

# Энергетические инновации в условиях Арктики

## Energy innovation in the Arctic

Мария Моргунова

Научный Сотрудник, К. Э. Н., Объединенный  
Институт Высоких Температур РАН  
E-Mail: Maymorgunova@mail.ru

Maria MORGUNOVA

Researcher, Ph.D., Joint Institute  
for High Temperatures RAS  
e-mail: maymorgunova@mail.ru

Алина Коваленко

Научный Сотрудник, Центр Логистики Крайнего  
Севера, Бизнес-Школа Северного Университета  
(Будё, Норвегия), Аспирант Ргу Нефти И Газа  
Имени И.м. Губкина  
E-Mail: Alskov1992@Gmail.com

Alina KOVALENKO

Research Fellow, Centre for High North Logistics,  
Nord University Business School (Bodø, Norway),  
graduate student, Gubkin University  
e-mail: alskov1992@gmail.com

Работы на полуострове Ямал

Источник: Kuzhilev / Depositphotos.com



Аннотация. Статья анализирует цели и задачи устойчивого развития Арктики. Одним из главных факторов, который обеспечит их реализацию, является внедрение инноваций в арктических нефтегазовых и энергетических проектах. Работа содержит много примеров инновационных проектов как в России, так и в Норвегии. Авторы приходят к выводу о необходимости более активного внедрения таких инноваций как для активизации социально-экономического развития региона, так и для сохранения уникальной природы Арктики.  
*Ключевые слова:* Арктика, цели устойчивого развития, инновации, климат, низкие температуры.

Abstract. The article analyzes the goals and objectives of sustainable development in the Arctic. One of the main factors that will ensure their implementation is the introduction of innovations in Arctic oil and gas and energy projects. The work contains many examples of innovative projects both in Russia and in Norway. The authors come to the conclusion that it is necessary to more actively introduce such innovations both to enhance the socio-economic development of the region and to preserve the unique nature of the Arctic.

*Keywords:* Arctic, sustainable development goals, innovation, climate, low temperatures.



## **Объемы добычи нефти в Арктике к 2035 г. должны составить 26 % от общероссийского, газа – 79 %. Производство СПГ может возрасти в 10 раз**

### **Устойчивое развитие Российской Арктики и инноваций в ТЭК**

Арктика далеко не только ресурсный регион с колоссальными запасами нефти и газа, а также другими ценными полезными ископаемыми. Арктика во многом была и остается «полигоном» инновационного развития для экономики России и ее топливно-энергетического комплекса.

Масштаб и направление развития арктического региона можно оценить по основным целевым показателям, представленным в обновленной Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года (далее Стратегия) [1]. Так, в Арктической зоне Российской Фе-

дерации предполагается создать условия для миграционного прироста населения и семикратного увеличения количества рабочих мест. Объемы добычи нефти в Арктике к 2035 году должны составить 26 % от общероссийского, газа – 79 %. Объемы производства сжиженного природного газа (СПГ) могут возрасти более чем в 10 раз. Данный рост, исходя из целевых показателей Стратегии, должен сопровождаться семикратным увеличением грузоперевозок по Северному морскому пути (СМП).

Ресурсный потенциал региона огромен, но его освоение связано с не менее существенными экологическими, климатическими и технологическими вызовами. Уязвимость природной экосистемы Арктики, тяжелые погодные и климатические условия, удаленность и слабое инфраструктурное развитие региона бросают вызов существующим принципам работы и требуют качественно новых организационных и технологических решений. Немаловажным становится вопрос взаимосвязи климатических изменений в Арктике и других частях света, что может иметь серьезный геополитический подтекст. Вопрос освоения Арктического региона необходимо рассматривать в совокупности с принципами его устойчивого развития.

### **Устойчивое развитие Арктики**

В общепринятом классическом понимании устойчивое развитие подразумевает «развитие, обеспечивающее удовлетворение потребностей нынешнего поколения и не подрывающее при этом возможности

удовлетворения потребностей будущих поколений» [2]. В более современной интерпретации – в формате конкретных задач, были обозначены 17 целей устойчивого развития. В контексте освоения Арктики они включают в себя такие актуальные вопросы как чистая вода, недорогостоящая и чистая энергия, индустриализация, инновации и инфраструктура, устойчивые города и населенные пункты, ответственное потребление и производство, а также сохранение сухопутных и морских эко-

развития ООН в свои стратегии развития и выделяют набор приоритетных целей (например, «Газпром», «НОВАТЭК» и «Газпром нефть»).

