

Стратегическое управление рисками освоения арктических шельфовых месторождений

А.А. Спиридонов¹  , А.М. Фадеев^{2,3} 

¹ ООО «Эрнст энд Янг», 190000, Санкт-Петербург, ул. Малая Морская, д. 23, Российская Федерация

² Институт экономических проблем им. Г.П. Лузина, 184209, Мурманская обл., Апатиты, ул. Ферсмана, д. 24а, Российская Федерация

³ Санкт-Петербургский политехнический университета Петра Великого, 195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29, Российская Федерация

 ispbandrei@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются основные риски при освоении углеводородных шельфовых месторождений в Арктике, а также методы управления существующими рисками. Процесс освоения углеводородных шельфовых месторождений в Арктике связан с многочисленными сложностями по причине уникальных природно-климатических условий в данном регионе (наличие пакового льда, шквалистого ветра, волнения моря и т.д.). Осуществление деятельности в подобных условиях предъявляет высокие требования к инвестиционной составляющей (реализация данных проектов является чрезвычайно капиталоемким процессом), а также к экологической и промышленной безопасности. В связи с высоким уровнем сложности проведения работ в настоящее время в Арктике осуществляется эксплуатация только одного шельфового месторождения. Однако российские энергетические компании в перспективе рассматривают возможность добычи углеводородных ресурсов в подобных условиях. В целях успешного освоения арктических шельфовых месторождений необходимо применение методов управления рисками, позволяющих минимизировать вероятность наступления нежелательных событий. Выбор метода управления рисками в большинстве случаев зависит от этапа реализации проекта по освоению шельфового месторождения: поиск, разведка или эксплуатация месторождения. В рамках статьи методы управления рисками условно разделены на две категории: универсальные (применимые на любом из вышеуказанных этапов освоения месторождения) и уникальные (применимые лишь в рамках одного из этапов). В процессе анализа выявлены основные преимущества и недостатки рассматриваемых методов управления рисками. На основе сочетания универсальных и уникальных методов сформирована система управления рисками, учитывающая специфику этапов освоения арктических шельфовых углеводородных месторождений.

Ключевые слова: Арктика, шельф, море, месторождение, нефть, газ, риск, метод

Для цитирования: Спиридонов А.А., Фадеев А.М. Стратегическое управление рисками освоения арктических шельфовых месторождений. *Экономика промышленности*. 2022;15(1):36–48. <https://doi.org/10.17073/2072-1633-2022-1-36-48>

Strategic risk management of development of the Arctic offshore fields

А.А. Spiridonov¹  , А.М. Fadeev^{2,3} 

¹ Ernst & Young LLC, 23 Malaya Morskaya Str., St. Petersburg 190000, Russian Federation

² Luzin Institute for Economic Studies of the Kola Science Centre, Russian Academy of Sciences, 24a Fersman Str., Apatity, Murmansk region 184209, Russian Federation

³ Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, 29 Politekhnikeskaya Str., St. Petersburg 195251, Russian Federation

 ispbandrei@gmail.com

Abstract. The authors of the article study the basic risks in development of hydrocarbon offshore fields in the Arctic as well as methods of managing the existing risks. Development of hydrocarbon offshore fields in the Arctic is connected with numerous challenges due to

its unique natural and climatic conditions (ice pack, squally winds, rough sea, etc.). Any activity in such conditions makes high demands for the investment (realization of such projects is extremely capital intensive) and for environmental and industrial security. Due to the high level of work complexity currently only one offshore field is being developed in the Arctic. However, Russian energy companies are considering the perspective possibility of extraction of hydrocarbon resources in such conditions. In order to explore the Arctic offshore fields efficiently it is necessary to apply the methods of risk management which are able to minimize the possibility of unwanted events. In most cases the method of risk management is chosen depending on the stage of realization of the project on developing an offshore field: prospecting, exploration or exploitation of a deposit. The authors of the article conditionally divide the risk management methods into two categories: universal (which can be applied at any of the above mentioned stages of the deposit's development) and unique (to be used only at one certain stage). The analysis conducted made it possible to reveal the main advantages and disadvantages of the risk management methods under consideration. The combination of universal and unique methods became the basis for the risk management system which takes into account the specifics of the stages of development of Arctic offshore hydrocarbon fields.

Keywords: the Arctic, offshore fields, sea, deposit, oil, gas, risk, method

For citation: Spiridonov A.A., Fadeev A.M. Strategic risk management of development of the Arctic offshore fields. *Russian Journal of Industrial Economics*. 2022;15(1):36–48. (In Russ.). <https://doi.org/10.17073/2072-1633-2022-1-36-48>

北极大陆架油气田开发中的战略风险管理

A.A. 斯皮里多诺夫¹ ✉, A.M. 法捷耶夫^{2,3}

¹ 安永评估与咨询服务公司, 190000, 俄罗斯联邦, 圣彼得堡, 小马尔斯卡亚街23号

² 俄罗斯科学院科拉科学中心卢津经济问题研究所,
184209, 俄罗斯联邦摩尔曼斯克州阿帕季特市费尔斯曼街24号

³ 圣彼得堡彼得大帝理工大学, 195251, 俄罗斯联邦圣彼得堡市理工大街29号

✉ ispbandrei@gmail.com

摘要: 本文研究了北极大陆架油气田开发的主要风险, 以及管理现有风险的方法。由于该地区独特的自然和气候条件 (浮冰的存在、狂风、海浪等), 在北极地区开发大陆架油气田的过程存在许多困难。在这种环境下作业, 对投资 (这些项目的实施是一个极其资本密集的过程) 以及环境与工业安全方面提出了很高的要求。由于这项工作的高度复杂性, 目前在北极地区只有一个海上油田在开采。然而, 俄罗斯能源公司正在考虑, 未来在类似的条件下开采油气资源的可能性。为了成功开发北极大陆架油气田, 必须采用风险管理方法, 以尽量减少发生不良事件的可能性。在大多数情况下, 风险管理方法的选择取决于海上油田开发项目的实施阶段: 勘探亦或开发阶段。本文将风险管理方法分为两类: 通用的方法 (适用于上述任何一个阶段) 和独特的方法 (只适用于其中一个阶段)。该分析确定了所考虑的风险管理方法的主要优缺点。在结合通用和独特管理方法的基础上, 形成了一个考虑到大陆架油气田开发阶段的具体情况的风险管理系统。

关键词: 北极, 大陆架, 海洋, 油气田, 石油, 天然气, 风险, 方法

Введение

В настоящее время Арктика обладает огромным энергетическим потенциалом за счет сосредоточения большого количества углеводородных запасов на данной территории. Так, на сегодняшний день в российской части Арктики открыто более 40 крупных углеводородных месторождений [1]. При этом часть месторождений находится на территории арктического шельфа. Шельфом является выровненная подводная часть

материка, примыкающая к суше и имеющая общее с ней геологическое строение [2].

