

Научная статья
УДК 656.073:656.61
<https://doi.org/10.24143/2073-1574-2024-1-131-142>
EDN XCTBBZ

Морская транспортировка нефти на экспорт с месторождений Арктики

Анна Константиновна Вороненко

*Морской государственный университет имени адмирала Г. И. Невельского,
Владивосток, Россия, voronenko@msun.ru*

Аннотация. Проанализированы перспективы развития перевозок сырой нефти с арктического шельфа, в том числе в Восточном секторе российской Арктики. Выделены проекты по добыче и ресурсы углеводородов, которые станут основой для развития грузоперевозок по Северному морскому пути (СМП) на среднесрочную и на долгосрочную перспективу. Изучение существующих вариантов транспортировки углеводородного сырья с шельфа Дальнего Востока и российской Арктики доказало актуальность использования схем с применением челноков и плавучих нефтехранилищ. Экспертным подходом выделены ключевые группы судов, необходимые для осуществления работ на шельфе. Визуализированная структура формирования потребности во флоте учитывает технологии освоения и обслуживания морских месторождений углеводородов. В качестве примера произведен расчет потребного количества челноков с перевалкой через плавучее нефтяное хранилище или непосредственно в порт назначения от морской ледостойкой стационарной платформы по ключевым направлениям. Прототипами использованы танкер «Василий Динков» (тип Panamax) и танкер «Залив Америка» (тип Aframax). Выделены ключевые аспекты, которые необходимо учесть при использовании указанной технологической схемы перевозок: обеспечение круглогодичной транспортировки; учет лучшего опыта и совместимость с существующими схемами доставки сырой нефти до конечных портов назначения; оптимальный выбор точек перевалки. Отмечается, что расчет предварительный, необходимо уточнение размеров групп судов на каждом из маршрутов, размера и типа плавучих нефтеналивных хранилищ. Поскольку Арктика – территория весьма чувствительная к воздействию техногенной среды, особое внимание уделено экологическим рискам, возрастающим по мере интенсификации судоходства в акватории СМП.

Ключевые слова: организация перевозок нефти, транспортировка нефти с шельфа, морской флот, спрос на флот, потребность в тоннаже, транспортная инфраструктура, судоходство, Северный морской путь, Арктика

Для цитирования: Вороненко А. К. Морская транспортировка нефти на экспорт с месторождений Арктики // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Морская техника и технология. 2024. № 1. С. 134–142. <https://doi.org/10.24143/2073-1574-2024-1-131-142>. EDN XCTBBZ.

Original article

Sea transportation of Arctic oil for export

Anna K. Voronenko

*Maritime State University named after admiral G. I. Nevelskoy,
Vladivostok, Russia, voronenko@msun.ru*

Abstract. The prospects for the development of transportation of crude oil from the Arctic shelf, incl. in the Eastern sector of the Russian Arctic are analyzed. Projects for the production and resources of hydrocarbons have been identified and mentioned ones will become the basis for the development of cargo transportation along the NSR in the medium and long term. The study of existing options for the transportation of hydrocarbons from the shelf of the Far East and the Russian Arctic showed the relevance of using schemes using shuttles and floating oil storage facilities. The expert approach identified the key groups of vessels necessary for the implementation of work on the shelf. The structure of fleet demand visualized in the article takes into account technologies for the development and maintenance of offshore hydrocarbon fields. As an example, the calculation of the required number of shuttles with transshipment through a floating oil storage facility or directly to the port of destination from an offshore ice-resistant fixed platform in key directions was made. The tanker Vasily Dinkov (Panamax type) and the tanker Gulf America (Aframax type) were used as prototypes. The key aspects that need to be taken into account when using the specified technological

scheme of transportation are highlighted: ensuring year-round transportation; taking into account best practices and compatibility with existing schemes for the delivery of crude oil to the final ports of destination; optimal choice of transshipment points. It is also necessary to clarify the size groups of vessels on each of the routes and the size and type of floating oil storage facilities. Since the Arctic is a very sensitive area to the impact of the man-made environment, special attention is paid to environmental risks that increase with the intensification of navigation in the NSR water area.

Keywords: organization of oil carriage, oil transportation from shelf, sea fleet, demand for tonnage, demand for tonnage, transport infrastructure, shipping, Northern Sea Route, Arctic

For citation: Voronenko A. K. Sea transportation of Arctic oil for export. *Vestnik of Astrakhan State Technical University. Series: Marine engineering and technologies.* 2024;1:131-142. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/2073-1574-2024-1-131-142>. EDN XCTBBZ.

Введение

Несмотря на ограничивающие факторы, такие как сложные природные условия, дефицит инфраструктуры и рабочей силы, жесткие экологические ограничения и др., за последние 10 лет произошел существенный сдвиг в сторону увеличения грузовых и пассажирских перевозок в Арктическом регионе Российской Федерации [1]. В общей структуре перевозок наибольшую долю занимают российские экспортные сырьевые грузы. В предыдущее десятилетие в Арктике главным драйвером всех процессов, включая транспортные, были масштабные проекты по добыче сырья. Добычу углеводородов в Арктике осуществляют 3 крупнейшие нефтегазовые компании: ПАО «Новатэк», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром». Все три компании имеют планы по развитию добывающих проектов в Арктике как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. Большинство проектов имеют государственную поддержку, прямую или в виде налоговых льгот.

Развитие нефте- и газодобычи сопровождается развитием сопутствующей транспортной инфраструктуры, в том числе морской. Практически все проекты расположены в западной части Арктики, это обусловлено несколькими причинами, ключевые из которых – недостаточная изученность шельфа морей Восточной Арктики и отсутствие инфраструктуры. Большинство планов и идей по добыче углеводородов в этой части Арктики, в отличие от западных проектов, рассматриваются к реализации за пределами 2030 г. Перспективы развития перевозок подразумевают рост спроса на флот и вспомогательную технику в этом регионе. Высокая капиталоемкость отрасли требует верификации прогнозов и детализованных оценок потребности во флоте.