Несмотря на общее признание важности условий устойчивого развития Арктики, многие аспекты освоения как Арктического региона России в целом, так и развития ТЭК в Арктике, остаются за рамками конкретных действий. Печальным подтверждением этому служат техногенные катастрофы с тяжелыми экологическими



Судно Stena DrillMax на якоре

Источник: Rocklights / Depositphotos.com

систем [3]. Примечательно, что 7 из 17 целей напрямую связаны с социально-экономическим развитием Российской Арктики. В то же время в исследованиях зарубежных и российских ученых в качестве ключевых аспектов устойчивого развития региона выделяются вопросы экологической безопасности, минимизации ущерба от социально-экономической деятельности и эффективной инфраструктуры [4].

Присутствующие в Российской Арктике энергетические и нефтегазовые компании уже начали обращать более пристальное внимание на экологически и социально ответственное развитие региона. Некоторые компании включают цели устойчивого

последствиями – такие как авария на ТЭЦ в Норильске в мае 2020 года [5]. Серьезные опасения вызывает и масштабное освоение нефтегазовых ресурсов в районе полуострова Ямал. По мнению авторов, ограниченное понимание возможности реализации принципов устойчивого развития в бизнесе, а, соответственно, и отсутствие конкретных управленческих механизмов не позволяют компаниям в полной мере реализовывать свой потенциал в содействии ЦУР в Арктике.

Одним из механизмов исполнения целей развития в Арктике может стать осознанное и комплексное внедрение инноваций в ТЭК и смежных областях.

## Адаптация технологий и производственных процессов к климату Арктики

Большие сезонные колебания и отрицательные среднегодовые температуры являются одними из главных особенностей арктического климата. Так, например, по данным правительства ЯНАО, минимальная температура на полуострове Ямал опускалась до минус 59 °С, а среднегодовая температура при этом составляет минус 5 – минус 10 °С [7]. Суровость климата в Арктике определяет температуру океанических вод. Поверхностный слой воды в области дрейфующих льдов имеет температуру ниже нуля в течение всего года.

Арктический регион наиболее чувствителен к глобальному потеплению. В результате изменений, температура в Арктике повышается значительно быстрее, чем в остальном мире, что приводит к более интенсивному таянию ледяного покрова и изменениям в хрупкой экосистеме региона. На суше в Арктике из-за таяния ледников и вечномерзлых пород выделяется метан и углекислый газ [8]. Данные процессы создают с одной стороны серьезные вызовы и угрозы, а с другой стороны, открывают дополнительные возможности для развития Северного морского пути и освоения биологических, минеральных и углеводородных ресурсов.

Вышеперечисленные природно-климатические особенности Арктики влекут за собой адаптацию и оптимизацию технологий и производственных процессов.

Одним из примеров оптимизации процессов в арктическом ТЭК является применение технологии моделирования транспортной системы месторождения с учетом движения судов, наполнения хранилищ и смерзания ледового канала. Компания «Газпром нефть» [9] использовала данную технологию в своем проекте по автоматизации управления, главной целью которого стало внедрение комплексного цифрового решения для минимизации расходов на транспортировку и снижения рисков, сопутствующих добыче и логистике в Арктике. В рамках проекта была разработана система «Капитан», которая в настоящий момент обеспечивает эффективный круглогодичный вывоз всего объема добываемой нефти с арктических месторождений – Новопортовского и Приразломного, уменьшая при этом удельные затраты транспортиров-

ки, несмотря на тяжелые ледовые условия (неподвижный припайный лед толщиной более 2 м в Обской губе, дрейфующий лед в Карском море). На текущий момент внедрение инновационной цифровой системы «Капитан» является одним из самых крупных проектов по оптимизации в Арктической зоне.

Одновременно необходимо запускать процесс винтеризации, который включает в себя комплекс мер на этапе проектирования судов и буровых установок на суше и шельфе, для обеспечения бесперебойного функционирования оборудования при крайне низких температурах и суровых условиях [10]. Для работы при температуре минус



Ленинградское месторождение в Карском море  
Источник: «Газпром»

40 °С на буровом судне предусмотрен защитный металлический кожух и система обогрева, обеспечивающие безопасную и эффективную работу экипажа и оборудования над подвышечным пространством и буровой вышкой. Буровое судно Stena IceMAX ледового класса Arc6, построенное в Южной Корее и оперирующее в Арктике, является одним из примеров, в котором используются методы винтеризации. У судна установлена система защиты водоотделяющей колонны против скоровывания льдом при помощи орошения подогретой забортной воды. Данная система эффективно борется с ледовыми условиями, что в свою очередь обеспечивает безопасную и комфортную работу [11].

---

## Минимальная температура на полуострове Ямал опускалась до - 59 °С, а среднегодовая температура составляет минус 5 – минус 10 °С. Климат в Арктике определяет температуру океана

---

В России аналогичным проектом является разработка Крыловским государственным научным центром бурового судна «БС034». На момент публикации статьи статус этого проекта неизвестен ввиду его концептуального характера [12].

