

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

УДК 551.24(476)

*В. Н. БЕСКОПЫЛЬНЫЙ¹, член-корреспондент Р. Е. АЙЗБЕРГ²***РАЙОНИРОВАНИЕ ПРИПЯТСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА
ПО УСЛОВИЯМ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
В МЕЖСОЛЕВОМ КОМПЛЕКСЕ***¹Производственное объединение «Белоруснефть», Гомель, Беларусь
v.beskopylny@mail.ru**²Институт природопользования НАН Беларуси, Минск, Беларусь
chistaya@nature.basnet.by*

Проведено районирование разноранговых элементов системы аккумуляции углеводородов межсолевого комплекса Припятского бассейна – ареалов и зон нефтегазоаккумуляции. Объекты районирования в соответствии с типами природных резервуаров подразделены на традиционные, нетрадиционные и комбинированные.

Ключевые слова: Припятский нефтегазоносный бассейн, нефтегазогеологическое районирование, сланцевые углеводороды, ареалы и зоны нефтегазоаккумуляции, залежи углеводородов.

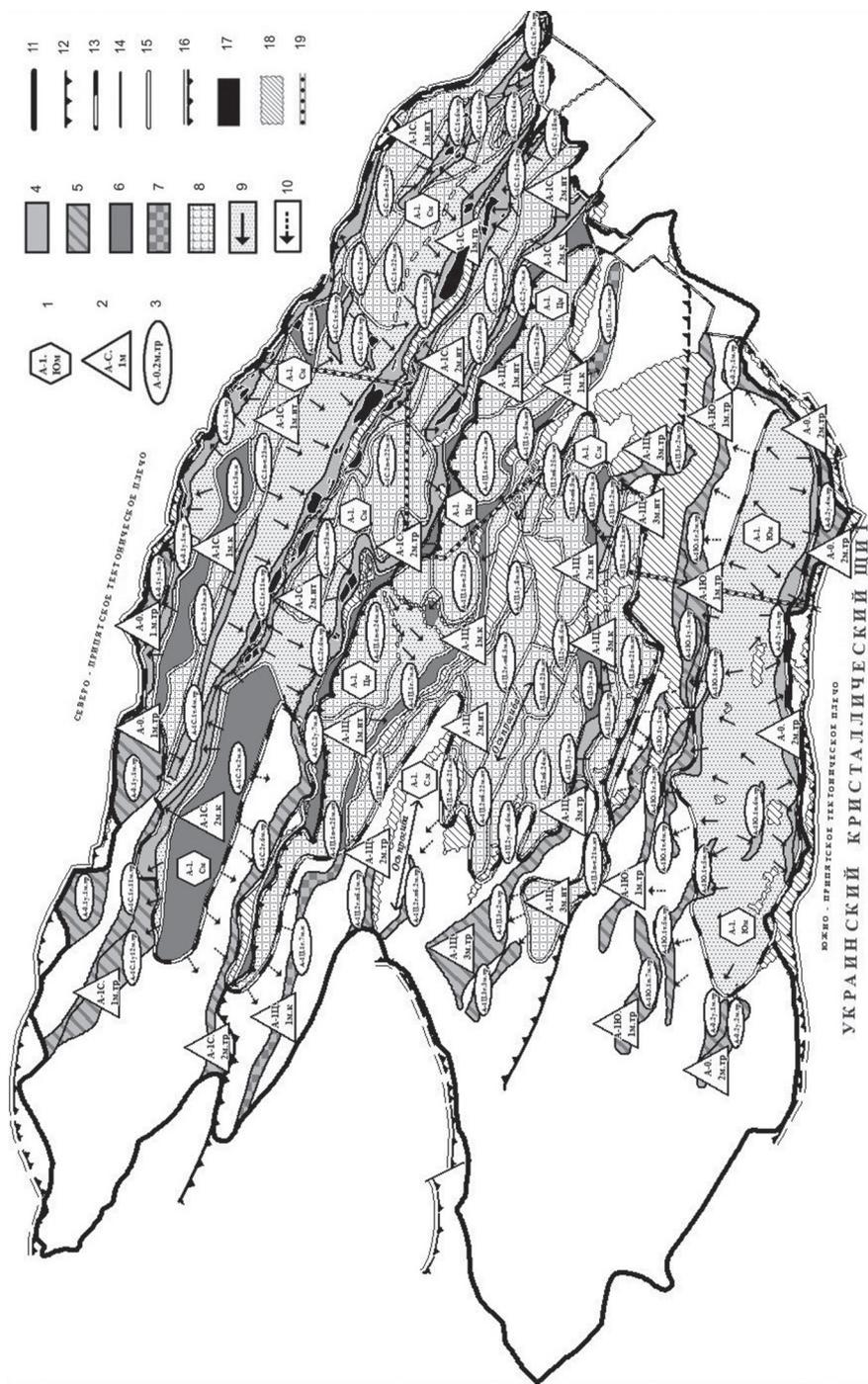
*V. N. BESKOPYLNY¹, R. Ye. AIZBERG²***DIVISION OF THE PRIPYAT OIL-AND-GAS BEARING BASIN INTO REGIONS ACCORDING
TO THE HYDROCARBON ACCUMULATION CONDITIONS IN THE INTERSALT COMPLEX***¹Belorusneft, Gomel, Belarus
v.beskopylny@mail.ru**²Institute for Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Belarus
chistaya@nature.basnet.by*

