РАСЧЕТ РЕГУЛИРУЕМОГО ТЕПЛООБМЕНА НАЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА В НАСЫПИ В РЕЖИМЕ САМОПОГРУЖЕНИЯ С ЗАМЕРЗШЕЙ ПОВЕРХНОСТИ

CALCULATION OF REGULATED HEAT EXCHANGE OF GROUND PIPELINE IN BUNCH IN SELF-DIPPING MODE WITH FOLDED SURFACE

З. Р. Кутлыева**Zemfira R. Kutlyeva**

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Н. А. Гаррис**Nina A. Garriss**

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

О. А. Глухов**Oleg A. Gluhov**

ЧелНУ (филиал)
АО «Транснефть-Урал»,
г. Челябинск,
Российская Федерация

ChelNU (filial) AO «Transneft-Ural»,
Chelyabinsk, Russian Federation

В районах распространения вечной мерзлоты на территории России создана разветвленная инфраструктура объектов трубопроводного транспорта. Наиболее крупными проектами магистральных трубопроводов являются «Восточная Сибирь — Тихий Океан 1, 2» (ВСТО), «Банкор — Пурпе», «Заполярье — Пурпе», «Ямал — Европа», «Куюмба — Тайшет» и «Сила Сибири». Основные и вспомогательные объекты трубопроводной системы используют многолетнемерзлый грунт в качестве оснований и рассчитаны на эксплуатацию в определенных температурных условиях.

Рост температуры мерзлых грунтов и уменьшение их несущей способности представляют серьезную угрозу для дорог, нефте- и газопроводов, резервуаров, площадок нефтегазопромысловых объектов, зданий и сооружений.

В зонах распространения мерзлоты грунты крайне различны по составу, влагосодержанию и стабильности в условиях таяния и промерзания. Если трубопровод функционирует как холодное устройство, то имеет место перепад пучения грунта по причине возникновения ассиметричных ледяных образований, появляющихся на трубе со временем. Если трубопровод функционирует как горячее устройство, грунт может начать таять, что приведет к неравномерной осадке. Предельные условия также возникают на границе раздела разных грунтов. Эти неравномерные движения приводят к возникновению горизонтальных, вертикальных и поперечных напряжений, продольных напряжений и напряжений кручения на трубопроводе.

Скорость и степень таких перемещений определяются теплотехническим расчетом, однако их последствия не оцениваются в нормативных документах. Из СП 25.13330.2012 не ясно, какие размеры ореолов или какие величины осадок опасны для трубопроводов, работающих в тех или иных условиях на мерзлоте.

На основе практики эксплуатации трубопроводов было замечено, что трубопровод, проложенный наземно, имеет меньшую аварийность. Исходя из этого в данной статье обоснована применимость наземной прокладки трубопровода на мерзлоте с учетом его самопогружения. Решена задача теплообмена наземного трубопровода в насыпи с учетом его самопогружения с замерзшей поверхностью. Определены величины осадок и выпучивания трубопровода, положение оси трубопровода при достижении стабильной отметки.

В работе учитываются режимы перекачки, при которых величина ореола протаивания в течение всего периода эксплуатации остается в допустимых пределах для предотвращения прогрессирования таяния мерзлого массива грунта.

Ключевые слова

наземная прокладка; теплообмен
трубопровода в насыпи;
регулируемый теплообмен; осадка;
выпучивание; самопогружение;
устойчивость трубопровода;
мерзлота; многолетнемерзлый
грунт; торфяное основание;
«плавающий трубопровод»;
техногенное воздействие

В статье представлен алгоритм комплексного решения задач по определению безопасных ореолов протаивания с учетом фазовых переходов, осадки грунта, проседания трубопровода и влияния смены сезонов на теплообмен в период эксплуатации трубопровода, знание которых необходимо для оценки работоспособности трубопровода. Практическая ценность данной работы заключается в том, что полученные расчеты могут быть использованы при проектировании нефтепроводов на мерзлых грунтах с учетом требования сохранности окружающей среды.

In the areas of permafrost in Russia, an extensive infrastructure of pipeline transportation facilities has been created. The largest pipeline projects are Eastern Siberia — Pacific Ocean 1, 2 (ESPO), Vankor — Purpe, Zapolyarye — Purpe, Yamal — Europe, Kuyumba — Tayshet and Power of Siberia. The main and auxiliary facilities of the pipeline system use permafrost soil as bases and are designed to operate in certain temperature conditions.

The rise in the temperature of frozen soils and the decrease in their carrying capacity pose a serious threat to roads, oil and gas pipelines, reservoirs, sites of oil and gas facilities, buildings and structures.