Другой пример адаптации к арктическим условиям по принципу использования альтернативных технологических решений представляет собой технология донного заканчивания скважин. Это особенно актуальный подход для малоосвоенных и удаленных регионов с неразвитой инфраструктурой. Основными достоинствами использования подводных добычных комплексов являются значительные экономические выгоды в сравнении с традиционными морскими платформами, возможность полной автономной эксплуатации и бесперебойности работ в суровых климатических условиях [13]. Из-за сложных ледовых условий подводные комплексы в некоторых случаях становятся обязательным и безальтернативным условием.

Донное заканчивание активно развивается в Норвегии, тогда как норвежские нефтегазовые компании считаются по праву лидерами в производстве соответствующего оборудования (в частности, подводных добычных модулей). Примером является месторождение Ормен Ланге, освоенное в 2007 году. В России использование данных технологий достаточно ограничено (в том числе и ввиду санкционных ограничений на трансфер технологий). Единственный проект, который использует подобные технологические решения – это Южно-Кириновское месторождение на шельфе Сахалина [14].

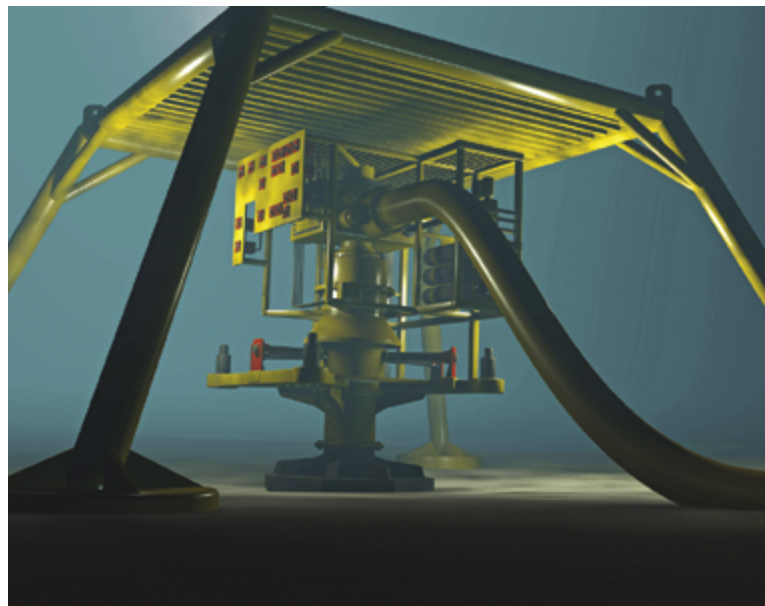
Еще одним ярким примером использования альтернативных решений является

освоение арктического газоконденсатного месторождения Снёвит на норвежском шельфе. Это первый проект разработки месторождения на значительном расстоянии от берега, где производится многофазная транспортировка продукта по дну на арктический завод по сжижению природного газа Мелькёйа. При этом на заводе используется качественно новая технология сжижения (процесс Linde-Statoil) [14], несмотря на значительные технологические сложности. Данный процесс сжижения газа происходит с помощью комбинированных хладагентов, так как в умеренном и холодном климате предварительное охлаждение пропаном с идеальным балансом нагрузки между тремя циклами охлаждения невозможно реализовать.

Кроме добычных комплексов, норвежская компания Equinor планирует внедрить дистанционно управляемые донные установки сепарации, обратной закачки и компрессии [14]. Первое в мире испытание оборудования для подводного компримирования газа уже было проведено на заполярном норвежском месторождении Осгард.

Так как многие арктические шельфовые месторождения значительно удалены от береговой линии (65–200 км и более), осложняется передача электроэнергии по ЛЭП. Поэтому одним из перспективных вариантов электроснабжения подводных добычных комплексов является создание

Решения для подводных измерений Emerson UA  
Источник: [emerson.ru](http://emerson.ru)





Ормен Ланге, месторождение  
Источник: *saxon-krakow.com.pl*

автономных источников электроснабжения, работа которых не будет зависеть от наличия ресурсной базы или погодных условий. Атомные энергетические установки (АЭУ) являются перспективным примером таких автономных источников [13]. Разработкой такой подводной атомной энергетической установки для Арктического региона в России занимается ЦКБ «Рубин» (проект «Айсберг») [13]. По заявлениям разработчиков, решения, заложенные в проект, обеспечат полностью подводное и подледное освоение месторождений углеводородов в зоне круглогодичного ледового покрова.

### Использование климатических факторов региона для интенсификации производства

Интенсификация предполагает поиск и применение более эффективных методов, технологий и организации производства за счет использования низких температур в Арктике.

