

*А.Ю. Колпаков,  
Э.В. Сафина*

**ОЦЕНКА ЗАТРАТ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО  
СЕКТОРА РОССИИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ РИСКОВ  
ДЕГРАДАЦИИ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ ПОД  
ВЛИЯНИЕМ ИЗМЕНЕНИЙ КЛИМАТА<sup>1</sup>**

DOI: 10.47711/2076-318-2020-186-200

*Проблема оценки экономических последствий климатических изменений.* Фактор климатических изменений и связанных с ними последствий для функционирования экономических систем, безусловно, носит важный характер. Климатическая повестка, которая оказывает значимое влияние на принимаемые сегодня решения в сфере мировой экономики, во многом базируется на порой устрашающих результатах научных исследований, предупреждающих о неизбежных повышении уровня мирового океана и учащении наводнений, сокращении сельскохозяйственного производства и нарушении мировой продовольственной безопасности, учащении экстремальных погодных явлений и деградации вечной мерзлоты (ВМ). В течение XXI в. эти процессы будут оказывать все возрастающее влияние и формировать серьезные риски для жизнедеятельности человека.

Установлено, что потепление климата в России в последние 40 лет происходило в 2,5 раза быстрее, чем в среднем в мире [1]. Еще более интенсивны данные процессы в российской части Арктики, что в числе прочего ведет к увеличению глубины протаивания и деградации ВМ. Это, в свою очередь, стало причиной снижения устойчивости многолетнемерзлых грунтов (МГ) и учащения сопутствующих аварийных ситуаций, возникающих на хозяйственных объектах и ведущих к их разрушению [2]. Таким образом, проблема изменения климата напрямую касается России и

---

<sup>1</sup> Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (в рамках научного проекта № 18-00-00600 (18-00-00599) «Анализ и стратегии управления климатическими рисками долгосрочного социально-экономического развития России»).

поэтому требует тщательного анализа и выработки адекватных мер снижения климатических рисков.

На сегодняшний день накоплен значительный объем знаний в сфере изучения потепления климата и тех изменений, которые могут произойти в природных системах в последующие десятилетия. В то же время вопрос описания экономических последствий климатических изменений существенно менее проработан, а оценки носят довольно укрупненный характер. Однако это вызвано объективными причинами – недостатком надежных данных и трудностями с доступом к ним, преобладанием «точечных» данных над длинными временными рядами, сложностью выделения конкретно климатического фактора из общего числа процессов, воздействующих на объект исследования.

В результате ежегодно выходят все более многочисленные и катастрофические прогнозы изменения климата планеты, но при этом понимание экономических последствий очень фрагментарно. В этой связи любые попытки новых экономических измерений, даже несмотря на их укрупненный характер, выглядят необходимыми и важными, так как позволяют постепенно заполнять многочисленные пустоты в комплексном видении проблем изменения климата и способствовать процессу выработки взвешенных решений.

В своем исследовании экономических последствий климатических изменений OECD показывает, что без применения мер сдерживания глобального потепления мировой ВВП потеряет 1-3,3% к 2060 г. и 2-10% к 2100 г., причем негативные тенденции будут наблюдаться практически во всех регионах мира [3]. По оценкам CRO Fogum (международное объединение страховых компаний), потери мирового ВВП к 2100 г. могут составить до 45% (относительно базовой траектории), если среднемировая температура вырастет за этот период на 5°C; потери ВВП будут существенно ниже при потеплении в пределах 2°C и оцениваются в 10-13% [4]. Оба исследования базируются на изучении последствий увеличения частоты и масштабов негативных природных явлений (наводнения, засухи, волны жары, таяние ВМ, лесные пожары) для объема выпуска продукции разных отраслей, состояния объектов инфраструктуры, смертности, заболеваемости и качества человеческого капитала.