Сырая нефть и газ как основа прогноза грузопотока по Северному морскому пути

Увеличение грузооборота по СМП до 80 млн т к 2024 г. предусмотрено указом Президента России [2]. Планируется, что грузопоток увеличится к 2030 г.

до 120 млн т, а к 2035 г. – до 180 млн т. В общей структуре существующего и планируемого грузопотока в абсолютном выражении серьезную долю формирует экспорт, основу которого составляют нефть и другие полезные ископаемые (рис. 1).

По данным госкорпорации «Росатом», на начало февраля 2022 г. были сформированы три сценария: к 2035 г. рисковый предполагает перевозку 94 млн т, целевой – 228 млн т, базовый – 250 млн т. Компания заявляла, что «все грузоотправители продолжают реализацию проектов, идет работа по компенсирующим мероприятиям, которые позволят остаться в графике, но отмечается, что некоторые обстоятельства способны повлиять на движение вправо определенных этапов проектов» [3].

Основные проекты по добыче и транспортировке углеводородов, находящиеся в стадии реализации, курируются тремя крупнейшими добывающими компаниями России: ПАО «Новатэк», ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть».

Основные проекты ПАО «Новатэк» в Арктике:

– «Ямал СПГ» – мощность 16,5 млн т сжиженного природного газа (СПГ), основная стадия строительно-монтажных работ завершена (3 линии), в 2020 г. ожидается запуск (ведется пусконаладка) 4-й линии по собственной технологии ПАО «Новатэк» «Арктический каскад», которая увеличит производственные мощности компании почти на 1 млн т;

– «Арктик СПГ 1» – мощность 19,8 млн т, ведется работа по подготовке инвестиционного соглашения; проект получил новый участок в апреле 2020 г., срок реализации – 2027 г. (уточняется);

– «Арктик СПГ 2» – мощность 19,8 млн т, на конец 2 кв. 2020 г. готовность проекта оценивалась в 21 %, срок реализации – 2023 г.;

– «Арктик СПГ 3» – мощность 19,8 млн т, срок реализации – не определен;

– «Обский СПГ» – мощность 5,0 млн т (2 технологические линии мощностью 2,5 млн т каждая), срок реализации – 2024–2025 гг.



Рис. 1. Структура грузовой базы Северного морского пути

Fig. 1. Structure of the cargo base of the Northern Sea Route

Мегапроект ПАО «Газпром» «Ямал» включает разработку трех промышленных зон (Бованенковской, Тамбейской и Южной) и строительство сопутствующей инфраструктуры.

Проект «Восток Ойл» (ПАО «НК «Роснефть») объединяет ресурсную базу крупнейших месторождений Ванкорского кластера (Ванкорского, Сузунского, Тагульского и Лодочного), перспективных нефтеносных площадок на севере Красноярского края и Западно-Иркинский участок, а также Пайяхское нефтяное месторождение (НМ).

Вышеперечисленные проекты станут основой грузовой базы перевозок по СМП на долгосрочную перспективу. Практически все указанные проекты расположены в западной части Арктики, восточная часть российской Арктики менее исследована, и, соответственно, перспективы разработки этих

месторождений имеют высокий уровень неопределенности. Но потенциал этой территории достаточно высок. Например, прогнозные ресурсы нефтегазоносных шельфовых месторождений Анадырского залива составляют порядка 1 млрд т н. э. (нефтяного эквивалента). При этом они изучены недостаточно и практически все (99,6 %) отнесены к категории Д1. Категория Д1 (локализованные) – ресурсы нефти и горючих газов, возможно продуктивных пластов, в выявленных и подготовленных к бурению ловушках. Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями [4]. Оценки запасов несколько различаются (табл. 1, 2).

Таблица 1

Table 1

Локализованные извлекаемые ресурсы углеводородов шельфа Восточной Арктики России*

Localized recoverable hydrocarbon resources of the Russian Eastern Arctic shelf

Море	Количество структур	Глубина моря, м	Глубина залегания, м	Локализованные ресурсы (извлекаемые), нефть, млн т н. э.	Локализованные ресурсы (извлекаемые), газ, млн т н. э.	Локализованные ресурсы (извлекаемые), конденсат, млн т н. э.	Всего углеводородов, млн т н. э.	Доля от ресурсов Арктики, %
Лаптевых	7	0–50	700–5 400	276	657	39	972	2,61
Восточно-Сибирское	2	40–60	2 500–5 000	139	188	18	345	0,93

Окончание табл. 1

Endiing of table 1

Море	Количество структур	Глубина моря, м	Глубина залегания, м	Локализованные ресурсы (извлекаемые), нефть, млн т н. э.	Локализованные ресурсы (извлекаемые), газ, млн т н. э.	Локализованные ресурсы (извлекаемые), конденсат, млн т н. э.	Всего углеводородов, млн т н. э.	Доля от ресурсов Арктики, %
Чукотское	3	50–100	2 500–5 000	118	125	13	256	0,69
Арктический шельф РФ	329	–	–	2 098	34 168	962	37 228	100,00

* Составлено по [5, 6].

Таблица 2

Table 2

Перспективные ресурсы углеводородов шельфа Восточной Арктики России*

Prospective hydrocarbon resources of the Eastern shelf the Arctic of Russia

Море	Нефть, млн т	Природный газ, млрд м ³	Конденсат, млн т	Углеводороды, млн т н. э.	Доля от ресурсов Арктики, %
Лаптевых	724,45	1 555,22	199,50	2 173,41	7,84
Восточно-Сибирское	16,07	173,41	14,75	170,14	0,61
Чукотское	390,79	509,85	58,20	858,60	3,10
Арктический шельф РФ	3 208,73	26 874,75	2 926,81	27 726,60	100

* Составлено по [7, 8].

Анализ вариантов организации морской транспортировки сырой нефти

Ключевой особенностью разработки месторождений в восточном секторе Арктики является практически полное отсутствие инфраструктуры. Именно поэтому при планировании добычи на шельфе в этом регионе в первую очередь рассматриваются варианты плавучих систем хранения и отгрузки нефти (ПСНХО) и плавучих нефтехранилищ (ПНХ). Кроме того, в отдельных случаях строительство трубопроводов на берег может быть экономически неоправданно или значительно осложнено природными и погодными условиями.

