

НАДЕЖНОСТЬ ОСНОВАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ В КРИОЛИТОЗОНЕ

УДК 624.139, 624.046.5

DOI: 10.21782/KZ1560-7496-2017-6(97-108)

МЕТОДИКА ВЫБОРА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ
ПРИ ПРОКЛАДКЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ НЕФТЕПРОВОДА В КРИОЛИТОЗОНЕ

А.Ю. Гунар¹, Л.Н. Хрусталева¹, В.З. Хилимонюк¹, Л.В. Емельянова¹, В.В. Трофимов²,
А.А. Чжан¹, В.И. Суриков³, А.А. Коротков³

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический ф-т, кафедра геоэкологии, 119991, Москва, Ленинские горы, 1, Россия; gunar_91@mail.ru

² Объединенный институт ядерных исследований, 141980, Дубна, ул. Жолио-Кюри, 6, Россия

³ ООО "НИИ Транснефть", 117186, Москва, Севастопольский просп., 47а, Россия

Изложена методика выбора оптимальных проектных решений по прокладке нефтепровода в криолитозоне, основанная на вероятностно-статистическом подходе к прогнозированию теплового и механического взаимодействия нефтепровода с мерзлыми грунтами основания. Она позволяет производить выбор оптимального маршрута трассы, способов прокладки и конструктивных параметров нефтепровода на основе принципа нахождения минимума суммы начальных вложений и экономических потерь из-за возможных аварий.

Криолитозона, нефтепровод, функция надежности, функция риска, цена риска, суммарная приведенная стоимость, стоимостная инженерно-геоэкологическая карта, способ прокладки нефтепровода, маршрутизация трассы нефтепровода

THE METHOD OF SELECTING OF PROJECT SOLUTIONS FOR LAYING
THE LINEAR PART OF OIL PIPELINE IN PERMAFROST

A. Yu. Gunar¹, L. N. Khrustaleva¹, V. Z. Khilimonuk¹, L. V. Emelyanova¹, V. V. Trofimov²,
A. A. Zhang¹, V. I. Surikov³, A. A. Korotkov³

¹ Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geology, Department of Geocryology, 1, Leninskie Gory, Moscow, 119991, Russia; gunar_91@mail.ru

² Joint Institute for Nuclear Research, 6, Joliot-Curie str., Dubna, 141980, Russia

³ LLC "Research Institute of Transneft", 47a, Sevastopolsky ave., Moscow, 117186, Russia

The proposed methodology for selecting optimal design solutions for oil pipeline laying in the permafrost zone is based on probabilistic approach to predicting thermal and mechanical interactions between a buried pipeline and frozen soils. It allows choosing the optimal pipeline routing, laying techniques and design parameters, in keeping with the principle of minimum initial investment and loss contingency.

Cryolithozone, oil pipeline, reliability function, risk function, risk price, total present value, cost engineering-geocryological map, pipeline laying technique, oil pipeline routing

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство работ по трубопроводам в криолитозоне посвящено способам обеспечения надежности трубопроводного транспорта и его безаварийной работы в процессе эксплуатации (разработка и внедрение систем геотехнического мониторинга; создание программно-расчетных комплексов для прогнозирования параметров трубопроводной системы [Суриков, 2016]; организация систем мониторинга опасных природных процессов и его проведения; составление реестра опасных геологических процессов с целью

их систематизации и анализа степени опасности), а также методам и способам защиты от их неблагоприятного воздействия [Голофаст и др., 2016; Лободенко, Федоренко, 2016]. В частности, в области криолитозоны широкое применение получил способ термостабилизации грунтов основания, позволяющий сохранять грунты в мерзлом состоянии в течение всего срока эксплуатации [Лободенко, 2016]. Тем не менее этот способ также ненадежен, особенно в зоне островной или высокотемпературной мерзлоты, так как используемые

термостабилизаторы зависят от климатических условий.

Главная задача при проектировании трубопроводных систем – обеспечение безаварийной работы магистральных трубопроводов, эксплуатируемых в сложных природно-климатических условиях [Голофаст и др., 2016; Суриков, 2016].

В настоящей статье предлагается оценка надежности трубопроводной системы на предпроектной стадии путем выбора оптимальных проектных решений по прокладке нефтепровода в криолитозоне, основанная на вероятностно-статистическом подходе к прогнозированию теплового и механического взаимодействия нефтепровода с мерзлыми грунтами основания, т. е. методика упреждения опасных ситуаций, связанных с многолетнемерзлыми грунтами.

Опыт показывает, что в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов в России имеют место аварии с разливом нефти, которые составляют 0.013–0.015 случая на 1000 км в год [Нечваль, 2005], т. е. аварии случаются ежегодно. В основном аварии происходят по двум причинам: нарушения технологических условий и нарушения геологических условий (геокриологических).

Технологические условия подлежат восстановлению в процессе ремонтов, что нельзя сказать о геологических и особенно геокриологических условиях, которые восстановлению не подлежат, происходят на большой территории (в пределах целого района геокриологической карты) и требуют переноса трассы на безопасное расстояние от существующей. Это предъявляет повышенные требования к надежности магистральных нефтепроводов в криолитозоне. Качество многолетнемерзлых грунтов (несущая способность и деформируемость), как известно, зависит от их температуры, которая определяется климатическими факторами. Поэтому надежность основания инженерных сооружений на многолетнемерзлых грунтах, как вероятность сохранения качества этих грунтов, есть климатозависимая величина, которая изменяется в пространстве и во времени.

Процессы взаимодействия магистральных нефтепроводов с мерзлыми основаниями (надземная и наземная прокладка) и вмещающей средой (подземная прокладка) относятся к разряду случайных процессов, прогнозирование которых с позиций существующих детерминистических подходов становится невозможным. Оценить надежность магистральных нефтепроводов в криолитозоне на стадии проектирования можно лишь с позиций вероятностно-статистического подхода, что означает отказ от старых детерминистических методов расчета теплового и механического взаимодействия нефтепровода с окружающей средой и переход на новые методы – вероятностно-статис-

тические. Эти методы позволят оценить риски, которые так или иначе закладываются в проект, и выбрать из них те, которые не повлекут большие экономические и моральные потери.

Выбор оптимальных проектных решений магистральных нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов включает:

- выбор оптимальной трассы нефтепровода;
- выбор способа прокладки нефтепровода с

сопутствующими ему оптимальными конструктивными параметрами, например, глубиной заложения свайного фундамента при надземной прокладке или толщиной кольцевой теплоизоляции – при подземной.