Ряд работ посвящен конкретно последствиям таяния ВМ в России. Согласно оценкам, совокупная стоимость основных фон-

дов в зонах криогенного риска, существующего в период до середины XXI в., составляет 105 млрд. долл. (в ценах 2016 г.) [5]. Среднедолгосрочный социально-экономический ущерб от мерзлотных процессов на территории России оценивается в 2,5 млрд. долл. [6]. Величина затрат на восстановление и поддержание устойчивого функционирования дорожной инфраструктуры в связи с риском протаивания и деградации МГ оценивается в 14-29 млрд. руб. (в ценах 2018 г.) ежегодно в период до 2050 г. [2]. Эти же риски оказывают влияние и на функционирование сырьевого сектора. Так, ежегодные затраты на поддержание работоспособности трубопроводной инфраструктуры и ликвидацию механических деформаций, вызванных нарушением состояния МГ, оцениваются в 55 млрд. руб. [7]. Согласно наиболее «алармистским» оценкам, деградация ВМ в России может привести к невозможности добычи углеводородов в регионах ее распространения [8].

Климатические факторы неизбежно окажут влияние на долгосрочное развитие ключевого сектора российской экономики – нефтедобычи. С одной стороны, стремление мирового сообщества сдержать глобальное потепление через ограничение потребления углеводородных топлив негативно сказывается на перспективах спроса на российские энергоресурсы [9, 10].

С другой – проблема усугубляется еще и тем, что значительная доля инфраструктуры нефтедобывающего сектора находится на территориях распространения ВМ, а значит, подвержена рискам их деградации.

В статье предпринята попытка оценить экономические последствия протаивания и деградации МГ для нефтедобывающего сектора России. Основное внимание уделяется мерам и оценке затрат, которые необходимо совершить для снижения рисков причинения ущерба инфраструктуре и нарушения работоспособности отрасли вследствие прогнозируемых климатических изменений.

***Функционирование нефтедобывающего сектора в регионах распространения вечной мерзлоты.*** В регионах распространения ВМ сосредоточена четверть всех запасов и 17% добычи нефти в России, причем эта доля постепенно увеличивается [11]. Крупнейшими месторождениями являются Самотлорское, Новопортовское, Ванкорское, Уренгойское, Самбургское, Восточно-Мессояхское, Федоровское, Мамонтовское, Юрубчено-Тохомское. Кроме того, в ближайшей перспективе ожидается дополнительное увеличение

объемов добычи на Мессояхской группе месторождений, а также на Русском, Куюмбинском, Ямбургском, Бованенковском, Харасавэйском, Крузенштернском, Заполярном месторождениях. Суммарные пиковые мощности новых объектов составят порядка 45 млн. т нефти и газового конденсата, в результате введения которых доля регионов распространения ВМ в обеспечении добычи может превысить 25% после 2035 г.

Суровый климат регионов распространения ВМ приводит к особым требованиям разработки нефтяных месторождений, в том числе необходимости применения специальных буровых растворов, теплоизоляции труб и др. [12]. Процессы возведения фундаментов для зданий и сооружений на объектах нефтедобычи также имеют свои специфические черты. Так, для сохранения надежности конструкций широко применяются свайные фундаменты, вмораживаемые в МГ 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 ВМ и максимальная температура грунта, которые определяют необходимую длину, количество и расположение свай для того, чтобы давление под подошвой фундамента соответствовало несущей способности грунта. При этом длина свай выбирается таким образом, чтобы она была на несколько метров больше максимальной глубины протаивания МГ. Эти принципы справедливы и для строительства объектов нефтедобычи – буровых и насосных блоков, зданий, хранилищ.

Климатические изменения существенно осложняют указанную ситуацию. Согласно оценкам, приведенным в работе [2], к середине XXI в. в ключевых российских регионах добычи нефти среднегодовая температура грунта может вырасти на 2-5,5°C, толщина активного слоя ВМ – на 0,2-0,8 м, а потеря несущей способности грунта составит 3-53% (табл. 1).

Существует несколько мер адаптации нефтедобывающего сектора к будущим климатическим условиям с целью поддержания работоспособности сооружений. Прежде всего, это усиление фундаментов при неизменном весе конструкций с помощью увеличения длины и, при необходимости, количества свай, погружаемых в МГ. Данный метод позволяет уменьшить нагрузку на каждую сваю и способствует сохранению их устойчивости при большей глубине протаивания ВМ.

