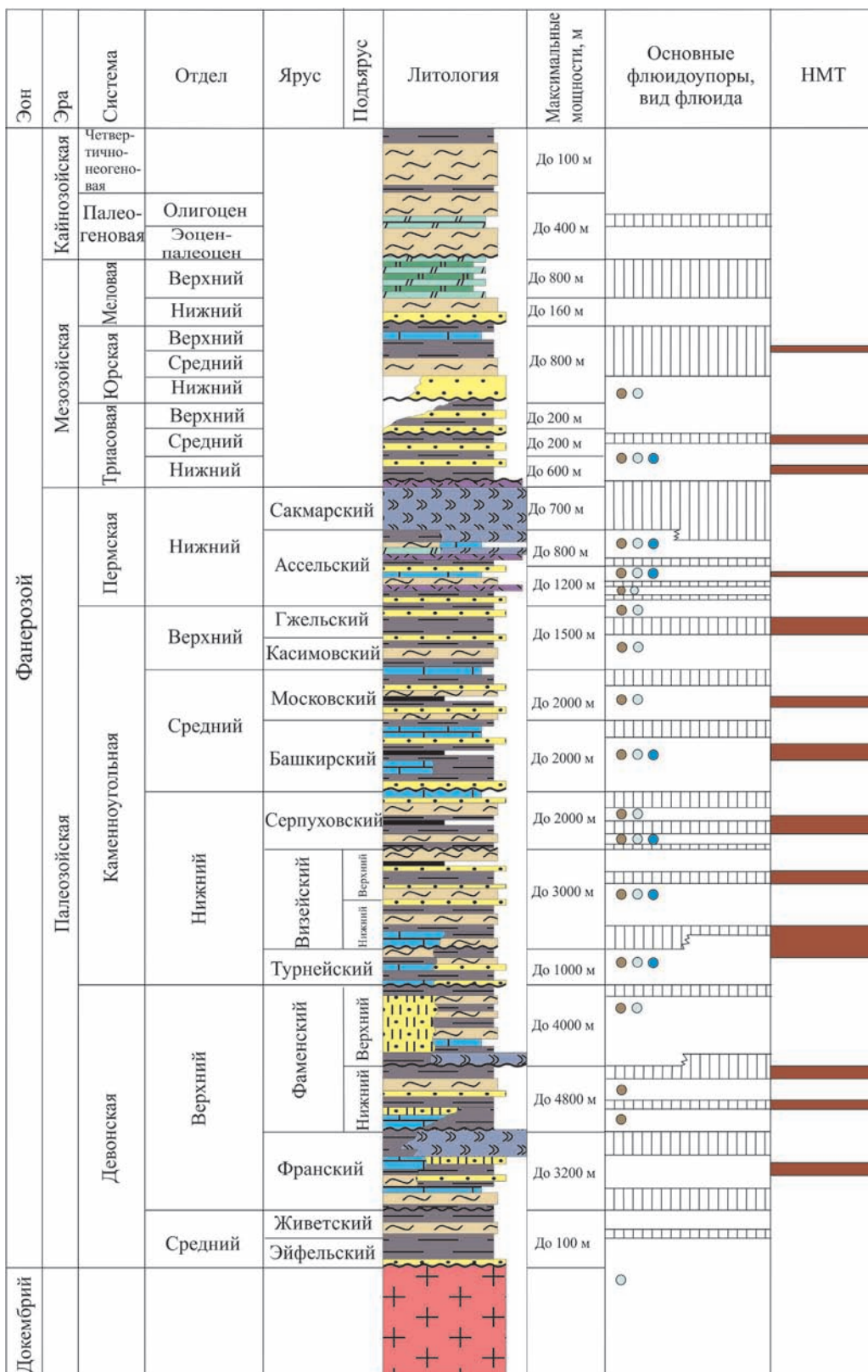


Рис. 2. Сводная литолого-стратиграфическая схема ДДВ (по материалам Атлас ..., 1998)

ОВ – от континентальных бассейнов с преимущественно гумусовым ОВ до морских глубоководных, иногда с сероводородным заражением придонных вод, в которых формировались карбонатно-терригенные осадки, содержащие ОВ смешанного до чисто сапропелевого, водорослевого, состава. Для каменноугольного времени характерно накопление радиоляритовых доманикоидных осадков, особенно в центральной и восточной, глубоководной части

морского бассейна ДДВ. Чаще всего они встречаются в отложениях нижнего турне, визейского и серпуховского ярусов, иногда в верхней части башкирского и в низах московского ярусов среднего карбона, в гжельском ярусе верхнего карбона (Vishnevskaya et al., 2002).