Different-rank elements of the hydrocarbon accumulation system in the intersalt complex of the Pripyat basin being oil-and-gas accumulation areals and zones have been divided into regions. All the objects divided into regions have been subdivided into the traditional, non-traditional, and complex ones according to the types of their natural reservoirs.

Keywords: Pripyat oil-and-gas bearing basin, oil-and-gas geological zoning, shale hydrocarbons, oil-and-gas accumulation areals and zones, hydrocarbon accumulation.

Адекватная оценка отдельных ресурсов нефти, газового конденсата и газа, выбор рациональных направлений геологоразведочных работ в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) любой стадии разведанности во многом зависят от наличия актуализированной модели условий формирования залежей углеводородов (УВ). Применительно к Припятскому НГБ детальная модель условий формирования залежей УВ в межсолевой девонском комплексе Припятского НГБ представлена на одноименной карте масштаба 1 : 200000, разработанной и опубликованной в 2014 г. [1]. На прилагаемом рисунке, отражающем упрощенный мелкомасштабный вариант указанной карты, показаны основные элементы системы нефтегазоаккумуляции (НГН) в аспекте рассматриваемой проблемы.

Модель районирования условий аккумуляции УВ. Межсолевой комплекс Припятского НГБ выбран для представляемого районирования условий аккумуляции УВ первым среди нескольких нефтегазонасыщенных комплексов осадочного чехла по той причине, что располагает наибольшими текущими перспективами нефтегазоносности в пластах коллекторов и полуколлекторов. В основу модели условий нефтегазоаккумуляции заложены предшествующие работы



Карта районирования межселевого комплекса Припятского НГБ по условиям формирования залежей углеводородов (авторы В. Н. Бескopyльный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик, Б. А. Дубинин). Условные обозначения: Фигурные и кодовые обозначения элементов системы формирования и сохранения залежей УВ: 1 – ареалы нефтегазоаккумуляции, 2 – группы нефтегазоаккумуляции, 3 – зоны нефтегазоаккумуляции. Основные типы зон нефтегазоаккумуляции: традиционные в коллекторах (ЗНГНтр); 4 – приуроченные к очагам нефтегазообразования, 5 – расположенные полностью или частично за пределами очагов нефтегазообразования («отдаленные зоны»); комбинированные в коллекторах и полуколлекторах (ЗНГНк); 6 – приуроченные к очагам нефтегазообразования, 7 – расположенные полностью или частично за пределами очагов нефтегазообразования (отдаленные зоны); нетрадиционные в полуколлекторах глинистых нефтематеринских карбонатных и терригенных отложений (ЗНГНтр); 8 – приуроченные к очагам нефтегазообразования. Области латеральной миграции УВ в зоны нефтегазоаккумуляции (стрелки указывают основное направление миграции УВ); 9 – нефтегазо-сборные площади внутриочаговых зон нефтегазоаккумуляции, 10 – участки транзита УВ в зоны нефтегазоаккумуляции, расположенные вне очагов нефтегазообразования. Гра-ничные элементы нефтегазогеологического районирования: 11 – Припятского НГБ, 12 – между ареалами нефтегазоаккумуляции, 13 – ареалов нефтегазообразования, 14 – традиционных зон нефтегазоаккумуляции, 15 – нетрадиционных или комбинированных зон нефтегазоаккумуляции. Прочие обозначения: 16 – краевые разломы, ограничивающие Припятский грабен; 17 – межселевые залежи комбинированных зон нефтегазоаккумуляции; 18 – площади отсутствия межселевых отложений; 19 – граница раздела территорий производства геологоразведочных работ РУП «Белоруснефть» и РУП «НПЦ по геологии»