Несмотря на подверженность воздействию неблагоприятных погодных условий, повышенные риски столкновения, необходимость в регулярном вертолетном трафике для обслуживания [9] и др., схемы с ПСНХО и ПНХ являются относительно недорогими в эксплуатации и мобильными, что важ-

но для ранних стадий разработки месторождений.

Задачи, которые необходимо решить при организации морской транспортировки сырой нефти с шельфа:

- обеспечение круглогодичной работы;
- обеспечение совместимости с существующими схемами доставки нефти до конечных портов назначения;
- выбор места точки перевалки на суда без ледовых усилений при использовании арктических челноков;
- уточнение размерных групп судов на каждом из маршрутов;
- уточнение размера и типа ПНХ.

Анализируя накопленный опыт транспортировки углеводородов с российской части шельфа Арктики и Дальнего Востока, можно выделить три основные технологии перемещения нефти (табл. 3).

Таблица 3

Table 3

Возможные варианты отгрузки и транспортировки нефти с места добычи на шельфе
Possible options for the shipment and transportation of oil from the offshore production site

Варианты	Примеры реализации
1. Перемещение от нефтедобывающей платформы трубопроводом на берег с размещением нефтехранилища на берегу с дальнейшей сухопутной (по нефтепроводу) и/или морской транспортировкой с отгрузкой через береговой терминал с выносным ледостойким отгрузочным терминалом. Доставка нефти осуществляется морем в порт назначения	1. На Сахалине, на терминале в Пригородном, реализована схема с выносным причальным устройством (ВПУ). 2. В Де-Кастри реализована аналогичная схема с выносным одноточечным причалом (ВОП). 3. На Варандейском отгрузочном терминале компании «Лукойл» в Баренцевом море реализована схема с использованием стационарного морского ледостойкого отгрузочного причала (СМЛОП)
2. Перемещение от нефтедобывающей платформы по трубопроводу на танкер-накопитель (плавающее нефтеналивное хранилище, ПНХ), который находится рядом на безопасном расстоянии, у рейдового причала, пришвартован к бую одноякорного причала (ОЯП) с помощью гибкой швартовной структуры; ПНХ свободно перемещается на 360° вокруг ОЯП	Этот вариант удобен для быстрой организации отгрузки, поэтому он был реализован на первом этапе работ по проекту «Сахалин-2». Отгрузка на экспортные танкеры осуществляется с ПНХ, доставка – в порт назначения. Данная схема не актуальна для Арктики, поскольку не рассчитана на работу в ледовых условиях
3. Отгрузка непосредственно с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП), оборудованной хранилищем нефти и комплексом устройств прямой отгрузки нефти (КУПОН). Доставка в вариантах: непосредственно в порт назначения либо с перевалкой через ПНХ, расположенное на промежуточной точке маршрута, где нет льда	Данный вариант реализован на Приразломном НМ с использованием арктических челноков

Voplenko A. K. Sea transportation of Arctic oil for export

Потребность во флоте для обслуживания работ на шельфе

Состав и количество морской техники для освоения шельфа во многом зависят от технологии освоения и обслуживания морских месторождений углеводородов. Формирование указанной потребности (включая перевозки сопряженных с этой деятельностью грузов) структурировано на рис. 2.

Развитие параметров и характеристик судов и сооружений определяются следующими факторами:

- потребностями экономики в перевозках сырья и готовой продукции, в добыче углеводородов на шельфе, в обеспечении прочих видов морской деятельности;
- технологическим уровнем развития судостроения;
- экологическими требованиями;
- требованиями безопасности мореплавания;
- региональными особенностями перевозок и прочих видов морской деятельности;

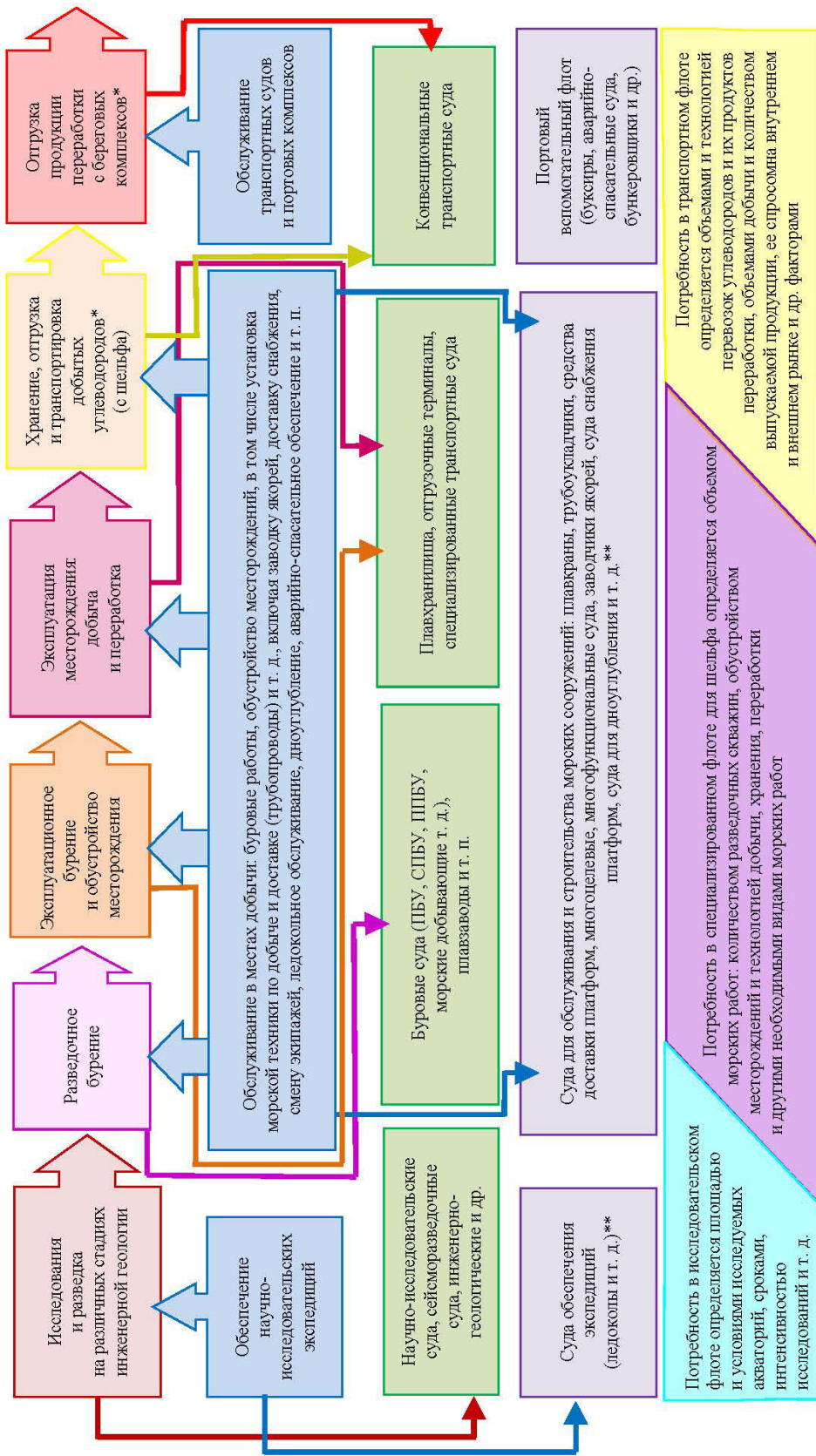
– требованиями к доходности перевозок и прочих видов эксплуатации судов и сооружений;

