

На правах рукописи



ВОЖИК АЛЕКСЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ДИАГНОСТИКА И ПРОГНОЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
ЛИТОТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
«НЕФТЕПРОВОД – ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СРЕДА»
(на примере Среднего Урала)**

Специальность 25.00.08 – инженерная геология,
мерзлотоведение и грунтоведение

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук**

МОСКВА
2010

Работа выполнена на кафедре инженерной геологии Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе.

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,
профессор Вадим Владимирович Пендин

Официальные оппоненты:

доктор геолого-минералогических наук,
доцент Светлана Дмитриевна Ганова

кандидат геолого-минералогических наук
Александр Сергеевич Гусельцов

Ведущая организация:

ОАО «ПНИИИС»

Защита диссертации состоится 23 декабря 2010 г. в 15 часов в ауд. 5-49 на заседании диссертационного совета ДМ 212.121.01 при Российском государственном геологоразведочном университете по адресу: 117997, г. Москва, ГСП-7, ул. Миклухо-Маклая, д.23.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе.

Отзывы на автореферат просим направлять по адресу:
117997, г. Москва, ГСП-7, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
Российский государственный геологоразведочный университет,
ученому секретарю диссертационного совета ДМ 212.121.01.

Автореферат разослан 22 ноября 2010 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат геолого-минералогических наук, доцент



О.Е. Вязкова

Актуальность работы. В настоящее время география нефтедобывающей промышленности не всегда совпадает с районами ее переработки. Поэтому задачи транспортировки нефти привели к созданию большой сети нефтепроводов. По размеру грузооборота нефтепроводный транспорт в 2,5 раза превзошел железнодорожный в части перевозок нефти и нефтепродуктов. На сегодняшний день сформировалась развитая сеть магистральных нефтепроводов, которая обеспечивает поставку более 95 % всей добываемой нефти.

Транспортировка нефти в основном осуществляется по маршруту Западная Сибирь – Европейская часть России, также признаки нефтеносности имеются на обширной территории Восточной Сибири и Дальнего Востока. Это обстоятельство предполагает прокладку нефтепроводов в горно-складчатой области Среднего Урала.

Дальнейшее развитие нефтетранспортных систем в пределах горно-складчатых областей требует повышения уровня надежности их эксплуатации вследствие сложности инженерно-геологических условий.

Одним из наиболее эффективных методов повышения надежности нефтетранспортных систем, находящихся в горно-складчатой области, является обобщение и использование на стадии проектирования многолетнего опыта строительства и эксплуатации нефтепроводов. Использование этого опыта в настоящее время носит субъективный характер и базируется в основном на качественных заключениях и результатах отдельных несистематических режимных наблюдений за состоянием эксплуатируемых нефтепроводов.

В данной работе рассмотрена методика прогнозной оценки функционирования литотехнической системы «нефтепровод – геологическая среда», которая базируется на комплексном количественном анализе инженерно-геологической информации.

Цель работы.

1. Выявление компонентов инженерно-геологических условий, определяющих степень стабильности нефтепроводов в горно-складчатой области Среднего Урала.
2. Разработка прогнозных моделей функционирования литотехнической системы «нефтепровод – геологическая среда».
3. Обоснование системы мониторинга и разработка рекомендаций по управлению литотехнической системой «нефтепровод – геологическая среда», функционирующей в пределах Среднего Урала.

Материалы, положенные в основу исследований. Исходным инженерно-геологическим материалом, положенным в основу исследований, послужили:

- отчет «Инженерно-геологическое обследование участка трассы нефтепроводов Сургут – Полоцк (1030-1115км), Холмогоры – Клин (1270-1355км) и трех площадок насосных станций и резервуаров АОТ СЗМН (Колейкино, Альметьевская, ЛПДС-3, Азнакаево)», выпущенный в 1995 г;

- геологические, тектонические, геоморфологические карты Пермского края масштаба 1:2500000 (построенные по материалам И.С. Копылова (2004), З.А. Леоновой-Вендровской (2000), А.В. Зубкова (2002), Ушакова ПГСП «Геокарта»);

- топографические карты листов О-40-16, О-40-17, О-40-18 (Пермский край) масштаба 1:200000;

В работе использована опубликованная и фондовая литература многих авторов, в том числе: В.В. Пендина, Г.К. Бондарика, И.С. Комарова и др.

Методы исследований. В работе использована методика, основанная на комплексном количественном анализе инженерно-геологической информации (корреляционный и регрессионный анализы), для разработки прогнозных моделей функционирования литотехнической системы (ЛТС) «нефтепровод– геологическая среда».

Научная новизна.

Для трасс нефтепроводов, проложенных в условиях горно-складчатой области Среднего Урала:

1. Предложена схема типизации инженерно-геологических условий, базирующаяся на структурно-тектонических особенностях.
2. Разработана классификация стабильности нефтепроводов.
3. Предложены новые количественные показатели компонентов инженерно-геологических условий для прогнозной оценки функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда».
4. Разработаны модели взаимосвязи стабильности нефтепроводов с компонентами инженерно-геологических условий.
5. Разработаны модели взаимосвязи приращений коэффициентов пораженности территории негативными инженерно-геологическими процессами вдоль трасс нефтепроводов с компонентами инженерно-геологических условий.
6. Разработана система мониторинга ЛТС «нефтепровод – геологическая среда», базирующаяся на концепции комплексной количественной оценки. Предложены реперы оригинальной конструкции для организации мониторинга состояния трубы и обратной засыпки нефтепровода.
7. Разработаны рекомендации по управлению актуальной ЛТС «нефтепровод – геологическая среда».
8. Разработан алгоритм использования прогнозных моделей функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» на стадии проектирования.

Защищаемые положения.

1. Наиболее эффективным способом обеспечения надежной эксплуатации подземных нефтепроводов является обобщение и использование многолетнего опыта их функционирования на основе концепции комплексного количественного анализа информации о взаимодействиях в литотехнической системе «нефтепровод – геологическая среда».
2. Разработанные автором математические модели, описывающие структуру взаимосвязи компонентов инженерно-геологических условий со стабильностью нефтепроводов, позволили выявить основные причины и условия, определяющие поведение ЛТС «нефтепровод – геологическая среда». Среди них следует выделить: интенсивность процессов овражной эрозии и заболачивания; показатели, характеризующие литологический состав и мощность пород; показатели, характеризующие рельеф и расположение трассы нефтепровода относительно склона.
3. Моделирование и прогноз функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» позволяет на стадии проектирования установить участки с наиболее интенсивным развитием негативных инженерно-геологических процессов, что дает возможность разработать корректные научно обоснованные рекомендации по ее мониторингу и управлению.

Практическая значимость. Разработаны модели функционирования литотехнической системы «нефтепровод – геологическая среда» в условиях горно-складчатой области Среднего Урала, позволяющие на стадии проектирования прогнозировать стабильность нефтепроводов и интенсивность процессов овражной эрозии и заболачивания. Разработана система мониторинга, которая позволяет получать оперативную информацию о перемещении трубы, определять участки возможного разрыва нефтепровода, своевременно производить ремонтные работы, что может существенно сократить расходы при эксплуатации.

Апробация работы и публикации. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на V Международной конференции «Молодые – наукам о земле» (Москва, 2010) и на VI общероссийской конференции «Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве в Российской Федерации» (Москва, 2010).

Статья по теме диссертации опубликована в 2010 г. в июльском номере (№ 7) журнала «Инженерные изыскания», рекомендованного ВАК.

Личный вклад автора. Автором проведена типизация территории вдоль трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк и Холмогоры – Клин. Для каждого выделенного типа неотектонической структуры разработаны модели функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда», имеющие вид регрессионных уравнений. Применительно к инженерно-геологическим условиям горно-складчатой области Среднего Урала разработаны новые показатели компонентов ЛТС. Автором предложены реперы оригинальной конструкции для организации мониторинга состояния трубы и обратной засыпки нефтепровода.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения, общим объемом 152 страницы, включает 13 рисунков, 58 таблиц и 3 приложения объемом 17 страниц. Список литературы содержит 92 наименования.