авторов по структурной делимости и условиям генерации УВ в Припятском прогибе [2–6], а также авторская концепция о том, что в НГБ формирование разнотипных скоплений УВ происходило в породах-коллекторах (с проницаемостью $>0,1$ мД) и в породах-полуколлекторах (с низкой проницаемостью $0,1–0,001$ мД), как и комбинировано (с разным соотношением пластов коллекторов и полуколлекторов) [7]. При этом традиционные (в коллекторах) и комбинированные залежи УВ, а также объединяющие их зоны НГН, могут располагаться в пределах очагов нефтегазообразования (НГО) или на отдаленных от них участках распространения соответствующих зон НГН, связанных с очагами НГО путями миграции. Размещение нетрадиционных (в полуколлекторах) залежей УВ и зон НГН пространственно ограничено местоположением очагов нефтегазообразования, поскольку для полуколлекторов не характерна дальняя латеральная миграция УВ. Формирование комбинированных залежей УВ и зон НГН, отдаленных от очагов НГО, обусловлено возможной эмиграцией УВ из коллекторов в полуколлекторы за пределами очагов. Нетрадиционные залежи УВ и зоны НГН, как правило, формируются *in situ* в нефтегазогенерировавших глинистых породах-полуколлекторах или в смежных с ними низкопроницаемых карбонатных и терригенных полуколлекторах. Обширные залежи УВ такого типа, объединенные в нетрадиционные зоны НГН или даже в соответствующие ареалы НГН, в западной литературе принято называть «плеями». Типичными плеями являются широко известные ареалы распространения глинистых полуколлекторов майкопской серии Предкавказья с Журавским и Северо-Ставропольским газовыми месторождениями, верхнеюрские карбонатно-кремнисто-глинистые бажениты Западной Сибири с Салымским и иными нефтяными месторождениями и др. В Припятском прогибе в качестве отдельного наиболее крупного плеча может быть обособлен Центральный ареал распространения глинисто-карбонатных нефтегазогенерировавших доманикоидных отложений межсолевого комплекса.

Система нефтегазонакопления межсолевого комплекса Припятского НГБ (как и других нефтегазонасыщенных комплексов) включает следующую иерархическую последовательность крупных, средних и малых элементов НГН: ареалы, группы и зоны, а также совокупность простейших элементов НГН: ловушки УВ, залежи УВ, месторождения УВ. С целью создания банка данных, предполагающего использование компьютерных технологий, все элементы системы НГН кодифицированы. Компьютерные коды сформированы в соответствии с детальной классификацией этих элементов. При их наименовании и кодификации учтены принципы суперпозиции – пространственное совмещение одноранговых элементов на карте структурного, УВ-генерационного и УВ-аккумуляционного районирования региона.

В соответствии с данными о типах природных нефтегазонасыщенных резервуаров все вышеуказанные элементы аккумуляции УВ подразделены на *традиционные* (в коллекторах), *нетрадиционные* (в полуколлекторах) и *комбинированные* (в коллекторах и полуколлекторах). В процессе районирования по условиям нефтегазонакопления межсолевого комплекса [1] выделено 3 ареала НГН – Северный, Центральный и Южный, которые включают: 16 групп НГН (в т. ч. 7 – традиционных, 5 – нетрадиционных и 4 – комбинированных), 55 зон НГН, в т. ч. 26 традиционных, 23 нетрадиционных и 6 – комбинированных. Каждый ареал характеризуется особыми условиями аккумуляции УВ, что во многом предопределено особенностями генерации и миграции УВ. Так, Северный и Центральный ареалы НГН представлены традиционными, нетрадиционными и комбинированными зонами НГН. В Южном ареале могли формироваться только традиционные зоны НГН. Залежи нефти и газоконденсата выявлены лишь в Северном ареале НГН. Нефтегазонасыщенными являются 8 зон (14,5 % от их общего числа): 7 традиционных (27 % от всех традиционных) – Северо-Припятская, Дубровская, Александровская, Речицко-Вишанская, Южно-Речицко-Южно-Вишанская, Южно-Александровская, Червонослободско-Малодушинская, содержащие 78 залежей нефти и газоконденсата. Обособлена 1 комбинированная Геологическая зона НГН (16,6 % от всех комбинированных), представленная залежью легкой, высокогазонасыщенной нефти.