– требованиями к снижению уровня рисков судостроения со стороны судоходных компаний и т. д. [10].

В силу большого количества факторов, влияющих на состав, численность и тоннаж оффшорного флота, оценка потребности во флоте в данном сегменте затруднительна. Тем не менее можно предположить, что потребность во флоте будет увеличиваться с ростом добычи углеводородов на шельфе. Анализ динамики развития флота для обслуживания работ на шельфе позволяет сделать вывод о наличии корреляции между тоннажем флота (АНТС и PSV) и количеством добывающих платформ, пример изображен на рис. 3. При этом корреляция прослеживается и в других сегментах оффшорного флота (рис. 4) [10].

Таким образом, на базе прогноза роста добычи углеводородов можно оценить потребность в добывающих платформах и других сегментах флота для морской добычи нефти и газа.

Вороненко А. К. Морская транспортировка нефти на экспорт с месторождений Арктики



* Этап может включать промежуточную сухопутную транспортировку.
 ** В настоящее время для работ на морском шельфе активно используются многофункциональные суда, совмещающие несколько функций: доставка экипажей, снабжение платформ и морских сооружений, обеспечение строительно-монтажных работ, буксировка, заводка якорей, проведение водолазных и подводно-технических работ, пожарно-спасательные работы, ледокольное обслуживание и т. д.

Рис. 2. Визуализация структуры формирования потребности во флоте для освоения морских месторождений углеводородов
 Fig. 2. Visualization of the structure of the formation of the need for a fleet for the development of offshore hydrocarbon deposits

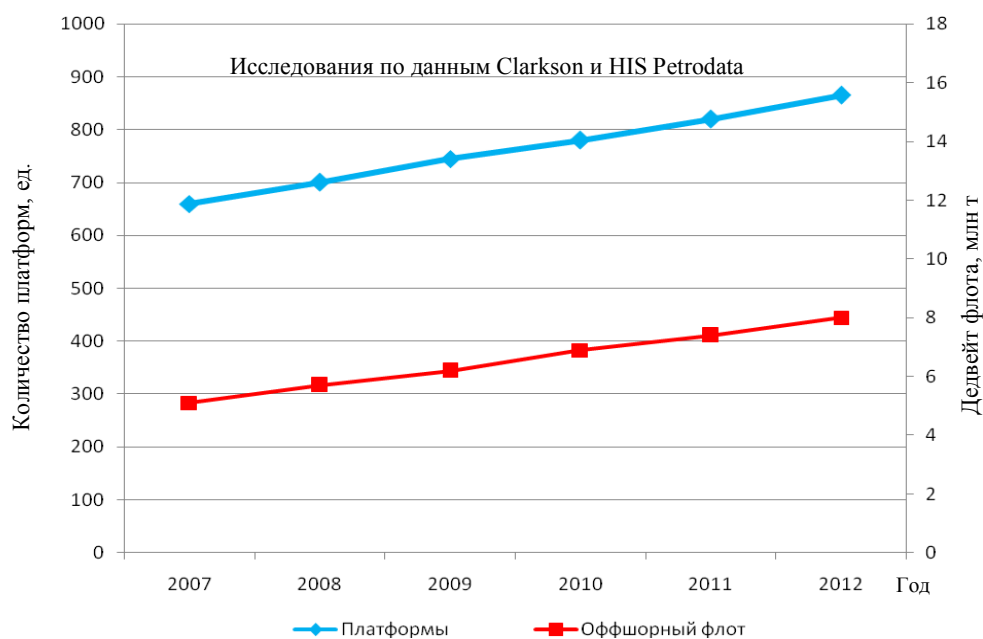


Рис. 3. Корреляция между тоннажем флота АНТС и PSV и количеством добывающих платформ
 Fig. 3. Correlation between the tonnage of the AHTS and PSV fleet and the number of mining platforms