In the zones of permafrost, the soils are extremely different in composition, moisture content and stability in conditions of thawing and freezing. If the pipeline functions as a cold device, there is a drop in soil heaving due to the occurrence of asymmetric ice formations appearing on the pipe with time. If the pipeline functions as a hot device, the soil may begin to melt, resulting in uneven draft. Limit conditions also arise at the interface between different soils. These non-uniform movements result in horizontal, vertical and transverse stresses, longitudinal stresses and torsional stresses on the pipeline.

The speed and degree of such movements are determined by the thermal calculation, but their consequences are not evaluated in the regulations. It is not clear from SP 25.13330.2012 what sizes of halos or what sediment values are dangerous for pipelines operating in certain conditions in permafrost.

Based on the practice of operating pipelines, it was observed that a pipeline laid on the ground has a lower accident rate. On this basis, this article substantiates the applicability of the onshore laying of the pipeline in permafrost, taking into account its self-dipping. The problem of heat transfer of the onshore pipeline in the bunch is solved, taking into account its self-dipping from the frozen surface. The values of sediment and pipeline buckling, the position of the axis of the pipeline when a stable mark is reached are determined.

The paper takes into account transfer modes, in which the value of the thawing halo during the entire period of operation remains within acceptable limits to prevent the progression of the melting of the frozen soil mass. The article presents an algorithm for solving complex problems of defining safe thawing halos, taking into account phase transitions, ground subsidence, pipeline subsidence, and the effect of the seasons change on heat transfer during the pipeline operation period, knowledge of which is necessary to assess the performance of the pipeline.

The practical value of this work lies in the fact that the obtained calculations can be used in the design of oil pipelines on frozen soils, taking into account the requirements of environmental safety.

Key words

ground laying;
heat transfer of the pipeline
in the bunch; controlled heat
exchange; sediment; buckling;
self-dipping; pipeline stability;
frozen ground; permafrost soil;
peat base; «floating pipeline»;
anthropogenic impact

Общие сведения

Основной особенностью многолетнемерзлых грунтов (ММГ) является их способность давать значительные осадки при оттаивании. Тепловое взаимодействие нефтепровода с мерзлым грунтом приводит к оттаиванию и разжижению грунта, уменьшению его несущей способности.

Оттаявшие грунты в водонасыщенном состоянии практически не обладают способностью к заземлению трубы и обладают малой сопротивляемостью продольным и поперечным перемещениям труб. Это обуславливает возникновение в трубах значительных изгибных напряжений.

В настоящее время проведен большой объем теоретических и экспериментальных исследований в области прокладки трубопроводов на слабонесущих грунтах в условиях болот, многолетнемерзлых грунтов [1–3].

При строительстве и эксплуатации нефтепроводов на мерзлых грунтах появляются участки непроектного положения трубы в виде ее выпучивания, перемещения на поверхность, провалов. Труба может переместиться на поверхность грунта, чему способствует пучение грунта, и провалиться вниз, чему способствует тепловая осадка. Подобное происходит в результате неправильного принятия проектных решений по тепловому взаимодействию нефтепровода с мерзлым грунтом (рисунки 1).

Технико-экономическая актуальность решения проблемы магистрального транспорта в условиях мерзлых грунтов настолько велика, что она относится к наиболее крупной проблеме, решение которой определит повышение работоспособности и безопасности трубопроводного транспорта в районах распространения мерзлоты. Массовые случаи появления участков в непроектном положении [2] не только повышают опасность разрушения трубопроводов, но и требуют на восстановительные работы огромных финансовых затрат, которые составляют примерно 50 % от стоимости трубопровода. Часто восстановление проектного положения оси трубопровода становится невозможным. Так, например, на участке трубопровода Голмуд — Лхаса в Китае, проложенного в «теплой» вечной мерзлоте, в результате оттаивания грунта часть заглубленного трубопровода потеряла стабильность. Из-за постоянного смерзания и таяния грунта вокруг трубопровода с 1977 года произошло порядка 30 утечек и 4 разрывов трубопровода, появились оголенные участки трубопровода. Участок пришлось перестраивать, экономические потери были огромные [4].

Подобные ситуации, связанные с нестабильным положением, наблюдаются и на отечественных трубопроводах, проложенных в сезонно протаивающих и промерзающих грунтах.

По состоянию на 2003 г. в коридоре газопроводов Ямбург — Ныда на оттаявших многолетнемерзлых грунтах различного вида (торф, супесь, суглинки) насчитывалось свыше 580 оголенных, всплывших, выпучившихся участков газопроводов, что составляет 6,5 % от общей протяженности всех девяти ниток [2].

Рисунок 1. «Заплывание трубы» на участке Северикан — Тимптон, ВСТО [5]

Практика эксплуатации трубопроводов на мерзлоте показывает, что потеря устойчивости трубопровода происходит как при подземной, так и наземной прокладке трубопровода. Возможность перехода трубопровода в напряженное состояние минимальна при наземной прокладке [6]. Поэтому ее можно рассматривать как более надежный вариант.

