

УДК 336:621.64

М.Ю. Мишланова, Ю.Н. Некрасова*НИУ МГСУ, *ООО "Эволюция Подводного
Строительства"**ФАКТОР СТОИМОСТИ
ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ПРОЕКТОВ
В АСПЕКТЕ ПРОБЛЕМ НЕФТЯНОГО
КОМПЛЕКСА**

Проанализировано состояние и перспективы развития нефтяного комплекса и его инфраструктуры. Рассмотрено развитие проектов магистрального трубопроводного транспорта ВСТО («Восточная Сибирь–Тихий океан») и КТК («Каспийский трубопроводный консорциум»). Выявлены проблемы ценообразования и управления стоимостью инфраструктурных проектов. Сделаны выводы о направлениях совершенствования системы ценообразования в данной сфере.

Ключевые слова: нефтяной комплекс, транспортировка нефти и нефтепродуктов, магистральные трубопроводы, инфраструктурные проекты, стоимость инфраструктурных проектов, формирование стоимости, ценообразование, укрупненные расценки, инвестиции, оператор магистральных нефтепроводов

Нефтяной комплекс как один из базовых сегментов экономики России представляет собой важный фактор экономической, социальной и политической стабильности государства. Результаты деятельности в данном сегменте являются основой платежного баланса страны и поддержания курса национальной валюты. По оценкам британской нефтегазовой компании, РФ занимает 8-е место по доказанным запасам нефти и 1-е место по добыче — около 937,6 млн баррелей в год или 531,43 млн т в год [1]. Нефтяные ресурсы составляют порядка 35 % производимых в России первичных энергоресурсов, 22 % потребляемых российской экономикой и более 50 % вывозимых [1—3].

Макроэкономическая роль нефтяного комплекса выражается в формировании значительной доли ВВП и других макроэкономических показателей, чему посвящен ряд аналитических работ. В результате проведенного корреляционно-регрессионного анализа в работе И.В. Акоевой [4] определено изменение ВВП в зависимости от экспорта нефти и инвестиций в отрасль. В работе Т.С. Трофимчук [5] выполнен анализ реального изменения объема инвестиций в добычу топливно-энергетических полезных ископаемых и реальных темпов роста производства. Кроме

М.Ю. Mishlanova, Yu.N. Nekrasova*
MGSU, *LLC "Evolutsiya Podvodnogo
Stroitel'stva"**COST FACTOR
OF INFRASTRUCTURE PROJECTS
IN THE ASPECT
OF THE PROBLEMS
OF THE OIL COMPLEX**

The author analyzed the state and development prospects of oil complex and its infrastructure. The author considered the development of the projects of major pipeline transport ESPO ("East Siberia–the Pacific Ocean") and CPC ("Caspian pipeline consortium"). The problems of cost formation and cost management of infrastructure projects are revealed. The conclusions on development directions of cost-formation system in the given sphere are made.

Key words: oil complex, transportation of oil and petroleum products, main pipelines, infrastructure projects, the cost of infrastructure projects, value formation, price setting, itemized costs, investments, operator of main oil pipelines

Oil complex is one of the basic segments of the Russian economy and is an important factor of economical, social and political stability of the state. The operating results in this segment are the basis for the balance of payments of the country and support purchase of the national currency. According to the estimates of a British oil and gas company, Russia ranks 8th in proved reserves of oil and ranks 1st in oil production — about 937.6 million of barrel a year or 531.43 million ton a year [1]. The oil resources are about 35 % of the primary energy resources produced in Russia, 22 % of the resources consumed by the Russian economy and more than 50 % of export resources [1—3].

The macroeconomical role of the oil complex consists in the formation of the considerable proportion of GDP and other macroeconomical indicators. A number of analytical works are dedicated to this topic. As a result of correlation-regression analysis I.V. Akoeva determines in her work the changes of GDP depending on oil export and investments into the branch [4]. In the work of T.S. Trofimchuk [5] the analysis of

того, нефтяной комплекс в последние годы приобретает особенную значимость, выступая одним из приоритетных направлений в формировании отраслевой политики в условиях перехода от экспортно-сырьевой модели к инновационному сценарию экономического развития [6, 7].

Анализируя прогнозы Международного энергетического агентства, Министерства энергетики США и др. [4], можно сделать вывод, что мировой спрос на энергоресурсы будет расти. Основными причинами этого роста эксперты и аналитики считают увеличение численности населения и рост покупательской способности, которые приведут к 2030 г. к росту потребления первичных энергоресурсов по различным источникам на 20...40 %. Даже если исходить из очень низких темпов роста, глобальное энергопотребление удвоится к середине века, таким образом, темп роста потребления и спроса на рынке нефти составит порядка 1,2...2,9 % в год [8, 9].

Анализом состояния и перспектив развития нефтяного комплекса как совокупности связанных между собой отраслей геологоразведки, бурения, нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, транспорта нефти и нефтепродуктов, предприятий сбытовой коммерческой деятельности, обеспечивающей полный жизненный цикл нефтепродуктов занимаются многие специалисты [1—13]. Институциональная структура нефтяного комплекса [1] включает в себя следующие группы:

- субъекты, занимающиеся добычей, транспортировкой, переработкой, производством и сбытом нефти и нефтепродуктов;
- вертикально-интегрированные нефтяные компании, объединившие всю технологическую цепочку;
- инфраструктурные транспортные компании.

Нефтяной комплекс России включает 148 тыс. нефтяных скважин, более 48 тыс. км магистральных нефтепроводов, 28 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью около 300 млн т нефти в год, большое количество других производственных объектов [1—14]. Рыночная стоимость акционерного капитала нефтегазовых компаний составляет половину капитализации российского рынка акций [10]. Прогнозируемые объемы добычи нефти в России различаются в зависимости от варианта социально-экономического развития страны [11]. В усло-

real change of investment volume into extraction of fuel and energy resources and the real growth rate of the production is carried out. Moreover oil complex acquires special importance in the recent years being one of the priority directions in branch policy formation in the conditions of transfer from export-raw model to the innovative scenario of economic development [6, 7].

While analyzing the forecasts of the International Energy Agency of the US Department of Energy and others [4] we can conclude that the world demand for energy resources will grow. Experts and analysts believe that the main reasons for this growth are the population growth and the growth of purchasing power, which in 2013 will lead to the growth of primary energy resources consumption by 20...40 % according to different sources. Even if we judge from very low growth ratio the global energy consumption will double in the middle of the century, so the growth rate of consumption and demand on the oil market will be about 1.2...2.9% a year [8,9].