Благодарности. Автор глубоко признателен и благодарен научному руководителю: доктору геолого-минералогических наук В.В. Пендину за всемерную поддержку и помощь при подготовке диссертации; с.н.с. Т.П. Дубиной и с.н.с. А.С. Овсянниковой за помощь в сборе и обработке материала. Автор благодарит профессора кафедры инженерной геологии РГГРУ, д.г.-м.н. В.В. Дмитриева, профессора кафедры инженерной геологии РГГРУ, д.г.-м.н. Е.М. Пашкина, профессора кафедры инженерной геологии РГГРУ, д.г.-м.н. Г.К. Бондарика, профессора кафедры инженерной геологии РГГРУ, к.г.-м.н. В.М. Кувшинникова, доцента кафедры инженерной геологии РГГРУ, к.г.-м.н. О.Е. Вязкову за ценные советы.

Содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цели, показаны научная новизна и практическая значимость исследований.

В первой главе рассматривается применение комплексного количественного анализа в инженерной геологии для прогнозной оценки функционирования литотехнических систем. Необходимость комплексной количественной оценки в своих работах отмечали многие исследователи. Среди них можно выделить И.С. Комарова (1967), Л.Д. Белого (1964) и И.В. Попова (1969). В последнее время многие российские и зарубежные исследователи предпринимали попытки комплексной количественной оценки инженерно-геологических условий. Среди них следует отметить работы югославского специалиста Иовановича (1977), осуществившего с соавторами комплексную количественную оценку инженерно-геологических условий для выбора наиболее благоприятных вариантов трасс автодорог, а также чехословацких ученых, выполнявших исследования под руководством М. Матулы (1979, 1982, 1991) с целью оценки оптимального способа использования различных территорий. Аналогичные работы выполнены в Англии Раймондом (1979), во Франции Арнолдом и Сабине (1970, 1985), в Германии Боранске и Луком (1970, 1984), в Польше Всалр Инезем (1982), в Японии Кародо Карио (1981) с соавторами. Ни одна из работ, посвященных комплексной количественной оценке, не предусматривает проверку адекватности рассматриваемой модели исходным данным.

Среди работ отечественных исследователей, посвященных вопросам комплексной количественной оценки инженерно-геологических условий, необходимо отметить работы Н.И. Дубровина (1974), В.И. Клименко и В.Ф. Безрукова (1978), Д.Г. Гонсировского (1979), А.Н.Козлова, А.В. Медведева, (1960), Л.И. Оздоевой (1981), Б.Б. Исакджанова

(1990). В этих работах авторы по-разному подходят к комплексной количественной оценке инженерно-геологических условий. Однако ни в одной из этих работ до конца не выдерживается принцип объективной количественной оценки и не рассматривается адекватность предлагаемых моделей целевому назначению исследований.

Инженерно-геологическая информация может быть представлена в качественной и количественной форме. До сих пор бытуют представления, что геологическая информация имеет принципиально качественный характер и не поддается количественному выражению. Но исследования последних лет, проводимые Г.К. Бондариком (1982), Л.Г.Борейко (1983), М.И. Горальчуком (1983), О.В. Домаревым (1983), Д.С. Дроздовым (1983), И.С. Комаровым (1968, 1976), Е.С. Мельниковым (1973), Н.А. Михайловой (1973), В.В. Пендиным (1980, 1984) показывают, что имеется принципиальная возможность любой из компонентов инженерно-геологических условий охарактеризовать количественно, при этом отнюдь не игнорируются качественные характеристики, а лишь представляя их более точное и рациональное выражение.

При описании литосферы используется полный набор моделей, начиная от чисто детерминированных, обеспечивающих точное предсказание, до моделей с независимыми элементами (А.Б. Каждан, О.И. Гуськов, А.А. Шиманский (1979), Г.К. Бондарик (1986), Л.Д. Кноринг и В.Н. Деч (1989), Л.Н.Хрусталева, Г.П. Пустовойт (1988)).

Впервые среди геологов организацию геологической среды как организацию вероятностного типа определил В.И. Вернадский (1965).

Следовательно, любое значение геологического параметра всегда содержит в себе случайную компоненту и появляется в связи с этим с некоторой вероятностью. Таким образом, вероятность по отношению к геологическим процессам носит онтологический характер, т. е. присуща этому явлению. Этот важнейший в методологическом отношении вывод обосновывает возможность использования теории вероятности и математической статистики для решения геологических задач в целом, и инженерно-геологических в частности.

При инженерно-геологических исследованиях в зависимости от их целевого назначения оперируют различными типами систем. Наиболее часто используются два основных типа систем: литосистемы и природно-технические системы. Эти системы относятся к разряду материальных, т. к. их компонентами являются вполне реальными объектами. Под геосистемами Г.К. Бондарик (1981) понимает «системы, элементы которых полностью или в основном представлены твердыми, жидкими или газообразными компонентами геологической среды». Третий тип систем, используемых в инженерной геологии – идеальные (нематериальные системы). К ним относятся системы знаний, информационные, организационные, экономические и другие системы.

В.В. Пендин с соавторами (1996), используя комплексный количественный анализ информации о функционировании литотехнической системы «газопровод – мерзлый грунт», осуществил прогноз изменений инженерно-геологических условий при взаимодействии газопроводов с приповерхностной областью литосферы, сложенной мерзлыми грунтами.

Прогноз изменений инженерно-геологических условий при взаимодействии нефтепроводов с приповерхностной областью литосферы в горно-складчатых областях с использованием комплексного количественного анализа информации ранее не производился.

Во второй главе приводятся характеристика литотехнической системы «нефтепровод – геологическая среда». Нефтепровод, с окружающей его приповерхностной областью литосферы, рассматривается как литотехническая система (ЛТС), состоящая из подсистем: «нефтепровод» (искусственная) и «геологическая среда» (естественная).

Характеристика подсистемы «нефтепровод».

В качестве искусственной подсистемы «нефтепровод» рассматривались магистральные нефтепроводы. К ним относятся трубопроводы диаметром до 1400 мм включительно с избыточным давлением среды свыше 1,2 МПа до 10 МПа при одиночной прокладке и прокладке в технических коридорах для транспортирования нефти из районов их добычи производства или хранения до мест потребления, а также траншея и обратная засыпка.

В 1980 - 88 гг. были сооружены северные трансконтинентальные направления Сургут – Полоцк и Холмогоры – Клин, замкнувшие сеть магистральных нефтепроводов в единую систему нефтеснабжения страны. В пределах изучаемого участка обе нитки нефтепроводов имеют диаметр 1200 мм и проложены параллельно друг к другу (на расстоянии 15-20м) в одном техническом коридоре с тремя действующими нитками газопровода Н.Тура – Пермь. Кроме двух ниток нефтепровода и трех ниток газопровода, в коридоре проходит вдольтрассовая ЛЭП, несколько подземно проложенных кабелей связи и грунтовые дороги.

Согласно СНиП 2.05.06-85* изучаемые нефтепроводы относятся к I классу и III категории в зависимости от диаметра (1200 мм) и способа прокладки (подземная прокладка). Минимальное расстояние между осями нефтепроводов должно быть 16 м в пределах земель несельскохозяйственного назначения и 30 м в пределах земель сельскохозяйственного назначения. Заглубление изучаемых нефтепроводов (до верха трубы) надлежит принимать не менее 1,0 м, а ширину траншеи (в нижней части) следует назначать не менее 1,7 м.

Характеристика подсистемы «геологическая среда».

В качестве естественной подсистемы «геологическая среда» рассматривалась приповерхностная часть литосферы, на которую оказывает влияние и с которой взаимодействует подсистема «нефтепровод». В качестве объекта исследований рассматривался участок трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк (1030-1115км) и Холмогоры – Клин (1270-1355км). Ввиду того, что строение литосферы неоднородно в различных частях земного шара, естественная подсистема «геологическая среда» рассматривалась в пределах объекта исследований.