Выбор трассы нефтепровода и способа его прокладки осуществляется с помощью решения оптимизационной задачи – поиска минимума суммарной приведенной стоимости геотехнической системы “нефтепровод–окружающая среда”, состоящей из начальной стоимости и цены риска, являющейся стоимостным эквивалентом надежности геотехнической системы, для каждого района инженерно-геокриологической карты на перспективную для строительства нефтепровода территорию. Инженерно-геокриологическая карта с указанными на ней стоимостями прокладки трубопровода (стоимостная инженерно-геокриологическая карта) является основой выбора. Ее масштаб зависит от стадии проектирования и изменяется от 1:10 000 до 1:100 000. На этой карте с помощью методов линейного программирования определяется оптимальный путь, который соответствует минимуму суммарной приведенной стоимости. Он указывает прохождение оптимальной трассы и определяет оптимальные способы прокладки по ней.

Таким образом, чтобы осуществить научно обоснованный выбор оптимальных проектных решений трубопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, необходимо иметь: 1. Методику определения функции надежности, функции риска, цены риска и суммарной приведенной стоимости. 2. Методику построения стоимостной инженерно-геокриологической карты. 3. Методику выбора оптимальной трассы и оптимального способа прокладки нефтепровода на этой карте.

Методика определения функции надежности, функции риска, цены риска и суммарной приведенной стоимости

Определение функции надежности. Аналитическое выражение функции надежности:

$$P(t) = \left[\begin{array}{l} v_i(\tau) \leq v_i^{lim}(\tau), i = 1, 2, \dots, n \\ 0 \leq \tau \leq t \end{array} \right], \quad (1)$$

где $P(t)$ – функция надежности; t – интервал времени, для которого определяется функция надеж-

ности; $v_i(\tau)$ – i -я координата процесса в пространстве качества (нагрузки, воспринимаемые инженерным сооружением) в момент времени τ ; $v_i^{lim}(\tau)$ – i -я координата границы области допустимых состояний (предельные нагрузки, которые могут быть восприняты сооружением без его разрушения) в момент времени τ ; n – количество координат пространства качества (предельные условия, по которым производится расчет на прочность и устойчивость).

В квадратных скобках выражения (1) указаны условия, при которых не произойдет отказ системы “нефтепровод–окружающая среда” (табл. 1).

Значение функции надежности на конец эксплуатации геотехнической системы называется надежностью системы:

$$P = P(t_e),$$

где t_e – время эксплуатации сооружения.

Вычисление функции надежности состоит из трех этапов.

Первый этап – выбор пространства качества V (предельные условия, при которых не происходит выход из строя сооружения), пространство входных параметров U и оператора системы L_s .

Второй этап – решение стохастического уравнения

$$v = L_s u,$$

где v – элемент пространства V ; u – элемент пространства U ; L_s – оператор системы.

Под пространством U понимаются численные значения природных и техногенных факторов. Под оператором L_s понимается алгоритм последовательного расчета теплового и механического взаимодействия трубопровода с вмещающей средой и грунтовым основанием.

Третий этап – определение функции надежности как вероятности сохранения качества системы в течение отрезка времени от 0 до t_e , т. е. вероятности нахождения системы в области допустимых состояний в этот отрезок времени.

Третий, завершающий этап определения функции надежности является самым сложным. Существует два возможных пути его реализации – численный и аналитический.

Первый путь, известный как метод Монте-Карло [Ермаков, 1975], состоит в статистическом моделировании поведения системы в условиях случайных воздействий на нее и происходящих в ней случайных изменений. Для реализации его надо лишь построить детерминистическое описание преобразования элементов u в элементы v и повторить его m раз (несколько сотен, а иногда и тысяч раз), фиксируя отказы системы в каждом испытании, если они будут иметь место. Функция надежности при этом определяется как дополнение до единицы частного от деления общего числа отказов за время t на общее число испытаний.

Положительная сторона метода Монте-Карло – его малая чувствительность к сложности системы, и он может быть реализован как в случае одномерного, так и в случае многомерного про-

Таблица 1. Условия отсутствия отказа геотехнической системы “нефтепровод–окружающая среда” (составлена по материалам [Рекомендации..., 1974; Тартаковский, 1976; СП 36.13330.2012])

Система	Подсистема	Условие сохранения качества	Логическое соотношение	Обозначения
Трубопровод–окружающая среда	Надземный трубопровод–основание	По устойчивости свайного фундамента на действие вертикальной нагрузки	$F_u(\tau) > F(\tau)$	$F_u(\tau)$ – несущая способность сваи на момент τ ; $F(\tau)$ – нагрузка на сваю на момент τ
		По устойчивости свайного фундамента на действие горизонтальных сил	$Y(\tau) < Y_u$	$Y(\tau)$ – отклонение головы сваи от вертикали на момент τ ; Y_u – предельно допустимое значение отклонения
		По устойчивости фундамента к действию сил морозного пучения	$F_y(\tau) > F_n(\tau)$	$F_y(\tau)$ – силы, удерживающие сваю от выпучивания, включая нагрузку на сваю на момент τ ; $F_n(\tau)$ – силы морозного пучения, действующие на фундамент на момент τ
	Подземный трубопровод–грунт	По прочности материала трубы	$\sigma_n(\tau) < \sigma_{lim}$	$\sigma_n(\tau)$ – продольное напряжение в трубопроводе на момент τ ; σ_{lim} – предельное сопротивление металла
		По устойчивости трубы в продольном направлении	$F_{com}(\tau) < F_{lim}$	$F_{com}(\tau)$ – продольное усилие сжатия на момент τ ; F_{lim} – предельное сопротивление трубы в продольном направлении
		По устойчивости трубы на всплытие	$F_{akt}(\tau) < F_{pas}(\tau)$	$F_{akt}(\tau), F_{pas}(\tau)$ – выталкивающая и удерживающая силы на момент τ соответственно
Наземный трубопровод–грунт		По прочности материала трубы	$\sigma_n(\tau) < \sigma_{lim}$	$\sigma_n(\tau)$ – продольное напряжение в трубопроводе на момент τ ; σ_{lim} – предельное сопротивление металла
		По устойчивости трубы в продольном направлении	$F_{com}(\tau) < F_{lim}$	$F_{com}(\tau)$ – продольное усилие сжатия на момент τ ; F_{lim} – предельное сопротивление трубы в продольном направлении

странства качества. Отрицательная сторона – большие затраты машинного времени (метод реализуется на компьютерах) и сложность анализа полученных результатов.

Второй путь (аналитический) реализуется с привлечением известных в теории надежности моделей отказов при ряде существенных допущений, оценка погрешности которых производится также численным методом. Приведем описание численного метода как наиболее универсального.