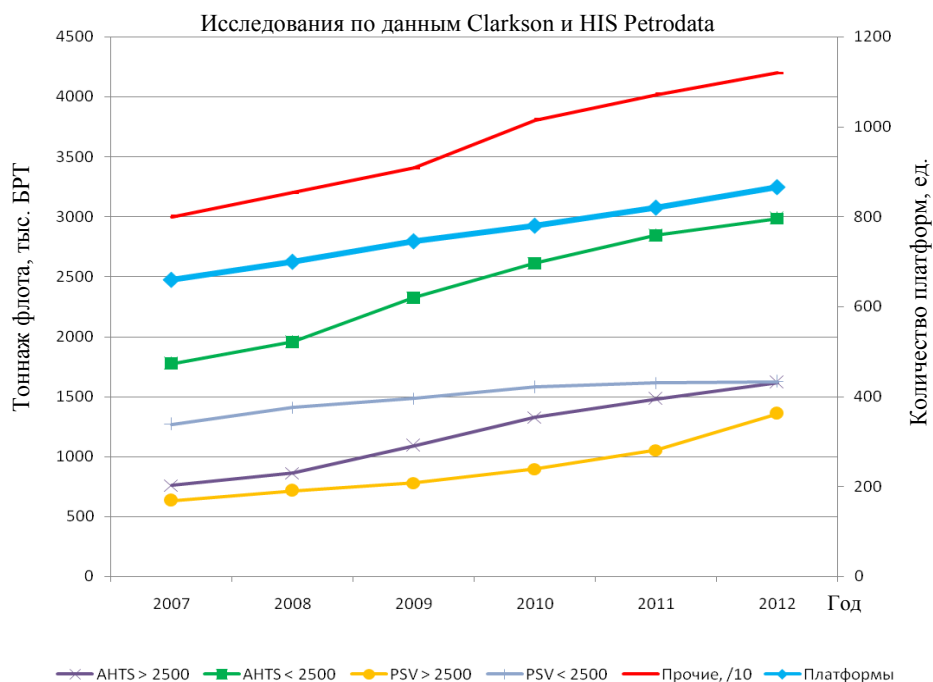


Рис. 4. Корреляция между тоннажем отдельных сегментов оффшорного флота и количеством добывающих платформ
 Fig. 4. Correlation between the tonnage of individual segments of the offshore fleet and the number of mining platforms

Пример расчета потребного количества челноков с перевалкой через ПНХ или непосредственно в порт назначения от МЛСП

Для данного примера не рассматриваются некруглогодичные варианты схем вывоза; схема организации перевалки и морской транспортировки нефти учитывает лучший опыт и совместима с существующими схемами доставки нефти до конечных портов назначения. Расчет выполняется в допущении, что суда с ледовыми усилениями не должны эксплуатироваться по чистой воде. Для проработки вопросов морской транспортировки в качестве аналогов рассматриваются варианты с использованием арктических челноков с учетом опыта организации вывоза нефти с НМ «Варандей» и «Приразломная», отличающейся в вопросах перевалки в районе месторождения (с береговым хранилищем или без него).

Например, по опыту обустройства Приразломного НМ ключевым объектом комплекса нефтедобычи может стать МЛСП, выполняющая необходимые технологические операции:

- бурение, добыча, обслуживание скважин и т. д.;
- подготовка добытой нефти;
- временное хранение товарной нефти;
- отгрузка товарной нефти, варианты: или на челночные танкеры (с их работой через ПНХ – опыт организации вывоза с Приразломного НМ), или на экспортные танкеры (с доставкой непосредственно в порт назначения – когда нет смысла в дополнительной перевалке через ПНХ).

Плавающее нефтехранилище позволяет оптимизировать использование дорогостоящих челноков там, где есть смысл значительную часть маршрута (по чистой воде) обеспечить обычными линейными экспортными танкерами большей вместимости. В этом случае челноки работают на относительно коротком плече там, где встает лед.

Отгрузка с МЛСП сразу на экспортные танкеры предполагает, что транспортировка осуществляет-

ся либо в условиях отсутствия льда (можно сразу на обычные линейные танкеры), либо в условиях льда на арктические челночные танкеры, используемые как экспортные, когда нет смысла переваливать через ПНХ (например, когда участок чистой воды относительно короткий).

Существующие челночные танкеры-ледоколы соответствуют размерной группе Panamax. Возможно, для использования челноков на больших расстояниях потребуется создать специальный арктический челночный танкер-ледокол Aframax, способный работать как челночный и линейный круглогодично.

При использовании схемы с челноками с перевалкой на линейные танкеры ПНХ могут быть размещены на незамерзающих акваториях: в западном направлении таким местом может стать район Мурманска, в восточном направлении точками размещения могут быть Олюторский залив, залив Корфа (Берингово море) или район Петропавловска-Камчатского, а также другие точки. Выбор варианта должен иметь обоснование с учетом ледовой обстановки в данных районах, плечом перевозки, наличием/отсутствием инфраструктуры, в том числе транспортной, и другими факторами.

В табл. 4 приведена оценка потребности в челноках для перевозок на Запад и на Восток на арктическом плече при разработке месторождения в районе порта Хатанга в 2 вариантах: через ПНХ и напрямую в восточном и западном направлениях. Расчетные расстояния от Хатанги (условное название точки отгрузки в районе месторождения не совпадает с расположением порта Хатанга) до условных мест выгрузки/перегрузки:

- до Мурманска ~ 1 534 морских миль;
- до Роттердама ~ 3 134 морских миль;
- до Берингова моря (Олюторский залив) ~ 2 216 морских миль;
- до Нинбо (КНР) ~ 5 060 морских миль.

Таблица 4

Table 4

Потребность во флоте (расчетное/целое значение) в зависимости от направления, вместимости судна, объема перевозок и схемы отгрузки (через ПНХ или напрямую)

Fleet requirement (calculated/integer value) depending on the direction, vessel capacity, volume of traffic and shipment scheme (via floating oil storage or directly)

Объем перевозок в год, млн т	Потребное количество челноков по направлениям			
	Хатанга – Мурманск (через ПНХ)	Хатанга – Роттердам (напрямую)	Хатанга – Олюторский залив (через ПНХ)	Хатанга – Нинбо (напрямую)
	Судно Panamax			
5	2,51 / 3	4,61 / 5	3,43 / 4	7,22 / 8
10	5,02 / 5	9,23 / 10	6,87 / 7	14,44 / 15
15	7,53 / 8*	13,84 / 14*	10,30 / 11*	21,66 / 22*

Окончание табл. 4

Endiing of table 4

Объем перевозок в год, млн т	Потребное количество челноков по направлениям			
	Хатанга – Мурманск (через ПНХ)	Хатанга – Роттердам (напрямую)	Хатанга – Олюторский залив (через ПНХ)	Хатанга – Нинбо (напрямую)
Судно Aframax				
5	1,80 / 2	3,26 / 4	2,44 / 3	5,07 / 5
10	3,60 / 4	6,51 / 7	4,88 / 5	10,13 / 11
15	5,40 / 6	9,77 / 10	7,33 / 8	15,20 / 16

* По два судна при погрузке/выгрузке.

