

Эффективность утилизации бурового шлама при морском бурении нефтяных скважин

А.Е. ЧЕРЕПОВИЦЫН ✉, А.П. ЛЕБЕДЕВ

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

✉ alekseicherepov@inbox.ru; ☎ +7-921-919-5455

Ссылка для цитирования оригинальной статьи: Cherepovitsyn, A.; Lebedev, A. Drill Cuttings Disposal Efficiency in Offshore Oil Drilling. *J. Mar. Sci. Eng.* 2023, 11, 317. <https://doi.org/10.3390/jmse11020317>

Аннотация: Актуальность исследования заключается в том, что в условиях истощения традиционных запасов нефти и газа и роста мирового спроса на углеводороды фокус промышленного сектора постепенно смещается в сторону ресурсов Арктики, обладающих огромным потенциалом для освоения. Однако современная промышленная политика должна учитывать концепцию устойчивого развития, или гармонии между экономикой, экологией и обществом. Поэтому добыча сырья должна подчиняться принципам циркулярной экономики, которая направлена на создание замкнутых циклов, позволяющих максимально использовать добытые ресурсы и минимизировать образование отходов, чтобы не разрушать хрупкие экосистемы. Для открытия месторождения углеводородов на шельфе необходимо бурение скважин, что влечет за собой образование огромного количества сложных отходов. Для решения проблемы требуется применение методов утилизации бурового шлама, который должен быть утилизирован экономично и с экологической надежностью. В данном исследовании сравниваются два метода утилизации отходов бурения. Результаты статистического моделирования и обзор литературы показывают, что наиболее эффективным методом как с экономической, так и с экологической точки зрения является термомеханическая очистка шлама на месте. В данной статье рассматриваются преимущества и недостатки обоих методов. В ней также оцениваются перспективы и возможности утилизации отходов бурения на российских морских месторождениях.

Ключевые слова: буровой шлам; управление отходами; морское бурение; нефтегазовые месторождения; разведочные скважины; Арктический регион; циркулярная экономика.

Drill Cuttings Disposal Efficiency in Offshore Oil Drilling

Alexey E. CHEREPOVITSYN ✉ and Andrey P. LEBEDEV

Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

✉ alekseicherepov@inbox.ru; ☎ +7-921-919-5455

Abstract: The relevance of the study lies in the fact that with the depletion of conventional oil and gas reserves and an increase in the global demand for hydrocarbons, the focus of the industrial sector is gradually shifting towards the resources of the Arctic, which have tremendous potential for development. However, the current industrial policy has to take into account the concept of sustainable development, or harmony between economy, ecology, and society. Therefore, the extraction of raw materials must obey the principles of the circular economy, which aims to generate closed-loop cycles that maximize the use of the resources extracted and minimize waste generation so as not to destroy fragile ecosystems. It is necessary to drill wells for the discovery of a hydrocarbon deposit on the shelf, which entails the generation of a tremendous amount of complex waste. The use of disposal methods for drilling cuttings, which must be disposed of economically and with environmental reliability, is required to solve the problem. This study compares two methods of disposing of drilling waste. Statistical modeling results and a review of the literature show that the most effective method from both economic and environmental points of view is the thermomechanical cleaning of cuttings on site. This article discusses the advantages and disadvantages of both methods. It also evaluates drilling waste management prospects and opportunities for Russian offshore fields.

Keywords: drill cuttings; waste management; offshore drilling; oil and gas fields; exploratory wells; Arctic region; circular economy

* Перевод подготовлен для повышения интереса русскоязычной аудитории к данной статье.

© 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

© Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II (перевод), 2024.

1. Введение

Параметры, по которым в настоящее время развивается нефтегазовая отрасль, задаются парадигмой устойчивого развития. Такое развитие направлено на удовлетворение потребностей настоящего времени при сохранении целостности окружающей среды и общества, от которых зависит благополучие нынешнего и будущих поколений [1]. На этом фоне нефтегазовая промышленность продолжает играть важнейшую роль в обеспечении потребностей человечества, поскольку углеводороды по-прежнему востребованы. Согласно прогнозам компании Shell, нефть и природный газ будут составлять основную долю (58 % в 2030 году, 51 % в 2040 году и 40 % в 2050 году) в мировом энергобалансе до 2055 года (рис. 1), после чего ископаемое топливо будет постепенно замещаться возобновляемыми источниками энергии (ветром и солнцем). Атомная энергетика также будет увеличивать свою долю.

В связи с растущим давлением со стороны регулирующих органов, инвесторов и потребителей [2, 3], которые заставляют нефтегазовые компании сокращать количество отходов и углеродоемкость своей продукции, сектору необходимо пересмотреть и переосмыслить свои традиционные бизнес-стратегии. В связи с этим некоторые авторы [4, 5] предлагают осваивать арктические углеводородные месторождения в соответствии с современным трендом снижения углеродного следа, используя добываемый природный газ в качестве источника для производства водорода и аммиака, а сопутствующие примеси – в качестве сырья для процессов переработки газа в химическую продукцию. Кроме того, в связи с отсутствием централизованного энергоснабжения в отдаленных районах России, таких как Арктика, имеет смысл реализовывать проекты по мелкосерийному производству сжиженного природного газа [6].

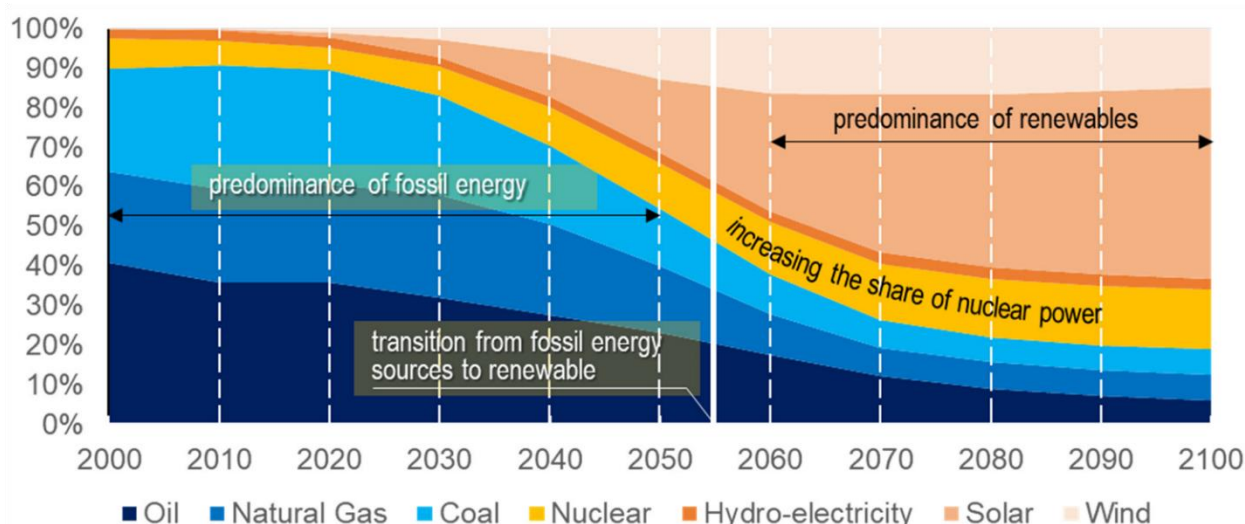


Рис. 1. Производство энергии по видам топлива. Адаптировано из [7]

Любой проект по разработке углеводородов предполагает образование значительного количества отходов бурения, которые сложно утилизировать и перерабатывать из-за их сложного состава [8]. Тем не менее внедрение корпоративных систем управления отходами является необходимым и важным элементом в развитии экономики замкнутого цикла [9].

Цель данного исследования – сравнить два метода утилизации бурового шлама, используемых в морском разведочном бурении, и выявить наиболее эффективный из них. Перед исследованием стоят следующие задачи:

- провести обзор литературы по вариантам утилизации буровых отходов для выявления наиболее эффективных из них в морской разведке и добыче и оценить перспективы утилизации;
- определить исходные данные и методологию расчета объема бурового шлама и сопутствующих транспортных расходов;
- сравнить полученные результаты и выявить преимущества и недостатки анализируемых методов утилизации буровых отходов;
- оценить перспективы использования данных методов в морском бурении в России.

2. Обзор литературы

2.1. Текущая ситуация

Хотя интерес к ископаемому топливу не ослабевает, пандемия коронавируса несколько снизила объемы поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. В 2021 году объемы бурения упали до 25,9 млн метров, или на 5,13 %, по сравнению с 2019 годом, предшествовавшим пандемии (рис. 2).

Несмотря на это, Ристад Энерджи прогнозирует, что объемы бурения будут постепенно расти, а темпы роста будут зависеть от цен на нефть на рынке (Рис. 3).