Many specialists are engaged in the analysis of the state and development prospects of the oil complex as a combination of the interconnected branches of geological exploration, drilling, oil extraction and oil refining industry, transportation of oil and oil products, facilities of sales business activities providing the whole lifecycle of oil products [1—13]. The institutional structure of oil complex [1] contains of the following groups:

- parties extracting, transporting, recycling, producing and selling oil and oil products;
- vertically-integrated oil companies combining all the process chain;
- infrastructure and transport companies.

The oil complex of Russia includes 148 000 oil wells, more than 48 000 km of main oil pipelines, 28 oil refineries of the general capacity about 300 mln t of oil a year, a great number of other productive facilities [1—14]. The market value of joint stock of oil-and-gas companies differ depending on the variant of social and economic development of the country [11]. In

виях оптимистического и благоприятного вариантов добыча нефти в России может возрасти до 520 млн т к 2020 г., при умеренном варианте — до 450 млн т, при критическом варианте — рост может продолжиться в ближайшие 1–2 года, затем ожидается падение добычи до 315 млн т.

Перспективы развития нефтяного комплекса зависят от ряда факторов:

- спроса на углеводородное топливо;
- мировых цен;
- качества сырьевой базы;
- институциональной среды;
- налоговых условий;
- производственного потенциала отрасли;
- развитости транспортной инфраструктуры и др. [11].

Среди стратегических задач развития нефтяного комплекса [12] в качестве базовых можно выделить следующие:

- экономически эффективное и стабильное удовлетворение внутреннего спроса на нефть и нефтепродукты, обеспечение необходимой структуры запасов;

- активное, без ущерба для внутренних потребностей и будущих поколений граждан, участие в обеспечении мирового спроса на нефть и нефтепродукты;

- обеспечение стабильных поступлений в доходную часть консолидированного бюджета страны в соответствии со значением энергетического сектора в формировании валового внутреннего продукта и экспорта;

- обновление комплекса, направленное на повышение энергетической, экономической и экологической эффективности его функционирования;

- повышение инвестиционной привлекательности нефтяного комплекса (пересмотр налогообложения, совершенствование системы лицензирования, развитие методов оценки инвестиционных проектов, пересмотр финансовых механизмов и др.).

Ухудшение геополитической и макроэкономической ситуации, проблемы структурного и институционального характера приводят к ряду негативных явлений в топливно-энергетическом комплексе РФ. В частности, к существенному сокращению инвестиций, что в свою очередь может иметь долгосрочное влияние на показатели развития нефтяной отрасли и российской экономики в целом [6—7]. Кроме того, именно нефтяной комплекс способен стать точкой роста

the conditions of optimistic and favorable variants the oil extraction in Russia may increase up to 520 mln t by 2020, in case of moderate variant — up to 450 mln t, in case of critical variant the increase may continue in the coming 1–2 years and then a decrease of extraction is expected up to 315 mln t.

The prospects of oil complex development depend on a number of factors:

- demand for hydrocarbon fuel;
- world prices;
- the quality of raw material base;
- institutional environment;
- fiscal conditions;
- production potential of the branch;
- the development of transport infrastructure, etc. [11].

Among the strategic tasks of oil complex development [12] we can underline as basic:

- economically efficient and sustainable satisfaction of inner demand for oil and oil products, provision of the required structure of reserves;

- active participation in providing the world demand for oil and oil products without losses for inner demand and future generation of citizens;

- provision of steady inflows into the revenues of the consolidated budget of the country in correspondence with the importance of energy sector in the formation of gross domestic product and export;

- renovation of the complex aimed at raising energy, economical and ecological efficiency of its functioning;

- raising investment attractiveness of the oil complex (reconsideration of taxation, advancing the licensing system, development of the methods of estimating investment projects, reconsideration of financial mechanisms, etc.).

Degradation of geopolitical and macroeconomical situation, problems of structural and institutional character lead to a number of negative developments in fuel and energy complex of the RF. In particular, to a great reduction of investments, which may have a long-term impact on the development indicators of the oil sector and the Russian economy as a whole [6—7]. Moreover it is the oil sector which can become

для диверсификации, модернизации и устойчивого развития отечественной экономики. В данной связи оптимальным будет применение комплекса разнообразных мероприятий [6—7], среди которых стоит выделить реализацию перспективных инвестиционно-строительных проектов, сокращение потерь на всех стадиях проектов, развитие транспортной инфраструктуры комплекса.

Нефтяной комплекс объединяет различные предприятия, которые согласно практике англо-американских нефтяных компаний, можно разделить на следующие сегменты [1]:

- геологоразведочные организации и нефтедобывающие предприятия (Upstream);
- нефтеперерабатывающие заводы и сеть реализации нефтепродуктов (Downstream);
- транспортировка нефти и нефтепродуктов (Midstream).

Рассматривая нефтяной комплекс в целом, стоит подчеркнуть, что основную долю в капитальных вложениях в данной сфере занимают затраты, связанные со строительством линейной части нефтепроводов 32...46 % [3].

В российском секторе Midstream нефтепроводные магистрали составляют порядка 48,9 тыс. км, нефтепродуктовые магистрали — 15,5 тыс. км. С помощью магистрального трубопроводного транспорта перемещается около 99 % добываемой нефти и более 50 % производимой продукции нефтепереработки [14]. Отдельно следует подчеркнуть, что наличие нефтепроводной сети в значительной степени определяет уровень социально-экономического развития любого региона, политическую, стратегическую и инвестиционную привлекательность.

Крупные инфраструктурные проекты ВСТО-1, ВСТО-2, БТС-2 обеспечивают заказами различные отрасли экономики, порождая существенный макроэкономический эффект. Например, для обеспечения электроэнергией объектов нефтепровода ВСТО в течение двух лет потребовалась прокладка 800 км ЛЭП и строительство 14 объектов сети, что способствовало экономическому развитию и развитию инфраструктуры тех регионов [15]. Дополнительно к нефтепроводу рассматривалась возможность прокладки параллельного газопровода «Сила Сибири», ориентированного на экспорт природного газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона [16].

the growth point for diversification, modernization and sustainable development of the Russian economy. In this context the use of a complex of different measures will be optimal [6—7], among which we should emphasize implementation of promising investment and construction projects, reduction of losses on all the stages of the projects, development of transport infrastructure of the complex.