Численный метод заключается в многократном математическом моделировании процесса теплового и механического взаимодействия грунтового основания с инженерным сооружением и окружающей средой, причем моделирование производится с различными значениями вероятностных параметров. По результатам моделирования

строится статистическая оценка функции надежности

$$P_m(k) = 1 - \left(\frac{\sum_{i=1}^k n(i)}{m} \right),$$

где $P_m(k)$ – статистическая оценка функции надежности; k – количество лет с начала эксплуатации геотехнической системы; $n(i)$ – число отказов системы в i -м году; m – число испытаний.

Число испытаний зависит от задаваемой погрешности вычислений и связано с ней выражением

$$m = 0.01 \frac{P}{(1-P)\Delta^2},$$

где Δ – задаваемая точность вычислений; P – искомая вероятность (надежность).

Схема алгоритма программы представлена на рис. 1. В расчете устойчивости нефтепровода (ядро программы) на каждом шаге во времени осуществляется вычисление теплового и механического взаимодействия сооружения с окружающей средой и проверяются предельные условия, которые приведены в табл. 1; в случае отказа системы опыт прерывается и фиксируется отказ с указанием временного шага, на котором он произошел. В противном случае опыт продолжается на следующем временном шаге. Команда на продолжение счета поступает в ядро из цикла по времени, расположенного непосредственно за ядром. Здесь подсчитывается количество сделанных шагов и производится розыгрыш параметров, зависящих от времени, на каждом шаге. Если количество сделанных шагов соответствует продолжительности эксплуатационного периода, то опыт заканчивается, и формируется новый опыт. Этот процесс осуществляет внешний по отношению к циклу по времени цикл. Он формирует и подсчитывает число реализованных опытов и разыгрывает не зависящие от времени параметры для каждого нового опыта. Программа заканчивает работу, когда число опытов будет соответствовать заданной точности вычислений. Появление отказа не прерывает работу программы, а только свидетельствует о том, что опыт был неудачным, и следует приступить к новому опыту, при этом в счетчик отказов поступает единица. После завершения циклических операций программа обрабатывает счетчик отказов и вычисляет функцию надежности. На этом работа программы заканчивается.

В цикле с розыгрышем параметров, не зависящих от времени, производятся построение геологического разреза и розыгрыш характеристик грунта. Считается, что мощность литологических слоев и все численные значения грунтовых характеристик подчиняются равномерному закону распределения, поэтому их розыгрыш осуществляет-

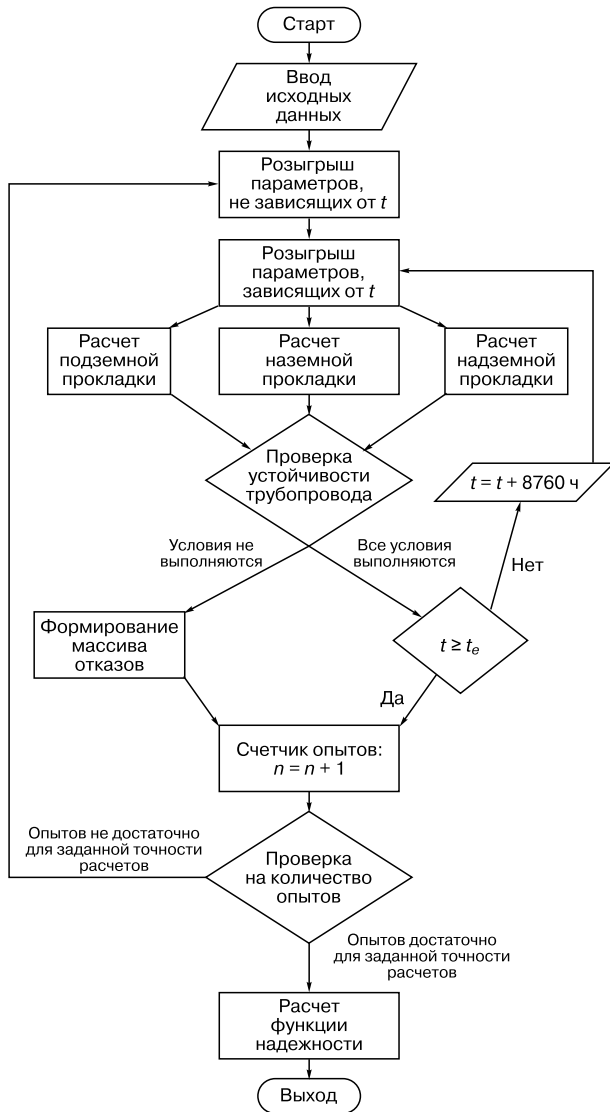


Рис. 1. Схематический алгоритм расчета функции надежности.

ся с помощью псевдослучайного числа gav . Это число подчиняется равномерному закону распределения и вычисляется по специальной программе. Значение грунтовых характеристик и мощности слоя извлекают из выборки по номеру того образца, который совпадает с числом gav . На временном цикле производится розыгрыш параметров, зависящих от времени, например температуры воздуха. Считается, что параметры, зависящие от времени, подчиняются нормальному закону распределения, поэтому они разыгрываются с помощью псевдослучайного числа $погm$, вычисляемого по специальной программе. Это число подчиняется нормальному закону распределения, имеет математическое ожидание, равное нулю, и дисперсию, равную единице. Значение разыгрываемого параметра получают по формуле

$$u = M_u + погm \cdot \sigma_u,$$

где u – значение разыгрываемого параметра; M_u , σ_u – математическое ожидание параметра и его среднеквадратичное отклонение.

Некоторые технические параметры, такие как шаг расстановки сезонно охлаждающих устройств (СОУ), глубина заложения свайного фундамента наземного трубопровода или термическое сопротивление кольцевой изоляции подземного трубопровода, особенно сильно влияют на надежность геотехнической системы, и с их помощью можно направленно ее изменять. Поэтому мы их называем управляющими параметрами и используем для изменения надежности системы по своему усмотрению. В связи с этим прогноз работоспособности системы приобретает активный характер: располагая аппаратом для расчета функции надежности, можно не только констатировать приемлемость проектного решения, но и изменять его по своему усмотрению, добиваясь оптимальной надежности.

С одной стороны, чем выше надежность, тем выше начальная стоимость системы C_0 , а с другой стороны, меньше материальный ущерб, обусловленный вероятностью отказа системы до окончания срока ее эксплуатации. Этот ущерб называется ценой риска C_R и зависит от функции надежности. Возникает оптимизационная задача, из решения которой находится оптимальная надежность:

$$C = C_0 + C_R \rightarrow \min. \quad (2)$$

Решение уравнения (2) иллюстрируется графиком на рис. 2.