Данные показывают, что цены на нефть колеблются на протяжении многих лет и сильно зависят от мировой политической ситуации. Тем не менее, за последние 2,5 года цена на нефть демонстрировала положительную динамику, что сделало многие проекты по строительству скважин прибыльными. В период с 2022 по 2025 год количество скважин составит около 55 000, рост будет происходить в основном за счет бурения скважин на трудноизвлекаемые запасы (сланцевые углеводороды), а доля морских скважин составит от 3 до 4 %.

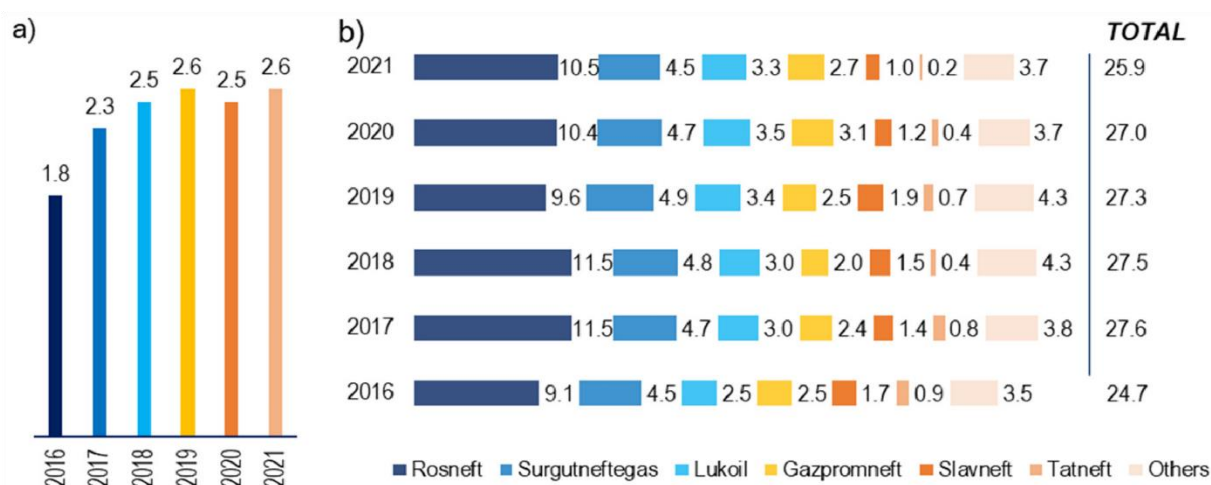


Рис. 2. Показатели бурения с 2016 по 2021 год: (а) затраты на поисковое и разведочное бурение на углеводороды, млрд долл. без НДС; (б) эксплуатационное бурение компаниями РФ, млн м [10-16]

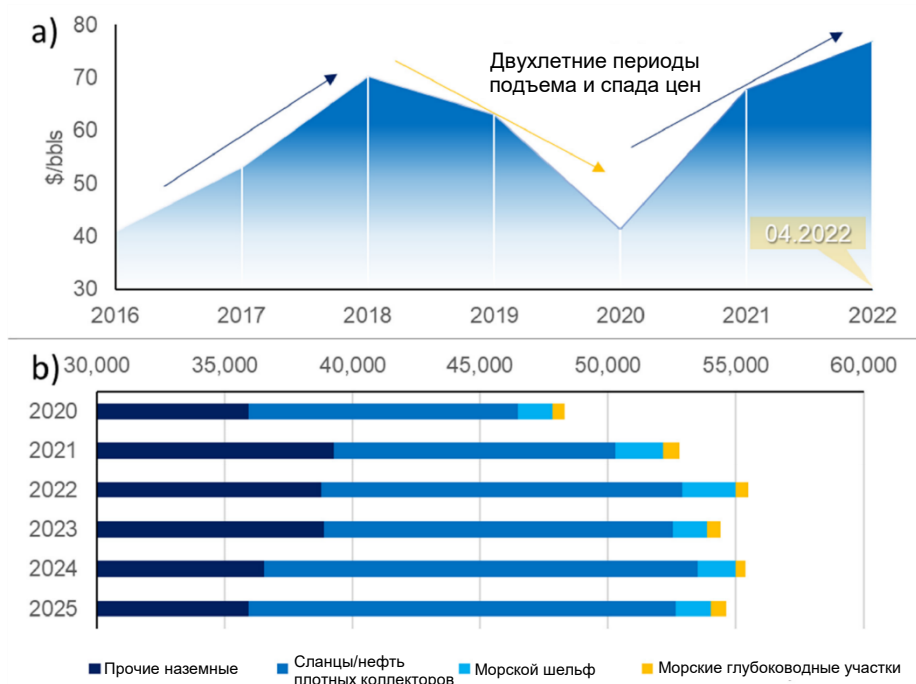


Рис. 3. Стоимость нефти и изменение объемов бурения: (а) стоимость нефти Urals по данным VYGON Consulting; (б) глобальное изменение объемов бурения и заканчивания скважин, шт. [17, 18]

2.2. Варианты утилизации отходов бурения

На заре становления нефтегазовой отрасли человечество не задумывалось об экологическом ущербе, который наносит сброс отходов бурения в окружающую среду без первичной обработки, направленной на нейтрализацию опасных компонентов [19]. Позже выяснилось, что от опасных химических компонентов, содержащихся в буровом растворе, страдают как экосистемы, так и человек. Негативные последствия включают гибель организмов [20], а также такие состояния и симптомы у людей, как дерматит, тошнота, кашель, раздражение кожи и слизистых оболочек [21, 22]. Поэтому безопасная утилизация бурового шлама требует повышенного внимания во всем мире.

Утилизация отходов всегда была неотъемлемой частью разведки, разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, особенно учитывая огромное количество образующихся отходов. Согласно анализу С. Рана [23], одна скважина производит от 1000 до 5000 м³ отходов бурения. Данные, приведенные в [24], показывают, что корпоративные системы управления отходами значительно влияют как на экологические, так и на финансовые аспекты и имидж компании. Однако следует четко понимать, что эффективная система управления отходами – это непрерывный процесс, который включает в себя пересмотр уже существующей системы и внедрение новых подходов к управлению образующимися отходами более рациональным и экологически безопасным способом.

Согласно [25], методы управления отходами можно разделить на биологические (разложение отходов на нетоксичные компоненты бактериями и грибами) и небιологические, такие как захоронение на полигонах, реинъекция с разрезанием (РИР), стабилизация и инкапсуляция, а также термическая обработка (сжигание, газификация, десорбция, испарение, пиролиз). Перечисленные методы имеют свои преимущества и недостатки. РИР требует измельчения бурового шлама и смешивания его с буровым раствором для получения суспензии, а процесс закачки сопряжен с такими рисками, как утечка отходов из-за высокого давления закачки и потеря ценных компонентов нефти [26]. Несмотря на низкую стоимость и простую технологию, внедрение биологических методов может занять месяцы или даже годы [27]. Некоторые авторы [28] предлагают повторно использовать отработанные буровые растворы с помощью виброакустического метода.

Существует два основных метода утилизации отходов морского бурения. Первый – это так называемый метод «скип и корабль» [29], который предполагает погрузку отходов в скип (какой-либо контейнер или резервуар) и транспортировку их на берег. Второй – утилизация на месте. Выбор того или иного метода во многом зависит от расстояния между месторождением и береговой инфраструктурой и глубины воды [30].

Кроме этих методов, существуют фиторемедиация [31], микроволновый нагрев [32] и сверхкритическая экстракция [33], однако они мало обсуждались и не нашли широкого применения.

Следует отметить, что существует возможность валоризации отходов, особенно если не использовать традиционный метод захоронения. Согласно информации, приведенной в [8], термомеханическая очистка шлама (ТОШ) позволяет извлечь некоторые ценные продукты (рис. 4). Этот процесс состоит из следующих последовательных этапов [8]. Буровые отходы из системы рециркуляции бурового раствора вместе со шламом поступают в загрузочный бункер. Далее эти отходы с помощью гидравлического насоса подаются в мельницу. Мельница измельчает твердые частицы и выделяет кинетическую энергию за счет трения, которая преобразуется в тепло. Мельница нагревается до определенной температуры (температура испарения масла). Масло и вода испаряются, а твердые частицы из циклона направляются на винтовой конвейер. В циклоне пары масла и воды очищаются от твердых частиц. Далее масло извлекается из паров в масляном конденсаторе без конденсации воды, при этом температура паров охлаждается примерно до 105°C. Это позволяет маслу конденсироваться, в то время как остальная паросодержащая вода поступает в паровой конденсатор. В паровом конденсаторе происходит охлаждение до 40°C, после чего конденсат поступает в гравитационный сепаратор, где разделяется на нефть и воду.

