

### ОЦЕНКА И ПРОГНОЗ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ЗАТРАТ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА СНИЖЕНИЕ РИСКОВ ОТ ДЕГРАДАЦИИ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ<sup>1</sup>

**ПОРФИРЬЕВ Борис Николаевич**, академик РАН, b\_porfiriev@mail.ru, Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва, Россия

**ЕЛИСЕЕВ Дмитрий Олегович**, к.э.н., elisd@mail.ru, Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва, Россия

**КОЛПАКОВ Андрей Юрьевич**, к.э.н., ankolp@gmail.com, Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Москва, Россия

**СТРЕЛЕЦКИЙ Дмитрий Андреевич**, PhD, профессор, strelets@gwu.edu, Университет Джорджа Вашингтона, Вашингтон, округ Колумбия, США

*В статье рассматриваются методология и результаты экономической оценки дополнительных затрат нефтяной отрасли в северных регионах России, требуемых при строительстве объектов нефтедобычи в связи с деградацией многолетнемерзлых грунтов. На основе анализа трех сценариев развития нефтедобычи показано, что, в зависимости от конкретной перспективы, ежегодные дополнительные затраты при обустройстве нефтяных месторождений могут варьировать от 53,4 млрд до 268,4 млрд руб., что составляет, соответственно, от 4,4 до 22% общего объема инвестиций в добычу в четырех крупнейших нефтедобывающих регионах страны, расположенных в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов.*

*Ключевые слова:* многолетнемерзлые грунты, инвестиции, нефтедобыча, инфраструктура, фундаменты, основные средства, деградация, климатические изменения.

DOI: 10.47711/0868-6351-195-120-130

Интенсивность глобальных климатических изменений наиболее ярко проявляется в Северной Евразии. Скорость роста среднегодовой температуры воздуха на Севере вдвое выше, чем в среднем по планете [1], что, в свою очередь, ускоряет протаивание многолетнемерзлых грунтов (далее ММГ), снижает их несущую способность, способствуя оседанию, деформации и обрушению построенных на них конструкций [2-3]. Уже сейчас в зоне многолетней мерзлоты фиксируется значительное число аварийных ситуаций, связанных с деградацией ММГ, из которых наиболее масштабной и резонансной стала авария нефтехранилища в Норильске, приведшая к разливу более 20 тыс. т дизельного топлива.

Особые климатические условия регионов распространения ММГ обуславливают необходимость специальных и строгих требований к возведению фундаментов зданий и сооружений [4] на объектах топливно-энергетического комплекса. В частности, для сохранения надежности конструкций широко применяются свайные фундаменты, вмораживаемые в ММГ с последующим их соединением ростверками, которые служат опорой для возводимых зданий и сооружений. При проектировании свайных фундаментов учитываются два основных параметра – толщина активного (деятельного) слоя и максимальная температура ММГ, которые определяют необходимую длину, количество и расположение свай для того, чтобы давление под подошвой фундамента соответствовало несущей способности грунта. При этом

---

<sup>1</sup> Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-28-01075. URL: <https://rscf.ru/project/22-28-01075/>

длина свай должна на несколько метров превышать максимальную глубину протаивания ММГ. Указанные принципы справедливы и для строительства объектов нефтедобычи – буровых и насосных блоков, зданий, хранилищ.

В целях адаптации объектов нефтедобывающего сектора и поддержания их работоспособности в меняющихся климатических условиях, включая ускоренные протаивание и деградацию ММГ, используется ряд инженерных мер. Прежде всего, усиление фундаментов при неизменном весе конструкций посредством увеличения длины и, при необходимости, количества свай, погружаемых в ММГ. Это позволяет уменьшить нагрузку на каждую сваю и способствует сохранению их устойчивости при большей глубине протаивания ММГ. Другим эффективным способом является термостабилизация грунта с использованием специальных технических средств [5-7]. Эти и другие технические меры адаптации сооружений и зданий, однако, требуют существенных дополнительных затрат, объемы которых из-за интенсификации процессов деградации ММГ в перспективе будут возрастать, что подразумевает необходимость постоянной оценки опасности аварийных ситуаций и затрат на снижение их рисков.

Современные исследования показывают существенный масштаб неопределенностей и рисков, связанных с деградацией ММГ. В одной из последних работ междисциплинарного характера ее авторитетные авторы оценивают общий ожидаемый ущерб для экономики от деградации ММГ в Арктической зоне Российской Федерации на период до 2050 г. в 5-7 трлн руб. [8]. В работе С.В. Бадиной стоимость инфраструктуры Арктической зоны РФ, построенной на многолетней мерзлоте, к середине XXI века оценивается в 133,5 млрд долл. [9]. Авторами настоящей статьи в серии опубликованных за последние несколько лет работ были предложены подходы к укрупненной оценке рисков деградации ММГ [10] и представлены конкретные результаты такой оценки применительно к отдельным отраслям экономики и хозяйственным комплексам (автодорожной инфраструктуре, жилищному сектору, объектам здравоохранения) [11-13].

В данной работе предпринята попытка дать аналогичную оценку применительно к топливно-энергетическому комплексу России, конкретнее – оценку ожидаемого ущерба от деградации ММГ для предприятий в ключевых нефтедобывающих регионах России. Согласно статистическим данным, более чем две трети российской добычи нефти и 80% добычи природного газа сосредоточено в регионах, расположенных в зоне распространения ММГ. При этом в ранее опубликованных обзорных и аналитических материалах наших коллег, за редким исключением [14], внимание фокусировалось либо на данных о доле добычи топливно-энергетических ресурсов на ММГ, без конкретной количественной оценки ожидаемого ущерба или дополнительных затрат [15], либо на оценке затрат на устранение последствий конкретных аварий в отрасли [16]. В нашем распоряжении нет специализированных данных, либо оценок количества месторождений, расположенных на ММГ, их продуктивности, что серьезно затрудняет объективную оценку совокупного риска для этих объектов отрасли. В то же время, детализированная оценка ожидаемых затрат в сфере газодобычи была дана авторами ранее применительно к Ямало-Ненецкому АО [17].

