

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ И ВОЗМОЖНЫХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА: РОЛЬ ГОСУДАРСТВА И МАЛОГО БИЗНЕСА

А. Г. Шейкин, Т. Ю. Жарова

Предметом работы является анализ проблем и возможных управленческих решений при реализации проектов по утилизации попутного нефтяного газа. Цель работы – выявление роли государства и малого бизнеса. В статье анализируются проблемы нерационального использования попутного нефтяного газа, рассматривается действующая законодательная база в области регулирования процесса утилизации ПНГ и приводятся предложения по ее усовершенствованию. Приведен расчет штрафных выплат за сжигание попутного газа. Показаны роль малого нефтяного бизнеса в решении проблемы утилизации ПНГ и необходимость государственной поддержки малых и средних нефтяных компаний.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ (ПНГ); государственное регулирование; малые нефтяные компании (МНК); экономическое стимулирование; законодательная база; сжигание; утилизация.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – ценнейшее углеводородное сырье наряду с нефтью и природным газом. В эпоху нарастающего дефицита энергоносителей рациональное использование попутного нефтяного газа является неотъемлемой частью эффективного энергопользования и одним из важнейших показателей уровня промышленного развития страны.

Стандартом для нефтяных компаний в развитых странах является утилизация 90–95 % добываемого попутного нефтяного газа, в то время как в России, даже по официальным данным, сжигается около 30 % этого углеводородного сырья и лишь 27 % перерабатываются на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) (рис. 1). Сжигание ПНГ – это более

путного газа эквивалентна потере товарной массы на сумму 270 млн дол. При этом потери бюджета составляют порядка 35 млн дол. По оценкам компании «Метапроцесс», в России рациональное использование сжигаемого ПНГ позволило бы ежегодно получать 16,7 млн т метанола, или 12,5 млн т синтетической нефти, или 70 тыс. ГВт электроэнергии, или 5,5 млн т олефинов. По подсчетам Министерства природных ресурсов РФ, суммарный эффект от переработки попутного нефтяного газа в Российской Федерации мог бы составить 362 млрд р. в год [1].

Основные потери нефтяного газа формируются за счет малых и средних удаленных месторождений, доля которых в мире продолжает стремительно увеличиваться. Однако организация сбора газа с таких месторождений по схемам, предложенным для строительства крупных газоперерабатывающих заводов, является весьма капиталоемким мероприятием, требует значительного времени для реализации, не позволяет утилизировать нефтяные газы конечных ступеней сепарирования и фактически неприменима к территориально разбросанным малым и средним месторождениям. Кроме того, производители ПНГ сталкиваются с проблемой доступа к газотранспортной системе ОАО «Газпром» и монополией на покупку газа ОАО «СИБУР», а себестоимость добычи и подготовки попутного газа намного выше природного [2, 3]. Также существует проблема эффективного государственного регулирования процесса утилизации попутного нефтяного газа.

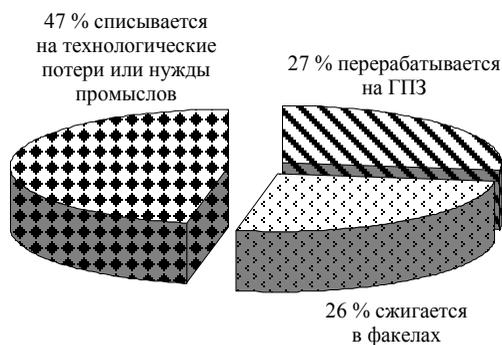


Рис. 1. Использование ПНГ в Российской Федерации

полумиллиона тонн вредных выбросов в атмосферу в России и странах СНГ ежегодно и миллиарды долларов упущенной выгоды.