В результате бурения семи морских скважин на Кипре в период с 2013 по 2019 год образовалось 10 922 тонны отходов; из них было извлечено 783 тонны нефти, 5897 тонн соленой воды и 4241 тонна твердых остатков.

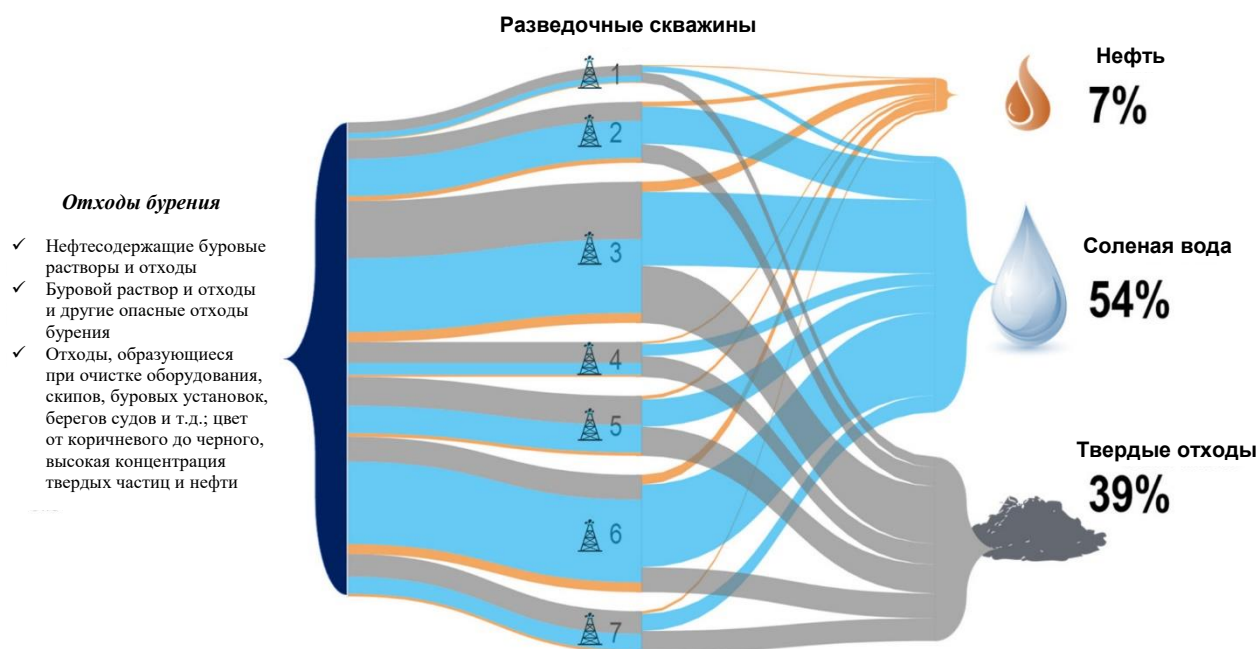


Рис. 4. Ценные продукты, полученные после термомеханической очистки шлама на морских разведочных скважинах на Кипре. Адаптировано из [8]

Некоторые исследователи предполагают, что твердые остатки могут быть использованы в производстве асфальта и бетона. Например, в исследовании, описанном в [34], анализировался буровой шлам из нефтяной скважины, расположенной на континентальном шельфе Новой Шотландии (атлантическая часть Канады). В ходе исследования выяснилось, что до 20 % (по весу) буровых отходов из этого конкретного образца можно использовать, но процентное соотношение зависит от свойств отходов, особенно от размера зерен и их прочности. Спустя годы Форутан М. и др [35] также доказали, что использование бурового шлама в качестве контролируемого низкопрочного материала для производства цемента возможно, так как прочностные характеристики бетона не ухудшаются при правильном расчете процентного содержания бурового шлама. Власов А. и др [36] установили, что использование бурового шлама в качестве минерального порошка при производстве асфальтобетона в количестве до 7 % по массе может обеспечить физико-механические свойства продукта, соответствующие национальному стандарту ГОСТ 9128-2013.

3. Материалы и методы

На основе обзора литературы, проведенного в области обращения с отходами бурения, был составлен алгоритм выбора того или иного способа утилизации бурового шлама в морских условиях. Для определения того или иного метода необходимо собрать исходные данные:

- Геологические: минералогический состав пород, свойства флюидов, пластовые условия залегания (пластовое давление, аномально низкое или аномально высокое, предполагает основу, по которой будет подбираться буровой раствор), наличие пластов, пригодных для бурения поглощающей скважины;
- Географические: основным условием является расстояние от месторождения до берега;
- Экологические: близость хрупких экосистем и особо охраняемых природных территорий;
- Законодательные: ограничения по экологическим стандартам прописаны в нормативной базе каждого государства;
- Климатические условия: ледовая обстановка, продолжительность периода буровой щели.

Таким образом, каждое условие отражает исходные данные (рис. 5).

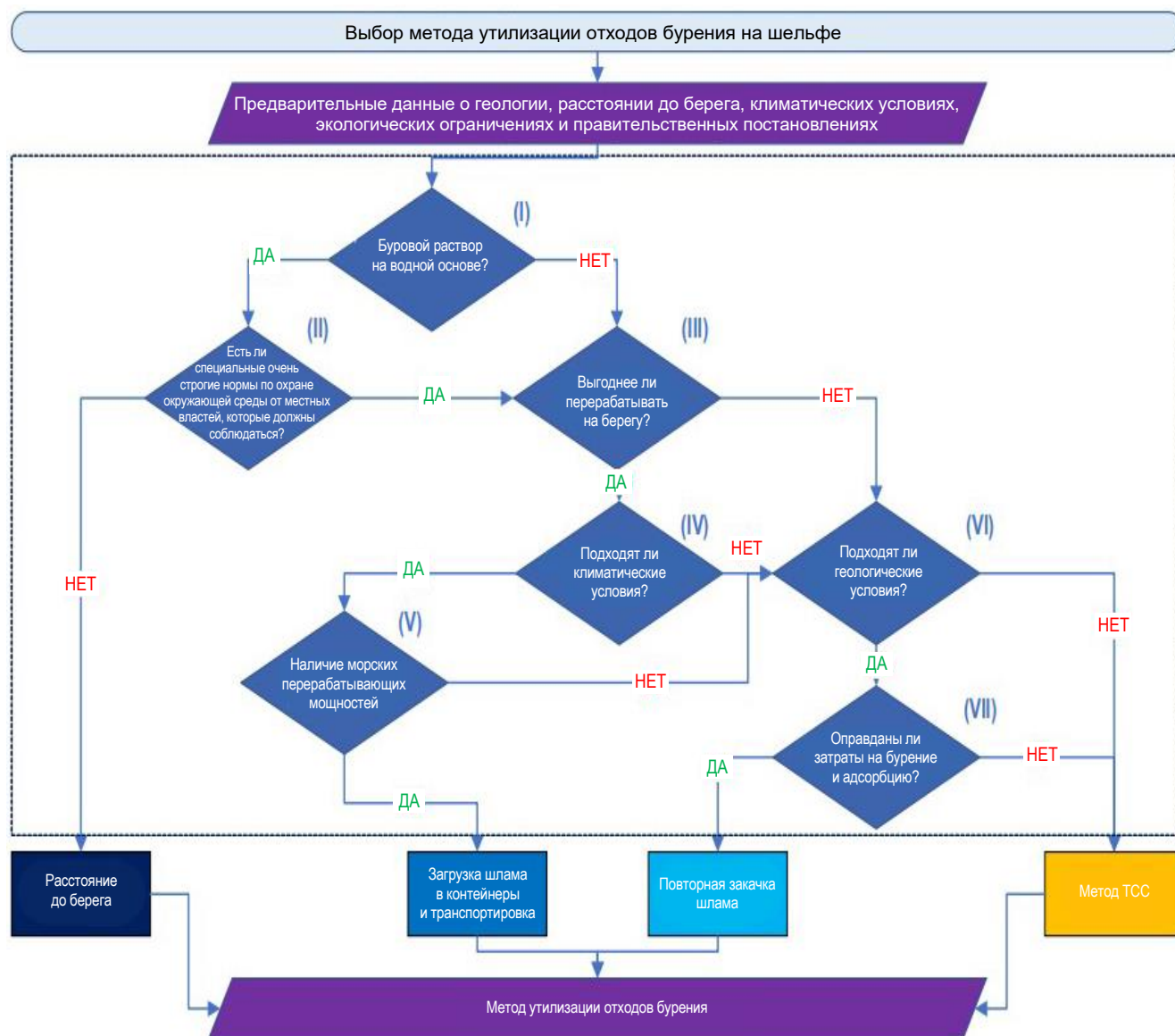


Рис. 5. Алгоритм выбора способа утилизации отходов бурения

- На какой основе будет использоваться буровой раствор? Согласно источнику [37], существует три типа буровых растворов: на нефтяной основе, на водной основе и пневматический. Раствор на водной основе в меньшей степени влияет на окружающую среду, и после установки системы сушки шлама можно сбрасывать образующиеся отходы в водоемы.
- Существуют ли очень строгие, специфические экологические нормы, которые должны соблюдаться местными властями? В любом случае, чтобы сбрасывать отходы бурения в море, необходимо очистить их до экологических стандартов, принятых государством в нормативных актах по охране окружающей среды. Например, в разных странах существуют свои особые требования или технические условия, касающиеся сброса буровых отходов и управления ими [20].
- Экономически эффективно ли перерабатывать отходы на берегу? Метод «скип и корабль» хорошо известен и довольно прост в реализации по сравнению с другими методами утилизации отходов на шельфе [8].
- Подходят ли климатические условия? Метод скипов и судов имеет ограничения в сложных климатических условиях; например, если месторождение расположено в арктических водах, то необходимо учитывать ледовые условия.