Изменения параметров вечной мерзлоты в регионах добычи нефти в России к 2050-2059 гг. по отношению к 2006-2015 гг.

Регион	Среднегодовая температура воздуха, °С (мин, макс)	Количество осадков, мм (мин, макс)	Среднегодовая температура грунта, °С (мин, макс)	Толщина активного слоя, м (макс)	Несущая способность, % (мин, макс)
Ханты-Мансийский АО	3,4 (3,1; 3,5)	48 (28; 85)	3,1 (2,9; 3,2)	0,18 (0,42)	-31 (-12; -48)
Ямало-Ненецкий АО	3,9 (3,3; 4,7)	59 (32; 87)	3,8 (3,1; 4,8)	0,57 (0,76)	-30 (-6; -48)
Ненецкий АО	3,9 (3,4; 4,8)	75 (60; 94)	3,9 (3,4; 4,8)	0,39 (0,74)	-33 (-21; -45)
Красноярский край	4,0 (2,4; 5,5)	74 (44; 96)	4,0 (2,0; 5,5)	0,56 (0,68)	-27 (-8; -53)
Республика Саха (Якутия)	3,8 (2,9; 5,2)	74 (38; 114)	3,9 (2,8; 5,3)	0,53 (0,60)	-20 (-3; -50)

Источник: [2].

Другим эффективным способом является термостабилизация (поддержание в мерзлом состоянии) грунта с использованием специальных технических средств. Для этого могут применяться как индивидуальные сезонные охлаждающие устройства (СОУ), так и вертикальные естественно-действующие трубчатые системы (ВЕТ), которые способствуют поддержанию необходимого температурного режима МГ под фундаментами различных сооружений (устья нефтяных скважин, резервуары, нефтеперекачивающие и газокomppressorные станции, здания).

Их принцип работы сводится к следующему: в зимний период, когда температура окружающей среды опускается ниже температуры земли, охлаждающее устройство извлекает тепло из почвы и передает его в окружающую среду. Такой принцип способствует более значительному промерзанию грунта зимой и впоследствии меньшему протаиванию летом. Важно, что принцип работы устройств основан на естественных особенностях окружающей среды и не нуждается во внешних источниках энергии. Другими словами, их применение требует только капитальных затрат.

Необходимо подчеркнуть, что перечисленные меры известны, технически реализуемы и реально используются в строительстве. Например, СОУ и ВЕТ (производимые на отечественных предприятиях) применяются в северных регионах России. В частности, ОАО «ВНИПИГазодобыча» при строительстве магистральной газопроводной системы «Бованенково-Ухта» проектировала более 1000 км инженерных сооружений (в том числе линейные компрессорные станции и установки по подготовке газа) на всех известных типах многолетнемерзлых пород. Применяемая конфигурация сетки термостабилизирующих устройств показала большой долгосрочный запас надежности по отношению даже к катастрофическим сценариям изменения климата [13].

Таким образом, существуют доступные технические методы снижения рисков разрушительных последствий протаивания и деградации ВМ для инфраструктуры, однако их применение сопряжено с дополнительными затратами.

**Оценка затрат нефтедобывающего сектора для снижения рисков протаивания и деградации вечной мерзлоты на фоне потепления климата.** В 2018 г. капитальные затраты нефтедобывающего сектора России составили 1484 млрд. руб., из которых 1169 млрд. руб. направлены на обустройство скважин (557 млрд. руб. на эксплуатационное и разведочное бурение, 612 млрд. руб. – на строительномонтажные и прочие работы); 26 млрд. руб. – на возведение зданий; 222 млрд. руб. – на приобретение машин и оборудования; 67 млрд. руб. – на прочие направления (данные Росстата). Таяние ВМ потенциально оказывает влияние не на все перечисленные категории затрат, а только на обустройство скважин и строительство зданий в части фундаментных работ.