Определение функции риска и цены риска. Опасность возможных аварий сооружений обратно пропорциональна их надежности. Чем выше надежность, тем меньше опасность или, иначе, вероятность отказа геотехнической системы, которую принято называть риском, а зависимость вероятности отказа от времени – функцией риска.

Функция риска связана с функцией надежности простым выражением

$$R(t) = 1 - P(t). \quad (3)$$

Функция риска (3) дает возможность оценить материальный ущерб, который возникает при отказе геотехнической системы [Хрусталева, Пустовойт, 1988]. Этот ущерб называется ценой риска и есть стоимостной эквивалент надежности. Для ее определения условимся, что каждому отказу системы (ее разрушению) соответствуют экономические потери C_{ec} , равные затратам на ремонт системы, затратам на ликвидацию экологических последствий аварии и плюс побочный ущерб, обусловленный прекращением функционирования системы до окончания ремонта. Эти затраты назовем штрафной функцией времени, поскольку они зависят от времени наступления отказа, и запишем в виде

$$c_f(t) = \begin{cases} C_{res} / (1 + E)^{t_{ref}}, & t_{ref} \leq t_e, \\ 0, & t_{ref} > t_e, \end{cases}$$

где t_e – период эксплуатации, лет; t_{ref} – время наступления отказа, год; E – нормативный коэффициент приведения разновременных затрат; C_{res} – экономические потери при отказе системы.

Как уже отмечалось, функция риска есть дополнение до единицы функции надежности. Тогда плотность функции риска, т. е. вероятность отказа на интервале времени от t до $t + dt$ будет равна

$$p_f = \frac{dR(t)}{dt} = \frac{d[1 - P(t)]}{dt} = -P'(t),$$

где $P'(t)$ – первая производная функции надежности по времени.

Зная плотность функции риска и штрафную функцию, легко вычислить математическое ожи-

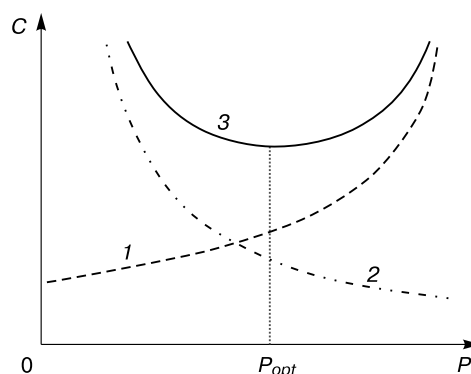


Рис. 2. Графическое определение оптимальной надежности.

1 – начальная стоимость (C_0); 2 – цена риска (C_R); 3 – суммарная приведенная стоимость ($C_0 + C_R$). C – стоимость; P – надежность; P_{opt} – оптимальная надежность.

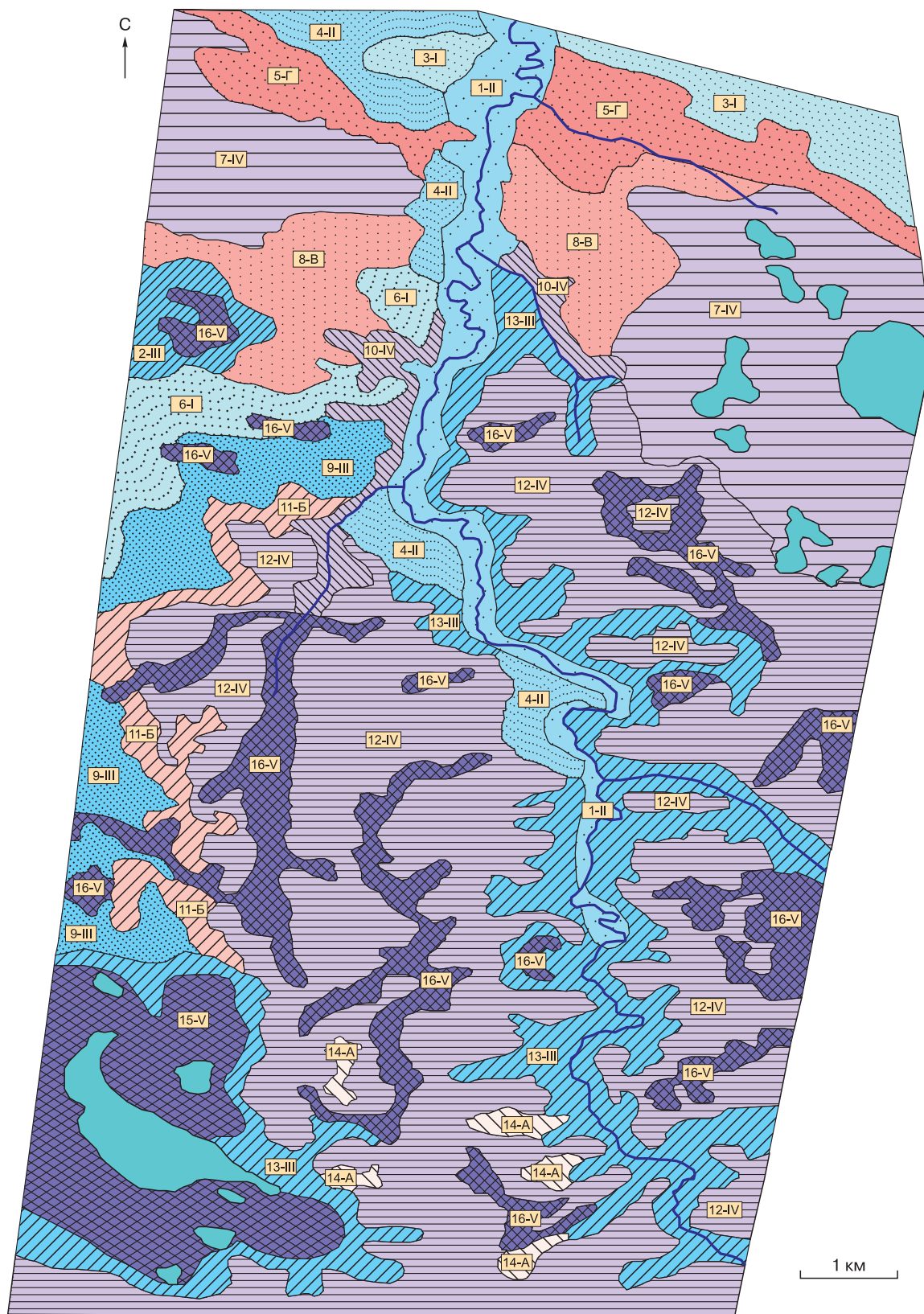


Рис. 3. Пример стоимостной инженерно-геокриологической карты.