Продолжительность летней навигации – 2–4 месяца (для судов без ледовых усилений), а на отдельных участках или целиком – до круглогодичной с учетом фактических ледовых условий, категории ледовых усилений транспортных судов и с учетом ледокольного сопровождения при необходимости [11].

Прототипами судов по вместимости выбраны:

- для варианта Rapamax – танкер «Василий Динков» вместимостью танков 86,4 тыс. м³;
- для Aframax – танкер «Залив Америка» вместимостью танков 124,4 тыс. м³ или любой из существующих челноков Aframax.

Количество и вместимость линейных танкеров для вывоза нефти с загрузкой с ПНХ на данном этапе не оценивались, вопрос требует уточнения в дальнейшем с учетом вместимости ПНХ и технологических возможностей организации погрузки/выгрузки.

Для организации работ потребуются следующие сооружения:

1. Флот в районе месторождения:

- необходимое количество арктических челноков (см. табл. 4), Rapamax, Aframax;
- многофункциональные ледокольные судна снабжения – 3 ед., многофункциональное ледокольное судно;
- вспомогательное судно для подачи швартовых концов и нефтеналивного шланга.

2. Флот в районе перегрузки:

- ПНХ (в случае конверсии списанного танкера VLCC или ULCC);
- судно снабжения/обеспечения;
- вспомогательное судно для подачи швартовых концов и нефтеналивного шланга;
- судно-нефтеборщик-сборщик льяльных вод;
- лоцманский катер;
- буксиры для швартовки танкеров к ПНХ – 3 ед.

Плавающие нефтехранилища, как правило, переоборудуются из списанных танкеров VLCC (грузоподъемностью свыше 200 тыс. т) или ULCC (свыше 300 тыс. т). Стоимость покупки подержанного супертанкера с учетом текущих цен на рынке списанных судов и цен на металлолом (420–440 долл./т)

оценивается в 17–25 млн долл., конверсия в FSO (ПНХ) – еще 20–30 млн долл. Переоборудование такого танкера позволит принимать одновременно два судна Aframax (до 120 тыс. т дедвейта). Специфика эксплуатации ПНХ – судно должно работать длительное время без докования, что возможно по разрешению классификационного общества при условии проведения ежегодных подводных освидетельствований (опыт норвежского классификационного общества DNV GL в отношении ПНХ «Белокаменка»).

По опыту работы на подобных проектах – для обслуживания ПНХ потребуется постоянная дислокация не менее 3 буксиров с мощностью главной энергетической установки 3 700 кВт (5 тыс. л.с.). Буксиры должны быть оснащены азимутальными движителями, оборудованы кранами, носовыми и кормовыми лебедками. В случае организации ПНХ в заливах на расстоянии более 500 морских миль от ближайшего круглогодично действующего порта потребуется строительство порта-убежища для вспомогательного флота.

По предварительным оценкам, требуемая категория ледовых усилений ледоколов для проводки судов во льдах – Icebreaker 8. Исключая проводки в тяжелых льдах, к работе могут быть привлечены в качестве вспомогательных ледоколы со спасательными функциями (спасение, пожаротушение, ликвидация аварийных разливов и т. д.). При работе в летний период для таких многоцелевых ледоколов достаточна категория Icebreaker 6 или Icebreaker 7. Ледокольное обслуживание и необходимое для этого количество ледоколов зависит от схемы организации работы флота в ледовых условиях. При сложных ледовых условиях и использовании судов с недостаточным классом ледовых усилений потребуется временное или постоянное использование ледоколов. Так, проводка транспортных судов по одному не является эффективной, поэтому возможна работа караваном, который формируется в результате последовательной загрузки по очереди 2-3-4 судов с последующим переходом караваном в должном ледокольном со-

провожении. Оценка актуальности решения связана со стоимостью работы ледокола.

Несмотря на сложную текущую геополитическую ситуацию, актуальность разработки арктического шельфа не снижается. Экспресс-анализ возможностей морской транспортировки арктической нефти выявил технологические особенности перевозок. Не стоит забывать, что Арктика – территория весьма чувствительная к воздействию техногенной среды и деятельность, в том числе нефтедобывающая и транспортная, может иметь необратимые последствия для региона. Поэтому снижение экологических рисков при мореплавании – важная и сложная задача, для решения которой применяются методы нормативно-правового регулирования, организационно-технических мероприятий, технического и технологического обеспечения и т. д. Речь идет о снижении не только возможных рисков, но и уровня текущего воздействия на морскую среду в результате выбросов выхлопных газов судовыми двигателями, сброса судовых отходов, балластных вод, а также о борьбе с экологическими последствиями аварий.

Основные экологические риски эксплуатации флота:

- риски столкновений судов, а также ледовых повреждений как при проводке в караване, так и при одиночном плавании;

- риски разлива нефти и нефтепродуктов увеличиваются как при аварийных ситуациях во время перехода транспортных судов, так и при проведении геологоразведочных, строительных и других работ;

- рост потребности в утилизации большего числа отходов, более частом сбросе балластных вод и т. д.;

- рост выбросов оксида серы и оксидов азота;

- при выгрузке на необорудованный берег, без которой практически невозможно строительство на неосвоенных участках побережья Арктики, существует риск возникновения аварийных ситуаций [12].

