

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
"Национальный исследовательский Томский политехнический университет"

На правах рукописи



Нечаев Дмитрий Андреевич

**ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ
КАРСТООПАСНОСТИ
(на примере нефтепровода «Чаянда-ВСТО»)**

1.6.7. Инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук, профессор

Людмила Александровна Строкова

Томск – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ КАРСТА	10
1.1. Оценка воздействия опасных природных процессов на промышленные нефте- и газопроводы на этапе эксплуатации.....	10
1.2. Особенности эксплуатации промышленных трубопроводов на территориях развития карста	15
1.3. Анализ нормативно-технической документации по эксплуатации трубопроводов в условиях развития карста.....	20
1.4. Анализ основных видов мониторинга промышленных трубопроводов для оценки их состояния	23
1.5. Выводы.....	31
ГЛАВА 2. МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ КАРСТООПАСНОСТИ ТРАССЫ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА	33
2.1. Концепция комплексной оценки карстоопасности трассы промышленного трубопровода на стадии эксплуатации.....	33
2.2. Основные аспекты методики	36
2.2.1. Выбор факторов для оценки карстоопасности на территории трассы промышленного трубопровода	36
2.2.2. Районирование трассы трубопровода по степени опасности активации карста.....	43
2.2.3. Оценка надежности участка промышленного трубопровода в условиях возможной активации карста.....	49
2.3. Выводы.....	60
ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ РАЙОНИРОВАНИЯ ТРАССЫ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ ПО УЯЗВИМОСТИ К КАРСТУ (на примере нефтепровода «Чаянда-ВСТО»).....	62
3.1. Инженерно-геологические условия трассы промышленного нефтепровода «Чаянда-ВСТО»	62
3.2. Определение факторов, влияющих на развитие карстовых процессов в пределах трассы трубопровода	81
3.3. Разработка карты районирования по уязвимости трассы трубопровода к карсту.....	97

3.3.1. Оценка значимости факторов карстоопасности на основе множественного корреляционно-регрессионного анализа	97
3.3.2. Разработка карты районирования трассы трубопровода по уязвимости к карсту на основе метода соотношения частот	107
3.3.3. Проверка результатов построения карты районирования.....	119
3.4. Выводы	123
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРСТООПАСНЫХ УЧАСТКОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	124
4.1. Основные аспекты построения численной модели «промысловый трубопровод-грунт-карст».....	124
4.2. Расчет основных параметров предполагаемого карстового провала и нагрузок трубопровода в условиях карстоопасности.....	130
4.3. Моделирование идентифицированных карстоопасных участков нефтепровода и оценка их напряженно-деформированного состояния	140
4.4. Определение основных технических решений по дальнейшей эксплуатации промысловых трубопроводов в условиях активации карстовых процессов.....	151
4.5. Выводы	160
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	162
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ	164
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	165
ПРИЛОЖЕНИЕ	186

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В связи со стратегической важностью объектов трубопроводного транспорта нефти и газа к их эксплуатации предъявляются особые требования для обеспечения безопасной и безостановочной работы. В настоящее время одни из важнейших трубопроводных систем, такие как магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (далее – ВСТО), магистральный газопровод «Сила Сибири», расположены на территориях со сложными инженерно-геологическими условиями, которые характеризуются развитием опасных геологических процессов. Еще большую важность для предприятий нефтегазового сектора имеют промысловые трубопроводы, которые непосредственно связывают ресурсные базы (месторождения) с магистральными трубопроводами. Эксплуатация промысловых трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях с высокими внутренними нагрузками, а также непростыми условиями технического обслуживания, предполагает проведение постоянного мониторинга для предотвращения изменения проектного положения. Одним из опасных геологических процессов при эксплуатации трубопроводов является *карст* – процесс, вызывающий серьезные нарушения грунтового основания и обуславливающий высокую аварийность участков трубопроводов, где он зафиксирован. Прогнозирование карстовых процессов в пределах трассы трубопровода особенно важны, в связи с чем имеется необходимость в разработке методических подходов к оценке и прогнозу карстообразования на протяженных и труднодоступных участках трубопроводов.

Степень разработанности научной проблемы. Оценке и описанию карстовых процессов предложено достаточно много решений и объяснений такими авторами, как Максимович Г.А., Дублянский В.Н. и Дублянская Г.Н., Толмачев В.В., Андрейчук В.Н., Катаев В.Н., Хоменко В.П. Также на сегодняшний день существуют некоторые классификации и методы прогнозной оценки опасности территорий к развитию карста и расчету карстовых провалов, которые предложили Саваренский И.А., Толмачев В.В., Шахунянц Г.М., Троицкий Г.М. и др. Если говорить о вопросах воздействия карста на промысловые трубопроводы, то открытых публикаций весьма ограниченное количество. Середин В.В., Галкин В.И., Пушкарев М.В., Лейбович Л.О. представили варианты методик по специальному инженерно-геологическому районированию трассы на основе балльной оценки и вероятностно-статистического подхода к оценке трубопровода по степени надежности его работы в условиях карста. Существует более обширная методика оценки карстово-суффозионных процессов на основе интегральной оценки множества факторов, предложенная Катаевым В.Н., Щербаковым С.В., которая апробирована при проектировании трассы водовода Солдатовского нефтяного месторождения Пермского края.

Имеется методика комплексной оценки карстоопасности на основе множественного корреляционного анализа инженерно-геологических данных, предложенная Ермолаевой А.В., которая использовалась при оценке проектируемого магистрального газопровода «Сила Сибири» в республике Саха (Якутия). Существующие на сегодняшний день работы по оценке карстоопасности трассы трубопроводов рассматривают активизацию карста на стадии проектирования, при этом авторы указывают о необходимости рассмотрения карста в период эксплуатации трубопроводов. Одним из главных вопросов при рассмотрении воздействия карста на трубопровод является решение задачи о напряженно-деформированном состоянии трубопроводов, расположенных в зонах развития карстующихся пород, с учетом их конструктивных особенностей под воздействием эксплуатационных и изменяющихся карстовых процессов. Вопросы оценки напряженно-деформированного состояния сооружений в условиях развития карста обсуждались Чичеловым В.А., Зариповым Р.М., Шаммазовым А.М., Готман Н.З., Кожевниковой Н. В.

Необходимо отметить, что линейные сооружения, такие как промысловые трубопроводы, отличаются своей значительной протяженностью и резким изменением инженерно-геологических условий в пределах трассы, где проявления карстового процесса и его активизация связаны с условиями строительства и эксплуатации трубопроводов и требует постоянного контроля и прогнозирования участков возможного его развития. В связи с этим диссертационная работа рассматривает оценку и прогноз карстоопасности в малоизученных, сложных по инженерно-геологическим условиям трасс промысловых трубопроводов в период эксплуатации по данным мониторинга технического и геотехнического состояния линейной части трубопроводов.

Целью исследования является обоснование комплексной инженерно-геологической оценки и прогноза карстоопасности в пределах трассы промысловых трубопроводов и влияние карстовых процессов на изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода.

Идея работы заключается в том, что для оценки устойчивого состояния трубопровода в условиях карстоопасности необходимо провести прогноз развития карста по трассе трубопровода и определить напряженно-деформированное состояние участков трубы для определения дальнейших решений по их мониторингу и эксплуатации.

Объект исследования – инженерно-геологические условия массива пород трассы и эксплуатационные характеристики нефтепровода «Чаянда-ВСТО».

Предмет исследования – изменение напряженно-деформированного состояния нефтепровода «Чаянда-ВСТО» в условиях развития карстовых проявлений в период его эксплуатации.

Для достижения цели последовательно выполнены следующие *задачи*:

1. Выполнить анализ и систематизацию существующих представлений об оценке и прогнозе карстового процесса и влияния карста на условия эксплуатации промышленного трубопровода;
2. Провести с использованием множественного корреляционно-регрессионного анализа количественную оценку значимости факторов инженерно-геологических условий и их влияния на степень и характер закарстованности территории трассы;
3. Выполнить инженерно-геологическое районирование трассы трубопровода по уязвимости к карсту на основе пространственной оценки данных;
4. Провести численное моделирование для определения напряженно-деформированного состояния трубопровода в условиях развития карста;
5. Разработать алгоритм принятия определенных технических решений по мониторингу и эксплуатации трубопровода исходя из результатов расчета напряженно-деформированного состояния участка трубопровода в условиях карстоопасности.

Научная новизна состоит в следующем:

1. Впервые для трассы промышленного трубопровода «Чаянда-ВСТО» установлено, что развитие карста обусловлено инженерно-геологическими условиями территории и эксплуатационными характеристиками трубопровода.
2. С помощью множественного корреляционно-регрессионного анализа возможно определить значимые факторы инженерно-геологических условий территории, обуславливающие развитие карста в пределах трассы промышленного трубопровода.
3. Научно обосновано применение метода соотношения частот для построения карты районирования трассы трубопровода по уязвимости к карсту, позволяющей определить конкретные границы зон, в которых наиболее вероятно возникновение карста.
4. Доказано, что для оценки нагрузки на трубопровод в условиях развития карста, необходимо рассматривать как напряжения, возникающие в участке трубопровода, так и деформации трубы под действием непроектных нагрузок, представленных карстовым провалом. Реализованное численное моделирование позволяет определить деформации и перемещения трубопровода в условиях развития карста и тем самым обосновать возникновение упругопластических изгибов трубы, ранее выявленных по результатам внутритрубной диагностики.
5. Научно обосновано применение конкретных технических решений для определённых участков трубопровода на основе районирования трассы трубопровода по уязвимости к карсту и оценки напряженно-деформированного состояния карстоопасных участков.

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Использование множественного корреляционно-регрессионного анализа позволяет установить значимые факторы инженерно-геологических условий территории, которые влияют на распределение карстопроявлений в пределах трассы трубопровода (соответствие пункту паспорта научной специальности (далее – п.п.н.с.) – 2, 11).

2. Районирование трассы трубопровода по карстоопасности, основанное на анализе закономерностей пространственного распределения карстовых форм в зависимости от геолого-литологических и гидрогеологических факторов, а также характеристик трубопровода, с учетом веса каждого, позволяет прогнозировать местоположение карстопроявлений (п.п.н.с. – 12, 17).

3. Технические решения по дальнейшей эксплуатации трубопровода должны приниматься на основе определения изменения напряженно-деформированного состояния участков трубопровода, расположенных в карстоопасных зонах, с учетом максимально возможных диаметров карстовых провалов и расчета критерия надежности (п.п.н.с. – 3, 12).

Теоретическая и практическая значимость работы определяется в следующем:

– Предложена методика комплексной оценки опасных участков промысловых трубопроводов в условиях карстоопасности на этапе эксплуатации объекта, позволяющая определять объемы проведения ревизии, обследования трубопровода, мониторинга и необходимость в ремонте.

– Предложена методика определения расчетного диаметра карстового провала, основанная на ранее утвержденных методах расчета с учетом особенностей эксплуатации трубопровода;

– Разработан перечень основных мероприятий по карстозащите трубопровода, которые возможно использовать в зависимости от «класса безопасности» трубопровода для обеспечения как его надежной эксплуатации, так и эффективного мониторинга.

Результаты оценки напряженно-деформированного состояния карстоопасных участков нефтепровода «Чаянда-ВСТО» позволили определить природу возникновения упругопластических изгибов в результате активации карстовых процессов и разработать рекомендации по защите трубопровода и корректировке программы мониторинга и диагностики.

Фактический материал. Для анализа и сбора данных была использована информация по 665 скважинам инженерно-геологических изысканий (2013 г.), данные по геотехническому мониторингу на основе 30 гидрогеологических скважин и 7 циклам мониторинга (с 2019 г. по 2023 г.), результаты по визуальному объезду вдоль трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО» (70 км) в 2023г., отбор 4 проб грунта в карстоопасных районах трассы для дальнейшего анализа, а также анализ результатов внутритрубной диагностики на основе 7074 записей магнитного

дефектоскопа (данные 2021г.). На основе данных построены факторные карты территории трассы, цифровые модели исследуемого объекта, карты уязвимости территории к карсту и двумерные модели конечных элементов для оценки напряженно-деформированного состояния (далее – НДС).

Методология и методы исследования. В работе использованы следующие научные методики:

– дешифрирование космоснимков и создание цифровых моделей рельефа территории трассы нефтепровода при помощи программ ArcGIS Desktop, PCI Geomatica. Построено 24 факторных карты.

– методы статистической обработки данных (множественный корреляционный анализ, регрессионный анализ, метод соотношения частот) для оценки взаимосвязи факторов активации карста в пределах трассы трубопровода. Обработка данных производилась при помощи программ MS Excel, Statistica и встроенных инструментов ArcGIS Desktop.

– численное моделирование методом конечных элементов напряженно-деформированного состояния системы «грунтовый массив – трубопровод – карст» с учетом особенностей трубопровода (наличие упругопластических изгибов), грунтового массива и карста. Обработка и анализ производились в программном комплексе Midas GTX NX.

Степень достоверности и апробация результатов. Достоверность полученных результатов обеспечивалась научно-методологической обоснованностью исследования, использованием значительного объема материалов инженерно-геологических изысканий и диагностики трубопровода, геофизических исследований, статистическими закономерностями между данными. Основные положения, используемые автором, основываются на известных достижениях фундаментальных и прикладных научных дисциплин (теория надежности трубопроводов, теория вероятностей, математическая статистика), сопряженных с предметом исследования диссертации.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на конференциях: XVIII научно-технической конференции молодых специалистов и молодых работников ООО «Газпром добыча Ноябрьск» 2023г., г. Ноябрьск; Геологическом международном студенческом саммите «Geological International Student Summit» 2023 г. г. Санкт-Петербург; II Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородных ресурсов» 2023 г., г. Санкт-Петербург; XIV и XV Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика) 2022 и 2023 г., г. Москва; XII Молодежной международной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт

и преимущество» ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 2024г., г. Москва.; XV конференции молодых специалистов и руководителей ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» 2024г., г. Екатеринбург.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 9 работ, в т.ч. 4 статьи в рецензируемых журналах из перечня ВАК, 2 статьи из которых в изданиях, индексируемых Scopus, Web of Science.

Личный вклад автора. Научные результаты, представленные в данной работе, выполнены автором в период с 2020 по 2024 гг. в отделении геологии ТПУ во время обучения в аспирантуре. Автор принимал непосредственное участие в проведении мониторинга объекта (нефтепровод «Чаянда-ВСТО»), обработке данных внутритрубной диагностики и геотехнического мониторинга, а также плановой эксплуатации в роли ведущего инженера линейно-эксплуатационной службы Чаяндинского нефтегазопромыслового управления ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Все материалы исследований, положенные в основу диссертации, обработаны автором лично. Все научные результаты, на которые отсутствуют ссылки в тексте диссертации, принадлежат автору.

Объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, содержит 195 страниц машинописного текста, 54 рисунка, 25 таблиц, списка литературных источников из 205 наименований.

Благодарности. Автор выражает благодарность своему научному руководителю Л.А. Строковой за внимание, ценные советы и замечания при написании данной работы. Автор выражает большую благодарность доктору геол.-минерал. наук, заведующему кафедрой гидрогеологии, инженерной геологии и геоэкологии УГГУ Абатуровой И.В. за ценные советы и замечания, рекомендации и помощь. Автор выражает глубокую признательность преподавателям ТПУ канд. геол.-минерал. наук, доценту ОГ ИШПР Недоливко Н.М., канд. геогр. наук, доценту ОГ ИШПР Решетько М.В., канд. геол.-минерал. наук, доценту ОГ ИШПР Кузеванову К.И., доктору геол.-минерал. наук, заведующему кафедрой-руководителю отделения геологии на правах кафедры ИШПР Гусевой Н.В. за помощь и рекомендации. Автор выражает благодарность коллективу геотехнической службы инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Ноябрьск» Гостеву Д.В., Дудкину Р.Н. за веру в проект и помощь в его внедрении и апробации на Чаяндинском НГКМ. Особая благодарность главному инженеру проекта ООО «СИБАУТСОРСПРОЕКТ» Ларкину Д.А. за совместную работу, профессионализм и решение нестандартных задач. Автор благодарит начальника Чаяндинского НГПУ Давыдова Ю.С., персонал линейно-эксплуатационной службы ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в лице Гасояна М.Г. за предоставленную возможность апробации работы, помощь и защиту интересов. Большая благодарность семье и близким родственникам за поддержку и веру.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ КАРСТА

1.1. Оценка воздействия опасных природных процессов на промышленные нефте- и газопроводы на этапе эксплуатации

Большую важность для предприятий нефтегазового сектора имеют промышленные системы транспорта подготовленной нефти и газа, и их продуктов переработки, которые непосредственно связывают ресурсные базы (месторождения) с магистральными трубопроводами. Развитие современной ресурсной базы месторождений нефти, газа, газового конденсата и других полезных ископаемых связано неразрывно с разработкой месторождений, в том числе и уникальных, расположенных на территориях республики Саха (Якутия), Забайкальского края, Иркутской области, Сахалинской области и продолжением развития Ямала и севера Красноярского края [124, 147, 172]. Объединяют эти территории сложные геологические условия, связанные, в первую очередь, с распространением вечномёрзлых грунтов и других опасных геологических процессов, таких как карсты, термокарсты, суффозия, заболачивание территории и т.д. Также в основном это малоосвоенные регионы, где отсутствуют регулярные наблюдения за опасными экзогенными процессами и явлениями, что осложняет эксплуатацию зданий и сооружений в связи с неполноценностью информационной базы [197, 143, 22].

Эксплуатация промышленных трубопроводов, характеризующихся сложными инженерно-геологическими условиями трасс, высокими внутренними нагрузками в связи с изменениями режимов работы, а также с усложненными условиями осмотра и обслуживания, предполагает проведение постоянного мониторинга для предотвращения изменения проектного положения трубопровода [157, 49]. Стоит отметить, что некоторые геологические процессы активизируются при проведении строительства трубопроводных систем в связи с большой антропогенной нагрузкой (снятие деятельного слоя, вырубка леса, обеспечение специальных проездов для строительной техники и т.д.). Поэтому процессы, которые ранее на стадии проектирования не были обнаружены, могут иметь большое влияние при эксплуатации трубопровода.

Актуальность оценки влияния природных процессов на систему промышленных трубопроводов в целях обеспечения ее надежной и безопасной эксплуатации обусловлена широким спектром воздействия природных факторов в связи с протяженностью этих систем, проектированием и эксплуатацией в регионах с экстремальными и нетипичными климатическими условиями (Восточная Сибирь, Дальний Восток, Крайний Север и т.п.), а также необходимостью разработки и внедрения мероприятий по повышению надежности и безопасности эксплуатации промышленных трубопроводов в определенных условиях и

территориальных границах [53, 129, 197]. Сложность оценки влияния природных процессов на состояние трубопроводов обусловлена их продолжительностью и многолетним воздействием, поэтому они либо не учитываются, либо их учитывают, как внешний дополнительный фактор на фоне развития механического разрушения стенки трубы, в основном коррозионного растрескивания, образование свища или брака сварного шва при строительном-монтажных работах.

В настоящее время основная информация по аварийности промышленных трубопроводов представлена в отчетах по промышленной безопасности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). В рамках работы был проведен анализ открытых данных, согласно которым в период с 2014 г по 2023 год на объектах транспорта нефти и газа (магистральных трубопроводах, промышленных трубопроводах, сетях газораспределения) были выявлены 182 аварийные ситуации, что составляет порядка 38,2% от общего числа всех выявленных аварий в отечественном нефтегазовом комплексе. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций и отказов, приводящих к снижению механической безопасности промышленных трубопроводов, являются:

- причины технологического характера, связанные с наличием опасных техногенных воздействий, заводским браком, приводящим к отказу соответствующего оборудования, и, как следствие, являющегося причиной возможного возгорания, пожара, взрыва и т.п.;
- брак и дефекты материалов и конструкций, вызванные в процессе их изготовления или доставки;
- человеческий фактор, выражающийся в нарушениях технологии производства строительном-монтажных работ, в несоблюдении персоналом эксплуатационных требований в части обслуживания и т.п., внешние воздействия механического характера, приводящие к нарушению целостности, устойчивости и пространственной неизменности строительных объектов и их конструкций (наезды строительной и иной техники на здания и инженерные сооружения);
- естественный износ строительных конструкций в процессе эксплуатации строительных объектов, проявляющийся в виде коррозионных дефектов и усталостных явлений материала;
- сложные природные условия строительства, характеризующиеся повсеместным распространением многолетнемерзлых грунтов и низкими температурами окружающего воздуха в холодное время года;
- наличие опасных природных процессов и явлений, характеризующихся как регулярным (сложные инженерно-геокриологические условия, связанные с термокарстовыми

явлениями, термоэрозией, подтоплением, заболачиванием территории), так и временным характером воздействия (землетрясения, наводнения, ураганы и т.д.).

Согласно статистике, на промышленных трубопроводных системах в период с 2014 года по 2023 год зафиксировано 26 аварийных ситуаций, а аварии в результате воздействия на трубопроводы опасных природных процессов составили 7,7% от общего количества всех зафиксированных в этот промежуток аварий на трубопроводном транспорте. Однако стоит учесть, что Ростехнадзором не учитывает влияние природных явлений как ключевого фактора на развитие аварии, и данные зафиксированы лишь для тех случаев, где явно прослеживается прямое воздействие природных процессов на целостность трубопровода. В качестве подтверждения стоит привести наглядные примеры аварийных ситуаций на промышленных трубопроводах, выявленных в отчетах Ростехнадзора за последние пять лет.

Так, в результате возникновения напряжений в зоне коррозионного дефекта, которое было вызвано смещением трубопровода от проектного положения в подвижных грунтах, произошла разгерметизация внутрипромыслового трубопровода АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» Карамовского месторождения (ЯНАО, Пуровский район) с разливом нефтесодержащей жидкости в объёме 5,66 м³ с площадью загрязнения 0,25 Га. Многофакторное силовое воздействие, вызванное подвижками грунта, стало причиной аварии на трубопроводе «Коллектор газовый УКПГ-7-8 II нитка Уренгойского НГКМ» ООО «Газпром добыча Уренгой» с полным разрушением кранового узла и возгоранием участка, экономический ущерб аварии оценивается в 200 386,5 тыс. руб.

В результате действий природного характера (изменение грунтовых условий) возможно смещение трубопроводов и их механические повреждения с последующим разрушением стенки. К примеру, разрушение нефтепровода «Тихорецк – Туапсе» Краснодарского РУМН ПАО «Транснефть» с разгерметизацией и выходом нефтепродукта в водный объект, в результате которого экономический ущерб оценивается в 36 451 тыс. руб., а также разрушение участка газопровода «Ямбург-Тула-1» Пильнинского ЛПУ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», в результате которого образовался котлован диаметром 41 м и глубиной 9,5 м, а экономический ущерб составил 12 608 тыс. руб.



Рисунок 1 – Примеры разрушений трубопроводов в результате действия опасных природных процессов (по данным Ростехнадзора в период с 2018-2023 гг.): а) разлив на промышленном нефтепроводе АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (14.05.2021); б) разгерметизация нефтепровода «Тихорецк – Туапсе» ПАО «Транснефть» (26.10.2018); в) разрушение газопровода «Коллектор газовый УКПГ-7-8 II нитка Уренгойского НГКМ» ООО «Газпром добыча Уренгой» 16.06.2022; г) разрушение участка магистрального газопровода «Ямбург-Тула-1» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» (03.03.2018)

На основе корпоративной статистики ПАО «Газпром», актов расследования причин аварий на объектах газотранспортной сети в период с 1990 по 2015 гг. Л.В. Власовой представлен анализ причин аварийности, где определяющим фактором является влияние природных процессов [53]. Как основная причина аварийности опасные природные процессы выступали в 6,7% от общего числа аварий, а как природные факторы, на фоне которых проявились скрытые дефекты (коррозия, коррозионные трещины, дефекты трубы и т.д.), составляет 32,5% от всех аварийных ситуаций. Автором указывается, что оценки влияния опасных природных процессов будут изменяться в пределах от 30% до 52% в зависимости от территориального расположения исследуемого участка трубопровода.

Анализ аварийности на объектах трубопроводного транспорта также проведен АНО «Агентство исследований промышленных рисков» (авторы Лисанов М.В., Савина А.В., Дегтярев

Д.В.). В докладе рассмотрены зарубежные и отечественные базы данных по аварийности: европейские – EGIG, CONCAWE, UKOPA, американские - OPS PHMSA, NEB, и отечественная – Ростехнадзор [153]. Авторами указывается недостаточность данных в отечественной статистике по сравнению с зарубежными аналогами, в особенности в разделе «Внешние воздействия», в котором отсутствует пояснение о конкретных внешних нагрузках и источниках их возникновения. Для сравнения рассмотрены результаты статистической обработки результатов Л.В. Власовой (рис. 2, а), результаты анализа причин возникновения аварий на газопроводах (рис. 2, б) и нефтепроводах (рис. 2, в), предложенные АНО «Агентство исследований промышленных рисков», и приведено их сравнение в определенный промежуток времени (с 2000-2008 гг.) [153].