Например, при производстве СПГ низкие температуры становятся позитивным фактором. Они позволяют повысить эффективность холодильных циклов и снизить затраты на энергию при сжижении газа. Другими преимуществами являются

повышение эффективности использования газовых турбин за счет увеличения плотности воздуха, а также снижение затрат на осушку за счет установок низкотемпературной конденсации [15].

Другой пример не из области ТЭК, но достаточно показательный в данном контексте – использование воды из арктических морей для охлаждения серверных установок. Главными плюсами этой технологии является снижение затрат и потребления электроэнергии за счет естественного охлаждения, а также уменьшения вредного воздействия на среду. В сентябре 2020 года компания Microsoft закончила двухлетний проект под названием Natick. Проект заключался в тестировании холодных соленых морских водных ресурсов в качестве естественного охладителя серверных установок, находящихся в герметичном контейнере. Испытание проекта проводилось на Оркнейских островах в Шотландии на глубине 117 футов [16]. Столь необычный способ размещения центра данных был выбран не случайно. Разработчики проекта Natick отталкивались от двух основных

---

**При производстве СПГ низкие температуры становятся позитивным фактором. Они позволяют повысить эффективность холодильных циклов и снизить затраты на энергию при сжижении газа**

---

проблем: (1) при использовании сервера в обычных условиях происходит выделение тепла в огромных количествах, что приводит к колоссальным затратам на охлаждение; (2) для охлаждения используется большое количество ценной пресной воды. Поэтому главными целями проекта стали экономия затрат на обслуживание центра данных и снижение потребления пресной воды, что в свою очередь положительно скажется на экологии. Согласно отчету компании, проект уже доказал свою эффективность в полном объеме.

Другим путем пошла компания Facebook, которая разместила свой центр



Центр данных Facebook в шведском городе Лулео

Источник: [hinews.mediasole.ru](http://hinews.mediasole.ru)

данных недалеко от Северного полярного круга в шведском городе Лулео. Главной идеей проекта компании было использование особенностей природных условий региона для охлаждения серверов. Но технологический подход отличается от Microsoft кардинально. В качестве охлаждения, Facebook использует холодные северные воздушные потоки. По словам главы компании, такая система на 10 % эффективнее обычных дата-центров и потребляет на 40 % меньше энергии [17].

### Комбинированные технологические решения

Уже продолжительное время повсеместно идет переход от использования ископаемого топлива к использованию возобновляемых источников энергии. Несмотря на сложный климат, Арктический регион обладает существенными ресурсами ВИЭ [18]. Однако они имеют переменный характер, и обычное ухудшение погоды может нарушить необходимый баланс в производстве и потреблении энергии. На этапе имплементации технологий ВИЭ в Арктике решением данной проблемы с высокой степенью надежности в условиях децентрализованного энергоснабжения является гибрид установок ВИЭ и дизельных и га-

зовых двигатель-генераторов (например, компания Danfoss). Такие гибридные установки мобильны, имеют широкий диапазон мощностей, экономически эффективны за счет использования нескольких источников энергии, позволяют существенно снизить использование углеводородов, несут незначительную экологическую нагрузку, а также могут иметь широкий спектр вариаций и возможность доработки, например, с помощью аккумуляторных батарей для накопления энергии или с водородным аккумулированием [4].

Перспективностью полноправного включения ВИЭ в энергокомплекс Арктики является их способность снизить затраты

---

**В сентябре 2020 года Microsoft закончила двухлетний проект Natick по тестированию холодных соленых морских водных ресурсов в качестве естественного охладителя серверных установок**

---

**В качестве охлаждения Facebook использует холодные северные воздушные потоки. По оценке компании, система на 10 % эффективнее обычных дата-центров и потребляет на 40 % меньше энергии**

на «северный завоз» топлива, повышение надежности энергоснабжения данных районов и снижение выбросов CO<sub>2</sub> [19].

Несмотря на ряд сдерживающих факторов (ресурсных, природно-климатических, логистических, кадровых, экологических, инфраструктурных, территориальных и технологических), использование технологий ВИЭ может стать одним из важнейших элементов адаптации к климатическим изменениям энергетической инфраструктуры Арктической зоны [20]. Анализ рисков и ограничений позволил выделить следующие принципиально важные направления развития возобновляемой энергетики в Арктике:

- ветроустановки малой и средней мощности для использования в распределенной и автономной энергетике;
- гибридные ветро-дизельные, ветро-солнечные, ветро-солнечно-дизельные автономные энергокомплексы, в том числе с и без накопителей энергии;
- интеллектуальные системы управления гибридными энергокомплексами арктического исполнения для осуществления наиболее эффективной параллельной работы нескольких ВИЭ-генераторов;
- интеллектуальные системы защиты оборудования от экстремальных условий, направленных на поддержание требуемых параметров качества электроснабжения;
- ветроустановки для шельфового базирования.