- Есть ли поблизости предприятия по переработке отходов? После транспортировки отходов бурения на берег их необходимо доставить в ближайший пункт переработки. При отсутствии таких сооружений метод отклоняется.
- Подходят ли геологические условия? При наличии поглощающего пласта для бурения скважины для отходов бурения можно избежать приобретения дорогостоящего оборудования для их переработки, а также происходит безотходное бурение, так как объемы отходов закачиваются в скважину и не влияют на окружающую среду.
- Оправданы ли затраты на бурение поглощающей скважины? Бурение поглощающей скважины дорогостоящий процесс. Такой вид утилизации будет оправдан в случае эксплуатационного бурения, а не разведочного (при котором бурится одна или, реже, две скважины).

Таким образом, данный алгоритм помогает выбрать тот или иной способ утилизации отходов бурения. В данном исследовании мы проверили (III) условие алгоритма, при котором выгоднее перерабатывать отходы бурения. Далее, следуя алгоритму, метод РИР исключается, поскольку за одну разведочную операцию бурится только одна скважина.

В рамках данного исследования мы рассмотрим два варианта утилизации отходов бурения в соответствии с алгоритмом (рис. 5). Вариант 1 утилизация бурового шлама с помощью скипов и судов. Вариант 2 утилизация на месте. Эффективность переработки бурового раствора будет считаться одинаковой для обоих вариантов. Концептуальное представление методов показано на рисунке 6.



Рис. 6. Два случая обращения с отходами

Предположим, что на определенном расстоянии от побережья (x_1) находится месторождение углеводородов А, а глубина моря является переменной величиной. В рамках поисково-разведочного проекта бурится вертикальная разведочная скважина. Выбор количества обсадных колонн зависит от геологических условий бурения скважины (пласты с различными условиями бурения, пласты с аномально высокими или аномально низкими давлениями, интервалы с потерянной циркуляцией), а также от технологических требований оператора [38]. Конструкция разведочной скважины, предназначенной для использования на шельфе, состоит из пяти обсадных колонн: кондуктора, поверхностной обсадной колонны, первой промежуточной обсадной колонны, второй промежуточной обсадной колонны и эксплуатационной обсадной колонны (табл. 1) [39].

Таблица 1

Конструкция обсадной колонны разведочной скважины (месторождение А)

Обсадная колонна	Диаметр сверла, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр корпуса, мм
Проводник	914,0	804,0	762,0
Поверхностная обсадная труба	660,0	533,4	508,0
1-я промежуточная обсадная труба	444,5	365,1	339,7
2-я промежуточная обсадная труба	295,3	269,9	244,5
Эксплуатационная колонна	215,9	194,5	177,8

Диаметр обсадной колонны и параметры конусного долота определены в соответствии с ГОСТ 632-80 и ГОСТ-20692-2003. Результаты приведены в таблице 1.

После определения конструкции скважины объем выбуренной породы в м³ можно найти в соответствии с руководством РД 39-3-819-91 по формуле (1):

$$V_r = \sum_i V_{ri} = \frac{\pi}{4} \left(10^{-3} \cdot \lambda_i \cdot D_{dbi} \right)^2 \cdot L_i, \quad (1)$$

где V_r – общий объем выбуренной породы, м³; V_{ri} – первый объем выбуренной породы, м³; λ_i – средний коэффициент каверны в интервале бурения i ; D_{dbi} – диаметр долота, мм; L_i – проектная глубина обсадной колонны, м.

Коэффициент полости λ равен отношению объема каверн к видимому объему образца. Согласно [40], коэффициент кавернозности варьируется от 1,1 до 2,5 в зависимости от глубины залегания пласта. В данном исследовании мы принимаем значения λ в зависимости от интервалов бурения: $\lambda_1 = 2.5$, $\lambda_2 = 1.3$, $\lambda_3 = 1.3$, $\lambda_4 = 1.2$, $\lambda_5 = 1.1$.

Вариант 1 требует расчета затрат на морскую транспортировку, включающих расходы на тяжелое топливо и персонал. В качестве судна, перевозящего отходы бурения, используется ССП (судно снабжения платформы). В практике нефтегазодобычи такие суда являются дорогостоящими для компаний из-за высоких эксплуатационных расходов [41]. Задача снижения этих затрат путем оптимизации скорости судна и учета погодных условий может быть решена методом частичного целочисленного программирования [42].

Для расчета мы используем данные о судах из [43] и методику, предложенную в [44]. Общий объем топлива в тоннах для ССП равен следующему:

$$Q_F = 10^{-3} \cdot q \cdot N \cdot \eta \cdot (T_1 + T_2), \quad (2)$$

где q – удельный расход топлива, кг/кВт·ч; N – установленная мощность, кВт; η – доля потребляемой мощности; T_1 – общее время перемещения судна, ч; T_2 – время загрузки или выгрузки буровых отходов, ч.

Общее время, затрачиваемое на перемещение судна, определяется следующим образом:

$$T^1 = \frac{2S}{v} \cdot n, \quad (3)$$

где S – расстояние от порта до месторождения, км; v – скорость судна, км/ч; n – количество отгрузок за период бурения скважины.

Время погрузки и разгрузки отходов бурения выглядит следующим образом:

$$T_2 = \frac{V_r}{v_{dis}}, \quad (4)$$

где v_{dis} – расход воды, м³/ч.

Затраты на топливо рассчитываются следующим образом:

$$C_F = Q_F \cdot p_F, \quad (5)$$

где p_F – затраты на топливо TSO, \$/тонна. Расходы на персонал составляют

$$C_P = (T_{mar} + T_{tr} + T_{pr}) \cdot p_P, \quad (6)$$

где T_{mar} – время, затраченное на морские операции, дни; T_{tr} – время, затраченное на транспортировку к месту переработки, дни; T_{pr} – время, затраченное на переработку отходов, дни; p_P – затраты на персонал в день, \$/день.

Время на морские операции составляет

$$T_{mar} = T_1 + T_2. \quad (7)$$

Время, затрачиваемое на транспортировку до места переработки, зависит от некоторых факторов: грузоподъемности грузовиков, объема отходов и расстояния между морским портом и производственной площадкой. Для упрощения нашей модели пусть T_{tr} составляет в среднем 1 день.

Время выполнения технологических операций составляет

$$T_{pr} = \frac{V_r}{24 \cdot v_{pr}}, \quad (8)$$

где v_{pr} – скорость процесса, м³/ч.

Определив транспортные расходы на шельфе, необходимо рассчитать береговые транспортные расходы (транзит от порта до завода по переработке отходов), стоимость самой утилизации буровых отходов и затраты на простой из-за выветривания [45].

В варианте 2 отсутствуют морские и береговые транспортные расходы, поскольку отходы бурения утилизируются на месте, поэтому нет необходимости в судне, а также отсутствуют расходы на простой оборудования. Основными статьями расходов являются приобретение и установка оборудования, привлечение персонала и энергия, необходимая для переработки [46].

Данные для анализа затрат и выгод были собраны из открытых источников и представлены в таблицах 2-4. Глубина скважины и расстояние от береговой линии до места разведки взяты из данных компании Wood Mackenzie по шельфовым проектам в России (табл. 2).

Таблица 2

Данные по российским шельфовым проектам

Месторождение	Глубина разведочных скважин, м		Расстояние от берега, км		Глубина уровня моря, м	
	от	до	от	до	от	до
Приразломное	2412	4495	60		20	
Победа	2350		>500		1	335
Нептун, Тритон	2700	3000	30	55	62	80
Штокмановское	2484	3153	550		300	350
Владимир Филановский	1650	2600	10		100	120

Источник: составлено авторами, данные из [47].

