

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ МОРСКОЙ АРКТИКИ (НА ПРИМЕРЕ ДОЛГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Малашенко Марина Руслановна¹

¹ ФГАОУ ВО Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург (студент 1 курса магистратуры направления «Статистика»)
E-mail: malashenko.marina.r@yandex.ru

***Аннотация:** В статье разрабатывается и обосновывается наиболее эффективный вариант реализации проекта промышленного освоения морского нефтяного арктического месторождения на основе технико-экономических характеристик и оценки рисков.*

***Ключевые слова:** морская Арктика, нефтегазовая отрасль, инвестиционные проекты.*

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF THE IMPLEMENTATION OF OIL PRODUCTION INVESTMENT PROJECTS IN THE CONDITIONS OF THE MARINE ARCTIC (ON THE EXAMPLE OF THE DOLGINSKY FIELD)

Malashenko Marina¹

¹ Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg (1st year student of the Master's degree in Statistics)

***Abstract:** The article develops and substantiates the most effective option for the implementation of a project for the industrial development of an offshore Arctic oil field based on technical and economic characteristics and risk assessment.*

***Keywords:** marine Arctic, oil and gas industry, investment projects*

Арктический регион обладает богатой сырьевой базой углеводородного сырья. Реализация проектов добычи нефти в условиях Арктики осложняется с одной стороны суровыми климатическими условиями, трудной доступностью и отсутствием отечественных технологий поисков и добычи, с другой – проблемами, связанными с обеспечением промыслов дешевой электроэнергией ввиду их значительной удаленности от объектов промышленной и энергетической инфраструктуры. Освоение региона связано с созданием различных инвестиционных проектов, реализация которых осложняется особыми экономико-

географическими и климатическими условиями, а потому понимание особенностей реализации инвестиционных проектов является актуальной современной задачей.

Проблемы добычи углеводородных ресурсов на шельфе арктических территорий волнуют как промышленные предприятия, так и учёных. Особенно затрагиваются вопросы безопасности добычи нефти, о чём указано в статьях «Актуальные проблемы предотвращения, ликвидации разливов нефти в Арктике и методы оценки экологического ущерба прибрежным территориям» [1] и «Экологические проблемы добычи нефти и газа на шельфе мирового океана» [2].

Большое внимание также уделяется энергетическому потенциалу Арктической зоны России и его важности для экономики России. В статье Козьменко А.С. [3] рассматривается зарубежный и отечественный опыт по реализации проектов промышленного освоения нефтегазовых ресурсов Арктики. В настоящее время в процессе промышленного освоения находится много арктических месторождений России на «берегу», на шельфе же единственным действующим проектом является месторождение Приразломное.

Отдельной тематикой исследований является оценка рисков и управление ими [4]. Спиридонов А.А. и Фадеев А.М. в статье «Стратегическое управление рисками освоения арктических шельфовых месторождений» определяют основные риски, возникающие при реализации энергетических проектов в Арктике, к которым относятся экономические, технологические, экологические, социальные, геологические и производственно-технологические риски, а также рассматривают методы управления рисками.

Целью данной статьи является разработка и обоснование наиболее эффективного варианта реализации проекта промышленного освоения морского нефтяного арктического месторождения.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Изучить информацию о Долгинском нефтяном месторождении.
2. Разработать многовариантный прогноз промышленного освоения Долгинского нефтяного месторождения.
3. Обосновать наиболее эффективный вариант реализации проекта промышленного освоения Долгинского нефтяного месторождения.
4. Выполнить оценку инвестиционных рисков реализации выбранного варианта проекта.

Долгинское нефтяное месторождение считается одним из самых крупных месторождений в Печорском море – по предварительной оценке объём запасов оценивается в 234,9 млн т нефти [5]. Оператор разработки – компания ООО «Газпром нефть шельф».

Месторождение располагается в 120 км к югу от архипелага Новая Земля и в 110 км к северу от материка.

На текущий момент на месторождении была проведена 3D-сейсмика, а также пробурены четыре разведочные скважины (рис. 1).



Рис. 1. Схема расположения разведочных скважин на Долгинском месторождении

Добыча на месторождении должна была начаться в 2019 г., пика добычи в объёме 4,8 млн т в год планировалось достичь в 2026 г. Однако в связи с необходимостью проведения доразведки, а также необходимостью пересмотра геологической модели месторождения Федеральное агентство по недропользованию дало согласие на перенос сроков начала добычи на 2031 г. [6].