Особенно важным направлением является использование водородных технологий, которые могут применяться как при аккумулировании электроэнергии, так и в рамках дальнейшей гибридизации, например при гидрогенизации твердого угольного сырья (например на о. Шпицберген) [21].

Из текущих разработок, используемых в ТЭК, можно выделить использова-

Дата-центр «Майкрософт» с системой охлаждения водой

Источник: Microsoft



ние компаний «Газпром нефть» первой в России гибридной ветро-солнечной электростанции «Юрта» мощностью 47,5 кВт на Новопортовском месторождении недалеко от побережья Обской губы [22]. Она состоит из двух ветрогенераторов, 30 солнечных панелей и блока аккумуляторных батарей. Данная электростанция питает блок системы управления, который отвечает за работу напорного трубопровода. Главными преимуществами «Юрты» можно назвать экологичность, производство энергии в любую погоду и низкие расходы на электроснабжение удаленных от сетевой инфраструктуры объектов за счет отказа от строительства линий электропередачи [22].

Солнечные панели и ветрогенераторы для питания системы телемеханики и краповых узлов используются на конденсатопроводе «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК». Их применение позволило сократить время строительства конденсатопровода и отказаться от строительства дорогостоящей высоковольтной линии электропередачи вдоль всей трассы [23].

В рамках плана по сокращению выбросов CO<sub>2</sub> компания «НОВАТЭК» модернизирует одну из восьми газовых турбин SGT-800 производства Siemens на электростанции, снабжающей электроэнергией завод по сжижению газа «Ямал СПГ».

---

### **Солнечные панели и ветрогенераторы используются на конденсатопроводе «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК». Их применение позволило сократить затраты и сроки строительства трубы**

---

Этот процесс реализуется для частичного использования водорода в качестве топлива. Ожидается, что доля использования водорода в топливе ПГУ может вырасти до 60 % [24].

Из-за таяния льдов (в том числе сезонного) изменяется конфигурация наземной транспортной инфраструктуры и водных коммуникаций [25]. Таким примером является транспортировка нефти, нефтепродуктов и СПГ посредством перевалки «судно – судно», которая реализуется в незамерзающих глубоких водах с танкеров усиленного ледового класса на стан-

Новопортовское месторождение «Газпром нефти»

Источник: pravdaurfo.ru





Плавучая АЭС «Михаил Ломоносов»

Источник: Росэнергоатом

дартные танкеры – транспортировщики. По сравнению с прямой доставкой, такая схема существенно повышает эффективность экспортных поставок и сокращает время круговых рейсов танкеров усиленного ледового класса, вывозящих нефти с арктических месторождений [26].

### Новые технологические решения

В Арктической зоне к ярчайшим примерам гибридизации можно отнести плавучую атомную электростанцию «Академик Ломоносов» и танкеры Arc7 для проекта «Ямал СПГ».

---

**Из-за таяния льдов, в том числе сезонного, изменяется наземная и водная инфраструктура. Таким примером является транспортировка нефти, топлива и СПГ посредством перевалки «судно – судно»**

---

Плавучий энергоблок «Академик Ломоносов» представляет собой новый класс энергоисточников на базе российских технологий атомного судостроения. Она является головным проектом серии мобильных транспортабельных энергоблоков малой мощности [27]. Данная разработка предназначена для обеспечения энергией крупных промышленных предприятий, портовых городов, комплексов по добыче и переработке нефти и газа на шельфе.

Энергоустановка ПАТЭС имеет максимальную электрическую мощность 80 мегаватт и включает две реакторные установки КЛТ-40С. Проект предназначен для надежного круглогодичного тепло- и электроснабжения удаленных районов Арктики и Дальнего Востока.

ПАТЭС осуществляет замещение выбывающих мощностей Билибинской АЭС, действующей с 1974 года, и Чаунской ТЭЦ, а также питает энергией большой рудно-металлический кластер на западной Чукотке в Чаун-Билибинском энергоузле [28].

Отмечаются следующие преимущества атомных станций малой мощности (АСММ) на базе судовых технологий [29]:

1. Компактный размер, позволяющий разместить в удаленных районах и на ограниченных площадках.

2. Возможность использования АСММ для опреснения морской и производства тепловой энергии. Интерес к таким комплексам проявляют многие страны Африки, Азии и Европы, испытывающие острый дефицит пресной воды [27].
3. Экологически чистый вид энергии.
4. Минимальные объемы и стоимость капитального строительства на площадке эксплуатации АС.
5. Атомные станции малой мощности могут работать в режиме отслеживания нагрузки, диапазон маневрирования от 10 до 100 %.