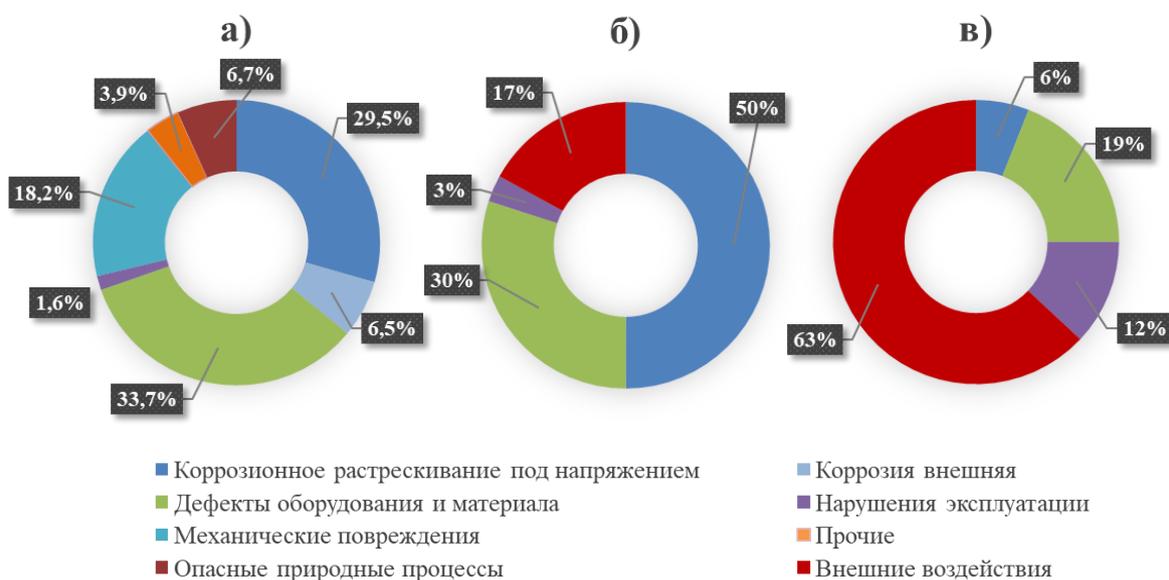


Рисунок 2 – Статистика причин аварийности на трубопроводах: а) на объектах газотранспортной сети ПАО «Газпром» (Власова Л.В.); б) на газопроводах (АНО «Агентство исследований промышленных рисков»); в) на нефтепроводах (АНО «Агентство исследований промышленных рисков»).

На основе полученного сравнения определенно возникает необходимость в рассмотрении внешних нагрузок на трубопроводные системы и влиянии опасных природных процессов, так как их вклад в рассмотрение общей аварийности газопроводов и нефтепроводов значителен. Также стоит отметить, что в основном в качестве аварий фиксируются разрушения на участках магистральных трубопроводов, что связано с невозможностью сокрытия информации, большой потерей продукта и небольшой удаленностью от прилегающей инфраструктуры. Доля аварий на промысловых трубопроводах значительно мала по отношению к другим объектам нефтегазового комплекса.

Анализ аварийных ситуаций показывает, что влияние опасных природных процессов является ключевым фактором в развитии недопустимых напряжений в стенке трубопровода, а

наличие коррозионных дефектов, брака и других аномалий стенки трубы под воздействием внешних нагрузок грунта приводит к разрушению и потере транспортируемого продукта. Основные выводы в результате аварий должны быть направлены на необходимость совершенствования методов технического диагностирования, своевременность проведения мониторинга с обязательным анализом результатов для определения технического состояния трубопроводов. Приведенные сведения об аварийных ситуациях крайне обобщены в связи с отсутствием конкретных параметров трубопроводов, отсутствием информации о сроке службы, однако дают общее представление о масштабах повреждений, экологическом и экономическом ущербе.

1.2. Особенности эксплуатации промысловых трубопроводов на территориях развития карста

В настоящее время одним из стратегически приоритетных направлений топливно-энергетического комплекса страны является освоение углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также формирование новых систем трубопроводного транспорта. Особое место среди них по степени скрытости протекания процесса, внезапности проявления и трудности прогнозирования последствий занимает карст [124]. При этом территории распространения карста в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке довольно обширны [5, 128]. В связи с перспективным развитием трубопроводного транспорта в районах Сибири и Дальнего Востока, где размещаются основные разведанные и прогнозные запасы (около 77% нефти и 85 % природного газа), актуальность решения задачи обеспечения устойчивости нефтепроводов и газопроводов на подверженных карсту участках несомненна.

Для республики Саха (Якутия), в особенности ее южных территорий, освоение которых в настоящее время находится в самой активной стадии, учитывая расположение на данных территориях стратегически важных объектов транспорта нефти и газа (к примеру, магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» (далее ВСТО), магистральный газопровод «Сила Сибири», расширение транспортной инфраструктуры газопровода «Сила Сибири» и др.), вопросы воздействия опасных геологических процессов на трубопроводные системы особо актуален. В данной работе рассматривается нефтепровод «Чаянда-ВСТО», расположенный на территории Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (далее ЧНГКМ) Ленского улуса Республики Саха (Якутии), трасса которого характеризуется повсеместным распространением карста.

Карст представляет собой совокупность геологических, гидрогеологических и (или) техногенных процессов и явлений, обусловленных растворением скальных или полускальных горных пород, в результате которых происходят изменения структуры и состояние этих и

вышележащих пород, образование системы взаимосвязанных полостей, каверн, трещиноватых и разуплотненных зон и связанных с ними деформаций земной поверхности и оснований сооружений (провалы, оседания и др.). Рассматривая карстовые процессы, стоит отметить их сложную идентификацию и прогнозирование. Карстовые полости, воронки и понижения приводят к просадкам трубопровода, далее к потере устойчивости трубы с образованием зон критических изгибных напряжений, которые могут привести к разрыву стенки. Поэтому прогнозирование развития карста и степени его влияния на трубопроводные системы является первоочередной задачей на этапе эксплуатации.

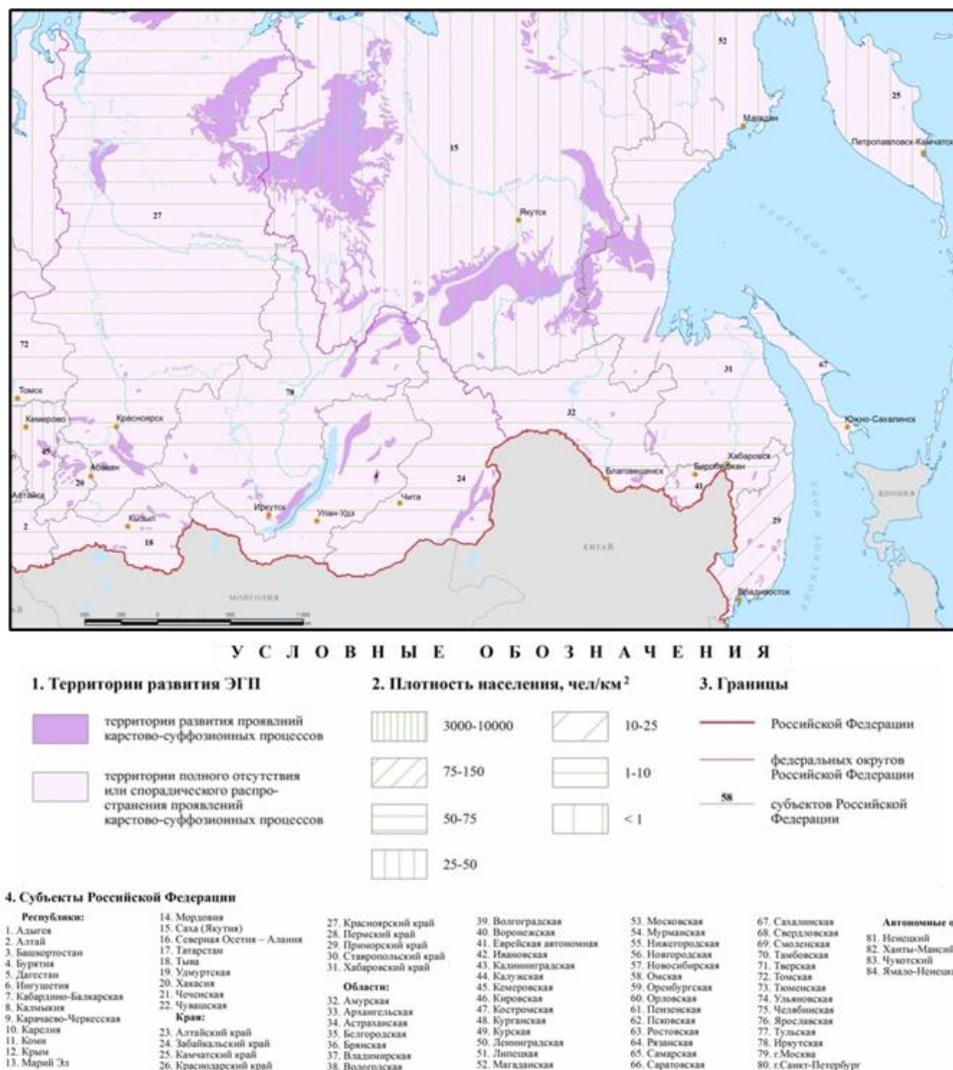


Рисунок 3 – Карта воздействия карстово-суффозионных процессов на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока (в том числе республике Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2023г., составлена по данным ФГБУ «Гидроспецгеология (Заботкин А.А., 2023 г.), «Роснедра».

Анализируя публикации, посвященные оценке опасности карстовых процессов, можно прийти в выводу, что на сегодняшний день предложено достаточно много решений и объяснений процесса благодаря работам Г.А. Максимовича [111, 113], К.А. Горбуновой [68], В.Н. Дублянского и Г.Н. Дублянской [78, 79, 132], И.А. Саваренского [150, 151, 152], В.В. Толмачева

[186, 185, 184, 102, 183, 187, 191], В.Н. Андрейчука [193], В.Н. Катаева [96, 97], Н.А. Миронова [87, 117, 152], А.И. Печеркина [58, 135], В.П. Хоменко [102, 187, 190, 191], Ф. Ройтера [183] и многих др.). Также на сегодняшний день существуют некоторые классификации и методы по прогнозной оценке опасности территорий к развитию карста и расчету предполагаемых карстовых провалов и деформаций, разработанные И.А. Саваренским [151, 159], В.В. Толмачевым [186, 184], Г.М. Шахунянцем [187], Г. М. Троицким [146] и др. Однако стоит отметить, что на практике эти методы и подходы не применимы для оценки карстоопасности больших по площади, малонаселенных и слабоизученных в геологическом плане территорий (южная Якутия, полуостров Ямал и т.д.). Если говорить о вопросах взаимодействия карста с трубопроводными системами, то открытых публикаций весьма ограниченное количество.

Карстовые процессы в зоне пролегания трубопроводов фиксируются на протяжении многих лет. Так карстовые провалы обнаружены в непосредственной близости к стенке трубопроводов в ряде магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Чайковский»: на газопроводе «Ямбург-Тула 1» на 1629 км (рис. 4, в), аналогичные провалы были зафиксированы на газопроводах «Уренгой - Центр 2» на 1651 км, «Уренгой - Центр 1» на 1648 км. По последним данным в «Газпром трансгаз Чайковский» в 2017 году выявлено порядка 51 проявления карстового процесса (воронки, провалы), а для шести ниток газопроводов Ужгородского коридора (рис. 4, а) существует опасность дальнейшего развития карстовых процессов и их влияния на надежность газопроводов.

Фактическая возможность опасного влияния карстовых провалов рассмотрена специалистами ООО «Лукойл-Инжиниринг» и «ПермНИПИнефть» при проведении карстомониторинга на примере типового участка трассы нефтепровода Чашкино–УППН "Каменный Лог", где зафиксирована воронка размером 9,1x7,3 м с глубиной ниже 18,5 м (рис. 4, б). Авторами указывается необходимость проведения своевременного мониторинга, включающего не только наблюдения за состоянием дневной поверхности и существующими сооружениями, а также режимные гидрогеологические исследования, геодезические инструментальные измерения на местности, геофизические работы по оценке состояния покровных и карстующихся пород, устройство электронных и сигнальных приборов, желательно использование беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для аэрофотосъемки [205].

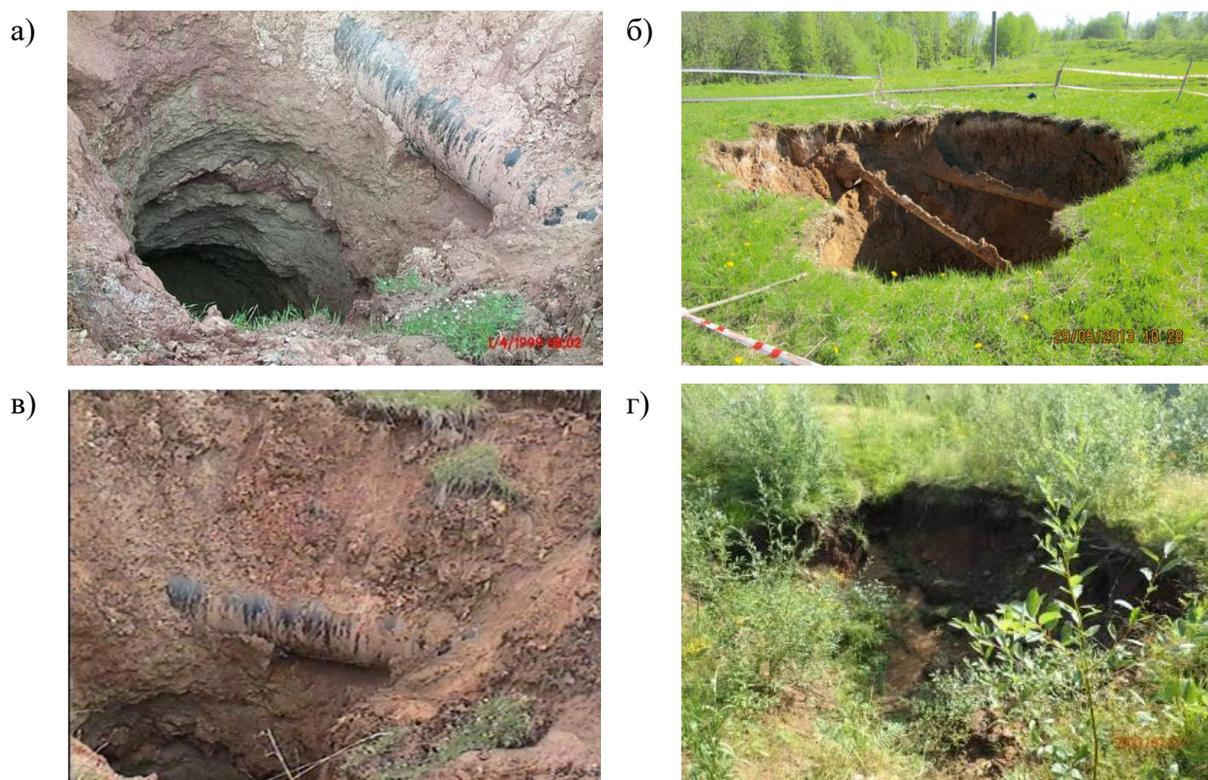


Рисунок 4 – Примеры проявления карстовых процессов в зоне расположения трубопроводов: а) карстовая воронка на магистральном газопроводе Ужгородского коридора ООО «Газпром трансгаз Чайковский» (фото из открытых источников); б) карстовый провал на нефтепроводе Чашкино–УППН "Каменный Лог" [205]; в) карстовый провал на магистральном газопроводе «Ямбург-Тула 1» (фото из открытых источников); г) карстовый провал на нефтепроводе «Чаянда-ВСТО» (фото автора).

Оценке состояния трубопроводов под воздействием карстовых процессов на сегодняшний день посвящено достаточно ограниченное количество публикаций и научных трудов. Научной группой авторов под руководством А.М. Шаммазова проведен ряд исследований, касающихся проблем прочности магистральных газопроводов, проложенных по карстовой территории [142, 142]. Разработаны нелинейная теория деформаций стержня, моделирующего трубопровод, аналитические и численные методы решения задач о напряженно-деформированном состоянии газопровода, расположенного в неоднородных грунтах с учетом его конструктивных особенностей под воздействием эксплуатационных и изменяющихся природно-климатических нагрузок. Построенная теория и методы расчета газопровода являются универсальными и могут быть использованы для расчета трубопроводов и в других нестандартных условиях работы: заболоченные, подтопляемые и подрабатываемые территории, зоны вечномёрзлых грунтов, а также при расчете надземных балочных переходов и подводных трубопроводов. Данные исследования в большей степени нацелены на оценку деформаций трубопровода с конкретными данными по провалам и осадкам грунта вследствие карстового процесса.

Разработанные методы и подходы к оценке закарстованности территории приведены в работах С. В. Щербакова и апробированы при изысканиях на трассе водовода Солдатовского нефтяного месторождения Пермского края, расположенного в зоне сульфатного и карбонатно-сульфатного карста с основными карстующимися породами, представленными гипсами и ангидритами [201]. В работе стоит отметить рассмотрение множества факторов, описывающих геологическую среду и аппарат оценки карстовой опасности, позволяющей переходить от интегральных вероятностных показателей опасности к категориям устойчивости и интенсивности провалообразования согласно регламентированным сводам правил. Однако С.В. Щербаковым отмечено, что точность приведенной интегральной оценки карстовой опасности напрямую зависит от входных данных: данных о фактическом проявлении карста на исследуемой территории и данных по геологическому строению. Из этого следует, что применение предложенных количественных показателей в качестве исходных данных возможно осуществить на малоосвоенных территориях, на которых отсутствуют многолетние измерения и широкая сеть исследовательских скважин. Тем не менее предложенный комплексный подход к оценке карстоопасности на линейных объектах соответствует оценке по нормативным подходам и может быть использован в качестве альтернативного варианта, либо для уточнения некоторых характеристик карста в установленных участках согласно категории устойчивости.

Особое внимание стоит обратить на работу Н.В. Кожевниковой, связанную с разработкой методов и вычислительных алгоритмов, которые обеспечивают эффективные проектные решения надежности магистральных нефтепроводов в зонах развития карстовых процессов на этапе проектирования [100, 101]. В работе приведена классификация карста в области строительства трубопроводного транспорта и отмечена острая необходимость к созданию рабочих методик для определения предельных деформаций в системе «трубопровод-карст». Автором для расчёта напряженно-деформированного состояния трубопровода использовался квазистатический метод, который позволяет определить предельную длину провала, при которой магистральный трубопровод может потерять свою несущую способность. Используя теорию прочности, в работе проверяется несущая способность участка трубопровода над карстовой полостью. Предложена методика, заключающаяся в применении разработанных номограмм, позволяющих определить предельно допустимую протяженность карста и величину провиса трубопровода. Рассмотрены методы защиты трубопроводов, прокладываемых и эксплуатируемых на подверженных карсту участках, и предложен алгоритм выбора того или иного метода. Исчерпывающие данные позволяют использовать накопленный опыт в решении вопроса взаимодействия карста с магистральными трубопроводами и применять их при эксплуатации промысловых трубопроводов. Стоит отметить, что данная работа рассматривает взаимодействие карстовых провалов с трубопроводом и акцент ставится именно на возможность

определения деформаций, в то же время имеется необходимость применения методик поиска и прогноза скрытых карстовых форм на всей протяженности трассы.

Исследование взаимодействия трубопроводных систем и карстовых процессов показано в работах Ермолаевой А.В., Строковой Л.А., где рассмотрены возможные варианты оценки проектируемого на момент написания работ магистрального газопровода «Сила Сибири» в республике Саха (Якутия) [176, 178]. Однозначно стоит отметить необходимость комплексного подхода при оценке карстовой опасности – не только идентификации мест возможной активации карстовых провалов, но также и оценке возможного воздействия провалов и просадок земной поверхности на стенку трубопровода. Приведенные подходы особенно важно учитывать при районировании малоосвоенных территорий с неразвитой инфраструктурой и отсутствием возможности проведения постоянного мониторинга протяженных трубопроводов. Ермолаева А.В. отмечает потребность в рассмотрении и разработке подходов к оценке карстоопасности магистральных трубопроводов в период эксплуатации, и подходов, позволяющих компенсировать отсутствие данных, которые могут непосредственно влиять на активацию развития карстовых проявлений [178, 5].

Также стоит отметить и ничтожно малое количество работ, посвященных организации технических решений по результатам мониторинга линейной части трубопроводов в зоне развития карстовых процессов. Основной акцент при проведении и реализации геотехнического мониторинга на действующих и проектируемых трубопроводах ставится в основном на оценке влияния вечномерзлых грунтов как основного фактора активации опасных геологических процессов. Не стоит принижать влияние изменения мерзлотных характеристик грунта при эксплуатации трубопроводов, однако действенных, конкретных вариантов организации эксплуатации линейных трубопроводов в зоне развития или возможной активации карста на сегодняшний момент не существует [154].

1.3. Анализ нормативно-технической документации по эксплуатации трубопроводов в условиях развития карста

Проектирование, строительство и дальнейшая эксплуатация промысловых трубопроводов на территориях с развитыми карстовыми процессами вызывают значительные сложности для эксплуатирующих организаций. На сегодняшний день существующая нормативно-техническая база не отражает в полной мере вопросы, связанные с обеспечением безопасной эксплуатации трубопроводных систем на территориях с возможной активацией карстовых процессов.

Согласно федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15 декабря 2020 №534 [122] промысловые трубопроводы – это сложные линейные объекты, к которым предъявляются

определенные требования к проектированию, строительству, эксплуатации и ликвидации. Так, независимо от способа прокладки промышленного трубопровода (подземный, наземный, надземный) должна быть обеспечена надежная и безопасная эксплуатация с учетом рельефа, грунтовых и природно-климатических условий, а, обращаясь к пункту №894 рассматриваемых норм, в районах, где могут возникнуть перемещения земляных масс под воздействием тех или иных природно-климатических особенностей (в том числе и опасных геологических процессов), необходимо предусмотреть меры по защите трубопроводов, при этом в грунтах с недостаточной несущей способностью должны быть разработаны компенсирующие мероприятия для предотвращения повреждения трубопровода от оседания или поднятия. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий" [181] определяет необходимость еще на стадии проектировании объекта принятие таких технических решений для сооружений, которые в дальнейшем будут эксплуатироваться в сложных инженерно-геологических условиях. Данные мероприятия должны быть нацелены на предупреждение нежелательных деформаций и разрушений, сводить к минимуму возможность угрозы причинения вреда жизни или здоровью людей, угроз имуществу и окружающей среде.

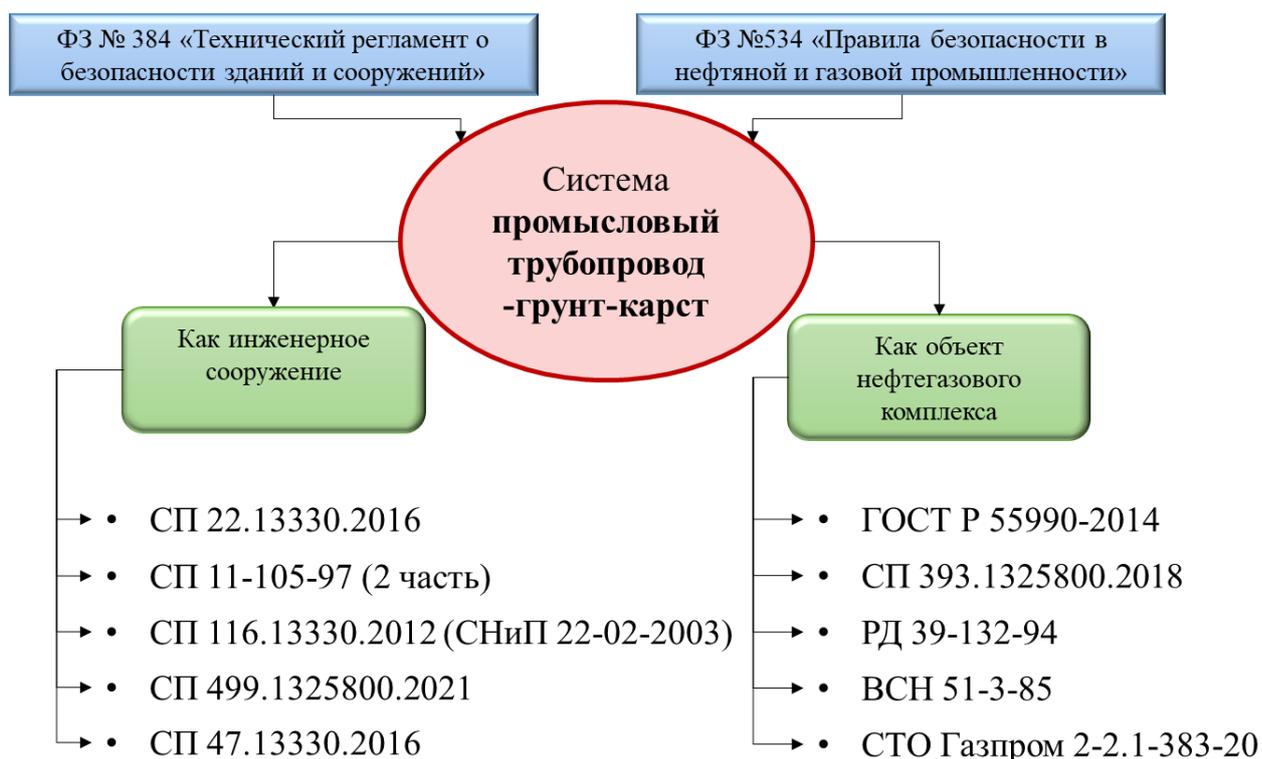


Рисунок 5 – Основные современные нормативно-технические документы, регламентирующие проектирование и эксплуатацию трубопровода в условиях развития карста

На сегодняшний день наибольшая информативность (по мнению автора) в освещении проблемы взаимодействия инженерного сооружения и карста представлена в своде правил СП 499.1325800.2021 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от карстово-

суффозионных процессов» [166], который разработан в развитие СП 116.13330.2012 «СНиП 22-02-2003 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения» [160]. Данный свод правил представляет общие положения по проектированию сооружений на закарстованных территориях и подробно описывает основные виды противокарстовых мероприятий. Однако СП 499.1325800.2021 не распространяется на линейные сооружения, к которым по факту относятся промысловые трубопроводные системы, поэтому невозможно с полной уверенностью утверждать о возможности применения всех аспектов к трубопроводам. Также стоит отметить, что СП 499.1325800.2021 не рассматривает степень карстоопасности площадки строительства (реконструкции).

СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения» [165] устанавливает необходимость разработки схем инженерно-геологического районирования территории по условиям, характеру и степени закарстованности. Также в требованиях указана необходимость в проведении комплексной оценки дальнейшего развития карстовых процессов с учетом техногенного воздействия самого сооружения с установлением определённых категорий по интенсивности провалообразования. Однако в самом своде не приведены расчетные механизмы оценки.

СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений» [162] устанавливает общие правила проведения проектирования оснований сооружений, возводимых на закарстованных территориях. Для обеспечения устойчивости сооружения устанавливается категория площадки (неопасная, потенциально-опасная, опасная), исходя из наличия поверхностных карстопроявлений и подземных карстовых форм. В качестве основного показателя развития карстовых процессов используется скорость растворения горной породы с учетом гидрогеологической обстановки территории и взаимодействия сооружения с основанием во время строительства и эксплуатации. Согласно СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов» [159] и СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения» [160] территория по карстоопасности ранжируется в зависимости от интенсивности провалообразования (случаи/год \times км²) на шесть категорий (I..VI) и от средних диаметров карстовых провалов и локальных оседаний на четыре категории (А, Б, В, Г).

В качестве результата выполняемых инженерно-геологических изысканий нормативные документы подразумевают разработку схем инженерно-геологического районирования территории по условиям, характеру и степени закарстованности. Также необходимо производить комплексную оценку опасности развития карстовых процессов, включая оценку техногенного воздействия проектируемого строительства. Должны быть установлены категории устойчивости

по интенсивности провалообразования и их расчетные диаметры. Таким образом, основные своды правил, разработанные в целях обеспечения требований Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [181] и касающиеся вопросов взаимодействия карстовых процессов и того или иного сооружения, устанавливают категории карстоопасности, а также возможные виды противокарстовой защиты. Однако они не описывают общие представления об опасности воздействия карстовых провалов на то или иное сооружение, и неоднозначно их применение к промышленным трубопроводам как к линейным сооружениям.

Анализируя основные документы федерального уровня в области проектирования, строительства и дальнейшей эксплуатации промышленных трубопроводов, такие как ВСН 51-3-85 «Проектирование промышленных стальных трубопроводов» [57], ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» [69] и РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» [123] при проектировании промышленных нефте- и газопроводов категории участков трубопроводов, проходящих в зонах карстопроявлений, повышаются (переходят из категории «средняя» в «высокую» [69], из II в I [123] и т.п.). Это влечет за собой необходимость в увеличении толщины стенки, изменении конструктивных особенностей, что в конечном итоге приводит к большим капитальным затратам. Также на участках промышленных трубопроводов, прокладываемых по территориям, подверженных карсту, устанавливают самую частую периодичность ревизии (не менее 1 раза в год), что также приводит к значительным затратам при эксплуатации объекта [123].

В период эксплуатации вопрос воздействия карстовых процессов на устойчивость и надежность трубопровода крайне редко упоминается в нормативной документации. Тем не менее, федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности объектов нефтяной и газовой промышленности требуют предпринимать меры по защите трубопроводов от воздействия опасных природных процессов и разрабатывать компенсирующие мероприятия.

1.4. Анализ основных видов мониторинга промышленных трубопроводов для оценки их состояния

Несмотря на то, что объекты транспорта нефти и газа проектируются таким образом, чтобы минимизировалась антропогенная активизация опасных природных факторов, полностью исключить их влияние на устойчивое функционирование трубопроводной системы невозможно. Своеобразие трубопроводных систем заключается в следующем:

– в значительной линейной протяженности трассы трубопровод, и, как следствие, охват большого числа зон, подзон, групп и типов ландшафтов, различных геологических

структур, гидрологических условий, которые определяют региональные, зональные и территориальные особенности эксплуатации газотранспортных систем;

– в сложности конструкции трубопроводных систем, поскольку создается, как правило, не один газопровод или нефтепровод, а целая сеть промысловых трубопроводов, суммирующее воздействие которой проявляется на локальном, региональном и трансграничном уровнях;

– в расположении большей части инженерных сооружений промыслового трубопровода в приповерхностной и верхней части геологического разреза. Это определяет особо тесную связь инженерных сооружений с поверхностными отложениями, положением уровня грунтовых вод [93].

В настоящее время в трубопроводном транспорте основной концепцией поддержания надежности является эксплуатация трубопроводов по техническому состоянию, при этом состояние определяется по данным диагностики. Поэтому особую важность принимает вопрос наблюдения и мониторинга трубопроводных систем, позволяющий предупреждать возникновение нежелательных деформаций, которые могут привести к инцидентам и аварийным ситуациям. Особое значение важности поддержания работоспособного состояния трубопроводных систем связано с текущими политическими ситуациями и важностью бесперебойной поставки ценного углеводородного сырья зарубежным потребителям.

Внутритрубная диагностика

На сегодняшний день основным регламентированным критерием для оценки состояния участков промысловых трубопроводов является поврежденность его стенки трубы, выявляемая по результатам внутритрубной дефектоскопии (далее - ВТД), которая проводится при помощи пропуска во внутренней полости специальных внутритрубных инспекционных приборов. В зависимости от задач, которые определяются эксплуатирующей организацией при проведении диагностики, используются внутриинспекционные приборы продольного и поперечного намагничивания, ультразвуковые приборы и другие виды диагностики [69, 70]. ВТД в основном проводится в интервале от 3 до 5 лет, а также непосредственно в момент ввода трубопровода в эксплуатацию. На сегодняшний день ВТД позволяет определить различные дефекты стенки металла: коррозионные процессы, аномалии сварных швов, изменения формы и геометрии трубы и т.д. [49] Немаловажно, что по результатам ВТД также определяются участки трубопроводов с упруго-пластическим изгибом (далее – УПИ) – таким видом деформации трубопровода, который связан с отклонением его от прямолинейного положения оси с образованием изгибов. Также наличие навигационных датчиков на пропускаемых внутритрубных снарядах позволяет фиксировать линейно-высотные отметки пути, тем самым определяя высотное положение трубопровода [129]. Все эти аспекты позволяют вычислить деформации в трубопроводе и

принимать какие-либо технические решения в процессе его дальнейшей эксплуатации. Однако стоит отметить, что проведение ВТД не позволяет определить главное – первопричины процесса, источники возникновения деформаций. Также проведение ВТД для промышленных трубопроводов не всегда возможна в связи с отсутствием специальных технических устройств – камер приема и запуска очистных и диагностических устройств (далее - КПЗСОД). Поэтому помимо ВТД необходимо предусматривать дополнительные варианты мониторинга для получения исчерпывающей информации по состоянию промышленного трубопровода.

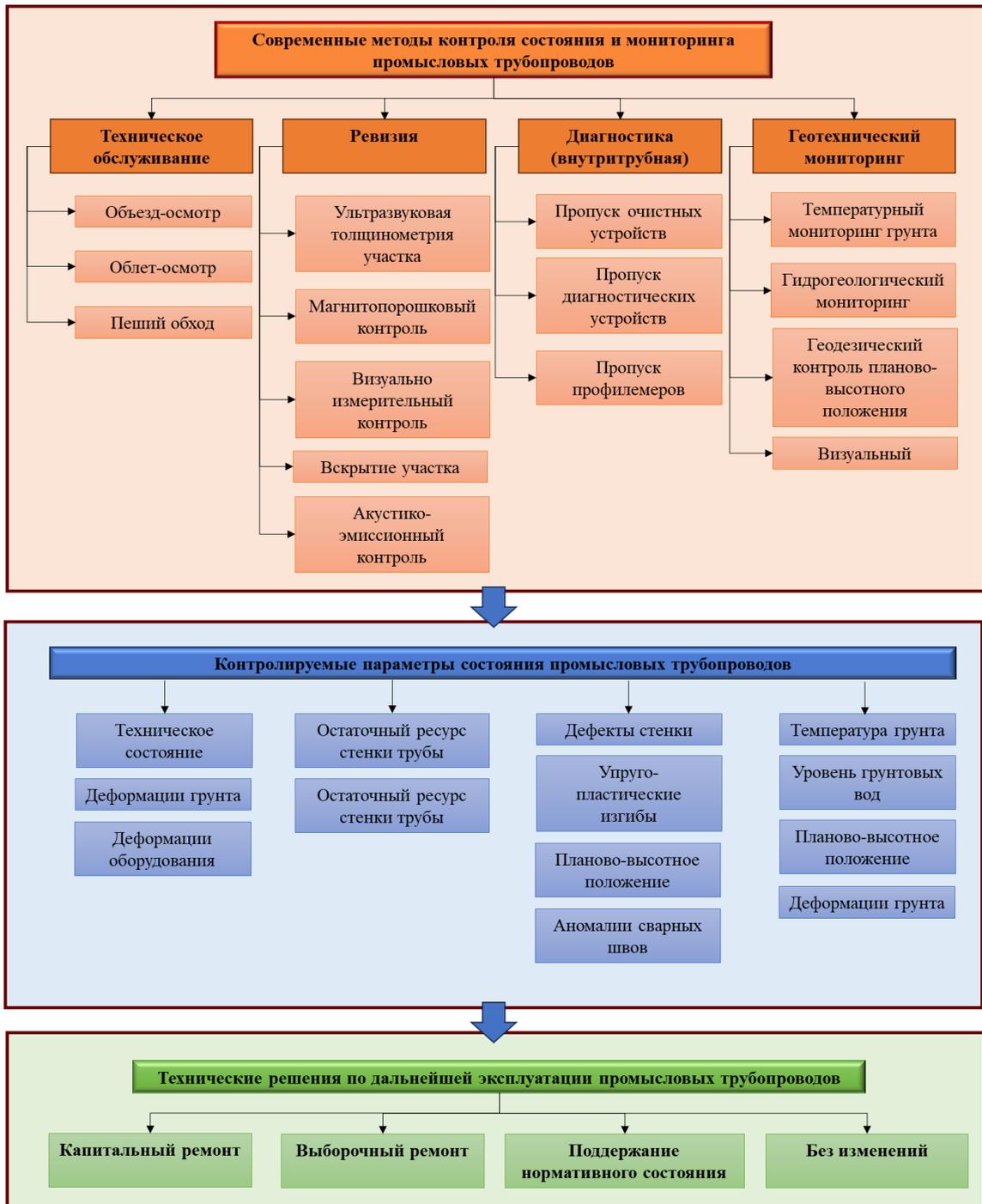


Рисунок 6 – Система мониторинга и контроля состояния промышленных трубопроводов (в том числе и в условиях карстоопасности)

Техническое обслуживание (осмотр, ревизия и т.д.)

Для обеспечения безопасной безаварийной работы промысловых трубопроводов эксплуатирующей организацией постоянно проводится техническая диагностика, заключающаяся в периодических осмотрах трассы и ревизии участков. На сегодняшний день осмотр трассы проводится с целью выявления технических отклонений в работе оборудования линейной части, сохранения целостности оборудования и самого трубопровода, соблюдения правил в охранной зоне действующего трубопровода и отсутствие несанкционированных утечек транспортируемого продукта. Требования по организации технического осмотра приведены в ряде нормативных документов [63, 64, 171].

Традиционно для обеспечения технического осмотра применяется объезд трубопроводов вдоль трассы, пеший обход, а также облет трассы. Периодичность проведения таких видов технического обслуживания устанавливает непосредственно эксплуатирующая организация в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы, времени года и срока эксплуатации в соответствии с графиком. При проведении наружного осмотра внимание уделяется не только техническим характеристикам трубопровода (утечки продукта, переходы с естественными препятствиями и переходы через автомобильные и железнодорожные переезды, трубопроводы и т.д., а также состояние охранной зоны трубопровода), но и непосредственно массиву грунта, в котором расположен трубопровод (оголения, размывы, овраги, просадки и др.), и взаимодействию трубопровода с другими природными объектами и процессами: водотоки, овраги, сложные по инженерно-геологическому строению территории, предрасположенные к просадке или разрушению грунта [123, 171]. В связи с большой протяженностью объектов и высокими трудозатратами на сегодняшний день все более широкое применение имеют аэрокосмические методы (АКМ), которые характеризуются одновременным охватом больших территорий, что позволяет получить качественно новую картину происходящих природных, природно-техногенных процессов, а также состояния охранной зоны и инфраструктуры трубопровода. [133]. Фиксация в момент съемки состояния трассы трубопровода позволяет использовать полученные данные для различных целей, в том числе сопоставлять их не только с технологическими характеристиками трубопроводной системы, но и с геологическим строением территории, геодинамическими процессами и другими явлениями, которые могут повлиять на эксплуатацию.

В качестве основного метода контроля надежного состояния промыслового трубопровода является периодическая *ревизия* объекта, по результатам которой оценивается возможность его дальнейшей эксплуатации. Ревизия трубопровода заключается в тщательном осмотре оборудования, самой стенки трубопровода с ее предварительным вскрытием, внутреннего

осмотра трубопровода (по возможности) и контролем выборочных участков при помощи методов технической диагностики.

На сегодняшний день техническое обслуживание промышленных трубопроводов включает большое разнообразие методов, которые при оптимальном и правильном их сочетании представляют довольно полную картину о состоянии трубопровода, однако выполняемые мероприятия трудозатратны по своей сути, требуют привлечение большого количества узконаправленных специалистов, что достаточно сложно организовать по всей протяженности трубопроводов, учитывая все возможные участки объекта мониторинга. Также стоит отметить, что в большей степени техническое обслуживание с последующей ревизией и диагностированием касается непосредственно самого трубопровода и не рассматривает окружающий его грунт и систему «промышленный трубопровод – грунт» комплексно. В связи с этим возникает необходимость включения в эксплуатацию объекта геотехнического мониторинга трассы.

Геотехнический мониторинг

Для оценки состояния системы «промышленный трубопровод–грунт» в настоящее время все большую актуальность приобретает геотехнический мониторинг (далее – ГТМ) – система комплексного контроля, прогнозирования и управления состоянием трубопровода с целью разработки системы геотехнического мониторинга зданий и инженерных сооружений линейного объекта и снижения риска утраты несущей конструкцией свойств. Определяется надежность посредством своевременного обнаружения на ранней стадии негативного изменения состояния (напряженно-деформированного состояния) участка трубопровода, которое может привести в ограниченно работоспособное или аварийное состояние, к полной или частичной потере несущей способности.

Необходимость осуществления мониторинга инженерно-технического состояния зданий и инженерных сооружений и их отдельных элементов определена как требованиями Федерального закона 384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (ч.ч. 4, 9 (п.2) ст. 15, ч.ч. 1(п.1), 5 ст. 18, ч.ч. 1, 2 ст.36, ч. 1 (п.3, 4), ст. 38) [181], так и перечнем национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), утвержденного Распоряжением Правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 г. №1047-р [123], в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение вышеуказанного закона (см. подраздел 1). Актуальность ГТМ за прошедшее десятилетие возросла по причине роста строительства линейных сооружений значительной протяженности, в том числе и трубопроводных систем в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Так, анализ результатов ГТМ за 8-летний период эксплуатации магистрального газопровода «Заполярье-Уренгой» свидетельствует о развитии негативных геологических

процессов, приводящих ГТС в ненормативное состояние [43]. В рамках геотехнического мониторинга трубопровода фиксируются различные разрушения линейной части в связи с воздействием опасных природных процессов согласно 6 основным категориям: дефляция обвалования (ветровая эрозия), размывы грунта и его оголение (овражная эрозия), просадки трубопровода (карст, суффозия и термокарст), а также всплытия и выпучивания (заболоченность и морозное пучение соответственно). В работах С.И. Голубина рассмотрены результаты многолетнего мониторинга подводного перехода магистрального газопровода «Бованенково-Ухта» через Байдарацкую губу [60]. Для комплексного контроля, прогнозирования и управления состоянием литотехнической системы «МГ – грунт» с целью обеспечения эксплуатационной надежности рассматриваемого трубопровода на всех стадиях его жизненного цикла в обязательном порядке проводится геотехнический мониторинг, работа которого обеспечена функционирующей сетью геотехнического мониторинга в виде ряда термометрических скважин и деформационных марок, с помощью которых в режиме реального времени проводится сбор и накопление данных об изменении температуры ММГ, вмещающего трубопровод. Автором на основе данных мониторинга приведено математическое моделирование литотехнической системы «МГ – грунт», которая показала устойчивый тренд к повышению температур как на береговых участках, так и в приурезной зоне и деградацию ММГ. Данные исследования показывают важность организации геотехнического мониторинга и возможность по результатам мониторинга определять степень опасности воздействия тех или иных геологических процессов на целостность трубопровода.

Особое место в рамках развития геотехнического мониторинга трасс трубопроводов занимает опыт эксплуатации магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (далее – ВСТО) [84, 85]. Уже в первый год эксплуатации отмечалась деградация вечномёрзлых грунтов, которая привела к развитию термокарста и, соответственно, к изменению планово-высотного положения трубопровода. Эксплуатирующая организация ООО «Транснефть-Восток» для предупреждения развития таких опасных природных процессов проводила неоднократные исследования по дополнительному охлаждению многолетнемерзлых грунтов путем регулирования охлаждающих и отепляющих природных факторов [197, 85].

Опыт эксплуатации систем геотехнического мониторинга надземных трубопроводов в труднодоступных арктических районах рассмотрен также в работе А.С. Елизарова и А.Н. Курчатовой [81]. Для обеспечения надежной эксплуатации «Напорного нефтепровода ЦПС Восточно-Мессояхского месторождения – ПСП», расположенного на Восточно-Мессояхском лицензионном участке (полуостров Гыдан), введенного в эксплуатацию в 2016 г., разработана типовая геотехническая сеть, состоящая из 1900 объектов сети (реперы, марки, термометрические скважины и т.д.), что говорит о масштабности сооружений и сложной

организации эксплуатации и сбора информации в рамках геотехнического мониторинга на протяженных трубопроводах (рассматриваемый авторами трубопровод имеет протяженность 100 км). Авторами отмечается необходимость в комплексном подходе к мониторингу протяженных трубопроводов в сложных климатических условиях, который должен основываться на постоянном контроле развития опасных экзогенных геологических процессов и включать передовые методы, позволяющие проводить оценку состояния трубопровода с определенной точностью.

Для функционирования системы геотехнического мониторинга в контексте оценки надежности системы «промысловый трубопровод-грунт» используют два основных способа контроля состояния: визуальный и инструментальный. Визуальный контроль является наименее точным и эффективным для общей оценки пространственных изменений системы, степени подверженности исследуемой территории трассы трубопровода опасным природным процессам, явлениям и техногенным воздействиям. Однако визуальные обследования позволяют фиксировать наличие значительных повреждений, дефектов, качественное определение параметров развития опасных природных процессов и явлений, наличия опасных техногенных воздействий в пределах трассы трубопровода [194]. Инструментальный контроль позволяет определить параметры в количественном отношении. В настоящее время для получения всесторонних данных при мониторинге трубопроводов применяется набор взаимно дополняющих друг друга технических средств и методов контроля, включающих следующие объекты:

- глубинные реперы;
- гидрогеологические скважины;
- термометрическая скважина, оборудованная термометрической косой, логгером и/или устройством связи для передачи/приема данных;
- грунтовые деформационные марки;
- деформационные марки.

Наземные методы контроля в рамках геотехнического мониторинга применительно к обследованию трубопроводных систем проводятся с использованием инженерно-геологических исследований, программа которых зависит от предполагаемого воздействия на трубопровод, и в основном включает следующие комплексы работ:

- инженерно-геологическая съемка;
- геофизические исследования;
- полевые исследования грунтов;
- изучение подземных вод;

- исследования растительности и животного мира.

В связи с большой протяженностью трубопроводов для оперативной оценки состояния трассы и реагирования на какие-либо быстроразвивающиеся процессы, в особенности карста, все большую актуальность принимают методы дистанционного зондирования поверхности в рамках системы геотехнического мониторинга, такие как:

- аэровизуальное патрулирование трассы с применением беспилотных летательных аппаратов (далее – БПЛА);
- воздушное лазерное сканирование при помощи БПЛА;
- дешифрирование космоснимков и снимков высокого разрешения.

Результатом дистанционного зондирования является построение цифровой модели рельефа трассы трубопровода, на основе которой возможно идентифицировать опасные геологические процессы в пределах трассы и утечки углеводородов, выявить нарушения конструктивных элементов трубопровода, а также обеспечить экологический и технологический контроль трассы и состояния охранной зоны трубопровода [76]. Дистанционное зондирование в рамках геотехнического мониторинга позволяет провести картирование на основе самых актуальных данных в период эксплуатации трубопроводных систем, дает возможность определить потенциально опасные участки, а также позволяет сформировать информационное поле для обеспечения оперативного и эффективного мониторинга трассы [77].

Геотехнический мониторинг на этапе эксплуатации трубопроводов включает в себя работы по техническому сопровождению и проведению исследований посредством периодического (режимного) опроса наблюдательных сетей. Согласно разработанной программе мониторинга производится оценка фактического состояния инженерных сооружений на предмет соответствия нормальным условиям эксплуатации. Также в рамках геотехнического мониторинга необходимо разрабатывать прогноз возникновения возможных аварийных ситуаций и отказов, оценку технического состояния непосредственно самой системы мониторинга, при необходимости обеспечить ее реконструкцию, перевооружение и расширение (в части наблюдательных сетей).

Итогом проведения геотехнического мониторинга является принятие технических условий по дальнейшей эксплуатации объекта, если не существует критических отклонений от предельных значений контролируемых параметров, и технических решений, если обнаружены проявления опасных деструктивных процессов (развитие овражной эрозии, термоабразии, карста, и т.д.), а также в случае существенных отклонений температурного режима грунтов от проектного (нормативного) состояния и (или) регистрации деформаций, превышающих предельно-допустимые значения.

Современный уровень развития геотехнического мониторинга позволяет произвести широкий комплекс исследований взаимодействия грунтового основания и инженерного сооружения, однако стоит отметить следующие недостатки данного метода мониторинга:

- сложность разработки сети геотехнического мониторинга и достаточно большие капитальные вложения, которые для некоторых трубопроводных систем, тем более промышленных трубопроводов, не эффективны и ограничиваются достаточно малым количеством объектов на протяжении всей трассы, что в дальнейшем затрудняет оценку состояния трассы;
- невозможность своевременного установления причин возникновения опасных техногенных воздействий, а также природных процессов и явлений в связи с большой протяженностью трубопроводов и сложностью сбора информации по состоянию геотехнической системы;
- отсутствие оперативных технических решений, направленных на стабилизацию или повышение отдельных параметров и характеристик механической безопасности в случаях их отклонения от проектных значений, снижения или исключения влияния опасных процессов и явлений и т.д.

Кроме того, существует ряд нерешенных проблем по реализации технического состояния трубопроводных систем в рамках ГТМ, связанных с отсутствием наглядного представления результатов ГТМ и конкретных параметров оценки состояния, а также мер опасности фиксируемых геологических процессов по отношению к техническому состоянию самого промышленного трубопровода.

1.5. Выводы

1. Анализ аварийных ситуаций на нефте- и газопроводах показывает сложность определения воздействия опасных природных процессов на состояние трубопроводов в связи с их продолжительностью воздействия, поэтому их либо игнорируют, либо учитывают как внешний дополнительный фактор на фоне развития механического разрушения стенки трубы. Важным элементом транспортной системы является промышленная подготовка нефти и газа, аварийность которых в основном не учитывается в аналитике и открытых данных.

2. В связи с развитием нефтегазодобычи в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока особое внимание необходимо уделять таким опасным геологическим процессам как карст, распространение которого достаточно широко в регионах формирования новых систем трубопроводного транспорта. Скрытый процесс протекания, недостаточное количество информации, а также катастрофические разрушения, которые могут вызвать труднораспознаваемые карстовые провалы и воронки, свидетельствуют о необходимости оценки и мониторинга данного опасного геологического процесса при эксплуатации промышленных

трубопроводов для обеспечения непрерывной и надежной поставки ценного углеводородного сырья и предотвращения экологических загрязнений в результате возможных аварий.

3. Существующая на сегодняшний день нормативно-техническая документация не в полной мере регламентирует эксплуатацию и мониторинг линейных трубопроводов на закарстованных территориях исходя из проведенного анализа нормативных документов. Поэтому имеется необходимость в разработке соответствующей нормативной документации, которая позволила бы регламентировать данные взаимодействия.