Породы турнейско-нижневизейского комплекса, изученные в интервале глубин 4,4-6,2 км в СЗ части ДДВ (площади С-Зеньковская, Песковская, Побыванская,

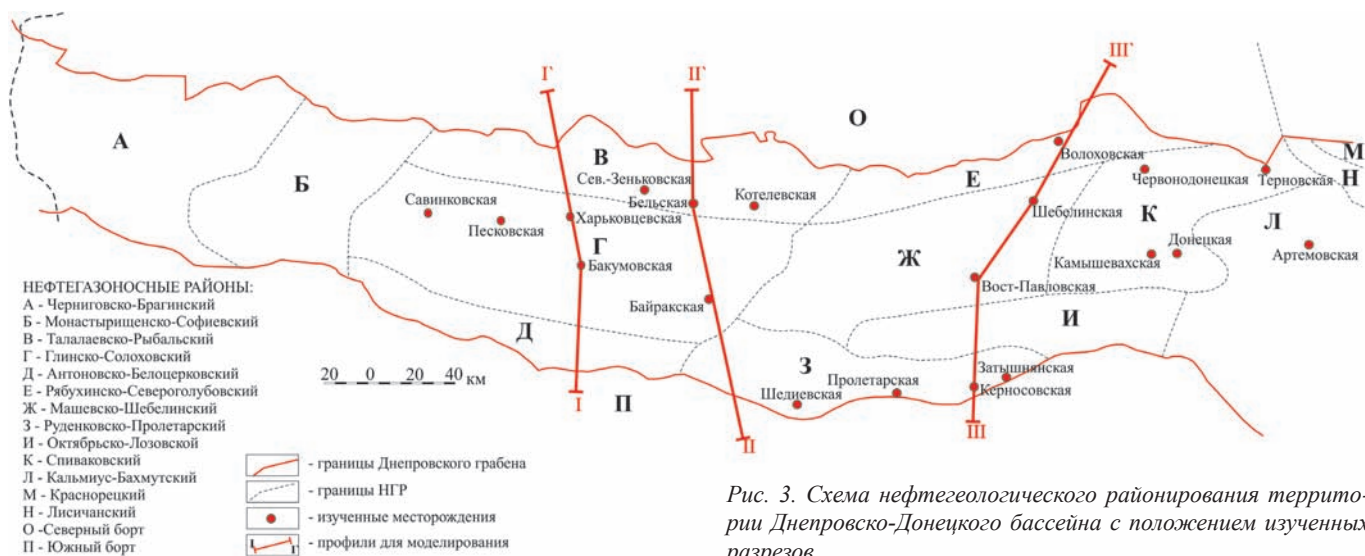


Рис. 3. Схема нефтегеологического районирования территории Днепровско-Донецкого бассейна с положением изученных разрезов

Бакумовская, Бельская), также как и девонские отложения, прошли основной пик нефтеобразования и находятся в условиях конденсато- и газообразования: T_{\max} пиролиза 452-522°C. Содержание ОВ в карбонатно-кремнисто-терригенных породах (карбонатность 1-72%) изменяется в широких пределах – от 0,3 до 18,6%. Более 60% изученных образцов содержат повышенные (выше кларковых для соответствующих литотипов пород) концентрации ОВ (ТОС в среднем около 4%) вплоть до сланцевых (ТОС=18,6%). Формирование осадков в этой части ДДВ протекало в условиях мелкого шельфа и опресненной лагуны (Геологическая история..., 1993) и при участии наземного органического материала – в этом комплексе выделяется два типа керогена. Первый, нефтематеринский, в условиях значительного катагенеза (T_{\max} =486-592°C, глубина 5,5-6,2 км) характеризуется относительно повышенными значениями остаточного потенциала ОВ (НИ) 104-220, среднее 150 мг УВ/г ТОС, содержанием битумоида и УВ в породе ($X_B=0,19\%$, $S_1=1,03$ кг УВ/т породы) и в ОВ ($\beta^{XB}=2,7\%$, $\beta^{S1}=2\%$); высок и остаточный генерационный потенциал пород (S_1+S_2)=1,8-43,7, среднее 11 кг УВ/т породы. В разрезах скважин Бельская, Песковская, С.-Зеньковская породы с таким керогеном составляют около 25%. Исходный углеводородный потенциал этих пород мог составлять не менее 80 кг/т породы жидких УВ и до 20 кг/т породы газовых УВ, что позволяет рассматривать их как очень хорошую нефтепроизводящую и газогенерирующую толщу.

Большая же часть пород на изученных площадях содержит кероген с низкими значениями НИ 5-68, среднее 31 мг УВ/г ТОС (кероген типа III и IV), что обусловило в целом незначительный нефтегенерационный потенциал этих отложений: ТОС=1,4%, (S_1+S_2)=0,5 кг УВ/т породы, содержание УВ в породе и в ОВ низкие ($S_1=0,11$ кг УВ/т породы, $\beta^{S1}=0,85\%$); породы относятся к газоматеринским. Это подтверждается и ориентировочными расчетами исходного потенциала этих пород, который составлял менее 1 кг жидких УВ/т породы и 2 кг газовых УВ/т породы («бедные» нефтематеринские породы, по Applied petroleum biochemistry, 1993).

