

ВОЗМОЖНОСТИ ОСВОЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ТИМАНО-СЕВЕРОУРАЛЬСКОМ РЕГИОНЕ С УЧЕТОМ ЭКОСИСТЕМНЫХ УСЛУГ

И. Г. Бурцева, И. Н. Бурцев, Т. В. Тихонова

Opportunities for development of non-traditional hydrocarbon resources in the Timan-North Ural region, taking into account ecosystem services

I. G. Burtseva, I. N. Burtsev, T. V. Tikhonova

The authors formulate the definition of non-traditional resources from geological-genetic, technological and economic viewpoints. The authors present a detailed assessment of the resource potential of non-traditional hydrocarbon raw material in the Timan-Severouralsk region, including hydrocarbons in the deposits of the domanic type, methane of coal seams, liquid and gaseous hydrocarbons potentially extracted from black, brown coal and combustible shales. The authors also show the main directions of industrial use of coal and oil shales. The assessment of the resource potential of hydrocarbon raw materials in the deposits of the domanic type varies widely; the recoverable resources may amount to about 1 billion tons. Bituminous coals with a high volatile yield have the highest degree of conversion to liquid hydrocarbons, and brown and black coals of with a low degree of metamorphism usually serve for the production of combustible gas and primary resin. The paper describes the option of developing oil shale deposits as a possible investment project. The determined components and overall values of the economic effect from the implementation of the projects under consideration allow us to estimate that the payback period of investments does not exceed seven years. There is also a social effect: the creation of an additional 550 jobs in the operation of the quarry and about 700 jobs – in the enrichment and processing of oil shales. The estimated annual volume of output is 25–30 billion rubles, and the volume of tax revenues – up to 100 billion rubles. The authors evaluated ecosystem services in the territories of potential industrial development of coal and oil shale deposits; identified the beneficiaries of the benefits from the use of environmental services and the possibility of calculating payments.

Keywords: Timan-Severouralsk region; resources; hydrocarbon raw materials; non-traditional sources; brown coals; oil shales; economic evaluation; ecosystem services.

Сформулировано определение нетрадиционных ресурсов с геолого-генетической, технологической и экономической позиций. Представлена достаточно детальная оценка ресурсного потенциала нетрадиционного углеводородного сырья Тимано-Североуральского региона, включающего углеводороды в отложениях доманикового типа, метан угольных пластов, жидкие и газообразные углеводороды, потенциально извлекаемые из каменных, бурых углей и горючих сланцев, отражены основные направления промышленного использования углей и горючих сланцев. Установлено, что оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья в отложениях доманикового типа варьирует в значительных пределах, величина извлекаемых ресурсов может составить около 1 млрд т, наибольшая степень конверсии в жидкие углеводороды у битуминозных углей с высоким выходом летучих веществ, а для получения горючего газа и первичной смолы обычно используются бурые и каменные угли низкой степени метаморфизма. В качестве возможного инвестиционного проекта рассмотрен вариант освоения месторождений горючих сланцев. Определены составляющие и общие величины экономического эффекта от реализации рассматриваемых проектов. Срок окупаемости инвестиций не превышает семи лет. Имеет место и социальный эффект: создание дополнительно 550 рабочих мест при эксплуатации карьера и около 700 рабочих мест – при обогащении и переработке горючих сланцев. Годовой объем произведенной продукции оценивается в 25–30 млрд руб., а объем налоговых поступлений – до 100 млрд руб. Выполнена стоимостная оценка экосистемных услуг на территориях потенциального промышленного освоения месторождений угля и горючих сланцев, выявлены получатели выгоды от использования экоуслуг и возможность исчисления платежей.

Ключевые слова: Тимано-Североуральский регион; ресурсы; углеводородное сырье; нетрадиционные источники; бурые угли; горючие сланцы; экономическая оценка; экосистемные услуги.