Специализированные статистические данные о практике разработки нефтяных месторождений в разных природно-климатических условиях, которые позволили бы воспроизводить подробные и надежные экономические расчеты, отсутствуют или, по крайней мере, недоступны. Поэтому существует возможность лишь выстраивать алгоритмы укрупненных оценок, которые базируются на общеотраслевых данных, технических нормах и регламентах. В конечном счете задача сводится не столько к расчету точных величин затрат, необходимых для снижения рисков протаивания и деградации ВМ на фоне климатических изменений, сколько к определению их порядка – речь идет о миллионах, миллиардах или триллионах рублей?

Конкретно, оценка строится на определении потенциального прироста затрат нефтедобывающего сектора, если бы он функционировал в климатических условиях России середины XXI в., по сравнению с текущими условиями. Для этого необходимо:

- оценить укрупненные технико-экономические параметры типового нефтяного месторождения, разрабатываемого внутри и вне зон распространения МГ в настоящее время;
- оценить укрупненные технико-экономические параметры типового нефтяного месторождения, разрабатываемого в зоне распространения МГ, в климатических условиях середины XXI в. с учетом усиления эффектов протаивания и деградации ВМ;
- оценить изменение совокупных затрат нефтедобывающего сектора России (с учетом валовых показателей его функционирования), необходимое для смягчения ожидаемых последствий потепления климата к середине XXI в.

При этом авторы исходят из следующих принципиальных допущений:

- срок жизни месторождения может достигать 50-60 лет, однако отдельные скважины служат заметно меньше – 15-25 лет. Это означает, что к середине XXI в. вклад построенных к 2020 г. скважин в общий объем добычи нефти будет скромным, а основу обеспечат новые скважины. В связи с этим авторы исходят из принципа, что задача снижения рисков разрушительных последствий изменения климата для инфраструктуры нефтедобычи преимущественно будет решаться за счет повышения надежности именно новых скважин (а значит новых капитальных вложений);
- авторы стремятся получить «предельную» оценку затрат на снижение климатических рисков, поэтому в расчетах используются наиболее пессимистические гипотезы ожидаемых климатических изменений;
- расчеты опираются на строительные нормы и правила (СНиП) по возведению фундаментов в рамках проектов нефтедобычи [14-17]. 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  $+40^{\circ}\text{C}$ ;

- оценки выполнены для ценовых и производственных условий 2018 г.

**Затраты на фундамент для обустройства скважины вне регионов распространения МГ.** Для расчета стоимости возведения фундамента в регионе, где МГ отсутствуют, рассматривается обустройство скважины на территории Ромашкинского месторождения (Республика Татарстан). На площадке данного месторождения основанием фундамента являются песчаники мелкозернистые, преимущественно слабопроницаемые.

Из экономических соображений фундамента под буровые установки в подобных условиях закладываются неглубоко – в рамках выполняемых оценок принимается глубина 0,5 м. В основном используются блоки двух типов: 2 х 1 х 0,6 куб. м массой 3 т и 1,2 х 0,6 х 0,6 куб. м массой 1,92 т. Для того, чтобы давление под подошвой фундамента соответствовало несущей способности грунта (рассчитано в соответствии с [15]), необходимо использовать по 24 ед. каждого вида блоков (площадь основания составляет 28,3 м х 14,9 м = 421,7 кв. м, блоки меньших габаритов устанавливаются поверх более массивных блоков).

Согласно [14], средние прямые затраты на возведение блоков фундамента на территории Ромашкинского месторождения в 1984 г. составляли 63,3 руб. и 23,7 руб. соответственно для блоков 2 х 1 х 0,6 куб. м и 1,2 х 0,6 х 0,6 куб. м. В соответствии с [18] индекс пересчета сметной стоимости строительства 1984 г. к ценам 2018 г. для Республики Татарстан составляет 206,98. Тогда стоимость фундамента в 2018 г. можно рассчитать по следующей формуле: 24 ед. х (63,3 руб. + 23,7 руб.) х 206,98 / 1000 = 432,2 тыс. руб.