Упущенная выгода от каждого не вовлеченного в сферу переработки 1 млрд м³ по-

Начиная с 2000 г. в РФ рассматривалось множество вариантов предложений по мерам административного воздействия, сопровождающихся штрафными санкциями, среди которых следует выделить:

- полный запрет добычи нефти, сопровождающийся сжиганием ПНГ;
- запрет реализации проектов разработки месторождений, если они не предусматривают: создание инфраструктуры по сбору и переработке ПНГ, обеспечивающей уровень утилизации нефтяного (попутного) газа не менее определенной для данного месторождения величины; наличие системы учета добычи и использования ПНГ, обеспечивающей полноценный контроль объемов сжигания нефтяного попутного газа;
- заключение новых лицензионных соглашений только при условии включения в соглашение обязательного процента утилизации нефтяного попутного газа [4];
- кардинальное повышение экологических штрафов за сжигание ПНГ;
- штрафные санкции для транспортирующих и газоперерабатывающих организаций за необоснованный отказ в приеме ПНГ на транспортировку и переработку, приведшие к его сжиганию [5].

Мировой опыт показывает, что жесткие штрафные санкции вплоть до изъятия лицензий на разработку нефтяных месторождений, направленные на стопроцентное использование ПНГ, как правило, не применяются. В Казахстане, где такая мера предусмотрена законодательством, нефтедобывающие компании получили трехлетние налоговые каникулы, в течение которых использовались налоговые льготы для инвестиций в создание и развитие инфраструктуры, обеспечивающей сбор и первичную подготовку ПНГ [6].

В Российской Федерации введение полного запрета на сжигание ПНГ связано с угрозой снижения уровня добычи нефти в стране, поскольку ряд месторождений в силу их специфических особенностей (промысловых, географических, экономических и др.) не в состоянии реализовать стопроцентную утилизацию ПНГ. В первую очередь это относится к мелким удаленным месторождениям.

В результате длительных обсуждений постановлением Правительства РФ «О мерах

по сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» на основании зарубежного опыта был закреплен норматив утилизации ПНГ в 95 % [6].

Повышение штрафных санкций в Российской Федерации за сжигание ПНГ наблюдается с 2005 г., до этого времени в России был установлен низкий, по сравнению с зарубежными странами, уровень штрафов за загрязнение окружающей среды. Одной из мер нормативно-правового характера, направленных на выполнение обязательств по Киотскому протоколу, в 2005 г. было принятие постановления Правительства Российской Федерации «Об увеличении нормативов платы за выбросы отдельных веществ в атмосферу». Согласно указанному постановлению, норматив платы за выбросы в атмосферный воздух метана, в том числе в составе нефтяного (попутного) газа, сжигаемого факельными установками, увеличился с 0,05 до 50 р. за 1 т (в пределах лимитов выбросов) и с 0,25 до 250 р. за 1 т (за сверхнормативные выбросы) соответственно.

8 января 2009 г. вступило в силу постановление Правительства РФ «О мерах по сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», предполагающее увеличение штрафов за сверхлимитные выбросы при сжигании ПНГ [7].

Расчет штрафов по попутному газу является достаточно сложной процедурой, предусмотренной «Порядком определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды».

Расчет штрафов проводится индивидуально по каждому месторождению, для групп месторождений, после чего рассчитывается общая сумма штрафов за определенный период. Объем выделившегося попутного газа определяется замерными установками или путем расчетов, после чего проводятся расчеты объема вредных веществ, содержащихся в газе (метан, сажа и т. д.) Для каждого элемента предусмотрен коэффициент для подсчета его объема в составе газа, который применяется в случае выделения сажи, и другие (уменьшенные) коэффициенты для тех же элементов в случае бессажевого горения. Так как законодательством предусмотрена утилизация

95 % и 5 % – нормативный объем сжигания, то расчет платы за загрязнение окружающей среды осуществляется отдельно в пределах установленного норматива сжигания газа (5 %) и сверх норматива (> 5 %).

Итоговое значение сверх норматива достигается умножением показателя объема вредного вещества в объеме сожженного

ПНГ на каждый из коэффициентов, в расчетах сверхлимитного сжигания на сегодняшний день применяется дополнительный коэффициент к объему 25.