**Экономика нефтедобывающих регионов Севера России.** Согласно данным Росстата, на долю четырех северных регионов России (Ненецкого, Ямало-Ненецкого, Ханты-Мансийского автономных округов и Красноярского края), территория которых полностью либо частично расположена в зоне многолетней мерзлоты, приходится 58,9% общероссийской добычи нефти. В структуре их валового регионального продукта доля добывающих отраслей, а также доля инвестиций в основной капитал, направляемых в нефтяной сектор, ощутимо (в большинстве случаев – в несколько раз) выше среднероссийских значений (табл. 1).

Таблица 1

## Отдельные экономические показатели нефтяной отрасли в 2020 г.

Регион	Доля добывающих отраслей в структуре ВРП, %	Добыча нефти в 2020 г., млн т	Инвестиции в основной капитал нефтяной отрасли, млрд руб.	Доля инвестиций в основной капитал нефтяной отрасли в общем объеме инвестиций, %	Эксплуатационный фонд нефтяных скважин, единиц	Годовой ввод в эксплуатацию нефтяных скважин, единиц
Российская Федерация	10,5	475,6	1795,4	8,8	178772	7535
Ненецкий АО	32,8	13,9	80,4	41,3	1759	111
Ямало-Ненецкий АО	61,5	36,9	754,0	75,0	7367	624
Ханты-Мансийский АО	66,5	209,4	270,9	27,3	83756	4340
Красноярский край	16,2	19,4	112,3	23,4	1105	200

Источник: составлено авторами по данным Росстата.

Основу инвестиций в основной капитал нефтяной промышленности составляют средства, направляемые на разработку нефтяных месторождений, в том числе разведку, бурение и эксплуатацию нефтяных скважин, создание соответствующей инфраструктуры. Доля капитальных сооружений (зданий, нефтяных скважин, нефтяной инфраструктуры) в структуре инвестиций нефтяной отрасли исследуемых регионов составляет около 65%.

Общий эксплуатационный фонд нефтяных скважин в исследуемых регионах составил 94 тыс. единиц (табл. 1). Ежегодно в эксплуатацию вводится более 5 тыс. новых скважин. Средний срок службы отдельной скважины, как правило, составляет около 15-25 лет, к середине XXI в. большинство из построенных до 2020 г. скважин будут постепенно выводиться из эксплуатации, а основная добыча будет осуществляться на новых. Учитывая это обстоятельство, в настоящей работе приоритет отдается оценке дополнительных затрат при сооружении новых скважин и сопутствующей им нефтяной инфраструктуры.

**Методология оценки дополнительных затрат на обустройство и эксплуатацию нефтяных месторождений, обусловленных рисками деградации ММГ.** Общий подход к оценке указанных затрат базируется на апробированной ранее методологии оценки газовых месторождений ЯНАО [17], с незначительными модификациями, которые обусловлены отраслевой спецификой. На первом этапе моделирования предусматривается географическая привязка конкретных нефтяных месторождений к районам распространения ММГ на основе информационных баз Международной ассоциации мерзлотоведения, а также определение типологии ММГ в соответствии с принятой указанной ассоциацией классификацией.

При точной географической привязке каждого месторождения отсутствует необходимость синтетических расчетов привязки конкретных объектов к ММГ, которые применялись в ранее опубликованных нами работах. Вместе с тем, необходимо учитывать, что наличие зон ММГ на территории всего месторождения не означает, что все хозяйственные объекты размещены именно в этих зонах. Поэтому для дальнейших расчетов используется следующая формула:

$$OF = 0,95 \times OF_1 + 0,75 \times OF_2 + 0,35 \times OF_3, \quad (1)$$

где  $OF$  – нефтяные месторождения (количество скважин и объектов сопутствующей инфраструктуры), расположенные на сплошной ( $OF_1$ ), прерывистой ( $OF_2$ ) и массивно-островной ( $OF_3$ ) многолетней мерзлоте.

В дальнейшем предусматривается оценка себестоимости обустройства и эксплуатации нефтяных месторождений, расположенных на ММГ, которая включает оценку стоимости эксплуатационных скважин и сопутствующей инфраструктуры. Для оценки стоимости фундамента эксплуатационной скважины используются данные по стоимости строительства типового нефтяного месторождения в России. Расчеты проводятся согласно строительным нормам и правилам (СНиП) по возведению фундаментов в рамках проектов нефтедобычи [18-21]. В качестве бурового оборудования выбрана установка Уралмаш 5000/320 ЭК-БМЧ, предназначенная для бурения эксплуатационных и разведочных скважин глубиной до 5000 м в различных геофизических условиях с пределами температуры воздуха от  $-45^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ . В качестве базового модельного примера для расчетов используются данные по обустройству скважины на территории Ромашкинского месторождения (Республика Татарстан)<sup>2</sup>.

Для объектов, построенных на ММГ, необходимо заглубление фундаментов на глубину, не менее чем на два метра превышающую глубину сезонного протаивания грунта. По данным Международной программы мониторинга CALM, сезонная глубина протаивания в Ненецком АО составляет в среднем 116 см, в Ямало-Ненецком АО: 0-126 см, в Ханты-Мансийском АО: 87-126 см, в Красноярском крае: 79-97 см [22]. При текущей скорости изменений климата и деградации ММГ к середине XXI в. глубина протаивания может увеличиться на 0,5-0,8 м во всех исследуемых регионах. Учитывая это, для периода 2022-2035 гг. была принята длина свай 4-5 м, а для 2036-2050 гг. – 5-6 м, соответственно, в зависимости от региона. Для усиления конструкций при строительстве фундаментов также могут использоваться устройства термостабилизации грунта, что может удорожить фундаментные работы, в зависимости от конкретной технологии, на 29,2-56,6%. Общие технико-экономические параметры фундаментов скважин представлены в табл. 2.