Стоит отметить, что арктический шельф неоднороден по природно-климатическим и инфраструктурным условиям, по транспортной доступности, а также по объему ресурсов. По мнению экспертов, общая стоимость разведанных углеводородных запасов на российском арктическом шельфе составляет около 2 трлн долл. США [3]. С учетом объема ресурсов, расположенных на рос-

сийском арктическом шельфе, данная территория является ключевым источником углеводородных ресурсов для национальной экономики [4]. Следовательно, сегодня перед российскими операторами шельфовых месторождений стоит важная стратегическая задача по освоению углеводородных месторождений арктического шельфа.

Основные разведанные углеводородные месторождения арктического шельфа

С конца 70-х годов XX в. в ходе морских и геологоразведочных экспедиций был открыт ряд углеводородных месторождений на российском арктическом шельфе. На сегодняшний день углеводородные месторождения могут быть классифицированы в зависимости от величины извлекаемых запасов на основании «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»¹ следующим образом:

– уникальные – более 300 млн т нефти или 300 млрд м³ газа;

- крупные – от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 300 млрд м³ газа;
- средние – от 3 до 30 млн т нефти или от 3 до 30 млрд м³ газа;
- мелкие – от 1 до 3 млн т нефти или от 1 до 3 млрд м³ газа;
- очень мелкие – менее 1 млн т нефти, менее 1 млрд м³ газа.

Кроме того, углеводородные месторождения могут быть классифицированы по фазовому соотношению нефти и газа:

- нефтяные – содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- газонефтяные – основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи;
- нефтегазовые – газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50 %;
- газовые – содержащие только газ;
- газоконденсатные – содержащие газ с конденсатом;
- нефтегазоконденсатные – содержащие нефть, газ и конденсат.

По оценкам специалистов, основные углеводородные шельфовые месторождения сосредоточены в акваториях Баренцева, Печорского и Карского моря (табл. 1).

Таблица 1 / Table 1

Основные месторождения арктического шельфа [5]

The main fields of the Arctic shelf [5]

Акватория	Наименование месторождения	Год открытия	Классификация по размеру	Классификация по фазовому соотношению нефти и газа	Ледовые условия
Печорское море	1. Поморское	1985	Среднее	Газоконденсатное	Тяжелые
	2. Северо-Гуляевское	1986	Крупное	Нефтегазоконденсатное	Тяжелые
	3. Приразломное	1989	Крупное	Нефтяное	Тяжелые
	4. Варандей-море	1995	Мелкое	Нефтяное	Тяжелые
	5. Медыньское-море	1997	Крупное	Нефтяное	Тяжелые
	6. Долгинское	1999	Крупное	Нефтяное	Тяжелые
Баренцево море	1. Мурманское	1983	Крупное	Газовое	Легкие
	2. Северо-Кильдинское	1985	Среднее	Газовое	Легкие
	3. Штокмановское	1988	Уникальное	Газоконденсатное	Легкие
	4. Лудловское	1990	Крупное	Газовое	Средние
	5. Ледовое	1992	Крупное	Газоконденсатное	Средние
Карское море	1. Русановское	1989	Уникальное	Газоконденсатное	Средние
	2. Ленинградское	1990	Уникальное	Газоконденсатное	Средние
	3. Северо-Каменномысское	2000	Крупное	Газовое	Тяжелые
	4. Каменномысское	2000	Крупное	Газовое	Тяжелые
	5. Нярмейское	2019	Крупное	Газовое	Средние
	6. Им. В.А. Динкова	2019	Крупное	Газоконденсатное	Средние
	7. 75 лет Победы	2019	Крупное	Газовое	Средние

Часть из вышеуказанных арктических углеводородных месторождений (Штокмановское, Русановское и Ленинградское) являются уникальными по объему запасов. Так, Штокмановское месторождение, расположенное в Баренцевом море, является крупнейшим в мире среди морских месторождений: планируемый ежегодный объем добычи природного газа составляет порядка 70 млрд м³ [6, 7]. Однако по словам заместителя главы департамента импортозамещения технологий ПАО «Газпром» В. Вавилова, компания планирует начать промышленную разработку Штокмановского месторождения лишь в 2029 г. [8].

Также существуют уникальные Русановское и Ленинградское газоконденсатные месторождения, расположенные в Карском море. На сегодняшний день в отношении данных месторождений выполнены сейсморазведочные работы, которые позволяют оценить объемы сосредоточенных ресурсов в их пределах. На основании оценки объема ресурсов впоследствии производятся работы по поисково-оценочному и разведочному бурению, но на сегодняшний день добыча ресурсов на указанных месторождениях не производится.

Все арктические углеводородные месторождения различны по своему контенту, удаленности от береговой линии, сложности ледовых условий, логистической доступности и технологическим возможностям для их разработки. Однако, несмотря на большой потенциал добычи углеводородных ресурсов, в настоящий момент

на арктическом шельфе углеводородные ресурсы добываются только на одном нефтяном месторождении – Приразломном.

Приразломное нефтяное месторождение расположено на шельфе Печорского моря в 60 км от берега (рис. 1).

Для реализации проекта по добыче углеводородов на данном месторождении была создана морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная», которая обеспечивает выполнение всех технологических операций цикла нефтедобычи. Следует отметить, что добыча с платформы «Приразломная» ведется в сложных условиях дрейфующих ледовых полей, отрицательных температур и морских штормов. По этой причине конструкция платформы обеспечивает максимальную безопасность нефтедобычи, позволяя выдерживать высокие ледовые нагрузки и удары волн высотой до 10 м.