Важнейшими элементами районирования НГБ по условиям аккумуляции УВ, кроме зон НГН, являются *нефтегазосборные площади*, а также внеочаговые *участки транзита УВ*. Нефтегазосборные площади представляют собой области эмиграции УВ из нефтегазопроизводящих

пород, которые питают углеводородами зоны НГН, расположенные внутри очагов нефтегазообразования, а также поставляют УВ во внеочаговые зоны НГН. Участки транзита УВ расположены на пространстве между очагами нефтегазообразования и внеочаговыми зонами НГН.

Типизация зон нефтегазоаккумуляции. Базовыми объектами для оценки потенциальных ресурсов УВ, а также прогнозирования видов и объемов геологоразведочных работ являются зоны НГН. Поэтому этот элемент нефтегазоаккумуляции изучен и охарактеризован наиболее детально. Все зоны НГН межсолевого комплекса Припятского бассейна применительно к картографической модели масштаба 1 : 200000 [1] типизированы и ранжированы по следующим критериям: условия формирования залежей УВ; перспективы поисков залежей УВ в следующих типах зон НГН: традиционных, нетрадиционных, комбинированных; характер бокового ограничения ловушек; тип природного резервуара; системное ранжирование относительно разноранговых структурных форм, контролирующей протяженности зон НГН; структурное местоположение (тектоническая позиция); размер; толщина межсолевой толщи; глубина залегания межсолевой толщи; степень геолого-геофизической изученности; разведанность бурением недр.

Сведения по указанным критериям являются наиболее информативными для рассматриваемого районирования и для прогноза текущей неразведанной нефтегазоносности региона. Особое значение имеет выявление возможных связей отмеченных показателей со специфической особенностью нефтегазоносности традиционных, а также впервые выделенных в пределах всего Припятского бассейна нетрадиционных и комбинированных зон НГН. В процессе районирования было выявлено немало таких закономерных связей, предстоящий детальный комплексный анализ которых будет способствовать повышению достоверности прогноза местоположения и других характеристик еще не открытых залежей УВ традиционного и нетрадиционного типов.

Отметим ряд принципиальных результатов районирования зон НГН по некоторым критериям. Так, по *типу природных резервуаров* выделены 3 группы зон НГН: традиционные, нетрадиционные и комбинированные. *Традиционная зона НГН* – совокупность выявленных или прогнозируемых месторождений УВ с преимущественно средне- или высокопроницаемыми карбонатными и терригенными коллекторами, приуроченных к единому зональному тектоническому или литолого-фациальному объекту. *Нетрадиционная зона НГН* – совокупность нетрадиционных выявленных или прогнозируемых месторождений УВ, приуроченных к низкопроницаемым глинистым, карбонатно-глинистым, глинисто-карбонатным, карбонатным, терригенным и, возможно, карбонатно-вулканогенно-глинистым полуколлекторам. Нетрадиционная зона НГН генетически связана с единым зональным тектоническим или литолого-фациальным объектом (в том числе с ранее прогнозируемым как бесперспективным), опосредованное осуществление которого может осуществляться на основе инновационных технологий, ориентированных на максимальную выработку запасов УВ из нефтегазоносных низкопроницаемых горных пород. *Комбинированная зона НГН* – совокупность комбинированных выявленных или прогнозируемых месторождений УВ в переслаиваниях карбонатных, терригенных, карбонатно-глинистых коллекторов и полуколлекторов (установлены различные виды нефтегазовых резервуаров в межсолевых отложениях в рамках того или иного типа), приуроченных к единому зональному тектоническому или литолого-фациальному объекту, обладающему большим спектром перспектив нефтегазоносности как в средне- и высокопроницаемых коллекторах, так и в низкопроницаемых породах (полуколлекторах). Положение комбинированных зон НГН относительно очагов нефтегазообразования совпадает с пространственной позицией традиционных зон НГН, а литологические и фильтрационные характеристики соответствуют всему спектру пород, вмещающих подвижные и малоподвижные УВ.