Оценка стоимости фундаментов нефтяной инфраструктуры производится ранее апробированным методом сопоставления общего объема инвестиций в основной капитал по видам основных фондов; региональные данные по объемам инвестиций в основной капитал представлены по профильному виду экономической деятельности (добыча нефти) [23]. Для расчетов используются сведения о недвижимой части основных средств (здания и сооружения), которые при строительстве на ММГ не могут быть перемещены в случае аварий и, соответственно, подвержены рискам обрушения. Стоимость фундаментных работ составляет 5-20% общей стоимости строительства, в зависимости от различных факторов (в настоящем исследовании предполагается максимальная стоимость фундаментных работ, учитывая сложность проектирования и строительства на ММГ). Кроме этого, из-за отсутствия информации по объектам и стоимости инфраструктуры на конкретном месторождении предполагается, что объем инвестиций в основные средства пропорционален количеству вводимых в эксплуатацию скважин.

<sup>2</sup> Приняты следующие допущения расчетов параметров фундамента: для месторождений вне зоны ММГ – заглубление 0,5 м, подложка состоит из блоков  $2 \times 1 \times 0,6$  куб. м массой 3 т и  $1,2 \times 0,6 \times 0,6$  куб. м массой 1,92 т в количестве 24 ед.  $\times 2$ , площадь основания  $28,3 \text{ м} \times 14,9 \text{ м} = 421,7$  кв. м (в соответствии с СНиП), в ценах 2018 г. стоимость фундаментных работ составляет  $24 \times (13102 + 4905) = 432,2$  тыс. руб.; для месторождений в зоне ММГ в климатических условиях 2020-2035 гг. – заглубление составляет 3-4 м, свайный фундамент:  $4-5 \text{ м} \times 0,4 \text{ м}$ , массой 1,65-2,05 т, ростверки:  $0,5 \text{ м} \times 1,2 \text{ м}$ , массой 1,625 т, масса основания:  $98 \text{ ед.} \times (1,65(2,05) + 1,625) = 320,95-360,15$  т; в ценах 2018 г. стоимость фундаментных работ составляет 1365,7-1577,8 тыс. руб. с учетом поправочного регионального коэффициента удорожания строительства; для месторождений в зоне ММГ в условиях 2036-2050 гг. будут использованы сваи  $5-6 \text{ м} \times 0,4 \text{ м}$ , массой 2,05-2,45 т; при соблюдении остальных пропорций, стоимость фундаментных работ составит 1532,5-1749,5 тыс. руб.

Таблица 2

## Технико-экономические параметры фундаментов скважин на нефтяных месторождениях\*

Регион/ муниципалитет	Глубина сезонного протаивания ММГ в среднем за период 2005-2020 гг./ 2036-2050 гг., см	2022-2035 гг.			2036-2050 гг.			
		А	Б	В	А	Б	В	Г
НАО ЯНАО	116/186	500	360,15	1577,8	600	399,35	1749,5	990,2
Красноселькупский район	89/165	400	320,95	1418,7	500	360,15	1591,9	901,0
Надымский район	126/202	500	360,15	1591,9	600	399,35	1765,2	999,1
Пуровский район	87/163	400	320,95	1418,7	500	360,15	1591,9	901,0
Тазовский район	91/167	400	320,95	1418,7	500	360,15	1591,9	901,0
Ямальский район	80/156	400	320,95	1418,7	500	360,15	1591,9	901,0
ХМАО								
Белоярский район	126/165	500	360,15	1573,2	500	360,15	1573,2	890,4
Нижневартовский район	88/164	400	320,95	1402,0	500	360,15	1573,2	890,4
Сургутский район	87/127	400	320,95	1402,0	500	360,15	1573,2	890,4
Красноярский край								
Байkitский район	80/150	400	320,95	1365,7	500	360,15	1532,5	867,4
Таймырский район	97/167	400	320,95	1365,7	500	360,15	1532,5	867,4
Туруханский район	80/150	400	320,95	1365,7	500	360,15	1532,5	867,4
Усть-Енисейский район	79/149	400	320,95	1365,7	500	360,15	1532,5	867,4

\* Для климатических условий соответствующих периодов: А – минимальное заглубление фундаментов скважин (см); Б – минимальная масса фундамента (т); В – стоимость фундамента в расчете на одну скважину (тыс. руб.); Г – дополнительные затраты на систему термостабилизации в расчете на одну скважину (тыс. руб.).

Источники: глубина протаивания по данным CALM (URL: <https://www2.gwu.edu/~calm/data/north.htm>), оценки параметров фундаментов – расчеты авторов.

В общем виде формулы расчетов для периодов 2022-2035 гг. (2) и 2036-2050 гг. (3) представлены ниже:

$$I_{ob} = I_{ot} \times I_{fa} \times 0,2 - I_{bw1} \times No_1, \quad (2)$$

$$I_{ob} = I_{ot} \times I_{fa} \times 0,2 * k_i \times k_c - I_{bw2} \times No_2, \quad (3)$$

где  $I_{ob}$  – общий объем инвестиций в фундаменты инфраструктуры нефтяных месторождений;  $I_{ot}$  – общий объем инвестиций в нефтедобычу (данные Росстата за 2020 г.);  $I_{fa}$  – доля инвестиций в здания и сооружения (по данным Росстата за 2020 г.);  $I_{bw1}$  и  $I_{bw2}$  – стоимость фундаментов скважин (данные о стоимости представлены в табл. 2) для периодов 2022-2035 гг. ( $I_{bw1}$ ) и 2036-2050 гг. ( $I_{bw2}$ ) соответственно;  $No_1$  и  $No_2$  – годовой ввод скважин для периодов 2022-2035 гг. ( $No_1$ ) и 2036-2050 гг. ( $No_2$ ) соответственно;  $k_i$  – коэффициент льдистости ММГ (низкий – 1, средний – 1,1, высокий – 1,2);  $k_c$  – коэффициент удорожания строительных работ по инфраструктуре.

