

Научная статья

УДК 338.33

doi:10.37614/2220-802X.2.2022.76.004

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАПРАВЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СЛАБОУСВОЕННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ**Анна Романовна Нечитайло¹, Оксана Анатольевна Маринина²**^{1,2}Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия¹ar_nech@mail.ru ORCID: 0000-0002-5279-4178²Marinina_OA@pers.spmi.ru ORCID: 0000-0002-7950-197X

Аннотация. В статье рассмотрены современные технологические направления электрификации объектов добычи углеводородов на слабоосвоенных или труднодоступных территориях Арктики, Крайнего Севера, шельфовых месторождений и условия их применения ввиду удаленности арктических и дальневосточных районов от существующих крупных энергетических узлов, что делает практически невозможным использование Единой энергетической системы РФ (ЕЭС РФ) в качестве основного источника электроэнергии для нужд нефтегазового производства. Условия использования ЕЭС РФ обуславливают необходимость строительства дополнительных источников генерации для нефтегазовых компаний и обоснования экономической и экологической эффективности организационно-технологических проектов электрификации объектов добычи углеводородов на труднодоступных и слабоосвоенных территориях. В исследовании выполнен кластерный анализ российских и зарубежных литературных источников для целей выявления актуальных тенденций электрификации и электроснабжения нефтегазовой отрасли. Представлена оценка условий применения современных технологий электрификации объектов добычи углеводородов на слабоосвоенных и труднодоступных территориях России. Системный анализ охватывает варианты электрификации с использованием энергоустановок на газовом топливе; на основе интеграции возобновляемых источников энергии и их комбинации с традиционными видами электроснабжения; с применением комплексов единых энергетических сетей для нескольких объектов шельфовой добычи и дополнительных энергетических центров. Исследование технологических направлений электрификации объектов добычи углеводородов на слабоосвоенных территориях является основой для дальнейшего практического применения результатов анализа в области предпроектного планирования и оценки предлагаемых технологических решений на основе рационального выбора источника питания удаленных месторождений с учетом оптимального состава оборудования и расположения элементов систем энергоснабжения, графика строительства и показателей стоимости строительства и эксплуатации систем энергоснабжения.

Ключевые слова: электрификация, энергоснабжение, добыча углеводородов, слабоосвоенные территории, труднодоступные территории, интеграция возобновляемых источников энергии, использование попутного нефтяного газа, Арктика

Для цитирования: Анализ технологических направлений электрификации объектов добычи углеводородов на слабоосвоенных территориях / А. Р. Нечитайло, О. А. Маринина // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2022. № 2. С. 45–57. doi:10.37614/2220-802X.2.2022.76.004

Original article

ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL DIRECTIONS OF ELECTRIFICATION OF HYDROCARBON PRODUCTION FACILITIES IN POORLY DEVELOPED TERRITORIES**Anna R. Nechitailo¹, Oksana A. Marinina²**^{1,2}St. Petersburg Mining University, Saint Petersburg¹ar_nech@mail.ru ORCID: 0000-0002-5279-4178²Marinina_OA@pers.spmi.ru ORCID: 0000-0002-7950-197X

Abstract. The article considers modern technological directions for the electrification of hydrocarbon production facilities in the poorly developed or hard-to-reach territories of the Arctic, the Far North or offshore fields, due to the remoteness of the Arctic and Far Eastern regions from existing large energy hubs, which makes it practically impossible to use a unified energy system of RF (UES RF) as the main source of electricity for needs of the oil and gas industry. The conditions of the UES RF using necessitates the additional generation sources for oil and gas companies and the solution of related issues of economic and environmental efficiency of technological projects for the electrification of hydrocarbon production facilities in hard-to-reach and poorly developed territories. The study performed a cluster analysis of literary sources in order to determine the current trends in the electrification and power supply of the oil and gas industry. An assessment of the conditions for the application of modern technological directions for the electrification of hydrocarbon production facilities in the poorly developed and hard-to-reach territories of Russia is presented. The system analysis covers electrification options using gas-fired generators; based on the integration of renewable energy sources and their combination with traditional types of electricity supply; using complexes of unified energy networks for several offshore production facilities and additional energy centers. The study of technological directions for the electrification of hydrocarbon production facilities in poorly developed territories is the basis for further practical application of the results of the analysis in the field of pre-project planning and evaluation of proposed technological solutions based on the rational choice of a power source for remote fields, taking into account the optimal composition of equipment and the location of elements of power supply systems, construction schedule and indicators of the cost of construction and operation of energy supply systems.

Keywords: electrification, energy supply, hydrocarbon production, poorly developed territories, hard-to-reach territories, integration of renewable energy sources, use of associated petroleum gas, the Arctic

For citation: Nechitailo A. R., Marinina O. A. Analysis of technological directions of electrification of hydrocarbon production facilities in poorly developed territories. Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo poriyadka [The North and the Market: Forming the Economic Order], 2022, no. 2, pp. 45–57. doi:10.37614/2220-802X.2.2022.76.004

Введение

В сфере нефтегазодобычи крупные корпоративные структуры активно демонстрируют готовность взять на себя обязательства по поддержке действий, направленных на борьбу с изменением климата и поддержание энергоресурсной устойчивости [1, 2]. В качестве проявления данной позиции нефтегазовые корпорации применяют такие меры, как общее сокращение выбросов за счет модернизации и усовершенствования существующего оборудования, повышение энергоэффективности производства, а также проведение многочисленных исследований и внедрение новых технологических решений, направленных непосредственно на экологическую переориентацию производственных циклов [3, 4].

На фоне социально-экономических потрясений последних нескольких лет, связанных с пандемией и сложной геополитической обстановкой в мире, набрали силу так называемые «зеленые» тенденции в развитии производства и экономики в целом. Она уже оказала значительное влияние на деятельность ресурсных предприятий вне зависимости от их отрасли.

Основные международные нефтяные компании такие, как British Petroleum, Shell, Total и Equinor уже давно позиционируют себя в качестве «интегрированных энергетических компаний», стараясь изменить представления потребителей о себе как об исключительно добывающих предприятиях. Они активно инвестируют в область возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и технологии интеграции их в собственное производство.