Среди прочих мер, снижающих экологические риски, включая реализуемые в области совершенствования российского и международного законодательства, актуальными могут быть следующие мероприятия:

- создание «зеленых» судов для плавания в Арктике, обеспечивающих минимальные выбросы;

- совершенствование технологий сбора нефтеразливов;

- развитие беспилотных (автономных) технологий в судоходстве;

- совершенствование мониторинга деятельности в Арктике, в том числе с применением беспилотных подводных и летательных аппаратов;

- развитие береговой портовой инфраструктуры в Арктике для обеспечения безопасности мореплавания и др.

Заключение

Обслуживание морских сооружений на нефтегазовых месторождениях представляет собой сложную логистическую задачу, решение которой связано с оптимизацией флота для выполнения всех необходимых операций. Эта работа выполняется с учетом развернутых исходных данных.

С учетом навигационных условий СМП и имеющегося опыта организации транспортной инфраструктуры НМ «Варандей» и «Приразломная» в рамках проработки круглогодичной морской транспортировки нефти на экспорт с месторождений Хатангского залива в статье рассмотрены варианты с использованием арктических челноков и ПНХ для промежуточной перевалки нефти на экспортные танкеры. Предварительные варианты размещения ПНХ: на маршрутах на запад – Мурманск, на восток – Олюторский залив (Берингово море). Существующие арктические челноки соответствуют размерной группе Rapatax, оптимальной для относительно коротких маршрутов (например, доставка с месторождения на запад, до ПНХ в Мурманске). Для использования арктических челноков Rapatax для доставки нефти на восток (на относительно длинных маршрутах до Олюторского залива) потребуется увеличение их количества, что может быть нежелательным с разных точек зрения. Поэтому целесообразно рассмотреть возможность создания арктических челноков более крупной размерной группы Aframax, что связано с возможностью эффективной эксплуатации таких судов во льдах, в том числе в паре с ледоколом, с учетом ширины формируемого канала и т. п. Такая возможность существует при строительстве новых ледоколов, способных формировать канал до 50 м. В дальнейшем следует рассмотреть возможность и оценить целесообразность работы арктических челноков в качестве экспортных линейных танкеров (способных работать как челночные и линейные круглогодично с доставкой в порт назначения).

Для круглогодичной эксплуатации арктических челноков по СМП категории ледовых усиления Arc5 недостаточно. Исходя из имеющегося опыта, на уровне предварительных оценок для плавания во льдах в западном направлении оптимален класс не ниже Arc6 (относительно короткий маршрут по более предсказуемому льду с относительно простой организацией ледокольного сопровождения), а для плавания в восточном направлении, возможно, потребуется более высокий класс – Arc7 [11]. Для более точного определения потребуются дополнительные проработки и консультации.

Ледокольная проводка требуется в случаях:

- возникновения тяжелых и средних ледовых условий;

– в период с декабря по июнь при использовании судов классом ниже.

По предварительной оценке, в зависимости от направления, вместимости судна, объема перевозок и при работе с перегрузкой на ПНХ требуется следующее количество арктических челноков:

– в западном направлении «Хатанга – Мурманск» с использованием челноков Panamax при объеме перевозок в 5 млн т в год – 3 ед.; в 10 млн т в год – 5 ед.; в 15 млн т в год – 8 ед. (при постановке по два судна при погрузке/выгрузке);

– в восточном направлении «Хатанга – Олюторский залив» с использованием челноков Panamax при объеме перевозок в 5 млн т в год – 4 ед.; в 10 млн т в год – 7 ед.; в 15 млн т в год – 11 ед. (при постановке по два судна при погрузке/выгрузке);

– в западном направлении «Хатанга – Мурманск» с использованием челноков Aframax при объеме перевозок в 5 млн т в год – 2 ед.; в 10 млн т в год – 4 ед.; в 15 млн т в год – 6 ед.;

– в восточном направлении «Хатанга – Олюторский залив» с использованием челноков Aframax при объеме перевозок в 5 млн т в год – 3 ед.; в 10 млн т в год – 5 ед.; в 15 млн т в год – 8 ед.

Потребное количество и вместимость линейных

танкеров для вывоза нефти с загрузкой с ПНХ могут быть определены в дальнейшем исходя из предполагаемых портов окончательной доставки, с учетом вместимости ПНХ, технологических возможностей организации погрузки/выгрузки и т. п. В связи с предполагаемой потребностью постановки и с учетом его необходимой оборачиваемости как хранилища его вместимость должна быть достаточно большой. Предположительно будут востребованы ПНХ с DW порядка 360 тыс. т, это можно обеспечить конверсией списанных танкеров ULCC (грузоподъемностью свыше 300 тыс. т).

Уточнение результатов возможно в процессе выполнения работы в более определенных условиях (иначе слишком много вариантов расчетов), т. е. после получения более развернутых исходных данных, выбора и согласования состава привлекаемого флота, организационной схемы его эксплуатации (строительство и эксплуатация своего флота или фрахт стороннего флота), уточнения строительной стоимости и эксплуатационных расходов транспортных судов, судов обеспечения, а также стоимости перевалки (на МЛСП, на ПНХ), исходя из уточненных объемов отгружаемой нефти.

Список источников

1. Головина Т. А., Хорольская Т. Е. Регионально-отраслевое развитие Арктической зоны Российской Федерации // Вестн. Акад. знаний. 2023. № 1 (54). С. 82–88.

2. О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года: Указ Президента РФ от 07.05.2018 № 204. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/43027> (дата обращения: 05.12.2022).

3. Грузопоток на Севморпути может не достигнуть 80 млн т к 2024 г. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/06/19/927357-gruzopotok-sevmorputi> (дата обращения: 19.06.2023).

4. Никитин Б. А., Дзюбло А. Д. Перспективы освоения газовых ресурсов шельфа арктических морей России // Вести газ. науки. 2017. № 4 (32). С. 15–24.

5. Нефть и газ Арктики. URL: <https://pro-arctic.ru/28/05/2013/resources/3516> (дата обращения: 19.06.2023).