В нашем исследовании мы принимаем расстояние от месторождения до берега за среднее (141 км) в соответствии со значениями, приведенными в таблице 2.

Основным нормативным документом для производства судового топлива является ISO 8217. В России также используется ГОСТ 32510-2013 [48]. В расчетах использовалась плотность топлива 991 кг/м³. Стоимость судового остаточного топлива составляет 693 \$/тонна [49].

Интервалы бурения для каждой секции обсадной колонны скважины приведены в таблице 3.

Таблица 3

Глубина колонн и скважин

Обсадная колонна	Глубина интервала, м		Источник
	От	До	
Проводник	90	120	[38]
Поверхностная обсадная труба	400	700	[50]
1-я промежуточная обсадная труба	800	1100	[50]
2-я промежуточная обсадная труба	1300	2000	[50]
Эксплуатационная колонна	2350	4495	[47]

Для точности расчетов мы использовали данные по нескольким судам с различными эксплуатационными параметрами (табл. 4): вместимость, скорость выгрузки, установленная мощность, скорость судна и удельный расход топлива.

Данные о судах снабжения платформы

Судно снабжения платформы	Вместимость, м ³	Расход, м ³ /ч	Установленная мощность, кВт	Скорость судна, км/ч	Удельный расход топлива, кг/кВтч
Балтика	257	159	625	14.8	0.15
Кабрал	441	228	2811	22.2	0.25
Резолют	798	136	2850	17.2	0.26
Дефанс	970	75	3945	18.5	0.24
Демерара	1085	75	4873	15.9	0.18

Источник: составлено авторами, данные из [43]

4. Результаты

Геологические условия играют ключевую роль в определении способа разработки месторождения. К ним относятся толщина, тип, фильтрационные свойства пласта, глубина залегания и степень гидродинамической связанности. От них зависит система разработки месторождения, в том числе план разработки месторождения с поддержанием пластового давления и повышением нефтеотдачи (системы, количество и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, а также расстояние между ними) [51,52]. Геологические риски чрезвычайно важны для оценки, поскольку они связаны с недоказанными запасами углеводородов, и работа с ними ставит под угрозу экономические показатели всего проекта [53,54].

Как уже было сказано выше, конструкция скважины напрямую зависит от геологического строения месторождения углеводородов. Используя диапазоны глубин обсадных колонн, приведенные в таблице 3, оценим объем выбуренной породы с помощью статистического моделирования (метод Монте-Карло), которое исключает неопределенность и дает наибольшую вероятность определения искомого значения [55]. Результат представлен на рисунке 7.

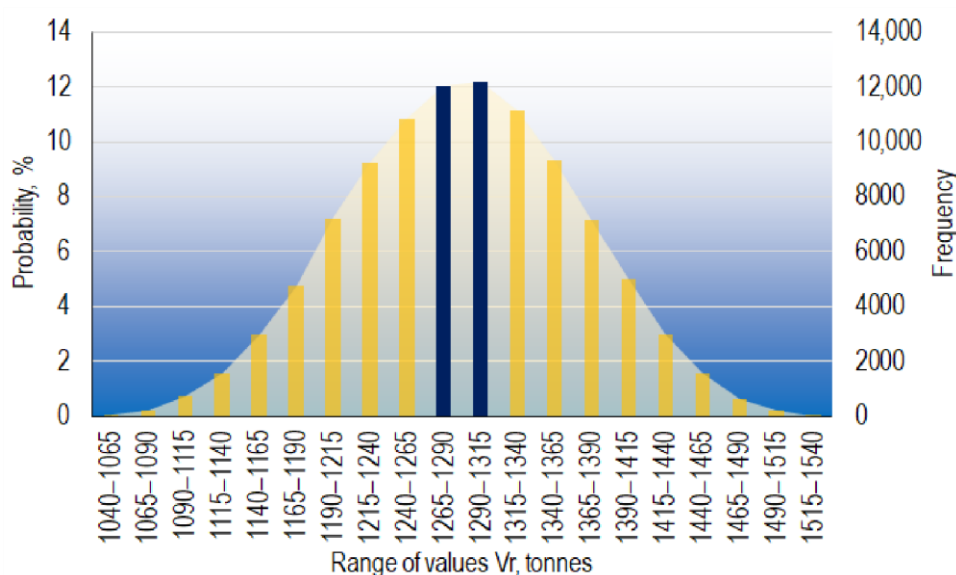


Рис. 7. Поиск объема выбуренной породы методом Монте-Карло

Параметры L_c , L_{sc} , L_{1ic} , L_{2ic} , L_w в модели задавались с помощью функции RANDBETWEEN MS Excel. Среднее (наиболее вероятное) значение составляет 1290,1 т, а стандартное отклонение выборки из 100 000 значений – 77,7 т.

Полученное значение коррелирует со значениями отходов бурения, рассмотренными авторами [8], а именно от 406 до 3252 тонн бурового шлама при среднем значении 1549 тонн.

Затраты на морскую транспортировку были определены на основе данных из открытых источников (табл. 5). В среднем стоимость транспортировки от платформы до порта составляет 125 974 доллара США (без учета возможного простоя из-за погодных условий и аренды судна).

Таблица 5

Расчет транспортных расходов на шельфе

ССП	Количество отправок	Общее время выгрузки, ч	Время движения судна, ч	Объем топлива, тонны	Затраты на топливо, долл. США	Расходы на персонал, долл. США	Итого, долл. США
Балтика	5	8,0	19,0	8,2	6751	174 510	181 261
Каспиан	3	5,6	12,7	26,1	18 078	110 843	128 921
Резолют	2	9,3	16,4	26,5	18 354	108 755	127 109
Дефанс	2	16,9	15,2	38,1	26 414	116 411	142 825
Демерара	2	16,9	17,7	39,0	27 029	119 352	146 381

Источник: составлено авторами, данные из [43,56].

Следующим шагом после расчета затрат на морскую транспортировку является определение затрат на береговую транспортировку, а также затрат, связанных с простоем из-за погодных условий. Отходы могут транспортироваться из порта до места переработки по железной дороге или автомобильным транспортом [57]. Эти затраты можно рассчитать, используя литературные данные (табл. 6) [58].

Таблица 6

Результаты сравнения методов утилизации бурового шлама по статьям затрат

Статья расходов	Загрузка шлама в контейнеры и транспортировка, долл. США	ТОШ, долл. США	Источник
Строительно-монтажные работы	-	166,087	[46]
Расходы на оборудование	-	332,173	[46]
Транспортные расходы на шельфе		устранено	
Топливо	19,325	-	рассчитано
Персонал	125,974	-	рассчитано
Аренда ССП	316,356	-	[41]
Транспортные расходы на берегу	145,299	устранено	[57]
Время простоя из-за погодных условий (10 % от стоимости морской транспортировки)	46,166	устранено	[44]
ИТОГО	563,183	498,260	

Чтобы количественно оценить риски, мы провели анализ чувствительности для сравнения двух методов. Предполагая, что стоимость метода ТСС постоянна, мы оценили возможный экономический эффект от использования метода «Скип и корабль» в зависимости от переменных исходных показателей: дневной ставки заработной платы, аренды ССП, расстояния до берега и объема отходов. Шаг анализа составляет 10 %. Результирующим показателем будет общая стоимость метода (рис. 8).



Рис. 8. Анализ чувствительности метода «загрузка шлама в контейнеры и транспортировка»

Затраты наиболее чувствительны к изменениям в аренде ССП и ежедневной ставке заработной платы. Только при снижении аренды ССП примерно на 19 % использование этого метода будет более выгодным по сравнению с ТОШ. Затраты наименее чувствительны к объему образующихся отходов и удаленности месторождения от берега.

Как видно, утилизация бурового шлама на месте с использованием термомеханической очистки бурового шлама при заданных параметрах экономически эффективнее на 64 923 доллара США. К полученным результатам следует относиться критически, поскольку в собранных данных присутствуют неопределенности. Значения некоторых параметров могут быть завышены из-за недостатка данных, или значения затрат могут быть взяты из разных временных периодов (т. е. для оценки затрат, как и в любом проекте, необходимо использовать концепцию временной стоимости денег [59]).

5. Обсуждение

Несмотря на эффективность метода ТСС и большое количество патентных разработок, он не нашел широкого применения в России. Однако на Юрхаровском газоконденсатном месторождении термомеханическая очистка применяется для обезвреживания отходов бурения с последующим использованием полученных продуктов в качестве компонентов для строительства дорог на месторождении [60].

Каждый из методов утилизации отходов бурения имеет свои преимущества и недостатки (табл. 7 и 8).