При расчете применяются коэффициенты:

– коэффициент, учитывающий экологический фактор $K_p(1,2)$;

Таблица 1

Пример расчета штрафных выплат в 2010 г. в пределах норматива (5 %) сжигания попутного газа

Код	Вещество	Объем вредных веществ в ПНГ, т	Норматив, р./т	K_p , р./т	K_p , р./т	$K_{у.н.п}$, р./т	Плата, р.
301	Азот (IV) оксид (азота диоксид)	3,424	52	1,2	2	1,48	632,4617
304	Азот (II) оксид (азота оксид)	21,072	35	1,2	2	1,48	2619,664
328	Углерод (сажа)	28,965	80	1,2	2	1,21	6729,207
337	Углерода оксид	404,103	0,6	1,2	2	1,48	861,2247
380	Углерода диоксид	23 560,842	0	1,2	2		0
415	Смесь углеводородов предельных C1–C5	70,641	50	1,2	2	1,21	10 257,02
416	Смесь углеводородов предельных C6–C10	1,259	50	1,2	2	1,21	182,7669
703	Бенз(а)пирен (3,4-бензпирен)	2,4	2 049 801	1,2	2	1,48	1,747172
Всего предельно допустимых выбросов			24 090,3	Плата за предельно допустимые выбросы, тыс. р./год			21 284,09

– коэффициент районирования (для районов Крайнего Севера и приравненных к ним)

$K_p(2)$;

– коэффициенты увеличения нормативов

Таблица 2

Пример расчета штрафных выплат сверх норматива в 2010 г.

Код	Вещество	Объем вредных веществ в ПНГ, т	Норматив, р./т	K_p , р./т	K_p , р./т	$K_{у.н.п}$, р./т	Дополнительный норматив, р.	Плата, р.
301	Азот (IV) оксид (азота диоксид)	64,34	52	1,2	2	1,48	25	297 098,9
304	Азот (II) оксид (азота оксид)	395,94	35	1,2	2	1,48	25	1 230 587
328	Углерод (сажа)	544,26	80	1,2	2	1,21	25	3 161 045
337	Углерода оксид	7593,10	0,6	1,2	2	1,48	25	404560,3
380	Углерода диоксид	442708,24	0	1,2	2		25	0
415	Смесь углеводородов предельных C1–C5	1327,34	50	1,2	2	1,21	25	4818236
416	Смесь углеводородов предельных C6–C10	23,65	50	1,2	2	1,21	25	85854,76
703	Бенз(а)пирен (3,4-бензпирен)	0,00	2 049 801	1,2	2	1,48	25	820,7338
Всего сверхлимитных выбросов			452 656,9	Плата за сверхлимитные выбросы, норматив × 25, тыс. р./год				9 998 203

Всего выбросов, т/год (предельно допустимые + сверхнормативные): 476 747,2

Итого плата, р./год: 10 019 487

платы $K_{у.н.п}$ (1,48 и 1,21).

– дополнительный повышающий коэффициент,

применяемый с 2008 г. (25) [8].

Пример расчета суммы штрафных выплат

для одного из месторождений ХМАО – Югры в 2010 г. представлен в табл. 1, 2. На данном месторождении применяется 3 %-ная утилизация ПНГ, остальной объем попутного газа сжигается на факельных установках.

Согласно постановлению Правительства РФ, с 1 января 2012 г. недропользователям предписывается при расчете к нормативам платы применять дополнительный коэффициент, стимулирующий хозяйствующих субъектов к сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельных установках, равный 4,5. При отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках попутного нефтяного газа, значение указанного дополнительного коэффициента принимается 6 [7].

С учетом изложенного сумма штрафа для представленного случая одного из месторождений ХМАО – Югры при тех же условиях составила в 2012 г. 45 013 197,59 р., а при отсутствии средств измерения и учета 60 010 502,09 р.

Таким образом, штрафные выплаты по рассмотренному примеру при условии сохранения объемов добычи и объемов утилизации

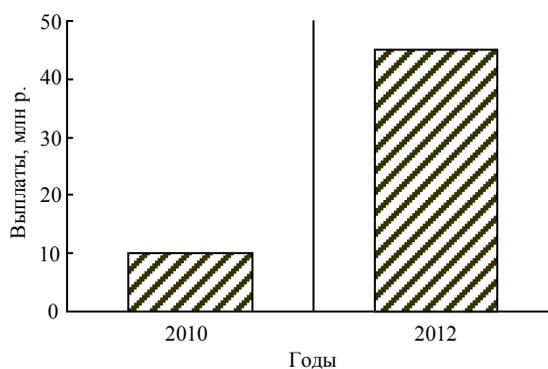


Рис. 2. Повышение штрафных выплат за сжигание ПНГ для одного из месторождений ХМАО – Югры

ПНГ 3 %, объемов сжигания и том же составе газа в 2012 г. увеличились минимум на 34 993 710 р. по сравнению с 2010 г. (рис. 2).