4. Проведенный анализ мониторинга и основных методов анализа технического состояния установил наличие достаточно разноплановых подходов к определению технических параметров (техническое обслуживание, ревизия, ВТД) и к оценке состояния окружающего трубопровод грунтового основания (ГТМ). Основная проблема возникает в определении конкретных критериев оценки состояния под воздействием опасных геологических процессов, в том числе и карсту, и взаимосвязи всех параметров, получаемых в результате мониторинга состояния трубопровода. Кроме того, существует ряд нерешенных проблем, связанных с реализацией оценки технического состояния трубопроводных систем в рамках мониторинга, в связи с отсутствием наглядного представления результатов, а также мер опасности фиксируемых геологических процессов по отношению к техническому состоянию промышленного трубопровода.

5. Для прогнозирования активации карста и определения его влияния на техническое состояние линейной части промышленных трубопроводов требуется разработка комплексной методики. Результаты применения комплексной методики должны визуально представлять геотехническое состояние исследуемой территории и ранжировать участки по степени подверженности к карсту. Методика должна основываться на анализе как инженерно-геологических параметров территории, так и на основе результатов диагностики технического состояния трубопровода и результатов геотехнического мониторинга. Основная цель методики должна заключаться в определении конкретных границ участков возможной активации карстовых процессов, для которых выбираются управленческие решения по планированию мониторинга линейной части, изменению режима эксплуатации или же комплекса восстановительных работ.

Таким образом, в данном исследовании разрабатывается вариант методического подхода определения карстоопасности территории промышленного трубопровода в период эксплуатации. На основе конкретного действующего трубопровода (нефтепровод «Чаянда-ВСТО») предлагается обосновать основные этапы, которые позволят определить наиболее опасные участки с точки зрения активации карста и разработать основные технические решения по изменению режима эксплуатации и мониторинга.

ГЛАВА 2. МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ КАРСТООПАСНОСТИ ТРАССЫ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА

2.1. Концепция комплексной оценки карстоопасности трассы промышленного трубопровода на стадии эксплуатации

Оценка карстоопасности промышленных трубопроводов должна быть ориентирована на предупреждение активации карстовых процессов при эксплуатации, на обеспечение надежной работы трубопровода, согласно существующим требованиям федерального законодательства [181], и на принятие необходимых технических решений, которые позволят предотвратить деформации трубопровода [122]. На этапе эксплуатации промышленных трубопроводов изменяется, в первую очередь, техногенная нагрузка (влияние самого трубопровода, строительные работы, земляные работы и пр.), а также состояние природной среды (вырубка леса, изменение теплового режима горных пород, изменение гидрологического режима и стока поверхностных вод и т.д.), что приводит к благоприятным условиям для развития карста. На данный момент не существует определенных методик, связанных с оценкой карстоопасности при эксплуатации промышленных трубопроводов. Близкие по своей сути методики связаны с оценкой магистральных нефте- и газопроводов [178, 201, 100, 101] и используются в основном на этапе проектирования. Поэтому при разработке методики оценки карстоопасности при эксплуатации промышленных трубопроводов необходимо учесть следующие требования:

- протяженность трассы и в некоторых случаях труднодоступность большей части трубопровода в связи с отсутствием части инфраструктуры, присущей магистральным трубопроводам (отсутствие вдольтрассового проезда, подъездных путей, связи на участках и т.д.);
- высокие эксплуатационные нагрузки и особенности транспортировки неподготовленного продукта в отличие от магистральных систем (продукт транспортируется от мест непосредственной добычи - кустов газовых и нефтяных скважин без предварительной подготовки, с высоким содержанием пластовой воды и примесей);
- трассы промышленных трубопроводных систем располагаются в малоосвоенных территориях, для которых исходная информация о геологическом строении, об особенностях территории, об опасных геологических процессах либо незначительна, либо вообще отсутствует;
- высокие трудозатраты, связанные с мониторингом промышленных трубопроводов, а в некоторых случаях полное отсутствие технических решений по обеспечению постоянного мониторинга трубопровода.

Учитывая вышеизложенные особенности, методика оценки карстоопасности должна основываться на районировании территории трассы по степени возможного воздействия карстовых процессов на устойчивое состояние трубопровода, учитывая влияние как окружающей среды (геологическое строение территории, гидрогеология территории и т.д.), так и эксплуатационные нагрузки трубопровода.

Особое внимание стоит уделить характеристикам обнаруженных ранее карстовых форм и деформаций, к которым можно отнести следующее: диаметры карстовых провалов и воронок, длина участка просадки грунта, удаленность карстопроявлений от оси трубопровода, плотность карстовых проявлений в пределах трассы. Учитывая количественные характеристики карста, его ориентацию относительно трубопровода, на основе оценки взаимосвязи карста с факторами, обуславливающими и способствующими его развитию, возможно получить конкретные границы областей, различных по уязвимости к карсту.

На основе районирования трассы по уязвимости к карсту необходимо определить предполагаемое воздействие на трубопровод. Для количественной оценки воздействия необходимо проанализировать геологические данные продольных разрезов в каждой выделенной области, произвести мониторинг местности для идентификации мест возможного развития карстовых процессов. Исходя из геологического строения территории, эксплуатационных характеристик трубопровода, предполагаемого варианта развития карста, определяются критические размеры возможного провала грунта. В конечном итоге, получая конкретные количественные характеристики возможных провалов, при помощи построения модели «промысловый трубопровод-грунт-карст», вычисляется их влияние на напряженно-деформированное состояние участка трубопровода.

На основе возможных значений деформаций и напряжений в стенке трубопровода при активации карстовых процессов в пределах каждого из расчетных участков, принимая во внимание конкретные границы ранее установленных потенциально-опасных зон по карте районирования по уязвимости к карсту, необходимо определить дальнейшие технические решения по эксплуатации. Технические решения заключаются в изменении режима работы промыслового трубопровода (изменение температуры продукта, давления и расхода перекачки газа или нефти), изменение вида и периодичности мониторинга и, при необходимости, в проведении ремонтных работ, реконструкции или перевооружения на опасных участках.

На основе вышеперечисленного определены основные этапы оценки карстоопасности для промысловых трубопроводов с указанием возможных к применению и использованию источников данных и инструментов реализации, представленных на рисунке 7.

1. Объект исследования: трасса промышленного трубопровода и буферная зона - граница 1000 м в каждую из стороны от оси трубы				
2. Оценка степени уязвимости трассы трубопровода к развитию карстовых процессов:				
<i>№ этапа</i>	<i>Наименование этапа</i>	<i>Результат</i>	<i>Источник данных</i>	<i>Инструменты</i>
1 этап	Сбор и обработка данных по карсту в пределах трассы	База данных (набор точек, областей, с привязкой к местности) в геоинформационной системе (ArcGis)	Данные ГТМ (визуальная съемка), данные инженерных изысканий (скважины), космоснимки и снимки поверхности рельефа	Инструменты ГИС (Spatial Analyst в ArcGis)
2 этап	Выбор факторов, вызывающих образование карста	Набор факторных карт в геоинформационной системе (ArcGis)	Данные ГТМ (скважины), инженерных изысканий (скважины), внутритрубной диагностики (маркеры), дешифрирования космоснимков, эксплуатационных параметров	Инструменты ГИС (Spatial Analyst в ArcGis), интерполяция данных.
3 этап	Систематизация факторов (их классов) и взаимосвязи между ними	Численные значения степени влияния фактора (вес) на развитие карста	Набор факторных карт, база данных по карсту (набор точек, областей, с привязкой к местности) в геоинформационной системе (ArcGis)	Двумерные статистические методы (Frequency Ratio), корреляция данных, обработка в данных в редакторе таблиц (MS Excel)
4 этап	Районирование трассы трубопровода по уязвимости к карсту	Карта уязвимости территории с определенными границами участков	Численные значения степени влияния фактора (вес) на развитие карста, факторные карты	Инструменты ГИС (Spatial Analyst в ArcGis)
5 этап	Расчет вероятных карстовых провалов	Численное значение диаметров вероятных карстовых провалов на определенных участка, набор типовых участков с карстопроявлениями	Участки с возможным проявлением карстовых процессов по результатам разработанной карты уязвимости	Расчетный метод устойчивости цилиндра грунта над карстовой полостью согласно СП 499.1325800.2021 и методике Г.М. Троицкого
6 этап	Расчет напряжений и деформаций трубопровода	Численные значения эквивалентных напряжений и деформаций участков трубопроводов в условиях развития карстовых провалов	Типовые участки с численным значением возможных карстовых провалов; геометрические данные участка трубопровода и грунта; расчетные значения эксплуатационных и грунтовых нагрузок	Графические редакторы для построения расчетных схем (AutoCad, Компас 3D), программы построения моделей методом конечных элементов и расчета НДС (Midas GTX NX, Ansys)
3. Принятие технических решений: на основе карты уязвимости и результатов напряженно-деформированного состояния карстоопасных участков				

Рисунок 7 – Основные этапы комплексной оценки надежности участка промышленного трубопровода в условиях возможной активации карстовых провалов

Приведенная концепция методики должна учитывать различные характеристики как природной среды, так и самого трубопровода. Рассмотрение и оценка территории по степени закарстованности должна производиться в системе «грунт-трубопровод-карст», где существующие поверхностные и подземные виды карстопроявлений являются ключевым аспектом для дальнейшего прогноза развития карста в пределах трассы. Для реализации предложенной концепции необходимо установить ряд методов, учитывая опыт оценки карста и существующую нормативно-техническую базу.

2.2. Основные аспекты методики

2.2.1. Выбор факторов для оценки карстоопасности на территории трассы промышленного трубопровода

Основой методики является определение *ключевого признака карстоопасности*. На основе пространственного распределения поверхностных и подземных карстовых форм с учетом особенностей природного строения территорий [166, 160], исходя из которых исследуемая территория ранжируется по степени опасности и принимается тот или иной вид мероприятий защиты от развития карстовых процессов. Если говорить о геометрических размерах подземных карстовых полостей, то для их определения необходимо выполнить измерения с применением геофизических методов или же буровых работ, которые в период эксплуатации сложно осуществить. Поверхностные формы карста не всегда адекватно отражают вид и размеры внутренних карстопроявлений – под незначительными внешними оседаниями грунта может располагаться крупный свод, приводящий в дальнейшем к провалу и значительным деформациям. Е.А. Ерофеевым и В.Н. Катаевым в работах, посвященных оценке карстовой опасности в условиях техногенного воздействия на закарстованные территории, установлено, что в период строительства магистрального газопровода (Ординский район Пермского края), под воздействием дополнительной техногенной нагрузки, диаметры существующих карстовых проявлений на поверхности увеличивались по сравнению с ранее зафиксированными значениями до начала строительства [83].

Среди показателей оценки карстоопасности, основывающихся на параметрах поверхностных и подземных карстовых форм, выделяют показатель интенсивности образования провалов и показатель плотности, которые связывают количество идентифицированных поверхностных форм с площадью закарстованности исследуемой территории и временем образования карстовых форм. Показатель интенсивности образования провалов для оценки устойчивости закарстованных территорий был впервые предложен З.А. Макеевым [109]. В зарубежной практике исследований данный показатель впервые ввел немецкий карстолог Ф. Kammerer [58]. З.А. Макеевым [109], а впоследствии и Г.А. Максимовичем [112] одними из первых были предложены классификационные схемы зонирования закарстованных территорий по категориям устойчивости с использованием показателя интенсивности провалообразования. Показатель интенсивности провалообразования был рекомендован при оценке устойчивости закарстованных территорий, после чего нормативно закреплен в своде правил [159]. Согласно вышеприведенным нормативным документам, выделяют 6 категорий устойчивости по интенсивности провалообразования [160]. В зарубежной практике инженерно-карстологических исследований оценка карстоопасности с применением показателей плотности и интенсивности образования карстопроявлений подобно отечественному опыту также является основной при

оценке устойчивости закарстованных территорий [32, 14, 36, 9, 37]. На основе показателей интенсивности и плотности карста, а также его геометрических размеров, используются показатели вероятностного характера - годовая вероятность образования провала [7], вероятность поражения территории карстовыми провалами на основе экспоненциального закона распределения [186, 185, 184, 102], коэффициенты площадной (предложены Г.А. Максимовичем) [113] и объемной закарстованности территории (предложены И.А. Саваренским [150] и К.А. Горбуновой [62]). Однако на сегодняшний день в области инженерного карстования приходится признать факт, что точное время образования провала над полостью является редко устанавливаемым явлением, в связи с чем возникает необходимость в рассмотрении дополнительных количественных параметров, позволяющих оценить влияние карста на инженерное сооружение. Также отмечаем, что предложенные параметры, характеризующие карстовые процессы, практически не применимы для региональной оценки больших по площади малонаселенных и слабоизученных в геологическом отношении территорий.

Обратим внимание на оценку *плотности карста* – количества карстопроявлений на единицу площади (ед/км²) – при исследовании пространственного распространения карстопроявлений, которая используется как в зарубежной, так и в отечественной практике [151]. В условиях ограниченной информации по основным параметрам карстовых проявлений, а также при отсутствии информации по подземным формам карста, по анализу взаиморасположения идентифицированных карстовых форм в пространстве возможно предсказывать вероятность образования новых провалов. Как правило, они возникают вблизи или на незначительном удалении от уже существующих групп провальных карстовых воронок [20], что наиболее актуально использовать при прогнозировании возникновения карста на протяженных линейных объектах. Также отмечаем, что плотность карста является одним из закрепленных параметров, по значениям которого рассчитывается интенсивность провалообразования и присваивается категория устойчивости сооружения согласно действующим СП 11-105-97 [159] при проектировании объектов. Поэтому плотность карстопроявлений в пределах трассы трубопровода возможно использовать в качестве эффективного показателя в период эксплуатации объекта.

Необходимо учитывать, что карст является геологическим процессом, развитие которого зависит от множества факторов. Необходимость рассмотрения геологического строения, гидрогеологических, тектонических и других природных условий изучаемой территории обязательна для определения его основных параметров. Четыре основных условия развития карстовых процессов, согласно Соколову Д.С. [158], заключаются в наличии водорастворимых и водопроницаемых пород (характеризующиеся в основном трещиноватостью массива), в наличии движущейся воды и ее растворяющей способности (агрессивности состава), которая обусловлена

наличием свободной углекислоты, минеральных и органических кислот [108]. Тем не менее, Г. Адерхолд [32] отмечает, что часто размеры карстовых провалов увеличиваются с течением времени вследствие разуплотнения их краевой зоны, которые, в свою очередь, зависят от действия внешних факторов: температуры окружающей среды, деятельности поверхностных вод, уклона и ориентации местности и др.

З.А. Макеев в 1947 г., ссылаясь на И.В. Попова [109], отмечал, что в основе выделения категорий устойчивости территории к развитию карста должны быть использованы результаты изучения природных факторов: рельефа, геологических структур, грунтовых условий, гидрогеологических условий, современных физико-географических процессов. З.А. Макеевым указана необходимость оценки закарстованности территории только лишь с учетом множества факторов, которые могут повлиять на его распространение и развитие. Ориентируясь также на существующие своды правил в области инженерной защиты от карстовых процессов [159, 160] при оценке территории и ее районированию по карстоопасности, необходимо учитывать как природные особенности территории (особенности рельефа, гидрогеологические условия, структурно-тектоническое строение района и т.д.), так и техногенное влияние на территорию.

Принимаем во внимание также опыт оценки карстоопасности при проектировании трубопроводов, которые описаны в работах С.В. Щербакова и работах Ежковой А. В [202, 178]. Независимые авторы при оценке развития карста на протяженных линейных объектах (водовод для закачки промысловой воды в нагнетательную скважину и участок магистрального газопровода соответственно) определили основные группы факторов, к которым относятся геологические, структурно-тектонические, гидрогеологические, геоморфологические и инженерно-геологические. Ключевым показателем при выборе факторов является возможность их идентификации за определенный период времени (в основном за период проведения изыскания, исследования, мониторинга и т.п.). [38]. Отсюда следует, что рассмотрение вышеприведенных групп факторов для получения прогноза развития карста на исследуемой территории и районирования трассы промыслового трубопровода оправдано и необходимо.

К *геологическим факторам* могут быть отнесены показатели литологического строения и состава пород, а также происхождение и состав карстующихся пород. Геологические факторы являются основными и определяющими в оценке закарстованности территории, что доказано немалочисленными исследованиями [96, 97, 131, 183, 187, 191]. Особое внимание необходимо уделить мощности покровной толщи, которая в основном совпадает с глубиной залегания кровли карстующихся пород, и ее структурно-тектоническим особенностям, составу и сплошности нерастворимых пород, а также их взаимному расположению относительно карстующихся пород. Многие исследования подтверждают факт, что изменение мощности карстующихся пород и мощности покровной толщи непосредственно влияет на активность карстовых процессов [83, 98,

131, 109, 186, 193, 202], а также способствует изменению величины карстовых провалов [51, 150], поэтому именно мощность покровной толщи необходимо рассматривать в качестве весомого количественного показателя геологического строения территории.

Среди *гидрогеологических факторов* следует рассмотреть уровень подземных вод, скорость грунтовых вод и их химический состав [199]. Сложность оценки гидрогеологических условий заключается в ее быстрой изменчивости, требующей постоянного непрерывного мониторинга [127]. Необходимо уделить внимание положению уровня подземных вод (понижение которого со временем непосредственно указывает на развитие карста) и оценке его колебаний [46, 58]. На основе результатов замера уровня грунтовых вод возможно определить значения скорости и направление движения грунтовых вод, информация по которым является одним из необходимых условий активации карстовых процессов. Также стоит иметь в виду химический состав подземных вод, который можно характеризовать минерализацией [82]. Этот фактор также особо важен при рассмотрении карстовых процессов, и объясняет наличие растворенных веществ в водах.

Геоморфологические факторы представлены такими численными показателями рельефа как крутизна, уклон и ориентация поверхности (экспозиция), которые характеризуют расчлененность рельефа (в том числе и древними элементами в виде долин, эрозионных врезов и т.д.), типом и ориентацией рек и водоемов. В связи с особенностью развития карстовых процессов, помимо «традиционных» геоморфологических характеристик имеет смысл рассмотреть показатели, которые характеризуют движение поверхностных вод. К ключевым из таких относят инфильтрацию поверхностных вод в водоносные горизонты. Инфильтрация представляет собой процесс передвижения поверхностных вод и атмосферных осадков в толще грунта от поверхности Земли до уровня грунтовых вод через зону аэрации. Интенсивность инфильтрации также зависит от климатических, литологических, геоморфологических и других характеристик территории исследования. Наличие волнистого рельефа, разнообразие механических свойств грунтов и их структуры приводят к неравномерному просачиванию воды. В том числе ярко выражена зависимость от условий протекания грунтового потока, а следовательно, от фильтрации. Для получения информации по инфильтрации поверхности необходимо определить основные характеристики стока поверхности, плотности дренажа поверхности и т.д. Также в современных исследованиях обращают внимание на топографический индекс влажности (topographic wetness index) TWI, который представляет собой стационарный индекс влажности и определяет потенциальность водонасыщения исследуемого участка [3, 35, 4]. TWI используется для изучения путей гидрологических потоков в пространстве, поэтому имеет особую важность при рассмотрении развития различных опасных геологических процессов (оползни, карст, заболачивание и т.д.).

Структурно-тектонические факторы выражены тектоническими нарушениями, которыми являются зоны трещиноватости, тектонические разломы, интенсивность и их плотность распространения, а также ориентация в пространстве. Также необходимо учитывать свойства складчатых структур и трещиноватость массива. Роль трещиноватости в развитии карста прослеживается во всех исследованиях [176, 98, 192, 182], где показана тесная взаимосвязь современной тектонической обстановки исследуемой территории с развитием карстовых форм. Это доказывает факт увеличения количества карстовых проявлений в зонах, непосредственно примыкающих к тектоническим разломам, либо в местах их скопления и перемещения [135, 178, 120]. Исходя из этого, особое внимание стоит уделить показателям линейной плотности трещиноватости, количеству пересечений трещин, а также удаленности от разломов объекта исследования. Помимо этого стоит отметить необходимость в применении линеаментного анализа как наиболее прогрессивного метода на основе дешифрирования снимков поверхности, который позволяет определить основные особенности тектонического строения на малоизученных территориях [176, 89, 120, 90, 88].

Инженерно-геологические факторы в рамках исследования карста следует выражать основными свойствами покровной толщи пород, которые определяют возможность развития карстовых процессов [199, 178]. В качестве таких показателей стоит использовать модуль деформации грунтов покровной толщи, E_0 , МПа; угол внутреннего трения грунтов покровной толщи, φ , град; удельное сцепление грунтов покровной толщи, c , кПа [188]. Указанные показатели также будут использоваться и в данной работе. Учитывая различные инженерно-геологические показатели для покровной толщи в пределах одного карстопроявления, для расчета принимаются средневзвешенные (осредненные) значения указанных параметров, которые в соответствии с принятыми допущениями определяются следующим образом [200]:

$$IG_{cp} = \frac{IG_1 m_1 + IG_2 m_2 + IG_3 m_3 + \dots}{m_1 + m_2 + m_3 + \dots}, \quad (2.1)$$

где IG_{cp} – средневзвешенное (осредненное) значение инженерно-геологического показателя;

IG_i – частное значение инженерно-геологического показателя;

m_i – мощность i -го слоя.

Кроме того, необходимо обратить внимание и на геокриологическую обстановку района трассы трубопровода. Рассматриваемые в рамках данного исследования территории относятся к зонам распространения многолетнемерзлых грунтов (в том числе и рассматриваемая в рамках данной работы территория Южной Якутии), а характеризующие ее геокриологические факторы формируют все геологические и гидрогеологические свойства территории и, следовательно, напрямую влияют на характер развития карстовых процессов в пределах исследуемой области.

В качестве факторов, характеризующих инженерно-геокриологические условия территории, возможно рассмотреть площадное распространение многолетнемерзлых грунтов, глубину слоя сезонного оттаивания и промерзания. Также отмечаем, что сильнольдистые грунты являются криогенным водоупором, исключающим попадание агрессивных вод в карстующиеся породы, и в условиях чрезвычайно пестрой и сложной структуры распределения многолетнемерзлых грунтов определяют локальность развития карста. Возможность активизации карста прогнозируется при изменении температурного режима грунтов и гидрогеологических условий под влиянием, главным образом, увеличения техногенной нагрузки, связанной со строительным освоением территории.

Антропогенная и техногенная нагрузки также являются одними из важнейших факторов активации карстовых процессов. Строительство трубопровода неразрывно связано с воздействием на природную среду: начиная с подготовительных работ по расчистке трассы от растительности, возведением насыпей, организацией поверхностного водоотвода при строительстве автодорог и подъездных путей, заканчивая проведением комплекса земляных работ по разработке траншеи, укладке плети трубы и дальнейшей засыпке с формированием валика (для подземных и наземных трубопроводов). На этапе эксплуатации промышленных трубопроводов техногенная активация карстовых процессов может быть вызвана нарушением растительного покрова, почвенного слоя, увеличением радиационного и теплового баланса поверхности, нагрузкой транспорта. В связи с этим предлагается в антропогенной нагрузке рассмотреть *факторы растительного покрова* – вегетационные индексы – отношения взаимодействия растительного покрова посредством измерения электромагнитной энергии на различных длинах волн. К основным из них стоит отнести NDVI (Normalized Difference Vegetation Index) - нормализованный разностный вегетационный индекс растительности - и его усовершенствованную форму ARVI (Atmospherically Resistant Vegetation Index) - атмосферно-устойчивый вегетационный индекс, а также при необходимости LULC (Land Use Land Cover) – индекс землепользования для определения категорий территории по использованию. Данные индексы определяются по результатам дистанционного зондирования земной поверхности, по результатам обработки космических снимков или же снимков БПЛА.

В нашем случае рассматриваются трубопроводные системы в процессе эксплуатации, поэтому имеется необходимость исследования возможного влияния эксплуатационных характеристик трубопровода на развитие карстовых процессов. К основным *эксплуатационным характеристикам* трубопровода возможно отнести следующие: давление, создаваемое продуктом перекачки на всем протяжении рассматриваемого участка; температуру продукта и, соответственно, стенки трубопровода; вес трубопровода с учетом продукта, толщины стенки трубы и наличия изоляции (таблица 1).