Топливо-энергетический комплекс играет ведущую роль в экономике России, составляя 30 % в валовом внутреннем продукте страны, 70 % экспорта, генерируя половину налоговых поступлений. Россия занимает лидирующие позиции в мировой добыче нефти и газа, уступая Саудовской Аравии (нефть) и США (газ). Вместе с тем российский нефтегазовый комплекс сегодня сталкивается с такими проблемами, как сокращение перспективных ресурсов и активных запасов, снижение финансирования геологоразведочных работ,

неудовлетворительное качество новых объектов, рост трудноизвлекаемых запасов. Освоение ресурсов шельфа требует огромных капиталовложений, в том числе инфраструктурных, к тому же осложнено ограничениями на применение новых технологий и оборудования вследствие санкций. К тому же добыча углеводородов на российском шельфе – удел исключительно крупнейших компаний. На этом фоне закономерен интерес недропользователей как к извлечению остаточных, трудноизвлекаемых запасов, так и к изучению и освоению нетрадиционных источников углеводородного сырья.

В литературе представлены различные классификации нетрадиционных источников углеводородного сырья, но в целом надо отметить, что понятийная база как флюидов, так и коллекторов нетрадиционных углеводородов еще не разработана [1]. Неоднозначные толкования вызывают ошибки даже у экспертов – в оценках ресурсного потенциала, экономической эффективности добычи, принятии стратегических решений по развитию отраслей топливно-энергетического комплекса. Довольно подробно эти вопросы рассматриваются в работах С. Г. Неручева, В. П. Якуцени, А. Э. Конторовича, Т. К. Баженовой, О. М. Прищепы, О. Ю. Аверьяновой, Д. Морариу, Л. Д. Цветкова и многих других исследователей.

К нетрадиционным ресурсам углеводородного сырья относят как трудноизвлекаемые на достигнутом сегодня уровне технологического развития ресурсы нефти и газа, так и ресурсы углеводородов, отличающиеся от традиционных по свойствам, генезису, форме нахождения во вмещающих отложениях.

Проблема освоения нетрадиционных источников углеводородного сырья может и должна рассматриваться с разных позиций – геологических, технологических, экономических. С геолого-генетических позиций различные типы нетрадиционных нефтегазовых скоплений выделяют, исходя из состава вмещаю-

щих и нефтегазогенерирующих пород, их коллекторских свойств, состава и физического состояния углеводородов. С технологической точки зрения нетрадиционные ресурсы – это ресурсы углеводородов, извлечение которых невозможно традиционными методами, за счет бурения вертикальных скважин и скважин с горизонтальным окончанием и применением стандартных методов интенсификации добычи. В набор специальных технологий добычи включают: бурение многоствольных и веерных горизонтальных скважин; многостадийные (многозоновые) гидроразрывы пластов; трехмерное сейсмическое моделирование толщ и пространственное позиционирование стволов скважин; методы стимулирования отбора нефти; закачку жидкости гидроразрыва в сверхбольших объемах; подземное сжигание; пиролитическую переработку в недрах и в специальных аппаратах на поверхности и другие. С другой стороны, если метод добычи перестает быть уникальным и «нетрадиционные» ресурсы начинают массово рентабельно осваиваться при помощи тех или иных новых технических средств и технологий, наблюдается переход «нетрадиционных» источников ресурсов в освоенные промышленностью – традиционные. В широком экономическом смысле нетрадиционные ресурсы углеводородов – это практически всегда более дорогие по себестоимости разработки ресурсы.

По отношению к углеводородному сырью разделяют «подвижные» и «неподвижные» части ресурсов и запасов в недрах [2]. Для первого вида углеводородного сырья имеются современные эффективные технологии освоения, обеспечивающие себестоимость добычи ниже текущего мирового уровня цен на углеводородное сырье. Для освоения второго вида углеводородов требуется применение дополнительных технических средств и приемов добычи и переработки. Экономическая эффективность процесса добычи такого сырья (или, как частный случай, получения сырья пиролизом, подземным крекингом и т. д.) во многом зависит от мирового уровня цен, а рыночные ниши для некоторых получаемых продуктов могут быть довольно узкими.