На заключительном этапе рассматриваются три сценария добычи нефти в исследуемых регионах (пессимистичный (негативный), умеренный, благоприятный) и оцениваются дополнительные затраты, возникающие при строительстве нефтяной инфраструктуры в условиях деградации ММГ в рамках упомянутых сценариев (табл. 3).

Предлагаемая модельная оценка ожидаемых затрат предусматривает некоторые допущения, связанные с отсутствием отдельных статистических данных и высокой степенью неопределенности и изменчивости внешней среды, а именно:

– используется наиболее вероятный базовый сценарий климатических изменений RCP8.5, который предусматривает наихудшие прогнозные условия по климату и, соответственно, учитывает максимальные климатические риски;

– прогнозная глубина протаивания ММГ базируется на данных наблюдений за период 2006-2015 гг. Данные, начиная с 2016 г., свидетельствуют об ускорении этого процесса. Сопоставление данных по отдельным станциям геокриолитологического наблюдения в период 1997-2020 гг. показывает, что в 1997-2006 гг. увеличение глубины протаивания составляло около 10 см за десятилетие, в 2006-2015 гг. – 20 см; за последние пять лет скорость процессов возросла вдвое;

– ввиду отсутствия прогнозных оценок по количеству вводимых в эксплуатацию скважин в рамках предлагаемых сценариев предполагается использование существующих данных по строительству скважин в 2020 г. с пропорциональной поправкой на увеличение/уменьшение добычи нефти в исследуемых регионах. Количество новых скважин и объектов сопутствующей инфраструктуры принимается пропорциональным росту объема добычи на каждом конкретном месторождении;

– учитывая, что системы термостабилизации грунта уже используются при строительстве отдельных объектов нефтедобычи, предполагается, что в настоящее время около 30% фундаментных работ проектируется с использованием этой технологии. Соответственно, на прогнозный период 2022-2035 гг. затраты на термостабилизацию грунта включены в состав затрат на фундаментные работы при строительстве новых объектов. Для периода 2036-2050 гг. предполагается, что 30% фундаментных работ также проектируется с использованием термостабилизации, но при этом соответствующие затраты на термостабилизацию выделены отдельно (табл. 4);

– оценки выполнены для ценовых и производственных условий 2020 г.

Таблица 3

Прогноз среднегодовой добычи нефти на период до 2050 г., млн т\*

Регион	Всего (2020 г.)	В зоне ММГ	Среднегодовой прогноз добычи нефти в период 2036-2050 гг.					
			А		Б		В	
			всего	ММГ	всего	ММГ	всего	ММГ
Российская Федерация	475,5		370,0		475,5		530,0	
Ненецкий АО	13,9	13,9	12,2	12,2	13,9	13,9	16,9	16,9
Ханты-Мансийский АО	209,4	78,2	165,0	61,6	209,4	78,2	259,9	97,1
Ямало-Ненецкий АО	36,9	36,9	26,0	26,0	36,9	36,9	35,8	35,8
Красноярский край	19,4	19,4	71,6	71,6	19,4	19,4	123,4	123,4

\* А – пессимистичный (негативный) сценарий; Б – умеренный сценарий; В – благоприятный сценарий.

Источник: оценки ИИП РАН.

Таблица 4

Стоимость фундаментных работ в период 2020-2035 гг.

Регион	Добыча нефти в зоне ММГ в 2020 г., млн т	Количество вводимых скважин на ММГ	Общая стоимость фундаментных работ в климатических условиях периода 2022-2035 гг., млн руб./год		
			Скважины	Здания	Сооружения
Ненецкий АО	13,9	105	197	195	12535
Ямало-Ненецкий АО	28,2	505	867	697	42045
Ханты-Мансийский АО	78,2	568	951	683	43648
Красноярский край	20,2	185	301	272	17488
ИТОГО	140,5	1363	2316	1847	115716

Источник: расчеты авторов.

**Оценка дополнительных затрат на обеспечение устойчивости нефтяной инфраструктуры, расположенной в зоне распространения ММГ.** Согласно проведенным расчетам, на территориях распространения ММГ в 2020 г. было добыто около 140 млн т нефти. Добыча ведется на 141 нефтяном месторождении, крупнейшие из которых сосредоточены в Ханты-Мансийском АО. Из наиболее значимых и крупных в региональном разрезе месторождений, добывающая инфраструктура которых полностью расположена на многолетней мерзлоте, следует выделить месторождения им. Р. Требса, им. А. Титова в Ненецком АО, на которые приходится 30% региональной добычи; Ярудейское, Восточно-Мессояхское, Новопортовское в Ямало-Ненецком АО с совокупным объемом среднегодовой добычи 15,3 млн т, или более 50% по региону; группу из десяти месторождений, расположенных в Сургутском муниципальном районе ХМАО, на которых добывается около 50 млн т нефти; а также Ванкорский проект (13,8 млн т) в Красноярском крае.