Преимущества наземной прокладки

Рассмотрим один из вариантов наземной прокладки в насыпи в режиме самопогружения. Подобное возможно при укладке трубопровода по дневной поверхности на торфяном основании с максимальным использованием несущей способности мохово-растительного покрова. Прочность сплошного верхнего растительного покрова при толщине не менее двух диаметров трубы достаточна для прокладки трубопровода. Согласно [7], для магистральных трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов наземный (в насыпи) способ прокладки допускается.

Трубопровод укладывают непосредственно на моховой покров, предварительно создавая во время строительства компенсационные участки за счет упругого изгиба, либо прокладывая «змейкой».

Наземная прокладка трубопровода самопогружением имеет ряд неоспоримых преимуществ.

1. Отпадает необходимость отрывать на мерзлоте траншею. Труба укладывается прямо на неразрушенную поверхность земли, на моховой покров. При производстве работ зимой трубопровод можно укладывать на очищенный бульдозером от снега и кочек мерзлый слой торфа. Для засыпки трубы и образования

насыпи возможно использование торфа или смеси торфа с минеральным грунтом.

2. Исключается балластировка трубопровода.

3. Уменьшается объем работ по обеспечению общей устойчивости трубопровода, что при подземной и надземной прокладке требует огромных эксплуатационных затрат.

4. При наличии небольшого талика вокруг трубопровода снижаются риски заземления тела трубы с грунтом при его промерзании и порыва при его выпучивании.

5. При регулируемом теплообмене осадки невелики и наступает равновесное состояние, когда выталкивающая сила основания уравновешивается силой тяжести трубы, заполненной нефтью, что позволяет трубопроводу находиться в «плавучем» состоянии.

6. Сокращаются общая стоимость и продолжительность строительства трубопровода в насыпи.

7. Наземный трубопровод в любом исполнении (теплоизолированный, в насыпи) и его арматура доступны для осмотра и ремонта, также он удобен в эксплуатации, что весьма важно для линейно-эксплуатационной и ремонтно-аварийной службы.

Следует отметить, что к настоящему времени разработано и запатентовано множество конструктивных решений по оформлению насыпи, в том числе с использованием торфа, за торфованного грунта, защитой откосов геотекстилем, ячеистыми материалами и др., обеспечивающими целостность сооружения [8–10].

Применение наземной прокладки не только разрешается строительными нормами, но и рекомендуется в подобных случаях [7].

Следует особо отметить, что редкое практическое применение наземной прокладки магистральных трубопроводов обусловлено малой изученностью данного способа. Очевидно, что существует необходимость разработки и применения технологий строительства магистральных трубопроводов, учитывающих тепловое влияние трубопровода на ММГ.

Комплексный подход

Комплексный подход к решению данного вопроса на этапе проектирования предусматривает следующие расчеты:

— теплогидравлический расчет трубопровода в зависимости от сезонных колебаний определяющих температурных напоров [11];

— расчет теплообмена трубопровода с мерзлым массивом грунта в режиме продви-

жения ореола протаивания в допустимых пределах [12];

— расчет осадки грунта в процессе теплового и механического взаимодействия и проседания трубопровода под действием собственного веса в режиме самопогружения в пределах ореола протаивания.

При комплексном подходе к решению данной задачи возможен учет максимального числа факторных признаков, влияющих на конечный результат.

Следует также отметить, что данная постановка задачи позволяет считать обоснованным вариант наземной прокладки магистрального трубопровода с сохранением грунта в ненарушенном естественном состоянии в районах мерзлоты, что подтверждается также и автором [1, 13–16].

1. В работе [1] дана классификация торфяных и многолетнемерзлых грунтов под нагрузкой от трубопровода, которые позволяют выбрать оптимальное решение прокладки.

2. На основе теории и анализа эксплуатации трубопроводов разработаны новые способы прокладки промысловых трубопроводов с максимальным использованием несущей способности торфяных и многолетнемерзлых грунтов, самопогружением (плавающий растительный слой) с фиксацией на проектных отметках [13–16].

3. В полевых условиях проведены экспериментальные исследования по изучению осадки наземных и подземных цилиндрических штампов диаметрами 159, 219, 325, 426 мм, имитирующих трубопровод, при оттаивании [1].

Наземная прокладка в насыпи была применена на участке магистрального нефтепровода Уса — Ухта [2] на переходе через болото длиной 1300 м, что подтвердило высокую экономическую и техническую эффективность данного способа при строительстве трубопроводов на Севере.

Перемещения начались, когда под насыпью стали оттаивать снег, лед и мерзлый торф. Осадка оказалась неравномерной. Однако со временем разность осадок сглаживалась, и к концу 1998 г. отношение максимальной осадки (прогиба) к минимальной осадке (прогибу) S_{max}/S_{min} стабилизировалось и далее оставалось практически постоянным. За первые весну-лето 1998 г. средняя осадка составила 456 и 467 мм соответственно. Нефтепровод принял новое положение парал-

лельно исходному. Из опыта следует, что трубопровод в первый год эксплуатации принял наибольшую осадку, а в последующие годы размеры осадок были равны. Это еще раз доказывает, что при регулировании ореола возможно предупреждение провалов и пучения грунта, и достижение равновесного состояния трубопровода с выводом его на «плавающий» режим.