Тимано-Североуральский регион, наряду с промышленной нефтегазоносностью Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП), характеризуется большим разнообразием нетрадиционных источников углеводородов, часть из них уже осваивается или подготавливаются к освоению, другая часть только изучается и оценивается. К первоочередным источникам углеводородного сырья, осваиваемым и готовым для освоения, относятся (по [2], с добавлениями авторов): попутные газы нефтяных месторождений; высокомолекулярные битуминозные компоненты и конденсаты газовых месторождений; тяжелые и высоковязкие нефти; природные битумы; нефти и газы в трещинных коллекторах рифейского структурного этажа; газы и нефти в низкопроницаемых коллекторах; метан угольных пластов. В средне- и долгосрочной перспективе планируется добыча нефти и газов из глубоких горизонтов осадочного чехла (свыше 4,5–5 км); извлечение остаточных запасов нефти и газа из отработанных залежей и из месторождений с глубокой депрессией пластового давления; добыча газов и нефти сланцевых формаций; разработка месторождений горючих сланцев и бурых углей; добыча высокомолекулярного сырья из отработанных газовых и газоконденсатных месторождений. К группе проблемных и гипотетических источников углеводородов относятся газогидраты донных отложений шельфа и подмерзлотных толщ континентальной части; газогидраты в свободных газовых скоплениях; водорастворенные газы.

Примечательной особенностью региона является сбалансированное соотношение ресурсов углеводородов в основных видах нетрадиционных источников, варьирующее в интервале от 14 % (метан угольных пластов) до 40 % (природные битумы) при доле тяжелых нефтей и углеводородов в низкопроницаемых коллекторах 20–26 % [3]. Это расширяет инновационную составляющую проектов освоения ресурсов, повышает их общую экономическую эффективность, снижает чувствительность к колебаниям цен на мировых рынках. Среди перспективных для промышленного освоения нетрадиционных ресурсов углеводородов Тимано-Североуральского региона выделяются следующие:

Углеводороды в отложениях доманикового типа

В Тимано-Печорской провинции отложения доманикового типа являются низкопроницаемыми нефтегазоматеринскими породами и содержат нефть и газ в традиционных коллекторах (трещинных, поровых, кавернозных). Сегодня они рассматриваются также как возможные нетрадиционные источники углеводородов (сланцевого газа, сланцевой и керогеновой нефти). Генерационный потенциал зависит от типа органического вещества, его содержания в породе, мощности и площади распространения нефтегазоматеринских пород. В образовании органического вещества доманика сапропелевого и гумусо-сапропелевого типа наибольшее участие принимали водорослевая органика и зоопланктон. По содержанию органического вещества в отложениях доманиковой формации ТПП обычно различают доманикиты ($C_{орг} = 5–25\%$) и доманикоиды ($C_{орг} = 0,5–5\%$). Площадь распространения таких отложений только в ТПП превышает 200 тыс. км². Мощность наиболее обогащенных органическим веществом пород составляет 20–40 м [4, 5]. В отложениях доманикового типа выявлено более 10 месторождений, а залежи углеводородов в доманикитах, притоки нефти и (или) газа из них установлены более чем в 100 скважинах. В то же время изученность этих отложений, вскрытых несколькими тысячами скважин, остается слабой. Оценки ресурсного потенциала углеводородного сырья в отложениях доманикового типа варьируют в значительных пределах. При минимальных значениях подсчетных параметров (площадь 100 тыс. км², толщина 10 м, содержание извлекаемой нефти 1 кг/м³) величина извлекаемых ресурсов может составить около 1 млрд т [6]. Объем ресурсов углеводородов, оцененный во ВНИГРИ по методу аналогий, составляет 3,4 млрд т (по состоянию на 01.01.2009 г.). В то же время по балансовой модели ресурсный потенциал оценивается величиной от 5 до 16 млрд т. Т. К. Баженова оценивает остаточное количество нефти в доманиковой формации ТПП в 58,6 млрд т [7]. По технически извлекаемым ресурсам оценки варьируют от 898 млн т (ВНИГНИ, 2011 г.) до 8,3 млрд т нефти и 4,6 трлн м³ газа (О. М. Прищепа, ВНИГРИ, 2014 г.). По уточненной оценке О. М. Прищепы (ВНИГРИ, 2016 г.), технически извлекаемые ресурсы углеводородов доманиковой формации ТПП составляют 5,3 млрд т нефти и 4,8 трлн м³ газа [7].