Проект «Приразломное» является наглядным примером того, что реализация проектов по освоению арктических шельфовых месторождений – чрезвычайно сложный процесс с технической точки зрения по причине тяжелых природно-климатических условий, таких как наличие пакового льда и торосов, шквалистого ветра, наступление полярной ночи, волнение моря и т.д. Подобные сложности, связанные с реализацией проектов на арктическом шельфе, приводят к возникновению многочисленных рисков: экономических; технологических; экологических; социальных; географических и производственно-технологических.

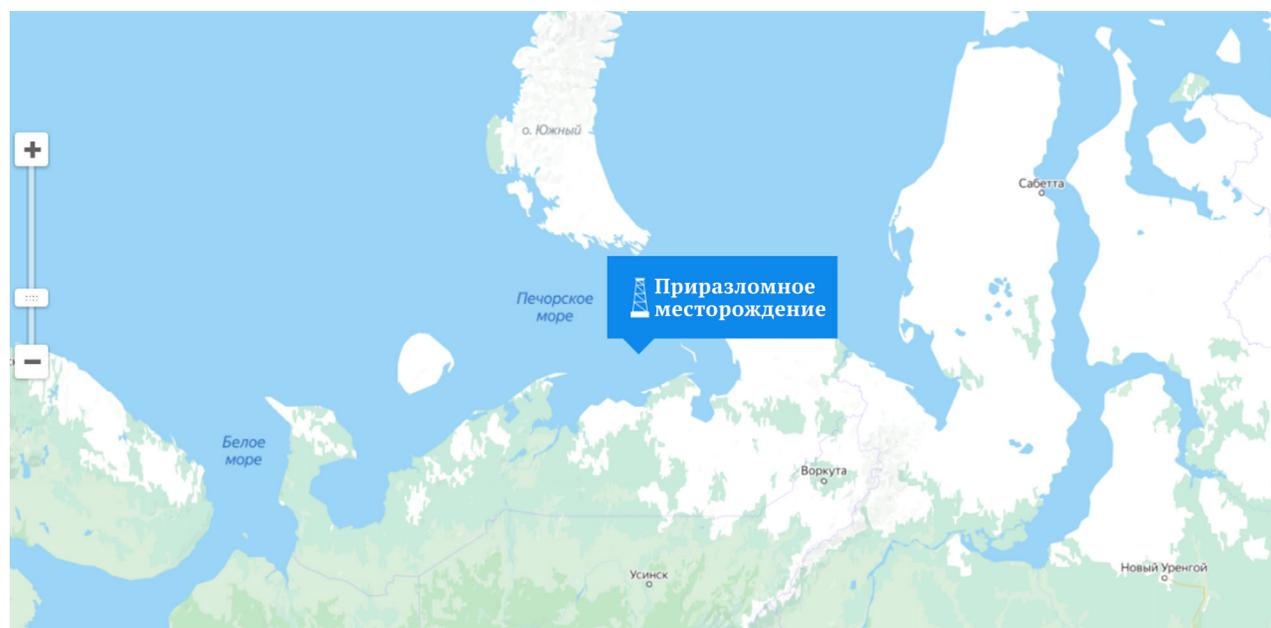


Рис. 1. Географическое расположение Приразломного месторождения [9]

Fig. 1. Geographical location of the “Prirazlomnoe” field [9]

Основные риски при реализации энергетических проектов в Арктике

Экономические риски. Проекты, связанные с освоением и разработкой шельфовых месторождений в Арктике, являются одними из наиболее капиталоемких для российского нефтегазового сектора, требуют значительных инвестиций и имеют длительный срок окупаемости.

В связи с этим начало добычи углеводородов на арктических шельфовых месторождениях (за исключением добычи на Приразломном месторождении) может быть начато не ранее 2030 г. С учетом тенденций развития мировой экономики и мирового энергетического потребления, вероятно, что к моменту ввода в эксплуатацию арктических шельфовых месторождений цена на нефть и газ будет справедливой, что обеспечит положительную рентабельность проектов по добыче углеводородов на шельфе Арктики.

Начиная с 1984 г., мировой объем потребляемой нефти превышает объемы нефти, обнаруженные на разведанных месторождениях. В связи с этим, именно месторождения арктического шельфа являются стратегическим неиспользованным запасом углеводородов для всего мира. Очевидно, что исчерпание текущих запасов углеводородных ресурсов приведет к необходимости освоения арктических шельфовых месторождений.

В качестве примера можно привести проекты по добыче углеводородов на арктических шельфовых месторождениях в Норвегии. Так, с 1966 г. на норвежском континентальном шельфе открыто более 60 углеводородных месторождений, на которых пробурено около 3000 нефтедобывающих и газодобывающих скважин [10]. Следует отметить, что активное освоение шельфовых месторождений обусловлено отсутствием углеводородных запасов в достаточном объеме на территории материка. Тем не менее объемы добычи нефти в Норвегии (за счет добычи на шельфовых месторождениях) превышают ее потребности для обеспечения собственных нужд. В результате Норвегия имеет возможность экспортировать до 95 % добываемых углеводородов [11].

Бесспорно, России следует учитывать норвежский опыт успешного освоения шельфовых углеводородных месторождений. Однако необходимо учитывать объективные географические особенности, с которыми приходится сталкиваться компаниям на российском арктическом шельфе. В частности, профессор университета Ставангера Ове Тобиас Гудместад отмечает принципиальную разницу между норвежской и рос-

сийской частью Баренцева моря. Так, часть Баренцева моря, на которой находится норвежский шельф, несмотря на достаточно суровый климат, не замерзает. При этом российская акватория Баренцева моря большую часть года «скована» льдами, что существенно осложняет процесс добычи углеводородов [12].

Кроме того, на сегодняшний день одним из препятствий в развитии и освоении российского арктического шельфа является высокая стоимость работ и услуг на рынке нефтегазового сектора, которая отражается в расходах на аренду буровых установок, судов обеспечения, вертолетов, баз производственного обеспечения и т.д.

На сегодняшний день добыча углеводородов на известных арктических шельфовых месторождениях выглядит нерентабельной. Однако российские компании имеют возможность проведения геологоразведочных работ на арктическом шельфе для выявления новых месторождений с менее сложными условиями добычи углеводородных ресурсов. Так, по оценкам экспертов, к 2035 г. 60 % углеводородов будут добываться на новых месторождениях, запасы которых на сегодняшний день еще не разведаны [13].