Для российских нефтегазодобывающих компаний задачи энергоэффективности усложняются в силу географических условий их ресурсного потенциала, ввиду расположения месторождений в Арктической зоне, в зоне российского шельфа, где инфраструктура развита слабо. При этом для нефтегазового производства крайне важным аспектом является бесперебойное и стабильное обеспечение объектов добычи электроэнергией на всех этапах добычи углеводородного сырья, начиная от бурения скважин и заканчивая его переработкой и утилизацией.

Ресурсный потенциал Арктической зоны РФ, по данным Минэнерго, составляет более 35 млрд т нефти и 210 трлн м³ газа. Основной проблемой электрификации объектов добычи углеводородов на территории Арктики является технологическая изолированность большей части этих территорий от Единой энергетической системы России (ЕЭС России). Удаленность таких арктических и дальневосточных районов от существующих крупных энергетических узлов делает практически невозможным использование ЕЭС в качестве основного источника электроэнергии для нужд нефтегазового производства.

Поэтому целью данного исследования является выявление современных технологических направлений электрификации объектов добычи углеводородов

на слабоосвоенных или труднодоступных территориях Арктики, Крайнего Севера, шельфовых месторождений. В работе были поставлены следующие задачи:

1) определение актуальных тенденций электрификации и электроснабжения нефтегазовой отрасли с применением метода кластерного анализа литературных источников;

2) выявление особенностей и условий применения современных технологий электрификации объектов добычи углеводородов на слабоосвоенных или труднодоступных территориях России.

Методами исследования явились кластерный анализ литературных источников и систематизация результатов исследований в области электрификации и электроснабжения объектов добычи углеводородов на слабоосвоенных территориях.

Кластерный анализ литературных источников проведен с использованием ПО VOSviewer на основе баз данных Scopus, Elibrary, Google Scholar. Результатом кластерного анализа явилось определение 440 источников по теме исследования по 3 группам поискового запроса за период 2007–2021 гг., в том числе: «Энергоснабжение в нефтегазовой отрасли», «Электрификация в нефтегазовой отрасли» и «Электроснабжение в нефтегазовой отрасли» со следующими количественными результатами (рис. 1 и 2). Это позволяет проследить за тем, как менялись интересы научно-инженерного сообщества в сфере электрификации и электроснабжения нефтегазовой отрасли на протяжении последних 14 лет.

Результат

Кластерный анализ литературных источников для целей определения актуальных тенденций электрификации и электроснабжения нефтегазовой отрасли

Если в начале 2010-х гг. одними из основных вопросов были технологии выработки электроэнергии, а также вопросы энергетической политики (рис. 3), то за последние 2 года интересы сместились в сторону экономической оценки тех или иных проектов (рис. 4), а также в сторону экологической повестки в целом и возобновляемых источников энергии в частности (рис. 5). Указанные тенденции особенно заметны при составлении отдельных кластеров по всем трем рассматриваемым поисковым запросам (рис. 6–8).

Для дальнейшего более подробного представления полученных результатов (с учетом исключения нерелевантных запросов) вручную было выбрано 27 источников со следующим тематическим разделением: «электрификация в индустрии», «энергопереход», «Арктика», «шельф» (рис. 9), что позволило выявить актуальные тенденции технологических направлений электрификации объектов добычи углеводородов на слабоосвоенных или труднодоступных территориях Арктики, Крайнего Севера, шельфовых месторождений.

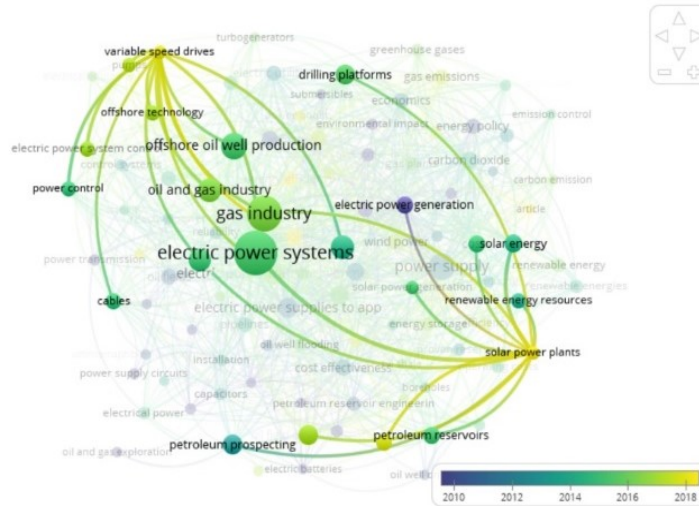


Рис. 7. Кластерный анализ по запросу «Энергоснабжение в нефтегазовой отрасли» с выделенными блоками «Приводы с регулируемой скоростью» и «Солнечные электростанции». Составлено авторами

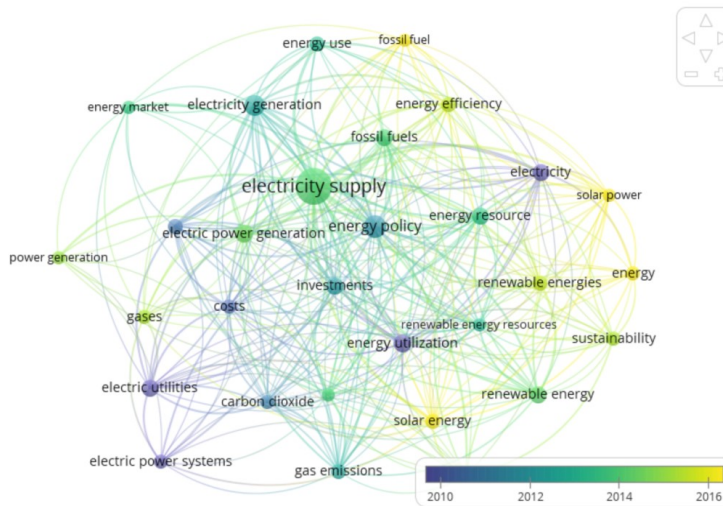


Рис. 8. Кластерный анализ по запросу «Электроснабжение в нефтегазовой отрасли». Составлено авторами