Таблица 7

Преимущества и недостатки метода «загрузка шлама в контейнеры и транспортировка» [61]

Преимущества	Недостатки и ограничения
- Устранение будущих экологических - ответственности за состояние окружающей среды на буровой платформе - Отсутствие воздействия на организмы, обитающие на морском дне - Выгодно использовать в районах с близлежащими охраняемыми территориями и хрупкими экосистемами - Известная и простая технология	- Увеличение выбросов CO₂ из-за потребления топлива судами и сухогрузами - Высокий риск разлива при транспортировке осадка - Отсутствие обработки осадка, что может привести к нанесению вреда окружающей среде - Эксплуатационные расходы в значительной степени зависят от объемов осадка и расстояния между площадками - Вредное воздействие на персонал - Погода влияет на экономическую эффективность - Необходимость постоянного экологического мониторинга - Необходимость в мощностях по переработке отходов

Таблица 8

Преимущества и недостатки метода ТСС [8, 25]

Преимущества	Недостатки и ограничения
- Меньшие объемы отходов, подлежащих утилизации - Получение коммерчески жизнеспособных продуктов в процессе очистки - Повторное использование восстановленных продуктов - Снижение воздействия на окружающую среду благодаря замкнутого цикла производства и минимизации выбросов CO₂ - Снижение эксплуатационных расходов	- Высокие капитальные затраты - Требуется высоко-квалифицированный персонал - Требуется тщательный контроль получаемых продуктов

Метод «загрузка шлама в контейнеры и транспортировка» может быть экономически выгоден только в случае близкого расположения береговой инфраструктуры и предприятий по переработке опасных отходов. Что касается метода ТСС, то некоторые авторы утверждают, что он не выгоден для предприятий, планирующих бурение одной разведочной скважины. Данное исследование доказывает обратное.

Также необходимо оценить возможность применения того или иного метода к конкретным месторождениям углеводородов на российском континентальном шельфе в зависимости от их расположения (рис. 9). Например, для месторождений арктического шельфа (Штокмановское и Победа) помимо экологических и производственных ограничений [62, 63] необходимо учитывать климатические условия, что делает применение метода «загрузка шлама в контейнеры и транспортировка» ограниченным (например, из-за ледовых условий или невозможности строительства перерабатывающих заводов из-за деградации вечной мерзлоты) [64]. Для шельфовых месторождений Сахалин, Нептун и Тритон можно использовать метод ТСС, так как там нет производственных мощностей для переработки отходов бурения, либо применить метод РИР, как в случае с проектами Сахалин-1, Сахалин-2 и Приразломное. Метод скипов и судов лучше всего подходит для месторождения имени Владимира Филановского в Каспийском море благодаря его близости к порту и наличию мощностей по переработке отходов.

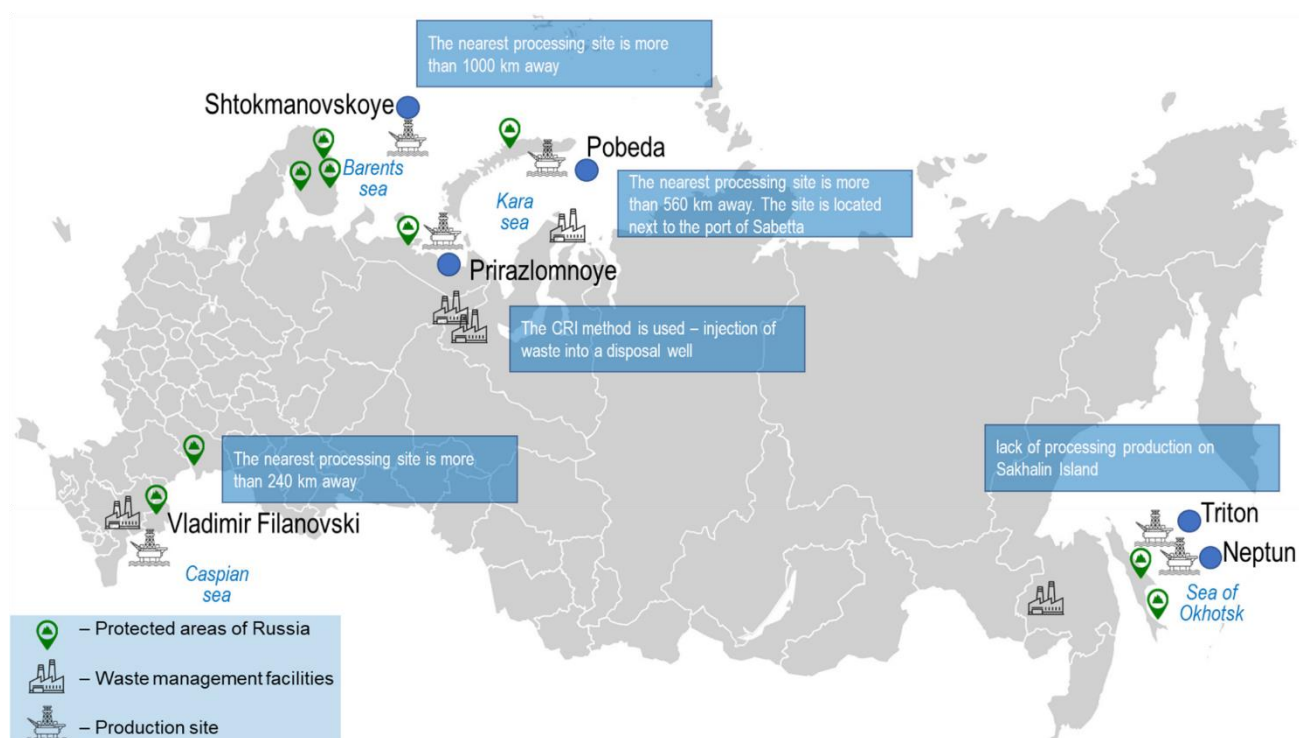


Рис. 9. Наличие производственных мощностей и близость особо охраняемых природных территорий к некоторым шельфовым месторождениям России. Адаптировано из [65]

6. Выводы

Объемы бурения скважин с годами не уменьшаются, что приводит к увеличению количества отходов бурения, которые могут содержать различные элементы, такие как тяжелые металлы, неорганические соли и углеводороды. Каждый из этих элементов оказывает пагубное влияние на окружающую среду. Поэтому своевременная и экологически безопасная утилизация отходов бурения крайне важна для нефтегазовой отрасли. Было проведено множество исследований, доказывающих эффективность различных методов переработки отходов бурения, и каждый из них имеет свои преимущества и недостатки. Поэтому перед нефтегазовыми компаниями встает вопрос о выборе оптимальной системы обращения с отходами бурения для их деятельности.

Внедрение усовершенствованных методов утилизации бурового шлама может иметь положительный экономический эффект, поскольку шлам может быть повторно использован в асфальтовой промышленности. Некоторые методы позволяют повторно использовать буровой раствор для следующей скважины, а извлеченные углеводороды могут быть использованы как для собственных нужд компании (в качестве топлива), так и для нужд потребителя.

Поскольку геологические условия любого месторождения уникальны, а недостаток данных вносит неопределенность в расчеты, возникает необходимость использования математического

моделирования. Полученные результаты должны быть критически оценены с учетом качества собранных данных. Тем не менее, методология позволяет оценить варианты утилизации отходов бурения в различных условиях залегания углеводородных пластов.

Согласно результатам нашего исследования, использование термомеханической очистки на месте может сэкономить затраты на утилизацию шлама и снизить воздействие на окружающую среду.

В дальнейших исследованиях мы планируем оценить экологический эффект от минимизации выбросов CO₂ за счет отказа от использования метода «скип и корабль» и разбивки статей затрат для более точного расчета затрат на транспортировку по морю и суше и энергозатрат, связанных с переработкой. Также планируется выявить причины, по которым столь привлекательный метод утилизации бурового шлама не нашел широкого применения в России, и предложить варианты его внедрения на корпоративном уровне.

Вклад авторов: концептуализация, А.С. и А.Л.; методология, А.С.; программное обеспечение, А.Л.; валидация, А.С.; формальный анализ, А.С.; исследование, А.Л.; ресурсы, А.Л.; курация данных, А.С.; написание – подготовка первоначального проекта, А.С. и А.Л.; написание – первоначальная подготовка проекта, А.С.; рецензирование и редактирование, А.С.; визуализация, А.Л.; наблюдение, А.С.; администрирование проекта, А.С. Все авторы прочитали и согласились с опубликованной версией рукописи.

Финансирование: данное исследование не получало внешнего финансирования.

Заявление Совета по институциональному надзору: не применимо.

Заявление об информированном согласии: не применимо.

Заявление о доступности данных: совместное использование данных неприменимо.