Технологические риски. В современных условиях крайне важным аспектом является технологическая возможность реализации шельфовых проектов в Арктике. На сегодняшний день еще не появились технологии, позволяющие осуществлять добычу углеводородов на морских месторождениях в условиях постоянных льдов. В связи с этим перед российской наукой и промышленностью стоит задача по созданию принципиально новых технико-технологических решений для обеспечения добычи углеводородов на арктическом шельфе.

Так, для решения данной задачи необходимо создание высокотехнологичных скважин, глубина бурения в которых составит от 2 до 4 км. При этом добыча должна осуществляться не только под водой, но и под землей. Схематически процесс добычи углеводородов на шельфовом месторождении может быть представлен следующим образом (**рис. 2**).

Так, на сегодняшний день процесс бурения скважин на арктическом шельфе происходит на глубине более 3 км (бур необходимо опустить на глубину более 3 км, прежде чем произойдет касание дна). Затем, под землей осуществляется горизонтальное перемещение бура на глубину около 1 км. Таким образом, технологическое обеспечение реализации подобного процесса является одним из важнейших вызовов перед российской и мировой промышленностью.



Рис. 2. Процесс добычи углеводородов на шельфовом месторождении

Fig. 2. The process of hydrocarbon production in an offshore field

Кроме того, российский нефтегазовый комплекс ведет свою деятельность в уникальных обстоятельствах. С 2014 г. западными странами введены секторальные санкции, направленные, в том числе, на прекращение реализации проектов по освоению арктических шельфовых месторождений. В результате введения данных мер для российского нефтегазового комплекса возникла необходимость переориентации на поставки из восточных стран [14]. Однако западные санкции не оказали критического влияния на реализацию подобных проектов. Напротив, в России вынужденно появилась возможность активации развития национального сервисного рынка поставщиков. Сегодня российские компании имеют уникальную возможность проникновения на высокотехнологичный нефтегазовый рынок и позиционирования себя в качестве поставщика сложнейшего нефтегазового оборудования.

На сегодняшний день в России уже создан мобильный аппаратно-программный комплекс морской сейсморазведки и мониторинга «Краб» [15], который позволяет вести сейсморазведку с использованием донных комплексов. Данное оборудование прошло международную апробацию и уже внедрено в коммерческую эксплуатацию на ряде российских шельфовых месторождений.

Кроме того, многие российские энергетические компании взяли курс на цифровизацию своей деятельности: создаются цифровые двойники, используются технологии *Big Data* и *Blockchain*. На месторождениях применяются беспилотные летательные аппараты, роботизированные буровые установки и подводные добычные комплексы, которые должны обеспечивать добычу углеводородов без непосредственного присутствия человека.

Так, в восточной части Арктики реализуется уникальная программа по изучению шельфа

моря Лаптевых. Для целей реализации данной программы научно-исследовательское судно «Бавенит» оборудовали инновационной отечественной установкой для глубоководного бурения. Данная установка позволяет создавать стратиграфические скважины глубиной до 500 м. Реализация подобных высокотехнологичных программ позволит создать цифровую геологическую модель шельфа в Восточной Арктике и оценить его нефтегазовые перспективы.

Экологические риски. Помимо экономического и технологического аспекта, экологическая и промышленная безопасность также являются важнейшим вызовом для современного нефтегазового комплекса. На сегодняшний день операторы шельфовых месторождений ведут свою деятельность в сложнейших природно-климатических условиях. Так, на некоторых месторождениях период «межледового окна» составляет всего несколько месяцев (в восточной части Арктики данный период составляет около 2 месяцев). За столь короткий промежуток времени невозможно выполнить полноценное строительство и испытание буровой скважины. Однако в условиях глобального потепления акватория шельфа постепенно расширяется, становясь более доступной для проведения поисково-оценочных и геологоразведочных работ, что позволяет увеличивать объем работ на арктическом шельфе [16].

Экологическая катастрофа в Мексиканском заливе в 2010 г. еще раз напомнила всему человечеству о важности промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли. Так, стоимость ликвидации последствий аварии для компании British Petroleum составила примерно 40 млрд долл. США [17].

Проведение работ в Арктике осуществляется в гораздо более сложных природно-климатических условиях. Арктика является регионом

с «хрупкой» экосистемой, которая крайне долго восстанавливается после неблагоприятного антропогенного вмешательства [18]. В связи с этим меры экологической и промышленной безопасности должны быть беспрецедентными по эффективности и масштабу.

На сегодняшний день Россия является носителем уникальных компетенций в сфере экологической и промышленной безопасности по причине наличия уникальных условий добычи углеводородов в Арктике. Российские энергетические компании демонстрируют, что в Арктике можно работать не только эффективно, но и безопасно (без нанесения ущерба окружающей среде). Так, с платформы «Приразломная» на шельфе Печорского моря более 7 лет ведется успешная и безопасная добыча углеводородов. За весь период добычи на платформе не было допущено попадания нефти или иных технологических жидкостей в окружающую среду. Помимо компетенций в сфере добычи углеводородов в суровых арктических условиях, российскими компаниями накоплен уникальный опыт по транспортировке углеводородов в ледовых условиях [19].

С учетом существующих рисков деятельность по освоению арктического шельфа должна вестись в рамках концепции устойчивого развития [20]. В данном случае под устойчивым развитием подразумевается баланс промышленного, экологического и социального развития при освоении ресурсов арктических шельфовых месторождений.

Следует отметить, что устойчивое развитие Арктики является одним из приоритетных направлений государственной политики, утвержденной Указом президента РФ «О стратегии развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года»². Освоение арктического шельфа не может определяться лишь одними законами рыночной экономики – деятельность на арктическом шельфе должна вестись в рамках экологически сбалансированной модели устойчивого природопользования с учетом особой уязвимости арктической экосистемы. По этой причине в настоящее время стоит задача по разработке модели эколого-сбалансированного природопользования, обеспечивающей эффективное и долгосрочное устойчивое развитие Арктической зоны РФ.

² Указ Президента РФ от 26 октября 2020 г. № 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74710556/> (дата обращения: 28.12.2021).

Социальные риски. Помимо высококлассных технологий для реализации проектов на арктическом шельфе необходимо наличие профессиональных высококвалифицированных кадров. На сегодняшний день компании, задействованные в реализации шельфовых проектов, нуждаются в специалистах, обладающих знаниями в таких областях, как геология; разведка нефтегазовых шельфовых месторождений на шельфе; бурение морских скважин; разработка и эксплуатация шельфовых месторождений и т.д. [21].