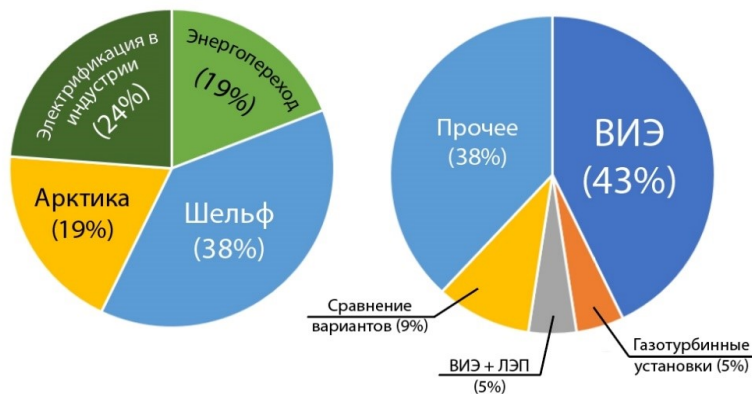


Рис. 9. Процентное распределение тем выбранных для анализа источников. Составлено авторами

Согласно анализу полученных результатов, современный уровень научно-технического развития и экологических требований в части электрификации объектов добычи углеводородов позволяет применять следующие направления:

- использование энергоустановок на газовом топливе (природный газ или попутный нефтяной газ (ПНГ));
- интеграция ВИЭ и их комбинаций с традиционными видами электроснабжения;
- объединение нескольких объектов (морских платформ) в единую энергетическую сеть и создание дополнительных энергетических центров.

Анализ особенностей и условий применения современных технологий электрификации объектов добычи углеводородов

В настоящее время в нефтегазовой отрасли в России и мире используют 2 типа электростанций, работающих на ПНГ — газотурбинные электростанции (ГТЭС) и газопоршневые установки (ГПУ). Чаще на предприятиях при необходимости создания так называемого внутреннего источника электропитания используют именно ГТЭС, так как стоимость установки при равной выдаваемой мощности несколько ниже, чем у поршневого аналога, а также ниже и чувствительность турбин к составу используемого топлива, что в случае с ПНГ является критическим показателем [5].

На данный момент ГТЭС активно и успешно используются на предприятиях, удаленных от основных узлов Единой энергетической системы РФ. Однако в последние несколько лет закономерно начинают появляться научные работы, посвященные усовершенствованию существующих автономных систем электроснабжения на основе ПНГ, а также решению ряда проблем их эксплуатации в соответствии с накопившемся опытом [6, 7].

Согласно Энергетической стратегии РФ до 2035 г. путем использования вторичных энергоресурсов должно быть сокращено использование первичного энергоносителя при производстве электроэнергии для собственных нужд промышленных предприятий [8]. Но в условиях нефтегазового производства, основным источником электроэнергии которого является ГТЭС, вторичным энергоресурсом становится отработанный газ газотурбинных установок (ГТУ), а также тепловая энергия, вырабатываемая данными установками.

Перспективными идеями в данном направлении представляются: использование тепловой энергии в системе охлаждения для распределения энергии в соответствии с рабочими нагрузками и потребностями потребителей [7], а также более конкретная технология создания когенерационных установок с бинарным циклом генерации электроэнергии и тригенерационных систем [9], предполагающая использование тепловой

энергии ГТЭС для повышения эффективности ее работы за счет регулирования температурного режима.

Наиболее перспективными направлениями в сфере использования ВИЭ в качестве энергоисточников на предприятиях по добыче углеводородов являются ветрогенерация и применение фотоэлементов для преобразования солнечного излучения в электроэнергию.

Основной проблемой ВИЭ является высокая удельная себестоимость вырабатываемой на их базе энергии по сравнению с традиционными источниками. И хотя за последние 10 лет наблюдается тенденция снижения стоимости 1 МВт·ч электроэнергии от ВИЭ (рис. 10), нефтегазодобывающая отрасль с опаской относится к активной интеграции «зеленых» технологий в производство. Однако стоит отметить, что за последние несколько лет количество научных публикаций, посвященных реализации конкретных проектов в данной области значительно увеличилось [10, 11].

Многие исследователи [10, 11, 13] отмечают, что значительной проблемой при использовании ВИЭ является тот факт, что их самостоятельное использование не может гарантировать необходимое количество электроэнергии без дополнительного источника питания постоянно. Объем электричества будет меняться во времени с произвольным характером, а его качественные характеристики такие, как амплитуда, частота и форма кривой напряжения также будут нестабильными из-за факторов внешней среды, которые непосредственно определяют работу фотоэлементов и ветрогенератора.

Выходом из ситуации, уже доказавшим свою экономическую эффективность [10, 11, 13], является комбинирование технологий ветрогенерации с солнечной энергией, а также снабжение конструкции дополнительными источниками питания в виде батарей, например, в настоящее время такой автоматический энергетический комплекс (АЭК) разработан компанией ГК «Вымпел» [14].

Отдельным вопросом, который можно выделить в самостоятельную тему, является использование ВИЭ для электрификации шельфовых проектов и проектов, располагающихся на территории Арктической зоны. Добыча полезных ископаемых на морских месторождениях, а также в условиях Крайнего Севера сопряжена с повышенными экологическими рисками, повышенными требованиями к оборудованию и квалификации обслуживающего персонала, а соответственно, и с повышенным размером капитальных затрат на их разработку месторождений. Поэтому интеграция ВИЭ в систему добычи углеводородов как на шельфе, так и на суше Арктики на данный момент является одной из наиболее актуальных тем научных исследований.

В условиях значительной удаленности расположения платформ от береговой линии их привязка к стационарному источнику на суше зачастую требует дополнительных инженерных изысканий и не является экономически эффективной. Поэтому в качестве основного источника электропитания на морских месторождениях уже достаточно давно используются газотурбинные установки, о которых уже говорилось в данной статье.