Недропользователи выступают против применения жестких административных санкций. Компромисс между государством и нефтяными компаниями до сих пор не найден. Решение государства о повышении штрафов не удовлетворяет нефтяные компании. В то же время те предложения, которые вносят

нефтяные компании по решению проблемы, не считаются оптимальными на государственном уровне.

Крупным нефтяным компаниям выгодно заниматься утилизацией ПНГ, если объем его добычи не менее 1 млрд м³ в год, однако таких месторождений не так много. Основные объемы сжигания попутного газа приходятся на средние и малые месторождения, удаленные от развитой инфраструктуры. Опыт ряда стран свидетельствует о том, что ключом к решению проблем ПНГ для относительно небольших объектов является допуск малого и среднего бизнеса к решению проблем утилизации попутного газа и создание благоприятных условий для его работы [2].

Нефтегазовая компания может сотрудничать с сервисной компанией на основе двух организационных схем:

- аутсорсинг: компания не занимается утилизацией ПНГ и передает эту деятельность малому предприятию;

- совместные предприятия: обе стороны инвестируют и распределяют доходы и риски.

Необходимо отметить, что интеграция усилий крупных компаний с малым бизнесом на основе субподрядов и механизмов аутсорсинга представляется важным элементом механизма развития высокоэффективного нефтяного рынка.

Финансирование и реализация проектов утилизации ПНГ с привлечением специализированной сервисной компании может реализовываться в форме аутсорсинга (продажа ПНГ). Однако в современных условиях в России еще не сформирован рынок соответствующих услуг, что не отвечает мировой практике. Поэтому необходима разработка мер экономического стимулирования и поддержки формирования, развития и функционирования специализированных сервисных компаний [3].

Дальнейшее развитие комплекса малого нефтяного бизнеса (МНБ) как в добыче, так и в сфере сервисных услуг сдерживается многими объективными причинами, которые не преодолеть компаниям без интеграции. В частности, остро сказывается отсутствие должной инфраструктуры и равноправного доступа к транспортным объектам, также наблюдается отсутствие стимулов экономи-

ческого характера: льготного кредитования и налоговых преференций. В связи с этим возникает потребность в создании центра общего финансового и технологического регулирования функционирования малых нефтяных компаний.

Интеграция в исследуемой сфере позволит существенно закрепить хозяйственные связи между отдельными компаниями, найти более действенные стимулы для получения эффективного конечного результата, объединить имеющиеся ресурсы для осуществления целенаправленной технической политики и решения задач использования производственной и социальной инфраструктуры [1].

Слабым звеном в государственном регулировании нефтяной отрасли является отсутствие действенных косвенных методов, т. е. стимулирующих механизмов, побуждающих компании модернизировать производства, активно внедрять технологии интенсификации добычи нефти, производить продукцию с большей долей добавленной стоимости и ценности (для нефтеперерабатывающего сегмента нефтегазового комплекса).

Предлагается в экономической политике государства активно использовать стимулирующие функции налогового и кредитно-денежного методов госрегулирования для развития МНБ на основе механизмов государственно-частного партнерства. Под принципами государственно-частного партнерства подразумевается в первую очередь совместное вложение средств в производственную и транспортную инфраструктуру, а также обеспечение государственных гарантий при получении кредитов на развитие производств и инновационных технологий. Государственно-частное партнерство может частично решить проблему нехватки инфраструктуры для транспортировки попутного газа к местам переработки.