Особенностью Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов является расположение всей их территории в зоне ММГ и, соответственно, все сооружения, связанные с нефтедобычей, строятся с учетом этого фактора. При этом характеристики ММГ для регионов различаются: так, Ненецкий АО является зоной сплошной многолетней мерзлоты, для Ямало-Ненецкого АО характерно распространение сплошных ММГ на севере и прерывистых на юге, Ханты-Мансийский АО полностью расположен в зоне островной многолетней мерзлоты, Красноярский край в части нефтедобывающих муниципалитетов – зона сплошной многолетней мерзлоты, исключая месторождения Байкитского района. По нашим оценкам, из 141 месторождения 25 (или почти 18% общего их числа) расположены в зоне сплошного распространения ММГ, в том числе в Ненецком АО – 13, Ямало-Ненецком АО – 7, Красноярском крае – 5; в зоне прерывистой мерзлоты – 29 месторождений (или 20% общего их числа), в том числе в Ямало-Ненецком АО – 28 и Ханты-Мансийском АО – 1; в зоне островной мерзлоты – 87 месторождений (или 62% общего их числа,) в том числе в Ямало-Ненецком АО – 8, Ханты-Мансийском АО – 78 и Красноярском крае – 1.

В настоящее время в зоне ММГ эксплуатируется 1363 нефтяных скважины. Проведенная оценка показывает, что при строительстве скважин и объектов нефтяной инфраструктуры на ММГ совокупная стоимость фундаментных работ составляет 119,98 млрд руб., или около 10% общего объема региональных инвестиций в нефтяную отрасль (см. табл. 4).

Согласно оценкам, приведенным в работе [10], к середине XXI в. глубина протаивания ММГ увеличится во всех исследуемых регионах на 0,5-0,8 м. Соответственно, это потребует изменения параметров заглубления фундаментов и, в отдельных случаях, применения систем термостабилизации грунта, что, в свою очередь, увеличит капитальные затраты на обустройство новых скважин и сопутствующей нефтяной инфраструктуры. В то же время, на объемы инвестиций решающее влияние будет оказывать динамика нефтедобычи (спрос), которая будет меняться в долгосрочной перспективе. В соответствии с указанными ранее тремя сценариями развития нефтедобычи (см. табл. 3), рассчитаны ожидаемые дополнительные затраты на минимизацию последствий деградации ММГ (табл. 5).

*Негативный сценарий* (2036-2050 гг.) предполагает, что среднегодовой объем добычи нефти в России сократится до 370 млн т, в сравнении с 475,5 млн т в 2020 г. Наибольшее падение добычи в объеме 44,4 млн т прогнозируется в Ханты-Мансийском АО; в Красноярском крае предполагается рост добычи до 71,6 млн т. Общий объем затрат на фундаментные работы (скважины, здания, сооружения) со-

ставит 129,5 млрд руб.; при повсеместном использовании систем термостабилизации грунта увеличится на треть: до 173,3 млрд руб.

Таблица 5

Оценка затрат на снижение рисков деградации ММГ при обустройстве и эксплуатации нефтяных месторождений, млн руб. / год\*

Общая стоимость фундаментных работ для климатических условий 2036-2050 гг.														
Негативный сценарий					Умеренный сценарий					Благоприятный сценарий				
a	b	c	d	Итого	a	b	c	d	Итого	a	b	c	d	Итого
Неенецкий АО					Неенецкий АО					Неенецкий АО				
196	198	12747	4448	17590	224	226	14548	5077	20074	272	276	17738	6190	24476
Ямало-Неенецкий АО					Ямало-Неенецкий АО					Ямало-Неенецкий АО				
753	529	37824	13218	52323	1068	838	53663	18782	74351	1038	815	52180	18263	72296
Ханты-Мансийский АО					Ханты-Мансийский АО					Ханты-Мансийский АО				
950	710	45372	15886	62918	1207	902	57649	20185	79942	1498	1014	71535	25011	99058
Красноярский край					Красноярский край					Красноярский край				
488	456	29308	10231	40483	365	342	21957	7665	30329	2319	2170	139338	48640	192466
ИТОГО					ИТОГО					ИТОГО				
2386	1893	125251	43783	173313	2863	2308	147816	51708	204696	5127	4275	280790	98104	388296

\* a – скважины; b – здания; c – сооружения; d – системы термостабилизации грунта.

Источник: расчеты авторов.

В рамках умеренного сценария (принятого за базовый на 2036-2050 гг.) объем добычи нефти как в России, так и в исследуемых регионах останется неизменным и в целом по этим регионам будет составлять 279,6 млн т в год. При таком развитии событий совокупные затраты на строительство фундаментов скважин, зданий и сооружений составят 153,0 млрд руб., а при использовании систем термостабилизации грунта увеличатся, как и в предыдущем сценарии, на треть: до 204,7 млрд руб.

В благоприятном сценарии рост общероссийской добычи нефти достигает в среднегодовом выражении 530 млн т, в том числе 436 млн т будет добываться в рассматриваемых четырех северных регионах. Основной прирост предполагается в Ханты-Мансийском АО (до 259,9 млн т, из них на месторождениях на ММГ будет добываться 97,1 млн т) и Красноярском крае (до 123,4 млн т, которые будут добываться полностью на территориях распространения ММГ). Ожидаемые затраты на фундаментные работы (скважины, здания, сооружения) составят 290,2 млрд руб., а при использовании систем термостабилизации грунта возрастут также на треть (до 388,3 млрд руб.).

Рассмотрим приведенные выше оценки в контексте отраслевых показателей. Если в период 2022-2035 гг. совокупные затраты на фундаментные работы составят 120 млрд руб. (см. табл. 4) или 9,8% общего объема отраслевых региональных инвестиций (по базе 2020 г.), то после 2036 г. в негативном сценарии расходы составят 129,5 млрд руб., а при использовании систем термостабилизации грунта они увеличатся до 173,3 млрд руб., при этом объемы нефтедобычи снизятся на 4,8 млн т. Основной прирост затрат в данном сценарии связан с существенным сокращением нефтедобычи в Ханты-Мансийском АО при одновременном ее росте в Красноярском крае, при том, что одновременно увеличиваются относительные издержки. В умеренном (базовом) сценарии при неизменном уровне добычи нефти совокупная стоимость фундаментных работ составит 204,7 млрд руб. Благоприятный сце-



нарий предполагает рост указанных затрат до 388,3 млрд руб. при росте добычи нефти в полтора раза по отношению к умеренному сценарию.