Однако в странах Северной Европы, где традиционно располагаются компании-основоположники шельфовой добычи углеводородов, наблюдается тенденция отказа от использования ГТУ [15]. Одна из причин кроется в активно развивающихся в регионе идеях нового энергетического перехода, предполагающих минимизацию выбросов CO₂ на нефтедобывающих предприятиях. Нефтегазовые платформы представляют собой энергоемкие системы с постоянной потребностью в мощности до нескольких сотен МВт [16]. Чтобы обеспечить бесперебойную подачу энергии, используются несколько резервных газовых турбин, которые работают в условиях частичной нагрузки, что приводит к большому расходу топлива, снижению эффективности операций и увеличению углеродного следа [17].

Помимо давления акционеров и общественности, направленного на сокращение выбросов, и необходимости разрабатывать новые стратегии развития в рамках энергоперехода у компаний, эксплуатирующих шельфовые месторождения, есть и более прозаичные проблемы, основная из которых — плановое завершение проектов добычи и перспективы утилизации оборудования платформ в сложных текущих экономических условиях.

Относительно низкий мировой спрос и цены на сырую нефть в последнее время и без того сделали многие операции нерентабельными, а с усиленными требованиями по минимизации влияния на окружающую среду на волне существующих «зеленых» тенденций, компании ожидают значительный рост затрат на вывод оборудования из эксплуатации [18].

В качестве решения указанных проблем в литературе наиболее часто [17, 19, 20] освещаются следующие варианты снижения затрат и одновременной поддержки декарбонизации энергетической системы: максимизация срока службы используемого оборудования, перепрофилирование существующей нефтегазовой инфраструктуры, полная электрификация платформ.

По мнению исследователей работы [19], электрификация платформы может заменить или сократить использование газовых турбин и, таким образом, уменьшить общее энергопотребление при эксплуатации платформы, а также снизить выбросы оксидов азота и углерода. Кроме того, электрифицированная платформа может увеличить интеграцию морских энергетических систем и позволить

разработать другие концепции системной интеграции такие, как улавливание и хранение углерода и преобразование энергии в водород [21].

В литературе упоминаются следующие варианты усовершенствования, касающиеся электропитания:

1) объединение платформ в сеть и обустройство единого энергоцентра для их обслуживания [2], что позволит увеличить нагрузки газовых турбин и перераспределить «лишнюю» энергию между платформами;

2) интеграция морских ветряных электростанций с морскими производственными сетями [22];

3) привязка платформ к наземной электрической сети, если такая возможность существует [19].

На данный момент уже существуют проекты [23, 24], использующие почти все указанные принципы одновременно. Например, Норвегия в настоящее время объединяет 8 нефтедобывающих месторождений в единый энергоблок с заменой газовых и дизельных турбин на возобновляемые источники энергии. Эксплуатирующая компания ожидает условное сокращение выбросов примерно на 2,8 метрических т в год [22].

Синергизм между нефтегазовым сектором и возобновляемыми источниками энергии чаще рассматривается в литературе в качестве решения для текущей эксплуатации платформ. Однако интеграция ВИЭ в течение срока службы может стать стимулом для альтернативного использования платформ после прекращения добычи нефти и газа (рис. 11).

Основной проблемой в вопросе электрификации российских объектов добычи углеводородов на территории Арктики является удаленность значительной части данных территорий от Единой энергетической системы РФ (рис. 12). Использование крупных энергетических узлов арктических и дальневосточных районов для нужд нефтегазового производства затруднено. Поэтому на данном этапе развития инфраструктуры единственно возможным выходом из ситуации является использование автономных объектов электрогенерации [26, 27]. Однако проектирование и установка подобных объектов также является отдельной проблемой.

Как уже упоминалось ранее, в качестве автономных источников энергии российские исследователи [6, 7, 28, 29] наиболее часто предлагают использовать газотурбинные электростанции, работающие на ПНГ. Для Арктической зоны подобное решение также является приемлемым, однако выработка электроэнергии данным способом сопряжена с выработкой огромного количества тепловой энергии. Соответственно, для работы с вечномерзлыми грунтами, преобладающими на рассматриваемых территориях (более 65 % (рис. 13)), при проектировании и строительстве подобных инфраструктурных объектов требуются дополнительные инженерные изыскания и инвестиционные вложения, как, впрочем, и при любом другом капитальном строительстве в регионе.

ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ И ИННОВАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ СЕВЕРА И АРКТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

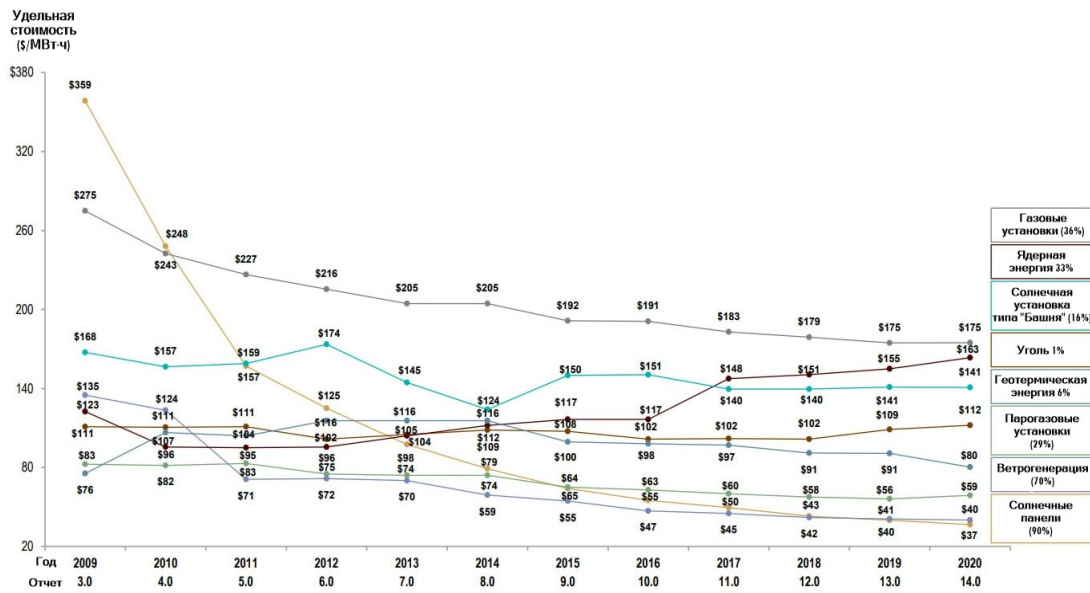


Рис. 10. Динамика изменения удельной себестоимости (долл. США / МВт·ч) электроэнергии, полученной от различных источников. Источник: переведено с англ. [12]