Беспилотный грузовик КАМАЗ

Источник: fishki.net

После принятия в 2015 году Парижского соглашения по климату стал вновь расти интерес к ядерной энергетике из-за ее значительного потенциала в сокращении парниковых выбросов. Ядерная энергетика может обеспечивать регулируемую мощность в зависимости от спроса на электричество, а при гибкой эксплуатации в режиме «следования за нагрузкой» позволяет повысить эффективность ВИЭ. Таким образом, одним из потенциальных комбинированных технологических решений могут быть гибридные системы ядерной и возобновляемой энергии. [30].

Танкеры Arc7 проекта «Ямал СПГ» сами по себе являются гибридным решением. Они оснащены силовой установкой и двухтопливной дизель-электрической систе-

мой. Также данные танкеры оборудованы судовыми энергетическими установками, которые могут питаться судовым тяжелым топливом и отпарным газом. Использование СПГ в качестве судового топлива приводит к сокращению выбросов продуктов сгорания, в том числе парниковых газов в атмосферу по сравнению с нефтяными (тяжелыми) судовыми топливами [23].

Новым принципом организации производства СПГ в арктических условиях можно считать плавучий СПГ-завод. Самое главное преимущество данной технологии – это возможность работы на некрупных и удаленных месторождениях, для которых экономически невыгодно строить наземные заводы или береговая линия вблизи которых вообще не подходит для строительства СПГ-заводов. Подобный завод был запущен в конце 2018 года компанией Shell. Весь процесс производства, сжижения и хранения природного газа происходит в море, а отгрузка производится напрямую с завода на специальные суда для доставки потребителям [31]. Мощности по сжижению газа составляют 3,6 млн тонн в год, а стоимость проекта оценивается в 14 млрд долларов. Несмотря на то, что подобная стоимость делает финальный продукт одним из самых дорогостоящих в мире по оценке экспертов [32], плавучий СПГ-завод способен изменить технологические принципы производства и транспортировки газа, а также разработки морских газовых месторождений.

«Газпром нефть» планирует использовать беспилотные вертолеты для обслуживания нефтяных и газовых месторождений на суше и на шельфе северных месторождений [33]. Данные технологии особенно актуальны в Арктике ввиду малоразвитой инфраструктуры и большого количества существующих и планируемых проектов как для мониторинга производственных процессов, так и для доставки грузов. Так, на Восточно-Мессояхском месторождении тестировались беспилотные грузовые автомобили КАМАЗ и тяжелый беспилотный вертолет Тайбер KAGU-150 [34].

## Инновационные стратегии развития

Арктический регион предоставляет компаниям и государству уникальные возможности для разработки не только новых технологий, но и инновационных стратегий развития хозяйственной деятельности. Однако, при высокой степени вертикальной ин-

теграции нефтегазового и энергетического бизнеса в России, в Арктике осложняется реализация независимых энергетических проектов. В то же время сами нефтегазовые и энергетические компании действуют в достаточно узких рамках их основного направления деятельности.

Альтернативой постоянной «стратегии роста» для ТЭК в Арктике может стать эко-инновационный подход к развитию бизнеса, который включает и альтернативные бизнес-модели, например, в области генерации и распределения электроэнергии. Как показывает мировая практика, для многих нефтегазовых компаний диверсификация бизнеса становится не просто возможностью развития, но необходимостью адаптации к изменяющимся реалиям. Однако диверсификация, когенерация, децентрализация не всегда рассматриваются в качестве альтернативных вариантов организации энергоснабжения в Арктике отечественными компаниями (в том числе и для производственных нужд).

К сожалению, у российских компаний небольшое количество стимулов для корректировки направления развития деятельности в сторону эко-инновационных стратегий и разработки энергетических ресурсов в Арктическом регионе, поскольку отсутствует основная мотивационная составляющая – государственная поддержка. Стратегия развития Арктики до 2035 года подразумевает значительную экспансию в регион за нефтегазовыми ресурсами, а сокращения государственного финансирования в области возобновляемых источников энергии [35] вряд ли будут способствовать развитию и имплементации соответствующих технологий. Вопросы изменения климата зачастую рассматриваются в контексте новых возможностей для

---

**«Газпром нефть» планирует использовать беспилотные вертолеты для обслуживания нефтегазовых месторождений на суше и на шельфе северных месторождений, в первую очередь, в Арктике**

---



Ветрогенератор в Арктике

Источник: 123ru.net

нефтегазового бизнеса в Арктике и скорее являются стимулом для адаптационных моделей развития.