В любом сценарии добычи нефти на ММГ существуют различные варианты обустройства нефтяных месторождений, которые зависят от допустимых рисков и возможных предельных расходов на строительство конкретной инфраструктуры. Очевидно, что выбор оптимального решения зависит от множества факторов, среди которых надежность и безаварийность работы месторождений, экономическая эффективность, доступность тех или иных технологических решений на территории являются приоритетными.

\* \* \*

Четыре северных региона – Ненецкий, Ямало-Ненецкий, Ханты-Мансийский автономные округа и Красноярский край – являются ключевыми центрами нефтедобычи в России. В то же время, поскольку эти центры расположены в зонах распространения ММГ, они оказываются наиболее уязвимыми к последствиям климатических изменений, прежде всего, связанных с деградацией ММГ. Необходимы планирование и реализация мер адаптации сооружений нефтяных месторождений в целях обеспечения устойчивого их функционирования на долгосрочную перспективу. Современные технологии обустройства месторождений, учитывающие специфику ММГ, составляют основу этих адаптационных мер, позволяя если не устранить, то в значительной степени смягчить риски обрушения конструкций на ММГ. Вместе с тем, такие технологии существенно увеличивают стоимость строительства.

Предпринятая в исследовании авторов (результаты которого изложены выше) попытка укрупненной оценки совокупных затрат на фундаментные работы, связанных с обустройством нефтяных месторождений на ММГ, показывает, что величина указанных затрат в среднегодовом выражении варьирует: от 129,5 млрд руб. до 290 млрд руб., в зависимости сценария (уровня добычи нефти) без использования систем термостабилизации – в период 2036-2050 гг. В этом же периоде использование систем термостабилизации с целью снижения рисков деградации ММГ для обеспечения устойчивого функционирования нефтяных месторождений увеличивает вариационный размах указанных затрат в зависимости от уровня добычи нефти: от 173,3 млрд руб. до 388,3 млрд руб. При этом дополнительные затраты на фундаментные работы в 2036-2050 гг. в сравнении с периодом 2022-2035 гг. составят 9,7-170,3 млрд руб., в зависимости от сценария, без учета стоимости систем термостабилизации, а при их использовании увеличатся до 53,4-268,4 млрд руб. в ценах 2020 г.

#### *Литература / References*

1. Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации за 2020 год. М.: Росгидромет, 2021. 104 с. URL: [https://www.meteorf.ru/upload/pdf\\_download/doklad\\_klimat2020.pdf](https://www.meteorf.ru/upload/pdf_download/doklad_klimat2020.pdf) (Дата обращения 26.05.2022.) [Doklad ob osobennostyah klimata na territorii Rossijskoj Federacii za 2020 god. Moskva: Rosgidromet, 2021. 104 s. (In Russ.)]
2. Анисимов О.А., Стрелецкий Д.А. Геокриологические риски при таянии многолетнемерзлых грунтов. Арктика XXI век // Естественные науки. 2015. № 2 (3). С. 60-74. [Anisimov O.A., Strelckij D.A. Geokriologicheskie riski pri tayanii mnogoletemerzlykh gruntov. Arktika XXI vek // Estestvennye nauki. 2015. № 2(3). S. 60-74. (In Russ.)]
3. Vasiliev A., Drozdov D., Gravis A. et al. Permafrost degradation in the Western Russian Arctic // Environmental Research Letters. 2020. Vol. 15. № 4. Article 45001. DOI 10.1088/1748-9326/ab6f12
4. Хрусталева Л.Н., Пармузин С.Ю., Емельянова Л.В. Надежность северной инфраструктуры в условиях меняющегося климата. М.: Университетская книга, 2011. 260 с. [Hrustal'ev L.N., Parmuzin S.Yu., Emel'yanova L.V. Nadyozhnost' severnoj infrastruktury v usloviyah menyayushchegosya klimata. M.: Universitetskaya kniga. 2011. 260 s. (In Russ.)]
5. Гласко А.В., Калмыков А.М., Мецгерин И.В., Федотов А.А., Храпов П.В. Замораживание грунтов оснований геотехнических объектов в криолитозоне с помощью вертикальных термостабилизаторов // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. 2012. № 7 (7). С. 33. [Glasko A.V., Kalmykov A.M., Meshcherin I.V., Fedotov A.A., Hrapov P.V. Zamorazhivanie gruntov osnovanij geotekhnicheskikh ob'ektov v kriolitozone s pomoshch'yu vertikalnykh termostabilizatorov // Vestnik Moskovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. N.E. Baumana. 2012. № 7 (7). S. 33.]