Таблица 1 – Группы и факторы природно-технической среды, используемые при оценке активации карстовых процессов в пределах трассы промышленного трубопровода

№ п/п	Основные группы факторов	Факторы	Символьное обозначение	Единицы измерения
1	Геологические факторы	Литология	<i>Lit</i>	кв. м
		Мощность грунтов покровной толщи (глубина залегания карстующихся пород)	<i>m_p</i>	м
2	Геоморфологические факторы	Уклон	β	град.
		Кривизна	<i>Cur</i>	д.е.
		Абсолютная отметка высоты поверхности	<i>H_{abc}</i>	м н. у. м.
		Расстояние до водотоков и водоемов	<i>D_{riv}</i>	м
		Коэффициент инфильтрации	<i>I_s</i>	д.е.
		Топографический индекс влажности	<i>TWI</i>	д.е.
3	Структурно-тектонические факторы	Расстояние до тектонических разломов	<i>D_{lin}</i>	м
		Плотность трещиноватости	<i>L_{dens}</i>	км/кв.км
4	Гидрогеологические факторы	Уровень грунтовых вод	<i>H_{гв}</i>	м
		Минерализация подземных вод	<i>Min</i>	г/л
		Скорость грунтовых вод	<i>U</i>	м/с
5	Факторы растительного покрова	Атмосферно-устойчивый вегетационный индекс	<i>ARVI</i>	д.е.
6	Эксплуатационные факторы	Распределение температуры по трубопроводу	<i>T_{раб}</i>	Цельсий
		Давление трубопровода (вес) на грунт	<i>P_{вес}</i>	кПа
		Распределение давления по трубопроводу	<i>P_{раб}</i>	кгс/см ²
7	Инженерно-геологические факторы	Модуль деформации грунтов покровной толщи	<i>E</i>	МПа
		Угол внутреннего трения грунтов покровной толщи	φ	град
		Удельное сцепление грунтов покровной толщи	<i>c</i>	кПа
		Льдистость пород	<i>i_i</i>	д.е.
		Влажность грунта покровной толщи	<i>W</i>	д.е.
		Плотность грунта при природной влажности	ρ	г/см ³
		Коэффициент пористости грунтов покровной толщи	<i>e</i>	д.е.

Однозначно, применение картографического материала о литологическом составе позволяет использовать источники некоторой давности, однако, рассматривая такие показатели как уклон и кривизна поверхности, особенности водных объектов, направление стока поверхностных вод требует получения данных непосредственно в период проведения оценки. Для получения таких данных предлагается использовать методы дистанционного зондирования поверхности, заключающиеся в получении снимков поверхности земли при помощи БПЛА или же спутниковых систем с дальнейшим дешифрированием снимков для получения

пространственной информации по определенному фактору. Применение такого подхода можно реализовывать непосредственно в рамках геотехнического мониторинга промышленных трубопроводов. Также после дешифрирования космоснимков возможно получить данные по поверхностным проявлениям карстовых процессов, которые возможно не были идентифицированы ранее при визуальном обследовании, и подтвердить факт уже ранее обнаруженных форм карстовых провалов и просадок поверхности.

Для получения эксплуатационных данных исследуемого участка трубопровода целесообразно применить результаты внутритрубной диагностики, которые позволяют определить параметры состояния стенки трубопровода и наличие деформаций. Поэтому, учитывая большую протяженность трасс промышленных трубопроводов и сложную организацию их мониторинга, применение таких источников информации, как дешифрирование космоснимков в рамках геотехнического мониторинга и определение особенностей трубопровода по результатам внутритрубной диагностики, с учетом эксплуатационных характеристик перекачиваемого продукта по трубопроводу, актуальных картографических и геофизических исследований, позволят всесторонне подойти к вопросу оценки карстоопасности в пределах трассы эксплуатируемого промышленного трубопровода.

Приведенный набор показателей не стоит рассматривать как окончательный для принятия каких-либо решений. Группы факторов выделены, исходя из анализа уже существующих работ по оценке карстоопасности территории [200, 178], с учетом взглядов автора на решаемую задачу. Однозначно, необходимо проведение исследований, направленных на установление взаимосвязи всех вышеприведенных параметров и их влияния на активацию карста в определённых условиях и в границах определенной территории. Тем не менее представленные факторы, которые классифицированы по группам, по мнению автора, наиболее точно позволят произвести районирование трассы по карстоопасности и будут соответствовать всем требованиям нормативно-технической документации и практике карстологических исследований.

2.2.2. Районирование трассы трубопровода по степени опасности активации карста

В инженерной геологии особое значение имеет процедура районирования исследуемой территории – выделение участков в пределах изучаемой области, которые характеризуются однородностью геологических условий. Таким образом, принимая во внимание данный подход, возможно произвести оценку того или иного промышленного трубопровода по карстоопасности – исследуемую трассу разделить на участки, характеризующиеся определенной активностью карстовых процессов. На сегодняшний день районирование территории по карстоопасности представлено широким выбором различных методов. Результаты выделения определенных участков по карстоопасности нередко зависят от мнения эксперта, либо же ориентируются на

некоторые экспертные оценки. В основе таких методик включено зонирование территории по некоторым качественным и количественным характеристикам геологической среды и карста. Так, П.И. Яковенко в своих работах [204, 202] предлагает методику районирования на основе геолого-гидрогеологической обстановки и закарстованности массива. Н.В. Катаев в своих работах предлагает оценивать территорию по комплексу инженерно-геологических, геоморфологических, геофизических изысканий, возможных и существующих техногенных воздействий на территорию [96, 97]. Результатом является многоуровневое районирование, которое основывается на масштабах карстовых проявлений и характеристике природных явлений. На основе предложенной оценки Н.В. Катаевым произведено районирование территории Пермской области по степени карстоопасности. Подобный механизм районирования также использовался при оценке активации карстовых процессов г. Москвы, г. Нижний Новгород с учетом факторов, характеризующих структурно-тектонические, геолого-гидрогеологические, геоморфологические и инженерно-геологические условия развития карста, и степени закарстованности территории. Обращая внимание на СП 11-105-97 часть II [159], территория по карстоопасности подразделяется в зависимости от интенсивности провалообразования (случаи/год \times км²) на шесть категорий (I..VI) и от средних диаметров карстовых провалов и локальных оседаний на четыре категории (А, Б, В, Г), а СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений» [162] ранжирует изучаемые территории на три категории карстоопасности (неопасная, потенциально-опасная, опасная).

В том числе нередко для оценки карстовой опасности применяют балльный метод. Каждый из рассматриваемых факторов ранжируется (экспертом) и получает определенный балл (также экспертом). Суммируя полученные баллы, получаем присвоение той или иной области степени карстоопасности [103, 174]. В.Н. Дублянский и Г.Н. Дублянская [78, 79, 132] в своих работах ранжировали четыре фактора развития карста: растворимость и водопроницаемость пород, наличие движущейся воды и агрессивность воды, где каждому фактору присвоили определенное количество баллов. Galve J.P, Gutierrez F. [7, 37] в соавторстве с другими исследователями произвели оценку карстоопасности на основе картографического моделирования, в рамках которого исследуемая территория разбивается на растровые ячейки в зависимости от состояния карста и его параметров. В пределах каждой из таких ячеек присваиваются баллы факторам, которые могут в значительной мере влиять на развитие карста по мнению авторов. В результате сложения каждой ячейки с определённой суммой баллов выполняется районирование территории. В работе Л.А. Строковой и А.В. Ермолаевой на основе определенных показателей представлены типы участков проектируемого магистрального газопровода в зависимости от опасности проявления карста [5]. Опасность установлена по сумме

баллов по каждому частному показателю, по которой строится схема районирования в полосе отвода магистрального газопровода.

Особое внимание стоит обратить на применение интегральных оценок на основе вероятностно-статистических методов, где показатель может выражаться как в вероятностной форме, так и в конкретном числовом значении. Однозначные преимущества данного подхода – повышение объективности оценки, исследование большего числа факторов возможной активации карстовых процессов, возможность исследования их взаимного влияния в конкретных региональных условиях. В.В. Толмачев в своих исследованиях предлагает применить вероятностно-статистическую методику интегральной оценки карстоопасности с учетом всех факторов, однако автором отмечена необходимость в разделении исследуемой территории на ряд участков, характеризующихся общностью природных условий, т.е. производить предварительное районирование закарстованной территории по качественным признакам [186, 185].

Также для оценки карстовой опасности применяется корреляционно-регрессионный анализ природных факторов с показателями закарстованности для определения их взаимосвязи. В результате строятся прогнозные уравнения, при помощи которых производится оценка территории по карстоопасности. Такие модели представлены в работах Н.А. Миронова для прогнозирования развития карста на территории водораздела в районе правого коренного склона р. Белой Благовещенского участка Республики Башкортостан [87, 117]. Ежковой А.В. при построении прогноза возникновения карста в пределах трассы проектируемого участка магистрального газопровода «Сила Сибири» «Чаянда-Ленск» в республике Саха (Якутия) [178] применен множественный корреляционный анализ по оценке взаимосвязи факторов природного характера и признака закарстованности территории. Также на основе множественного корреляционно-регрессионного анализа группой ученых Серединым В.В., Галкиным В.И. и др. [155] разработана методика прогноза классификационного показателя карстоопасности (на территории развития сульфатного карста Пермского края), где отсутствовала возможность определения карстоопасности прямым путем. В приведенных работах в качестве основных функций выбраны показатели карстоопасности, такие как удаленность центра участка территории от ближайшей карстовой воронки, плотность карстовых воронок, площадной показатель закарстованности, объемный показатель закарстованности, плотность карстовых провалов, а в качестве аргументов – численные показатели, характеризующие природные факторы исследуемой территории, полученные картографическим путем, либо по результатам бурения исследовательских скважин. Взаимосвязь факторов в итоге выражается уравнением множественной регрессии. Таким образом, использование корреляционного и регрессионного

анализа при оценке и прогнозировании карстоопасности на территории трассы промышленного трубопровода более чем обосновано.

Если необходимо определить вероятность возникновения провалов, применяют логистические регрессионные модели, которые будут характеризовать вероятность возникновения показателя закарстованности в зависимости от влияния других факторов [90, 88]. Основой служат вероятностные теории Бейеса и другие методы статистики, которые позволяют на основе количественной информации по факторам исследуемого участка и вероятности появления карстовых процессов в пределах влияния каждого фактора получить классификацию по двум классам: вероятность наличия провала и его отсутствие.

Исходя из опыта районирования опасности воздействия карста, следует выделить применение интегрального статистического метода, основанного на определении зависимости показателя закарстованности с факторами природного, техногенного и эксплуатационного характеров. Данный подход наиболее оптимален, учитывая малоосвоенность территории, ограниченность данных мониторинга и достаточную протяженность объекта. Для обработки данных и определения степени влияния того или иного фактора на активацию карстовых процессов производится сбор первичной информации на всей исследуемой территории. Исходные данные в ряде работ, посвященных районированию территории интегральным способом, представлены в основном информацией, полученной по колонкам инженерно-геологических скважин, термометрическим скважинам, материалам зондирования поверхности, а также различным существующим картографическим материалам [114, 130, 139, 141, 173, 177, 179].

Для интерпретации и визуализации карстовой опасности предлагается использовать построение карты районирования по уязвимости («Susceptibility map», прим. авт.) [8, 9, 20, 26, 33, 40]. Карты уязвимости территорий основаны на оценке взаимосвязи выбранных факторов при исследовании опасного геологического процесса. Предлагаемый подход позволяет в процессе их построения определить факторы, которые в наибольшей степени способствуют развитию определённого опасного геологического процесса. На сегодняшний день подобные карты широко используются в зарубежной практике для оценки различных по площади территорий по оползневой опасности [1, 3, 12, 34, 35, 119], риска подтопления территории [2], оседания поверхности [4, 13], сейсмической активности [10], карстовых и суффозионных процессов [33, 175]. Полученные карты позволяют с высокой точностью определить границы наиболее опасных зон, принять соответствующие решения и схемы развития территорий.

Для построения карты районирования по уязвимости к карсту трассы промышленного трубопровода первоначально на основе ключевого признака карстоопасности – плотности карстопроявлений – и набора геологических, структурно-тектонических, гидрогеологических,

геоморфологических, инженерно-геологических и эксплуатационных факторов производится оценка исходной информации на однородность данных и определяется характер связи между исследуемыми показателями. При этом необходимо, согласно В.В. Толмачеву, обеспечить достаточное количество данных содержательного характера, которые позволяют напрямую оценивать текущее состояние карстовых процессов и прогнозировать его развитие [187].

Оценка карстоопасности для сооружений, эксплуатируемых на малоосвоенных территориях, где отсутствуют данные многолетних наблюдений за опасными процессами, а также имеется ограниченное количество данных мониторинга трубопровода в связи с отсутствием как технической возможности проведения мониторинга, так и малым периодом эксплуатации объекта, подтверждает необходимость использования вероятностно-статистических методов. Корреляционный анализ позволяет выявить наиболее значимые факторы и установить степень их влияния на результаты наблюдений основного признака. Регрессионный анализ проводится на основе корреляционной матрицы путём построения уравнения регрессии, использование которого позволяет осуществить прогноз развития карста в зависимости от наиболее значимых факторов для определенной территории. Применение множественного корреляционно-регрессионного анализа позволяет из всей совокупности факторов определить наиболее значимые в рамках исследуемой территории, которые в дальнейшем необходимо использовать при районировании трассы и прогнозировании карстоопасности для трассы трубопровода.

Следующим этапом является районирование территории – построение карты уязвимости. Для выбора наиболее оптимального метода в рамках текущего исследования необходимо учитывать следующие условия:

- ограниченное количество данных по колонкам бурения и гидрогеологическим характеристикам в связи с рассмотрением промысловых трубопроводов в малоосвоенных и труднодоступных регионах;
- разнородность данных в пределах определенного фактора, где часть данных будет представлять некую площадь с определённым набором данных, другая же часть – однозначное значение в определённой точке;
- необходимость внедрения понятных, относительно несложных, но при этом эффективных алгоритмов для их внедрения в процесс эксплуатации трубопровода.
- большая протяженность исследуемой территории.

Среди всего множества методов оценки стоит рассмотреть метод соотношения частот (Frequency ratio model, FR) в качестве основного. Данный метод основан на рассмотрении и оценке площадных показателей, не имеет ограничений по размерности данных и их

территориальным характеристикам, что наиболее точно удовлетворяет вышеуказанным условиям. Также стоит отметить, что рассмотрение именно этого метода как основного при построении карт уязвимости различных территорий к опасности активизации какого-либо определённого экзогенного процесса показало высокую достоверность [1, 2, 4, 10, 13, 19, 29, 34, 35, 39], поэтому использование его при районировании территории трассы промышленных трубопроводов по уязвимости к карсту определенно стоит оценить. Районирование на основе применения метода соотношения частот разобрано на примере оценки трассы действующего промышленного нефтепровода «Чаянда-ВСТО» в третьей главе.

После построения карты районирования по уязвимости возможно идентифицировать границы таксонов, предрасположенных к развитию карста в пределах трассы промышленного трубопровода. Условно их можно подразделить на три:

- Опасные – области, в пределах которых уже существуют карстопроявления, наблюдается их скопление и высокая плотность, а также участки с максимальной нагрузкой факторов активации карста;
- Потенциально-опасные – области, в пределах которых уже существуют карстопроявления, и участки, на которых зафиксирована возможность возникновения карста в связи с единичным или комплексным воздействием некоторых факторов;
- Неопасные – области, на которых отсутствует карст и любые предпосылки к его активации.

Таким образом, реализуемый подход с применением карт районирования по уязвимости к карсту позволяет идентифицировать конкретные границы неопасных областей для корректировки существующих программ мониторинга и эксплуатации трубопроводов, тем самым перенаправляя объем дополнительных исследований на другие области трассы, более предрасположенные к активации карста.

Для проверки использования карты необходимо произвести валидацию полученных материалов. Наиболее распространенный метод валидации – распределение данных о карсте на территории исследования на «тренировочные» и «поверочные». «Тренировочные» данные используются непосредственно при построении карты районирования по уязвимости к карсту, а «поверочные» будут использованы после построения карты. Соотношение точных попаданий в «потенциально-опасные» и «опасные» зоны уже существующих и определенных форм карста из «поверочного» набора данных позволят определить наиболее точные модели карты. В качестве дополнительного этапа верификации данных, исходя из мирового опыта построения карт уязвимости для оценки опасных процессов на определенную территорию, применяют анализ ROC-кривых (Receiver Operating Characteristic analysis) – метод, позволяющий количественно и

наглядно произвести оценку качества моделей на основе количества верноклассифицированных положительных примеров от количества неверно классифицированных отрицательных примеров каждой из сравниваемых моделей. Лучшая модель классифицируется ROC-кривой с наибольшей площадью под ней (показатель AUC) [7, 27]. Предложенный подход с двухэтапной верификацией на основе разделения данных о карстопроявлениях и построения ROC-кривых полученных моделей, а также дополнительного визуального обследования по результатам карты районирования по уязвимости позволит утвердить полученные методические подходы и оценить возможность их практического применения.



Рисунок 8 – Алгоритм построения карты районирования трассы трубопровода по уязвимости к карсту

2.2.3. Оценка надежности участка промышленного трубопровода в условиях возможной активации карста

Общие требования по оценке надежности трубопровода указаны в нормативно-технических документах (ГОСТ 27.003, ГОСТ 27.301, ГОСТ Р 51901.5) [73, 74, 66]. В зависимости от рассматриваемых факторов, самого объекта и целей анализа применяются детерминистические и вероятностно-статистические подходы оценки надежности. Применение вероятностных подходов позволяет определить системную надежность объекта, при которой рассматриваются статистические и вероятностные показатели взаимодействия факторов без привлечения физических моделей ГОСТ Р 51901.14 [65]. Детерминистический подход позволяет оценить надежность объекта на основе взаимодействия трубопровода и внешних воздействий – эксплуатационных нагрузок и нагрузок окружающей среды, механических и геологических

процессов и т.д. Учитывая рассматриваемые факторы в рамках оценки воздействия карста на трубопровод, оценку надежности стоит производить при помощи детерминистического подхода в следующей последовательности [169]:

- Произвести оценку напряженно-деформируемого состояния типовых участков трубопровода с учетом возможного развития карстовых провалов;
- Оценить предельные напряжения и деформации на рассматриваемом типовом участке с учетом параметров трубопровода и внешней среды;
- Оценить критические напряжения и деформации на рассматриваемом типовом участке;
- Произвести оценку текущего уровня напряжений и деформаций и их сравнение с предельными и критическими показателями для определения ресурса трубопровода.

Для расчета геометрических параметров предполагаемой карстовой полости применяются в основном численные и аналитические методы, которые должны учитывать, как прочностные и деформационные характеристики грунтов, так и свойства и характеристики самого объекта – промышленного трубопровода. На основе карт районирования по уязвимости возможно рассмотреть геологические продольные разрезы в определённых границах трассы, тем самым уменьшить объемы проводимых работ и конкретно идентифицировать в пределах потенциально-опасных и опасных зонах возможные очаги активации карста. Предлагаются следующие качественные признаки для выбора участков, склонных к карстопроявлению (генерализация участков):

- наличие водорастворимых горных пород (известняки, доломиты, гипсы, мел и т.д.);
- наличие подземных проявлений карстовых процессов, в т.ч. сведения о зафиксированных в ходе бурения провалах бурового инструмента в водорастворимых горных породах;
- определенные гидрологические признаки на участке (обводненность участка, степень минерализации, свойства стока поверхностных вод и т.п.);
- видимые внешние проявления карстовых процессов в виде понижений рельефа, воронок, просадок земной поверхности, карр, понор и т.п.) с указанием их геометрических параметров;
- геофизические параметры, связанные с резким переходом электрического сопротивления пород;
- эксплуатационные и конструктивные изменения трубопровода в виде зон упругопластических изгибов трубы и зон напряженного состояния, зафиксированные путем проведения диагностики трубопровода (в том числе внутритрубной).

Такая качественная оценка продольного геологического разреза позволяет зафиксировать наиболее неблагоприятные участки в границах потенциально-опасных и опасных зон активации карста в пределах трассы трубопровода, которые в дальнейшем предлагается определить как *«типовые участки карстоопасности»*. Именно для данных типовых участков необходимо произвести расчет геометрических параметров возможных и существующих форм карстовых проявлений.

Стоит учитывать, что на сегодняшний день существует достаточное количество методик вероятностно-статистического происхождения, однако их использование для малоосвоенных регионов не применимо в связи с недостаточным количеством исходных данных о карсте. Поэтому стоит обратить внимание на методики с расчетом параметров карстовых провалов, которые находят место в новейшей нормативно-технической документации. Аникеевым А.В. предложена методика на основе модели свободной суффозии массы, заключающейся в истечении водонасыщенных песков в трещино-карстовые коллекторы под действием собственного веса с образованием карстовой воронки. В результате модели определяется максимальный диаметр предполагаемой карстовой воронки [45, 47]. Хоменко В.П. предлагает на основе сравнения пьезометрического напора трещинно-карстовых вод, за вычетом мощности подстилающего водоупора и суммарной мощности надкарстового водоносного горизонта, определить максимальный диаметр провала в рамках регионального прогнозирования [190, 191].

Также широко в карстологии применяется методика, основанная на условии образования круглоцилиндрических провалов, предложенная Г.М. Шахунянцем. Согласно данной методике, вес столба грунта (цилиндрической формы), находящийся над карстовой полостью, уравновешен по значению силе трения на боковые поверхности столба. Исходными данными для расчетов являются: глубина залегания карстующихся пород, мощность и физико-механические характеристики перекрывающих их грунтов. По модели Г.М. Шахунянца определяется возможный диаметр провала d_0 в момент его образования в карстующемся слое грунта [187].

Различные варианты и подходы к определению расчетных параметров карстовых процессов, основанные на детерминированных моделях, указаны в нормативных документах СП 11-105-97 ч. II (п.5.2.12) [159], СП 50-101-2004 (п.6.11.2) [167], СП 22.13330.2011 (п.п.6.11.8, 6.11.9) [162]. СП 499.1325800.2021 включает основные методы расчета параметров карстовых деформаций, которые используются для определения возможных параметров карстовой деформации в зависимости от различных инженерно-геологических условий района исследования [166]. Однако стоит отметить, что большинство методик имеют ограничения, связанные с невозможностью их применения на участках со сложным геологическим строением (связные, несвязные и скальные грунты), а также учетом только инженерно-геологических показателей грунта.

В рассмотрении вопроса определения параметров карстовых деформаций в пределах трассы трубопровода, в первую очередь, следует обратить внимание, что на изменение параметров карстового провала влияет не только геологическое строение территории и свойства грунтов, но и непосредственно нагрузка от самого сооружения, его форма и глубина заложения. В таком случае оптимальной методикой может стать способ, предложенный Троицким Г.М. Идея способа заключается в определении диаметра круглоцилиндрического провала и диаметра провала с устойчивыми склонами, который учитывает взаимное расположение сооружения (трубопровода) и место вероятного карстового провала. В данной методике предполагается, что высота сдвигающего блока грунта принимается равной расстоянию по глубине основания от нижней образующей трубопровода до кровли карстующихся пород или ранее идентифицированных карстовых форм в покровной надкарстовой толще грунта. Методика позволяет произвести расчеты с учетом как инженерно-геологических факторов, так и с учетом нагрузки от сооружения [146]. Также стоит обратить внимание, что предложенную методику необходимо адаптировать для расчета карстовых провалов в зоне воздействия трубопроводов, учитывая их отличительные особенности, связанные с протяженностью участка и характером создаваемой им нагрузки.

Таким образом, применение для «опасных» и «потенциально-опасных» участков трассы трубопровода расчетной модели прогноза диаметра карстового провала позволяет определить вид системы «трубопровод-грунт-карст» и перейти к этапу оценки надежности трубопровода.



Рисунок 9 – Алгоритм расчета параметров предполагаемых карстовых провалов на типовых участках трубопровода

Оценку напряженно-деформированного состояния элементов трубопровода в пределах типовых карстоопасных участков выполняют на основе совокупности имеющихся данных о физико-механических свойствах материалов, конструктивных особенностях, нагрузках и воздействиях на трубопровод [107,138]. По результатам выполненных исследований должны быть получены и заданы в численной или аналитической форме значения компонентов напряжений и деформаций при всех выбранных для анализа сочетаниях нагрузок и воздействий в объеме, достаточном для определения этих показателей на всем рассматриваемом временном интервале.

На сегодняшний день расчет трубопроводов на прочность и устойчивость в условиях карстоопасности освещен некоторыми авторами. Так, в работах Кожевниковой Н.В. используется квазистатический метод и определяется предельная длина провала для рассмотрения взаимодействия проектируемого магистрального нефтепровода и карстового провала [100, 101]. Карпов Е.Г. в своих работах вводит параметр надежности, который позволяет определить оптимальный выбор трассы трубопровода на закарстованных территориях при проектировании дальних маршрутов [94]. А.М. Шаммазов в соавторстве с научным коллективом разработал основные алгоритмы определения напряженно-деформированного состояния магистральных трубопроводов на закарстованных территориях с учетом различных условий и нагрузок [142, 142]. В работе Ежковой А.В. предложено проведение численного моделирования НДС проектируемого магистрального газопровода на определенных карстоопасных участках, выявленных по результатам корреляционного анализа [178]. Отмечаем, что в основе приняты параметры магистральных трубопроводных систем на стадии проекта – т.е. предложенные алгоритмы вносят большой вклад в выбор методов защиты и определение прочностных параметров на стадии проектирования трубопроводных систем. Если же рассматривать работы, которые оценивают прочность магистральных трубопроводов на стадии эксплуатации, то стоит отметить возможность включения в расчёт значительного количества данных, накопленных по результатам диагностики и мониторинга линейной части [50, 139, 195].

В рамках данной работы рассматриваются труднодоступные промысловые трубопроводы, которые эксплуатируются на малоосвоенных территориях, т.е. необходимо компенсировать отсутствие многолетних данных по мониторингу и диагностике, а также возможность проведения полноценных полевых исследований. В связи со всем вышесказанным проведение моделирования участка промыслового трубопровода и окружающего его грунта является наиболее оптимальным вариантом для получения в достаточно короткие сроки результатов, позволяющих определить напряжения и деформации в связи с возможным развитием карстовых процессов и скорректировать работу трубопровода и его режим эксплуатации.