The oil complex combines different enterprises, which may be divided into the following segments according to the practice of English-American oil companies [1]:

- geological survey organizations and oil production enterprises (Upstream);
- oil refinery plants and oil product sales chain (Downstream);
- oil and oil products transportation (Midstream).

Considering oil complex as a whole we should underline that the main share in capital investments in this sphere are the expenses related to the construction of the linear part of oil pipelines — 32...46 % [3].

In the Russian Midstream sector the oil pipelines make about 48.8 thousand km, oil products pipelines — 15.5 thousand km. With the help of main pipeline transport about 99 % of extracted oil and more than 50 % of oil-refining products is transported [14]. We should separately underline that the existence of oil pipeline to a great extent determines the level of social and economic development of any region, political, strategic and investment attractiveness.

The great infrastructure projects VSTO-1, VSTO-2, BTS-2 provide different branches of economy with orders making important macroeconomical effect. For example, in order to provide oil pipeline VSTO with energy for 2 years laying of 800 km of power transmission lines and the construction of 14 objects was needed, which contributed to economical development and development of infrastructure of that regions [15]. In addition to oil pipeline the possibility of laying parallel gas pipeline “The Power of the Siberia” was considered, which was aimed at the export of natural gas to the Asian-Oceanian countries [16].

Наиболее активное развитие системы нефтяного транспорта России происходило в 1960-е гг., к настоящему времени до 35 % трубопроводов находится в эксплуатации более 30 лет [13], что обуславливает необходимость наращивания объемов работ по техническому перевооружению, капитальному ремонту и строительству новых линий нефте- и нефтепродуктопроводного транспорта. Генеральная схема развития нефтепроводного транспорта разработана на основе действующей Энергетической стратегии России до 2020 г.

В нефтяной отрасли за последние годы осуществлен или находится в стадии реализации ряд крупных инфраструктурных проектов, которые содержат существенный макроэкономический эффект. Нефтепровод ЗАО «КТК-Р» соединяет месторождения Западного Казахстана с российским побережьем Черного моря. Протяженность трубопроводной системы КТК составляет 1 510 км, мощность первой очереди — 28,2 млн т нефти в год. Полная пропускная способность была достигнута к середине 2004 г. Постепенно добыча на Тенгизском месторождении начала превышать пропускную способность трубопровода КТК. 5 декабря 2010 г. принято решение об инвестировании по Проекту расширения механической мощности трубопроводной системы КТК до 67 млн т нефти в год. Частично проект введен в эксплуатацию в 2015 г., окончательный ввод планируется в 2016 г. [17].

В декабре 2009 г. была запущена первая очередь нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан» (ВСТО-1), мощностью 30 млн т в год, который соединяет месторождения Западной и Восточной Сибири с рынками Азии и США. С января 2011 г. за счет выхода на полную проектную мощность трубопровода ВСТО-1 начаты коммерческие поставки нефти в Китай. В декабре 2012 г. сдана вторая очередь ВСТО-2, мощность ВСТО-1 в 2015 г. была увеличена до 58 млн т в год. В настоящее время идет долгосрочный процесс диверсификации экспорта энергоносителей из России: значительное увеличение поставок на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона, прежде всего в Китай [13].

В качестве других ярких примеров инвестиционных проектов, заказчиком которых является ОАО «АК «Транснефть»», можно привести трубопровод «Северный поток», обустройство Ванкорской группы месторождений,

The system of oil transport of Russia was most actively developing in the 1960s, by now up to 35 % of pipelines have been operating for more than 30 years [13] which determines the necessity to increase the work volumes on technical rearmament, capital repairs and construction of new lines of oil and oil products transportation. The general development scheme of oil transport was designed basing on the effectual Energy Strategy of Russia up to.

In the recent years a number of big infrastructural projects having great macroeconomic effect have been or are being implemented in the oil sector. The oil pipeline CJSC «КТК-Р» combines the deposits of the East Kazakhstan with the Russian coast line of the Black Sea. The length of the pipeline system КТК is 1510 km, the capacity of the first stage — 28,2 mln t of oil a year. 2020. The total flow capacity was achieved in the middle of 2004. Gradually the extraction on the Tengiz site began exceeding the flow capacity of the pipeline КТК. On December the 5th 2010 it was decided to make investments into the project of expanding the mechanical capacity of the pipeline system КТК up to 67 mln t of oil a year. The project was partially put into operation in 2015, the final implementation is planned in 2016 [17].

In December 2009 started the first stage of oil pipeline «East Siberia–the Pacific Ocean» (VSTO-1) with the capacity of 30 mln ton a year, which connects the deposits of West and East Siberia with the markets of Asia and USA. Beginning from January 2011 commercial procurements to China started with the full design production of VSTO-1 pipeline. In December 2012 the second stage of VSTO-2 was delivered, the capacity of VSTO-1 in 2015 was increased up to 58 mln t a year. At the present time a long-term process of diversification of export of energy carriers from Russia is going on: the substantial increase of export to the markets of Asian-Oceanian countries, first of all China [13].

Other remarkable examples of investment projects, the customer of which is JSC «АК Transneft» are the pipeline «North Flow», development of the Vankor Field,

трубопроводы «Ухта–Торжок», «Починки–Грязовец», «Северные районы Тюменской области (СРТО)–Торжок», «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», трубопроводная система (ТС) ««Заполярье»–нефтеперекачивающая станция (НПС) «Пур-Пе»». Также были построены переходы под крупнейшими реками России: Кубанью, Волгой, Обью, Иртышом, Уралом, Доном, Печорой, Шексной, Волховом, Тазом и проливом Босфор Восточный. Были выполнены программы по увеличению пропускной способности трубопроводов «Второво–Ярославль» и «Уса–Ухта». Около 90 % нефти России, поставляемой как для переработки внутри страны, так и на экспорт, транспортируется по системе магистральных нефтепроводов «Транснефти». Остальная часть прокачивается в рамках отдельных проектов по альтернативным системам магистральных нефтепроводов: «Северный Сахалин–Де Кастри» в проекте «Сахалин-1», «Северный Сахалин–Южный Сахалин» консорциума Sakhalin Energy KTK, нефтепроводам портов Варандей и Витино.