**Затраты на фундамент для обустройства скважины в регионах распространения МГ в современных климатических условиях.** По аналогии выполнены оценки для нефтяного месторождения в регионе распространения МГ. Для этого было выбрано Новопортовское месторождение, являющееся мощным кластером добычи в Ямало-Ненецком АО и расположенное в зоне сплошного распространения ВМ. Характеристика оснований фундамента на площадке строительства месторождения: породы продуктивного пласта – песчано-глинистые, грунты преимущественно твердомерзлые, среднегодовая температура грунта составляет -6°C.

В соответствии с [17], минимальная глубина залегания скважин должна быть на 2 м больше расчетной глубины сезонного

оттаивания МГ, и для Новопортовского месторождения она оценивается в 4,1 м.

Для расчета конфигурации свайных фундаментов были выбраны железобетонные сваи С 60-40-1 и ростверки Ф 1-40. Параметры свай: высота 6 м, длина и ширина 0,4 м, масса 2,45 т; параметры ростверков: высота 0,5 м, длина и ширина 1,2 м, масса 1,625 т. В соответствии с требованиями [16] расстояние между осями забивных свай в плоскости их нижних концов должно быть, по крайней мере, в 3 раза больше стороны прямоугольного поперечного сечения сваи, т.е. не менее 1,2 м. Для цели выполнения укрупненных оценок предполагается, что сваи расположены равномерно на расстоянии 2 м друг от друга. Для того чтобы давление под подошвой фундамента соответствовало несущей способности грунта (рассчитано в соответствии с [16; 17]), необходимо использовать 98 свай (сетка 14 на 7).

Предположим, что стоимость возведения фундамента из аналогичного материала (железобетона) прямо пропорциональна его массе. Поскольку масса расчетного фундамента скважины для Ромашкинского месторождения равна 24 ед.  $\times$  (3 т + 1,92 т) = 118,08 т, а для Новопортовского месторождения она составляет 98 ед.  $\times$  (2,45 т + 1,625 т) = 399,35 т, общая стоимость фундаментных работ для скважины в регионе распространения МГ оценивается на уровне 432,2 тыс. руб. / 118,08 т  $\times$  399,35 т = 1461,7 тыс. руб.

***Фундаментные работы для обустройства скважины в регионах распространения МГ в климатических условиях 2050 г.*** Рассмотрим, как изменятся затраты на фундаментные работы по обустройству скважины Новопортовского месторождения в климатических условиях середины XXI в. В соответствии с табл. 1 к 2050-2059 гг. в Ямало-Ненецком АО (регион расположения месторождения) среднегодовая температура грунта может вырасти на 4,8°C, толщина активного слоя ВМ – на 0,76 м, несущая способность – снизиться на 48%. В таких условиях среднегодовая температура грунта становится равной -1,2°C, а минимальная глубина заложения свай увеличивается до 4,9 м. Для оценки конфигурации фундамента будем использовать сваи С 70-40-10 с той же площадью основания, но большей высотой. Параметры свай: высота 7 м, длина и ширина 0,4 м, масса 2,85 т. Ростверки остаются теми же.

Увеличение высоты свай при сохранении их количества и размера сетки расположения будет достаточным для того, чтобы давление под подошвой фундамента соответствовало несущей способности грунта (рассчитано в соответствии с [16; 17]). Масса более надежного фундамента равна  $98 \text{ ед.} \times (2,85 \text{ т} + 1,625 \text{ т}) = 438,55 \text{ т}$ , а стоимость фундаментных работ составит  $432,2 \text{ тыс. руб.} / 118,08 \text{ т} \times 438,55 \text{ т} = 1605,2 \text{ тыс. руб.}$

Для усиления надежности конструкций при строительстве фундаментов могут использоваться устройства термостабилизации грунта. Согласно оценкам, при применении СОУ по сетке  $1,5 \text{ м} \times 1,5 \text{ м}$  (близко параметрам расчета) удорожание фундаментных работ может составить до 29,2%; при использовании ВЕТ по аналогичной сетке – до 56,6%.