Что касается технической стороны, то интенсивность отказов при наземной прокладке наименьшая и составляет 0,15, тогда как при надземной — 0,42, подземной — 3,00. Такое возможно благодаря подвижности трубопровода [17].

Покажем, что, регулируя тепловой режим трубопровода и ограничивая радиус протаивания мерзлого грунта, можно свести к минимуму тепловую и механическую осадки трубопровода. Известно, что полная осадка трубопровода на мерзлых грунтах состоит из осадки грунта при его оттаивании под действием тепла, передаваемого трубой, и осадки грунта под нагрузкой. Тепловая осадка составляет в среднем 70 % от полной и является доминирующим фактором. При этом большое значение имеет неравномерность осадки по длине трубопровода. Следовательно, при малых тепловых осадках снижается и неравномерность просадки трубопровода по трассе.

Постановка задачи

Основной задачей проектирования магистральных трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов является *сведение к минимуму теплового и механического воздействия на грунт* при строительстве и эксплуатации трубопроводной системы. Необходимо найти рациональное конструктивное решение способа прокладки с учетом условий пролегания трассы трубопровода и режимов работы магистрального трубопровода, при которых не нарушается целостность массива. Подобное возможно при укладке трубопровода по дневной поверхности на торфяном основании с максимальным использованием несущей способности мохово-растительного покрова.

Целью настоящего исследования является способ наземной прокладки трубопровода по ненарушенному с поверхности мерзлому грунту с сохранением его в естественном состоянии при эксплуатации и с расчетом последующего погружения до квазистабильной отметки оси трубы.

В реальных условиях возможны 2 случая самопогружения:

1 — случай регулируемого теплообмена с ограничением ореола протаивания $R_0 = R_{0min} \dots R_{0max}$ или $R_0 = const$ [12];

2 — случай нерегулируемого теплообмена с непрерывным увеличением размеров талой зоны и области теплового влияния трубопровода при прогрессирующем протаивании мерзлоты.

В соответствии с принципом минимального теплового воздействия на мерзлый грунт 1 случай является предпочтительным. Дополнительно, наличие тепловой изоляции трубопровода позволяет минимизировать тепловое воздействие на грунт.

Рассмотрим регулируемый процесс теплообмена. Анализ производится на основе предварительно полученных решений [11].

В качестве примера рассмотрим результаты расчета регулируемого теплообмена нефтепровода диаметром 0,529 м, проложенного по дневной поверхности в насыпи на многолетнемерзлом грунте, приведенного в [11]. Под действием собственного веса и веса отсыпанного поверх него грунта происходит самопогружение трубопровода. С момента заполнения трубопровода нефтью происходит растепление грунта: под действием температуры появляется и развивается ореол протаивания. От величины ореола протаивания напрямую зависят тепловая осадка грунта под трубопроводом и общее проседание трубопровода.

Процессом таяния можно управлять [6, 12], ограничивая ореолы протаивания условием несмерзания в пределах: $R_{0min} \dots R_{0max}$, либо $R_0 = const$, снижая тем самым до минимума риски прогрессирующего таяния грунта, а следовательно, и последующего опускания или выпучивания трубопровода. Трубопровод в талом грунте остается потенциально подвижным и не защемляется. С наступлением холодного осенне-зимнего периода небольшой слой талого грунта вокруг трубы будет предохранять трубопровод от защемления. Это подтверждается экспериментальными исследованиями [1], которые показали, что оттаивающий грунт оказывает значительно меньшее сопротивление продольному перемещению трубы, чем мерзлый и обычный талый грунт. Так, защемление трубы грунтом в начальный период оттаивания грунта вокруг трубы в 200–300 раз

меньше, чем в мерзлом, и в 3 раза меньше, чем в оттаивающих грунтах в конечный период растепления.

Для реализации свободной прокладки необходимо найти глубину свободного погружения h' (рисунок 2) трубопровода с условием сохранения стабильного теплогидравлического режима, при котором температура и производительность перекачки нефти остаются постоянными:

$$\begin{aligned} t_{\text{бал}} &= \text{const}, \\ Q &= \text{const}. \end{aligned}$$

В режиме продвижения ореола протаивания в допустимых пределах, последовательно, на каждый месяц чередуются расчеты:

— осадки трубопровода вследствие его теплового и механического взаимодействия с грунтом в режиме самопогружения;

— изменение ореола протаивания за следующий месяц.