ОАО «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть»» — российская транспортная монополия, оператор магистральных нефтепроводов России, единственный заказчик работ по строительству и ремонту трубопроводов. Основные направления деятельности компании:

- транспортировка нефти и нефтепродуктов по трубопроводной системе на территории России и за ее пределами;
- диагностические, профилактические и аварийно-восстановительные работы;
- обеспечение охраны окружающей среды в районах, где проходит трубопроводная система.

ОАО «АК «Транснефть»» эксплуатирует около 53,4 тыс. км магистральных нефтепроводов и 19,2 тыс. км нефтепродуктопроводов, более 500 насосных станций [13]. В 2015 г. показатель экспорта нефти по системе «Транснефти» составил 229,6 млн т, сообщил вице-президент «Транснефти» Сергей Андронов [14]. В 2016 г. российские нефтяные компании планируют прокачать по системе «Транснефти» порядка 214 млн т нефти.

На содержание, реконструкцию и расширение нефте- и нефтепродуктопроводов приходится около 50 % инвестиций в нефтяную отрасль [13]. Однако нынешние объемы инвестиций и их эффективность не обеспечивают

pipelines “Ukhta–Torzhok”, “Pochinki–Gryazovets”, “North Regions of the Tyumen Region (SRTO)–Torzhok”, “Sakhalin–Khabarovsk–Vladivostok”, pipeline system “Arctic Circle–oil pumping station “Pur-Pe”. Also crossings under the biggest rivers of Russia were built: Kuban, Volga, Ob, Irtysh, Ural, Don, Pechora, Sheksna, Volkhov, Taz and East Bosphorus strait. The programs on increasing the flow capacity of the pipelines “Vtorovo–Yaroslavl” and “Usa–Ukhta” were executed. About 90 % of Russian oil supplied both for refining inside the country and for export is transported via the system of main oil pipelines of “Transneft”. The rest is pumped in frames of separate projects through alternative systems of main pipelines: “North Sakhalin–DeKastri” in the project “Sakhalin-1”, “North Sakhalin–South Sakhalin” of the group of companies Sakhalin Energy KTK, oil pipelines of the harbours Varandey and Vitino.

JSC “Stock Company of Oil Transportation “Transneft”” — a Russian transport monopoly, operator of main oil pipelines in Russia is a sole customer for construction and repairs of pipelines. The main directions of the company’s activity are:

- transportation of oil and oil products through the pipeline system on the Russian territory and abroad;
- diagnostic, maintenance and emergency recovery works;
- providing environmental protection in the regions where pipeline is laid.

JSC Transneft is servicing about 53.4 000 km of main oil pipelines and 19.2 000 km of oil products pipelines, more than 500 pumping stations [13]. In 2015 the index of oil export via the Transneft system was 229.6 mln t, as the vice-president of Transneft Sergey Andronov said [14]. In 2016 the Russian oil companies are planning to pump about 214 mln t of oil via Transneft.

About 50 % of investments into the oil sector is spent on maintenance, reconstruction and expansion of oil and oil products pipelines [13]. Though the recent investment volumes and their efficiency don’t provide the solution of the problems the oil complex is facing. There are a lot of reasons for it, that’s why we will detach the problems in-

решение стоящих перед нефтяным комплексом проблем. Причин тому много, поэтому выделим проблемы, влияющие на формирование основных параметров, в частности, стоимости инвестиционных проектов. От формирования и управления стоимостью инвестиционного инфраструктурного проекта, будь то новое строительство, реконструкция или увеличение пропускной способности трубопровода, зависит развитие проекта на всех этапах от зарождения идеи до эксплуатации объектов и получения прибыли.

При обосновании и дальнейшем управлении инфраструктурными проектами, бесспорно, необходимо учитывать все внешние и внутренние факторы [18]:

- макроэкономическую ситуацию;
- государственное регулирование;
- уровень издержек;
- особенности производства;
- доступность необходимых ресурсов;
- организационный уровень;
- степень использования прогрессивных методов производства и др.

Следует подчеркнуть, что основой в комплексной оценке эффективности инвестиционного проекта, т.е. оценке системы показателей, отражающих соотношение затрат и результатов в зависимости от интересов его участников, является стоимость. Одним из решающих факторов формирования стоимости инвестиционных проектов является различие методических подходов, связанное с разнообразием интересов участников проекта.

Такая ситуация складывается, в частности, на фоне отсутствия методического и нормативного обеспечения. В области строительства, эксплуатации, реконструкции магистральных нефтепроводов долгое время решается вопрос о принятии главного нормативно-правового документа — Федерального закона «О магистральном нефтепроводном транспорте». Необходимость его разработки заключается в современных требованиях развития сегмента Midstream: получении оптимальной доли доходов от нефтяного комплекса в федеральный бюджет и бюджеты субъектов РФ, обеспечении потребностей внутреннего рынка, решении вопросов инвестиционной политики, регулировании отношений участников инфраструктурных проектов. Досье данного законопроекта выглядит следующим образом: дата внесения в Госу-

fluencing the formation of the main parameters, in particular, the cost of investment projects. The development of a project on all the stages from the idea formation to operation of objects and realization of profit depends on the formation and price control of investment infrastructure project, whether it is a new construction, reconstruction or increasing the flow capacity of pipelines.

When justifying and further managing infrastructure projects it is necessary to take account of all the external and internal factors [18]:

- macroeconomical situation;
- state regulation;
- volume of charges;
- peculiarities of the production;
- availability of the necessary resources
- organizational level;
- level of application of progressive methods of production, etc.

We should underline that the basis of the complex estimation of an investment project efficiency, i.e. the estimation of a system of indicators showing the balance between costs and the results depending from the interests of its participants, is the cost. One of the main factors of cost formation of investment projects is the difference in the methodological approaches related to the variability of the interests of the projects' participants.

The situation is such particularly because of the absence methodological and normative base. In the field of construction, operation, reconstruction of main pipelines the question on the adoption of the main legal document has long been decided — the Federal law “On Main Oil Pipeline Transport”. The necessity of its formation is in the modern requirements to the development of Midstream segment: obtaining the optimal return share from the oil complex into the federal budget and budgets of the entities of the RF, answering the demands of the inner market, solving the problems of investment policy, handling the relations of the participants of the infrastructure projects. The record of this draft law is as follows: the date of its introduction to the State Duma — April 28, 1999, the current stage — consid-

дарственную Думу — 28 апреля 1999 г., текущая стадия — рассмотрение законопроекта во втором чтении, последнее событие — решение о назначении ответственного комитета 12 января 2012 г. Дальнейшая информация отсутствует [19].