- geotekhnicheskikh ob"ektov v kriolitozone s pomoshch'yu vertikal'nyh termostabilizatorov // Vestnik Moskovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. N.E. Bauman. 2012. № 7 (7). S. 33. (In Russ.)]
6. Лусин Ю.В., Соценко А.Е., Павлов В.В., Коргин А.В., Суриков В.И. Технические решения по температурной стабилизации многолетнемерзлых грунтов оснований объектов трубопроводной системы «Заполярье – НПС "ПУР-ПЕ"» // Промышленное и гражданское строительство. 2014. № 1. С. 65-68. [Lisin Yu.V., Soshchenko A.E., Pavlov V.V., Korgin A.V., Surikov V.I. Tekhnicheskie resheniya po temperaturnoj stabilizacii mnogoletnemerzlyh gruntov osnovanij ob"ektov truboprovodnoj sistemy «Zapolyar'e – NPS "PUR-PE"» // Promyshlennoe i grazhdanskoe stroitel'stvo. 2014. № 1. S. 65-68. (In Russ.)].
  7. Попов А.П., Милованов В.И., Жмулин В.В., Рябов В.А., Бережной М.А. К вопросу о типовых технических решениях по основаниям и фундаментам для криолитозоны // Инженерная геология. 2008. № 3. С. 22-38. [Popov A.P., Milovanov V.I., Zhmulin V.V., Ryabov V.A., Berezhnoj M.A. K voprosu o tipovyh tekhnicheskix resheniyah po osnovaniyam i fundamentam dlya kriolitozony // Inzhenernaya geologiya. 2008. № 3. S. 22-38 (In Russ.)].
  8. Мельников В.П., Осипов В.И., Брушков А.В., Бадина С.В., Дроздов Д.С., Дубровин В.А., Железняк М.Н., Садурtdинов М.Р., Сергеев Д.О., Остарков Н.А., Фалалева А.А., Шелков Я.Ю. Оценка ущерба жильем и промышленным зданиям и сооружениям при изменении температур и оттаивании многолетнемерзлых грунтов в Арктической зоне Российской Федерации к середине XXI века // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. 2021. № 1. С. 14-31. [Mel'nikov V.P., Osipov V.I., Brushkov A.V., Badina S.V., Drozdov D.S., Dubrovин V.A., Zheleznyak M.N., Sadurtdinov M.R., Sergeev D.O., Ostarkov N.A., Falaleeva A.A., Shelkov YA.YU. Ocenka ushcherba zhilym i promyshlennym zdaniyam i sooruzheniyam pri izmenenii temperatur i ottaivanii mnogoletnemerzlyh gruntov v Arkticheskoy zone Rossijskoj Federacii k seredine XXI veka // Geoekologiya. Inzhenernaya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya. 2021. № 1. S. 14-31. (In Russ.)].
  9. Badina S.V. Estimation of the value of buildings and structures in the context of permafrost degradation: The case of the Russian Arctic // Polar Science. 2021. Vol. 29. P. 100730. DOI: 10.1016/j.polar.2021.100730
  10. Streletskiy D.A., Suter L., Shiklomanov N.I., Porfiriev B.N., Eliseev D.O. Assessment of climate change impacts on buildings, structures and infrastructure in the Russian regions on permafrost // Environmental Research Letters. 2019. Vol. 14. № 025003. Pp. 1-15. DOI: 10.1088/1748-9326/aaf5e6
  11. Порфирьев Б.Н., Елисеев Д.О., Стрелецкий Д.А. Экономическая оценка последствий деградации вечной мерзлоты под влиянием изменений климата для устойчивости дорожной инфраструктуры в российской Арктике // Вестник Российской академии наук. 2019. Т. 89. № 12. С. 1228-1239. [Porfiriev, B.N., Eliseev, D.O. & Streletskiy, D.A. Economic Assessment of Permafrost Degradation Effects on Road Infrastructure Sustainability under Climate Change in the Russian Arctic // Her. Russ. Acad. Sci. 2019. Vol. 89. Pp. 567-576. (In Russ)] <https://doi.org/10.1134/S1019331619060121>
  12. Порфирьев Б.Н., Елисеев Д.О., Стрелецкий Д.А. Экономическая оценка последствий деградации вечной мерзлоты для жилищного сектора российской Арктики // Вестник Российской академии наук. 2021. Т. 91. № 2. С. 105-114. [Porfiriev, B.N., Eliseev, D.O. & Streletskiy, D.A. Economic Assessment of Permafrost Degradation Effects on the Housing Sector in the Russian Arctic // Her. Russ. Acad. Sci. 2021. Vol. 91. Pp. 17-25. (In Russ.)] <https://doi.org/10.1134/S1019331621010068>
  13. Порфирьев Б.Н., Елисеев Д.О., Стрелецкий Д.А. Экономическая оценка последствий деградации многолетней мерзлоты для объектов системы здравоохранения российской Арктики // Вестник Российской академии наук. 2021. Т. 91. № 12. С. 1125-1136. [Porfiriev, B.N., Eliseev, D.O. & Streletskiy, D.A. Economic Assessment of Permafrost Degradation Effects on Healthcare Facilities in the Russian Arctic // Her. Russ. Acad. Sci. 2021. Vol. 91. Pp. 677-686. (In Russ.)] <https://doi.org/10.1134/S1019331621060113>
  14. Мельников В.П., Осипов В.И., Брушков А.В., Бадина С.В., Великин С.А., Дроздов Д.С., Дубровин В.А., Жоанеев О.В., Железняк М.Н., Кузнецов М.Е., Осокин А.Б., Остарков И.А., Садурtdинов М.Р., Сергеев Д.О., Остарков Н.А., Фалалева А.А., Шелков Я.Ю. Оценка ущерба жильем и промышленным зданиям и сооружениям при изменении температур и оттаивании многолетнемерзлых грунтов в Арктической зоне Российской Федерации к середине XXI века // Вестник РАН. 2022. Т. 92. № 4. С. 303-315. [Mel'nikov, V.P., Osipov, V.I., Brushkov, A.V. et al. Decreased Stability of the Infrastructure of Russia's Fuel and Energy Complex in the Arctic Because of the Increased Annual Average Temperature of the Surface Layer of the Cryolithozone // Her. Russ. Acad. Sci. 2022. Vol. 92. Pp. 115-125. (In Russ.)] <https://doi.org/10.1134/S1019331622020083>
  15. Зуев А. Нефтегазовый клондайк Арктики // ТЭК России: электронный журнал. 2018. № 12. URL: [http://www.cdu.ru/tek\\_russia/issue/2018/12/#545](http://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/12/#545) (Дата обращения 26.05.2022.) [Zuev A. Neftegazovyy klondajk Arktiki // TEK Rossii: elektronnyj zhurnal. 2018. № 12. (In Russ.)] (accessed 23.05.2022)
  16. Основные природные и социально-экономические последствия изменения климата в районах распространения многолетнемерзлых пород: прогноз на основе синтеза наблюдений и моделирования: Оценочный отчет / Под ред. О.А. Анисимова. М.: Greenpeace, 2009. 43 с. [Osnovnye prirodnye i social'no-ekonomicheskie posledstviya izmeneniya klimata v rajonah rasprostraneniya mnogoletnemerzlyh porod: prognoz na osnove sinteza nablyudenij i modelirovaniya: Ocenochnyj otchet / Pod red. O.A. Anisimova. M., Greenpeace. 2009. 43 s. (In Russ.)].
  17. Порфирьев Б.Н., Елисеев Д.О., Стрелецкий Д.А. Оценка и прогноз издержек газодобывающего сектора Ямало-Ненецкого Автономного округа, связанных с последствиями деградации многолетнемерзлых грунтов // Метеорология и гидрология. 2022. № 5. С. 96-106. [Porfiriev B.N., Eliseev D.O., Streletskiy D.A. Ocenka i prognoz izderzhhek gazodobyvayushchego sektora Yamalo-Neneckogo Avtonomnogo okruga, svyazannyh s posledstviyami degradacii mnogoletnemerzlyh gruntov // Meteorologiya i gidrologiya. 2022. № 5. S. 96-106. (In Russ.)].
  18. Строительные нормы и правила. Сметные нормы и правила. СНиП IV-5-82. Приложение. Сборники единых районных единичных расценок на строительные конструкции и работы. Сборник 49. Скважины на нефть и газ. М., Недра. 1985. 400 с. [Stroitel'nye normy i pravila. Smetnye normy i pravila. SNiP IV-5-82. Prilozhenie. Sborniki edinyh rajonnyh edinchnyh rascenok na stroitel'nye konstrukcii i raboty. Sbornik 49. Skvazhiny na nef't i gaz. M., Nedra, 1985. 400 s. (in Russ.)].
  19. Строительные нормы и правила. СНиП 2.02.01-83. Основания зданий и сооружений (с изм. и доп.). М., ФГУП ЦПП. 2006. 48 с. [Stroitel'nye normy i pravila. SNiP 2.02.01-83. Osnovaniya zdaniy i sooruzhenij (s izm. i dop.). M., FGUP CPP. 2006. 48 s. (In Russ.)].
  20. Строительные нормы и правила. СНиП 2.02.03-85, SNiP 2.02.03-83/ Свайные фундаменты. М., ФГУП ЦПП. 2006. 46 с. [Stroitel'nye normy i pravila. SNiP 2.02.03-85 / Osnovaniya zdaniy i sooruzhenij (s izm. i dop.). M., FGUP CPP. 2006. 48 s. (In Russ.)].