Верхневизейский преимущественно терригенный (карбонатность 1-19%) комплекс был изучен в основном на СЗ ДДВ, в области, где глубоководные морские осадки

приблизительно от г. Полтавы быстро сменялись на СЗ ДДВ континентальными (болота, поймы) условиями седиментации со значительным влиянием речного сноса осадочного и органического материала. Изученные породы залегают на глубинах 3891-5982 м. Градации катагенеза МК₁-МК₂ (T_{\max} 434-448°C) отмечаются в интервале 3891-4597 м в скважинах Песковской, Бельской, Побыванской и Харьковцевской, МК₃ (T_{\max} 450-469°C) – глубина 4474-5982 м на площадях Савинковская, Песковская, Побыванская, Харьковцевская и Бакумовская, МК₄-АК (T_{\max} 470-567°C) на глубинах 4872-5820 м в СЗ части ДДВ (площади Байракская, Бакумовская, С.-Зеньковская и Харьковцевская) и на ЮВ в скв. Затышняя-1 (глубина 3142 м). Более высокое гипсометрическое положение границы главной зоны газообразования (ГЗН) в пределах Затышней площади связано с ее более глубоким положением в прошлом, а затем этот блок был поднят. Диапазон концентраций ОВ 0,33-6,62%, среднее 2,23%, причем в 85% образцов они превышают субкларки для терригенных пород (карбонатность пород 1-19%), что позволяет положительно оценивать этот комплекс с точки зрения концентрации ОВ. По данным пиролиза ОВ имеет смешанный состав – остаточные значения водородного индекса изменяются от 5 до 161, среднее 64 мг УВ/г ТОС и они снижаются в зоне катагенеза от 87 (МК₁-МК₂) до 64 (МК₃) и 44 мг УВ/г ТОС в апокатагенезе, причем более интенсивно оно происходит при переходе к градации МК₃. Остаточные содержания битумоида и УВ невелики, как в породах (0,04% и 0,22 кг/т породы), так и в ОВ (1,05 и 0,83%). Генерационный потенциал породы (S_1+S_2)=0,1-7,5 кг УВ/т породы и он зависит как от концентрации, так и от типа ОВ – между ними отмечается положительная корреляция. Ориентировочные расчеты исходного потенциала показали, что отложения верхневизейского комплекса обладали высоким нефтематеринским (20-50 кг УВ/т породы) и газовым (8-10 кг УВ/т породы) потенциалом, однако он оказался несколько ниже ожидаемого. Очевидно, это связано с тем, что изучаемая нами часть ДДВ в поздневизейское время характеризовалась преимущественно мелководно-морскими условиями седиментации. По данным украинских геологов (Мачулина, 2013, Лукин, 2013) верхневизейские отложения («рудовские слои») обладали превосходным нефтематеринским

потенциалом: в типично депрессионных фациях (черные тонкослоистые битуминозные пелитоморфные с прослоями битуминозных известняков и силицитов), распространенных в осевой части ДДВ (в частности в Сребненской депрессии) исходная концентрация ОВ могла составлять от 20 до 80% (остаточные содержания ОВ 3-13%); по составу пород, концентрации и типу ОВ эти отложения коррелируются с доманиковыми отложениями восточной части Восточно-Европейской платформы. Согласно расчетам С.А.Мачулиной (2013, 2016) верхневизейская доманикоидная толща площадью 40 тыс. км² и средней мощностью 35 м могла генерировать 17,8×10⁹ т жидких и 31,2×10⁹ т газовых УВ. В юго-восточной части ДДВ аналогом рудовских слоев является «стыльская» свита, представленная черными кремнисто-глинистыми ритмитами, которые содержат сапропелевое ОВ и обладают высоким остаточным генетическим потенциалом даже в условиях сильной катагенетической преобразованности (T_{max}=470-530°C): Сор_г=2-6%, (S₁+S₂)=2,7 кг УВ/т породы (Мачулина, 2016). Таким образом, верхневизейские доманикиты в Днепровско-Донецком бассейне являются «превосходными» нефтематеринскими отложениями, в большей степени уже реализовавшие свой потенциал.

Терригенные, практически бескарбонатные (по данным пиролиза карбонатность 4%) отложения *серпуховского комплекса* (площади Байракская и Бакумовская) находятся в основном на грациях катагенеза МК₁-МК₂ (T_{max}=436-450°C, глубина 3,9-4,5 км, верхнесерпуховские) и МК₃ (T_{max}=445-475°C, нижнесерпуховские). Диапазон концентраций ОВ 0,57-3,7%, НН 32-238 мг УВ/г ТОС, (S₁+S₂)=0,2-6,5 кг УВ/т породы; в прослоях пород с более высокими значениями ОВ и НН отмечается относительно повышенное содержание битумоида ХБ=0,04-0,08%. Исходный потенциал пород серпуховского яруса (жидкие УВ около 8 кг/т породы, газовые – 5 кг/т породы) позволяет рассматривать их как «хорошие» нефтегазоматеринские породы.

Среднекаменноугольный (башкирский и московский ярусы) комплекс был изучен в интервале глубин 2,9-4,8 км в центральной части ЮВ ДДВ (площади Артемовская, Червонодонецкая, Терновская). В этой части бассейна в условиях мелкого моря накапливались терригенные (песчано-алевритовые) бескарбонатные (карбонатность в среднем 3%) осадки. По данным пиролиза катагенетическая преобразованность пород отвечает грациям МК₂-МК₃ (T_{max}=441-462°C, глубина 2,9-3,4 км, отложения московского яруса, Терновская площадь), МК₄ (T_{max} 487°C, глубина 3,7-4,7 км, московский и башкирский ярусы, Червонодонецкая, Терновская площади) и МК₄-АК (T_{max} 500-560°C, глубина 4-4,9 км, московский ярус, Артемовская площадь).