Условные обозначения

Номер района	Районирование по геологическому строению (слой ДИСПЕРСНЫЕ ГРУНТЫ)	
	Строение разреза (мощность слоя, м)	
1		Пески крупные и средние (1.5–5), подстилаются супесью
2		Супеси (1–2), подстилаются песками мелкими и пылеватыми
3		Пески мелкие и пылеватые (2–3), подстилаются песками крупными и средними
4		Пески мелкие и пылеватые (2–5), подстилаются суглинком
5		Пески крупные и средние (2–3), ниже пески мелкие и пылеватые (3–5), подстилаются супесью
6		Пески мелкие и пылеватые (2–3), ниже супеси (1–2), подстилаются суглинком
7		Суглинки (7–8), подстилаются супесью
8		Пески мелкие и пылеватые (2–3), ниже супеси (1–2), подстилаются суглинком
9		Пески мелкие и пылеватые (2–3), ниже супеси (3–5), подстилаются песками мелкими и пылеватыми
10		Супеси (1–2), ниже пески мелкие и пылеватые (2–3), подстилаются суглинком
11		Супеси (2–3), ниже пески крупные и средние (1.5–2.5), подстилаются супесью
12		Суглинки (2–10), ниже супесь (1–2), подстилаются суглинками
13		Супеси (1–2), ниже суглинки (2–3), подстилаются супесью
14		Супеси (1–2.5), ниже пески крупные и средние (0.5–1.5), подстилаются суглинками
15		Торф (3–5), подстилается песками мелкими и пылеватыми
16		Торф (1–3), подстилается песками мелкими и пылеватыми

Районирование по геокриологическому строению (слой ГЕОКРИОЛОГИЯ)

Типы участков с многолетнемерзлыми грунтами (ММГ) несливающегося типа		Типы участков с ММГ сливающегося типа	
Индекс участка	Глубина залегания кровли ММГ, м	Индекс участка	Среднегодовая температура, °С
A	менее 3	I	выше –0.5
Б	от 3 до 5	II	от –0.5 до –1.0
В	от 5 до 8	III	от –1.0 до –2.0
Г	от 8 до 12	IV	от –2.0 до –3.0
		V	от –3.0 до –7.0

Дополнительные условные обозначения

	Индекс участка соответственно по геологическому строению разреза (14) и глубине залегания кровли ММГ (A)		Границы участка
	Индекс участка соответственно по геологическому строению разреза (10) и температуре грунтов (IV)		Река
			Озеро

дание стоимости отказа, ее величину примем за цену риска:

$$C_R = \int_0^{\infty} c_f(t) p_f(t) dt = - \int_0^{\infty} c_f(t) P'(t) dt. \quad (4)$$

Если измерять t в годах и шаг по времени положить равным одному году, то формулу (4) можно переписать в следующем конечно-разностном виде:

$$C_R = \sum_{k=1}^m C_{res}(k) K(k) \mu(k),$$

$$\mu(k) = P(k-1) - P(k),$$

$$K(k) = 1 / (1 + E)^k,$$

где $\mu(k)$ – плотность функции риска в k -й год; k – год эксплуатации сооружения; $K(k)$ – коэффициент, учитывающий время отказа.

Для невозстанавливаемых систем, к числу которых относятся, как указано выше, нефтепроводные системы, получившие отказ в связи с изменением мерзлотно-геологических условий (нарушенные мерзлотно-геологические условия не подлежат ремонту), C_R равно остаточной стоимости геотехнической системы на момент отказа плюс побочный ущерб, связанный с прекращением ра-

боты системы и затратами на ликвидацию экологических последствий аварии, что можно представить в виде формулы

$$C_R = C_0(1 - k / m + e_{res}),$$

где C_0 – начальная стоимость геотехнической системы; e_{res} – коэффициент экономической ответственности, равный отношению побочного ущерба к начальной стоимости; k – год эксплуатации сооружения.

Определение суммарной приведенной стоимости. Суммарная приведенная стоимость является суммой двух слагаемых начальной стоимости геотехнической системы, т. е. ее сметной стоимости строительства, и цены риска, т. е. затрат на ликвидацию аварий, которые возникнут в процессе эксплуатации геотехнической системы в течение всего срока ее эксплуатации, приведенных к единому времени. В качестве последнего принимается начало эксплуатации. Если измерять время в годах, а шаг по времени положить равным одному году, то формулу для суммарной приведенной стоимости можно представить в конечно-разностном виде

$$C = C_0 \left[1 + \sum_{k=1}^m (1 - k / m + e_{res}) K(k) \mu(k) \right].$$

Следует отметить, что коэффициент экономической ответственности складывается из сумм коэффициентов различных видов стоимостных затрат на восстановление системы и окружа-

ющей среды, включая побочные ущербы, нанесенные растительному покрову, почвам, животному миру и др.

Методика построения стоимостной инженерно-геокриологической карты

Указанная карта представляет собой специальную инженерно-геокриологическую карту, в легенде которой отражается минимальное значение суммарной приведенной стоимости геотехнической системы “нефтепровод–окружающая среда” в пределах каждого района карты при ее прокладке тремя известными способами (подземным, наземным и надземным).

Инженерно-геокриологическая карта строится на всю область поиска оптимального пути трассы трубопровода, и на ней выделяются следующие слои: а) глубина залегания скального фундамента; б) разрез отложений дисперсных грунтов до глубины 10–15 м (слой включает водно-физические, механические и теплофизические характеристики выделенных в разрезе инженерно-геологического элемента); в) среднегодовая температура многолетнемерзлых грунтов при сливающемся типе залегания многолетнемерзлых пород или глубина залегания кровли многолетнемерзлых грунтов при несливающемся типе.

Путем наложения вышеперечисленных слоев получаем инженерно-геокриологическую карту для стоимостной оценки территории. Пример такой карты приведен на рис. 3.

Затем каждый район, включая водные преграды (реки, озера), обсчитывается согласно алгоритму на рис. 4.

Результаты расчетов надежности и суммарной приведенной стоимости отражаются в легенде инженерно-геокриологической карты, которая получает название стоимостной инженерно-геокриологической карты (рис. 5).

Методика выбора оптимальной трассы и оптимального способа прокладки нефтепровода на стоимостной инженерно-геокриологической карте

Определение оптимального маршрута трассы нефтепровода между двумя контрольными точками на стоимостной карте производится в автоматическом режиме методом линейного программирования, который предусматривает следующий алгоритм расчета.

На стоимостную карту накладывается трехслойная координатная сетка (граф), состоящая из вершин и ребер длиной 1 мм, при этом границы районов корректируют таким образом, чтобы они проходили по ребрам сетки (рис. 6).