Долгинское месторождение находится в центре Печорского моря, где климат и ледовая обстановка характеризуются крайне тяжёлыми условиями. Глубина моря составляет 40-50 м. В связи с этим для освоения месторождения необходима установка одной гравитационной добывающей платформы, которая будет оборудована буровым модулем, а также двух ледостойких блок-кондукторов с оборудованием, с помощью которого будет производиться бурение скважин, извлечение пластовой продукции и закачка жидкости в пласт.

При этом ледостойкая гравитационная платформа должна быть оснащена технологическим оборудованием для подготовки нефти и её отгрузки на танкеры.

Процесс транспортировки должен быть организован с учётом существующих условий Западной Арктики и удалённости от береговой линии и развитой

промышленной инфраструктуры. Требуется организация береговых баз обеспечения месторождения, вспомогательных береговых сооружений и причалов служебно-вспомогательного флота. Кроме того, необходимо привлечение ледоколов, танкеров, судов снабжения.

Организованная транспортно-логистическая система должна обеспечивать круглогодичный вывоз нефти с месторождения, доставку грузов снабжения, перевозку персонала на платформу, экологическую и производственную безопасность, спасение персонала в аварийных условиях.

В рамках исследования было разработано 2 сценария обустройства месторождения. К общим объектам, необходимым для обустройства арктического морского месторождения, относятся стальная гравитационная ледостойкая платформа, береговые базы обеспечения месторождения, челночные и линейные танкеры, атомные ледоколы, многофункциональные ледоколы-снабженцы, специализированные суда снабжения, суда портофлота, вспомогательные береговые сооружения для приёма загрязнённых вод с судов и буксировки судов, причал служебно-вспомогательного флота.

При этом транспортировка нефти может осуществляться либо морским транспортом, либо строительством нефтепровода. В связи с этим возможно два варианта обустройства инфраструктуры (табл. 1).

Таблица 1

Сценарии обустройства инфраструктуры морского арктического месторождения

Вариант 1	Вариант 2
Плавучая база в бухте Печенга с плавучим нефтехранилищем (ПНХ) для сбора и хранения нефти и загрузки линейных танкеров (ЛТ) дедевейтом 120-170 тыс.т	Нефтеналивной терминал (поселок Варандей)
ПНХ – причал грузоподъемностью 220 тыс. т с насосной станцией, бункеровочной базой и противопожарным оборудованием	Нефтепровод от терминала Варандей до Ухты
Танкеры дедевейтом 150-170 тыс.т	Строительство дополнительной нитки нефтепровода от Ухты до Ярославля

Варианты транспортировки нефти с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) включают в себя следующее.

При реализации первого варианта транспортом:

5. На первом этапе нефть, накопленную в хранилищах на построенной платформе, отгружают на челночные танкеры ледового класса дедевейтом 70 тыс.т. С помощью танкеров нефть доставляется на промежуточное

плавучее нефтехранилище, которое уже функционирует и находится в незамерзающей бухте Кольского залива. Нефтехранилище располагается в 1100 км от МЛСП. На этом первый этап транспортировки заканчивается.

- б. На втором этапе нефть отгружают на линейные танкеры, принадлежащие иностранным государствам, дедеветом 150170 тыс.т. Посредством этих танкеров нефть отправляется на экспорт.

Второй вариант организации транспортировки нефти с Долгинского нефтяного месторождения включает в себя использование как морского транспорта, так и нефтепроводов.

С МЛСП нефть отгружается на челночные танкеры ледового класса, после чего доставляется на нефтеналивной терминал в посёлке Варандей, который находится примерно в 100 км от добывающей платформы. С нефтеналивного терминала нефть планируется экспортировать посредством нефтепроводов (часть веток нефтепровода уже построена, часть находится в процессе проектирования). Через город Ухта нефть предполагается доставлять в Приморск, Вентспилс и Бутинге.

На первом этапе проведения технико-экономической оценки предложенных вариантов реализации проекта разработки месторождения была определена исходная информационно-нормативная база (макроэкономические условия реализации проекта, затраты на геологоразведочные работы (ГРР), капитальные и эксплуатационные затраты, амортизационные и налоговые платежи). Показатели представлены в табл. 2.