В настоящий момент существует нехватка специалистов, обеспечивающих эффективное и безопасное освоение ресурсов российского арктического шельфа. При этом потребность существует как в отношении специалистов с высшим образованием, так и специалистов со средним профессиональным образованием. По словам А. Фадеева, ежегодная потребность в кадрах со средним профессиональным образованием (судостроители, буровики, сварщики, судоремонтники, электрики и т. д.) в Арктическом регионе составляет от 20 до 30 тыс. чел. [22].

На арктическом шельфе требуются специально подготовленные специалисты, так как российский арктический шельф является единственной территорией в мире, где перевозка нефти и СПГ осуществляется в ледовых условиях [23]. Осуществление деятельности в подобных условиях требует использования крайне высокого уровня технологий.

Так, для перевозки СПГ необходима высокотехнологичная криогенная техника, так как СПГ перевозят на специально оборудованных судах при отрицательной температуре: примерно –160 °С [24]. Очевидно, что работа с подобной техникой требует высокого уровня квалификации. Опыт развитых морских держав (Норвегия, Канада, Великобритания) показывает, что освоение морских углеводородных месторождений требует создания специализированных учебных центров подготовки специалистов для работы на арктическом шельфе [25]. Таким образом, на сегодняшний день весьма актуальным является вопрос отечественного кадрового обеспечения в целях развития морских нефтегазовых технологий и эффективной эксплуатации созданных технических устройств с высоким уровнем надежности и безопасности.

Кроме того, наряду с технической подготовкой инженеров по освоению шельфовых углеводородных месторождений большую значимость имеет подготовка кадров в области экономики и управления освоением арктического шельфа. Необходимы специалисты, обладающие систем-

ным мышлением и компетенциями сразу в нескольких взаимосвязанных сферах деятельности (экономика, экология, применение цифровых технологий и т.д.). Соответственно, современным специалистам недостаточно одного образования. Зачастую требуется два образования, что говорит о тренде на получение дуального образования. Таким образом, необходимо обеспечить в российских университетах возможность обучения специалистов ключевым компетенциям для работы на арктическом шельфе.

Геологические и производственно-технологические риски. Помимо вышеуказанных аспектов, в процессе освоения шельфовых месторождений также необходимо учитывать геологические и производственно-технологические риски. Данные риски обусловлены недостаточной и неравномерной изученностью арктического шельфа. На сегодняшний день в наибольшей степени изучен нефтегазовый потенциал шельфа западной части Арктики (Баренцево, Печорское и Карское море). Однако мало исследован ресурсный потенциал восточно-арктических морей (Восточно-Сибирское и Чукотское море, а также море Лаптевых).

Изучение ресурсного потенциала арктического шельфа происходит в процессе геолого-разведочных работ. Однако даже наличие достаточного объема углеводородного сырья не гарантирует возможность успешного освоения открытого месторождения, так как существующий уровень развития технологий не позволяет осуществлять добычу ресурсов на большинстве открываемых шельфовых месторождений.

В большинстве случаев подобные риски напрямую зависят от наличия информации о характеристиках шельфового месторождения, так как технологический процесс добычи углеводородов выстраивается с учетом индивидуальных особенностей каждого месторождения. По этой причине, для предварительного анализа особенностей процесса добычи на углеводородном месторождении, может применяться экспериментальное моделирование.

Одним из важнейших аспектов моделирования в рамках освоения шельфовых месторождений является детальное понимание массообменных и гидродинамических процессов, происходящих в пластовых средах в процессе добычи углеводородов. Данные процессы составляют основу моделей, в рамках которых проверяются возможные решения при освоении и разработке шельфовых месторождений.

В рамках предварительного тестирования эффективности и безопасности решений мо-

гут применяться такие инструменты испытания новых технологий, как опытные стенды и полигоны. Несмотря на то, что данные инструменты не могут обеспечить проверку всех параметров рассматриваемого объекта, применение данных методов позволяет существенно снизить возможные риски при применении технологий добычи углеводородов и логистических решений для шельфовых месторождений.

Сформированный международный опыт подтверждает эффективность данных инструментов:

1. На территории США более 20 лет успешно используется полигон Rocky Mountain Oilfield Testing Center, на котором испытываются различные решения в нефтегазовой отрасли.

2. На территории Норвегии существует полигон Ullrigg drilling and well center, который представляет собой буровую вышку морского типа для исследования технологий добычи на морских углеводородных месторождениях.

3. На территории Нидерландов функционирует полигон, который позволяет осуществлять моделирование условий добычи под высоким давлением на разрабатываемом углеводородном месторождении [26].

Применение подобных экспериментальных установок позволяет минимизировать риски, связанные с эксплуатацией оборудования в рамках добычи углеводородных ресурсов. Полученные результаты в процессе экспериментального моделирования могут быть использованы для выбора конструкции скважин, определения режимов эксплуатации и алгоритмов управления промышленными системами в заданных климатических условиях и т.д.

Методы управления рисками

Моделирование не может быть применимо ко всем рискам, возникающим в процессе освоения шельфовых месторождений. Выбор метода управления рисками в первую очередь зависит от этапа реализации проекта: поиск, разведка или эксплуатация месторождения.

Для каждого из этих этапов характерно проведение соответствующих работ, например: геолого-разведочные работы проводятся на этапе поиска месторождения, отбор технологических проб – на этапе разведки; добыча и реализация углеводородных ресурсов – на этапе эксплуатации.

Существуют универсальные методы управления рисками, которые потенциально могут быть применены на любом этапе освоения шельфового месторождения (нормирование, распределение, страхование и трансфер риска, уклонение от

риска и т.д.). Однако данные методы не учитывают специфику этапа освоения месторождения. В связи с этим авторами статьи предлагаются следующие уникальные методы (которые применимы только для конкретного этапа освоения месторождения) управления рисками с учетом особенностей этапа освоения месторождения:

- поиск – проведение дополнительных исследований (поиск информации);
- разведка – диссипация рисков и экспериментальное моделирование;
- эксплуатация – хеджирование.

Сочетание универсальных и уникальных методов управления рисками формирует систему управления рисками с учетом этапов освоения шельфовых углеводородных месторождений. Графически данная система представлена **рис. 3**.

Система разработана на основе концепции, изложенной в работе А. Маренюк [27].