Так, в предельном случае стоимость фундаментных работ по обустройству скважины в зоне ВМ в климатических условиях середины XXI в. можно оценить в  $1605,2 \text{ тыс. руб.} \times 156,6\% = 2513,7 \text{ тыс. руб.}$

Результаты укрупненных оценок стоимости фундаментных работ для нефтяных скважин разных типов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Оценка средней стоимости фундаментных работ  
по обустройству скважины нефтяного месторождения  
внутри и вне регионов распространения вечной мерзлоты  
в разных климатических условиях

Тип нефтяного месторождения	Вне зоны ВМ	Внутри зоны ВМ	
		Современные климатические условия	Климатические условия середины XXI в.
Вес фундамента, т	118,08	399,35	438,55
Полная стоимость фундаментных работ, тыс. руб.	432,2	1461,7	2513,7
фундамент система термостабилизации грунта (ВЕТ)	432,2	1461,7	1605,2
			908,5

*Источник: оценки авторов.*

**Совокупные затраты нефтедобывающего сектора на фундаментные работы в разных климатических условиях.** В 2018 г. было введено 7946 новых нефтяных скважин (данные ЦДУ ТЭК). Если для этой величины использовать пропорцию по объему до-

бычи нефти, указанную выше (доля добычи в регионах ВМ оценивается в 17% в настоящее время и 25% после 2035 г.), число скважин, введенных в зоне распространения ВМ можно укрупненно оценить в  $7946 \text{ ед.} \times 17\% = 1350 \text{ ед.}$  в настоящее время и  $7946 \text{ ед.} \times 25\% = 1987 \text{ ед.}$  в условиях середины XXI в. (6596 и 5959 скважин соответственно было введено в остальных регионах).

Таким образом, с учетом данных табл. 2, общая годовая стоимость фундаментных работ по обустройству новых скважин в современных климатических условиях может быть оценена в 4824,1 млн. руб. Если новые нефтяные скважины в регионах распространения ВМ будут вводиться с учетом рисков климатических условий середины XXI в. (с большей толщиной активного слоя ВМ и меньшей несущей способностью МГ) и требований усиления надежности конструкций, а также принимая во внимание рост доли этих регионов в общем объеме добычи нефти в России, затраты на фундаментные работ по обустройству скважин увеличатся на 57% и составят 7570,2 млн. руб. (табл. 3).

Таблица 3

Оценка общей годовой стоимости фундаментных работ по обустройству новых нефтяных скважин в разных климатических условиях

Показатель	Современные климатические условия	Климатические условия середины XXI в.
Число новых нефтяных скважин в регионах распространения МГ	7946	7946
вне регионов распространения МГ	1350	1987
Стоимость фундаментных работ для одной скважины, тыс. руб.	6596	5959
в регионах распространения МГ	1461,7	2513,7
вне регионов распространения МГ	432,2	432,2
Общая стоимость фундаментных работ для новых скважин, млн. руб.	4824,1	7570,2
в регионах распространения МГ	1973,3	4994,7
вне регионов распространения МГ	2850,8	2575,5

Источник: оценки авторов.

**Фундаментные работы для возведения зданий на проектах нефтедобычи.** В отличие от нефтяных скважин, количество построенных зданий (жилых и промышленного назначения) на объектах нефтедобычи остается неизвестным. Но общая сумма затрат на строительство зданий в 2018 г. известна и составила

26252,8 млн. руб. (данные Росстата). При строительстве зданий на фундаментные работы приходится 5-20% общей суммы затрат (конкретная доля зависит от множества факторов)<sup>2</sup>. Таким образом, предельные затраты нефтедобывающего сектора на возведение фундаментов зданий можно оценить в 26525,8 млн. руб.  $\times$  20% = 5305,1 млн. руб.

Используя для этой суммы пропорции затрат на фундаментные работы по обустройству скважин, приведенные в табл. 3, годовые затраты нефтяного сектора на возведение фундаментов зданий в климатических условиях середины XXI в. можно оценить как 5305,1 млн. руб./4824,1 млн. руб.  $\times$  7570,2 млн. руб. = 8325 млн. руб. В табл. 4 приведены результаты укрупненных оценок затрат на фундаментные работы при строительстве зданий на объектах нефтедобычи в разных климатических условиях с выделением регионов распространения МГ.