Ребру сетки присваивается цена, равная суммарной приведенной стоимости района на каждом слое, умноженной на длину ребра и деленной на

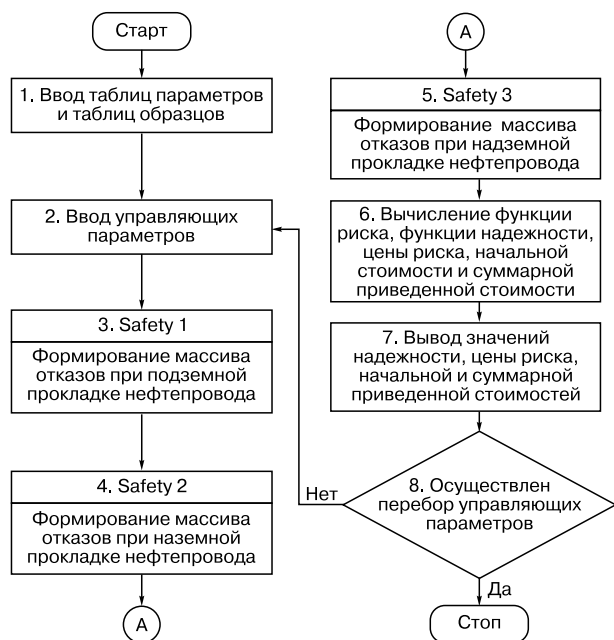


Рис. 4. Общая схема алгоритма.

При расчете массивов отказов операторы Safety 1, 2, 3 используют общеизвестные методики расчета, изложенные в работах [Рекомендации..., 1974; Тартаковский, 1976; Справочник, 1977; Хрусталеv, 2005; СП 36.13330.2012].

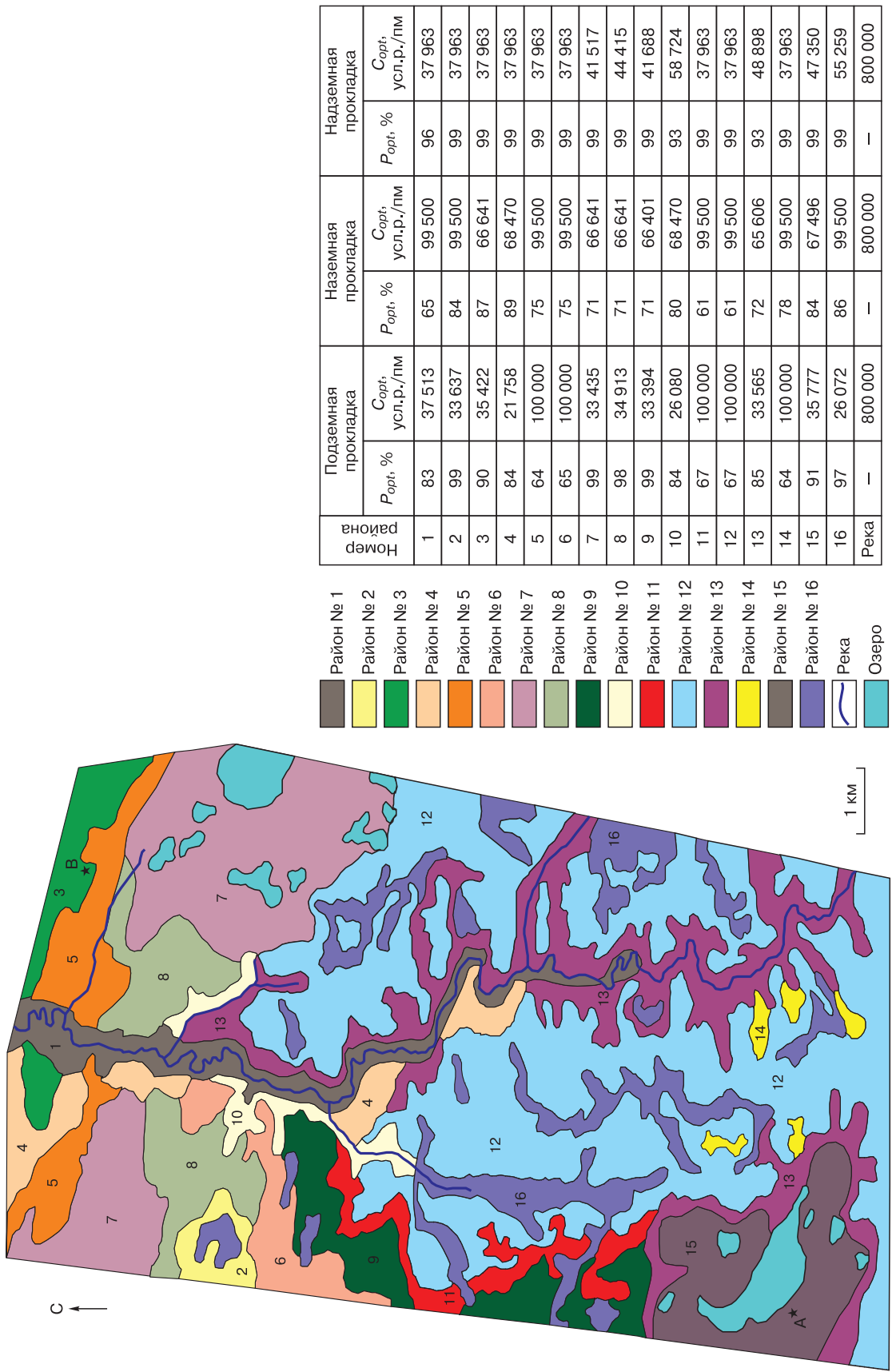


Рис. 5. Стоимостная инженерно-геокриологическая карта.

R_{opt} , C_{opt} – оптимальная надежность и оптимальная стоимость прокладки нефтепровода соответственно.

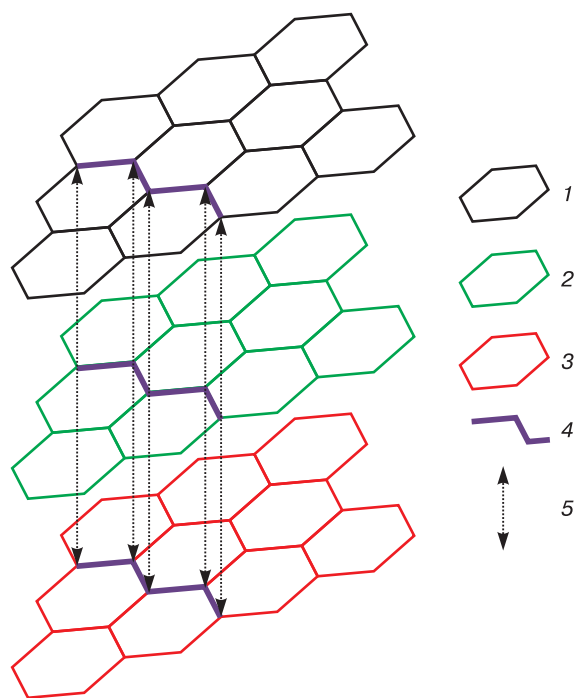


Рис. 6. Схема трехслойного графа.