В пределах изучаемого участка трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк (1030-1115км) и Холмогоры – Клин (1270-1355км) наблюдаются выходы пород, возраст которых с востока на запад последовательно «омолаживается» от рифея до палеозоя: верхнерифейские отложения (R_3), которые представлены глинистыми сланцами; нижневендские отложения (V_1), которые представлены глинистыми сланцами, а на некоторых участках – метаморфическими породами; верхневендские отложения (V_2), которые представлены глинистыми сланцами, а на некоторых участках – песчаниками; отложения девонской и каменноугольной систем нерасчлененные ($D_{2ps} - C_1$), которые представлены известняками. Выше залегают средне- и верхнечетвертичные элювиально-делювиальные отложения ($e-dQ_{II-III}$), которые представлены суглинками, супесями, местами глинами. В долинах рек развиты современные аллювиальные отложения (aQ_{IV}), которые в основном представлены гравийно-галечниковыми отложениями с суглинистым заполнителем. Следует отметить, что литологический состав пород рассматривался до глубины изысканий (до 4,0 м).

Технический коридор трасс нефтепроводов пересекает Центрально-Уральское поднятие и Западно-Уральскую зону складчатости. В пределах этих тектонических структур I порядка, используя схему основных неотектонических линейментов Пермского края, автором было выделено 6 типов нетектонических структур.

Также в данном разделе для каждого из 6-ти типов нетектонических структур были охарактеризованы физические свойства дисперсных грунтов, выделены инженерно-

геологические процессы, активизировавшихся после введения нефтепроводов в эксплуатацию. Основными являются процессы овражной эрозии, заболачивания и карстообразования.

Проанализировав основные нормативные документы для магистральных нефтепроводов и некоторые литературные источники, можно сделать вывод, что искусственная подсистема «нефтепровод» является сложным инженерно-техническим сооружением. В нормативных документах рассмотрены некоторые средства локализации негативных инженерно-геологических процессов и некоторые рекомендации по выбору местоположения трассы в зависимости от рельефа и пораженности территории тем или иным негативным инженерно-геологическим процессом. Но в основных нормативных документах и во многих литературных источниках не раскрыты процессы взаимодействия искусственной и естественной подсистем ЛТС «нефтепровод – геологическая среда», которые возникают в процессе строительства и эксплуатации. Эти взаимодействия приводят к активизации негативных инженерно-геологических процессов. В результате в период эксплуатации могут возникать аварийные ситуации.

В третьей главе рассмотрена методика прогнозной оценки функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда». В.В. Пендиным (1996) разработана корректная научно обоснованная, базирующаяся на системном подходе и основных положениях концепции поля геологического параметра, методика прогнозной оценки функционирования литотехнических систем. Методика позволяет на основе статистического анализа состояния линейной части нефтетранспортных систем выявить природные факторы, определяющие надежность функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» и получить прогнозные математические модели, с помощью которых осуществляется прогнозная оценка. В.В. Пендиным с соавторами (1996) методика была реализована в условиях криолитозоны в пределах платформенных областей.

Автором методика была адаптирована применительно к горно-складчатым областям и реализована на примере участка трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк (1030-1115км) и Холмогоры – Клин (1270-1355км).

В качестве математической базы методики прогнозной оценки функционирования ЛТС использовались теории случайных функций, множественные регрессионный и корреляционный анализы, а также меры теории информации.

Общие положения.

Методика не распространяется:

- на нефтепроводы, проложенные надземно, наземно в насыпях и полузаглубленные;
- на участки переходов через реки, озера, морские побережья, овраги и другие преграды;
- на участки пересечения с другими линейными сооружениями;
- на территории, осваиваемые гражданским и промышленным строительством и подрабатываемые территории.

Для реализации методики необходимы следующие материалы:

- исполнительная документация эксплуатируемых в районе нефтепроводов;
- результаты обследования технического состояния нефтепроводов, вмещающих их грунтов, интенсивности негативных инженерно-геологических процессов;
- результаты инженерно-геологических изысканий и технических решений по прокладке и режиму эксплуатации нефтепроводов.

Алгоритм прогнозной оценки функционирования ЛТС для принятия проектных решений, обеспечивающих стабильность подземных нефтепроводов в горно-складчатых областях.

Процедура прогнозной оценки может быть представлена следующим алгоритмом:

1. построение содержательной концептуальной модели;
2. количественное выражение характеристик ЛТС;
3. построение и геологическая интерпретация предсистемных моделей;
4. выбор целевого предиката;
5. выделение структуры системы:
 - а) построение и анализ корреляционной матрицы;
 - б) определение весовых коэффициентов;
 - в) определение нестандартизированных коэффициентов в уравнении регрессии.
6. проверка адекватности модели натурным данным.

1. Первой операцией прогнозной оценки функционирования ЛТС является построение содержательной концептуальной модели, которая создается с учетом особенностей планируемой хозяйственной деятельности и конкретных инженерно-геологических условий рассматриваемой области литосферы.

2. После построения содержательной концептуальной модели необходимо подобрать количественные показатели, характеризующие подсистему «геологическая среда». Как правило, используются традиционные меры, а в случае необходимости разрабатываются новые показатели.

3. На следующем этапе прогнозной оценки проводят построение предсистемных моделей, отражающих региональные закономерности и локальные особенности пространственной изменчивости каждого компонента инженерно-геологических условий. С этой целью строят экспериментальную основу поля геологического параметра. При построении экспериментальной основы моделируемую территорию разбивают на квазиоднородные области, каждой из которых можно поставить в соответствие одно значение количественного показателя компонентов инженерно-геологических условий. Размеры квазиоднородной области устанавливают по наиболее изменчивому компоненту.

Предварительно необходимо произвести типизацию рассматриваемой области литосферы по геоморфологическому, геологическому, структурно-тектоническому или другим признакам в зависимости от особенностей конкретных инженерно-геологических условий. Необходимым моментом является проверка адекватности, произведенной типизации. Для проверки адекватности обычно используют критерии, распределенные по закону Стьюдента и Фишера.

Далее необходимо доказать линейность рассматриваемых связей. В случае наличия нелинейных зависимостей осуществляется предварительная линеаризация путем подбора соответствующих функций. Для проверки гипотезы о наличии линейных или нелинейных зависимостей обычно используется критерий, распределенный по закону Фишера. Если гипотеза о линейности не подтверждается, необходимо провести дальнейший регрессионный анализ, заменив линейную функцию подходящей кривой. Одним из способов решения этой задачи является использование ортогональных полиномов Чебышева.

4. Выбор целевого предиката определяется в основном назначением исследований.

5. На следующем этапе прогнозной оценки конструируется специальная количественная модель структуры ЛТС. С этой целью строится и анализируется корреляционная матрица связи целевого предиката (зависимая переменная) и показателей компонентов инженерно-геологических условий (независимые переменные), что позволяет выявить системообразующие связи ЛТС.

Одна из наиболее важных и трудоемких операций прогнозной оценки функционирования ЛТС заключается в нахождении коэффициентов, на которые следует

взвешивать меры, характеризующие отдельные компоненты ЛТС. Такое исследование целесообразно осуществлять на основе использования множественного корреляционного анализа показателей, характеризующих компоненты ЛТС, и целевого предиката.

Линейное уравнение множественной регрессии, описывающее связь целевого предиката и количественных характеристик компонентов ЛТС имеет вид:

$$Пц = f(X_1, X_2, \dots, X_p), \quad (1)$$

где $Пц$ – целевой предикат, X_1, X_2, \dots, X_p – количественные характеристики компонентов ЛТС.

Далее рассчитываются множественные коэффициенты детерминации R^2 и корреляции R , которые можно рассматривать, как показатели эффективности регрессионной модели и как меру тесноты связи при линейной регрессии.

Для исключения неинформативных переменных (компонентов ЛТС) определяется их доля вклада (вес) в уравнении регрессии.