Следует учитывать, что в процессе освоения шельфового месторождения степень значимости каждого риска меняется в зависимости от этапа проведения соответствующих работ. Так, на этапе поиска месторождения наиболее значимыми рисками являются экологический и геологический, а на этапе эксплуатации – экономический.

Для успешной реализации проекта необходимо своевременно выявить риск, а также выбрать корректный метод управления риском с учетом его особенностей. Все методы управления рисками имеют преимущества и недостатки применения. В **табл. 2** представлено описание вышеуказанных методов управления рисками, а также отражены их преимущества и недостатки.

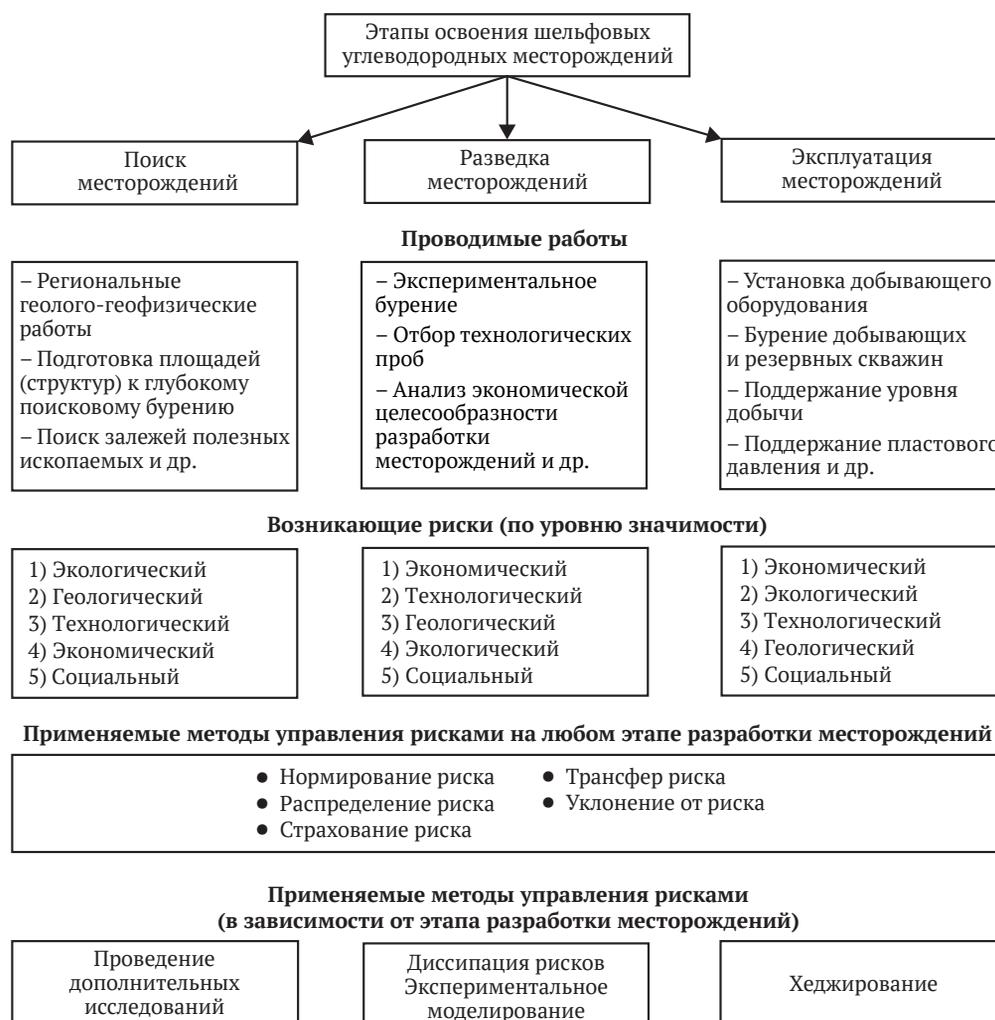


Рис. 3. Система управления рисками с учетом этапов разработки и освоения шельфовых углеводородных месторождений

Fig. 3. Risk management system taking into account the stages of development and development of offshore hydrocarbon fields

**Описание методов управления рисками при разработке
шельфовых углеводородных месторождений**

Description of risk management methods in the development of offshore hydrocarbon fields

Наименование	Описание	Преимущества	Недостатки
<i>Применяемые методы управления рисками на любом этапе разработки месторождений</i>			
Нормирование риска	Локализация риска осуществляется путем введения ограничений в виде системы нормативов, например: – нормирование запасов сырья и материалов, что позволяет ограничить риск остановки производственного процесса в случае возникновения проблем с поставками; – нормирование воздействия на окружающую среду; – нормирование финансовых параметров деятельности, что позволяет ограничить риск возникновения проблем с финансированием и платежеспособностью	– Возможность закрепления нормативов во внутренних документах; – доступность для реализации; – отсутствие больших финансовых затрат	– Длительность процесса разработки нормативов; – недостаточная универсальность (не все риски могут быть минимизированы с помощью данного метода)
Распределение риска	Предполагает привлечение дополнительных инвесторов на инвестиционной стадии путем предоставления доли участия другой компании или создания совместного предприятия [28]. Примерами применения данного метода являются проекты «ЯМАЛ СПГ», «АРКТИК СПГ-2», «САХАЛИН-1», «САХАЛИН 2» и др.	– Возможность разделения финансовых рисков с партнерами; – наличие потенциального синергетического эффекта от взаимодействия с партнерами; – уменьшение собственных капитальных вложений (за счет привлечения дополнительных инвесторов)	– Необходимость разделения прибыли с партнерами; – возможность утечки информации; – недостаточная универсальность (не все риски могут быть минимизированы с помощью данного метода)
Страхование риска	Предусматривает выплату компенсации компанией-страховщиком в адрес компании-страхователя в случае наступления неблагоприятного события (пожар, авария, стихийное бедствие и т. д.), при этом компания-страхователь уплачивает страховую премию при заключении договора страхования	– Доступность применения; – возможность компенсации потерь в случае наступления страхового случая	– Возникновение дополнительных затрат на уплату страховой премии геологического риска; – сложность определения рыночной стоимости страхового тарифа в случае страхования уникальных объектов
Трансфер риска	Осуществляется путем передачи части функций в рамках проекта сторонним подрядчикам	– Возможность использования технологий, которых нет в распоряжении компании-заказчика; – возложение ответственности за реализацию части проекта на привлеченную организацию	– Возможность некачественного или несвоевременного исполнения обязательств со стороны привлеченной организации; – длительность процесса отбора подрядчиков (предварительная проверка, проведение тендерных процедур и т. д.)
Уклонение от риска	Осуществляется путем отказа от реализации проекта или его части в случае, если вероятность реализации риска превышает установленную границу	– Возможность избежания потерь в случае реализации риска; – отсутствие необходимости осуществления финансовых вложений; – низкая затратность	– Отсутствие возможности получения прибыли в результате отказа от проекта; – отсутствие возможностей для развития компании