1 – сетка наземной прокладки; 2 – сетка наземной прокладки; 3 – сетка подземной прокладки; 4 – граница таксонов; 5 – дополнительное ребро со стоимостью перехода от одного типа прокладки к другому.

масштаб карты. Первый слой сетки отражает стоимость подземной прокладки, второй – наземной, третий – наземной. Вершины сетки, расположенные на границе районов отдельных слоев, связывают между собой ребрами переходов от одного способа прокладки к другому; таких переходов может быть три: подземный–наземный, подземный–надземный, наземный–надземный. Ребрам переходов присваивается цена перехода от одного способа прокладки к другому.

Далее на сетках выстраиваются все возможные непрерывные цепочки из ребер, включая и ребра переходов, связывающие контрольные точки между собой, и подсчитывается суммарная приведенная стоимость каждой цепочки; таких цепочек может быть несколько сотен или тысяч; цепочка ребер, соответствующая минимальной стоимости, принимается за оптимальный маршрут.

Оптимальный маршрут отображается на карте, при этом фиксируются части маршрута, связанные с тем или иным слоем графа, что позволяет одновременно отобразить на карте и способы прокладки нефтепровода в различных районах в пределах оптимального маршрута.

Пример инженерно-геокриологической карты с трассой нефтепровода приведен на рис. 7.

Поскольку оптимальный способ прокладки всегда жестко связан с управляющими параметрами, при которых он был рассчитан, то значения конструктивных параметров даются приложением к карте (табл. 2).

Таблица 2. Стоимостные и конструктивные параметры оптимальной трассы нефтепровода между контрольными точками А и В

Номер района	Подземная прокладка					Наземная прокладка				
	P_{opt} , %	C_{opt} , усл. р./пм	Толщина стенки трубы, мм	Толщина кольцевой теплоизоляции, мм	Шаг расстановки СОУ, м	P_{opt} , %	C_{opt} , усл. р./пм	Толщина стенки трубы, мм	Глубина погружения свай в грунт, м	Шаг между опорами, м
1	–	–	–	–	–	96	37 963	22	10.5	20
3	–	–	–	–	–	99	37 963	16	7	20
4	–	–	–	–	–	99	38 963	28	7	20
5	–	–	–	–	–	99	37 963	16	7	20
6	–	–	–	–	–	99	38 963	28	7	20
9	99	33 394	30	20	4	–	–	–	–	–
10	84	26 080	24	25	4	–	–	–	–	–
11	–	–	–	–	–	99	37 963	28	7	20
12	–	–	–	–	–	99	37 963	22	10	20
13	85	33 565	20	20	4	–	–	–	–	–
15	91	35 777	32	50	10	–	–	–	–	–
16	–	–	–	–	–	99	55 259	10	9	22
Река	–	800 000	–	–	–	–	800 000	–	–	–

Примечание. P_{opt} – оптимальная надежность прокладки трубопровода; C_{opt} – оптимальная стоимость прокладки трубопровода; СОУ – сезонно охлаждающие устройства.