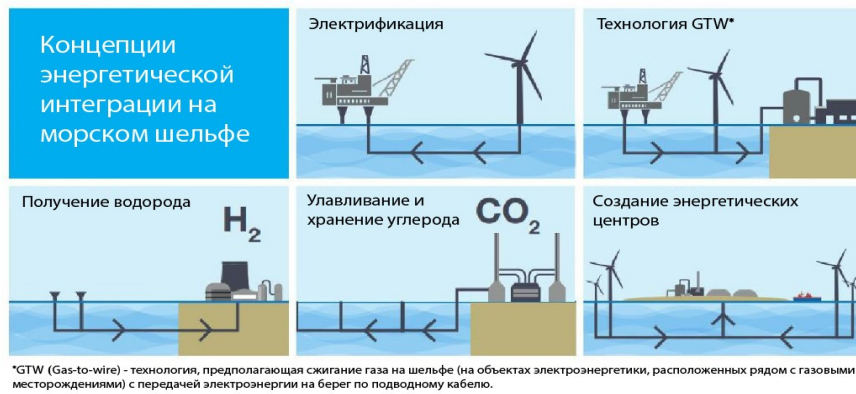


Рис. 11. Концепции интеграции морской энергетики Великобритании. Источник: переведено с англ. [25]



Рис. 12. Единая энергетическая система РФ на 2016. [26]



Рис. 13. Распределение вечной мерзлоты на территории РФ [31]

На фоне усиливающихся тенденций развития альтернативных источников энергии и минимизации выбросов CO₂ особый интерес представляют проекты по внедрению ВИЭ на северных месторождениях [30]. Значительную популярность в последние годы получили проекты, предполагающие использование солнечной энергии на основе фотоэлементов, ветрогенерация и варианты их комбинирования [10, 11].

Территории севера Восточной Сибири, на которых сейчас располагаются основные активно разрабатываемые нефтегазовые кластеры, представляют собой зону с уникальными для интеграции указанных ВИЭ климатическими условиями. Лидеры отрасли в лице ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть» уже анонсировали создание крупного узла электрогенерации на основе ветра для обслуживания Ванкорского кластера и недавно открытого крупного газового месторождения на Таймыре [32]. На данный момент (февраль 2022 г.) проект находится в стадии поиска подрядной организации [33].

Отдельным перспективным направлением является использование комплексов автоматизации добычи газа с интегрированными ВИЭ на северных месторождениях [13, 34]. Главное преимущество данной технологии заключается в возможности перенести источник электроэнергии непосредственно на скважину, тем самым значительно снизив объем капитальных затрат на создание инфраструктуры. Как уже упоминалось ранее, при всей специфике процессов строительства в Арктической зоне решение, позволяющее отказаться от создания дополнительных ЛЭП, выглядит многообещающе с точки зрения экономической эффективности [10, 11, 35].

К сожалению, в сфере добычи нефти альтернатив газотурбинным установкам в Арктике на данный момент нет. Энергопотребление нефтяной скважины примерно на 90 % превышает аналогичный показатель для газовой скважины [6]. Основная часть этой энергии уходит на обеспечение работы погружного электродвигателя электроцентробежного насоса. Рассматриваемые технологические решения на основе ВИЭ не могут

обеспечить данную потребность с сохранением относительной инвестиционной эффективности.

Заключение

Результаты кластерного анализа, проведенного в данном исследовании, доказывают, что существует несколько направлений электрификации объектов добычи углеводородов, в том числе: использование энергоустановок на газовом топливе (природный газ или ПНГ); интеграция ВИЭ и их комбинаций с традиционными видами электроснабжения; объединение нескольких объектов (морских платформ) в единую энергетическую сеть и создание дополнительных энергетических центров.

Основная сложность использования данных направлений заключается в том, что большинство технологических вариантов направлений электрификации объектов добычи углеводородов представлены на концептуальном уровне без результатов внедрения или экспериментальных данных. Присутствует значительный перекоп в сторону использования ВИЭ, продиктованный больше текущей «зеленой» повесткой, чем реальными перспективами внедрения. Область научной мысли, посвященная электрификации объектов добычи углеводородов на слабоосвоенных территориях, находится в переходном состоянии между стадией концептуального осмысления путей решения существующих проблем и стадией их практического внедрения.

Исследование технологических направлений электрификации объектов добычи углеводородов на слабоосвоенных территориях является базой для дальнейшего практического применения результатов анализа в области предпроектного планирования и оценки предлагаемых технологических решений на основе рационального выбора источника питания удаленных месторождений с учетом оптимального состава оборудования и расположения элементов систем энергоснабжения, графика строительства и показателей стоимости строительства и эксплуатации систем энергоснабжения.