Так как кероген доманика Тимано-Печорского бассейна генерировал нефть уже на ранних стадиях, по сравнению с главными фазами нефтегенерации, они характеризуются повышенной плотностью, сернистостью, высоким содержанием смол, парафинов. Это вызывает необходимость применения дополнительных технологических операций (термопаровой прогрев пласта, химическая обработка) при будущей добыче углеводородов из отложений доманикового типа.

Метан угольных месторождений и бассейнов

Метаносность большинства угольных пластов каменноугольных бассейнов России составляет от 10 до 45 м³ на 1 т угля. Общие ресурсы метана в основных угленосных бассейнах России составляют от 45–52 трлн м³ (оценки ВНИГРИ/уголь, ВНИГРИ) до 83,7 трлн м³ (оценка ОАО «Газпром»), их извлекаемая часть – около 50 %. Прогнозные ресурсы Печорского бассейна составляют 1942 трлн м³. Ресурсы Воркутинского углепромышленного района – около 600 млрд м³, ресурсы Хальмеръюского углепромышленного района – свыше 240 млрд м³, ресурсы Коротаихинского угленосного района – более 160 млрд м³. Наиболее крупными ресурсами характеризуются Воркутское и Усинское месторождения – около 280 и 250 млрд м³ соответственно. На Воргашорском месторождении ресурсы метана составляют около 70 млрд м³. В настоящее время в Воркутинском районе шахтными дегазационными установками извлекается 200–300 млн м³ метана в год, а из этого объема используется около 120–150 млн м³/год для получения тепла на газовых калифориферных установках и для сушки угля на пришахтных обогащительных фабриках. Хотя масштабность ресурсов метана угольных пластов позволяет организовать добычу газа в объеме 1,0–1,5 млрд м³/год [8].

На шахте «Северная» до аварии 2016 г. был реализован наиболее важный проект, предусматривающий увеличение утили-

зации дегазационного метана вдвое (до 36,5 тыс. т/год) и сокращение выбросов в атмосферу на 0,456 млн т CO_2 -эквивалента. Ресурсный потенциал метана угольных пластов в Печорском бассейне и имеющийся опыт по утилизации шахтного метана позволяют организовать добычу угольного метана в объеме до 1,0 млрд м^3 /год и более. Для самостоятельной добычи метана пригодны неразрабатываемые месторождения Кортаихинской впадины (Талотинское, Янгарейское, Хейягинское, Силловское). Но реализация таких проектов тесно связана с градоэкономическим преобразованием города Воркуты и развитием прилегающей арктической зоны.

Угольные ресурсы для получения жидких и газообразных углеводородов

Среди всего метаморфического ряда углей наибольшая степень конверсии в жидкие углеводороды достигается у битуминозных углей с высоким выходом летучих веществ. По основным генетическим показателям (степень метаморфизма, микрокомпонентный состав, восстановленность углей) для получения синтетического жидкого топлива методами гидрогенизации наиболее подходят угли Сейдинского (пласты f_1, f_{2+3}, g_2), Воргашорского и Усинского (i_9, i_8, i_3) месторождений. Выделено более 40 пластоучастков, угли которых укладываются в предельные нормативы. Запасы таких углей составляют более 1,8 млрд т, в том числе по категориям $A + B + C_1$ – более 1,2 млрд т.

По технологии термического растворения с использованием органических растворителей перспективна переработка углей марок Ж (Усинское, Воргашорское, Янгарейское месторождения), ГЖО (Воркутское), длиннопламенных углей (угли марки Д – Интинское, Д, ДГ – Сейдинское, ДГ – Воргашорское месторождения), бурых углей марки Б-Д (Неченское, Шарью-Заостренское, Верхнероговское месторождения).

По технологии полукоксования с целью получения горючего газа, первичной смолы обычно используются бурые и каменные угли низкой степени метаморфизма (марок Б, Б-Д, Д, ДГ, Г). Пригодность углей оценивается по комплексу показателей или по основному параметру – выходу целевого продукта (полукокса, смолы полукоксования, газа). Наиболее высоким выходом полукокса (более 90 %) характеризуются угли Верхнесырьягинского месторождения (марки Т, ТС, ОС). Наиболее высоким выходом смол полукоксования (от 10 до 15 %) отличаются угли марок ГЖО и Ж (Воркутское, Воргашорское и Паембойское месторождения).