Конфликты интересов: авторы не заявляют о конфликте интересов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Griggs, D.; Stafford-Smith, M.; Gaffney, O.; Rockström, J.; Öhman, M.C.; Shyamsundar, P.; Steffen, W.; Glaser, G.; Kanie, N.; Noble, I. Sustainable Development Goals for People and Planet. *Nature* 2013, 495, 305–307. <http://doi.org/10.1038/495305a>
2. Jain, N.K.; Panda, A.; Choudhary, P. Institutional Pressures and Circular Economy Performance: The Role of Environmental Management System and Organizational Flexibility in Oil and Gas Sector. *Bus Strategy Environ.* 2020, 29, 3509–3525. <http://doi.org/10.1002/bse.2593>
3. Ilinova, A.; Romasheva, N.; Stroykov, G. Prospects and Social Effects of Carbon Dioxide Sequestration and Utilization Projects. *J. Min. Inst.* 2020, 244, 493–502. <http://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.12>
4. Dvoynikov, M.; Buslaev, G.; Kunshin, A.; Sidorov, D.; Kraslawski, A.; Budovskaya, M. New Concepts of Hydrogen Production and Storage in Arctic Region. *Resources* 2021, 10, 3. <http://doi.org/10.3390/resources10010003>
5. Litvinenko, V.; Tsvetkov, P.; Dvoynikov, M.; Buslaev, G. Barriers to Implementation of Hydrogen Initiatives in the Context of Global Energy Sustainable Development. *J. Min. Inst.* 2020, 244, 428–438. <http://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.5>
6. Tsvetkov, P.; Fedoseev, S. Analysis of Project Organization Specifics in Small-Scale LNG Production. *J. Min. Inst.* 2021, 246, 678–686. <http://doi.org/10.31897/PMI.2020.6.10>
7. Sky Scenario | Shell Global. Available online: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky.html> (accessed on 8 April 2022).
8. Kazamias, G.; Zorpas, A.A. Drill Cuttings Waste Management from Oil and Gas Exploitation Industries through End-of-Waste Criteria in the Framework of Circular Economy Strategy. *J. Clean. Prod.* 2021, 322, 129098. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129098>
9. Blinova, E.; Ponomarenko, T.; Knysh, V. Analyzing the Concept of Corporate Sustainability in the Context of Sustainable Business Development in the Mining Sector with Elements of Circular Economy. *Sustainability* 2022, 14, 8163. <http://doi.org/10.3390/su14138163>
10. Obzor Nefteservisnogo Rynka Rossii-2021. Available online: <https://ru.investinrussia.com/data/files/sectors/russia-oil-gassurvey-2021.pdf> (accessed on 19 October 2022).
11. Gazpromneft Annual Report 2021. Available online: <https://investonic.ru/wp-content/uploads/2022/08/gazprom-annualreport-2021-ru.pdf> (accessed on 25 October 2022).
12. Tatneft Annual Report 2021. Available online: <https://www.tatneft.ru/uploads/publications/62b5b3197d035342141266.pdf> (accessed on 25 October 2022).
13. Surgutneftegas Annual Report 2020. Available online: https://www.surgutneftegas.ru/investors/essential_information/reporting/ (accessed on 25 October 2022).
14. Lukoil Annual Report 2021. Available online: <https://lucoil.ru/FileSystem/9/587033.pdf> (accessed on 25 October 2022).
15. Slavneft Annual Report 2020. Available online: https://www.slavneft.ru/_upload/doc/Annual_Report_2020_1.pdf (accessed on 25 October 2022).
16. Rosneft Annual Report 2021. Available online: https://www.rosneft.com/upload/site2/document_file/a_report_2021_eng.pdf (accessed on 25 October 2022).
17. Reza Hassan, K.; Melnik, D. Global Trends in Well Drilling and Completion Market: Rystad Energy's Outlook by 2025—ROGTEC. Available online: <https://www.rogtecmagazine.com/global-trends-in-well-drilling-and-completion-market-rystad-energysoutlook-by-2025/> (accessed on 2 May 2022).

18. Informacionnyj Byulleten'. Available online: https://vygon.consulting/services/bulletin/vygon_consulting-thomson_reuters/ (accessed on 3 May 2022).
19. Siddique, S.; Leung, P.S.; Njuguna, J. Drilling Oil-Based Mud Waste as a Resource for Raw Materials: A Case Study on Clays Reclamation and Their Application as Fillers in Polyamide 6 Composites. *Upstream Oil Gas Technol.* 2021, 7, 100036. <http://doi.org/10.1016/j.upstre.2021.100036>
20. Ismail, A.R.; Alias, A.H.; Sulaiman, W.R.W.; Jaafar, M.Z.; Ismail, I. Drilling FluidWaste Management in Drilling for Oil and Gas Wells. *Chem. Eng. Trans.* 2017, 56, 1351–1356. <http://doi.org/10.3303/CET1756226>
21. Korshunov, G.; Ereemeeva, A.; Drebenstedt, C. Justification of the Use of a Vegetal Additive to Diesel Fuel as a Method of Protecting Underground Personnel of Coal Mines from the Impact of Harmful Emissions of Diesel-Hydraulic Locomotives. *J. Min. Inst.* 2021, 247, 39–47. <http://doi.org/10.31897/PMI.2021.1.5>
22. Gendler, S.G.; Prokhorova, E.A. Assessment of the Cumulative Impact of Occupational Injuries and Diseases on the State of Labor Protection in the Coal Industry. *Min. Inf. Anal. Bull.* 2022, 105–116. http://doi.org/10.25018/0236_1493_2022_102_0_105
23. Rana, S. Facts and Data on Environmental Risks—Oil and Gas Drilling Operations. In Proceedings of the All Days, Calgary, AB, Canada, 20–23 October 2008; SPE: London, UK.
24. Garland, E.; Kerr, J.M.; Mundy, K.J.; Mason, M.J.; Young, S.; Pegors, S.R.; Sedlock, E.; Barrett, J.; Campbell, J.; Eygun, C. OGP Exploration and ProductionWaste Management Guidelines. In Proceedings of the All Days, Nice, France, 15 April 2008; SPE: London, UK, 2008.
25. Ball, A.S.; Stewart, R.J.; Schliephake, K. A Review of the Current Options for the Treatment and Safe Disposal of Drill Cuttings. *Waste Manag. Res. J. A Sustain. Circ. Econ.* 2012, 30, 457–473. <http://doi.org/10.1177/0734242X11419892>, <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/22071177>
26. Darajah, M.H.; Karundeng, I.; Setiati, R.; Wastu, A.R.R. Drilling Waste Management Using Zero Discharge Technology with Drill Cutting Re-Injection (DCRI) Method for Environmental Preservation. *IOP Conf Ser Earth Env. Sci* 2021, 802, 012046. <http://doi.org/10.1088/1755-1315/802/1/012046>
27. Reis, J.C. Remediation of Contaminated Sites. In *Environmental Control in Petroleum Engineering*; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 1996; pp. 216–229.
28. Fedorov, G.B.; Dudchenko, O.L.; Kurenkov, D.S. Development of Vibroacoustic Module for Fine Filtration of Drilling Muds. *J. Min. Inst.* 2018, 234, 647–651. <http://doi.org/10.31897/pmi.2018.6.647>
29. Kirkness, A.; Garrick, D. Treatment of Nonaqueous-Fluid-Contaminated Drill Cuttings—Raising Environmental and Safety Standards. In Proceedings of the All Days, Orlando, FL, USA, 4 March 2008; SPE: London, UK, 2008.
30. de Almeida, P.C.; Araújo, O.d.Q.F.; de Medeiros, J.L. Managing Offshore Drill CuttingsWaste for Improved Sustainability. *J. Clean Prod.* 2017, 165, 143–156. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.07.062>
31. Kogbara, R.B.; Badom, B.K.; Ayotamuno, J.M. Tolerance and Phytoremediation Potential of Four Tropical Grass Species to Land-Applied Drill Cuttings. *Int. J. Phytoremediation* 2018, 20, 1446–1455. <http://doi.org/10.1080/15226514.2018.1501337>
32. Petri, I.; Pereira, M.S.; dos Santos, J.M.; Duarte, C.R.; Ataíde, C.H.; Panisset, C.M. de Á. Microwave Remediation of Oil Well Drill Cuttings. *J. Pet Sci. Eng.* 2015, 134, 23–29. <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.07.022>
33. Chen, Z.; Chen, Z.; Yin, F.; Wang, G.; Chen, H.; He, C.; Xu, Y. Supercritical Water Oxidation of Oil-Based Drill Cuttings. *J. Hazard Mater.* 2017, 332, 205–213. <http://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2017.03.001>
34. Wasiuddin, N.M.; Ali, N.; Islam, M.R. Use of Offshore Drilling Waste in Hot Mix Asphalt (HMA) Concrete as Aggregate Replacement. In Proceedings of the Engineering Technology Conference on Energy, Parts A and B, Houston, TX, USA, 1 January 2002; ASMECD: Houston, TX, USA, 2002; Volume 1, pp. 451–458.
35. Foroutan, M.; Hassan, M.M.; Desrosiers, N.; Rupnow, T. Evaluation of the Reuse and Recycling of Drill Cuttings in Concrete Applications. *Constr. Build Mater.* 2018, 164, 400–409. <http://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2017.12.180>
36. Vlasov, A.S.; Pugin, K.G.; Surkov, A.A. Geoecological Assessment of the Technology for Using Drilling Waste in the Composition of Asphalt-Concrete. *Neft. Khozyaystvo Oil Ind.* 2020, 2020, 139–142. <http://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-12-139-142>
37. Kalisz, S.; Kibort, K.; Mioduska, J.; Lieder, M.; Małachowska, A. Waste Management in the Mining Industry of Metals Ores, Coal, Oil and Natural Gas—A Review. *J. Env. Manag.* 2022, 304, 114239. <http://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.114239>
38. Tikhonov, A.S.; Kovalev, A.v. Analysis of Oil and Gas Well Casing Designs in Order to Identify Promising Areas for Further Research. *Bull. Tomsk Polytech. Univ. Geo Assets Eng.* 2022, 333, 126–143. <http://doi.org/10.18799/24131830/2022/3/3492>
39. Suleimanov, A.B.; Kuliev, R.P.; Sarkisov, E.I.; Karapetov, K.A. Ekspluatatsiya Morskikh Neftegazovykh Mestorozhdenij; Nedra: Moskva, Russia, 1986.
40. Tekhnika i Tekhnologiya Cementirovaniya Skvazhin. Available online: <https://buriloff.ru/raznoe/tehnika-i-tehnologiyacementirovaniya-skvazhin.html> (accessed on 30 December 2022).
41. Borthen, T.; Loennechen, H.; Fagerholt, K.; Wang, X.; Vidal, T. Bi-Objective Offshore Supply Vessel Planning with Costs and Persistence Objectives. *Comput. Oper. Res.* 2019, 111, 285–296. <http://doi.org/10.1016/j.cor.2019.06.014>
42. Ulsrud, K.P.; Vandvik, A.H.; Ormevik, A.B.; Fagerholt, K.; Meisel, F. A Time-Dependent Vessel Routing Problem with Speed Optimization. *Eur. J. Oper. Res.* 2022, 303, 891–907. <http://doi.org/10.1016/j.ejor.2022.03.015>
43. Platform Supply Vessels | SEACOR Marine. Available online: <https://seacormarine.com/fleet/platform-supply-vessels/> (accessed on 26 May 2022).
44. Počuča, M. Methodology of Day-To-Day Ship Costs Assessment. *Promet Traffic Transp.* 2006, 18, 337–345.
45. James, R.W.; Rørvik, B. Total Energy Consumption: A Comparative Case Study of Two Alternative North Sea Cuttings Handling Processes Associated with the Use of Oil Based Drilling Fluids. In Proceedings of the All Days, Kuala Lumpur, Malaysia, 20 March 2002; SPE: London, UK, 2002.
46. Phillips, L.; Morris, A.; Innes, G.; Clark, A.; Hinden, P.-M. Drilling Waste Management—Solutions That Optimise Drilling, Reduce Well Cost and Improve Environmental Performance. In Proceedings of the Day 2 Tue, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 13 November 2018; SPE: London, UK, 2018.
47. Upstream Oil & Gas Industry Reports |Wood Mackenzie. Available online: <https://www.woodmac.com/store/industry-sector/upstream-oil-and-gas/> (accessed on 29 May 2022).