6. Об утверждении Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов: Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 01.11.2005 № 298. URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=129712> (дата обращения: 10.12.2022).

7. Белонин М. Д., Маргулис Л. С. Нефтегазовый по-

тенциал и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России // Нефтегаз. геология. Теория и практика. 2006. Т. 1. С. 6.

8. Еремин Н. А., Кондратюк А. Т., Еремин А. Н. Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2010. № 1 (1). С. 23.

9. Сонин М. С., Мансуров М. Н. Перспективы применения подводных нефтехранилищ на месторождениях арктического шельфа // Neftegaz.RU. 2015. № 7-8 (43-44). С. 14–17.

10. Мацкевич А., Холоша М. В. Офшорный флот. Подходы к определению потребности в судах для обеспечения работ на шельфе // Мор. вести России. 2014. № 11. С. 7.

11. Правила плавания в акватории Северного морского пути: Приказ Министерства транспорта РФ от 17.01.2013 № 7. URL: <https://mintrans.gov.ru/documents/2/2914> (дата обращения: 07.12.2022).

12. Проблемы обеспечения экологической безопасности при развитии судоходства в Беринговом проливе: науч.-техн. отчет АО «ДНИИМФ». URL: https://wwf.ru/upload/iblock/718/nir_sudohodstvo_v_beringovom_prolive.pdf (дата обращения: 20.02.2022).

References

1. Golovina T. A., Khorol'skaia T. E. Regional'no-otraslevoe razvitie Arkticheskoi zony Rossiiskoi Federatsii [Regional and sectoral development of the Arctic zone of the Russian Federation]. *Vestnik Akademii znanii*, 2023, no. 1 (54), pp. 82–88.

2. *O natsional'nykh tseliakh i strategicheskikh*

zadachakh razvitiia Rossiiskoi Federatsii na period do 2024 goda: Ukaz Prezidenta RF ot 07.05.2018 № 204 [On the national goals and strategic objectives of the development of the Russian Federation for the period up to 2024: Decree of the President of the Russian Federation dated 05/07/2018 No. 204]. Available at: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/>

43027 (accessed: 05.12.2022).

3. *Gruzopotok na Sevmorputi mozhet ne dostignut' 80 mln t k 2024 g.* [Cargo traffic on the Northern Sea Route may not reach 80 million tons by 2024.]. Available at: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/06/19/927357-gruzopotok-sevmorputi> (accessed: 19.06.2023).

4. Nikitin B. A., Dziublo A. D. Perspektivy osvoeniia gazovykh resursov shel'fa arkticheskikh morei Rossii [Prospects for the development of gas resources of the shelf of the Arctic seas of Russia]. *Vesti gazovoi nauki*, 2017, no. 4 (32), pp. 15-24.

5. *Neft' i gaz Arktiki* [Arctic oil and Gas]. Available at: <https://pro-arctic.ru/28/05/2013/resources/3516> (accessed: 19.06.2023).

6. *Ob utverzhdenii Klassifikatsii zapasov i prognoznykh resursov nefiti i goriuchikh gazov: Prikaz Ministerstva prirodnykh resursov RF ot 01.11.2005 № 298* [On approval of the Classification of reserves and forecast resources of oil and combustible gases: Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation dated 01.11.2005 No. 298]. Available at: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=129712> (accessed: 10.12.2022).

7. Belonin M. D., Margulis L. S. Neftegazovyi potentsial i perspektivy osvoeniia uglevodorodnykh resursov Vostoka Rossii [Oil and gas potential and prospects for the development of hydrocarbon resources in the East of Russia]. *Neftegazovaia geologiya. Teoriia i praktika*, 2006, vol. 1, p. 6.

8. Eremin N. A., Kondratiuk A. T., Eremin A. N.

Resursnaia baza nefiti i gaza arkticheskogo shel'fa Rossii [The resource base of oil and gas of the Arctic shelf of Russia]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2010, no. 1 (1), p. 23.

9. Sonin M. S., Mansurov M. N. Perspektivy primeniia podvodnykh neftehranilishch na mestorozhdeniakh arkticheskogo shel'fa [Prospects for the use of under-water oil storage facilities in the fields of the Arctic shelf]. *Neftegaz.RU*, 2015, no. 7-8 (43-44), pp. 14-17.

10. Matskevich A., Kholosha M. V. Ofshorni flot. Podkhody k opredeleniiu potrebnosti v sudakh dlia obespecheniia rabot na shel'fe [Approaches to determining the need for vessels for offshore operations]. *Morskie vesti Rossii*, 2014, no. 11, p. 7.

11. *Pravila plavaniia v akvatorii Severnogo morskogo puti: Prikaz Ministerstva transporta RF ot 17.01.2013 № 7* [Rules of navigation in the waters of the Northern Sea Route: Order of the Ministry of Transport of the Russian Federation dated 17.01.2013 No. 7]. Available at: <https://mintrans.gov.ru/documents/2/2914> (accessed: 07.12.2022).

12. *Problemy obespecheniia ekologicheskoi bezopasnosti pri razvitii sudohodstva v Beringovom prolive: nauchno-tekhnicheskii otchet AO «DNIIMF»* [Problems of ensuring environmental safety in the development of navigation in the Bering Strait: scientific and technical report of JSC DNIIMF]. Available at: https://wwf.ru/upload/iblock/718/nir_sudohodstvo_v_beringovom_prolive.pdf (accessed: 20.02.2022).

Статья поступила в редакцию 22.06.2023; одобрена после рецензирования 22.08.2023; принята к публикации 18.01.2024
The article was submitted 22.06.2023; approved after reviewing 22.08.2023; accepted for publication 18.01.2024

Информация об авторе / Information about the author

Анна Константиновна Вороненко — эксперт Научной лаборатории пространственной логистики; Морской государственной университет имени адмирала Г. И. Невельского; voronenko@msun.ru

Anna K. Voronenko — Expert of the Scientific Laboratory of Spatial Logistics; Maritime State University named after admiral G. I. Nevelskoy; voronenko@msun.ru