Оптимальным сырьем для полукоксования признаны угли Сейдинского месторождения (выход полукокса 80–84 %, выход смол 8–12 %, содержание фенолов в смолах – до 27 %). Общие запасы каменных углей, пригодных для полукоксования, на 94 пластоучастках (Сейдинское, Воркутское, Воргашорское, Паембойское, Усинское месторождения) оцениваются величиной более 6,5 млрд т, в том числе по категориям $A + B + C_1$ – более 2,5 млрд т.

В последние годы получены положительные результаты по бурым углям (марки Б, Б-Д), приуроченным к внешнему борту Косью-Роговской впадины. Выход полукокса – более 80 %, смолы полукоксования – 6 % и выше. Смола полукоксования характеризуется низким содержанием серы (менее 0,5 %), что позволяет уложиться в допуски, установленные для морских судовых топлив Техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» (Постановление Правительства Российской Федерации от 27.02.2008 г. № 118) и Конвенцией МАРПОЛ (приложение VI). Ресурсный потенциал бурых и длиннопламенных каменных углей, пригодных для переработки методами полукоксования, превышает в регионе 25 млрд т. По существующим оценкам приемлемые для инвестиций показатели экономической эффективности получения синтетического жидкого топлива из угля достигаются при цене нефти в диапазоне 55–70 долл./баррель.

Для получения горючего газа смешанного типа ($\text{CO}_2 + \text{N}_2 + \text{H}_2$) используются угли с высоким выходом летучих веществ марок Б, Д, ДГ, Г; для получения высококалорийного водяного газа ($\text{CO} + \text{N}_2$) – угли с низким выходом летучих марок Т и А. Перспективными месторождениями для этих целей являются

Сейдинское, Неченское, Верхнесырьягинское. Запасы каменных углей, пригодных для газификации, составляют около 0,5 млрд т, но ресурсный потенциал бурых углей велик. Газ полукоксования, полученный при переработке бурых углей, показал высокое содержание метана (22–27 %), водорода (9–10 %), этана (1,5–3,2 %), этана (2,8–3,2%). В нем практически отсутствуют сернистые соединения, азот, кислород. Опытно-промышленных исследований угля Печорского бассейна по получению синтез-газа не проводилось.

Горючие сланцы

В Республике Коми и Ненецком автономном округе выявлены значительные ресурсы горючих сланцев (свыше 50 млрд т), приуроченных к отложениям верхней юры. Выделены два крупных бассейна, в которых обособляются сланцевые районы с различным ресурсным потенциалом, – Тимано-Печорский бассейн с Ижемским и Большеземельским районами и Вычегодский бассейн с Сысольским и Яренгским районами. В пересчете на потенциально извлекаемое из сланцев жидкое сырье (смолу полукоксования, называемую также сланцевым маслом или керогеновой нефтью) мировые ресурсы составляют свыше 600 млрд т. Ресурсный потенциал сланцевой нефти только в юрских горючих сланцах Тимано-Печорского бассейна составляет, по расчетам авторов, 0,5–1 % мировых запасов. Это высокое значение, определяющее крупномасштабный уровень решаемых задач по освоению данных ресурсов.

При проведении геологического изучения месторождений и технологических исследований горючих сланцев, выполненных в ИГ Коми НЦ УрО РАН (в период с 2007 по 2016 г.), были получены данные, позволившие обосновать перспективы освоения месторождений горючих сланцев в новых экономических условиях и с учетом современных мировых достижений в области их переработки. Наиболее детально изучались месторождения Чим-Лоптюжское (Удорский район) и Айювинское (Сосногорский район).

Оба месторождения находятся в исключительно благоприятных географо-экономических условиях, располагаясь в зоне ближнего влияния проектируемых железнодорожных магистралей «Белкомур» (Чим-Лоптюжское месторождение, участок Вендинга–Карпогоры) и «Баренцкомур» (Айювинское месторождение, участок Сосногорск–Индиго). Проектами предполагается проведение комплекса работ по геологическому доизучению, организации добычи и переработки горючих сланцев на установках с твердым теплоносителем УТТ-3000, с получением жидких углеводородов и электрической энергии. Добыча горючих сланцев будет осуществляться открытым способом, что является дополнительным экономическим преимуществом.