21. *Строительные нормы и правила. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. М., ФГУП ЦПП. 2005. 52 с. [Stroitel'nye normy i pravila. SNiP 2.02.04-88. Osnovaniya i fundamenti na vechnomerzlyh gruntah. M., FGUP CPP. 2005. 52 s. (in Russ.).]*
22. *Circumpolar Active Layer Monitoring Network // <https://www2.gwu.edu/~calm/data/north.htm> (Accessed 20.05.2022.)*
23. *Социально-экономическое развитие Российской Арктики в контексте глобальных изменений климата / Под ред. Порфирьева Б.Н. М.: Научный консультант, 2017. 302 с. [Social'no-ekonomicheskoe razvitiye Rossijskoj Arktiki v kontekste global'nyh izmenenij klimata. Pod red. Porfir'eva B.N. M.: Nauchnyj konsul'tant, 2017. 302 s. (in Russ.).]*



Статья поступила 10.06.2022. Статья принята к публикации 17.06.2022.

**Для цитирования:** Б.Н. Порфирьев, Д.О. Елисеев, А.Ю. Колпаков, Д.А. Стрелецкий. Оценка и прогноз дополнительных затрат нефтедобывающих предприятий на снижение рисков от деградации многолетней мерзлоты // Проблемы прогнозирования. 2022. № 6(195). С. 120-130.  
DOI: 10.47711/0868-6351-195-120-130.

### Summary

#### ASSESSMENT AND FORECASTING OF ADDITIONAL COSTS OF OIL-PRODUCTION COMPANIES TO REDUCE RISKS FROM PERMAFROST DEGRADATION

**B.N. PORFIRIEV**, Academician RAS, Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**D.O. ELISEEV**, Cand. Sci. (Econ.), Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**A.Yu. KOLPAKOV**, Cand. Sci. (Econ.), Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**D.A. STRELETSKY**, PhD, professor, George Washington University, USA

**Abstract:** The article discusses the methodology and results of the economic assessment of the additional costs of the oil industry in the northern regions of Russia during the construction of oil production infrastructure due to the degradation of permafrost. An ensemble of climate projections based on the RCP 8.5 scenario and the forecasts given up the middle of 21st century (2036-2050) compare to costs of 2022-2035. Based on the analysis of three scenarios for the development of oil production, it is shown that, depending on the specific perspective, the total costs of oil production infrastructure will rise from 119,98 bln rubles (for 2022-2035 interval) up to 173.3-388.2 bln rubles per year depending on scenario. Marginal annual additional costs for the oil infrastructure will vary 53.4-268.4 bln rubles, depending on oil production scenario and chosen technology. In relatively terms this means 4.4 to 22% of total investments at 2021 into oils production industry in in the four largest oil-producing regions of the country located in the permafrost.

**Keywords:** permafrost, investments, oil production, basement, infrastructure, fixed assets, degradation, climate change.

Received 10.06.2022; Accepted 17.06.2022

**For citation:** B.N. Porfiriev, D.O. Eliseev, A.Yu. Kolpakov, and D.A. Streletsky. Assessment and Forecasting of Additional Costs of Oil-Production Companies to Reduce Risks from Permafrost Degradation // Studies on Russian Economic Development. 2022. Vol. 33. No. 6. Pp. 662-669. DOI: 10.1134/S1075700722060119.