Расчет выполняется на несколько лет, до момента достижения трубопроводом величины стабильной проектной отметки h' , когда $F_{\text{арх}} = F_{\text{тяж}}$

При расчете погружения учитывается изменение положения оси трубопровода H_0 и линейных параметров насыпи: β , l_0 , l_b , l_n , $H_{\text{нас}}$, а следовательно и конструктивных параметров D_k , $D_{\text{эКВ}}$, $H_{\text{эКВ}}$, которые непосредственно влияют на теплообмен трубопровода с окружающей средой.

Завершающим этапом является теплогидравлический расчет нефтепровода с определением оптимальных величин $t_{\text{бал}}$ и Q .

Расчет самопогружения трубопровода под действием силы тяжести

Рассмотрим схему трубопровода с ограниченным ореолом протаивания (рисунок 2).

Оттаявший грунт можно рассматривать как условно жидкую среду. На трубопровод, находящийся в оттаявшем грунте, действуют две противодействующие силы: сила тяжести, направленная вертикально вниз, и выталкивающая сила Архимеда, направленная вертикально вверх. Поведение трубопровода в слабонесущем грунте подчиняется соотношению воздействия этих двух сил. Самопогружение трубопровода, заполненного нефтью, происходит до тех пор, пока не уравниваются друг друга две силы: сила тяжести $F_{\text{тяж}}$ и выталкивающая сила (сила Архимеда) $F_{\text{арх}}$:

$$F_{\text{арх}} = F_{\text{тяж}}.$$

Это состояние равновесия будет квазустойчивым, если основание под трубопроводом не будет бесконтрольно проседать.

Исходные данные для расчета глубины свободного самопогружения трубопровода h' : $D_{\text{нар}}=0,529$ м; $D_{\text{вн}}=0,509$ м; $W_c=0,30$; $W_n=0,04$; $\rho_0=1800$ кг/м³; $\lambda_m=1,34$ Вт/(м·°C); $\lambda_t=0,81$ Вт/(м·°C); $\sigma=335$ кДж/кг; $t_{\text{emax}}=-2$ °C; $t_{\text{emin}}=-5$ °C; $R'_0=0,8$ м; $R''_0=0,12$ м; $\beta=78^\circ$; $\tau_0=1$ год= 8760×3600 с; $\omega=2\pi/\tau_0$; $\tau=0 \dots \tau_0$; $t_{\text{vmax}}=15,8$ °C; $t_{\text{vmin}}=-25,1$ °C; $\alpha=0^\circ \dots 330^\circ$; $l_b=1,5$ м; $l_n=4,782$ м; $H_{\text{нас}}=1,329$ м; $H_0=1,065$ м; грунт — торф.

При самопогружении изменяются конструктивные параметры насыпи. Необходимо

Рисунок 2. Изменение положения оси трубопровода

учитывать эти изменения. Влияние формы насыпи на теплообмен трубопровода с грунтом можно выразить через конструктивный параметр — угол β' , который зависит от положения оси трубопровода h' , первоначальных размеров насыпи $\beta, l_0, H_0, l_b, l_n, H_{\text{нас}}$ и радиуса трубопровода R [6, 18]:

$$\beta' = f(h', \beta, l_0, H_0, l_b, l_n, H_{\text{нас}}, R).$$

Алгоритм расчета учитывает изменение положения оси трубопровода h' , параметров насыпи $D_k, l_0, H_0, l_b, l_n, H_{\text{нас}}$, параметров теплообмена $D_{\text{экв}}, H_{\text{экв}}$.

Положение оси трубопровода после погружения H_0^* находим по формуле

$$H_0^* = H_{\text{нас}} - h', \quad (1)$$

где h' — расстояние от оси до дневной поверхности, м;

R — радиус трубопровода, м;

γ — конструктивный параметр, град;

H_0 — начальное (проектное) положение оси трубопровода, м;

$H_{\text{нас}}$ — высота насыпи, м;

γ — характеризует степень погружения трубы в массив.

При $\gamma = 0^\circ$ ось трубопровода находится над дневной поверхностью $h' = 0$, а H_0 соответствует проектному положению оси трубопровода.

При $\gamma = 180^\circ$ ось трубопровода проходит по дневной поверхности и трубопровод может рассматриваться как полуподземный.

При значениях γ от 180° до 360° ось трубопровода находится ниже дневной поверхности. Теплообмен при наземной прокладке рассчитывается по углу β' .

При $\gamma = 360^\circ$ погружение оси трубопровода равно $h' = R$.

Величина осадки оттаивающего слоя грунта n -го месяца определяется как сумма тепловой и механической осадок по формуле С.М. Соколова [1]:

$$h_n^{\text{ос}} = \varepsilon_0 \cdot R_{0 \text{ расч } n} + a_0 \cdot R_{0 \text{ расч } n}, \quad (2)$$

где ε_0 — коэффициент сжимаемости слоя грунта;

a_0 — коэффициент оттаивания слоя грунта;

$R_{0 \text{ расч } n}$ — расчетная толщина протаивания грунта под трубопроводом.