Суммарный экономический эффект от реализации рассматриваемых проектов будет складываться из следующих составляющих:

- прибыль от продажи сланцевого масла (керогеновой нефти), оцениваемой по минимальной цене мазута марки М-100;
- прибыль от продажи электроэнергии на свободном рынке;
- прибыль от продажи сланцевой золы, используемой как сырье в производстве портландцемента и гипсовых вяжущих, а также в дорожном строительстве и в сельском хозяйстве;
- прибыль от продажи топливного газа.

Срок окупаемости инвестиций не превышает семи лет. Результаты финансово-экономического анализа показали, что реализация проекта переработки сланцев окажет позитивный эффект на социальную сферу региона – позволит создать дополнительные рабочие места, в частности на каждом месторождении – 550 рабочих мест при эксплуатации карьера и около 700 рабочих мест – при обогащении и переработке горючих сланцев. Годовой объем произведенной продукции оценивается в 25–30 млрд руб., а общий объем налоговых поступлений может составить до 100 млрд руб.

Сланцевые заводы Эстонии показали устойчивую работу и при цене нефти ниже 40 долл./баррель. В период с 2009 по 2015 г. только компанией группой VKG (Эстония) были введены в эксплуатацию три установки по переработке горючих сланцев

Экономическая оценка экосистемных услуг (млн руб./год)

Район исследования	Регулирующие услуги	Обеспечивающие услуги	Культурные услуги	Ценность экосистем
Воркутинский	141,2	177,0	0,3	318,5
Интинский	3977,9	176,5	0,3	4154,7
Усинский	2940,6	209,9	0,5	3151,0
Ухтинский	2125,1	409,7	3,5	2538,3
Сосногорский	2943,3	255,1	2,1	3200,5
Удорский	26 301,7	124,2	1,4	26 427,3

«Petroter-I, II, III» (аналог УТТ-3000), мощность каждой установки по перерабатываемому сланцу – 1 млн т/год, объем производства сланцевого масла на одной установке 135 тыс. т/год.

Экологические последствия

При разработке месторождений полезных ископаемых происходит воздействие не только на природные компоненты, а на экосистемы в целом. В связи с этим целью исследования стало комплексное представление характеристики лесных и водных экосистем территорий перспективного освоения данных ресурсов. На территориях потенциального освоения ресурсов было проведено ранжирование наиболее важных экосистемных услуг по степени их значимости. Основными критериями ранжирования являлись следующие критерии: ценность услуги для экономики региона или страны; ценность услуги для поддержания экосистем; ценность для местного населения; культурная и(или) эстетическая ценность.

В проведенной экспертной оценке выявлены наиболее важные для экосистем региона и исследуемых районов услуги. Ими являются следующие:

- *регулирующие* (регулирование климата; водорегулирование; водоочистка почв; предотвращение эрозии почвы; ассимиляция загрязнения воздуха; поддержка биоразнообразия);
- *обеспечивающие* (недревесные ресурсы леса – заготовка ягод, грибов; ресурсы любительской охоты; ресурсы водных объектов – рыбные ресурсы, питьевая вода, добыча торфа; выпас оленей; обитание перелетных птиц);
- *культурные* (рекреация).

Наиболее распространенной в мире для проведения экономической оценки является концепция общей экономической ценности, возникшая в 1990-е гг. Основная идея этой концепции заключается в учете ресурсных, регулирующих и культурных функций природного капитала. Для практически малозаселенной территории, которой являются районы исследования (исключая площади населенных пунктов, занимающие менее 1 % всей площади), наиболее значимыми становятся регулирующие услуги, имеющие глобальное значение. Отличительной особенностью проведения экономической оценки является выявление получателей выгод от использования экоуслуг.

Сводные данные по структуре экоуслуг представлены в [таблице](#).