### Новые продукты для внутрирегионального потребления

Несмотря на скорректированную стратегию развития Арктической зоны и общую «комплексность» подходов к планированию социально-экономического развития региона, ТЭК в Арктике в большей степени ориентирован на внешние энергетические рынки, и только по остаточному принципу – на развитие и обеспечение внутренних энергетических потребностей.

Между тем, Арктический регион является уникальной нишей для отработки и реализации инновационных (или в том числе адаптированных) типов продуктов и сервисов для энергетических компаний. Привычный подход к рассмотрению энергоснабжения в Арктике как к полностью дотационному, основанному на северном завозе топлива, не позволяет энергетическим компаниям шагнуть за рамки привычного ведения бизнеса. Разработки в области комбинированного использования энергетических ресурсов, интеграция энергетической и систем водоснабжения, а также распределение и хранение электроэнергии активно тестируются в Арктических регионах других циркумполярных стран [36].

## Заключение

Арктика представляет собой уникальный инновационный «полигон» для экономики России и ее топливно-энергетического комплекса. Однако, это еще и крайне экологически уязвимый регион, требующий особого отношения к ведению производственно-хозяйственной деятельности.

Большинство отечественных инноваций основывается на адаптации к внешним условиям производственно-логистических операций. Несмотря на важность и производственную необходимость так называемых «дополнительных инноваций», к которым смело можно отнести адаптацию технологий к природным и климатическим условиям, современные глобальные вызовы требуют радикальных изменений в подходах к организации производственно-хозяйственной деятельности.

Все большее значение в мировой практике приобретают принципы нулевого выброса, углеродно-нейтральных производств, приоритета энергоэффективности и низкой энерго-

емкости, которые должны сопровождаться решением таких глобальных проблем как доступ к чистой и недорогостоящей энергии, обеспечение ответственного потребления и производства и других.

Экологические принципы работы и соответствующие технологические инновации следует использовать как базис для устойчивого развития Арктических территорий России. Вопрос изменения климата в Арктике необходимо рассматривать не только в качестве возможности интенсифицировать освоение региона, но и с точки зрения смягчения и минимизации соответствующих последствий.

Арктический регион создает благоприятные условия для развития ВИЭ и альтернативной энергетики с использованием местных энергетических ресурсов, дает возможность отработать принципы децентрализованного энергоснабжения и внедрить умные энергетические сети. Стоит отметить, что эти направления развития ТЭК в полной мере отвечают задачам обеспечения энергетической безопасности и энергетической независимости страны.

## Использованные источники

1. Правительство Российской Федерации. Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года. 2020.
2. ООН. Доклад Всемирной комиссии по вопросам окружающей среды и развитию. 1987. 411 р.
3. ООН. Цели в области устойчивого развития [Electronic resource]. 2020. URL: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/sustainable-development-goals/>.
4. Бушуев В.В. Энергетическая инфраструктура Арктической зоны Российской Федерации / Бушуев В.В. Москва: ИД «Шанс», 2019. 146 с.
5. Никитин А. Александр Никитин об аварии в Норильске: события, уроки, перспективы // Bellona. 2020.
6. Morgunova M. Why is exploitation of Arctic offshore oil and natural gas resources ongoing? A multi-level perspective on the cases of Norway and Russia // Polar J. Routledge, 2020. P. 1–18.
7. Гаврилов В.П. Стратегия освоения углеводородного потенциала Арктической зоны РФ до 2050 г. и далее // Территория нефтегаз. 2015. № 3. С. 39–49.
8. Цатуров Ю.С., Клепиков А.В. Современное изменение климата Арктики: результаты нового оценочного доклада Арктического совета // Арктика: экология и экономика. 2012. Vol. 4, № 8. С. 76–81.
9. Вильде О. Капитан арктической нефти [Electronic resource] // Газпром нефть. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2019-march/2628800/> (accessed: 25.03.2021).
10. Таровик В.И. Буровое судно для Российской Арктики. Концепция проектирования, строительства и эксплуатации // Арктика: экология и экономика. 2014. Vol. 2, № 14. С. 58–60.
11. Рахматуллин Д.В., Елисеев С.Ю. Буровые Суды для Российской Арктики // Булатовские чтения. 2018. С. 235–238.
12. ЦНИИ им. Крылова разработан концептуальный проект бурового судна [Electronic resource]. URL: [https://advis.ru/php/print\\_news.php?id=EEAB9860-6B06-7F4A-8621-342CB7A2ABBF](https://advis.ru/php/print_news.php?id=EEAB9860-6B06-7F4A-8621-342CB7A2ABBF) (accessed: 25.03.2021).
13. Косарева Ю.В. Подводные добычные комплексы как перспективный тренд в освоении арктических месторождений и некоторые вопросы их электроснабжения // Neftegaz.RU. 2019. Vol. 11, № 95. С. 26–34.
14. Криворотов А.К. Нефтегазовая отрасль Норвегии – территория взлета, часть 2 // Нефть Капитал. 2019.
15. Федорова В.А., Федорова Е.Б., Макуха А.С. Особенности проектирования производства СПГ // Neftegaz.RU. 2018. Vol. 5, № 77. С. 16–21.
16. Roach J. Microsoft finds underwater datacenters are reliable, practical and use energy sustainably [Electronic resource] // Microsoft. URL: <https://news.microsoft.com/innovation-stories/project-natick-underwater-datacenter/> (accessed: 25.03.2021).
17. Елкина В. Футуристический дата-центр Facebook в Швеции // Rusbase. 2016.
18. Morgunova M.O. Renewable energy in the Russian Arctic: Environmental challenges, opportunities and risks // J. Phys. Conf. Ser. 2020. Vol. 1565. P. 012086.
19. Бердин В.Х. Возобновляемые источники энергии в изолированных населенных пунктах Российской Арктики.