6. Необходимым моментом прогнозной оценки функционирования ЛТС является проверка адекватности содержательной концептуальной модели поставленной цели. Соответствие модели поставленной цели контролируется множественным коэффициентом корреляции связи показателей компонентов ЛТС и целевого предиката (R). В зависимости от величины множественного коэффициента корреляции модель либо принимается, либо отбрасывается. Практически за пороговое значение множественного коэффициента корреляции принимают 0,71, так как при этом поглощается более 50 % общей дисперсии целевого предиката.

Другой мерой адекватности содержательной концептуальной модели является расчет стандартной ошибки прогноза (σ) и средней ошибки прогноза (Δ) по независимой совокупности.

В четвертой главе представлена реализация методики прогнозной оценки функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» на примере участка трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк (1030-1115км) и Холмогоры – Клин (1270-1355км). С целью получения соответствующих параметров состояния ЛТС было проведено специальное инженерно-геологическое обследование этих участков (диагностика). При проведении инженерно-геологического обследования трасс нефтепроводов одним из наиболее информативных методов является метод пеших маршрутов, позволяющий визуально пронаблюдать состояние трубы и прилегающей к ней территории. Результатом проведения наблюдений при пеших маршрутах является составление карты-схемы обследования нефтепровода и окружающей среды.

Построение содержательной концептуальной модели.

На первой стадии прогнозной оценки функционирования ЛТС была построена содержательная концептуальная модель. Для этого были изучены процессы взаимодействия подсистем «нефтепровод» и «геологическая среда» (рис. 1).

На изучаемой территории нефтепровод опирается на маломощные суглинки, супеси или глины, которые перекрывают породы с жесткими структурными связями, представленные глинистыми сланцами, песчаниками, метаморфическими породами или известняками. В бортах котлованов, пройденных в период инженерно-геологического обследования, видны выступы невыветрелых монолитов пород с жесткими структурными связями, на которые опирается труба нефтепровода. Между выступами труба опирается на выветрелые до суглинков и супесей породы. Это неблагоприятно сказывается на подсистеме «нефтепровод». Труба нефтепровода деформируется на участках, где она опирается на выступы монолитов пород с жесткими структурными связями, и «провисает» на участках, где опирается на рыхлые отложения. Также в зависимости от степени глинистости дисперсные грунты имеют различные механические свойства. Поэтому

мощность дисперсных грунтов и их литологический состав следует учитывать для прогнозной оценки функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда».

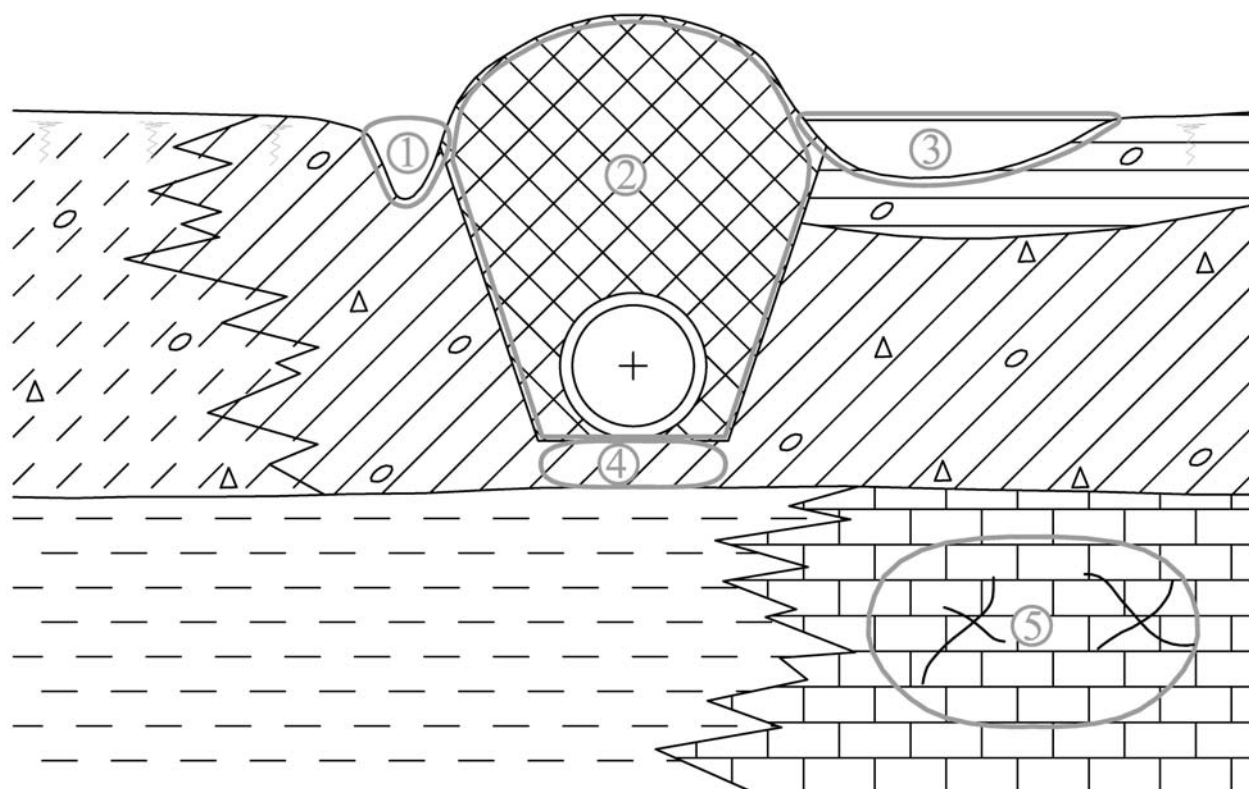


Рис. 1. Развитие негативных инженерно-геологических процессов, возникающих при взаимодействии между подсистемами ЛТС «нефтепровод – геологическая среда».

1 – процесс овражной эрозии, 2 – суффозионный процесс, 3 – процесс заболачивания, 4 – процесс выдавливания грунтов из-под трубы нефтепровода, 5 – карстовый процесс.

После строительства и начала эксплуатации двух трасс нефтепроводов активизировались процессы заболачивания, овражной эрозии, суффозии и карстообразования. Причем процессы развивались в непосредственной близости от нефтепроводов, разрушая их обратную засыпку. Поэтому интенсивность данных инженерно-геологических процессов следует учитывать для прогнозной оценки функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда».

В пределах в горно-складчатой области Среднего Урала, где располагаются изучаемый участок трасс нефтепроводов, рельеф низкогорный, сильно расчлененный, с резкими перепадами высот и уклонов земной поверхности. Вероятно, что характер рельефа определяет интенсивность процессов овражной эрозии и заболачивания. Экспозиция склонов определяют степень инсоляции, что также может повлиять на интенсивность процессов овражной эрозии и заболачивания. На состояние ЛТС влияет и расположение трасс нефтепроводов относительно склона, а направление максимального угла наклона поверхности склона часто совпадает с направлением движения поверхностных вод. Поэтому различные характеристики рельефа и расположение трасс нефтепроводов относительно склона следует учитывать для прогнозной оценки функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда».

Количественное выражение характеристик ЛТС.

В пределах изучаемого участка трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк и Холмогоры – Клин в качестве количественных показателей были выбраны как известные, так и показатели разработанные автором применительно к данным инженерно-геологическим условиям.

К первым относятся следующие показатели: 1. приращение линейного коэффициента пораженности территории процессом овражной эрозии ($\Delta K_{лоэ}$); 2. приращение площадного коэффициента пораженности территории процессом заболачивания ($\Delta K_{нз}$); 3) приращение частотного коэффициента пораженности территории карстовым процессом ($\Delta K_{чк}$); 4) превышение над местным базисом эрозии (H); 5) средний уклон земной поверхности ($tg\alpha$); 6) средняя мощность дисперсного грунта ($H_{дис}$); 7) коэффициент дисперсности рыхлых отложений (Cd).