Диапазон концентраций ОВ 0,23-6,76%, преобладают в разрезе концентрации менее 2%; для них типичны низкие значения генерационного потенциала пород (S₁+S₂)=0,2-0,9 кг УВ/т породы и ОВ (НН=18-93 мг УВ/г ТОС), УВ (S₁=0,01-0,1%). В породах с более высоким содержанием ОВ (ТОС 2,1-6,8%) указанные параметры на порядок выше: (S₁+S₂)=0,6-9,2 кг УВ/т породы, НН=27-125 мг УВ/г ТОС, S₁=0,02-0,76%; эти породы встречаются в отложениях как московского, так и башкирского ярусов, в менее и в более преобразованных породах. Высокая катагенети-

ческая преобразованность обусловила полное истощение генерационного потенциала пород вне зависимости от концентрации и типа ОВ – содержание УВ в расчете на ОВ и в первом (β^{S1}=0,07-1,3%), и во втором (β^{S1}=0,08-1,24) случаях одинаково низкая. По мере усиления катагенеза наблюдается снижение всех параметров, характеризующих потенциал пород и ОВ, наиболее контрастно проявившееся в значениях (S₁+S₂) 1,9 и 0,4 кг УВ/т породы и НН=70 и 33 мг УВ/г ТОС, соответственно для граций МК₂-МК₃ и МК₄-АК. Исходный потенциал обогащенных ОВ пород по расчетам мог составлять около 15 кг жидких УВ/т породы и 5 кг газовых УВ/т породы), т.е. они могут рассматриваться как газо-, так и нефтепроизводившие.

Породы *верхнекаменноугольного комплекса*, изученные также в центральной части ЮВ ДДВ на площадях Артемовская и Червонодонецкая в интервале глубин 2-3,4 км, находятся вблизи верхней границы ГЗН. По наиболее достоверным значениям (S₂ около 0,5 кг/т) T_{max} 427-437°C. По данным пиролиза породы в этой части ДДВ можно рассматривать только в качестве газоматеринских и то с незначительным потенциалом. Это обусловлено предельно низкими значениями всех генерационных параметров пород и ОВ, находящихся в начале мезокатагенеза: ТОС=0,1-1,1, среднее 0,5%, S₁=0,01-0,05 и (S₁+S₂)=0,05-0,61 кг УВ/т породы, НН=36-80 мг УВ/г ТОС, ХБ=0,02%, β^{XB}=1,9%, β^{S1}=0,3-2%.

Таким образом, анализ геохимической характеристики изученных нами верхнедевонских-каменноугольных отложений в основном в окраинных частях ДДВ, показал, что девон-каменноугольные отложения обладали не только газо-, но и нефтематеринским потенциалом. Наиболее высокий, в первую очередь, нефтематеринский потенциал был у пород верхневизейского комплекса, несколько меньший – пород турнейско-нижневизейского комплекса, относящиеся к высокоуглеродистым доманикитам (Рис. 4). Повышенная липидность гумусовой примеси в смешанном по составу ОВ в породах карбона могла быть обязанной, по мнению М.В. Голицына, высокому содержанию в них липтинитовых компонентов (более 30%).

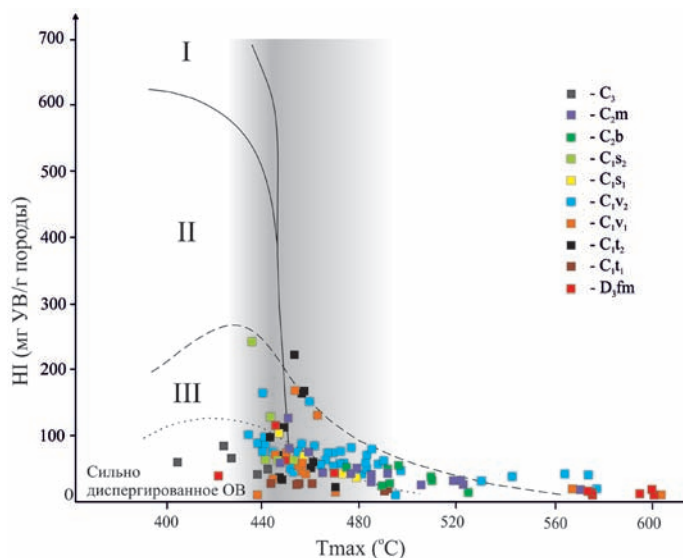


Рис. 4. Диаграмма Ван-Кревелена типов ОВ и степени катагенетической преобразованности девон-каменноугольных НМТ ДДВ

Моделирование процессов ГАК

На современном этапе развития нефтегазопоискового направления бассейновое моделирование становится необходимой и важной дисциплиной, задачей которой является изучение осадочных бассейнов как целостных природных систем, установление их структуры и состава, генезиса и этапов развития. Моделирование процесса развития осадочного бассейна во времени требует комплексного подхода в изучении развития его элементов (Галушкин, 2007).

Для моделирования процессов генерации углеводородов на территории Днепровско-Донецкого бассейна были выбраны три региональных профиля (Рис. 3), отражающие основные черты геологического строения части бассейна, и тем самым изучаемый регион был разделен условно на 3 области: северо-западную, центральную и юго-восточную, в пределах которых резко различны как мощность осадочного чехла (с СЗ на ЮВ она увеличивается от 7 до 16 км), скорости осадконакопления, литологический состав отложений, а также степень катагенетической трансформации основных НГМТ.