Список источников

1. Abraham-Dukuma M. Energy Efficiency, Corporate Shift and Energy Choices: Triple Policy Tools for Emissions Reduction // *Int. Energy Law Rev.* 2020. 7–12. <https://doi.org/10.1093/acrefore/9780190228620.001.0001/acrefore-9780190228620-e-566>
2. Engen T., Ole A.; Simensen, Erlend Osland; Thune, The evolving sectoral innovation system for upstream oil and gas in Norway, in: O. Thune, Taran; Engen, Ole Andreas; Wicken (Ed.), *Pet. Ind. Transform. Lessons from Norw. Beyond*, Routledge, 2019: pp. 23.
3. Abraham-Dukuma M. Sovereignty, trade, and legislation: The evolution of energy law in a changing climate, *Energy Res. Soc. Sci.* 59. 2020. 101305. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101305>
4. Sullivan R. Corporate responses to climate change: Achieving emissions reductions through regulation, self-regulation and economic incentives // Routledge. 2018. <https://doi.org/10.4324/9781351280006>
5. Муллахметова Л. И., Черкасова Е. И. Попутный нефтяной газ: подготовка, транспортировка и переработка // *Вестник Казанского технологического университета.* 2015. Т. 18, № 19. С. 83–90.
6. Моренов В. А. Повышение эффективности энергоснабжения объектов нефтегазовых промыслов с использованием попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя: автореф. дис. ... канд. техн. наук. СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2016. 22 с.
7. Leusheva E. L., Morenov V. A., Martel A. S. Combined cooling heat and power supplying scheme for oil and gas fields development // Paper presented at the Youth Technical Sessions Proceedings — Proceedings of the 6th Youth Forum of the World Petroleum Council — Future Leaders Forum, 2019, 382–386. DOI: 10.1201/9780429327070-53
8. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года». URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 28.05.2022).
9. Абрамович Б. Н., Богданов И. А. Повышение эффективности автономных электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий // *Записки Горного института.* 2021. Т. 249. С. 408–416. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.10
10. Stroykov G., Cherepovitsyn A. Y., Iamshchikova E. A. Powering multiple gas condensate wells in Russia's Arctic: Power supply systems based on renewable energy sources // *Resources.* 2020. 9 (11). 1–15. DOI: 10.3390/resources9110130
11. Zimin R. Y., Kuchin V. N. Improving the efficiency of oil and gas field development through the use of alternative energy sources in the arctic // Paper presented at the 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon. 2020. DOI: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271103
12. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis — version 14.0. 2020. URL: <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>
13. Ostroukh A., Berner L., Karelina M., Kravchenko P., Evtiukov S. Intelligent control system for distributed gas transport facilities // Paper presented at the Transportation Research Procedia. 2021. 57. 376–384. DOI: 10.1016/j.trpro.2021.09.064
14. VYMPEL. Telemechanics Complex for GasWell Clusters. 2019. URL: <http://en.vympel.group/products/telemechanics/kompleks-telemekhaniki-kustov-gazovykh-skvazhin/> (дата обращения: 06.04.2022).
15. Abraham-Dukuma M. C., Dioha M. O., Aholu O. C., Emodi N. V., Ogbumbada C., Isah A. A marriage of convenience or necessity? Research and policy implications for electrifying upstream petroleum production systems with renewables // *Energy Research and Social Science.* 2021. 80. DOI: 10.1016/j.erss.2021.102226
16. Van Nguyen T., Voldsund M., Breuhaus P., Elmegaard B. Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms // *Energy* 2016. 117:325. DOI: 10.1016/j.energy.2016.03.061
17. Oliveira-Pinto S., Rosa-Santos P., Taveira-Pinto F. Assessment of the potential of combining wave and solar energy resources to power supply worldwide offshore oil and gas platforms // *Energy Convers Manag* Nov. 2020; 223: 113299. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113299/
18. Roussanaly S. Offshore power generation with carbon capture and storage to decarbonise mainland electricity and offshore oil and gas installations: A techno-economic analysis // Roussanaly S., Aasena A., Anantharamana R., Danielsen B., Jakobsena J., Heme-De-Lacotte L., Neji G., Sødal A., Wahla P. E., Vranaa T. K., Dreux R. *Applied Energy.* Volumes 233–234. 2019. P. 478–494.
19. Riboldi L., Cheng X., Farahmand H., Korpås M., Nord L. O. Effective concepts for supplying energy to a large offshore oil and gas area under different future scenarios // *Chemical Engineering Transactions.* 2017. 61. 1597–1602. DOI: 10.3303/CET1761264
20. Santibanez-Borda E., Korre A., Nie Z., Durucan S. A multi-objective optimisation model to reduce greenhouse gas emissions and costs in offshore natural gas upstream chains // *Journal of Cleaner Production.* 2021. 297. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.126625
21. North Sea Energy, “Unlocking potential of the North Sea”, Jun. 2020. Accessed: Feb. 05, 2022. URL: <https://north-sea-energy.eu/static/3e19bcb9aa57735fe1bbc423ca22d5e7/FINAL-North-Sea-Energy-Unlocking-potential-of-the-North-Sea-program-findings-2020.pdf>

22. Riboldi L., Völler S., Korpås. M and Lars O. An Integrated Assessment of the Environmental and Economic Impact of Offshore Oil Platform Electrification. *Nord // Energies*. 2019. 12. 2114. DOI: 10.3390/en12112114
23. Elgenedy M., Ahmed K., Burt G., Rogerson G., Jones G. Unlocking the UK continental shelf electrification potential for offshore oil and gas installations: A power grid architecture perspective // *Energies*. 2021. 14 (21). DOI: 10.3390/en14217096
24. McKenna R., D'Andrea, M., González M. G. Analysing long-term opportunities for offshore energy system integration in the danish north sea. *Advances in Applied Energy*. 2021. 4. DOI: 10.1016/j.adapen.2021.100067
25. Offshore U. K. Offshore sector should step up Net Zero efforts, Oil and Gas Authority says, *Offshore*. 2020. URL: <https://www.offshore-mag.com/regionalreports/article/14175428/uk-offshore-sector-should-step-up-net-zero-efforts-oiland-gas-authority-says> (дата обращения: 17.12.2021).
26. Kirsanova N. Y., Lenkovets O. M., Nikulina A. Y. Renewable energy sources (RES) as a factor determining the social and economic development of the arctic zone of the Russian Federation // Paper presented at the International Multidisciplinary Scientific Geo Conference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM, 2018. 18 (5.3). 679–686. DOI: 10.5593/sgem2018/5.3/S28.087
27. Иванов А. В., Складчиков А. А., Хренников А. Ю. Развитие электроэнергетики арктических регионов Российской Федерации с учетом использования возобновляемых источников энергии // *Российская Арктика*. 2021. № 13. С. 62–80. DOI: 10.24412/2658-4255- 2021-2-62-80
28. Галиуллина Л. И. Проблемы и перспективы комплексного и эффективного использования попутного нефтяного газа в России // *Вестник Казанского технологического университета*. 2013. Т 16, № 22. С. 346–348.
29. Шмелев П. И. Использование попутного нефтяного газа: мировой опыт // *Сибирская нефть*. 2018. № 152 (6). URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online> (дата обращения: 06.04.2022).
30. Gazeev M. H., Sil'vanskij A. A., Lenkova O. V., Ignatenko S. G. Possibilities for the use of alternative energy to reduce power supply costs at far north fields // *International Journal of Recent Technology and Engineering*. 2019. 8 (2). 4445–4448. DOI: 10.35940/ijrte.B3346.078219
31. Информационный портал Климатического центра Росгидромета. URL: <https://cc.voeikovmgo.ru/ru/> (дата обращения: 06.04.2022).
32. Кожевников Д. «Восток Ойл» может стать главным потребителем ветроэнергетики. 2020. URL: <https://www.gazetazp.ru/> (дата обращения: 06.04.2022).
33. Шевченко А., Бахтина О. Роснефть ожидает коммерческих предложений от компаний из Китая по ВЭС для «Восток Ойл». 23 фев. 2022. URL: <https://neftegaz.ru/> (дата обращения: 06.04.2022).
34. Cherepovitsyn A. E., Tsvetkova A. Y., Komendantova N. Approaches to assessing the strategic sustainability of high-risk offshore oil and gas projects // *J. Mar. Sci. Eng.* 2020. 8. P. 995–995. URL: <https://www.mdpi.com/2077-1312/8/12/995#cite>
35. Stroykov G. A., Vasilev Y. N., Zhukov O. V. Basic Principles (Indicators) for Assessing the Technical and Economic Potential of Developing Arctic Offshore Oil and Gas Fields // *Journal of Marine Science and Engineering*. 2021. 9. P. 1400–1423. URL: <https://www.mdpi.com/2077-1312/9/12/1400>