К новым количественным показателям, которые были разработаны автором применительно к данным инженерно-геологическим условиям, относятся следующие:

1. превышение над региональным базисом эрозии ($H_{рег}$); 2. расстояние от регионального базиса эрозии ($L_{рег}$); 3. экспозиция склонов (\mathcal{E}); 4. превышение одной квазиоднородной области над другой (h); 5. относительный угол между направлением трассы нефтепровода и проекцией максимального угла наклона поверхности склона (β); 6. угол встречи (γ). Следует отметить, что экспозиция склонов и угол встречи – известные показатели. Автором непосредственно разработана методика их количественного выражения.

Построение и геологическая интерпретация предсистемных моделей.

Для построения и геологической интерпретации предсистемных моделей территория в пределах 6-ти типов неотектонических структур была разбита на 199 квазиоднородных областей по трассе Сургут – Полоцк и на 227 квазиоднородных областей по трассе Холмогоры – Клин, для каждой из которых были определены значения количественных показателей. В качестве обучающей выборки, по которой производился расчет, использовался участок трассы нефтепровода Сургут – Полоцк в пределах 1-ого и 2-ого типов, а также участок трассы нефтепровода Холмогоры – Клин в пределах 3 – 6-ого типов неотектонических структур. Выбор участков осуществлялся по максимальной пораженности территории инженерно-геологическими процессами.

Изучаемое сооружение является линейным, поэтому количественные показатели, характеризующие ЛТС «нефтепровод – геологическая среда», имеют одно направление изменчивости. Для данного случая предсистемные модели будут иметь вид сечения поля (графиков изменений значений количественных показателей по длине нефтепровода). Пример предсистемной модели представлен на рисунке 2.

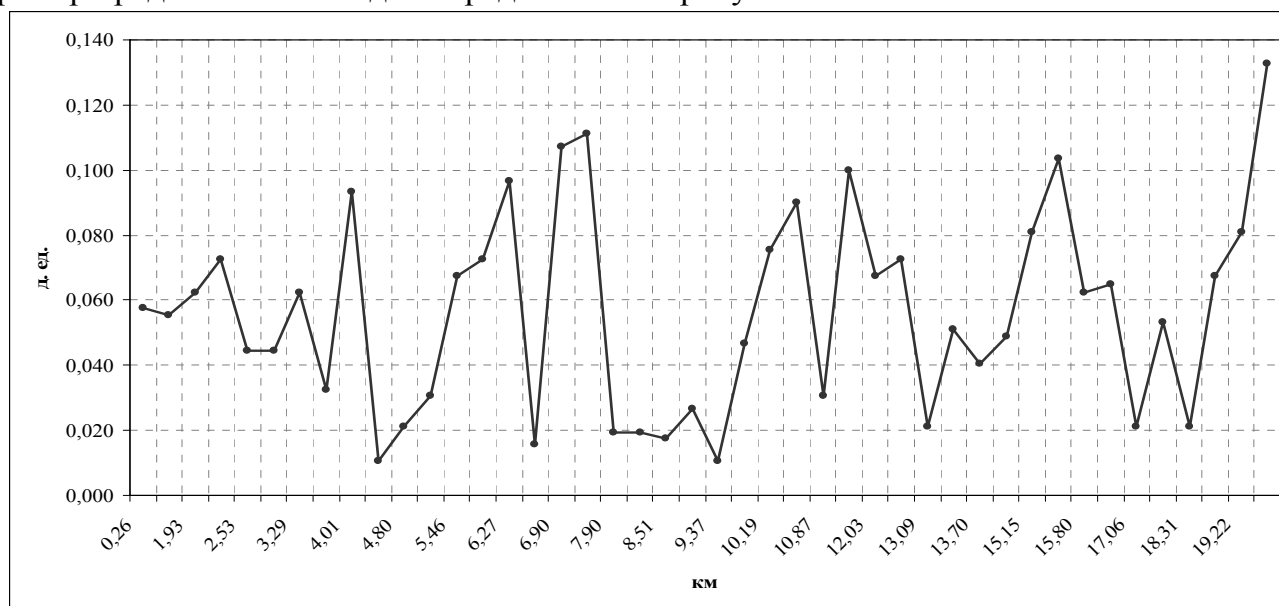


Рис. 2. Предсистемная модель среднего уклона земной поверхности ($tg\alpha$) для 1-ого типа неотектонической структуры.

Далее была произведена проверка адекватности, произведенной типизации с использованием критериев распределенных по закону Стьюдента и Фишера по трем показателям (S , $\Delta K_{\text{доэ}}$, $K_{\text{пз}}$). В верхних частях матрицы сравнения по критерию Стьюдента, в нижних – по критерию Фишера; «←» значимо не различаются, «+» значимо различаются; уровни значимости ($\alpha/2$ и α) принимались равными 0,1. В таблице 1 для примера представлена одна из матриц сравнения.

Таблица 1.

Матрица сравнения *стабильности нефтепровода* различных типов неотектонических структур (по S -критериям Стьюдента и Фишера) для трассы Сургут – Полоцк.

№ типа	1	2	3	4	5	6
1	X	+	+	+	+	+
2	+	X	+	-	+	+
3	+	+	X	-	-	-
4	+	-	-	X	-	+
5	+	+	-	-	X	-
6	+	+	-	+	-	X

Результаты сравнения позволили сделать вывод о том, что типизация произведена правильно, так как типы неотектонических структур не совпадают по всем выбранным показателям для двух трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк и Холмогоры – Клин.

Для проверки гипотезы о наличии линейных или нелинейных зависимостей трех показателей (S , $\Delta K_{\text{доэ}}$, $K_{\text{пз}}$) между количественными характеристиками компонентов ЛТС для 6-ти типов неотектонических структур были рассчитаны корреляционные отношения ($\eta_{Y/X}^2$) для n значений при разбиении на k интервалов, парные коэффициенты корреляции (ρ) и критерии (\hat{W}^2). В таблице 2 для примера показаны результаты проверки, где жирным шрифтом выделены показатели, которые должны быть подвергнуты линеаризации, а также значения критериев превысивших табличные значения W^2 с числом степеней свободы числителя $f_1 = k - 2$ и знаменателя $f_2 = n - k$. Уровень значимости (α) принимался равным 0,05.

Таблица 2.

Результаты проверки гипотезы о наличии линейных или нелинейных зависимостей *показателя стабильности нефтепровода (S)* между количественными характеристиками компонентов ЛТС для 1-ого типа неотектонической структуры.

	$\Delta K_{\text{доэ}}$	$\Delta K_{\text{пз}}$	H	$\text{tg}\alpha$	$H_{\text{скл}}$	Cd	L_{пер}	H_{пер}	Э	h	β	γ
ρ	-0,439	-0,306	0,079	-0,060	0,280	0,418	-0,057	-0,069	-0,071	0,088	0,338	0,112
$\eta(y/x)$	0,446	0,344	0,441	0,184	0,358	0,432	0,414	0,447	0,440	0,173	0,459	0,186
\hat{W}^2	0,110	0,363	3,040	0,407	0,741	0,190	2,635	3,173	3,038	0,298	0,729	0,296
n	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
k	5	5	5	5	5	5	8	5	5	5	8	5
W^2	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,3	2,9	2,9	2,9	2,3	2,9
α	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
f_1	3	3	3	3	3	3	6	3	3	3	6	3
f_2	39	39	39	39	39	39	36	39	39	39	36	39

Выбор целевого предиката.

При прогнозной оценке функционирования ЛТС для принятия проектных решений, обеспечивающих стабильность подземных нефтепроводов в горно-складчатой области

Среднего Урала, в качестве целевых предикатов были выбраны показатель стабильности нефтепровода (S), приращение линейного коэффициента пораженности территории процессом овражной эрозии ($\Delta K_{\text{лоэ}}$) и приращение площадного коэффициента пораженности территории процессом заболачивания ($\Delta K_{\text{пз}}$).

Анализ состояния участков трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк и Холмогоры – Клин позволил автору разработать классификацию состояния нефтепроводов по стабильности, приведенную в таблице 3.

Таблица 3.

Классификация состояния нефтепроводов по стабильности.