Таблица 2

Исходная информационно-нормативная база проекта

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Макроэкономические условия реализации проекта		
Цена 1 бар. нефти Urals на внешнем рынке	долл./бар	60
Норма дисконта	%	21
Курс доллара США	руб./долл	80
Затраты на ГРР		
Объем сеймики 3D	км ²	124
Стоимость 1 км ² 3D	тыс.руб./км ²	1600
Глубина поисковых скважин	м	3300
Глубина разведочных скважин	м	3300
Стоимость поисково-разведочного бурения	тыс.руб./м	390
Коэффициент успешности	д.ед.	0,3-0,5
Число поисковых скважин	ед.	1-3

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Продолжительность поискового этапа	лет	1-2
Продолжительность разведочного этапа	лет	1-2
Доля разведочных скважин, переходящих в эксплуатационные	д. ед.	1
Стоимость 1 м поискового бурения	тыс.руб./м	350
Стоимость 1 м разведочного бурения	тыс.руб./м	350
Капитальные затраты		
МЛСП	млн руб.	220 000
СБУ ледостойкого типа	млн руб.	29 000
Танкер дедвейтом 70 тыс т	млн руб.	9 600
Судно снабжения	млн руб.	6 000
Ледокол	млн руб.	15 000
Плавучее нефтехранилище	млн руб.	18 000
Подводный трубопровод	млн руб.	33 000
Бурение эксплуатационной скважины	млн руб./м	0,27
Бурение нагнетательной скважины	млн руб./м	0,27
Прочие	%	15
Природоохранные	%	5
Эксплуатационные затраты		
Добыча жидкости	руб./т жидк.	110
Закачка воды	руб./т воды	60
Сбор, транспорт и прочие нужды	руб./т жидк.	70
Технологическая подготовка нефти	руб./т жидк.	95
Обслуживание скважин	тыс.руб./скв	25000
Капитальный ремонт скважин, включая расходы на ликвидацию	тыс.руб./скв.	10000
Заработная плата	тыс.руб./чел*год	1800
Удельная численность персонала	чел./скв.	2
Транспортный тариф	руб./т	1800
Налоговые платежи		
Ставка НДС	руб./т	15%
Налог на имущество	%	-
Налог на прибыль	%	20,0
Страховые взносы	%	30,5
Ставка регулярного платежа за пользование недрами	тыс.руб.	1000
Экспортная пошлина	Каникулы 8 лет	

Далее была проведена вероятностная оценка извлекаемых запасов с помощью ПО EVA.

Согласно проведенным расчетам, объем извлекаемых запасов нефти месторождения может составить от 179 (с вероятностью в 90%) млн т до 282,8 (с вероятностью 10%) млн т, при этом модальное значение составляет 212 млн т и практически совпадает со значением P(50) – 50% вероятность. Для проведения оценки в безрисковых условиях используется получившееся при расчетах модальное значение объема извлекаемых запасов нефти, которое составляет 212 млн т (рис. 2).

На рис. 3 представлен прогноз добычи нефти с месторождения.