Величина пучения n -го месяца равна

$$h_n^{\text{пуч}} = k_{\text{пуч}} \cdot R_{0 \text{ расч } n}, \quad (3)$$

где $k_{\text{пуч}}$ — коэффициент пучения.

Расчетная толщина протаивания грунта под трубопроводом определяется по формуле

$$R_{0 \text{ расч } n} = R_{0 n} + h_{(n-1)}^{\text{ос/пуч}} - R_{0 (n-1)}, \quad (4)$$

где $R_{0 n}$ — ореол протаивания n (текущего) месяца;

$h_{(n-1)}^{\text{ос/пуч}}$ — величина осадки/пучения $(n-1)$ (предыдущего) месяца;

$R_{0 (n-1)}$ — ореол протаивания $(n-1)$ (предыдущего) месяца.

Ось трубопровода относительно дневной поверхностью находится на расстоянии

$$h'_n = h'_{n-1} - h_n^{\text{ос}} + h_n^{\text{пуч}}, \quad (5)$$

где h'_n — проектное положение предыдущего $(n-1)$ месяца;

$h_n^{\text{ос}}$ — величина осадки n (текущего) месяца;

$h_n^{\text{пуч}}$ — величина пучения n (текущего) месяца.

С учетом геометрических параметров оседающей насыпи (рисунок 2) находим формулу для определения величины β'

$$\tan \frac{\beta'}{2} = \frac{H_0 + h'}{\frac{(l_n - l_b) \cdot (H_0 + h')^2 + 2l_b(H_0 + R) + (l_n - l_b) \cdot (R - h')^2}{2(H_0 + R) \cdot (H_0 + h')}}}, \quad (6)$$

$$\tan \frac{\beta'}{2} = \frac{H_0 + h'}{\frac{(l_n - l_b) \cdot (H_0 + h')}{2(H_0 + R)}}, \quad (7)$$

$$\beta' = 2 \arctg \left[\frac{\tan \frac{\beta}{2} \cdot (l_n - l_b) \cdot (H_0 + h')^2}{(l_n - l_b) \cdot (H_0 + h')^2 + 2l_b(H_0 + R) + (l_n - l_b) \cdot (R - h')^2} \right]. \quad (8)$$

Подставляя все формулы (1)–(8) в алгоритм решения задачи (рисунок 3) определения погружения оси наземного трубопровода, получили результаты, представленные на рисунках 4 и 5.

Рисунок 3. Алгоритм расчета самопогружения трубопровода до стабильной отметки при регулируемом теплообмене

Рисунок 4. Изменение положения оси наземного трубопровода при осадке и пучении грунта в режиме самопогружения до равновесного состояния

Рисунок 5. Изменение высотного положения оси наземного трубопровода в режиме самопогружения с учетом теплового воздействия

Из анализа рисунков 4 и 5 видно, что в первый год эксплуатации трубопровод воспринял наибольшую осадку. Стабильность положения трубопровода в насыпи, проложенного наземно по дневной поверхности на мохово-растительный слой, достигается на 8 год эксплуатации.

Результаты теплогидравлического расчета нефтепровода в зависимости от сезонных колебаний температурных напоров, выполненных в соответствии с [11], представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 2. Результаты теплогидравлического расчета при $\alpha = 330^\circ$

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q, м ³ /ч	1205,7	1205,6	1205,4	1205,3	1205,2	1205,2	1205,3	1205,5	1205,7	1205,8	1205,8	1205,8

Таблица 1. Минимизация температуры со временем

Δt , °C		Год эксплуатации трубопровода		
		1 год	3 год	7 год
α	0°	5,87	5,73	5,49
	180°	11,44	11,33	11,11
	210°	9,56	9,53	9,45
	240°	8,23	8,27	8,34
	330°	3,12	3,92	4,23

Расчет теплообмена трубопровода с мерзлым массивом грунта в режиме продвижения ореола протаивания в допустимых пределах показал, что при $\alpha=0^\circ \dots 210^\circ$ со временем происходит минимизация температуры, при $\alpha=240^\circ \dots 330^\circ$ со временем Δt увеличивается, минимум Δt приходится при $\alpha=330^\circ$.

Выводы

1. Полученное решение позволяет предотвратить прогрессирующее протаивание

грунта и обеспечить трубопроводу устойчивое положение оси. Предложенный алгоритм позволяет также определить время стабилизации до квазиравновесного состояния.

2. Практическая ценность данной работы заключается в том, что полученные расчеты могут быть использованы при проектировании нефтепроводов на мерзлых грунтах с учетом требования сохранности окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Соколов С.М. Теоретические основы новых методов сооружения нефтепромысловых трубопроводов в условиях Западной Сибири: дисс. ... д-ра техн. наук. Тюмень: 2009. 490 с.

2. Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. М.: Горная книга, 2010. 392 с.

3. Кривошеин Б.Л., Агапкин В.М., Двойрис А.Д. Способы прокладки и эксплуатация трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. М.: ВНИИОЭНГ, 1975. 111 с.

4. Ruixia He, Huijun Jin. Permafrost and Cold-Region Environmental Problems of the Oil Product Pipeline from Golmud to Lhasa on the Qinghai—Tibet Plateau and Their Mitigation // Cold Regions Science and Technology. 2010. Vol. 64. No. 3. P. 279–288.

5. Шац М.М. Геоэкологические проблемы нефтегазовой отрасли Якутии // Промышленная безопасность и экология. 2009. № 10 (43). С. 36–42.

6. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. Третий принцип использования мерзлых грунтов в качестве основания трубопроводов // Территория «Нефтегаз». 2017. № 5. С. 70–78.

7. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. М.: Минрегион России, 2012. 116 с.

8. Пат. 609019 СССР, МПК F 16 L 1/026. Способ прокладки трубопровода / С.М. Соколов, Г.А. Зайцева. 2341437, Заявлено 02.04.1976; Опубл. 30.05.1978. Бюл. 20.

9. Пат. 861167 СССР, МПК В 63 В 21/40. Выстреливаемый анкер / С.М. Соколов, В.А. Гагин, В.М. Сайфуллин. 2499926, Заявлено 27.06.1977; Опубл. 07.09.1981. Бюл. 33.

10. Пат. 1013689 СССР, МПК F 16 L 1/02. Способ прокладки подземного трубопровода / С.М. Соколов, В.В. Бессараб. 823392098, Заявлено 05.02.1982; Опубл. 23.04.1983. Бюл. 15.

11. Гаррис Н.А., Кутлыева З.Р., Баева Г.Н. Алгоритм регулирования процесса протаивания-промерзания грунта вокруг наземного трубопровода в условиях вечной мерзлоты // Нефтегазовое дело. 2018. Т.16, № 6. С. 46–55. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-46-55.

12. Гаррис Н.А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности экологической среды: дисс. ... д-ра техн. наук. Уфа, 1998. 385 с.

13. Соколов С.М., Ткаченко Е.И., Даниэлян Ю.С. Определение зоны оттаивания под тепловыделяющими

сооружениями при точной формулировке нижнего граничного условия // Нефтяное хозяйство. 2006. № 12. С. 128–129.

14. Соколов С.М. Разработка и экспериментальное обоснование методики расчета осадки торфяного основания // Известия вузов. Нефть и газ. 2008. № 3. С. 53–58.

15. Соколов С.М. Исследование сопротивления торфяного грунта засыпки вертикальным перемещениям трубопровода при применении геотекстильных материалов // Нефтяное хозяйство. 2008. № 5. С. 78–79.

16. Соколов С.М. Многолетнемерзлые грунты в качестве основания промысловых трубопроводов // Нефтяное хозяйство. 2008. № 10. С. 126–127.

17. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. Л.: Недра, 1990. 180 с.

18. Гаррис Н.А., Закирова Э.А., Кутлыева З.Р. Учет тепла трения при расчете режима регулируемого теплообмена нефтепровода с мерзлым грунтом // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 1. С. 108–113.

REFERENCES

1. Sokolov S.M. *Teoreticheskie osnovy novykh metodov sooruzheniya neftepromyslovykh truboprovodov v usloviyakh Zapadnoi Sibiri: diss. d-ra tekhn. nauk* [Theoretical Basis of New Methods of Construction of Oil Field Pipelines in Western Siberia: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, 2009. 490 p. [in Russian].

2. Dimov L.A., Bogushevskaya E.M. *Magistral'nye truboprovody v usloviyakh bolot i obvodnennoi mestnosti* [Pipelines in Wetlands and Flooded Areas]. Moscow, Gornaya kniga Publ., 2010. 392 p. [in Russian].

3. Krivoshein B.L., Agapkin V.M., Dvoiris A.D. *Sposoby prokladki i ekspluatatsiya truboprovodov v usloviyakh vechnoi merzloty* [Methods of Laying and Operation of Pipelines in Permafrost]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1975. 111 p. [in Russian].

4. Ruixia He, Huijun Jin. Permafrost and Cold-Region Environmental Problems of the Oil Product Pipeline from Golmud to Lhasa on the Qinghai–Tibet Plateau and Their Mitigation. Cold Regions Science and Technology, 2010, Vol. 64, No. 3, pp. 279–288.

5. Shats M.M. *Geoekologicheskie problemy neftegazovoi otrasli Yakutii* [Geoecological Problems of Oil and Gas Industry of Yakutia]. *Promyshlennaya bezopasnost' i ekologiya — Industrial Safety and Ecology*, 2009, No. 10 (43), pp. 36–42. [in Russian].