В настоящее время отношения между участниками проекта строительства магистрального нефтепровода обосновываются договорными нормативами, которые могут сочетать договор строительного подряда, подряда на выполнение проектных и изыскательских работ, подрядные работы для государственных нужд и ряд сопутствующих договоров, что деструктурирует комплекс проектных процессов. Это приводит к несогласованности оформления документов и дальнейших действий, потере времени и эффективности проекта, нерациональности планирования бюджета и затраченных средств. Именно в комплексе проектных процессов и отношений одно из важных мест занимает формирование стоимости проекта.

Такое влияние можно наблюдать на примере, крупных инвестиционных проектов ВСТО и КТК. Разработка проекта ВСТО и строительство нефтепровода осуществлялось на основании распоряжения Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 г. № 1737-р. Изначально сроки введения трубопровода в эксплуатацию приходились на 2008 г.

Неблагоприятный экономический климат и переход на новую сметно-нормативную базу ценообразования в строительстве [20] негативно повлияли на формирование стоимости проекта, что привело к задержке ввода в эксплуатацию ВСТО-1 на год, нерациональному использованию инвестиций, расхищению средств и отсрочке начала работы над проектом ВСТО-2. 21 ноября 2007 г. были обнародованы результаты работы специальной комиссии, которая выполняла проверку хода строительства ВСТО [21]. Согласно этой проверке, готовность первой очереди ВСТО по линейной части составляла тогда 41,1 % (при плановом показателе 60 %), а по нефтеперекачивающим станциям — 23,9 % (при плановом показателе 56 %). 78,5 млрд из почти 250 млрд руб., затраченных на ВСТО до конца первого полугодия 2008 г., было распределено «без проведения конкурсов». В середине марта 2008 г. Минпромэнерго России утвердило новый срок пуска первой очереди трубопровода — IV квартал 2009 г., немного раньше указанного

eration of the draft law in second reading, the latest event — the decision on appointment of the executive committee on January, 12, 2012. There is no further information [19].

At the present time the relations between the participants of the project of main oil pipeline construction are based on the contractual standards which may combine the construction project contract, contract for design and investigation works, contract works for state needs and a number of related contracts, which destructures the complex of design processes. This leads to mismatch of documents execution and further actions, loss of time and efficiency of the project, irrational planning budget and expired costs. The formation of the project cost plays one of the important roles in the complex of project processes and relations.

We can see such an influence on the example of big investment projects VSTO and KTK. The development of VSTO project and the construction of the pipeline was carried out under the decree of the Russian Government from December 31, 2004 no. 1737-р. Originally the commissioning time of the pipeline was 2008.

The unfavourable economical climate and transition to the new costing standards database in the construction [20] had a bad effect on the formation of the project's cost, which lead to a year delay of the commissioning of VSTO-1, an irrational use of investments, theft of funds and delay of the beginning of work on the project VSTO-2. On November 21, 2007 the results of the special commission we made public, which examined the construction process of VSTO [21]. According to this examination the readiness of the first stage of VSTO in the line pipe was then 41.1 % (with the planned 60 %), and in oil transfer pumping stations — 23.9 % (with the planned 56 %). Out of almost 250 bln roubles spent for VSTI up to the first half of 2008 78.5 bln was distributed “without bidding”. In the middle of March 2008 the Ministry of Industry and Energy of Russia approved the new term for the first stage of the pipeline — the 4th quarter of 2009, a bit earlier than the planned second stage the pipeline was put into operation, In December

второго срока объект был введен в эксплуатацию. В декабре 2012 г. сдан в эксплуатацию нефтепровод ВСТО-2.

В рамках проекта КТК применен специальный подход при формировании стоимости с использованием укрупненных расценок, учитывающий ошибки прошлых крупных инвестиционных проектов. Акционерами консорциума являются Россия в лице АК «Транснефть» — 24 %, Казахстан — 19 %, зарубежные компании (Chevron, Mobil Caspian Pipeline Company, Shell и другие) — 57 % [17], что повлияло на выбор метода ценообразования. С учетом того, что за рубежом принято считать стоимость проектов способом «Прямые затраты», а формирование стоимости данного проекта на территории России выполнялось институтами РФ, стоимость контрактов рассчитывалась на основе специально разработанных укрупненных расценок. По нормам были приняты усложняющие факторы, потом эти расценки укрупнились по видам работ и создавался справочник укрупненных расценок.

Подобный подход к формированию стоимости имеет ряд проблем с реализацией проектов, так как это ресурсоемкий и бюрократизированный способ, который влияет на реализацию проекта в части сроков его завершения. Последствием в данном случае являются трудности с подписанием контрактов, срывы сроков ввода в эксплуатацию объекта, поставки и монтажа оборудования. Основная проблема такого подхода к формированию стоимости — выход корректировок за рамки проектной и рабочей документации, а пересогласование стоимости в соответствии с новыми проектными решениями очень проблематично и долго реализуемо. Основным достоинством такого расчета является то, что стоимость объекта соответствует рыночной цене и фактически затраченным средствам на проект, существует возможность контроля инвестиций.

На всех этапах жизненного цикла инфраструктурного проекта стоимость является базовым показателем экономической эффективности, поэтому выбор метода ценообразования имеет решающее значение. Так, например, оценка восстановительной стоимости трубопроводов решается в два этапа. На первом этапе восстановительная стоимость вычисляется стандартным методом укрупненных показателей восстановительной стоимости. В некоторых случаях [22] вместо

2012 the oil pipeline VSTO-2 was put in commission.

In frames of the KTK project the special approach was applied when forming the cost using itemized costs, which takes into account the mistakes of the previous big investment projects. The stockholders of the group of companies are Russia represented by Transneft — 24 %, Kazakhstan — 19 %, foreign companies (Chevron, Mobil Caspian Pipeline Company, Shell and others) — 57 % [17], which influenced the choice of cost formation method. Taking into account that abroad it is accepted to count the projects' cost by the method of direct expenses and the cost formation on the RF territory was executed by the institutes of the RF, the cost of the contracts was calculated on the basis of specially developed itemized costs. Complexity factors were adopted to the norms, then these costs were grown according to the types of works and a reference book of itemized costs was created.