Для принятия конкретных технических решений по дальнейшей эксплуатации, а также получения численных показателей степени опасности для «потенциально-опасных» и «опасных» зон трубопровода по воздействию карста, полученных по результатам построения карты районирования по уязвимости к карсту, автором предлагается оценить возможное воздействие карстовых провалов на трубопровод посредством расчета конструктивной надежности такой системы. Для реализации обратимся к физической модели «нагрузка-сопротивление», предложенной А.Р. Ржаницыным [148], которая нашла свое отражение в ряде нормативно-технических документов по оценке надёжности трубопроводного транспорта (к примеру СТО Газпром 2-2.3-184-2007 «Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания» [168]). Определить надежность участка трубопровода возможно по условию:

$$Q \leq R, \quad (2.2)$$

где Q – значение обобщенного параметра нагрузки;

R – значение обобщенного параметра сопротивления.

На основе данной модели предлагается оценить надежность трубопровода в условиях воздействия карстового провала по критерию прочности, основываясь на разрушении стенки трубопровода. В практике оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводных систем широко зарекомендовано использование критерия Мизеса [100, 129, 142, 144], согласно которому разрушение стенки трубопровода наступает при достижении удельной потенциальной энергии предельного значения, определяемого на основе опытов на растяжение-сжатие. Основным рассматриваемым параметром по данному критерию – эквивалентное напряжение $\sigma_{\text{эКВ}}$, которое определяется из следующего выражения:

$$\sigma_{\text{эКВ}} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}, \quad (2.3)$$

где $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – главные тензоры напряжений;

Условие надежности по критерию прочности будет иметь следующий вид:

$$\sigma_{\text{эКВ}} \leq \sigma, \quad (2.4)$$

где $\sigma_{\text{эКВ}}$ – эквивалентное напряжение;

σ – допускаемое напряжение.

Расчет прочности основан на предельном состоянии несущей способности трубопровода, при котором дальнейшая эксплуатация в существующих условиях невозможна. Предельные состояния трубопровода характеризуются пределом прочности материала (временным сопротивлением металла σ_u , МПа) и предельными допустимыми деформациями (пределом текучести σ_y , МПа). Однако для оценки надежности по критерию прочности необходимо учитывать условия работы трубопровода, надежность материала, а также ответственность

трубопровода в период эксплуатации. Поэтому в качестве допустимых напряжений используются расчетные значения сопротивлений растяжения-сжатия по прочности R_u и по текучести R_y [67], которые, согласно ГОСТ Р 55990-2014 [69], вычисляются по формулам:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u, \quad (2.5)$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y, \quad (2.6)$$

где γ_d – коэффициент условий работы трубопровода;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода;

γ_{mu} – коэффициент надежности материала труб при расчете по прочности;

γ_{my} – коэффициент надежности материала труб при расчете по текучести;

σ_u – нормативный предел прочности (временное сопротивление), МПа;

σ_y – нормативный предел текучести, МПа.

Все соответствующие коэффициенты определяются согласно данным, которые представлены в п. 12.1 ГОСТ Р 55990-2014 [69] по соответствующим характеристикам исследуемого промышленного трубопровода.

На основании вышеописанного автором предлагается использовать следующее выражение условия надежности по прочности промышленного трубопровода в условиях карстовых провалов:

$$\sigma_{\text{экв}} \leq \min\{R_u; R_y\}, \quad (2.7)$$

С учетом данного условия надежности применительно к участкам промышленных трубопроводов возможно три категории напряженно-деформированного состояния рассматриваемого участка трубопровода:

– Эквивалентное напряжение меньше расчетного сопротивления по пределу текучести $\sigma_{\text{экв}} < R_y$ – условие надежности выполняется, отсутствуют предпосылки к разрушению стенки трубопровода;

– Эквивалентное напряжение больше или равно расчетному сопротивлению по пределу текучести, но меньше расчетного сопротивления по пределу прочности $R_u > \sigma_{\text{экв}} \geq R_y$ – возможно образование пластических деформаций;

– Эквивалентное напряжение больше или равно расчетному сопротивлению по пределу прочности $\sigma_{\text{экв}} \geq R_u$ – условия надежности не выполняются, высокая вероятность разрыва стенки.

Помимо прочностных характеристик рассматриваемый нами сценарий воздействий карстового провала на трубопровод подразумевает рассмотрение возникающих

деформационных изгибов в трубопроводе. Согласно пп. 11.9 ГОСТ Р 55990-2014 [69], помимо кольцевых и продольных напряжений также следует учитывать напряжения от упругого изгиба при проверке прочности трубопровода в сложных геологических условиях, к которым относятся карст. Условие местной потери устойчивости, которое характеризуется значением изгибной деформации, представляют следующим выражением:

$$\varepsilon_b \leq [\varepsilon_b], \quad (2.8)$$

где ε_b – максимальное значение изгибной деформации;

$[\varepsilon_b]$ – предельно допустимое значение изгибной деформации.

Значения предельно допустимого и максимального значений изгибной деформации $[\varepsilon_b]$ и ε_b соответственно возможно получить исходя из расчета:

$$\varepsilon_b = \frac{D_H}{2} r, \quad (2.9)$$

$$[\varepsilon_b] = (1 + 10 \cdot \theta)^{-1} \frac{t}{2 \cdot D_H}, \quad (2.10)$$

где D_H – номинальный внешний диаметр трубы, мм;

r – кривизна оси сечения рассматриваемого участка трубопровода в плоскости результирующего изгиба, 1/мм;

θ – фактическая овальность сечения трубопровода;

t – номинальная толщина стенки, мм.

θ – фактическая овальность сечения трубопровода, которая определяется по следующей формуле:

$$\theta = (1 + 4 \cdot p') \cdot \theta_p \quad (2.11)$$

где θ_p – нормативная овальность трубы вычисляется согласно строительным нормам и правилам [ссылка]:

$$\theta_p = \frac{D_{max} - D_{min}}{\frac{1}{2} \cdot (D_{max} + D_{min})}, \quad (2.12)$$

где D_{max} – максимально возможный диаметр трубы с учетом овальности, мм;

D_{min} – минимально возможный диаметр трубы с учетом овальности, мм;

Параметр внутреннего давления p' вычисляем по формуле:

$$p' = (1 - \mu^2) \cdot \left(\frac{D_H - t}{2 \cdot t} \right)^3 \cdot \frac{p}{E} \quad (2.13)$$

где μ – коэффициент Пуассона материала трубы;

E – модуль упругости материала труб, МПа;

p – максимальное рабочее давление, МПа.

Учитывая в расчете надежности изгибные деформации, предлагается произвести оценку надежности трубопровода, используя коэффициент запаса прочности, значение которого может быть вычислено по формуле:

$$K_{\phi} = \frac{R_{\phi}}{Q_{\phi}} \quad (2.14)$$

где R_{ϕ} – значение обобщенного фактического сопротивления;

Q_{ϕ} – значение обобщенной действующей нагрузки.

С учетом предельно допустимого значения изгибной деформации $[\varepsilon_b]$ и максимального значения изгибной деформации участка трубопровода ε_b автором предлагается запись выражения фактического коэффициента запаса устойчивости в следующем виде:

$$K_{\phi} = \frac{[\varepsilon_b]}{\varepsilon_b} \quad (2.15)$$

При проектировании участков промышленных трубопроводов для обеспечения их безотказной работы в расчетах на прочность и устойчивость в соответствии с СП 36.13330.2012 (СНиП 2.05.06-85) [164] и ГОСТ Р 55990-2014 [69] используют проектные значения коэффициента запаса, вычисляемого по формуле:

$$K_{\text{пр}} = \frac{nk_1k_n}{m} \quad (2.16)$$

где n – коэффициент надежности по внутреннему давлению;

k_1 – коэффициент надежности по материалу трубы;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

m – коэффициент условий работы трубопровода.

Таким образом, условие надежности по критерию изгибных деформаций будет иметь следующий вид:

$$K_{\phi} \geq K_{\text{пр}} \quad (2.17)$$

Если данное условие выполняется, то можно говорить об отсутствии изгибных деформаций участка трубопровода, в связи с возможной или существующей активацией карстового процесса. Если же фактический коэффициент запаса меньше проектного, значит возможно возникновение деформаций и имеется необходимость в проведении инструментальных измерений на данном участке трубопровода. Таким образом, приведенный подход оценки напряженно-деформированного состояния участка промышленного трубопровода в условиях развития карстового провала в данной работе предлагается реализовать посредством одновременной оценкой критерия надежности по прочности при помощи критерия Мизеса и сравнения эквивалентного напряжения в стенке трубопровода с расчетными сопротивлениями

по пределу прочности и текучести, и оценкой критерия надежности по изгибным деформациям, применяя сравнения фактического и проектного коэффициентов запаса.

На основе предложенной оценки надежности трубопровода для каждого из исследуемых «потенциально-опасных» и «опасных» участков трубопровода, которые были ранее идентифицированы на этапе построения карты районирования, возможно присвоить определенный **класс безопасности**: высокий, нормальный, низкий и чрезвычайно низкий. Каждой категории соответствует определенная оценка надежности на основе прочности и деформаций. Тем самым выбирая *типовой участок трубопровода* в рамках «потенциально-опасной» и «опасной» зоны уязвимости, произведя расчет в рамках оценки по критерию надежности по прочности и по упругим изгибам, каждой области присваивается определённый **класс безопасности**. Соответствие показателей оценки надежности к каждому классу безопасности приведено в таблице 2. Таким образом, класс безопасности, который устанавливается для всей рассматриваемой зоны возможного развития карста, позволяет оптимизировать дальнейшие технические решения по эксплуатации промышленного трубопровода. На основе вышеприведенного подхода реализован алгоритм методики комплексной оценки карстоопасности промышленных трубопроводов по идентификации опасных участков и принятии решений о дальнейшей эксплуатации объекта, который представлен на рисунке 10.

Таблица 2 – Категории безопасности на основе оценки по критерию надежности и прочности промышленных трубопроводов в условиях возможной активации карстовых процессов

Оценка по критерию надежности по прочности	Оценка по критерию надежности по деформациям	Класс безопасности
$\sigma_{\text{экв}} < R_y$	$K_{\text{ф}} > K_{\text{пр}}$	высокий
	$K_{\text{ф}} \leq K_{\text{пр}}$	нормальный
$R_u > \sigma_{\text{экв}} \geq R_y$	$K_{\text{ф}} > K_{\text{пр}}$	нормальный
	$K_{\text{ф}} \leq K_{\text{пр}}$	низкий
$\sigma_{\text{экв}} \geq R_u$	$K_{\text{ф}} > K_{\text{пр}}$	низкий
	$K_{\text{ф}} \leq K_{\text{пр}}$	чрезвычайно низкий

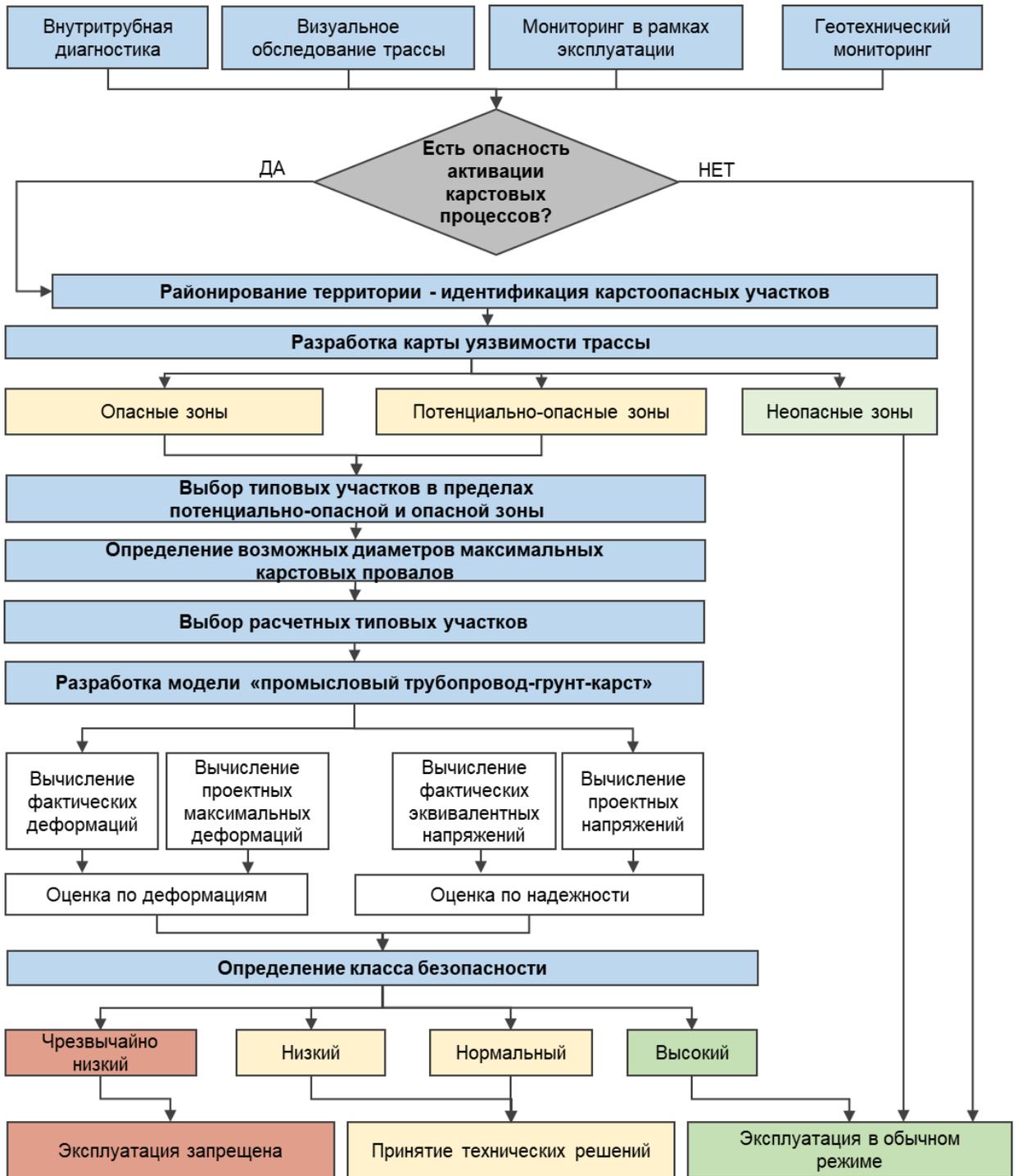


Рисунок 10 – Методика идентификации опасных участков промышленных трубопроводов в условиях карстоопасности

Предлагаемая методика позволяет рассмотреть в едином комплексе все виды мониторинга промышленных трубопроводов, произвести оценку степени безопасной эксплуатации, основываясь как на методах традиционной инженерной геологии (районирование, исследование геологических процессов и т.д.), так и на подходах оценки конструктивной надежности и прочности трубопровода.

2.3. Выводы

1. Основой оценки карстоопасности трассы промышленных трубопроводов в период эксплуатации является районирование территории по степени предрасположенности участков к возникновению карстовых форм и деформаций, при этом районирование в рамках методики оценки территории должно основываться на следующем:

– Ключевым признаком карстоопасности является плотность как оптимальный критерий в рамках рассмотрения линейно протяжённых объектов. На основе плотности карстопроявлений возможна идентификация существующих форм проявления карста и карстовых деформаций и их оценка относительно оси трубопровода;

– Для оценки развития карста в пределах трассы необходимо применение интегральных оценок с учетом всех возможных факторов, способствующих активации карста в пределах исследуемой территории;

– Среди факторов выделены семь основных групп: геологические, геоморфологические, структурно-тектонические, гидрогеологические, инженерно-геологические, факторы растительного покрова и эксплуатационные – и соответствующие каждой группе факторы (таблица 1), рассмотрение которых относительно плотности карстопроявлений позволит определить общую прогнозную оценку трассы к карстоопасности.

2. Для интерпретации оценки и ее визуального представления необходимо построение карты районирования по уязвимости к карсту («susceptibility maps», прим. авт.) в границах исследуемой территории. Построение карты уязвимости основано на определении взаимосвязи факторов и плотности карстопроявлений в пределах исследуемой территории. На основе проведенного районирования определяются «неопасные», «потенциально-опасные» и «опасные» зоны.

3. Для областей трассы трубопровода, на которых возможно возникновение карстовых провалов, выбираются типовые участки (сечения) на основе анализа рельефа, геологического строения и существующих карстовых форм. Далее рассчитываются параметры предполагаемого карстового провала на основе определения диаметра круглоцилиндрического провала и диаметра провала с устойчивыми склонами с учетом эксплуатационных параметров промышленного трубопровода. Построенные расчетные модели позволяют при помощи моделирования методом конечных элементов системы «трубопровод-грунт-карст» определить предполагаемые эквивалентные напряжения и деформации трубопровода.

4. Посредством расчета конструктивной надежности участка промышленного трубопровода в условиях карстового провала на основе общепринятой модели «нагрузка-сопротивление» предлагается произвести оценку состояния трубопровода по критерию

надежности по прочности (сравнение эквивалентного напряжения в стенке трубопровода с расчетными сопротивлениями по пределу прочности и текучести) и по критерию надежности по изгибным напряжениям (сравнение фактического и проектного коэффициентов запаса на основе фактических и проектных деформаций). По результатам оценки предлагается ранжировать ранее идентифицированные по карте районирования карстоопасные участки по четырем классам безопасности: высокий, нормальный, низкий, чрезвычайно низкий.

С целью реализации предлагаемой комплексной методики предлагается произвести ее апробацию на основе реального производственного объекта – промышленного нефтепровода «Чаянда-ВСТО», трасса которого расположена в регионах с зафиксированными карстовыми процессами еще на этапе инженерно-геологических изысканий. Также в рамках апробации необходимо определить эффективность предлагаемых механизмов построения карты районирования по уязвимости к карсту. Проверить точность построения карт предлагается на основе трехэтапной валидации данных – анализа ROC-кривых, соответствия поверочных карстопроявлений опасным участкам (сопоставление карстовых форм, не вошедших в исследуемую выборку при построении карт уязвимости) и визуальным обследованием трассы на возможность активации карстовых процессов на идентифицированных участках трассы по построенным картам на этапе эксплуатации нефтепровода.

ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ РАЙОНИРОВАНИЯ ТРАССЫ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ ПО УЯЗВИМОСТИ К КАРСТУ (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕПРОВОДА «ЧАЯНДА-ВСТО»)

3.1. Инженерно-геологические условия трассы промыслового нефтепровода «Чаянда-ВСТО»

В качестве объекта исследования выбрана территория трассы напорного нефтепровода «Чаянда-ВСТО» протяженностью порядка 69 км (рисунок 11), расположенного на территории Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (далее ЧНГКМ) Ленского улуса Республики Саха (Якутии), который непосредственно начинается от площадки узла запуска очистных и диагностических устройств (УЗОУ 1) в районе установки комплексной подготовки газа (УКПГ-3) и далее в юго-восточном направлении пролегает к резервуарному парку НПС-11 магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) [180]. Строительство нефтепровода закончилось в 2019 году, в этом же году произведен первый запуск трубопровода в работу. На сегодняшний день работа нефтепровода «Чаянда-ВСТО» выведена на проектные показатели транспорта нефтепродуктов (смесь нефти и стабильного конденсата) и является единственным трубопроводом, обеспечивающим транспорт всех нефтепродуктов ЧНГКМ в магистральный нефтепровод ВСТО. Особая важность к надежности данного трубопровода предьявляется в связи с расширением объектов добычи и разработкой новых лицензионных участков региона (Таас-Юряхское месторождение, Верхневиллючанское месторождение и т.д.), с дальнейшим подключением к данному участку новых трубопроводных систем.

В технологическом плане нефтепровод представляет собой одноточечную систему с номинальным диаметром трубопровода 325мм. На пересечении с р. Нюя участок трубопровода исполнен в двухниточном исполнении – основной участок и резервная (дюкерная) линия, которые обеспечивают работу трубопровода без остановки в случае аварийных ситуаций. На нефтепроводе обустроены четыре стационарные камеры запуска и приема (по две на основную и резервную нитку), которые позволяют производить периодическую очистку трубопровода при помощи снарядов-поршней, а также полный комплекс внутритрубной диагностики. На всей протяженности трубопровода установлена дополнительная теплоизоляция для предотвращения воздействия теплого продукта транспорта на грунт.

Трасса трубопровода располагается далеко от основной инфраструктуры месторождения, что, несмотря на высокую степень цифровизации и диспетчеризации систем контроля

нефтепровода, вызывает сложности при его эксплуатации. Территория трассы пролегает по сложному рельефу, пересекает полноводные реки, а также характеризуется различными опасными геологическими процессами (эрозия, заболачивание, солифлюкция, наледообразование и т.д.), в том числе и наиболее опасным и определяющим его эксплуатацию – карстом.

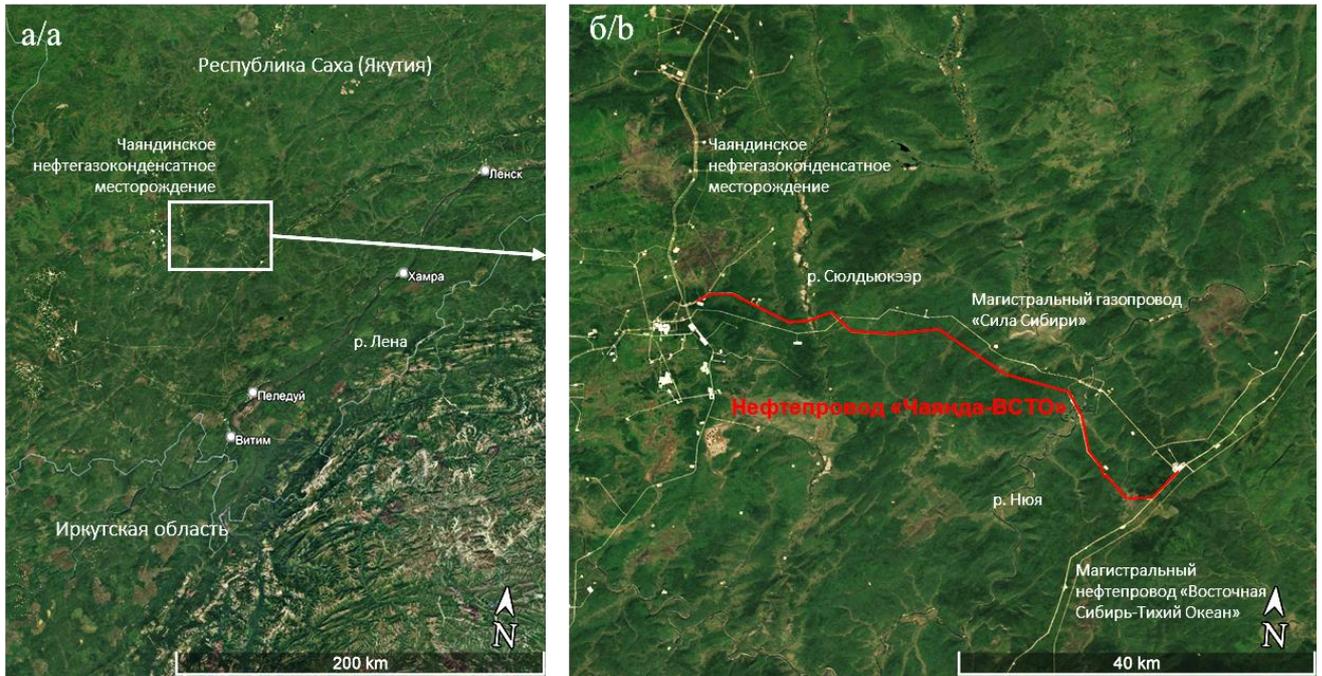


Рисунок 11 - Спутниковые снимки участка исследования: а) спутниковый снимок месторасположения объекта исследования, б) увеличенный вид участка, трасса нефтепровода выделена цветом.

Полномасштабное развитие региона можно приурочить к прошлому десятилетию в связи со строительством транспортной инфраструктурой и разработкой месторождений нефти и газа. В связи с этим регион Южной Якутии считается малоизученным в инженерно-геологическом отношении. Учитывая развитие и наличие карстовых процессов, которые ранее были указаны в работах Кожевниковой Н.В. [101], Ермолаевой А.В. [178] при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов, а также описании карстовых процессов при проведении инженерных изысканий [180], рассмотрение условий развития и особенностей карстовых процессов на данной территории является важной задачей исследования.

Природно-климатические особенности территории

Климат изучаемой территории – резко-континентальный, с большими амплитудами температур в течение года: с очень низкими зимними температурами воздуха (средняя месячная температура января в районе нефтепровода составляет минус 30,3°C, с отметкой абсолютного минимума температуры в январе – минус 61°C) и высокими температурами воздуха в летний период (средняя месячная температура июля в районе нефтепровода составляет 16,9°C,

абсолютный максимум - 36°C). Осадки на исследуемой территории распределяются неравномерно в течение года, однако стоит отметить, что максимальное количество осадков приходится на теплый период (июль, август). Ветровой режим зависит от циркуляции воздушных масс и изменяется в течение года: в зимний период времени преобладают слабые северные ветра, что обуславливает стабильные низкие температуры, в летний период - ветра с западной стороны. Максимальные скорости ветра в течение года зафиксированы в период резкого изменения температурного режима в мае и составляют порядка 1,6 – 2,4 м/с.