Анализ карты районирования по условиям формирования залежей УВ позволил установить или сделать обоснованный прогноз, что в межсолевых коллекторах нефтегазоносными являются зоны НГН, представленные следующими природными резервуарами: в карбонатных коллекторах (Александровская зона НГН), в карбонатных коллекторах и одноименных полуколлекторах (Речицко-Вишанская зона), в карбонатных коллекторах и, вероятно, в одноименных полуколлекторах (Дубровская, Южно-Речицко-Южно-Вишанская зоны НГН), в карбонатных коллекторах и, вероятно, в одноименных и вулканогенных полуколлекторах (Южно-Александровская

зона НГН), в карбонатных коллекторах и, возможно, в карбонатно-вулканогенных полуколлекторах (Червонослободско-Малодушинская зона НГН). Доказана промышленная нефтегазоносность *комбинированных* зон НГН, сформированных в комбинированных карбонатно-глинистых (т. е. карбонатно-«сланцевых») резервуарах межсолевых отложений (Геологическая зона НГН).

Для сравнительной оценки зон нефтегазонакопления палеорифтовых НГБ припятского типа приоритетное значение имеют, кроме типа природного резервуара, также характеристика тектонической позиции указанных зон и тип бокового ограничения локальных поисковых объектов. Тектоническая позиция зон НГН в Припятском НГБ классифицирована относительно приуроченности к структурным уступам, гребням, террасам и подножьям тектонических ступеней или полиблоков. Дифференция зон НГН по тектоническим критериям позволила определить разнообразие условий генерации УВ, а также тектонические обстановки формирования коллекторов, полуколлекторов, разнотипных ловушек. Это определяет и особые условия формирования и сохранения залежей УВ применительно к той или иной тектонической позиции. Об этом свидетельствует ранее установленное авторами закономерное преобладание нефтегазонасыщенных традиционных (в коллекторах) ловушек в определенных обособленных структурных элементах Припятского НГБ [6]. По состоянию на 01.01.2011 г. коэффициент продуктивности (доля доказано нефтегазонасыщенных) зон НГН изменяется следующим образом: 1) в пределах *сбро-блоковых уступов* тектонических ступеней – 0,39 (в т. ч. для межсолевых – 0,27, подсолевых – 0,5); 2) *структурных гребней* – 0,5 (в т. ч. для межсолевых – 0,4, подсолевых – 0,6); 3) *структурных террас* – 0,36 (в т. ч. для межсолевых – 0,17, подсолевых – 0,48); 4) *в подножьях* тектонических ступеней – 0,125 (для представительной оценки этого показателя в малопоискованных 8 зонах НГН необходимо дополнительное поисковое бурение). Указанные значения коэффициента продуктивности тектонически разнотипных зон НГН могут быть использованы для ориентировочного расчета вероятности обнаружения залежей УВ в определенных структурных условиях палеорифтовых бассейнов припятского типа и оценки риска поискового бурения.

По характеру бокового ограничения ловушек обособлены следующие зоны НГН: 1) сводовых ловушек (в т. ч. полусводовых и осложненных разломами); 2) приразломных ловушек (2.1 – приразломных блоков, 2.2 – приразломной трещиноватости, 2.3 – надразломной трещиноватости); 3) рифогенных ловушек; 4) ловушек выклинивания (4.1 – выклинивания на моноклинали, 4.2 – прибрежно-морских песчаных тел, 4.3 – речных песчаных тел); 5) стратиграфических ловушек (несогласных); 6) сложных полиморфных ловушек.

Несомненный теоретический и прикладной интерес представляет сравнительная оценка условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления в коллекторах и полуколлекторах единой межсолевой ловушки УВ. По данным бурения скв. 310г-Речицкая подтверждено присутствие УВ в петриковских *полуколлекторах* межсолевой залежи, для которой запасы нефти подсчитаны только в нефтегазонасыщенных *коллекторах*. Причем полуколлекторы отличаются утяжеленным составом и меньшей газонасыщенностью нефти по сравнению с нефтью одновозрастных смежных коллекторов этой же залежи. Такое отличие может объясняться тем, что пласты-коллекторы межсолевых залежей Речицкого месторождения аккумулируют более легкие и газонасыщенные нефти, поступившие в ловушку в процессе пластовой латеральной миграции из глубоко погруженных и катагенетически сильно преобразованных секторов Речицко-Вишанского очага нефтегазообразования. Смежные слои полуколлекторов накопили УВ, практически, в условиях *in situ*, генерированные в самих полуколлекторах или в контактирующих с ними прослоях глинистых нефтегазоматеринских пород. Нефтеобразование этих УВ происходило гипсометрически выше, т. е. в менее напряженных геотермических условиях, чем УВ, поступивших в коллекторы общей залежи. Следствием этих выводов может являться прогноз свойств УВ в нетрадиционных залежах применительно к различным геологическим условиям Припятского НГБ.