Для литологической характеристики разрезов использовались данные по 40 скважинам Днепровско-Донецкой впадины. Геохимические характеристики нефтематеринских толщ модели определены по результатам литературных данных (УкрГГРИ), а также на основании собственных исследований. Для определения положения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) использовались значения показателя отражения витринита и данные пиролитических исследований. На основе построенных моделей верхняя граница ГЗН исследуемого региона проходит на глубине около 2000-2200 м, что соответствует границе нижнепермско-верхнекаменноугольных отложений в осевой части Днепровско-Донецкого грабена и среднекаменноугольных – на его бортах. Нижняя граница ГЗН отмечается на глубине 5000-5500 м, что соответствует границе турнейско-нижневизейских отложений (Рис. 5).

По результатам моделирования нефтегазоматеринские отложения верхнефаменского, турнейско-нижневизейского и верхневизейского возраста в пределах ДДВ являются полностью преобразованными, за исключением бортовых частей разреза. Отложения серпуховского комплекса в центральной части депрессии преобразованы до стадии АК, тогда как на ЮЗ борту они еще находятся в ГЗН и ГЗГ со степенью трансформации от 20 до 80%. Среднекаменноугольные НГМТ полностью находятся в пределах «нефтяного окна» со степенью трансформации от 20 до 75%. Отложения верхнекаменноугольного возраста также на всей части изучаемой территории находятся в ГЗН, средняя степень трансформации составляет 20%.

В целом, на всей изучаемой территории преобладает латеральная миграция УВ флюидов из центральной части депрессии в бортовые части бассейна. Вклад в формирование залежей УВ в центральной части впадины вносит вертикальная вторичная миграция по разломам, с которой может быть связано переформирование первичных залежей и образование скоплений УВ на более высоких стратиграфических уровнях (Рис. 5).

Численное моделирование показало, что в северо-западной части ДДВ разрез характеризуется относительно высокой степенью УВ насыщенности в осевой части. На антиклинальных структурах Антоновская, Богдановская

наблюдается повышенная насыщенность УВ – около 55-60% в нижнекаменноугольных, серпуховских и среднекаменноугольных отложениях, на структурах Озерянская, Горобиевская, Савинковская и Талалаевская – до 50%. В коллекторах башкирского яруса УВ насыщенность достигает 35%. Наибольший интерес представляют скопления УВ в северо-западной части разреза, характеризующиеся высоким насыщением в терригенных ниже- и верхневизейских породах и в серпуховском комплексе, что подтверждает установленную промышленную нефтегазоносность северного борта ДДВ (Чебаненко, Краюшкин, 2004). Залежи УВ здесь связаны с литологическими и стратиграфическими ловушками, а также с породами кристаллического фундамента.

Центральная часть исследуемого региона характеризуется достаточно высокой степенью УВ насыщенности. Модель подтверждает наличие УВ скоплений на антиклинальных структурах – Зачепиловская, Солоховская и Бельская со степенью насыщения порядка 60-65% в каменноугольных отложениях. В среднекаменноугольных отложениях башкирского яруса УВ насыщенность ниже и достигает 50%. В верхневизейском доманиковом комплексе («рудовские» слои) на глубине 5-6,5 км УВ насыщение достигает порядка 50-55%. Ввиду затрудненной эмиграции, в толще сланцевой формации могли консервироваться автохтонные скопления сланцевого газа. Отмечаются также небольшие скопления преимущественно газообразных УВ в наиболее погруженной части разреза в верхнедевонских и турнейско-нижневизейских отложениях на глубине до 8,5 км. Наибольший интерес представляют скопления УВ, связанные с литологическими и стратиграфическими ловушками в верхнекаменноугольных и триасовых отложениях, и также возможно промышленное наличие УВ скоплений на северном борту ДДВ.

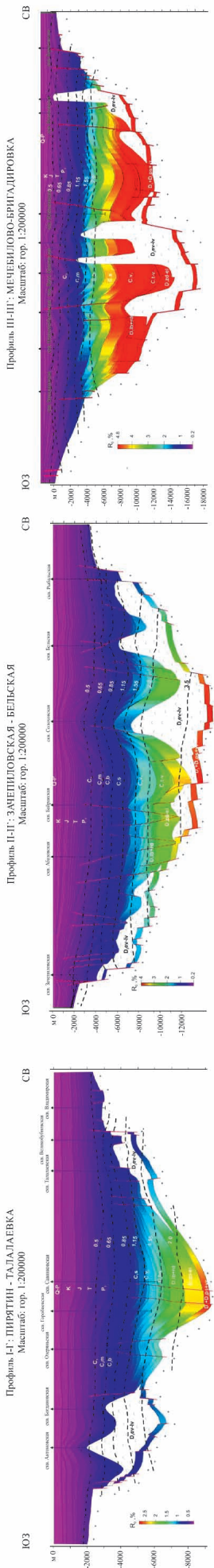
В наиболее погруженной юго-восточной части исследуемой территории наблюдается резкое увеличение газовой УВ фазы в пластах-коллекторах; зоны аккумуляции УВ в серпуховских, башкирских и верхнекаменноугольных отложениях связаны со структурными поднятиями, образованными за счет активной соляной тектоники, а также с литологическими и стратиграфическими ловушками в бортовых частях разреза.