References

1. Abraham-Dukuma M. Energy Efficiency, Corporate Shift and Energy Choices: Triple Policy Tools for Emissions Reduction, *Int. Energy Law Rev.*, 2020, 7–12. <https://doi.org/10.1093/acrefore/9780190228620.001.0001/acrefore-9780190228620-e-566>
2. Engen T., Ole A.; Simensen, Erlend Osland; Thune, The evolving sectoral innovation system for upstream oil and gas in Norway, in: O. Thune, Taran; Engen, Ole Andreas; Wicken (Ed.), *Pet. Ind. Transform. Lessons from Norw. Beyond*, Routledge, 2019, pp. 23.
3. Abraham-Dukuma M. Sovereignty, trade, and legislation: The evolution of energy law in a changing climate, *Energy Res. Soc. Sci.* 59, 2020, 101305. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101305>
4. Sullivan R. Corporate responses to climate change: Achieving emissions reductions through regulation, self-regulation and economic incentives, Routledge, 2018. <https://doi.org/10.4324/9781351280006>
5. Mullahmetova L. I., Cherkasova, E. I. Poputnyj neftyanoj gaz: podgotovka, transportirovka i pererabotka. [Associated petroleum gas: preparation, transportation and processing] *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta* [Bulletin of Kazan Technological University], 2015, vol.18, no. 19, pp. 83–90. (In Russ.).
6. Morenov V. A. *Povyshenie effektivnosti energosnabzheniya ob"ektov neftegazopromyslov s ispol'zovaniem poputnogo neftyanogo gaza v kachestve energonositelya. Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk* [Improving the efficiency of energy supply to oil and gas fields using associated petroleum gas as an energy carrier. Abstract of the dissertation]. Saint Petersburg, Sankt-Peterburgskij gornyj universitet, 2016, 22 p.

7. Leusheva E. L., Morenov V. A., Martel A. S. Combined cooling heat and power supplying scheme for oil and gas fields development. Paper presented at the Youth Technical Sessions Proceedings — Proceedings of the 6th Youth Forum of the World Petroleum Council — Future Leaders Forum, 2019, 382–386. DOI: 10.1201/9780429327070-53
8. Rasporyazhenie Pravitel'stva RF ot 09.06.2020 No. 1523-r “Ob utverzhdenii Energeticheskoy strategii Rossijskoj Federacii na period do 2035 goda” [Decree of the Government of the Russian Federation No. 1523-r dated 09.06.2020 “On Approval of the Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035”]. (In Russ.). Available at: <http://www.consultant.ru> (accessed: 28.05.2022).
9. Abramovich B. N., Bogdanov I. A. Povyshenie effektivnosti avtonomnyh elektrotekhnicheskikh kompleksov neftegazovyh predpriyatij [Improving the efficiency of autonomous electrical complexes of oil and gas enterprises]. *Zapiski Gornogo instituta* [Journal of Mining Institute], 2021, vol. 249, pp. 408-416. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.10 (In Russ.).
10. Stroykov G., Cherepovitsyn A. Y., Iamshchikova E. A. Powering multiple gas condensate wells in Russia’s Arctic: Power supply systems based on renewable energy sources. *Resources*, 2020, 9 (11), 1–15. DOI: 10.3390/resources9110130
11. Zimin R. Y., Kuchin V. N. Improving the efficiency of oil and gas field development through the use of alternative energy sources in the Arctic. Paper presented at the 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon, 2020. DOI: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271103
12. Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis — version 14.0, 2020. Available at: <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>
13. Ostroukh A., Berner L., Karelina M., Kravchenko P., Evtukov S. Intelligent control system for distributed gas transport facilities. Paper presented at the Transportation Research Procedia, 2021, 57, 376–384. DOI: 10.1016/j.trpro.2021.09.064
14. VYMPEL. Telemechanics Complex for GasWell Clusters, 2019. Available at: <http://en.vympel.group/products/telemechanics/kompleks-telemekhaniki-kustov-gazovykh-skvazhin/> (accessed: 06.04.2022).
15. Abraham-Dukuma M. C., Dioha M. O., Aholu O. C., Emodi N. V., Ogbumgbada C., Isah A. A marriage of convenience or necessity? Research and policy implications for electrifying upstream petroleum production systems with renewables. *Energy Research and Social Science*, 2021, 80. DOI: 10.1016/j.erss.2021.102226
16. Van Nguyen T., Voldsund M., Breuhaus P., Elmegaard B. Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms. *Energy*, 2016, 117:325. DOI: 10.1016/j.energy.2016.03.061
17. Oliveira-Pinto S., Rosa-Santos P., Taveira-Pinto F. Assessment of the potential of combining wave and solar energy resources to power supply worldwide offshore oil and gas platforms. *Energy Convers Manag Nov.*, 2020, 223, 113299. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113299/
18. Offshore power generation with carbon capture and storage to decarbonise mainland electricity and offshore oil and gas installations: A techno-economic analysis, Roussanaly S., Aasena A., Anantharamana R., Danielsen B., Jakobsena J., Heme-De-Lacotte L., Neji G., Sødal A., Wahla P. E., Vranaa T. K., Dreux R. *Applied Energy*, volumes 233–234, 2019, pp. 478–494.
19. Riboldi L., Cheng X., Farahmand H., Korpås M., Nord L. O. Effective concepts for supplying energy to a large offshore oil and gas area under different future scenarios. *Chemical Engineering Transactions*, 2017, 61, 1597–1602. DOI: 10.3303/CET1761264
20. Santibanez-Borda E., Korre A., Nie Z., Durucan S. A multi-objective optimisation model to reduce greenhouse gas emissions and costs in offshore natural gas upstream chains. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 297. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.126625
21. North Sea Energy, “Unlocking potential of the North Sea”, Jun. 2020. Accessed: Feb. 05, 2022. Available at: <https://north-sea-energy.eu/static/3e19bcb9aa57735fe1bbc423ca22d5e7/FINAL-North-Sea-Energy-Unlocking-potential-of-the-North-Sea-program-findings-2020.pdf>
22. Riboldi L., Völler S., Korpås. M and Lars O. An Integrated Assessment of the Environmental and Economic Impact of Offshore Oil Platform Electrification. *Nord Energies*, 2019, 12, 2114. DOI: 10.3390/en12112114
23. Elgenedy M., Ahme, K., Burt G., Rogerson G., Jones G. Unlocking the UK continental shelf electrification potential for offshore oil and gas installations: A power grid architecture perspective. *Energies*, 2021, 14 (21). DOI: 10.3390/en14217096
24. McKenna R., D’Andrea M., González M. G. Analysing long-term opportunities for offshore energy system integration in the danish north sea. *Advances in Applied Energy*, 2021, 4. DOI: 10.1016/j.adapen.2021.100067
25. Offshore U. K. Offshore sector should step up Net Zero efforts, Oil and Gas Authority says, Offshore, 2020. Available at: <https://www.offshore-mag.com/regionalreports/article/14175428/uk-offshore-sector-should-step-up-net-zero-efforts-oiland-gas-authority-says> (accessed: 17.12.2021).
26. Kirsanova N. Y., Lenkovets O. M., Nikulina A. Y. Renewable energy sources (RES) as a factor determining the social and economic development of the arctic zone of the Russian Federation. Paper presented at the International Multidisciplinary Scientific Geo Conference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM, 2018, 18 (5.3), 679–686. DOI: 10.5593/sgem2018/5.3/S28.087