В настоящее время сформировались направления практического применения оценок экосистемных услуг в области установления платежей, страховых взносов и формирования рынков. При назначении таких платежей основной принцип заключается не в погашении своего негативного воздействия («загрязнитель платит»), а в стимулировании улучшения окружающей среды потенциальным загрязнителем («пользователь платит»). Согласно определению ЕЭК ООН (2007), платежи за экоуслуги означают «договорную сделку между покупателем и продавцом в отношении той или иной экосистемной услуги или практики землепользования/управления, способной обеспечивать такую услугу» [9]. Как правило, такие платежи применяются для сохранения биоразнообразия и качества водных и лесных экосистем [10]. На локальном уровне оценка средообразующих (объединение регулирующих и поддерживающих услуг) функций экосистем предполагает определение ущерба от их деградации и объема ресурсов для их восполнения или предотвращения с применением компенсационного механизма в виде «страхования риска». В частности, исследователями ЦЭМИ были предложены схемы реализации замены существующих «платежей за негативное воз-

действие» «страховыми платежами», величина которых не вносились бы в казну бюджетов, а собиралась на самих предприятиях. Исчисление таких платежей предлагалось определять исходя из ценности экосистем, на которые воздействует предприятие в процессе своей хозяйственной деятельности [11]. С учетом длительного периода эксплуатации месторождений полезных ископаемых использование данных схем может быть реализовано на доминирующих лесом территориях при условии долгосрочной аренды. Включение предотвращенного ущерба (например, от освоения отходов в качестве сырья для других производств) в оценку коммерческой эффективности инвестиционных проектов дает более адекватную оценку освоения ресурса.

Освоение нетрадиционных ресурсов углеводородов будет способствовать появлению инновационного кластера в регионе – созданию крупномасштабных энерготехнологических комплексов с большим количеством смежных производств. Вовлечение в промышленную эксплуатацию месторождений нефти из отложений доманикового типа, бурых углей, горючих сланцев, метана угольных пластов, отходов потребления и переработки позволит расширить возможности промышленного роста и обеспечит создание новых сырьевых баз энергетического сырья.

Статья подготовлена при частичной финансовой поддержке программы фундаментальных научных исследований УрО РАН, проект № 15-14-7-16 «Комплексная оценка новых и нетрадиционных источников углеводородных ресурсов Тимано-Североуральского региона», проекта № 15-11-5-29 «Стратегические виды минерального сырья Тимано-Североуральского региона, инновационные технологии их переработки, новые направления использования и получение новых материалов».

ЛИТЕРАТУРА

1. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю. Понятийная база и терминология углеводородов сланцевых толщ и низкопроницаемых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 6. С. 4–14.
2. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю., Ильинский А. А. и др. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб: ВНИГРИ, 2014. 323 с.
3. Якуцени В. П., Петрова Ю. Э., Суханов А. А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов – резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4. С. 1–20.
4. Клименко С. С., Анищенко Л. А. Особенности нафтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне // Изв. Коми НЦ УрО РАН. 2010. № 2. С. 61–69.
5. Кирюхина Т. А., Фадеева Н. П., Ступакова А. А., Полудеткина Е. Н., Сауткин Р. С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76–87.
6. Аверьянова О. Ю., Морариу Д. Вариативность оценок углеводородного потенциала нефтегазоносных систем // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11, № 3. С. 1–22. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/32_2016.
7. Вагин А. В. Оценка перспектив нефтегазоносности доманиковых отложений верхнего девона Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. С. 173–177.
8. Сторонский Н. М., Хрюкин В. Т., Митронов Д. В., Швачко Е. В. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ // Российский химический журнал. 2008. Т. LII, № 6. С. 63–72.
9. Ценность лесов. Плата за экосистемные услуги в условиях «зеленой» экономики. Женева: ООН, 2014. 94 с.
10. Katoomba Group: Events. URL: <http://www.katoombagroup.org/> (accessed 12 March 2015).
11. Моткин Г. А. Экономическая оценка средообразующих функций экосистем // Экономика и математические методы. 2010. Т. 46, № 1. С. 3–11.