Окончание таблица 2

Наименование	Описание	Преимущества	Недостатки
<i>Применяемые методы управления рисками (в зависимости от этапа разработки месторождений)</i>			
Проведение дополнительных исследований	Заключается в повторном сборе и анализе информации для целей максимально точного построения прогнозных моделей и расчета вероятности наступления неблагоприятных событий	– Возможность повышения точности прогнозов; – накопление опыта и знаний в процессе изучения проблемы	– Ограниченность информации о новых месторождениях; – невозможность достоверного определения будущего
Диссипация рисков	Осуществляется путем преобразования одного крупного риска во множество мелких рисков (индивидуально нематериальных). Примерами диссипации является повышение частоты поставок сырья, а также разделение заемного финансирования между взаимозависимыми компаниями	– Возможность одновременной реализации нескольких проектов; – повышение степени контроля за ходом реализации проекта	– Ограниченная доступность (применим только для крупных холдингов); – увеличение информационной нагрузки
Экспериментальное моделирование	Осуществляется путем создания физической и (или) математической модели, которая представляет собой уменьшенную копию рассматриваемого объекта с сохранением его ключевых особенностей и характеристик	– Возможность предварительной проверки ключевых параметров и характеристик; – повышение степени определенности в отношении прогнозируемого процесса	– Высокие трудозатраты на создание модели; – высокая стоимость создания качественной модели, содержащей характеристики рассматриваемого объекта
Хеджирование	Осуществляется путем заключения сделок на одном рынке в целях компенсации воздействия рисков противоположной позиции на другом рынке. В большинстве случаев хеджирование осуществляется в целях страхования рисков изменения цен (например, цен на нефть)	– Возможность минимизации ценовых рисков; – повышение степени стабильности и финансовой устойчивости компании	– Отказ от вероятной бо- нусной прибыли; – наличие дополнительных расходов на открытие и выполнение обязательств по хеджирующим сделкам; – увеличение количества сделок и усложнение их структуры

Заключение

На основании выявленных преимуществ и недостатков вышеуказанных методов управления рисками можно сделать вывод, что для эффективного риск-менеджмента при разработке шельфовых углеводородных месторождений в условиях неопределенности необходимо сочетать различные методы управления рисками. Не существует единого метода, позволяющего устранить риски одновременно на всех этапах освоения месторождения.

Так, на этапе поиска и изучения месторождения вместе с поиском дополнительной информации целесообразно применить метод распределения риска. Данный метод позволяет привлечь дополнительных инвесторов и снизить финансовые вложения каждого из участников. Однако следует учитывать будущее уменьшение удельной прибыли каждого инвестора.

На стадии разведки месторождения, в рамках которой используется специальное обо-

рудование, целесообразно применять страхование рисков. В большинстве случаев объектом страхования является оборудование, применяемое в процессе бурения экспериментальных скважин, отбора технологических проб и т.д. Кроме того, на данной стадии следует применять диссипацию рисков (например, в отношении привлечения заемных средств), а также экспериментальное моделирование для предварительной оценки технологий добычи углеводородов и прочих решений в процессе последующей эксплуатации месторождения. При этом следует учитывать высокую стоимость создания моделей и проведения испытаний.

Таким образом, методы управления рисками необходимо применять комплексно в зависимости от возможностей компании-оператора месторождения, от проводимых работ, а также от этапа освоения углеводородных шельфовых месторождений.