Пиктограммы	Показатель стабильности	Состояние нефтепроводов
	1	Проектное положение, слой насыпи $2,0 < h < 2,5$
	0,835	Слой насыпи $1,5 < h < 2,0$
	0,668	Слой насыпи $1,0 < h < 1,5$
	0,501	Слой насыпи $0,5 < h < 1,0$
	0,334	Слой насыпи $0 < h < 0,5$
	0,167	Насыпь отсутствует до верха образующей
	0	Частично или полностью обнажен

Выявление структуры системы.

Построение и анализ корреляционной матрицы.

На следующем этапе прогнозной оценки функционирования ЛТС на участке трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк и Холмогоры – Клин для 6-ти типов неотектонических структур были построены матрицы парных коэффициентов корреляции взаимосвязи целевых предикатов и компонентов инженерно-геологических условий ЛТС (пример – таблица 4), а также была произведена их интерпретация. Жирным шрифтом в таблице

выделены показатели, подвергшиеся линеаризации, а серым цветом – показатели, которые были исключены из расчета, так как имеют тесную связь с другими показателями количественных характеристик компонентов ЛТС.

Таблица 4.

Матрица парных коэффициентов корреляции взаимосвязи *показателя стабильности нефтепровода (S)* между количественными характеристиками компонентов ЛТС для 1-ого типа неотектонической структуры.

	S	$\Delta K_{\text{лоэ}}$	$\Delta K_{\text{пз}}$	H	$\text{tg}\alpha$	$H_{\text{скл}}$	Cd	$L_{\text{пер}}$	$H_{\text{пер}}$	Э	h	β	γ
S	1,000	-0,439	-0,306	0,292	-0,060	0,280	0,418	0,185	0,188	0,380	0,088	0,338	0,112
$\Delta K_{\text{лоэ}}$		1,000	0,028	-0,008	0,269	-0,050	-0,290	0,121	0,079	0,004	0,188	0,007	-0,189
$\Delta K_{\text{пз}}$			1,000	0,064	-0,286	0,191	0,117	-0,050	0,004	-0,213	-0,064	-0,374	-0,114
H				1,000	-0,034	0,400	0,309	0,089	0,011	0,074	0,349	-0,051	0,134
$\text{tg}\alpha$					1,000	0,218	-0,143	0,107	-0,031	-0,136	0,507	0,172	-0,347
$H_{\text{скл}}$						1,000	0,075	0,099	0,070	-0,113	0,261	-0,335	-0,178
Cd							1,000	-0,107	0,016	0,028	-0,055	-0,006	0,341
$L_{\text{пер}}$								1,000	0,829	-0,013	0,112	0,183	-0,318
$H_{\text{пер}}$									1,000	0,033	-0,087	0,245	-0,164
Э										1,000	-0,077	0,571	-0,010
h											1,000	-0,015	-0,184
β												1,000	-0,059
γ													1,000

Интерпретация матриц парных коэффициентов корреляции взаимосвязи показателя стабильности нефтепровода (S) между количественными характеристиками компонентов инженерно-геологических условий ЛТС.

В пределах изучаемого участка процессы овражной эрозии и заболачивания ($\Delta K_{\text{лоэ}}$, $\Delta K_{\text{пз}}$) влияют на стабильность нефтепровода (S), так как активизация или увеличение интенсивности этих процессов способствует размыву насыпи нефтепровода.

Превышение над местным базисом эрозии (H) влияет на стабильность нефтепровода (S), потому что этот показатель определяет интенсивность процессов овражной эрозии и заболачивания. Аналогичная ситуация со средним уклоном земной поверхности ($\text{tg}\alpha$) и с превышением одной квазиоднородной области над другой (h).

По значению средней мощности дисперсных грунтов ($H_{\text{дис}}$) можно судить, на какие грунты опирается нефтепровод. Труба нефтепровода деформируется на участках, где показатель имеет низкие значения (опирается на выступы монолитов пород с жесткими структурными связями), и «провисает» на участках, где показатель имеет высокие значения (опирается на рыхлые отложения). Также средняя мощность дисперсных грунтов определяет интенсивность процесса заболачивания, так как в пределах изучаемого участка трасс нефтепроводов дисперсные грунты представлены породами с низкими значениями фильтрационных показателей. На участках, где средняя мощность дисперсных грунтов равна или близка к нулю, этот показатель определяет интенсивность процесса овражной эрозии, потому что в таком случае на поверхности оказываются породы с жесткими структурными связями (глинистые сланцы, песчаниками, метаморфические породы, известняки), которые менее подвержены размыву. Таким образом, средняя мощность дисперсных грунтов ($H_{\text{дис}}$) связана с показателем стабильности нефтепровода (S).

Коэффициент дисперсности рыхлых отложений (Cd) влияет на стабильность нефтепровода (S) вследствие того, что он определяет несущую способность грунтов

основания трубопровода. Также коэффициент дисперсности определяет интенсивность процесса овражной эрозии (породы с меньшей степенью глинистости более подвержены размыву) и процесса заболачивания (породы с большей степенью глинистости имеют низкие значения фильтрационных показателей).

Расстояние от регионального базиса эрозии ($L_{рег}$) и превышение над региональным базисом эрозии ($H_{рег}$) влияют на стабильность нефтепровода (S), так как эти показатели определяют интенсивность процессов овражной эрозии и заболачивания, отражая местоположение (нижняя часть склона, средняя часть склона, водораздел).

Экспозиция склонов (\mathcal{E}) влияет на стабильность нефтепровода (S), так как этот показатель отражает степень инсоляции, что в свою очередь определяет интенсивность процессов овражной эрозии, заболачивания и выветривания.

Угол встречи (γ) влияет на стабильность нефтепровода (S), т.к. определяет расположение трасс нефтепроводов относительно проекции максимального угла наклона поверхности склона, которая обычно совпадает с направлением поверхностного стока. Нефтепроводы могут располагаться параллельно линии стока, что способствует активизации процесса овражной эрозии, перпендикулярно линии стока, что способствует активизации процесса заболачивания (баражный эффект), под углом к линии стока, что способствует активизации двух упомянутых процессов.

Относительный угол между направлением трассы нефтепровода и проекцией максимального угла наклона поверхности склона (β) связан с показателем стабильности нефтепровода (S), так как определяет, какая из двух трасс находится ближе к водоразделу. Здесь она подвергается наибольшему воздействию поверхностных вод (в случае, когда трассы нефтепроводов располагаются перпендикулярно линии стока или под углом к ней).

Определение весовых коэффициентов.

На следующем этапе была рассчитана доля вклада (вес) компонентов ЛТС в уравнении регрессии для 6-ти типов неотектонических структур. За пороговое значение весового коэффициента было принято 0,05. Показатели, имеющие весовой коэффициент меньше 0,05, исключались из уравнения регрессии, после чего производился пересчет. В таблице 5 для примера показаны промежуточные значения весовых коэффициентов, рассчитанных для 1-ого типа неотектонической структуры. Серым цветом выделены показатели, которые были удалены из расчета, а жирным шрифтом – весовые коэффициенты $< 0,05$.

Таблица 5.

Промежуточные значения весовых коэффициентов для 1-ого типа неотектонической структуры.

Целевой предикат	Доля вклада компонентов ЛТС									
	$\Delta K_{лоэ}$	$\Delta K_{пз}$	H	$H_{дис}$	Cd	$H_{рег}$	\mathcal{E}	h	γ	Σ
S	δ_1	δ_2	δ_3	δ_4	δ_5	δ_6	δ_7	δ_8	δ_9	1,00
	0,24	0,15	0,02	0,11	0,20	0,06	0,19	0,02	0,01	
$\Delta K_{лоэ}$	$tg\alpha$	Cd	$L_{рег}$	\mathcal{E}	h	γ	Σ			
	δ_1	δ_2	δ_3	δ_4	δ_5	δ_6				
	0,24	0,13	0,01	0,01	0,30	0,31				
$\Delta K_{пз}$	H	$H_{дис}$	Cd	\mathcal{E}	β	γ	Σ			
	δ_1	δ_2	δ_3	δ_4	δ_5	δ_6				
	0,25	0,16	0,02	0,25	0,29	0,03				

Определение нестандартизированных коэффициентов в уравнении регрессии.