27. Ivanov A. V., Skladchikov A. A., Hrennikov A. Yu. Razvitie elektroenergetiki arkticheskikh regionov Rossijskoj Federacii s uchytom ispol'zovaniya vozobnovlyaemykh istochnikov energii [Development of electric power industry in the Arctic regions of the Russian Federation taking into account the use of renewable energy sources]. *Rossijskaya Arktika* [Russian Arctic], 2021, no. 13. pp. 62–80. DOI: 10.24412/2658-4255-2021-2-62-80. (In Russ.).
28. Galiullina L. I. Problemy i perspektivy kompleksnogo i effektivnogo ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii [Problems and prospects of integrated and efficient use of associated petroleum gas in Russia]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta* [Bulletin of Kazan Technological University], 2013, vol. 16, no. 22, pp. 346–348. (In Russ.).
29. Shmelev P. I. Ispol'zovanie poputnogo neftyanogo gaza: mirovoj opyt [Use of associated petroleum gas: world experience]. *Sibirskaya neft* [Siberian oil], 2018, no. 152 (6). (In Russ.). Available at: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online> (accessed: 06.04.2022).
30. Gazeev M. H., Sil'vanskij A. A., Lenkova O. V., Ignatenko S. G. Possibilities for the use of alternative energy to reduce power supply costs at Far North fields. *International Journal of Recent Technology and Engineering*, 2019, 8 (2), 4445–4448. DOI: 10.35940/ijrte.B3346.078219
31. *Informacionnyj portal Klimaticheskogo Centra Rosgidrometa* [Information portal of the Climate Center of Roshydromet]. (In Russ.). Available at: <https://cc.voeikovmgo.ru/ru/> (accessed: 06.04.2022).
32. Kozhevnikov. D. “Vostok Ojl” mozhet stat' glavnym potrebitelem vetroenergetiki [“Vostok Oil” may become the main consumer of wind energy], 2020, (In Russ.). Available at: <https://www.gazetazp.ru/> (accessed: 06.04.2022).
33. Shevchenko A., Bahtina O. Rosneft' ozhidaet kommercheskih predlozhenij ot kompanij iz Kitaya po VES dlya “Vostok Ojl” [Rosneft expects commercial proposals from companies from China on the WPP for “Vostok Oil”], 23 fev. 2022. (In Russ.). Available at: <https://neftegaz.ru/> (accessed: 06.04.2022).
34. Cherepovitsyn A. E., Tsvetkova A. Y., Komendantova N. Approaches to assessing the strategic sustainability of high-risk offshore oil and gas projects. *J. Mar. Sci. Eng.*, 2020, 8, pp. 995–995. Available at: <https://www.mdpi.com/2077-1312/8/12/995#cite>
35. Stroykov G. A., Vasilev Y. N., Zhukov O. V. Basic Principles (Indicators) for Assessing the Technical and Economic Potential of Developing Arctic Offshore Oil and Gas Fields. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2021, 9, pp. 1400–1423. Available at: <https://www.mdpi.com/2077-1312/9/12/1400>

Об авторах:

А. Р. Нечитайло — магистр;

О. А. Маринина — канд. экон. наук, доцент.

About the authors:

Anna R. Nechitailo — Master's Degree Student;

Oksana A. Marinina — PhD (Economics), Associate Professor.

Статья поступила в редакцию 18 мая 2022 года.

Статья принята к публикации 31 мая 2022 года.

The article was submitted on May 18, 2022.

Accepted for publication on May 31, 2022.