Рис. 2. Результаты вероятностной оценки извлекаемых запасов нефти

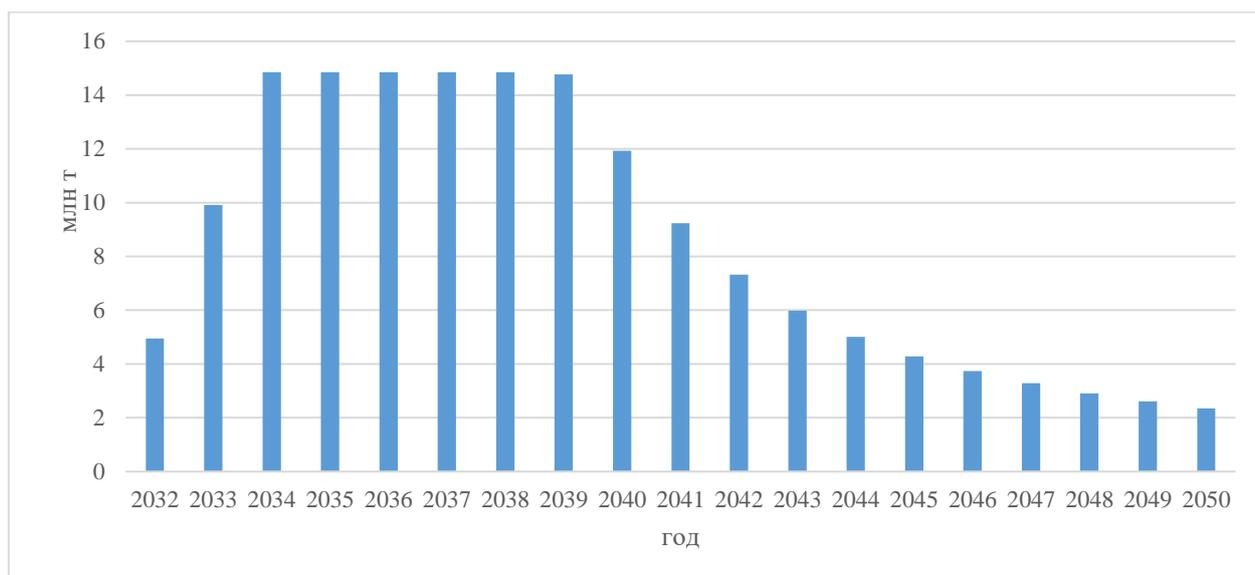


Рис. 3. Прогноз добычи нефти с месторождения

Начало промышленного освоения сырьевой базы месторождения намечено на 2032 год в связи с необходимостью проведения доразведки структуры недр месторождения, а также привлечения финансирования и строительства морской ледостойкой платформы на верфях России.

Согласно модели отбора, выход на проектную мощность планируется в 2034 году. Достижение проектного уровня добычи за такой короткий срок возможно благодаря высоким показателям начальных дебитов скважин по нефти и реализации планируемых технологических мероприятий, направленных на повышение интенсификации добычи.

Период постоянной добычи, согласно информации из открытых источников, ссылающихся на существующие проектные документы, должен составить около 6 лет.

Далее были произведены расчёты экономической составляющей проекта.

Для первого варианта освоения проекта: по результатам расчетов чистый дисконтированный доход от реализации проекта может составить 83,24 млрд руб., внутренняя норма рентабельности достигнет 30,56%. Срок окупаемости инвестиций составит 5 лет, индекс доходности – 1,22. На реализацию проекта потребуется привлечь 506,6 млрд руб. инвестиционного капитала, в том числе 4,1 млрд на проведение дополнительных ГРП. Дисконтированный доход государства, который формируется за счет налоговых поступлений при реализации инвестиционного проекта, составит 593,8 млрд руб. Расчеты проведены в безрисковых условиях.

Аналогичным образом были произведены расчёты по второму варианту обустройства месторождения. Различия состояли в привлечении меньшего количества единиц морского транспорта, строительстве дополнительных линий

трубопровода, а также заключение контрактов с компанией ПАО «ЛУКОЙЛ», поскольку реализация данного варианта проекта требует вовлечения инфраструктуры ПАО «ЛУКОЙЛ».

Поскольку технические показатели при двух вариантах реализации проекта вовлечения месторождения в промышленный оборот совпадают, сравнение будет произведено на основании показателей экономической эффективности (табл. 3).

Таблица 3

Показатели экономической эффективности по двум вариантам освоения месторождения

	Вариант 1	Вариант 2
ЧДД после налогообложения, млрд руб.	83,24	80,56
Срок окупаемости после налогообложения, лет	5	5
PI после налогообложения	1,22	1,30
IRR после налогообложения, %	30,56	28,67

Несмотря на то, что показатели в обоих вариантах сопоставимы и близки друг к другу по значению, первый вариант освоения месторождения будет более предпочтителен, поскольку существует ряд трудностей в использовании инфраструктуры ПАО «ЛУКОЙЛ». Оператором разработки Долгинского месторождения является ПАО «Газпром нефть», а исходя из существующей практики предоставления в пользование частных инфраструктурных объектов, организация транспортировки нефти по второму сценарию является мало возможной.

Для реализации был выбран первый вариант проекта промышленного освоения Долгинского нефтяного месторождения.

Оценка рисков выбранного варианта проекта была проведена тремя способами – анализ чувствительности, метод Монте-Карло и сценарный подход.

К наиболее важным факторам санкционных рисков относятся изменение ставки дисконтирования и увеличение объёмов капитальных затрат. Увеличение этих факторов приведёт к снижению чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и эффективности всего проекта в целом.

При этом также важно уделить внимание риску того, что не подтвердится объём запасов, которые были получены при проведении ГРП и моделировании.

Влияние всех перечисленных факторов важно учесть при проведении анализа устойчивости экономической оценки.

Анализ чувствительности показал высокую устойчивость показателя NPV по цене на углеводородное сырьё, изменению объёма запасов, объёму капитальных вложений и ставке дисконтирования.

Перестает быть рентабельным проект в следующих ситуациях:

- 1) уменьшение цены углеводородов на мировом рынке на 20% и 30%;
- 2) изменение объёмов запасов в сторону уменьшения на 30%;
- 3) увеличение объёма капитальных затрат на 30%.