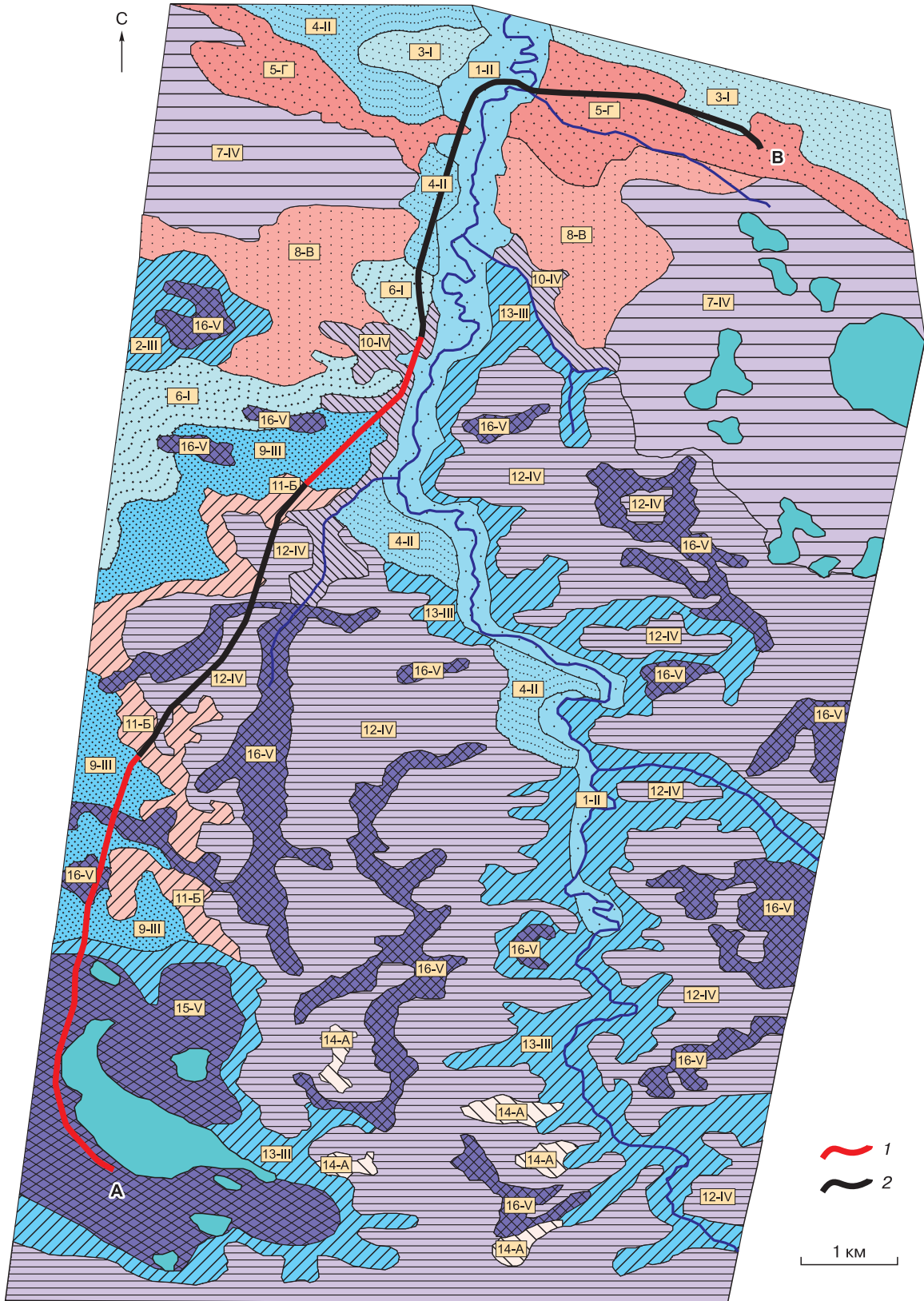


Рис. 7. Оптимальная трасса нефтепровода между контрольными точками А и В.
1 – подземная прокладка; 2 – надземная прокладка. Усл. обозн. см. на рис. 3.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Методика выбора проектных решений при прокладке линейной части нефтепровода в криолитозоне является уникальной. Ее уникальность заключается в том, что она основана на вероятностно-статистическом подходе к прогнозу теплового и механического взаимодействия инженерных сооружений с окружающей средой. Этот подход рассматривает исходную природную и техногенную информацию как стохастическую и дает возможность учитывать ее отклонения от своих номиналов во времени и пространстве, что позволяет оценивать надежность трубопроводной системы как вероятность ее безаварийной работы в течение заданного срока эксплуатации. При этом подходе аварии трубопроводной системы рассматриваются как случайные события, имеющие денежное выражение – цену риска, являющуюся стоимостным эквивалентом надежности. Наличие цены риска позволяет на стадии вариантного проектирования оценивать варианты технических решений не только по сметной стоимости, но и по их надежности, что переводит этот процесс на новый качественный уровень. Экономический эффект от внедрения предлагаемой методики в производство на сегодняшний день можно оценить только качественно. Он заключается в повышении надежности геотехнической системы “нефтепровод–окружающая среда”, снижении вероятности риска аварий и в экономии эксплуатационных расходов за счет внеплановых ремонтов.

Литература

Голофаст С.Л., Владова А.Ю., Лободенко И.Ю. Проектирование, разработка и сопровождение информационной системы геотехнического мониторинга магистрального трубопровода // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2016, № 2, с. 80–87.
Golofast, S.L., Vladova, A.Yu., Lobodenko, I.Yu., 2016. Design, development and maintenance of geotechnical monitoring information system for of trunk pipeline. *Nauka i tekhnologia truboprovodnogo transporta nefiti i nefteproduktov*, No. 2, 80–87.

Ермаков С.М. Метод Монте-Карло и смежные вопросы / С.М. Ермаков. М., Наука, 1975, 472 с.
Ermakov, S.M., 1975. *The Monte-Carlo Method and Related Questions*. Nauka, Moscow, 472 pp. (in Russian)

Лободенко И.Ю. Действовать на упреждение // Проблемы, решения. Трубопроводный транспорт нефти, 2016, № 4, с. 26–27.
Lobodenko, I.Yu., 2016. Acting preventively. *Problemy, reshenia. Truboprovodnyi transport nefiti*, No. 4, 26–27.

Лободенко И.Ю., Федоренко А.А. Методы инженерной защиты объектов магистральных трубопроводов от опасных природных процессов и явлений // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2016, № 6, с. 72–78.

Lobodenko, I.Yu., Fedorenko, A.A., 2016. Methods of engineering protection of trunk pipeline facilities from hazardous natural processes and phenomena. *Nauka i tekhnologia truboprovodnogo transporta nefiti i nefteproduktov*, No. 6, 72–78.

Нечваль А.М. Основные задачи при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов / А.М. Нечваль. Уфа, Изд-во УГНТУ, 2005, 201 с.

Nechval, A.M., 2005. *Main Tasks in the Design and Operations of Pipelines*. Izd-vo UGNTU, Ufa, 201 pp. (in Russian)

Рекомендации по расчету свайных фундаментов на вечномерзлых грунтах на горизонтальное сейсмическое воздействие. Красноярск, Краснояр. ПромстройНИИпроект, 1974, 17 с.

Recommendations for design calculations of pipe foundations on permafrost, under horizontal seismic load, 1974. *Krasnoyarskii PromstroyNIIProekt*, Krasnoyarsk, 17 pp. (in Russian)

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. М., Госстрой РФ, 2012, 84 с.

SP 36.13330.2012- Svod Pravil (construction rules and regulations), 2012. *Trunk pipelines. Actualized revision of SNiP 2.05.06-85**. Gosstroy RF, Moscow, 84 pp. (in Russian)

Справочник по строительству на вечномерзлых грунтах / Под ред. Ю.Я. Велли, В.В. Докучаева, Н.Ф. Федорова. Л., Стройиздат, 1977, 552 с.

Velli, Y.Y., Dokuchaev, V.V., Fedorova, N.F. (Eds.), 1977. *Guide for construction on permafrost soils*. Stroyizdat, Leningrad, 552 pp. (in Russian)

Суриков В.И. Система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, проложенными в сложных природно-климатических условиях // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2016, № 7, с. 48–51.

Surikov, V.I., 2016. Geotechnical monitoring and safe management system for trunk pipelines laid in severe natural climatic conditions. *Nauka i tekhnologia truboprovodnogo transporta nefiti i nefteproduktov*, No. 7, 48–51.

Тартаковский Г.А. Строительная механика трубопроводов / Г.А. Тартаковский. М., Недра, 1976, 224 с.

Tartakovskii, G.A., 1976. *Structural Mechanics of Pipelines*. Nedra, Moscow, 224 pp. (in Russian)

Хрусталева Л.Н. Вероятностно-статистические расчеты оснований зданий в криолитозоне / Л.Н. Хрусталева, Г.П. Пустовойт. Новосибирск, Наука, 1988, 253 с.

Khrustaleva, L.N., Pustovoyt, G.P., 1988. *Probabilistic Foundation Design in Permafrost Regions*. Nauka, Novosibirsk, 253 pp. (in Russian)

Хрусталева Л.Н. Основы геотехники в криолитозоне: Учебник / Л.Н. Хрусталева. М., Изд-во МГУ, 2005, 542 с.

Khrustaleva, L.N., 2005. *Foundations of Geotechnical Engineering in Permafrost Zone*. Textbook. Moscow University Press, Moscow, 542 pp. (in Russian)

Поступила в редакцию
18 апреля 2017 г.