Результаты

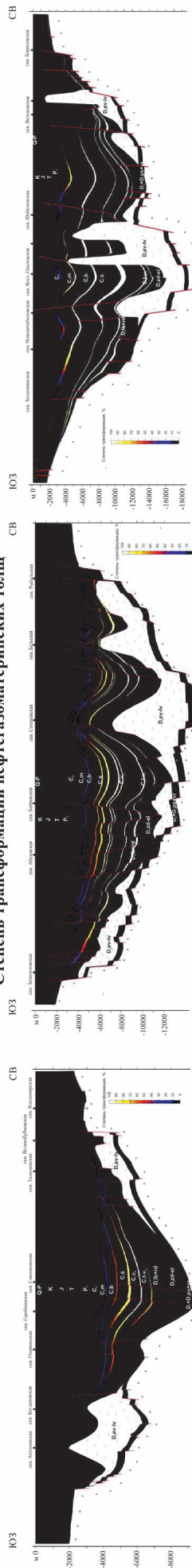
Геохимические исследования нефтегазоматеринских отложений показали, что в Днепровско-Донецкой впадине существуют благоприятные условия для нефтегазообразования. Это обусловлено наличием в этих породах керогена типов II и III, средними концентрациями ОВ до 2,5% и термобарическими условиями, отвечающими условиям зон нефте- и газообразования. С северо-запада на юго-восток наблюдается региональное закономерное изменение положения очагов главных зон нефтегазообразования, поэтому на настоящий момент в наиболее благоприятных условиях находятся отложения каменноугольного возраста, которые сгенерировали основную часть аккумулированных УВ.

Воссоздание процессов генерации углеводородов в пределах ДДВ показало, что верхнедевонские и турнейско-нижневизейские НГМТ на современном этапе выработали свой потенциал и находятся на высоких грациях катагенеза на большей части территории.

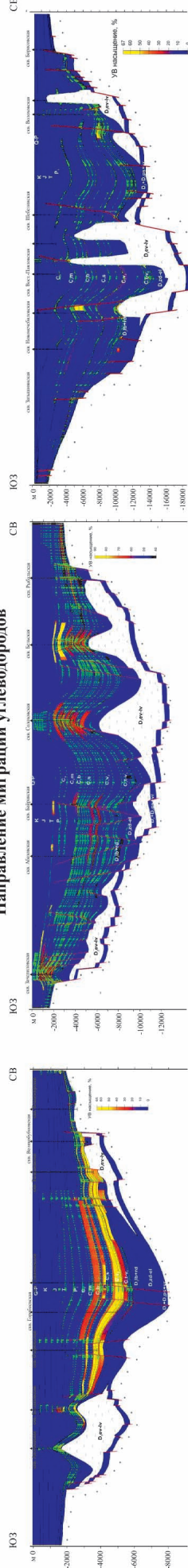
Степень катагенетического преобразования отложений



Степень трансформации нефтесоматеринских толщ



Направление миграции углеводородов



Степень насыщения углеводородами осадочного чехла

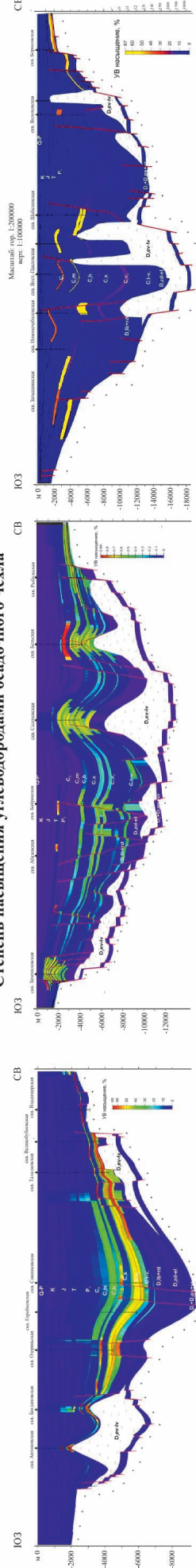


Рис. 5. Модельные профили с графическим выражением: 1 – катагенетического преобразования отложений; 2 – степени трансформации НГМТ; 3 – направления миграции УВ; 4 – степени насыщения УВ осадочного чехла

Верхневизейские, серпуховские и среднекаменноугольные НГМТ формируют современный очаг нефтегазообразования в северо-западной и центральной части. На юго-востоке бассейна верхнедевонские и нижнекаменноугольные НГМТ, находящиеся на глубине от 9 до 14 км, выработали свой потенциал еще к середине позднекаменноугольного периода, поэтому промышленно-генерирующие толщи связаны с более молодыми отложениями – среднего и верхнего карбона.

Наиболее перспективными территориями являются северная и южная бортовые и прибортовые (краевые) зоны ДДВ, что обусловлено доступными для бурения глубинами залегания перспективных нефтегазоносных комплексов и открытием в них промышленных скоплений УВ в антиклинальных и неантиклинальных ловушках. Нахождение очага нефтеобразования в северо-западной части ДДВ позволяет также предполагать при активных миграционных процессах латеральную миграцию УВ флюидов в крайние западные районы бассейна (Монастырищенско-Софиевский НГР), недоизученные бурением в настоящее время.

Огромную роль в формировании строения бассейна сыграла соляная тектоника, что дает возможность прогнозировать залежи УВ в ловушках, связанных с соляными диапирами и штоками в центральной части ДДВ.