Применение множественного корреляционно-регрессионного анализа позволило получить линейные уравнения видов $S = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$, $\Delta K_{\text{лоэ}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$ и $\Delta K_{\text{нз}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$, где X_1, X_2, \dots, X_p – количественные характеристики компонентов ЛТС. Ниже для примера представлены уравнения регрессии для трех целевых предикатов ($S, \Delta K_{\text{лоэ}}, K_{\text{нз}}$), для 1-го типа неотектонической структуры.

1. $S = -0,285 - 0,252 \Delta K_{\text{лоэ}} - 1,206 \Delta K_{\text{нз}} + 0,186 H_{\text{дис}} + 0,0463 Cd + 0,0029 (H_{\text{пер}})^2 - 0,0448 H_{\text{пер}} - 1,950 (\Xi)^2 + 1,827 \Xi$
2. $\Delta K_{\text{лоэ}} = 1,214 + 77,522 (\text{tg}\alpha)^2 - 6,629 \text{tg}\alpha - 0,0433 Cd + 0,0167 (h)^2 - 0,0100 h + 30,244 (\gamma)^2 - 7,969 \gamma$
3. $\Delta K_{\text{нз}} = 0,128 - 0,0193 H + 0,0442 (H_{\text{дис}})^2 - 0,110 H_{\text{дис}} + 0,148 \Xi - 0,0915 \beta$

Проверка адекватности модели натурным данным.

На стадии проверки адекватности модели были рассчитаны множественные коэффициенты корреляции (R) связи показателей компонентов ЛТС и целевых предикатов, а так же стандартные ошибки прогноза (σ) и средние ошибки прогноза (Δ) по независимой совокупности для 18 моделей. В качестве независимой совокупности использовалась выборка значений показателей компонентов ЛТС для 1-ого и 2-ого типов неотектонических структур по трассе нефтепровода Холмогоры – Клин и для 3 – 6 типов неотектонических структур по трассе нефтепровода Сургут – Полоцк. Результаты проверки представлены в таблице 6.

Модели, не выделенные цветом, можно использовать для количественного прогноза, так как множественные коэффициенты корреляции $R > 0,71$. Серым цветом выделены модели, которые можно использовать для количественного прогноза ($R > 0,71$), но их следует проверить на другой независимой совокупности, так как ошибки прогноза имеют большие значения (в таблице выделены жирным шрифтом). Последнее обстоятельство объясняется тем, что в период эксплуатации эрозионные борозды на этих участках (3-ий и 4-ый типы неотектонических структур по трассе Сургут – Полоцк) были засыпаны и при инженерно-геологическом обследовании были обнаружены единичные проявления процесса овражной эрозии.

Таблица 6.

Сводная таблица результатов моделирования.

№ модели	№ типа неотектонической структуры	Вид модели	R	σ	Δ
1	1	$S = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,80	0,24	0,22
2		$\Delta K_{\text{лоэ}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,71	0,22	0,19
3		$\Delta K_{\text{нз}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,72	0,08	0,05
1	2	$S = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,74	0,21	0,17
2		$\Delta K_{\text{лоэ}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,72	0,20	0,17
3		$\Delta K_{\text{нз}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,73	0,13	0,09

1	3	$S = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,86	0,22	0,18
2		$\Delta K_{\text{лог}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,78	0,35	0,30
3		$\Delta K_{\text{нз}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,75	0,08	0,06
1	4	$S = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,84	0,16	0,14
2		$\Delta K_{\text{лог}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,75	0,36	0,32
3		$\Delta K_{\text{нз}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,72	0,04	0,03
1	5	$S = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,76	0,22	0,17
2		$\Delta K_{\text{лог}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,76	0,23	0,19
3		$\Delta K_{\text{нз}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,72	0,16	0,13
1	6	$S = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,74	0,23	0,21
2		$\Delta K_{\text{лог}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,75	0,18	0,15
3		$\Delta K_{\text{нз}} = f(X_1, X_2, \dots, X_p)$	0,73	0,12	0,11

В пятой главе раскрыты вопросы управления и мониторинга ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» с использованием комплексного количественного анализа. Автором разработан алгоритм использования прогнозных моделей функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» на стадии проектирования.

- 1) Выбрать типы неотектонических структур, в пределах которых планируется прокладка нефтепровода.
- 2) Разбить трассу будущего нефтепровода на квазиоднородные области.
- 3) В пределах каждого типа неотектонической структуры, используя модели функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» определить, какие компоненты ЛТС (показатели) входят в состав моделей для трех целевых предикатов.
- 4) Определить количественные характеристики, входящие в состав моделей компонентов ЛТС.
- 5) Подставить количественные характеристики компонентов ЛТС в уравнения, что позволит построить сечения полей целевых предикатов (изменение значений целевых предикатов по длине нефтепровода).
- 6) Установить наиболее опасные участки вдоль трассы будущего нефтепровода (где значения показателя стабильности минимальные, а значения показателя пораженности территории процессом овражной эрозии и показателя пораженности территории процессом заболачивания максимальные) и внести в проект мероприятия по локализации негативных инженерно-геологических процессов на этих участках.
- 7) В пределах наиболее опасных участков рекомендуется включить в проект соответствующие прогнозируемым процессам мероприятия по управлению и организации системы мониторинга.
- 8) Используя полученные значения показателя стабильности, рассчитать СППИНФ для организации режимной геодезической сети.

Следует отметить, что прогнозные модели функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» также позволяют на стадии проектирования выбрать оптимальное расположение трассы будущего нефтепровода.

Рекомендации по управлению ЛТС «нефтепровод – геологическая среда».

В процессе инженерно-геологического обследования вдоль трасс нефтепроводов зафиксированы проявления процессов овражной эрозии и заболачивания. На участке, где технический коридор трасс нефтепроводов пересекает Западно-Уральскую зону складчатости, развивался карстовый процесс. Кроме упомянутых, были зафиксированы процессы осадки и выдавливания глинистых грунтов из-под труб нефтепроводов в связи с тем, что нагрузка (420 кПа) превышает расчетное сопротивление этих грунтов. На участках, где нефтепровод опирается на выступы грунтов с жесткими структурными связями, на трубах нефтепроводов отмечалось образование вмятин. Также происходил суффозионный вынос песчаных частиц из техногенных отложений, залегающих под трубами нефтепроводов и образующих обратную засыпку.

Для локализации процесса овражной эрозии необходимо засыпать уже образовавшиеся эрозионные борозды. Далее рекомендуется произвести строительство противоэрозионных лотков вдоль трасс нефтепроводов для организации поверхностного стока. Для сооружения лотков рекомендуется использовать плоские габионные конструкции заводского изготовления малой высоты и большой площади. Под габионными конструкциями рекомендуется укладывать гидроизоляционный материал или слой глинистого грунта. На участках, где имеются временные водотоки поперек трасс нефтепроводов, следует расположить водопропускные сооружения в теле насыпи нефтепровода. Для этого рекомендуется использовать металлические или полиэтиленовые трубы.

Для локализации процесса заболачивания, развивающегося в период эксплуатации, рекомендуется произвести строительство дренажных сооружений вдоль трасс нефтепроводов. Для строительства дренажных сооружений рекомендуется использовать габионные конструкции заводского изготовления высотой 0,5 – 1,0 м и большой площади. Под габионными конструкциями рекомендуется укладывать гидроизоляционный материал или слой глинистого грунта. Водосброс осуществляется непосредственно в реку, либо в противоэрозионные лотки, проложенные вдоль трасс нефтепроводов.

На участках активного развития карстового процесса рекомендуется засыпать карстовые воронки, а сверху укладывать гидроизоляционный материал или слой глинистого грунта для предотвращения фильтрации поверхностных вод в карстующиеся породы. При необходимости выводить нефтепровод на поверхность (надземная прокладка), производить цементацию карстовых полостей.