Под стимулирующими инструментами налогового метода подразумеваются такие инструменты, которые принципиально влияют на особенности реализации инвестиционных проектов в нефтяном комплексе и в частности в сфере утилизации ПНГ: обоснованное изменение порядка расчета налоговых баз; обоснованное изменение размеров налоговых ставок; разработка специальных нало-

говых режимов.

Направления совершенствования инструментов кредитно-денежного метода подразделяются на формирование специализированных отраслевых кредитных институтов либо межотраслевых; разработку кредитных продуктов, актуальных для долгосрочных и капиталоемких инвестиционных проектов; разработку институтов и механизмов обеспечения кредитов [9].

Для малых нефтяных компаний, впрочем как и для крупных холдингов, использование киотских механизмов могло бы способствовать привлечению дополнительных инвестиций в ресурсосберегающие и энергосберегающие проекты, позволяющие снижать выбросы CO_2 , CH_4 , N_2O [10].

В рамках киотских механизмов Россия обладает возможностями, позволяющими эффективно реализовывать проекты по утилизации ПНГ с применением проектов совместного осуществления [11]. Правда, на настоящее время остается открытым вопрос об участии России во втором периоде обязательств по Киотскому протоколу после 2012 г.

Необходимо также отметить, что процедура подготовки проектов совместного осуществления является довольно сложным и длительным процессом. Например, необходимо оформить по международным стандартам проекты совместного осуществления, получить международное одобрение и одобрение российской стороны и заключить с покупателем договор о покупке единиц сокращения выбросов, тех сокращений выбросов, которые будут получены в результате реализации проектов (переведенных в CO_2 -эквивалент) [12].

Оптимальным вариантом принятия мер в рамках государственного регулирования, направленного на снижение сжигания ПНГ в Российской Федерации, представляется поэтапный план действий, предполагающий на первом этапе определение в системе органов исполнительной власти единого федерального органа для обеспечения повышения эффективности контроля за исполнением законодательства, лицензионных соглашений в части утилизации ПНГ и неизбежности наказаний за их неисполнение. То есть на первом этапе необходимо усиление контроля и повышение

ответственности недропользователей за соблюдение условий лицензионных соглашений, что отчасти реализовано.

На втором этапе предполагается разработать систему эффективного государственного стимулирования утилизации ПНГ. В первую очередь, необходимо разработать механизм стимулирования недропользователей, применяющих новейшие технологии и оборудование для повышения уровня утилизации нефтяного газа и выполняющих требования лицензионных соглашений по утилизации нефтяного газа.

На третьем этапе предполагается осуществить совершенствование законодательства путем внесения изменений в существующую законодательную базу, разработать специальную, посвященную попутному нефтяному газу главу, которая закрепляла бы на законодательном уровне все меры, принятые в отношении добычи и утилизации ПНГ.

В законе РФ «О недрах» следует закрепить основные требования к добыче и утилизации попутного нефтяного газа. Кодекс РФ об административных правонарушениях следует дополнить правонарушениями за невыполнение установленных требований по определению количества и качества нефтяного газа, невыполнение требований к применяемым средствам измерения (приборам учета) нефтяного газа, сверхнормативное сжигание нефтяного газа на факелах.

Следует разработать и принять долгосрочную государственную программу по рациональному использованию попутного нефтяного газа, в том числе по каждому субъекту федерации, которая должна предусматривать развитие газоперерабатывающих производств и транспортных магистралей с учетом обеспечения приема на переработку и транспортировку всего объема извлеченного из недр нефтяного газа от всех нефтяных компаний, включая независимых производителей.

Для поддержки рационального использования ПНГ необходимо развитие эколого-экономического стимулирования природопользования, которое включает следующие направления:

- налогообложение;
- финансово-кредитный механизм природоохранной деятельности;

- ценовая политика;
- государственная поддержка предприятий, производящих природоохранное оборудование и контрольно-измерительные приборы;
- создание системы экологической сертификации;
- формирование рынка экологических работ и услуг;
- проведение политики торговли правами на загрязнение;
- введение ускоренной амортизации основных фондов, предназначенных для переработки ПНГ;
- лицензирование использования природных ресурсов.