Список литературы

1. Швец Н.Н., Береснева П.В. Нефтегазовые ресурсы Арктики: правовой статус, оценка запасов. *Вестник МГИМО-Университета*. 2014;4(37):60–67. <https://doi.org/10.24833/2071-8160-2014-4-37-60-67>
2. Фадеев А.М., Череповицын А.Е., Ларичкин Ф.Д. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике: монография. Апатиты: КНЦ РАН; 2019. 289 с.
3. Фадеев А.М. Оценка уровня развития нефтегазовых месторождений Арктики как важнейший элемент стратегического управления нефтегазовым комплексом. *Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки*. 2015;4 (223):81–90. URL: <https://economy.spbstu.ru/article/2015.54.7/> (дата обращения: 26.01.2021).
4. Zolotukhin A., Gavrilov V. Russian Arctic petroleum resources. *Oil and Gas Science and Technology*. 2011;66(6):899–910. <https://doi.org/10.2516/ogst/2011141>
5. Мурманская область в XXI веке: тенденции, факторы и проблемы социально-экономического развития: колл. монография / под науч. ред. В.Т. Калининкова. Апатиты: КНЦ РАН; 2009. 192 с.
6. Фадеев А.М. Освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения – пионерный проект на шельфе Российской Арктики. *Записки Горного института*. 2013;201:272–276. URL: <https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/5758/3642> (дата обращения: 28.12.2021).
7. Fadeev A.M., Larichkin F.D. Effective international cooperation in industrial supplying of the Arctic shelf projects. In: *Edition dedicated to 20th Int. Sci. Conf. "CO-MAT-TECH 2012"*. Trnava, Slovakia; 2012:76–83.
8. «Газпром» ожидает ввод в разработку Штокмановского месторождения в 2029 г. URL: <https://pro-arctic.ru/12/02/2021/news/42662> (дата обращения: 21.12.2021).
9. Проект «Приразломное». URL: <https://dvp.gazprom-neft.ru/projects/completed/prirazlomnoe/> (дата обращения: 21.12.2021).
10. Стайнар Н. Управление нефтегазовыми ресурсами Норвегии. *Недропользование XXI век*. 2006;(1):78–84.
11. Фадеев А.М., Череповицын А.Е., Ларичкин Ф.Д. Зарубежный опыт освоения углеводородных ресурсов Арктического континентального шельфа. *Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз*. 2011;1(13):79–89. URL: <http://esc.isert-ran.ru/article/180> (дата обращения: 28.12.2021).
12. Gudmestad O.T., Markeset T. Oil and gas operations under extreme conditions in the cold north. *International Journal of Computational Methods and Experimental Measurements*. 2015;3(1):7–12. <https://doi.org/10.2495/CMEM-V3-N1-7-12>
13. Cryonix – отечественное решение для СПГ-проектов. 26 марта 2021 г. URL: <https://oilcapital.ru/article/general/26-03-2021/cryonix-otchestvennoe-reshenie-dlya-spg-proektov> (дата обращения: 21.12.2021).
14. Lipina S.A., Fadeev A.M., Zaikov K.S., Lipina A.V., Kondratov N.A. Current stage of international cooperation in the Arctic: search for answers to the challenges of economic development. *Economic and Social Changes: Facts, Trends, Forecast*. 2021;14(4):251–265. <https://doi.org/10.15838/esc.2021.4.76.15>
15. Евстафьев И.Л., Чешмеджиев М.В., Антонов Я.И. Развитие отечественных технологий для освоения шельфа. *Газовая промышленность*. 2019;11(792):44–45. URL: <https://www.neftegas.info/upload/iblock/f3b/f3bb534c36a39cc96395c614155943e6.pdf> (дата обращения: 21.12.2021).
16. Fadeev A.M., Lipina S.A., Zaikov K.S. Innovative approaches to environmental management in the development of hydrocarbons in the Arctic shelf. *The Polar Journal*. 2021;11(1):208–229. <https://doi.org/10.1080/2154896X.2021.1889836>
17. Воронина Е. П. Риски и управление ими при реализации проектов освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа. *Научные труды Вольного экономического общества России*. 2014;(182):190–197. URL: https://veorus.ru/upload/iblock/dc9/182_veor.pdf (дата обращения: 28.12.2021).
18. Myaskov A.V., Gonchar A. Ecological and economic prerequisites for the extraction of solid minerals from the bottom of the Arctic seas. *E3S Web of Conf. The 2th Int. Innovative Mining Symp*. Кемерово: EDP Sciences; 2017:01026. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20172101026>
19. Sergeev V., Ilin I., Fadeev A. Transport and logistics infrastructure of the Arctic zone of Russia. *Transportation Research Procedia*. 2021;(954):936–944. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2021.02.148>
20. Bianco I., Illinskyi A., Fadeev A. Economic and social benefits of a strategy of ecological monitoring for oil and gas companies operating in the Russian Arctic. *E3S Web of Conf. Ural Environmental Sci. Forum "Sustainable Development of Industrial Region" (UESF-2021)*. Chelyabinsk: EOP Sciences; 2021;(258):05030. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202125805030>
21. Fadeev A., Komendantova N., Cherepovitsyn A., Tsvetkova A. Methods and priorities for human resource planning in oil and gas projects in Russia and OPEC. *OPEC Energy Review*. 2021;45(3):365–389. <https://doi.org/10.1111/opec.12213>
22. Арктике не хватает рабочих рук. URL: <https://arctic2035.tv/themati%D1%81-lines/vnutrennyaya-politika/arktike-ne-khvataet-rabochikh-ruk/> (дата обращения: 21.12.2021).
23. Fadeev A., Kalyazina S., Levina A., Dubgorn A. Requirements for transport support of offshore production in the Arctic zone. *Transportation Research Procedia*. 2021;(54):883–889. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2021.02.143>
24. Фадеев А.М., Череповицын А.Е., Ларичкин Ф.Д. Актуальные вопросы подготовки современ-

ных специалистов для освоения шельфа Арктики. *Siberian Journal of Life Sciences and Agriculture*. 2011; 3-1(15):446–454. URL: <https://naukarus.com/aktualnye-voprosy-podgotovki-sovremennyh-spetsialistov-dlya-osvoeniya-shelfa-arktiki> (дата обращения: 28.12.2021).

25. Виноградов А.Н., Горячевская Е.С., Козлов А.А. Проект «Инновационные факторы в освоении арктического шельфа и проблемы импортозамещения». Апатиты: КНЦ РАН; 2019. 80 с. <https://doi.org/10.37614/978.5.91137.412.9>

26. Хасанов М.М., Бахитов Р.Р., Лакман И.А. Обзор исследований по моделированию геологического строения и процессов разработки месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2021;(10):46–51. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-46-51>.

27. Dudnik A. Methodological approach to risk-assignment for joint ventures in energy industry. *E3S Web of Conf. 8th Sci. Forum “Ural Mining Decade” (UMD 2020)*. Ekaterinburg: EDP Sciences; 2020:05023. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017705023>

Информация об авторах

Спиридонов Андрей Алексеевич – старший консультант отдела налогообложения и юридических услуг, ООО «Эрнст энд Янг», 190000, Санкт-Петербург, ул. Малая Морская, д. 23; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7203-1864>; e-mail: ispbandrei@gmail.com

Фадеев Алексей Михайлович – главный научный сотрудник, Институт экономических проблем им. Г.П. Лузина, 184209, Мурманская обл., Апатиты, ул. Ферсмана, 24а, Российская Федерация; профессор высшей школы производственного менеджмента, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29, Российская Федерация; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3833-3316>; e-mail: alexfadeev79@gmail.com

Information about the authors

Andrey A. Spiridonov – Senior Advisor of the Taxation and Legal Services Department, Ernst & Young LLC, St. Petersburg Branch, 23 Malaya Morskaya Str., St. Petersburg 190000, Russian Federation; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7203-1864>; e-mail: ispbandrei@gmail.com

Alexey M. Fadeev – Chief Researcher, Luzin Institute for Economic Studies of the Kola Science Centre, Russian Academy of Sciences, 24a Fersman Str., Apatity, Murmansk region 184209, Russian Federation; Professor of the Higher School of Industrial Management, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, 29 Politekhnicheskaya Str., St. Petersburg 195251, Russian Federation; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3833-3316>; e-mail: alexfadeev79@gmail.com

Поступила в редакцию 21.12.2021; поступила после доработки 15.02.2022; принята к публикации 06.03.2022
Received 21.12.2021; Revised 15.02.2022; Accepted 06.03.2022