Таблица 4

Оценка общей годовой стоимости фундаментных работ при строительстве зданий на объектах нефтедобычи в разных климатических условиях

Показатель	Современные климатические условия	Климатические условия середины XXI в.
Общая стоимость фундаментных работ для зданий и помещений, млн. руб.	5305,1	8325,0
в регионах распространения МГ	2170,1	5492,7
вне регионов распространения МГ	3135,0	2832,3

Источник: оценки авторов.

**Общие затраты на фундаментные работы на объектах нефтедобычи.** В табл. 5 обобщены выполненные оценки. Они показывают, что совокупные годовые затраты нефтедобывающего сектора на фундаментные работы должны вырасти с 10,1 до 15,9 млрд. руб. для того, чтобы гарантировать надежность функционирования основных фондов в климатических условиях середины XXI в. Таким образом, в предельном случае, которому соответствуют самые пессимистичные представления об ухудшении климатических и стоимостных характеристик, речь идет о

<sup>2</sup> Такая оценка получена на основе материалов на тематических онлайн-порталах, например: [http://dom.gotoviydom.ru/tehnologii/fundamenty/kak\\_sokratit\\_stoimost\\_fundamenta](http://dom.gotoviydom.ru/tehnologii/fundamenty/kak_sokratit_stoimost_fundamenta), <http://vseon.com/analitika/zhilaya-nedvizhimost/skolko-stoit-dom-postroit-sebestoimost-stroitelstva>.

дополнительных ежегодных затратах в размере 5,8 млрд. руб., что эквивалентно 0,4% совокупных капитальных вложений нефтедобывающего сектора России.

Таблица 5

Оценка общей годовой стоимости фундаментных работ на объектах нефтедобычи в разных климатических условиях

Показатель	Современные климатические условия	Климатические условия середины XXI в.
Фундаментные работы, млн. руб.	10129,2	15895,2
скважины	4824,1	7570,2
здания и помещения	5305,1	8325,0
Инвестиции нефтяного сектора, млн. руб.	1484286,4	
Доля фундаментных работ в общих инвестициях нефтяного сектора, %	0,7	1,1

Источник: оценки авторов.

**Выводы.** Прогнозируемое потепление климата в северных регионах нефтедобычи в России к середине XXI в. приведет к увеличению среднегодовой температуры грунта на 2-5,5°C, толщины активного слоя вечной мерзлоты – на 0,2-0,8 м, а также снижению несущей способности многолетнемерзлых грунтов на 3-53%. Это существенно усложнит условия производственной деятельности и потребует дополнительных мер для уменьшения рисков разрушения инфраструктуры нефтедобычи.

Перспективные решения, которые уже доказали свою техническую реализуемость в промышленных масштабах и опираются на отечественную производственную базу, включают увеличение высоты свайных фундаментов и применение устройств термостабилизации многолетнемерзлых грунтов.

Дополнительные среднегодовые затраты нефтедобывающего сектора на использование этих мер для снижения климатических рисков, характерных для середины XXI в., при обустройстве скважин и строительстве новых зданий в регионах распространения вечной мерзлоты оцениваются в 5,8 млрд. руб. (в ценах 2018 г.). В масштабе всей отрасли данное удорожание эквивалентно 0,4% совокупных капитальных вложений, что в целом не является критичным для устойчивого финансирования развития нефтедобывающего сектора.

Новое строительство нефтедобывающего сектора в регионах распространения вечной мерзлоты должно быть организовано с

обеспечением «запаса прочности» вводимой инфраструктуры к потенциальным долгосрочным изменениям климата, прежде всего к снижению несущей способности многолетнемерзлых грунтов. Принимаемые меры должны опираться на риск-ориентированный подход, отдающий приоритет превентивным действиям по снижению ожидаемого ущерба, и иметь комплексный и систематический характер. Это требует перманентных дополнительных капитальных затрат, величина которых, как отмечалось, не критична для поддержания экономических показателей работы отрасли, но которые необходимы для предупреждения чрезвычайных ситуаций, чреватых масштабными экологическими и финансовыми последствиями.