Однозначно, климатические особенности изучаемой территории определяются ее географическим положением: удаленность от вод Атлантического океана, препятствие движению воздушных масс со стороны Тихого океана горными хребтами и открытость территории в сторону Северного Ледовитого океана. Поэтому атмосфера большую часть времени года прозрачна, с небольшим содержанием водяного пара в летние и зимние периоды, что обуславливает температурный режим с высокими годовыми амплитудами температуры воздуха.

Гидрография изучаемой территории (трассы нефтепровода) развитая и врезанная, с постоянными и временными водотоками, с показателем густоты речной сети – 0,34 км/км². Наличие временных водоток обусловлено протеканием различных инженерно-геологических процессов, в основном – карстом. Практически все сравнительно крупные реки, расположенные на месторождении и по трассе нефтепровода, текут в меридиональном направлении, исключением являются мелкие водотоки и река Нюя.

Трасса рассматриваемого нефтепровода на сегодняшний день пересекает одиннадцать постоянных водотоков, наиболее крупные из них – реки Нюя, Сюдьюкээр, Керемнике, ручьи Кубалах, Чуонда, Куччугуй-Утянних и др. Большая часть водотоков по трассе нефтепровода принадлежит к бассейну реки Нюя – левому притоку реки Лены, впадающему в нее на 2420 км от устья. Длина Нюи составляет 798 км, площадь водосбора 38100 км².

На характер подземных вод большое влияние оказывает распространение многолетнемерзлых грунтов, которые образуют водонепроницаемый экран. Поэтому на территориях со сплошным и островным распространением мерзлых грунтов имеют место быть надмерзлотные воды сезонноталого слоя и воды несквозных таликов. На всех плоских или слабонаклонных междуречных массивах и речных террасах, сложенных хорошо фильтрующими четвертичными отложениями и трещиноватыми коренными породами, формируются сквозные талики. Подземные воды этих отложений вскрываются на глубине от 0 до 8,3 м. Все встреченные подземные воды характеризуются спорадическим распространением.

К особому типу подземных вод на изученной территории можно отнести трещинные и трещинно-карстовые воды, приуроченные к трещинам и карстовым пустотам в толще коренных пород. По отношению к многолетнемерзлым породам эти воды находятся в сквозных таликах.

Проведенный химический анализ показал относительно невысокую минерализацию - 0,3 г/л и гидрокарбонатный натриево-кальциевый состав воды. Источник питания таких вод – в основном атмосферные осадки, поверхностный сток с водосборов, реки.

В геоморфологическом отношении трасса нефтепровода располагается в пределах пластового структурно-денудационного Приленского закарстованного плато, которое находится на юге Среднесибирского плоскогорья, в среднем течении реки Лены. Приленское плато является возвышенной равниной со средними абсолютными высотами 300 – 600 м. Отметки по трассам меняются в пределах от 245 м (р. Нюя) на урезах воды и до 550 – 560 м на водоразделах. Рельеф Приленского плато, расчлененного достаточно густой речной сетью, в основном, грядовый. На территории месторождения имеются карстовые блюдца и воронки, поноры, суходолы, поля, термокарстовые котловины, бугры пучения, наледные поляны, делли. Ландшафт трассы нефтепровода относится к типу таёжных и мерзлотнотаёжных, в основном со среднетаежными лиственничными лесами и редколесьями. По всей территории распространены заболоченные территории, в долинах рек – незначительные участки лугов.



Рисунок 12 – Вид трассы нефтепровода (фото автора): а) участок трассы в районе пересечения р. Нюя; б) типовой участок трассы

Структурно-тектонические особенности территории

В тектоническом отношении трасса нефтепровода расположена в южной части Сибирской платформы, прежде всего в границах восточной части Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Территория трассы представлена отложениями ордовика и кембрия, которые сжаты в протяженные складки в виде гребней, формирование которых непосредственно связано с протекающими в конце силура процессами интенсивной складчатости (развитие Ангаро-Ленского прогиба). Гребневидные складки, характеризующиеся падающими разрывами

(надвигами) в юго-восточном направлении, тянутся вдоль границы Байкало-Патомского нагорья на северо-восток (рисунок 13).

В пределах рассматриваемого участка следует выделить Нюйскую впадину, характеризующуюся ассиметричным строением, ширина которой составляет 160-170 км, а протяженность - более 260 км. Прогнутая часть впадины, смещенная на юго-восток в сторону Уринского антиклинория, представлена отложениями силурийского возраста. На востоке к складкам Нюйской впадины примыкает Пеледуйское поднятие - сводообразная структура с интенсивной складчатостью, расположенная в верхнем течении реки Нюи и далее спускающаяся на территории бассейнов рек Пеледуй и Хамра. На юге Пеледуйское поднятие отделяется от Патомской складчатой области узким синклинальным прогибом, а на севере примыкает к Олдонской зоне разломов.

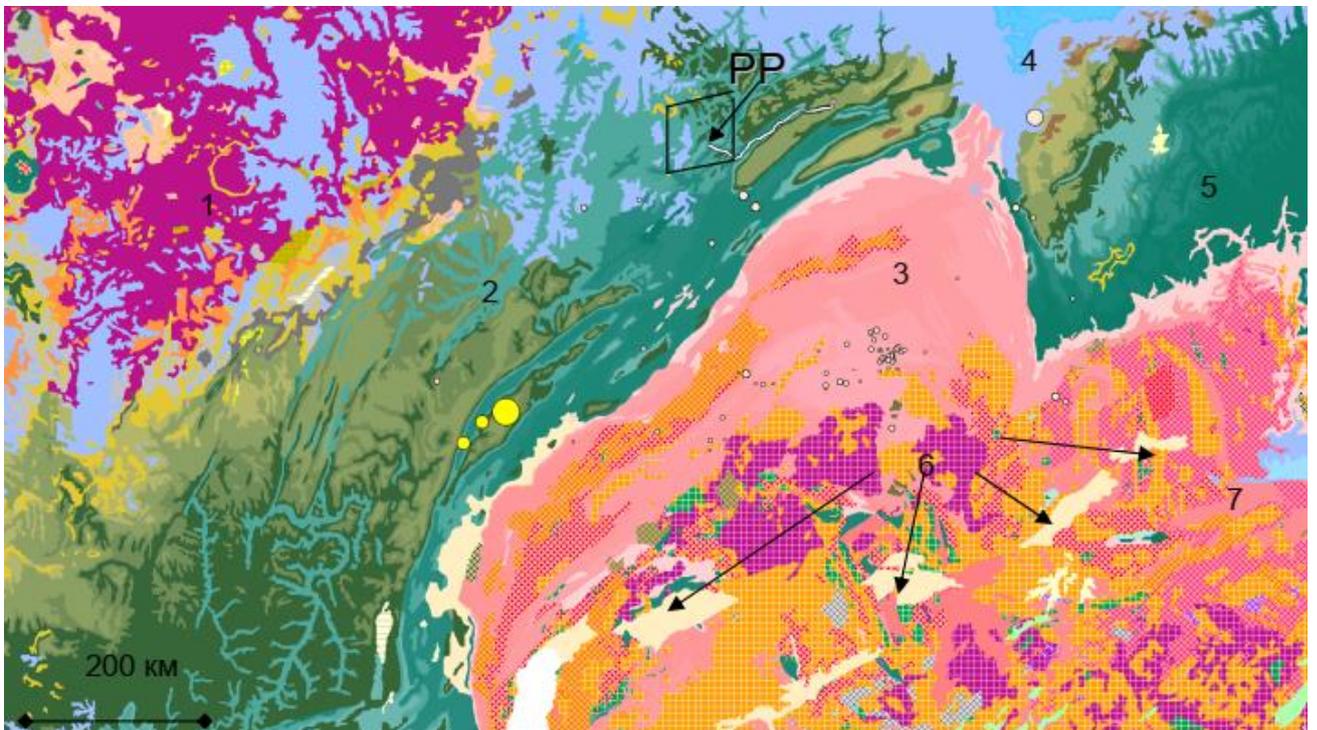


Рисунок 13 - Тектоническая схема южной части Сибирской платформы и ее обрамления, где 1 – Тунгусская синеклиза, 2 – Ангаро-Ленская ступень, 3 – Байкальская метаплатформенная область, 4 – южная часть Виллюйской синеклинзы, 5 – Алданская моноклиза, 6 – грабены Байкальской рифтовой зоны (БРЗ), 7 – Алдано-Становая область. PP – Район работ [180].

Трасса нефтепровода располагается в южной части Сибирской платформы, в основном в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы - в восточной части Непского свода. Формирование Непско-Ботуобинской антеклизы связано с развитием Ангаро-Ленского прогиба, который в конце силура был охвачен интенсивной складчатостью. Территория характеризуется наличием ярко-выраженных линейных складок, представленных в основном возвышенными участками (горными хребтами и увалами) [14, 15]. Горный рельеф территории образовался в результате выведения на дневную поверхность антиклиналей в связи с репарацией линейных структур Ангаро-

Ленского краевого прогиба при их денудации. Стоит учесть, что близость р. Лены как основного базиса эрозии представленной территории и различная плотность слагающих территорию пластов сформировали достаточно расчлененный рельеф, представленный ассиметричными долинами рек (врезанными на 100-250 м), отвесными склонами и невыработанным профилем. Движение водотоков основных крупных рек (Лена, Нюя) и их притоков (Чаянда, Хамаакы, Олдон и др.) имеет северо-восточное направление, а сами водотоки дугообразно изгибаются согласно направлению линейных складок. Севернее реки Нюя складки имеют менее выраженный характер и постепенно переходят в холмисто- и плоско-увалистые поверхности. Ориентация направления речной сети территории доказывает, что участки долин водотоков расположены в зоне обновленных и новейших разрывных нарушений, поднятие которых приурочено к позднеюрскому и плиоцен-четвертичному периодам.

Трасса нефтепровода пересекает следующие основные тектонические зоны: Верхнечаяндинскую зону пологих дислокаций, Пеледуй-Олдонскую антиклинальную зону, Нюйскую синклинальную зону, Средненюйскую антиклинальную зону (рисунок 14).

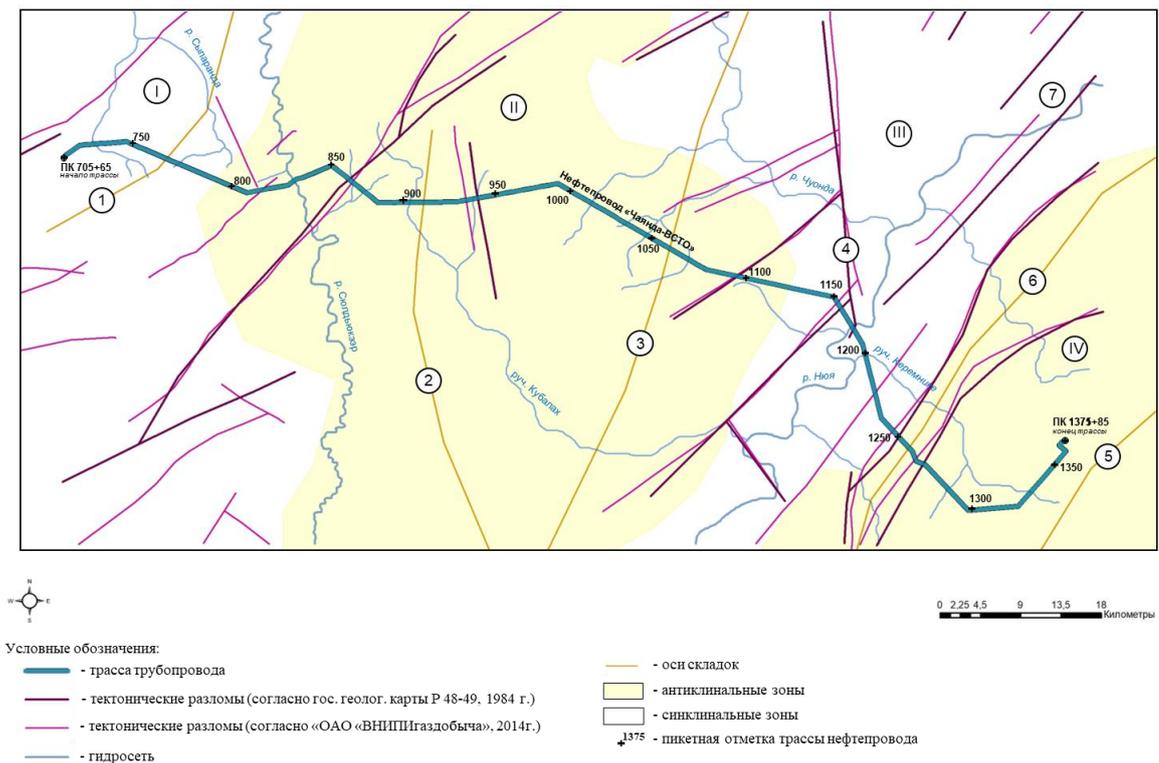


Рисунок 14 - Обзорная схема основных тектонических зон, составлена автором на основе материалов [92, 116, 180]: I – Верхнечаяндинская зона пологих дислокаций; II – Пеледуй-Олдонская антиклинальная зона; III – Нюйская синклинальная зона; IV – Средненюйская антиклинальная зона; 1 – Кубалахская антиклиналь; 2 – Сольдэжюярская антиклиналь; 3 – Чаяндинская антиклиналь; 4 – Чаяндинский сброс; 5 – Тас-Урахская антиклиналь; 6 – Ульяновская антиклиналь; 7 – Нюйский взброс.

Общим признаком антиклинальных структур Пеледуй-Олдонской зоны является их большая протяженность при незначительной амплитуде поднятия, при которой углы наклона по

величине составляют не более 20°. Олдонская зона разломов соседствует с границей Пеледуйского поднятия и представлена большим количеством взбросов и сбросов, ориентированных в субмеридиальном направлении с амплитудой перемещения порядка 500 м и шириной в 15-20 км [92].

На двух участках (а именно в бассейне среднего течения р. Нюи) трасса нефтепровода расположена в пределах Нюйской синклиналиной зоны, относящейся к Нюйско-Джербинской впадине, которая, в свою очередь, относится к восточным участкам Прибайкальского краевого прогиба. Нюйско-Джербинская впадина ориентирована в северо-восточном направлении, выполнена отложениями нижнего и среднего палеозоя, в которых отложения среднего и верхнего кембрия и нижнего ордовика располагаются горизонтально в центральной части впадины. На юго-западе Нюйско-Джербинская впадина примыкает к Пеледуйскому поднятию, а на юге и востоке ограничена складчатыми структурами Витимо-Патомского нагорья и Уринского антиклинория [92, 116].

Трасса трубопровода проходит также и через Чаяндинский сброс, приуроченный к Нюйской синклиналиной зоне. Далее трасса нефтепровода пересекает ассиметричную по строению Нюйскую впадину, длина которой составляет 260 км, а ширина в самой протяженной части порядка 170 км [180]. Строение крыльев впадины резко различается, а центральная зона, простирающаяся в юго-восточном направлении к Уринскому антиклинорию, достаточно широкая и имеет ярко выраженные границы. Центральная часть впадины (наиболее прогнутая) выполнена силурскими отложениями. Конец трассы трубопровода расположен в области Средненюйской антиклинальной зоны, которая дислоцируется на границе водораздела крупных рек региона – Нюи и Пеледуй. Эта антиклинальная зона, общей протяженностью в 20-30 км, представлена полосой антиклинальных складок (гребневидных и валообразных по структуре), которые в последствие переходят в широкие и пологие синклиналиные зоны [15].

Согласно карте общего сейсмического районирования России ОСР-97-В масштаба 1:8000000, составленной в Институте физики Земли РАН специально для проектирования строительства особо ответственных и экологически опасных объектов, северная часть объектов изысканий попадает в зону низкой сейсмичности – 5 баллов, юго-восточная - 6 баллов по шкале MSK–64.

Геологическое строение исследуемой территории

Однозначно, все инженерно-геологические условия рассматриваемой территории определяются в значительной мере составом и свойствами ***коренных пород*** (рисунок 15). В пределах трассы нефтепровода выделяют следующие формации коренных пород:

- *карбонатная нижнекембрийская и среднекембрийская*: сложена брекчированными доломитами с прослоями известняков, мергелей, гипса и известковистых песчаников.

- *терригенно-карбонатная средне-верхнекембрийская (красноцветная)*: наиболее распространенная по территории, представлена на исследуемой территории доломитами (с прослоями гипса) и алевролитами. Породы представленной карбонатной формации (известняки и доломиты), как правило, трещиноватые, кавернозные и закарстованные. Алевролиты в основном микрослоистые, карбонатные (10-26%), с карбонатно-глинистым и железистоглинистым поровым цементом, очень нестойкие к выветриванию. Эти отложения получили широкое распространение в полосе трассы нефтепровода. Вскрытая мощность отложений изменяется от 2,0 до 18,3 м.

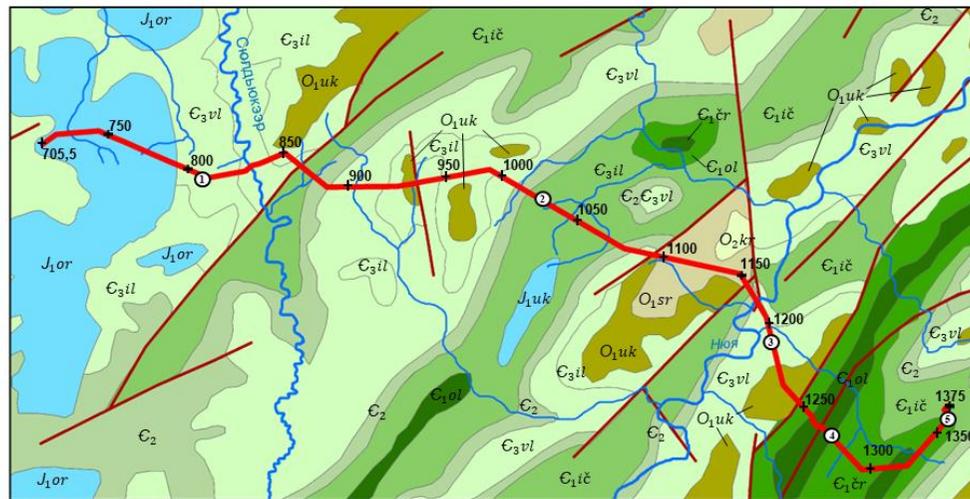
- *нижнеордовикская и средневерхнеордовикская*: слагает волнисто-пологоувалистое плато в восточной части участка работ, характеризуется песками, алевролитами, глинами. Продукты выветривания по составу в основном песчаные и супесчаные. Вскрытая мощность отложений изменяется от 1,0 до 6,0 м.

- *терригенная нижнеюрская*: имеет распространение в основном грядово-холмистого плато на очень ограниченных участках некоторых рек (например, на территории реки Сыпаранда и ручья Джелокан). Продукты выветривания по составу песчаные и супесчаные. Вскрытая мощность отложений изменяется от 2,0 до 12,5 м.

Четверичные отложения на исследуемой территории распределены неравномерно по мощности (рисунок 16). Сложный характер строения обусловлен условиями залегания: от 0,5 м до 13,0 м. Четверичные отложения по трассе нефтепровода представлены различными образованиями, а именно:

- *Элювиально-делювиальными отложениями (ed Q_{IV})*. Щебенисто-песчаноглинистые отложения в площадном отношении господствуют в пределах трассы нефтепровода. Распространены на поверхностях выравнивания и в пределах денудационных равнин. Вершины сопок сложены глыбово-щебенисто-дресвяными породами с супесчаным, реже суглинистым заполнителем. Петрографический состав крупнообломочной составляющей в своем большинстве (90-95%) представлен породами (грунтами) скального основания. Это преимущественно доломиты и известняки. Мощность накапливающихся продуктов разрушения зависит от возраста поверхности выравнивания и скорости выветривания коренных пород. Вскрытая мощность грунтов изменяется от 0,5 до 7 м.

- *Делювиальные отложения (d Q_{IV})*. Делювиальный горизонт имеет типичные лессовидные признаки – это суглинки и супеси с содержанием пылеватой фракции до 61%. Они полностью покрывают пологие склоны с наклоном в 3-12 градусов и встречаются у подножий склонов, крутизна которых менее 6 градусов. Мощность данных отложений составляет 1 - 9 м.



Условные обозначения:

- | | | |
|---------------------|------------------|--|
| Юрская система | J _{1or} | Нижний отдел. Оруктахская свита – песчаники, пески, алевролиты, глины, конгломераты |
| | J _{1uk} | Нижний отдел. Укугутская свита – пески, песчаники, галечники, седиментационные брекчии |
| Ордовикская система | O _{2kr} | Средний отдел. Кривоуццкий ярус. Кривоуцкая свита – песчаники, аргиллиты пестроцветные с прослоями ракушняковых известняков |
| | O _{1sr} | Нижний отдел. Чуньский ярус. Суринская свита – песчаники известняковые, алевролиты, аргиллиты пестроцветные, доломиты песчаные |
| Кембрийская система | O _{1uk} | Нижний отдел. Усть-кутский ярус. Усть-кутская свита – известняки и доломиты органогенные, песчаники и алевролиты известковистые |
| | E _{3il} | Верхний отдел. Илгинская свита – доломиты, песчаные доломиты, известняки, мергели, алевролиты, аргиллиты, песчаники пестроцветные |
| | E _{3vl} | Верхний отдел. Верхоленская свита – мергели, алевролиты, аргиллиты, известняки, доломиты глинистые, песчаники красноцветные, гипсы |
| | E ₂ | Средний отдел – доломиты, доломиты глинистые, брекчии доломитовые, известняки, редкие прослои аргиллитов |
| | E _{1iç} | Нижний отдел. Ленский надъярус. Ичерская свита – известняки, доломиты водорослевые, брекчии доломитовые |
| Кембрийская система | E _{1çr} | Нижний отдел. Ленский надъярус. Чарская свита – известняки, водорослевые известняки (реже мергели), карбонатные брекчии |
| | E _{1ol} | Нижний отдел. Ленский надъярус. Олёкминская свита – известняки, известняки водорослевые, доломиты, доломиты глинистые |

- Трасса нефтепровода
- Гидросеть
- Тектонические разломы

±1375 Пикетная отметка трассы нефтепровода

- | | | | |
|--|--------------------------|--|--------------------------------|
| | Грунт растительного слоя | | Супесь твердая |
| | Суглинок полутвердый | | Скальный грунт, известняк |
| | Скальный грунт, доломиты | | Грунт галечниковый, щебенистый |

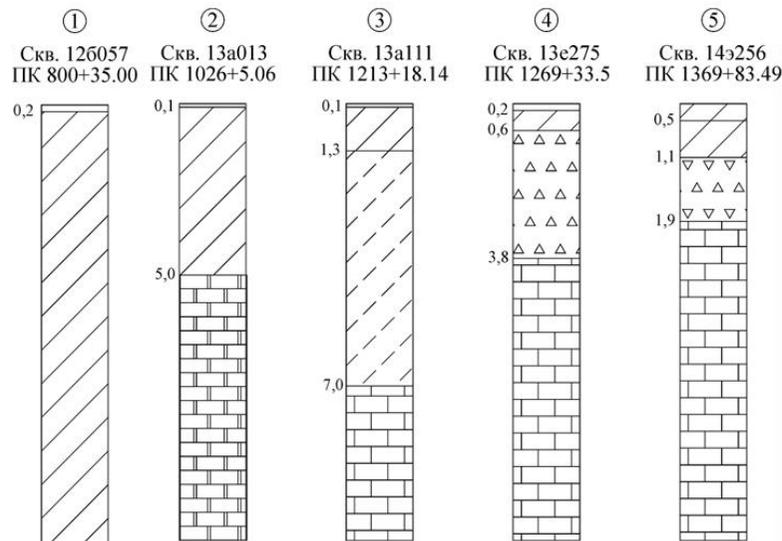
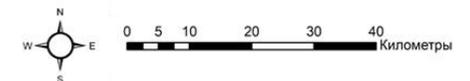


Рисунок 15 – Трасса нефтепровода «Чаянда-ВСТО» на геологической карте, составленной автором на основе материалов [59, 75, 80, 86, 134, 180]

- *Элювиальные отложения (e Q, N-Q)* занимают значительные площади в пределах изучаемых участков и развиты на водораздельных пространствах и преимущественно в верхних частях склонов. Состав образований согласуется с составами коренных пород. Залегают отложения на глубине от 0,3 до 20,0 м. Вскрытая мощность грунтов изменяется от 2 до 14,6 м.

- *Делювиально-коллювиальные и коллювиальные (dc, c Q_{III-IV})* отложения приурочены к средним (10-20 градусов) и крутым (более 20 градусов) участкам склонов и представлены, как правило, щебенисто-дресвяными породами с супесчаным заполнителем. Его мощность 1,0 – 5,0 м. Состав образований согласуется с составами коренных пород.

- *Верхнечетвертичные аллювиальные (a Q_{III})* отложения слагают III надпойменную террасу, а верхнечетвертичные аллювиальные отложения (a Q_{III-IV}) слагают II и I надпойменные террасы, в пределах трассы - рек Чайанда, Нюя. Надпойменные террасы сложены супесями, суглинками, гравийно-галечными породами, реже песками и супесями гравелистыми. Мощность данных отложений составляет 4-10 м.