Рассматриваемое районирование выявило много других важных закономерностей размещения разнотипных скоплений УВ, послуживших обоснованием ряда практических рекомендаций о направлениях дальнейших геологоразведочных работ на нефть в Припятском НГБ. Показано, что 20 зон НГН (36,3 % от всех зон) являются в той или иной степени перспективными для даль-

нейших поисков залежей УВ в коллекторах. Таким образом, в регионе еще остается возможность открытия новых зон НГН с традиционными залежами УВ, особенно на месте вероятно и возможно перспективных зон. Вместе с тем, высока вероятность выявления новых традиционных залежей в пределах доказано нефтегазоносных зон.

Остается высокой доля неописанных бурением зон НГН от общего количества межсолевых зон НГН Припятского НГБ – 49,1 % (27 зон), среди которых преобладающее количество занимают зоны непродуктивные в коллекторах, но неустановленной нефтегазоносности в полуколлекторах – 20 зон. Размеры этих зон изменяются в пределах 100–613 км², что позволяет прогнозировать высокую вероятность открытия здесь нетрадиционных месторождений УВ с немалыми запасами. Высоки перспективы открытия нетрадиционных и/или комбинированных залежей УВ (в т. ч. по результатам доразведки традиционных залежей) в пределах следующих межсолевых и верхнесоленосных доказано нефтегазоносных традиционных зон НГН: Речицко-Вишанской, Южно-Речицко-Южно-Вишанской, Южно-Червонослободско-Южно-Малодушинской и др.

В заключение следует отметить, что системным продолжением представленных результатов исследований, характеризующих *начальное* состояние нефтегазоносной системы межсолевого комплекса Припятского НГБ, является разработка картографических моделей, отражающих *текущее* состояние УВ-потенциала, степень освоения резервуаров УВ, их количественную локализацию применительно к разнотипным зонам и локальным ловушкам традиционных и нетрадиционных источников УВ.

Список использованной литературы

1. Карта районирования межсолевого комплекса Припятского нефтегазоносного бассейна по условиям формирования залежей углеводородов. М 1 : 200000 / В. Н. Бескопильный [и др.]. – Гомель; Минск: РУП «ПО «Белоруснефть», 2014.
2. Айзберг, Р. Е. Структурное районирование межсолевого комплекса Припятского нефтегазоносного бассейна / Р. Е. Айзберг, В. Н. Бескопильный, Я. Г. Грибик // Докл. НАН Беларуси. – 2011. – Т. 55, № 5. – С. 86–91.
3. Бескопильный, В. Н. Карта структурного районирования межсолевого комплекса Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения ресурсов углеводородов. М 1 : 200000 / В. Н. Бескопильный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик. – Минск: Белкартография, 2011.
4. Карта районирования межсолевого комплекса Припятского нефтегазоносного бассейна по условиям нефтегазообразования. М 1 : 200000 / В. Н. Бескопильный [и др.]. – Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2012.
5. Районирование условий генерации углеводородов Припятского прогиба / В. Н. Бескопильный [и др.] // Докл. НАН Беларуси. – 2013. – Т. 57, № 2. – С. 91–95.
6. Бескопильный, В. Н. Пояснительная записка к картам структурного районирования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения резервуаров углеводородов / В. Н. Бескопильный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик. – Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2011. – 41 с.
7. Бескопильный, В. Н. Углеводородный потенциал полуколлекторов осадочно-породных бассейнов Беларуси / В. Н. Бескопильный, Р. Е. Айзберг // Докл. НАН Беларуси. – 2012. – Т. 56, № 2. – С. 98–103.

Поступило в редакцию 24.08.2015