К потенциальным внутренним и внешним источникам привлечения инвестиций на реализацию проектов по утилизации и переработке ПНГ в России можно отнести:

- финансовые средства хозяйствующих субъектов, прежде всего нефтегазовых и химических компаний;
- заемный и акционерный капитал компаний;
- государственную поддержку для проектов, имеющих стратегическое значение (в том числе финансирование реализации инфраструктурных проектов);
- средства иностранных компаний, например через создание совместных предприятий;
- средства международных финансовых организаций (Мирового банка, ЕБРР);
- иностранные инвестиции через применение механизмов Киотского протокола [9].

Анализ ситуации в России, а также рассмотрение зарубежного опыта позволяет считать, что на федеральном уровне, наряду с контролем за использованием ПНГ, должны быть приняты меры, прежде всего экономические, направленные на поддержку предприятий, реализующих проекты по переработке и использованию ПНГ. Эффективной мерой является привлечение сервисных компаний к решению проблемы полезного использования попутного нефтяного газа. Отсутствие внимания к решению проблемы эффективного использования ПНГ должно караться различными способами – штрафами, приостановлением или прекращением действия лицензий на природопользование, лишением налого-

вых льгот и др. Необходимо сбалансировать поощрительные и карательные меры, чтобы предприятие считало для себя единственно правильным и экономически рентабельным действием утилизацию ПНГ без его сжигания. Учитывая зарубежный опыт и сложные

географические условия многих месторождений, необходимо также предусмотреть вариант, когда в конкретных условиях какого-либо месторождения ПНГ экономически невыгодно утилизировать, и это не должно вызывать со стороны государства карательных мер.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Книжников А. Ю., Пусенкова Н. Н. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России // Рабочие материалы ежегодного обзора проблемы в рамках проекта ИМЭМО РАН и WWF России «Экология и Энергетика. Международный контекст». 2009. Вып. 1.
2. Корзун Е. В. Стратегия устойчивого развития средних и малых нефтегазовых компаний. СПб.: СПГГИ (ТУ), 2003. 255 с.
3. Как потушить факелы на российских нефтепромыслах: институциональный анализ условий комплексного использования углеводородов (на примере попутного нефтяного газа) / В. А. Крюков [и др.]. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2008. 340 с.
4. Миловидов К. Н., Калашникова Т. В. Организация и управление сервисным сектором в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений (мировая практика): учеб. пособие. М.: Нефть и газ, 2005. 139 с.
5. Друкер П. Ф. Эффективное управление. Экономические задачи и оптимальные решения / пер. с англ. М. Котельниковой. М.: ФАИР-ПРЕСС, 2002. 488 с.
6. Карасев В. Н. Нормативно-правовая база – основа рационального использования попутного газа // Газовый бизнес. 2008. № 3. С. 6–18.
7. Коробова Н. Л. До ощутимого эффекта от работы Киотского протокола еще очень далеко // Нефтегазовая вертикаль. 2008. № 21. С. 54–64.
8. Волков Д. И. Выбор модели оптимизации системы поставок для газопроводного транспорта РФ // Нефть и капитал. 2008. № 6. С. 46–52.
9. Караганов В. В. Чтобы повысить эффективность использования попутного газа, революционные подходы не нужны // Нефть и капитал. 2007. № 11. С. 78–85.
10. Лим Б. Для расширения мощностей по переработке НПГ нужны условия // Нефтегазовая вертикаль. 2007. № 21. С. 46–52.
11. Череповицын А. Е. Экономическая оценка «углеродных» инвестиций в контексте Киотского протокола // Проблемы современной экономики. 2008. № 1 (25). С. 183–186.
12. О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках: постановление Правительства РФ от 8.01.2009, № 7. URL: <http://www.innovbusiness.ru>.

Поступила в редакцию 19 июня 2013 г.

Шейкин Артем Геннадьевич – кандидат экономических наук, докторант кафедры менеджмента. 190103, г. Санкт-Петербург, Лермонтовский просп., 44, Университет управления и экономики. E-mail: udprf78@gmail.com

Жарова Татьяна Юрьевна – аспирант кафедры организации и управления. 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия, 2, Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». E-mail: tanushka1320@yandex.ru