Для локализации процессов осадки и выдавливания глинистых грунтов из-под труб нефтепроводов, а также для предотвращения процесса образования вмятин на трубах необходимо произвести ряд мероприятий. Рекомендуется резко уменьшить нагрузки на трубу сверху, путем ликвидации излишней обваловки и уменьшения её до 1 м, что приведет к снижению нагрузки на трубу, в местах опирания её на скальные выступы, в 2-3 раза. Это, в свою очередь, дает заметное снижение скорости роста вмятин на трубе, однако, процесс деформирования трубы полностью не прекратится. Для полного прекращения процесса образования вмятин и обеспечения оптимального функционирования нефтепровода рекомендуется вместо постепенной замены трубы путем вырезания отдельных её участков произвести работы по перемещению трубы на новое основание. Для этого в пределах однородных по инженерно-геологическим условиям участков трассы необходимо вдоль трубы произвести отрывку новой траншеи, подготовить однородное основание. Затем переместить ее на новое основание, которое подготавливается путем отсыпки слоя щебня мощностью 0,3 – 0,5 м, а затем песка мощностью 0,15 – 0,20 м.

Для снижения степени активности суффозионного процесса рекомендуется создавать поперек траншеи глинистые перемычки с целью предотвращения фильтрации воды вдоль

траншеи и выноса песчаных частиц из-под труб. Также необходимо укладывать гидроизоляционный материал или слой глинистого грунта поверх насыпи для предотвращения инфильтрации в тело насыпи.

Обоснование системы мониторинга ЛТС «нефтепровод – геологическая среда».

Одним из важнейших компонентов обеспечения надежной и безопасной эксплуатации объектов транспорта нефти является мониторинг ЛТС. Основная цель его организации заключается в обеспечении раннего предупреждения развития негативных инженерно-геологических процессов, при активизации которых существует возможность возникновения аварийных ситуаций.

В состав системы мониторинга ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» рекомендуется включить следующие подсистемы:

1. режимная геодезическая сеть для слежения за деформацией нефтепровода и грунтового основания;
2. внутритрубная диагностика для выявления различных дефектов нефтепровода (вмятины, гофры, овальности и др.);
3. аэрофотосъемка;
4. маршрутная съемка.

Режимная геодезическая сеть для слежения за состоянием трубы и обратной засыпки нефтепровода.

Для слежения за состоянием трубы и обратной засыпки нефтепровода рекомендуется организовать режимную геодезическую сеть, целью которой является своевременное выявление нарушений функционирования актуальной литотехнической системы «нефтепровод – геологическая среда». В состав геодезической сети автором рекомендуется включать следующие элементы: геодезическая марка в виде металлического стержня, закрепленного на трубе, на котором имеется разметка и крючок для установки геодезической рейки; неподвижный репер в виде металлических ворот, закрепленных в скальном основании, на которых возможна установка датчика перемещения. В случае замера перемещения геодезической марки с помощью датчиков рекомендуется установка «противовандального» короба, который защитит от атмосферных осадков, отрицательных температур и антропогенного воздействия. Также необходимо вдоль трассы нефтепровода проложить кабель, передающий данные замеров удаленному серверу. Данная подсистема мониторинга позволяет получать оперативную информацию о перемещении трубы, с помощью формул сопротивления материалов определять участки возможного разрыва нефтепровода, своевременно производить ремонтные работы. Расстояния между геодезическими марками были рассчитаны по показателю стабильности для изучаемых нефтепроводов по формуле параметров одномерного СППИНФа

Внутритрубная диагностика.

Для обеспечения безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов применяется комплексная четырехуровневая внутритрубная диагностика, позволяющая по ее результатам производить выборочный ремонт дефектных участков. В настоящее время лидером на российском рынке является ЦТД «Диаскан».

После ввода в эксплуатацию вновь построенные участки нефтепроводов в течение пяти лет проходят четырехуровневую внутритрубную диагностику.

Аэрофотосъемка.

Аэрофотосъемка относится к дистанционным методам зондирования земной поверхности. Для наблюдения за состоянием ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» рекомендуется производить плановую (когда плоскость аэрофотоаппарата занимает горизонтальное положение), маршрутную (по определённому направлению) аэрофотосъемку.

В связи с развитием технологий спутникового позиционирования в последнее время при производстве аэрофотосъемки (с целью облегчения обработки результатов) большой популярностью пользуются системы GPS и ГЛОНАСС.

В настоящее время обработку полученных изображений ведут с помощью специальных компьютерных комплексов, например: Erdas Imaging.

В пределах изучаемого участка трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк и Холмогоры – Клин рекомендуется проведение аэрофотосъемки минимум 1 раз в год в период активизации негативных инженерно-геологических процессов.

Маршрутная съемка.

При обследовании трасс нефтепроводов одним из наиболее информативных методов является метод пеших маршрутов, позволяющий выявить вновь образовавшиеся проявления негативных инженерно-геологических процессов, а также оценить состояние трубы и других конструктивных элементов.

В пределах изучаемого участка трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк и Холмогоры – Клин рекомендуется проведение маршрутных наблюдений минимум 1 раз в год в период активизации негативных инженерно-геологических процессов.

Заключение.

Диссертация представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в которой содержится решение актуальной народно-хозяйственной задачи.

Основные результаты работ сводятся к следующему:

1. Адаптирована методика комплексного количественного анализа для прогнозной оценки функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» в горно-складчатой области Среднего Урала:

1.1. Результатами исследований обосновано использование комплексного количественного анализа для прогнозной оценки функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» в горно-складчатой области Среднего Урала;

1.2. Разработана классификация стабильности нефтепроводов, проложенных в условиях горно-складчатой области Среднего Урала;

1.3. Применительно к горно-складчатой области Среднего Урала автором разработаны новые показатели, характеризующие компоненты ЛТС «нефтепровод – геологическая среда», а также пересмотрены методики количественного выражения известных показателей.

2. На основе комплексного количественного анализа были составлены математические модели функционирования ЛТС для участка трасс нефтепроводов Сургут – Полоцк (1030 – 1115 км) и Холмогоры – Клин (1270 – 1355 км):

2.1. Были выделены показатели компонентов ЛТС «нефтепровод – геологическая среда», которые влияют на стабильность нефтепровода (S);

2.2. Были выделены показатели компонентов ЛТС «нефтепровод – геологическая среда», которые влияют интенсивность процесса овражной эрозии ($\Delta K_{\text{лов}}$);

2.3. Были выделены показатели компонентов ЛТС «нефтепровод – геологическая среда», которые влияют интенсивность процесса заболачивания ($\Delta K_{\text{пз}}$);

3. Прогноз функционирования ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» позволил разработать корректные научно обоснованные рекомендации по ее управлению и мониторингу:

2.1. К рекомендациям по управлению ЛТС относятся противоэрозионные лотки и дренажные сооружения с использованием габионных конструкций и гидроизоляционных материалов, водопропускные сооружения в теле насыпи нефтепровода, а также подготовка нового основания нефтепровода;

2.2. В состав системы мониторинга входят следующие подсистемы: режимная геодезическая сеть; внутритрубная диагностика; аэрофотосъемка; маршрутная съемка.

Список работ, опубликованных по теме диссертации

1. Разработка прогнозных моделей функционирования литотехнической системы «нефтепровод – геологическая среда» в горно-складчатых областях// Инженерные изыскания. М.: 2010 №.7 – С. 55-59.

2. Диагностика, прогноз и рекомендации к управлению актуальных литотехнических систем «объекты транспорта углеводородов – геологическая среда»// Тезисы докладов научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле». РГГРУ. М.: 2010. – С. 139.

3. Разработка системы мониторинга и рекомендаций по управлению ЛТС «нефтепровод – геологическая среда» в условиях горно-складчатой области Среднего Урала// Материалы VI общероссийской конференции «Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве в Российской Федерации». ОАО «ПНИИИС». М.: 2010. (в печати).

Примечание: жирным шрифтом выделена публикация в издании, входящем в перечень ВАК.