Помимо дополнительных затрат, необходимы пересмотр и актуализация существующих строительных стандартов и технологий, особенно в части объектов долгосрочного (в несколько десятилетий) функционирования. Ведь если прогнозы ускоренного потепления климата в России реализуются, в новых условиях повышенного риска будут функционировать производственные и инфраструктурные объекты нефтедобывающего сектора, строящиеся уже сегодня.

### *Литература и информационные источники*

1. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. Глобальная климатическая угроза и экономика России: в поисках особого пути. 2020. Доступно на: <https://energy.skolkovo.ru/ru/senec/research/climate-policy/>.
2. 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. Том 89. № 12. С. 1228-1239. DOI: <https://doi.org/10.31857/S0869-587389121228-1239>.
3. OECD. *The Economic Consequences of Climate Change*. Paris, OECD Publishing, 2015. Доступно на: <https://doi.org/10.1787/9789264235410-en>.
4. Group Chief Risk Officer (CRO). *The heat is on. Insurability and Resilience in a Changing Climate. Emerging Risk Initiative - Position Paper*. 2019. Доступно на: <https://www.thecroforum.org/2019/01/24/crof-eri-2019-the-heat-is-on-insurability-and-resilience-in-a-changing-climate/>.
5. 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* // Environ. Res. Lett. 2019. V. 14. № 025003. P. 1-15. DOI: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aaf5e6>.
6. Чеснокова И.В. Оценка ущерба от криогенных процессов и проблема страхования их последствий для территории РФ // X Международная конференция по мерзлотоведению (TICOP) «Ресурсы и риски регионов с вечной мерзлотой в меняющемся мире». Т. 5. Тюмень: Печатник, 2012.
7. Основные природные и социально-экономические последствия изменения климата в районах распространения многолетнемерзлых пород: прогноз на основе синтеза на-

- блюдений и моделирования. *Оценочный отчет* / Под ред. О.А. Анисимова. М.: Greenpeace, 2009.
8. Давыдов Д. *Россия может потерять добычу в Арктике из-за таяния вечной мерзлоты* [Электронный ресурс] // ТЭКНОБЛОГ: независимый нефтегазовый онлайн-журнал. 2018. 30 сентября. Доступно на: <https://teknoblog.ru/2019/09/30/101671>.
  9. Макаров И.А., Чен Х., Пальцев С.В. *Последствия Парижского климатического соглашения для экономики России* // *Вопросы экономики*. 2018. № 4. С. 76-94.
  10. Порфирьев Б., Шилов А., Колпаков А. *Стратегия низкоуглеродного развития: перспективы для экономики России* // *Мировая экономика и международные отношения*. 2020. Т. 64. № 9. С. 15-25. <https://doi.org/10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25>.
  11. Зуев А. *Нефтегазовый клондайк Арктики* [Электронный ресурс] // *ТЭК России: электронный журнал*. 2018. № 12. Электронный ресурс. Доступно на: [http://www.cdu.ru/tek\\_russia/issue/2018/12/#545](http://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/12/#545).
  12. Яблокова В.С., Аммосов В.Е., Будаева Ж.А. *Способы эксплуатации месторождений в Якутии* // *Молодой ученый*. 2018. № 51. С. 219-221.
  13. 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.
  14. *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.
  15. *Строительные нормы и правила. СНиП 2.02.01-83\*. Основания зданий и сооружений (с изм. и доп.)*. М.: ФГУП ЦПП, 2006. 48 с.
  16. *Строительные нормы и правила. СНиП 2.02.03-85. Свайные фундаменты*. М.: ФГУП ЦПП, 2006. 46 с.
  17. *Строительные нормы и правила. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах*. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 52 с.
  18. *Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года* [Электронный ресурс]: письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. №КЦ/2018-12ми // ГАРАНТ.РУ: информационно-правовой портал. Электронный ресурс. Доступно на: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72043620/>.