Such approach to cost formation has a number of problems in implementation of projects, because it is a resource-intensive and red-tape method which influences the implementation of the project in terms of its completion date. This results in the difficulties of signing contracts, failure to meet the date of commissioning, supply and erection of the equipment. The main problem of this approach to cost formation is falling beyond the design and construction documentation, and the re-approval of the cost in correspondence with new design solutions is very complicated and long-implemented. The main advantage of such calculation is the fact that the cost of the object agrees with the market cost and with the expired costs for the project, there is a possibility to control investments.

On all the stages of the lifecycle of an infrastructure project the cost is the basic indicator of economical efficiency, that's why the choice of cost formation method is determinant. For example, estimation of recovery cost of pipelines is decided in two stages. On the first stage the reconstruction cost is calculated by the standard method of aggregates for the reconstruction cost. In some cases [22] instead of average regional-

усредненных регионально-отраслевых коэффициентов переоценки применяются разработанные компанией «КО-Инвест» более точные коэффициенты для сооружений и передаточных устройств. На втором этапе на основании детально составленных смет для 5—7 трубопроводов и вычисленных на первом этапе восстановительных стоимостей для этих же трубопроводов определяется средний поправочный коэффициент, который затем применяется ко всем восстановительным стоимостям трубопроводов, вычисленным на первом этапе. Такой подход существенно повышает точность оценки [22].

В отечественной практике нефтегазового комплекса, кроме упомянутых выше, существуют проблемы, связанные с управлением проектами, в частности, управления стоимостью, что чаще всего происходит в проектах с иностранными заказчиками. В современной мировой экономике для высококапиталоемких нефтяной и газовой отраслей эта тенденция является значимой в различных сегментах бизнеса — в строительстве и эксплуатации скважин, заводов, резервуаров, станций, трубопроводов. Круг проблем в управлении отдельными проектами связан чаще всего с процедурами согласования различных направлений деятельности в проекте, спецификой организации бизнес-процессов и системой формирования затрат каждого участника, качеством управления проектом и кадровыми вопросами, изменениями в проекте, субъективным менталитетом участников и др.

Учесть все многообразие особенностей осуществления нефтегазовых проектов в нестабильных условиях и тем самым создать более благоприятные условия для привлечения инвестиций в этот сектор экономики можно только при наличии эффективных процедур взаимодействия федерации и регионов в его регулировании [8]. В противном случае стагнация институциональной и фискальной среды будет не только подрывать возможности адаптации нефтегазового сектора к объективно меняющимся характеристикам активов, но и снижать инвестиционную привлекательность данного вида хозяйственной деятельности.

В настоящее время можно отметить, что, несмотря на попытки законодательного государственного регулирования инвестиционных проектов, а также учитывая постоянную работу над сметно-нормативной базой на государственном уровне и усилия крупных заказчиков

industry factors of reevaluation the more precise coefficients for constructions and transfer units are used, which were developed by the company “KO-Invest”. On the second stage basing on the budgets developed in detail for 5—7 pipelines and on the reconstruction costs for these pipelines counted on the first stage an average correlation factor is estimated, which is then used to all the reconstruction costs of pipelines calculated on the first stage. Such an approach greatly increases the accuracy of the evaluation [22].

In the Russian practice of oil and gas complex in addition to the mentioned problems there exist also problems related to project management, in particular, cost management, which most often happens in the projects with foreign customers. In the modern world economy this tendency is important in different business segments for capital-intensive oil and gas industries — in construction and operation of wells, factories, reservoirs, stations, pipelines. A range of problems in single projects control is most often related to the approval procedures of different activity directions in the project, to the specific character of business processes organization and the system of cost formation of each participant, the quality of project control and personnel issues, changes in the project, subjective mentality of the participants, etc.

It is possible to take account of all the variable peculiarities of oil and gas projects in unstable conditions and therefore create more favourable conditions for attraction of investments into this economy sector only if there are efficient procedures of interaction of the federation and the regions in its management [8]. Otherwise the stagnation of institutional and fiscal environment will not only undermine the possibilities for oil and gas complex adaptation to the objectively changing characteristics of the assets, but also decrease the investment attractiveness of this type of economic activity.

At the present moment we can note that despite the attempts of legislative state regulation of investment projects and taking into account the constant work on costing standards database on the state level and the

(АО «АК “Транснефть”», АО «Газпром», ЗАО «КТК-Р»), наблюдается ряд проблем, которые выражаются в нерациональном управлении и несогласованности подходов к ценообразованию, значительной погрешности в определении стоимости линейных объектов недвижимости на разных жизненных циклах. Таким образом, остается актуальной разработка направлений совершенствования методов формирования и управления стоимостью проектов в российском нефтяном комплексе.

efforts of major customers (JSC “Transneft”, JSC “Gazprom”, CJSC “КТК-Р”) there are a number of problems which are expressed in irrational management and incoordination of approaches to cost formation, significant errors in determining the cost of linear real estate objects on different lifecycles. Consequently the development of the directions for advancing the methods of cost formation and control of the projects in Russian oil complex remains a current issue.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Смирнов Д.Б. Институциональная структура нефтяного комплекса — тенденции и проблемы // Стратегии бизнеса. 2015. № 9 (17). С. 37—46.
2. Столярков А.В. Обоснование направлений трансформации структуры нефтяного комплекса : автореферат дисс. ... канд. экон. наук. Тюмень, 2011. 24 с.
3. Сериков П.Ю. О макроэкономических аспектах реализации проектов строительства магистральных нефтепроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 4 (8). С. 26—32.
4. Акоева И.В. Развитие нефтяного комплекса России и экономический рост // Известия Кабардино-Балкарского научного центра РАН. 2013. № 2 (52). С. 71—79.
5. Трофимчук Т.С. Инвестиции в предприятия нефтяного комплекса: современное состояние и закономерности развития // Вестник Башкирского государственного аграрного университета. 2014. № 2. С. 138—141.
6. Левченко Л.В., Иванова Н.И. Перспективы развития российского нефтяного комплекса в контексте мировой экономики // Вопросы экономики и права. 2015. № 8 (86). С. 57—62.
7. Адушев М.Н. Современные проблемы нефтеперерабатывающей промышленности России // Вестник Пермского университета. Серия: Экономика. 2015. № 1 (24). С. 55—68.
8. Разумов Д.А. Российский нефтяной комплекс в системе современных мирохозяйственных процессов : автореферат дисс. ... канд. экон. наук. СПб., 2007. 25 с.
9. Рогожа И.В. Нефтяной комплекс России: государство, бизнес, инновации. М. : ИНФРА-М, 2010. 242 с. (Научная мысль. Экономика)
10. Эдер Л.В., Филимонова И.В. Экономика нефтегазового сектора России // Вопросы экономики. 2012. № 10. С. 76—91.
11. Бородин К.А. Перспективы развития нефтяного комплекса России в усло-