Перспективы наращивания углеводородной базы ДДВ по результатам построенной модели связываются также с литологическими, стратиграфическими и тектонически экранированными залежами нефти и газа в глубокозалегающих не пробуренных на настоящее время (глубины более 5,5 км) каменноугольных и девонских комплексах в юго-восточной части ДДВ.

Одно из направлений нефтегазопоисковых работ в ДДВ в последнее время связывается со сланцевыми формациями верхневизейского комплекса, представленные черными доманикоидными глинами с содержанием ОВ до 18,3% («рудовские» слои), которые сейчас имеют практический интерес с точки зрения промышленного освоения. Нахождение этой толщи пород на глубинах от 3-4 в северо-западных до 6-8 км в юго-восточных частях позволяет говорить о ее потенциале на сланцевые жидкие и преимущественно газообразные УВ.

Литература

- Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. гол. редкол.: М.М. Іванюга. Львів: Центр Європи. 1998. Т. 4. 5. 708 с.
- Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. Москва: Научный мир. 2007. 457 с.
- Геологическая история территории Украины. Палеозой. под. ред. П.Д. Цегельнюк. Киев: Наук. Думка. 1993. 199 с.
- Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. Киев: Наук. Думка. 1988. 147 с.
- Куриленко В.С., Мачулина С.А., Олейник Е.П. Графо-аналитический метод оценки генерационного потенциала визейской доманикоидной толщи ДДВ. *Зб. наук. пр. Інституту геологічних наук НАН України*. 2010. Вип. 3. С. 281-286.

Лукин А.Е. Черносланцевые формации эвксинского типа – мегаловушки природного газа. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2013. № 4. С. 5-28.

Мачулина С.А. Геологические условия нахождения неконвенциональных скоплений УВ в юго-западной части Донбасса. *Мат. Всерос. конф. «Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы освоения»*. М: ГЕОС. 2013.

Мачулина С.А. Седиментологические, палеогеографические и палеогеоморфологические аспекты формирования визейской нефтегазоматеринской толщи Днепровско-Донецкой впадины. *Мат. VII Всерос. литологического совещания «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории»*. Новосибирск. 2013. Том II.

Мачулина С.А. Геология и нефтегазоносность доманикоидных отложений. Автореферат докт. дисс. Киев. 2016. 39 с.

Стовба С.Н. Геодинамическая эволюция Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса: *Автореф. докт. дисс.* Киев. 2008. 42 с.

Хисамов Р.С., Шарданова Т.А., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хомяк А.Н., Базаревская В.Г. Литологическая типизация пород высокоуглеродистых комплексов. *Сб.: Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений*. Альметьевск: ПАО Татнефть. 2015. С. 45-52.

Чебаненко И.И., Краюшкин В.А., Ключко В.П., Евдошук Н.И., Довжок Т., Глазун В.В. Нефть и газ в докембрии Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геология нефти и газа*. 2004. № 2. С. 27-37.

Applied petroleum biochemistry. Ed. By M.L. Bordenave. Paris. 1993

Vishnevskaya et al. Tectonic events the late Paleozoic deposits of the South-Eastern European craton margin as sedimentological and biostratigraphical records. *Сб. тез. докл. IV Межд. конф. «Крым-2002» «Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона»*. Симферополь. 2002. С. 228.

Сведения об авторах

Наталья Петровна Фадеева – ведущий научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук, кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
Тел: +7(495)939 24 98, e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

Елена Николаевна Полудеткина – старший научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук, кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: poludetkinaelena@mail.ru

Ирина Мироновна Натитник – ведущий инженер, кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
Тел: +7(495)939 37 66, e-mail: inatitnik@yandex.ru

Ильшат Халилович Ахуньянов – магистр геологии, кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
e-mail: ilshat.a@inbox.ru

Статья поступила в редакцию 11.03.2017

Принята к публикации 5.04.2017

Опубликована 20.05.2017

Hydrocarbon potential of the Devonian coal formations of the Dnepr-Donetsk trough

N.P. Fadeeva, E.N. Poludetkina, I.M. Natitnik, I.Kh. Akhunyanov
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

Abstract. Providing the oil and gas industry of Ukraine with explored reserves is one of the most important tasks of applied oil and gas prospecting and exploration. Discovery of new hydrocarbon deposits primarily depends on the presence of deposits with high reservoir properties, traps and seals. However, this is not enough. It is not by chance that among the main factors taken into account in assessing the geological risk of exploration and prospecting, conditions for generation and migration of hydrocarbons are necessarily considered. The object, which may be associated with an increase in hydrocarbon resources, are the domanikoid deposits – bituminous rocks enriched with organic matter (black shales). Within the Dnepr-Donetsk basin, the main oil-and-gas-bearing region of Ukraine, domanikoid deposits are poorly studied. The main attention is paid to quantitative and qualitative characteristics of source rocks based on pyrolysis, gas chromatography and vitrinite reflectance data as well as the history of their catagenetic transformation, which allowed to localize the search zones for further geological exploration and significantly improve the efficiency of geological exploration when selecting and installing new objects for further drilling.