REFERENCES

1. Prishchepa O. M., Averb'yanova O. Yu. 2014, *Ponyatiynaya baza i terminologiya uglevodorodov slantsevyykh tolshch i nizkopronitsaemykh kollektorov* [Conceptual base and terminology of hydrocarbons of shale strata and low-permeability reservoirs]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics, and development of oil and gas fields], no. 6, pp. 4–14.
2. Prishchepa O. M., Averb'yanova O. Yu., Il'inskiy A. A. et al. 2014, *Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevyykh tolshch – rezerv syr'evoy bazy uglevodorodov Rossii* [Oil and gas of low-permeability shale strata – reserve of hydrocarbon resource base of Russia], St. Petersburg, 323 p.
3. Yakutseni V. P., Petrova Yu. E., Sukhanov A. A. 2009, *Netraditsionnye resursy uglevodorodov – rezerv dlya vospolneniya syr'evoy bazy nefti i gaza Rossii* [Unconventional hydrocarbon resources – a reserve for replenishing the resource base of Russia's oil and gas]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petro-

leum Geology – Theoretical and Applied Studies], vol. 4, pp. 1–20.

4. Klimenko S. S., Anishchenko L. A. 2010, *Osobennosti naftidogeneza v Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy bassejne* [Features of naphthogenesis in the Timan-Pechora oil and gas basin]. *Izv. Komi NTs UrO RAN* [Proceedings of the Komi Science Centre of the Ural Division of the Russian Academy of Sciences], no. 2, pp. 61–69.
5. Kiryukhina T. A., Fadeeva N. P., Stupakova A. A., Poludetkina E. N., Sautkin R. S. 2013, *Domanikovye otlozheniya Timano-Pechorskogo i Volgo-Ural'skogo bassejnov* [Domanic deposits of the Timan-Pechora and Volga-Ural basins]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and gas geology], no. 3, pp. 76–87.
6. Aver'yanova O. Yu., Morariu D. 2016, *Variativnost' otsenok uglevodorodnogo potentsiala neftegazonosnykh sistem* [Variability of estimates of the hydrocarbon potential of oil and gas bearing systems]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies], vol. 11, no. 3, pp. 1–22. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/32_2016.
7. Vagin A. V. 2011, *Otsenka perspektiv neftegazonosnosti domanikovykh otlozheniy verkhnego devona Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii* [As-

- essment of oil and gas potential prospects of the Upper Devonian wood deposits in the Timan-Pechora oil and gas province]. *Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.* [Problems of resource provision of gas producing regions of Russia until 2030], Moscow, pp. 173–177.
8. Storonskiy N. M., Khryukin V. T., Mitronov D. V., Shvachko E. V. 2008, *Netraditsionnye resursy metana ugljenosnykh tolshch* [Unconventional resources of coal bed methane]. *Rossiyskiy khimicheskiy zhurnal* [Russian Chemical Journal], vol. 52, no. 6, pp. 63–72.
9. 2014, *Tsennost' lesov. Plata za ekosistemnye uslugi v usloviyakh «zelenoy ekonomiki* [The value of forests. Payment for ecosystem services in a "green" economy], Zheneva, 94 p.
10. Katoomba Group: Events. Available at: <http://www.katoombagroup.org>
11. Motkin G. A. 2010, *Ekonomicheskaya otsenka sredooobrazuyushchikh funktsiy ekosistem* [Economic evaluation of ecosystem-forming functions]. *Ekonomika i matematicheskie metody* [Economics and Mathematical methods], vol. 46, no. 1, pp. 3–11.

Ирина Григорьевна Бурцева,

burtseva@iespn.komisc.ru

Татьяна Вячеславовна Тихонова

tikhonova@iespn.komisc.ru

Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН
Россия, Сыктывкар, ул. Коммунистическая, 26

Игорь Николаевич Бурцев

burtsev@geo.komisc.ru

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН
Россия, Сыктывкар, ул. Первомайская, 54

Irina Grigor'evna Burtseva,

burtseva@iespn.komisc.ru

Tat'yana Vyacheslavovna Tikhonova

tikhonova@iespn.komisc.ru

Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН
Syktyvkar, Russia

Igor' Nikolaevich Burtsev

burtsev@geo.komisc.ru

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН
Syktyvkar, Russia