6. Garris N. A., Zakirova E. A. Tretii printsip ispol'zovaniya merzlykh gruntov v kachestve osnovaniya

truboprovodov [The Third Principle of Using Frozen Soils as the Pipelines Foundation]. *Territoriya Neftegaz — Oil and Gas Territory*, 2017, No. 5, pp. 70–78. [in Russian].

7. SP 25.13330.2012. *Osnovaniya i fundamenty na vechnomerzlykh gruntakh. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIp 2.02.04-88* [SP 25.13330.2012. Bases and Foundations on Permafrost Soils. Updated Version of SNIp 2.02.04-88.]. Moscow, Minregion Rossii, 2012. 116 p. [in Russian].

8. Sokolov S.M., Zaitseva G.A. *Sposob prokladki truboprovoda* [Pipeline Laying Method]. Patent USSR, No. 609019, 1978. [in Russian].

9. Sokolov S.M., Gagin V.A., Saifullin V.M. *Vystrelivaemyi anker* [Fired Anchor]. Patent USSR, No. 861167, 1981. [in Russian].

10. Sokolov S.M., Bessarab V.V. *Sposob prokladki podzemnogo truboprovoda* [Method of Underground Pipeline Laying]. Patent USSR, No. 1013689, 1983. [in Russian].

11. Garris N.A., Kutlyeva Z.R., Baeva G.N. Algoritmi regulirovaniya protsessa protaivaniya-promerzaniya grunta vokrug nazemnogo truboprovoda v usloviyakh vechnoi merzloty [Algorithm for the Process of Thawing-Freezing Soil Regulating Around the Ground Pipeline in Permafrost]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 6, pp. 46-55. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-46-55. [in Russian].

12. Garris N.A. *Ekspluatatsiya nefteproduktoprovodov v razlichnykh temperaturnykh rezhimakh i zagruzkakh pri uslovii sokhrannosti ekologicheskoi sredy: diss. d-ra tekhn. nauk*. [Operation of Oil Pipelines in Different Temperature Regimes and Loads, Provided the Environmental Environment is Preserved: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 1998. 385 p. [in Russian].

13. Sokolov S.M., Tkachenko E.I., Danielyan Yu.S. *Opredelenie zony ottaivaniya pod teplovydelyayushchimi*

sooruzheniyami pri tochnoi formulirovke nizhnego granichnogo usloviya [Thawing Zone Determination under Heat-Generating Constructions at an Accurate Formulation of the Lower Boundary Condition]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2006, No. 12, pp. 128–129. [in Russian].

14. Sokolov S.M. *Razrabotka i eksperimental'noe obosnovanie metodiki rascheta osadki torfyanoego osnovaniya* [Development and Experimental Substantiation of the Procedure for Calculation of the Peat Foundation Subsidence]. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz — The Journal «Oil and Gas Studies»*, 2008, No. 3, pp. 53–58. [in Russian].

15. Sokolov S.M. *Issledovanie soprotivleniya torfyanoego grunta zasypki vertikal'nym peremeshcheniyam truboprovoda pri primenenii geotekstil'nykh materialov* [Research of Backfill Peat Soil Resistance to Pipeline Vertical Displacements at Application of Geotextile Materials]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2008, No. 5, pp. 78–79. [in Russian].

16. Sokolov S.M. *Mnogoletnemerzlye grunty v kachestve osnovaniya promyslovyykh truboprovodov* [Permafrost Soils as a Field Pipelines Base]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2008, No. 10, pp. 126-127. [in Russian].

17. Kharionovskii V.V. *Povyshenie prochnosti gazoprovodov v slozhnykh usloviyakh* [Increasing the Strength of Gas Pipelines in Difficult Conditions]. Leningrad, Nedra Publ., 1990. 180 p. [in Russian].

18. Garris N.A., Zakirova E.A., Kutlyeva Z.R. *Uchet tepla treniya pri raschete rezhima reguliruemogo teploobmena nefteprovoda s merzlym gruntom* [Friction Heat Treatment at Calculations of Regulated Heat Exchange Mode of Pipeline and Frozen Soil]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2017, Vol. 15, No. 1, pp. 108–113. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Кутлыева Земфира Руслановна, аспирант кафедры «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Zemfira R. Kutlyeva, Post-Graduate Student of Fluid Dynamics Piping Systems and Hydraulic Machine Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: kutlyeva.zemfira@yandex.ru

Гаррис Нина Александровна, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Nina A. Garris, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Fluid Dynamics Piping Systems and Hydraulic Machine Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: nina_garris@mail.ru

Глухов Олег Алексеевич, инженер ОЭ ЧелНУ (филиал) АО «Транснефть-Урал», г. Челябинск, Российская Федерация

Oleg A. Gluhov, engineer OE ChelNU (filial) AO «Transneft-Ural», Chelyabinsk, Russian Federation

e-mail: legaglo@gmail.com