Keywords: Dnepr-Donetsk trough, domanikoid deposits, source rocks, pyrolysis, basin modeling

For citation: Fadeeva N.P., Poludetkina E.N., Natitnik I.M., Akhunyanov I.Kh. Hydrocarbon potential of the Devonian coal formations of the Dnepr-Donetsk trough. *Georesursy = Georesources*. 2017. Special issue. Part 2. Pp. 240-248. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.23>

References

- Applied petroleum geochemistry. Ed. By M.L. Bordenave. Paris. 1993
- Atlas rodovishh nafti i gazu Ukraïni [Atlas of the families of naphtha and gas of Ukraine]. M.M. Ivanjuta. L'viv: Centr Evropi. 1998. V. 4. 5. 708 p. (In Ukr.)
- Chebanenko I.I., Krayushkin V.A., Klochko V.P., Evdoshuk N.I., Dovzhok T., Glalun V.V. Oil and gas in Pre-Cambrian of Dnieper-Donets aulacogen. *Geologiya nefiti i gaza = The geology of oil and gas*. 2004. No. 2. Pp. 27-37. (In Russ.)
- Galushkin Yu. I. Modeling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas content. Moscow: Nauchnyi mir Publ. 2007. 457 p. (In Russ.)
- Geologicheskaya istoriya territorii Ukrainy. Paleozoy [Geological history of the territory of Ukraine. Paleozoic]. Ed. P.D. Cegel'nyuk. Kiev: Nauk. Dumka. 1993. 199 p. (In Ukr.)
- Geologiya i neftegazonosnost' Dneprovsko-Donetskoy vpadiny [Geology and oil and gas content of the Dnieper-Donets basin]. Kiev: Nauk. dumka. 1988. 147 p. (In Ukr.)
- Khislamov R.S., Shardanova T.A., Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Homyak A.N., Bazarevskaya V.G. Lithological typification of rocks of high-carbon complexes. Sb.: *Perspektivy uvelicheniya resursnoy bazy razrabatyvaemykh mestorozhdeniy, v tom chisle iz domanikovykh otlazheniy* [Prospects for increasing the resource base of producing fields, including those from the domanic deposits: Collected papers]. Almet'yevsk: PJSC Tatneft. 2015. Pp. 45-52. (In Russ.)
- Kurilenko V.S., Machulina S.A., Oleynik E.P. Graph-analytic method of the assessment of the generation potential of the viscan domanic-like sediments

in the Dnipro-Donets depression. Zb. nauk. pr. Institutu geologichnikh nauk NAN Ukraïni. 2010. No. 3. Pp. 281-286. (In Ukr.)

Lukin A.E. Black shale formations of euxinic type – Megatraps of natural gas. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana* [Geology and minerals of the World Ocean]. 2013. No. 4. Pp. 5-28. (In Russ.)

Machulina S.A. Geological conditions for finding unconventional hydrocarbon accumulations in the southwestern part of Donbass. *Materialy Vseros. konf. «Netradicionnye resursy uglevodorodov: rasprostranenie, genesis, prognozy, perspektivy osvoeniya»* [Proc. All-Russian Conference «Unconventional hydrocarbon resources: distribution, genesis, forecasts, prospects for development»]. 2013. Moscow: GEOS Publ. (In Russ.)

Machulina S.A. Sedimentological, paleogeographical and paleogeomorphological aspects of the formation of the Viscan oil and gas deposit of the Dnieper-Donets basin. *Materialy VII Vseros. litologicheskogo soveshchaniya «Osadochnye basseyny, sedimentacionnye i postsedimentacionnye processy v geologicheskoy istorii»* [Proc. VII All-Russian Lithological Conference «Sedimentary basins, sedimentation and post-sedimentation processes in geological history»]. 2013. V. II. (In Russ.)

Machulina S.A. Geologiya i neftegazonosnost' domanikoidnyh otlazheniy [Geology and oil and gas content of domanicoid deposits]. *Avto-ref. Diss. dokt. geol.-min. nauk* [Abstract Dr. geol. and min. sci. diss.]. Kiev. 2016. 39 p. (In Russ.)

Stovba S.N. Geodinamicheskaya evolyuciya Dneprovo-Donetskoy vpadiny i Donbassa [Geodynamic evolution of the Dnieper-Donets Basin and the Donbas]. *Diss. dokt. geol.-min. nauk* [Abstract Dr. geol. and min. sci. diss.]. Kiev. 2008. 42 p. (In Russ.)

Vishnevskaya et al. Tectonic events the late Paleozoic deposits of the South-Eastern European craton margin as sedimentological and biostratigraphical records. Sb. tez. dokl. IV Mezhd. konf. «Krym-2002» «Geodinamika i neftegazonosnye struktury Chernomorsko-Kaspiyskogo regiona» [Proc. IV International conference «Crimea-2002» «Geodynamics and oil and gas bearing structures of the Black Sea-Caspian region»]. 2002. Simferopol. Pp. 228.

About the Authors

Nataliya P. Fadeeva – Leading Researcher, PhD in Geology and Mineralogy, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
Phone: +7(495)939 24 98, e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

Elena N. Poludetkina – Senior Researcher, PhD in Geology and Mineralogy, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
e-mail: poludetkinaelena@mail.ru

Irina M. Natitnik – Leading Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
Phone: +7(495)939 37 66, e-mail: inatitnik@yandex.ru

Ilshat Kh. Akhunyanov – Master of Geology, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
e-mail: ilshat.a@inbox.ru

Manuscript received 11 March 2017;
Accepted 5 April 2017; Published 20 May 2017