ЛЭП, Чукотская тундра

Источник: kopachinsky / Depositphotos.com

- Москва, 2017. 80 с.
20. Нефедова Л.В. Адаптация энергокомплекса к изменениям климата в Арктике // Энергетическая политика. 2020. Vol. 9, № 151. С. 92–102.
  21. Зайченко В.М., Соловьев Д.А. Перспективные направления развития энергетики России в условиях перехода к новым энергетическим технологиям // Окружающая среда и энерговедение. 2020. Vol. 1, № 5. С. 33–47.
  22. Газпром нефть. Энергетика [Electronic resource]. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/technologies/energy-efficiency/> (accessed: 25.03.2021).
  23. ПАО Новатек [Electronic resource]. URL: <http://www.novatek.ru/> (accessed: 25.03.2021).
  24. «Новатэк» переводит на водород одну из ПГУ «Ямал СПГ». 2020.
  25. Лексин В.Н., Порфирьев Б.Н. Специфика трансформации пространственной системы и стратегии переосвоения Российской Арктики в условиях изменений климата // Экономика региона. 2017. Vol. 13, № 3. С. 641–657.
  26. Григорьев М.Н., Уваров С.А. Совершенствование логистической схемы транспортировки сырой нефти с арктических месторождений России // Инновационная наука. 2016. Vol. 4–3, № 16. С. 77–79.
  27. Плавучая атомная теплоэлектростанция (ПАТЭС) «Академик Ломоносов» // Neftegaz.RU. 2013.
  28. Плавучие атомные теплоэлектростанции (ПАТЭС) [Electronic resource]. URL: <https://www.rosenergoatom.ru/development/innovatsionnye-razrabotki/razrabotka-proektov-aes-s-reaktorami-novogo-pokoleniya/plavuchie-atomnye-teploelektrostantsii-pates/> (accessed: 25.03.2021).
  29. Атомные станции малой/средней мощности и плавучие атомные теплоэлектростанции [Electronic resource]. URL: <http://www.okbm.nnov.ru/business-directions/atomnye-stantsii-maloy-sredney-moshchnosti-i-plavuchie-atomnye-teploelektrostantsii/> (accessed: 25.03.2021).
  30. Дайк Э. Изучение возможной синергии между ядерной и возобновляемой энергетикой: участники совещания МАГАТЭ обсудили варианты безуглеродного производства энергии и когенерации [Electronic resource] // Международное агентство по атомной энергии. URL: <https://www.iaea.org/ru/newscenter/news/izuchenie-vozmozhnoy-sinergii-mezhdu-yadernoy-i-vozobnovlyaemoy-energetikoy-uchastniki-soveshchaniya-magate-obsudili-varianty-bezuglerodnogo-proizvodstva-energii-i-kogeneracii> (accessed: 25.03.2021).
  31. Floating LNG [Electronic resource] // Shell. URL: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/floating-lng.html> (accessed: 25.03.2021).
  32. Первый СПГ отправлен с крупнейшего в мире плавучего СПГ-завода Prelude // Интерфакс. 2019.
  33. Газпром нефть испытала беспилотный вертолет для доставки негабаритных грузов на Восточно-Мессояхском месторождении // Neftegaz.RU. 2020.
  34. Газпром нефть тестирует беспилотный автомобильный транспорт в ХМАО и ЯНАО // Neftegaz.RU. 2020.
  35. Черный день зеленой генерации // Коммерсантъ. 2021.
  36. De Witt M., Stefánsson H., Valfells Á. Energy security in the Arctic: Policies and technologies for integration of renewable energy // Arctic Yearbook 2019. 2019.