Оценка рисков методом Монте-Карло позволит определить степень риска инвестиций в проект при совокупном влиянии геологических, технологических и экономических факторов. Оценка показала высокий риск потери инвестиций (66,19 %), что говорит о высокой степени ответственности компании-оператора при реализации арктических шельфовых проектов.

Анализ санкционных рисков был произведён с помощью сценарного подхода.

Было определено три сценария – оптимистичный, базовый и пессимистичный. Оценка пессимистического сценария показала риск потери инвестиций в связи с санкционным давлением 30,31%, что в два раза ниже, чем при влиянии общеэкономических показателей.

На основе оценки рисков был сделан вывод о том, что санкционная нагрузка оказывает меньшее влияние на показатели экономической эффективности реализации проекта по освоению морского нефтяного месторождения по сравнению с изменением цен на мировом рынке нефти. Оценка рисков проекта необходима для определения наиболее значимых потенциальных опасностей и последующей разработки по их управлению.

Таким образом, результатом работы стала рекомендация по вовлечению в промышленный оборот Долгинского нефтяного месторождения, которая заключается в определении перечня оборудования, необходимого для освоения, а также определения варианта транспортировки добытой нефти посредством морского транспорта. Эффективность предложенного варианта освоения месторождения подтверждается рассчитанными показателями экономической эффективности (чистый дисконтированный доход положительный, индекс доходности больше единицы, а внутренняя норма рентабельности больше принятой в расчётах ставки дисконтирования), которые говорят о рентабельности и доходности проекта, а также оценкой рисков, которая подтвердила устойчивость проекта к санкционным и общеэкономическим рискам.

Литература

1. Павленко В. И., Ж. Муангу, Коробов В. Б., Лохов А. С. Актуальные проблемы предотвращения, ликвидации разливов нефти в Арктике и методы оценки экологического ущерба прибрежным территориям // Арктика: экология и экономика №3(19)2015

2. Янкевский А. В., Ганченко Д. Д., Чернеева Е. В., Щерба В. А. Экологические проблемы добычи нефти и газа на шельфе Мирового океана // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №6 (2017) <https://naukovedenie.ru/PDF/45TVN617.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.
3. Козьменко А. С. Отечественный и зарубежный опыт освоения Арктических ресурсов нефти: теория и практика // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета – 2021 DOI: 10.24411/2311-3464-2021-10001
4. Спиридонов А. А., Фадеев А. М. Стратегическое управление рисками освоения арктических шельфовых месторождений. Экономика промышленности / Russian Journal of Industrial Economics. 2022;15(1):36-48. <https://doi.org/10.17073/2072-1633-2022-1-36-48>
5. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике: монография / А. М. Фадеев, А. Е. Череповицын, Ф. Д. Ларичкин. – Апатиты: КНЦ РАН. — 2019. — 289 с.: ил. ISBN 978-5-91137-407-5
6. Информационная статья «Долгинское» (Месторождения России) // Нефтянка URL: <http://neftianka.ru/dolginskoe/> (дата обращения: 25.04.2023).

Bibliographic list

1. Pavlenko V.I., Zh. Muangu, Korobov V.B., Lokhov A.S. Actual problems of prevention, elimination of oil spills in the Arctic and methods of assessing environmental damage to coastal territories // Arctic: ecology and economics No.3(19)2015
2. Yankevsky A.V., Ganchenko D.D., Cherneeva E.V., Shcherba V.A. Environmental problems of oil and gas production on the shelf of the World Ocean // Online journal "Science Studies" Volume 9, No. 6 (2017) <https://naukovedenie.ru/PDF/45TVN617.pdf> (access is free). Cover from the screen. Yaz. rus., Eng.
3. Kozmenko A.S. Domestic and foreign experience in the development of Arctic oil resources: theory and practice // Proceedings of Saint Petersburg State University of Economics – 2021 DOI: 10.24411/2311-3464-2021-10001
4. Spiridonov A.A., Fadeev A.M. Strategic risk management of development of the Arctic offshore fields. Russian Journal of Industrial Economics. 2022;15(1):36-48. (In Russ.) <https://doi.org/10.17073/2072-1633-2022-1-36-48>
5. Strategic management of the oil and gas complex in the Arctic: monograph / A.M. Fadeev, A.E. Cherepovitsyn, F.D. Larichkin. – Apatity: KNC RAS. – 2019. – 289 p.: il. ISBN 978-5-91137-407-5
6. Dolginskaya // Neftyanka URL: <http://neftianka.ru/dolginskoe/> / (accessed: 04/25/2023).