48. Mitusova, T.N.; Kondrasheva, N.K.; Lobashova, M.M.; Ershov, M.A.; Rudko, V.A.; Titarenko, M.A. Determination and Improvement of Stability of High-Viscosity Marine Fuels. *Chem. Technol. Fuels Oils* 2018, 53, 842–845. <http://doi.org/10.1007/s10553-018-0870-6>
49. Indeksy Cen Sudovogo Topliva v Portah SPbMTSB. Available online: https://spimex.com/markets/oil_products/indexes/harbor/ (accessed on 31 May 2022).
50. Ob Utverzhdenii Federal'nyh Norm i Pravil v Oblasti Promyshlennoj Bezopasnosti «Pravila Bezopasnosti v Neftyanoy I Gazovoj Promyshlennosti» Ot 15 Dekabrya 2020—Docs.Cntd.Ru. Available online: <https://docs.cntd.ru/document/573230594> (accessed on 29 May 2022).
51. Dmitrieva, D.; Cherepovitsyna, A.; Stroykov, G.; Solovyova, V. Strategic Sustainability of Offshore Arctic Oil and Gas Projects: Definition, Principles, and Conceptual Framework. *J. Mar. Sci. Eng.* 2021, 10, 23. <http://doi.org/10.3390/jmse10010023>
52. Kirsanova, N.Y.; Lenkovets, O.M. Assessment of Accountability in State Regulation of Arctic Zone of the Russian Federation in Current Institutional Environment. *Sev. I Rynok Form. Ekon. Porad.* 2022, 75, 47–57. <http://doi.org/10.37614/2220-802X.1.2022.75.004>
53. Cherepovitsyn, A.; Tsvetkova, A.; Komendantova, N. Approaches to Assessing the Strategic Sustainability of High-Risk Offshore Oil and Gas Projects. *J. Mar. Sci. Eng.* 2020, 8, 995. <http://doi.org/10.3390/jmse8120995>
54. Teslya, A.B.; Zaychenko, I.M.; Hasheva, Z.M. Development of the Concept for the Strategic Development of the Far North Regions on the Basis of Formulation of a System of Balanced Indicators under the Conditions of Digital Transformation of Socio-Economic Processes. *Sev. I Rynok Form. Ekon. Porad.* 2022, 25, 58–68. <http://doi.org/10.37614/2220-802X.2.2022.76.005>
55. Stroykov, G.A.; Babyr, N.V.; Ilin, I.V.; Marchenko, R.S. System of Comprehensive Assessment of Project Risks in the Energy Industry. *Int. J. Eng.* 2021, 34, 1778–1784. <http://doi.org/10.5829/ije.2021.34.07a.22>
56. Seafarers' Salaries: Scale by the Maritime-Zone.Com—MZ Blog. Available online: <https://maritime-zone.com/en/news/view/seafarers-salaries-scale-by-the-maritime-zone-com> (accessed on 27 October 2022).
57. Novikov, S.V. *Transport i Logistika v Arktike*. Al'manah 2015. Vypusk 1; Tekhnosfera: Moskva, Russia, 2015; ISBN 978-5-94836-408-7.
58. Njuguna, J.; Siddique, S.; Bakah Kwroffie, L.; Piromrat, S.; Addae-Afoakwa, K.; Ekeh-Adegbotolu, U.; Oluyemi, G.; Yates, K.; Kumar Mishra, A.; Moller, L. The Fate of Waste Drilling Fluids from Oil and Gas Industry Activities in the Exploration and Production Operations. *Waste Manag.* 2022, 139, 362–380. <http://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.12.025>, <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/35026697>
59. Ponomarenko, T.; Marin, E.; Galevskiy, S. Economic Evaluation of Oil and Gas Projects: Justification of Engineering Solutions in the Implementation of Field Development Projects. *Energies* 2022, 15, 3103. <http://doi.org/10.3390/en15093103>
60. Dyachenko, G.P.; Arslanbekov, A.R.; Dedovets, S.A.; Ushakov, S.N. Vnedrenie Tekhnologii Pererabotki Burovyh Shlamov. *Ekol. Proizv.* 2009, 8, 64–68.
61. Caenn, R.; Darley†, H.C.H.; Gray†, G.R. Drilling and Drilling Fluids Waste Management. In *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2017; pp. 597–636.
62. Chanysheva, A.; Ilinova, A. The Future of Russian Arctic Oil and Gas Projects: Problems of Assessing the Prospects. *J. Mar. Sci. Eng.* 2021, 9, 528. <http://doi.org/10.3390/jmse9050528>
63. Samylovskaya, E.; Makhovikov, A.; Lutonin, A.; Medvedev, D.; Kudryavtseva, R.-E. Digital Technologies in Arctic Oil and Gas Resources Extraction: Global Trends and Russian Experience. *Resources* 2022, 11, 29. <http://doi.org/10.3390/resources11030029>
64. Syas'ko, V.; Shikhov, A. Assessing the State of Structural Foundations in Permafrost Regions by Means of Acoustic Testing. *Appl. Sci.* 2022, 12, 2364. <http://doi.org/10.3390/app12052364>
65. Stishov, M.S.; Dudley, N. *Ohranyaemye Prirodnye Territorii Rossijskoj Federacii i Ih Kategorii*; WWF: Gland, Switzerland, 2018; ISBN 978-5-6041734-7-3.