REFERENCES

1. Smirnov D.B. Institutional'naya struktura neftyanogo kompleksa — tendentsii i problemy [Institutional Structure of the Oil Complex — Tendencies and Problems]. *Strategii biznesa* [Business Strategies]. 2015, no. 9 (17), pp. 37—46. (In Russian)
2. Stolyarov A.V. *Obosnovanie napravleniy transformatsii struktury neftyanogo kompleksa : avtoreferat dissertatsii ... kandidata ekonomicheskikh nauk* [Justification of the Directions of Oil Complex Structure Transformation : Abstract of the Dissertation of the Candidate of Economical Sciences]. Tyumen', 2011, 24 p. (In Russian)
3. Serikov P.Yu. O makroekonomicheskikh aspektakh realizatsii projektov stroitel'stva magistral'nykh nefteprovodov [On Macroeconomic Aspects of Project Implementation of Main Oil Pipelines Construction]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefti i nefteproduktov* [Science and Technologies of Oil and Oil Products Pipeline Transport]. 2012, no. 4 (8), pp. 26—32. (In Russian)
4. Akoeva I.V. Razvitie neftyanogo kompleksa Rossii i ekonomicheskii rost [Development of Oil Complex of Russia and Economical Growth]. *Izvestiya Kabardino-Balkarskogo nauchnogo tsentra RAN* [News of the Kabardino-Balkarian Scientific Center of RAS]. 2013, no. 2 (52), pp. 71—79. (In Russian)
5. Trofimchuk T.S. Investitsii v predpriyatiya neftyanogo kompleksa: sovremennoe sostoyanie i zakonomernosti razvitiya [Investments into Oil Complex Enterprises: Contemporary State and Laws of Development]. *Vestnik Bashkirskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta* [Bulletin of Bashkir University]. 2014, no. 2, pp. 138—141. (In Russian)
6. Levchenko L.V., Ivanova N.I. Perspektivy razvitiya rossiyskogo neftyanogo kompleksa v kontekste mirovoy ekonomiki [Development Prospect of the Russian Oil Complex in the Context of the World Economy]. *Voprosy ekonomiki i prava* [Economic and Law Issues]. 2015, no. 8 (86), pp. 57—62. (In Russian)
7. Adushev M.N. Sovremennye problemy neftepererabatyvayushchey promyshlennosti Rossii [Modern Problems of Oil Refining Industry of Russia]. *Vestnik Permskogo universiteta. Seriya: Ekonomika* [Perm University Herald. Economy]. 2015, no. 1 (24), pp. 55—68. (In Russian)
8. Razumov D.A. *Rossiyskiy neftyanoy kompleks v sisteme sovremennykh mirokhozaystvennykh protsessov : avtoreferat dissertatsii ... kandidata ekonomicheskikh nauk* [Russian Oil Complex in the System of Modern World Economic Processes : Abstract of the Dissertation of the Candidate of Economical Sciences]. Saint Petersburg, 2007, 25 p. (In Russian)
9. Rogozha I.V. *Neftyanoy kompleks Rossii: gosudarstvo, biznes, innovatsii* [Oil Complex of Russia: State, Business, Innovations]. Moscow, INFRA-M Publ., 2010, 242 p. (Nauchnaya mysl'. Ekonomika [Scientific Thought. Economy]). (In Russian)

виях тенденций мирового рынка нефти // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2014. Т. 3. № 40. С. 40—43.

12. Толстоногов А.А. Оценка перспектив развития нефтяного комплекса России за счет повышения его инвестиционной привлекательности // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 5. Ст. 395. Режим доступа: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=14958>.

13. Акоева И.В. Инвестиционные проблемы развития нефтяного комплекса России // Известия Кабардино-Балкарского научного центра РАН. 2013. № 1 (51). С. 80—89.

14. Нефтекомпания России намерены прокачать по «Транснефти» 135,5 млн тонн // Нефть России. Режим доступа: <http://www.oilru.com/news/498621>. Дата обращения: 26.02.2016.

15. Изолированные энергосистемы Дальнего Востока будут объединены // ПРОНЕДРА. 02.04.2013. Режим доступа: <http://pronedra.ru/energy/2013/04/02/obiedinenie-energосistem-dalnego-vostoka/>. Дата обращения: 28.02.2016.

16. Дербилова Е. «Газпром» построит дублера ВСТО // Ведомости. 2007. № 54 (1828). Режим доступа: <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2007/03/28/gazprom-postroit-dublera-vsto>. Дата обращения: 01.03.2016.

17. Каспийский Трубопроводный Консорциум. Режим доступа: <http://www.cpc.ru/RU/Pages/default.aspx>. Дата обращения: 05.03.2016.

18. Мишланова М.Ю. Методологические вопросы оценки состояния инвестиционно-строительной сферы // Экономика и предпринимательство. 2015. № 1 (54). С. 745—749.

19. Официальный сайт Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации. Режим доступа: <http://www.duma.gov.ru>. Дата обращения: 07.03.2016.

20. О мерах по завершению перехода на новую сметно-нормативную базу ценообразования в строительстве : Постановление Госстроя РФ от 08.04.2002 г. № 16.

21. Вислогузов В., Гудков А. Нефтяные компании осмотрят на месте // Коммерсантъ. 2009. № 23 (4078). Режим доступа: <http://www.kommersant.ru/doc/1116303>. Дата обращения: 10.03.2016.

22. Тришин В.Н., Шатров М.В., Тришин А.В. Оценка восстановительной стоимости нефтяных скважин и трубопроводов в системе ASIS // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 3. С. 12—15.

10. Eder L.V., Filimonova I.V. Ekonomika neftegazovogo sektora Rossii [Economy of Oil and Gas Sector of Russia]. *Voprosy ekonomiki* [Economic Issues]. 2012, no. 10, pp. 76—91. (In Russian)

11. Borodin K.A. Perspektivy razvitiya neftyanogo kompleksa Rossii v usloviyakh tendentsiy mirovogo rynka nefti [Development Prospects of Oil Complex of Russia in the Conditions of World Oil Market Tendencies]. *Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo poryadka* [The North and the Market: Formation of Economical Order]. 2014, vol. 3, no. 40, pp. 40—43. (In Russian)

12. Tolstonogov A.A. Otsenka perspektiv razvitiya neftyanogo kompleksa Rossii za schet povysheniya ego investitsionnoy privlekatel'nosti [Estimation of the Development Prospects of Oil Complex of Russia by Raising Its Investment Attractiveness]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya* [Modern Problems of Science and Education]. 2014, no. 5, article 395. Available at: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=14958>. (In Russian)

13. Aкоева I.V. Investitsionnye problemy razvitiya neftyanogo kompleksa Rossii [Investment Problems of the Development of Oil Complex of Russia]. *Izvestiya Kabardino-Balkarskogo nauchnogo tsentra RAN* [News of the Kabardino-Balkarian Scientific Center of RAS]. 2013, no. 1 (51), pp. 80—89. (In Russian)

14. Neftekompanii Rossii namereny prokachat' po «Transnefti» 135,5 mln ton [Oil Companies of Russia Plan to Pump 135.5 mln t via “Transneft”]. *Neft' Rossii* [Oil of Russia]. Available at: <http://www.oilru.com/news/498621>. Date of access: 26.02.2016. (In Russian)

15. Izolirovannye energosistemy Dal'nego Vostoka budut ob'edineny [Isolated Energy Systems of the Far East will be United]. ПРОНЕДРА. 02.04.2013. Available at: <http://pronedra.ru/energy/2013/04/02/obiedinenie-energосistem-dalnego-vostoka/>. Date of access: 28.02.2016. (In Russian)

16. Derbilova E. «Gazprom» postroit dublera VSTO [“Gazprom” will Build a Duplicate of VSTO]. *Vedomosti* [Vedomosti Newspaper]. 2007, no. 54 (1828). Available at: <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2007/03/28/gazprom-postroit-dublera-vsto>. Date of access: 01.03.2016. (In Russian)

17. Kaspiyskiy Truboprovodnyy Konsortsiy [The Caspian Pipeline Group of Companies]. Available at: <http://www.cpc.ru/RU/Pages/default.aspx>. Date of access: 05.03.2016. (In Russian)

18. Mishlanova M.Yu. Metodologicheskie voprosy otsenki sostoyaniya investitsionno-stroitel'noy sfery [Methodological Issues of Assessing the State of Investment and Construction Sphere]. *Ekonomika i predprinimatel'stvo* [Economy and Entrepreneurship]. 2015, no. 1 (54), pp. 745—749. (In Russian)

19. Oftsial'nyy sayt Gosudarstvennoy Dumy Federal'nogo Sobraniya Rossiyskoy Federatsii [Official Website of the State Duma of the Federal Assembly of the Russian Federation]. Available at: <http://www.duma.gov.ru>. Date of access: 07.03.2016. (In Russian)

20. O merakh po zaversheniyu perekhoda na novuyu smetno-normativnyuyu bazu tsenoobrazovaniya v stroitel'stve: Postanovlenie Gosstroya RF ot 08.04.2002 g. № 16 [On the Measures to Conclude the Transition to the New Costing Standards Database in the Construction: Decree of the State Committee for Construction of the Russian Federation from 08.04.2002 no. 16]. (In Russian)

21. Visloguzov V., Gudkov A. Neftnyye kompanii osmotryat na meste [Oil Companies will be Inspected On-Site]. *Kommersant* [Kommersant Daily]. 2009, no. 23 (4078). Available at: <http://www.kommersant.ru/doc/1116303>. Date of access: 10.03.2016. (In Russian)

22. Trishin V.N., Shatrov M.V., Trishin A.V. Otsenka vosstanovitel'noy stoimosti neftyanykh skvazhin i truboprovodov v sisteme ASIS [Estimation of Reconstruction Cost of Oil Wells and Pipelines in the System ASIS]. *Neft', gaz i biznes* [Oil, Gas and Business]. 2011, no. 3, pp. 12—15. (In Russian)

Поступила в редакцию в мае 2016 г.

Received in May 2016.

Об авторе: **Мишланова Марина Юрьевна**, кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры экономики и управления в строительстве, **Национальный исследовательский Московский государственный строительный университет (НИУ МГСУ)**, 129337, г. Москва, Ярославское шоссе, д. 26, mishlanova_n@mail.ru;

Некрасова Юлия Николаевна, начальник сметно-договорного отдела, **Общество с ограниченной ответственностью "Эволюция подводного строительства"**, 105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 13, оф. 18-2, nekrasova@mail.ru.

About the author: **Mishlanova Marina Yur'evna**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Department of Economy and Management in Construction, **Moscow State University of Civil Engineering (National Research University) (MGSU)**, 26 Yaroslavskoe Shosse, Moscow, 129337, Russian Federation; mishlanova_n@mail.ru;

Nekrasova Yuliya Nikolaevna, Head of Estimate and Contract Department, **Limited Liability Company "Evolutsiya Podvodnogo Stroitel'stva"**, ofc. 18-2, bldg. 13, 13, Perevedenovskiy pereulok, Moscow, 105082; nekrasova@mail.ru.

Для цитирования:

Мишланова М.Ю., Некрасова Ю.Н. Фактор стоимости инфраструктурных проектов в аспекте проблем нефтяного комплекса // Строительство: наука и образование. 2016. № 2. Ст. 4. Режим доступа: <http://nso-journal.ru>.

For citation:

Mishlanova M.Yu., Nekrasova Yu.N. Faktor stoimosti infrastrukturykh proektov v aspekte problem neftya-nogo kompleksa [Cost Factor of Infrastructure Projects in the Aspect of the Problems of the Oil Complex]. *Stroitel'stvo: nauka i obrazovanie* [Construction: Science and Education]. 2014, no. 2, paper 4. Available at: <http://www.nso-journal.ru>.