- *Голоценовые аллювиальные отложения (a Q_{IV})* в основном встречаются в поймах рек и долинах небольших (средних и мелких) водотоков, представляются в пределах изучаемой территории различными породами, которые в основном переслаиваются, однако встречаются и монолитные участки. Аллювий обычно состоит из двух фаций: русловой (мощность до 4-14 м), представленной песками, галечниками, гравийными грунтами и пойменной (мощность 1-13 м), сложенной в нижней части галечниками и гравийными грунтами с линзами и с прослоями песков и супесей, в верхней – глинами, суглинками и илами. В пределах трасс аллювиальные образования представлены на участке перехода через р. Нюя, р. Пеледуй, где они слагают верхнюю часть разреза русла, поймы. На остальных пересекаемых трассой водотоках, как правило, аллювиальные отложения представляют собой нерасчлененную толщу.

- *Голоценовые озерно-болотные (lb Q_{IV})* отложения приурочены к заболоченным понижениям на водоразделах и к верховьям долин временных водотоков. В основе отложений выделяют два слоя: нижняя часть представлена оторфованными суглинками, глинами и элювиальными суглинками, верхняя же часть представлена торфом (в среднем мощность оценивается в пределах 0,3-4,0 м). Встречаются горизонты погребенного минерализованного торфа мощностью 0,2-12,6 м. Горизонты погребенного торфа зафиксированы на глубине 2,6-12,9 м. Общая мощность озерно-болотных накоплений преимущественно составляет 3-5 м, максимально – 5-8 м.

- *Рыхлые четвертичные отложения* на площади представлены преимущественно супесчано-суглинистыми разностями небольшой мощности (до 0,5-7,0 м) от нельдистых до сильнольдистых, от твердых до пластичных и текучих по консистенции. При оттаивании сильнольдистых грунтов часто происходят значительные осадки. Следовательно, целесообразно

использование грунтов по I принципу для области сплошного распространения ММГ [162]. Необходимо отметить, что малая мощность четвертичных отложений позволяет в качестве оснований использовать коренные породы, особенно в южной, юго-восточной частях площади с островным и редкоостровным распространением ММГ. А при наличии в основании скальных грунтов и несплошного развития мерзлоты возможно использование принципа II [162]. Основные типы четвертичных отложений по трассе нефтепровода обобщены на рисунке 16.



Рисунок 16 – Основные типы четвертичных отложений по трассе нефтепровода, составлена автором на основе материалов [59, 75, 80, 86, 134, 180]

Геокриологические условия трассы нефтепровода

Исследуемая территория трассы нефтепровода характеризуется чрезвычайной пестротой и сложностью геокриологических условий, частой сменой участков различного распространения многолетнемерзлых грунтов (далее – ММГ) по площади и в разрезе, разнообразием геотемпературных условий и существенным диапазоном изменения мощности (рисунок 17). Распространение мерзлых толщ меняется от островного на юге и юго-востоке до сплошного в северной части изучаемой территории. Вскрытая мощность многолетнемерзлых грунтов изменяется от 1,5 до 19,5 м. Температура мерзлых грунтов на исследованной территории, на глубине 10 м изменяется от минус 0,05 до минус 4,1°С.

К основным факторам, влияющим на температуру пород, относятся: экспозиция склонов, снежный и растительный покровы, состав и свойства пород, конденсация и фильтрация влаги, охлаждающее влияние зимних ветров. На крутых склонах выпадающие осадки почти полностью переходят в поверхностный сток, поэтому повышение температуры пород связано, в основном, с экспозицией склонов. Определенные закономерности в распределении температуры пород по площади связаны с генезисом и географическим местоположением таликов.

Исходя из технических отчетов [180] и изучения рабочих чертежей продольных профилей участков трассы нефтепровода, выделены следующие типы ММГ:

- *Сплошное распространение ММГ*, залегающих с поверхности: мерзлые породы занимают более 90% площади выдела, температура средняя годовая – от минус 0,4 до минус 2,6°C;
- *Прерывистое распространение ММГ*, залегающих с поверхности: мерзлые породы занимают от 50 до 90% площади выдела, на 10-50% площади – кровля ММП заглублена на 3 – 10 м, или ММП отсутствуют, температура средняя годовая – от минус 0,1 до минус 1,7°C;
- *Островное, редкоостровное распространение ММГ*, залегающих с поверхности: мерзлые породы занимают менее 10% площади выдела, более чем на 80% площади ММП отсутствуют, температура средняя годовая – от нуля до минус 1,1°C. На этой территории встречаются участки ММП с температурой от минус 1,8°C до минус 4,1°C.

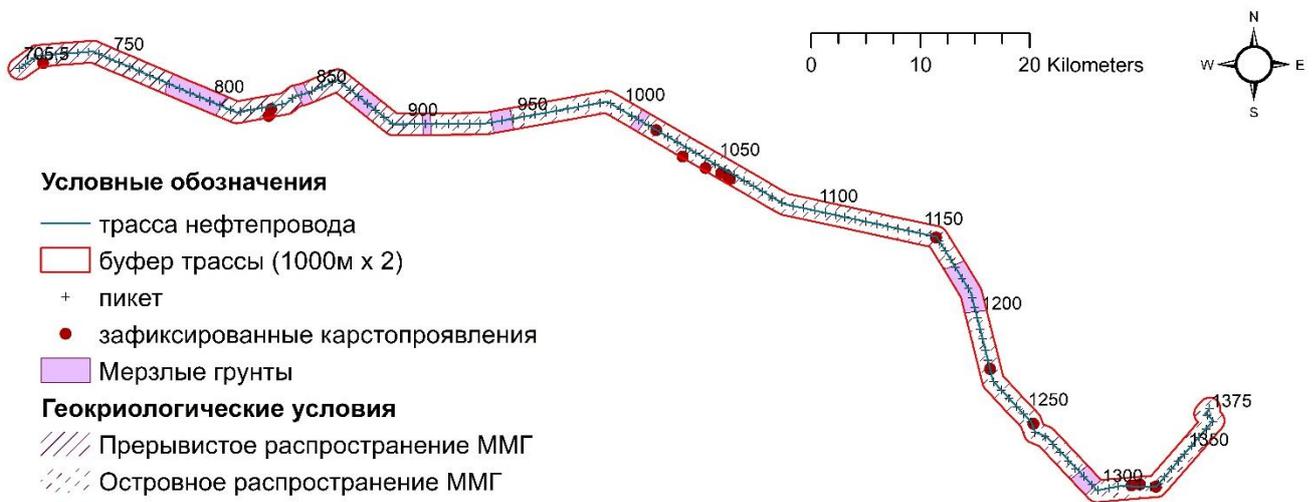


Рисунок 17 - Геокриологические условия трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО», составлена автором на основе материалов [180]

Таким образом, можно считать, что в рассматриваемом регионе криогенная толща существует непрерывно, по крайней мере, с начала среднего плейстоцена. Коренным дочетвертичным породам, промерзавшим эпигенетически, свойственны массивные и унаследованные по трещинам, пластам и кавернам криогенные текстуры. В песчаных толщах юры отмечается массивная криотекстура. Глинистые сланцы, алевролиты, песчаники, мергели, известняки и доломиты кембрия, а также породы трапповой формации имеют унаследованную пластово-трещинную криотекстуру, часто с неполным заполнением трещин льдом.

Среднечетвертичные тонкодисперсные осадки (суглинки, глины) отличаются высокой льдистостью и большим разнообразием криогенных текстур. Ледяные включения верхнечетвертичных супесей и суглинков представлены тонкими линзочками и прослойками (рисунок 18), а также синкриогенными и захороненными жилами льда. В аллювиальных отложениях поймы песчано-илистого состава с включением органики, формирующейся с позднеголоценового времени в условиях промерзания, наблюдаются горизонтально – слоистая и

массивная криогенные текстуры, в старичных осадках – слоистая и слоисто – сетчатая (рисунок 18).

Озерно-болотные отложения, представленные оторфованными суглинками, отличаются высокой суммарной льдистостью. Ледяные включения образованы тонкими шлирами, линзами и льдом – цементом. В озерных отложениях присутствуют мощные (до 10 см) шлиры и небольшие линзы инъекционного льда. Рыхлые четвертичные отложения на площади представлены преимущественно супесчано суглинистыми разностями небольшой мощности (до 0,5-7,0 м) от нельдистых до сильнольдистых, от твердых до пластичных и текучих по консистенции. При оттаивании сильнольдистых грунтов часто происходят значительные осадки.

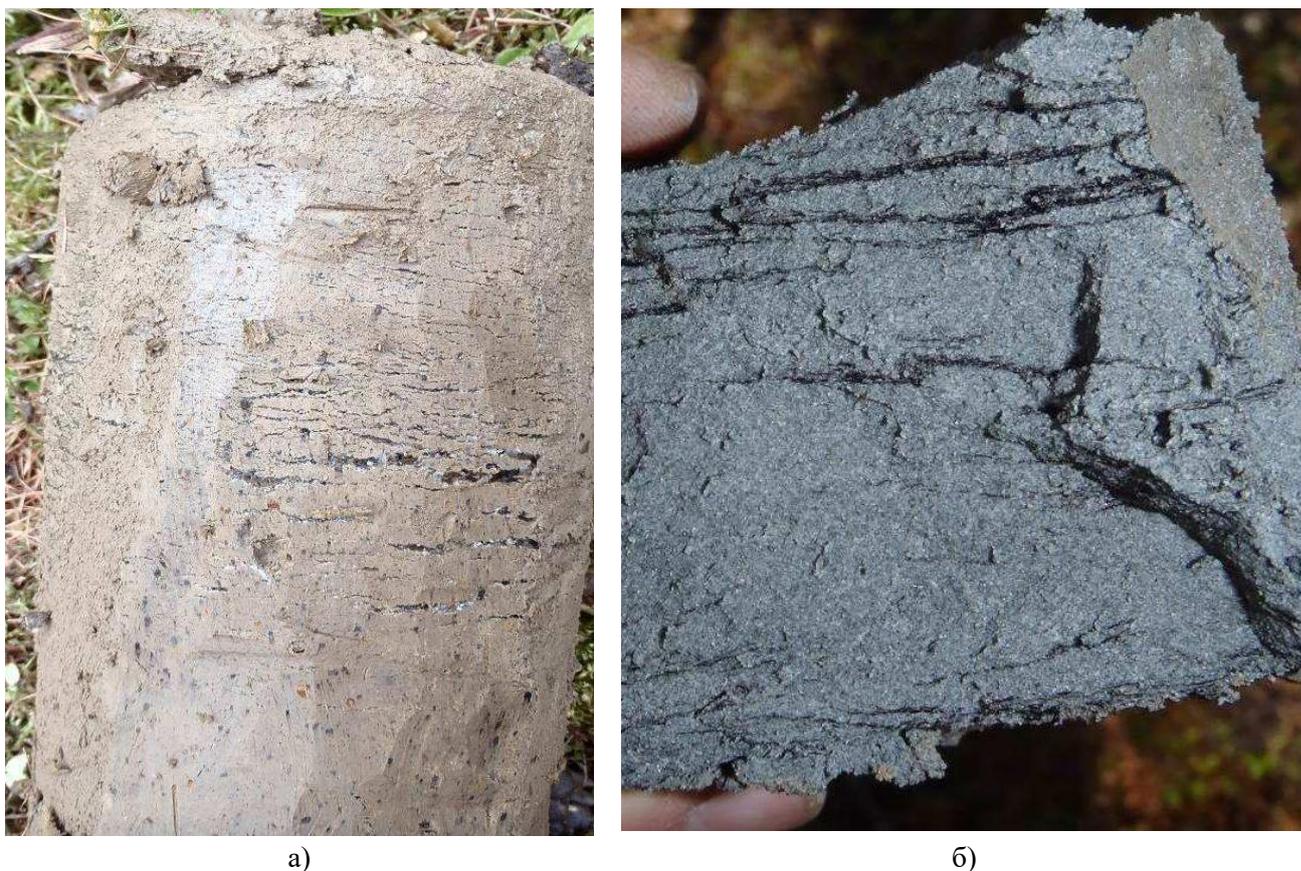


Рисунок 18 - Криогенная структура образцов пород, взятых в пределах трассы нефтепровода при инженерных изысканиях [180]: ледяные включения верхнечетвертичных супесей и суглинков представлены тонкими линзочками (а) и прослойками и горизонтально – слоистая и массивная криогенные текстуры. В аллювиальных отложениях поймы песчано-илистого состава с включением органики (б)

Геологические и инженерно-геологические процессы исследуемого участка

Широкое распространение ММГ является одним из основных факторов наравне со свойствами и особенностями коренных и четвертичных пород и климатическими особенностями исследуемой территории, которые определяют наличие и развитие современных геологических процессов по трассе нефтепровода (рисунок 19). Криогенные процессы представлены в основном морозными пучениями грунтов, термокарстовыми формами рельефа, а также наледями,

морозобойным трещинообразованием, эрозией. Наибольшее распространение *эрозионных процессов* по трассе нефтепровода наблюдается в долинах водотоков, а их интенсивность непосредственно зависит от скорости потока. В связи с достаточно резким подъемом воды в весенний паводок и увеличением объема и скорости потока наибольшее распространение получила боковая эрозия. Также присутствует плоскостная эрозия, протекающая в сочетании с процессом термоэрозии, которая свойственна участкам, непосредственно прилегающим к речным долинам. Механизм денудации в основном обусловлен опережающим оттаиванием мерзлых пород и последующим их размывом.

Криогенные процессы при прерывистом и островном распространении мерзлых пород помимо активации процессов сезонного пучения приводят и к образованию *наледей*. По трассе нефтепровода наледи в основном встречаются на переходах нефтепровода с водотоками и проявляются в виде частичного или же полного замерзания водотока. По происхождению наледи подразделяются на наледи подземных вод (надмерзлотных), наледи поверхностных вод, смешанные наледи подземных и поверхностных вод. Также распространены наледи вод мелких несквозных таликов, развитых под ручьями.

Процесс *сезонного пучения грунтов* распространен повсеместно по трассе нефтепровода, с наибольшими показателями пучения на участках стока вод и долинах водотоков в связи с наличием благоприятных факторов для его развития: небольшая глубина залегания грунтовых вод (менее 3 метров) и водонасыщенность грунтов. Наибольшая интенсивность процесса достигается в периоды низких температур – с января по март. На территориях, подверженных заболачиванию, сезонное пучение грунтов достигает порядка 0,5 метров, а многолетнее пучение представлено на территории буграми высотой 1,0-2,0 метра. Водоразделы и склоны с грунтами небольшой влажности и глубоким залеганием грунтовых вод менее подвержены процессу пучения грунта, минимальная величина бугров пучения на таких участках составляет порядка 0,01-0,02 м.

Влияние геокриологических условий в сочетании со сложным рельефом, геоморфологическим и литологическим строением активизирует процесс *заболачивания*. Стоит отметить, что заболачивание территории распространено не повсеместно по трассе нефтепровода – наибольшая заболоченность зафиксирована на территориях водоразделов, характеризующихся плоским строением и слабодренированными свойствами пород, на переувлажненных участках – долины и поймы рек и ручьев, подножия склонов и седловины. Также имеются участки на территориях площадочных объектов линейной части вследствие изменения естественных условий, главным образом изменения поверхностного и подземного стока. Наличие выдержанных суглинистых отложений под почвенно-растительным слоем, служащих водоупором многолетнемерзлых пород, являются основными факторами заболачивания

территории. Питание заболоченных участков осуществляется атмосферными осадками и паводковыми водами.



Рисунок 19 - Распространение некоторых геологических процессов по трассе нефтепровода (составлена автором).

Термокарстовые процессы на исследуемой территории развиваются вследствие изменения теплового режима мерзлых грунтов и наблюдаются в основном на участках сильнольдистых озерно-болотных отложений, аллювиальных отложений пойм и надпойменных террас. Крупными термокарстовыми формами являются озера, мелкие формы термокарста – блюдца, западины, мочажины. Активация термокарста предрасполагает скопление вод в неглубоких западинах глубиной до 1,0-1,5 м. Вода, накапливающаяся в канавах, оказывает отепляющее влияние на отложения и тем самым повышает их среднегодовую температуру, что приводит к увеличению глубины протаивания грунтов. Термокарстовые ложбины (при благоприятных условиях) развиваются до полного вытаивания жильных льдов и постепенно перерастают в обширные заболоченные понижения. Однозначно, одной из причин современной активизации процесса протаивания пород по исследуемой территории считается производственное воздействие на природную среду, проявляющуюся, прежде всего, в

разрушении почвенно-растительного покрова, что влечет за собой резкое увеличение глубины сезонного оттаивания.

Особенности карста на исследуемой территории

Территория республики Саха, исходя из ее геолого-геоморфологических условий (в особенности территории южной Якутии), является благоприятной для развития карста. Основная специфика карста на данной территории – его неравномерное распределение в связи с неравномерным распространением самих карстующихся пород (в основном это трещиноватые известково-доломитовые карстующиеся породы) с сильно денудационным рельефом и наличием вечномёрзлых грунтов (которые являются одновременно фактором, замедляющим процесс, так и в разы его ускоряющим). Стоит отметить, что на сегодняшний день исследованию такого процесса на территории Якутии посвящено достаточно ограниченное количество публикаций. Особенности карста и его описание в условиях распространения вечномёрзлых грунтов на территории описаны в трудах С.С. Коржуева [106], В.В. Куницкого, Ю.П. Пармузино, Н.А. Гвоздецкого [104], которые отмечали достаточно широкое его распространение в пределах всей территории, а также наличие разнообразных карстовых форм. Особые, ярко выраженные формы карстового рельефа распространены в пределах Приленского плато (к примеру, национальный парк «Ленские столбы»). Наиболее распространенной формой карста южной Якутии является покрытый карст, залегающий в основном под отложениями дисперсных грунтов с мощностью от 1 до 3 метров. Внешние проявления скрытых подземных карстовых процессов наблюдаются в виде блюдец, воронок, карстовых западин с диаметром не более 10-20 метров и глубиной порядка 2-3 метров. В основном карстовые проявления встречаются группами, иногда в виде цепочек.

Так, в отчетах А.Р. Энтина описаны подрусловые карстовые полости в верховьях ручьев Дабан и Бык, которые представляют собой поноры, поглощающие поверхностные воды в тальвегах долин. [149]. С. Ф. Павловым на р. Нюя ниже устья р. Олдон были найдены многочисленные карстовые пещеры, а в верховьях р. Хамра и по всей протяженности ее притока - р. Чар-Маастах - найдены карстовые озера (протяженностью до 3 км в длину) с карстовыми воронками, по которым вода уходит и осушает русла водотоков. Грядовой рельеф, расчленённость рельефа, наличие разрывных нарушений позволяют сделать вывод о достаточно сложной структурно-тектонической обстановке территории, которая способствует активации карста.

Основываясь на работах С.С. Коржуева, а также принимая во внимание работы и описание карстовых процессов другими авторами, возможно выделить основные закономерности развития карста на рассматриваемой территории:

- Видна тесная связь с трещиноватостью коренных пород (известняков), что, в свою очередь, обеспечивает движение подземных воды и ускоряет разрушение;
- Тесная связь с литологическим составом и мощностью покровной толщи грунтов, перекрывающих карстующиеся породы;
- Наличие внешних проявлений карста в пределах долинных участков, русел рек, присклоновых частей с незначительными уклонами поверхности.

Однако стоит отметить, что в основном исследование карста Якутии затрагивает центральную и северную части региона (Среднее приленье, Алдано-Ленское междуречье и т.д.), в то время как южной Якутии посвящено ограниченное количество публикаций.

Рассматривая территорию трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО», по результатам изысканий [180] и детального изучения колонок геологических скважин, продольного профиля трубопровода, явно определено широкое распространение водорастворимых известняков (реже доломитов) с отчетливыми подземными проявлениями карстовых процессов. Карст на территории исследований карбонатный, неглубокий (отмечаются участки с глубиной залегания карстующихся пород до 2 м). Характерной особенностью карбонатного карста является то, что вследствие малой скорости растворения пород (в пределах 0,01 — 1,0 г/л) карстовые формы и деформации (полости, понижения кровли пород и др.), непосредственно связанные с растворением пород в естественных условиях, развиваются медленно.

Отдельные трещины в карстующихся породах сами по себе при их обнаружении не представляют опасности для сооружений несмотря на то, что в процессе карстования они могут расширяться. В процессе своего развития многие трещины кольматируются, т.е. заполняются окружающими породами, затем опять промываются. Однако следует иметь в виду, что все подземные формы в карстующихся породах образовались именно вследствие расширения трещин, а в местах их пересечения образуются пустоты растворения, развивающиеся в дальнейшем до более крупных размеров (карстовые полости), но данный процесс длительный (не соизмерим со сроком службы сооружений). Поэтому при изучении карста в карбонатных породах главное внимание обращается на *существующие карстовые формы и деформации поверхности*. Для карстующихся (растворимых) пород их разрушение, в первую очередь, определяется водоупорными свойствами покровной толщи и трещиноватостью пород тектонического и неотектонического плана. В карбонатном массиве отмечаются трещины и трещинно-карстовые воды, приуроченные к сквозным таликам. Основным источником питания трещинно-карстовых вод являются атмосферные осадки, поверхностный склоновый сток с участков водосбора, а также восходящий приток по зонам разломов, в том числе из смежных водоносных горизонтов.

В результате обследования трассы нефтепровода, выполненного в рамках инженерно-геологических изысканий [180] в полосе шириной 2 км, зафиксированы поверхностные деформации, квалифицированные как карстово-суффозионные. Несколько деформаций (с известными параметрами) пересекают ось трассы нефтепровода и сопутствующие линейные сооружения или находятся в полосе отвода сооружений. Отметим, что в основном карст в пределах территории трассы представлен в виде погребенных карстовых воронок (ПК1018+40.42 - ПК1018+67.41, ПК1156 - ПК1158), также имеются проявления в виде карстовых блюдец (ПК1327+57.29, ПК 1315 - ПК1331) и карстовые формы рельефа, приуроченные к тектоническим нарушениям (ПК1165 - ПК1167, ПК1245 - ПК1263, ПК1315 - ПК1331). В геоморфологическом плане в основном участки с проявлениями карста расположены на полого-наклонной поверхности (уклон до 5°), на поверхности водораздела и в рельефе четко не выражены. Пробуренные скважины позволили определить заполняющую породу карстовых провалов. В основном это суглинки различного типа (суглинки мягкопластичной консистенции, суглинки элювиальные твердой консистенции, суглинки элювиальные мерзлые, нельдистые), щебенистые мерзлые нельдистые грунты и дисперсные полутвёрдые и твердые породы элювиального генезиса. Так, в период эксплуатации (2023 год) на участке трассы нефтепровода *ПК1280+00 – ПК1290+00* на расстоянии 2-3 метров от оси трубопровода зафиксированы провалы грунта глубиной более 2 метров (ширина порядка 4-6 метров), представлены на рисунке 20, б).



а)



б)

Рисунок 20 – карстовые воронки на территории трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО»: а) понижение рельефа (воронка) на ПК 1258+45.05 (при инженерных изысканиях строительства) [180], 2013 год; б) карстовая воронка на ПК1280+00 – ПК1290+00, зафиксирован 02.08.2023г. (фото автора).

Наличие редких зон развития погребенных карстовых воронок и полостей в их бортах мощностью до 3 м, осложненных с поверхности более молодыми слабовыраженными в рельефе просадками, реже воронками сложного генезиса, позволяет сделать следующие выводы:

– Карбонатный карст древний, преимущественно открытый; активный карст развивался в неоген-среднеоценовое время.

– Карстовые формы способствовали развитию карстово-эрозионных деформаций, а в дальнейшем их заполнению комплексом покровных образований (элювий, коллювий, делювий, аллювий).

– При развитии мерзлотных процессов на ослабленных карстом участках в условиях обводненности разреза формировалась наибольшая льдистость. Оттаивание массива привело к образованию неравномерных термокарстовых просадок, воронок и локальных оседаний, сформировавшихся в результате карстово-провальных и карстово-суффозионных процессов, связанных с провалообразованием и с оседанием зон над подземными полостями, утратившими сдерживающий деформации лёд.

– Процесс развития деформаций, связанных с обрушением существующих полостей на малых глубинах (до 20 м), не завершен и может активизироваться при техногенной нагрузке.

Все карстовые формы и деформации сведены в единую таблицу, представленную в Приложении в таблице 1, согласно привязке к километражу нефтепровода. Для оценки степени воздействия карстовых процессов на территорию трассы нефтепровода произведена привязка к трассе всех видимых внешних карстовых форм и деформаций как зафиксированных ранее при инженерных изысканиях, так и новейших форм карста. Подготовлена карта с привязкой каждого карстопроявления (рисунок 21, а). Согласно ранее приведенному алгоритму построения карты районирования по уязвимости, представленному во второй главе (рисунок 7), выявленные места с карстом были разделены случайным образом на «тренировочные», которые составили 70% от общего количества карстопроявлений – 15 карстовых проявлений, и «поверочные данные», которые составили 30% от общего количества карстопроявлений – 7 карстовых проявлений. На территории, ограниченной 1000 м в каждую из сторон от оси трубопровода (буферная зона исследования), произведен расчет плотности карстопроявлений (рисунок 21, б).

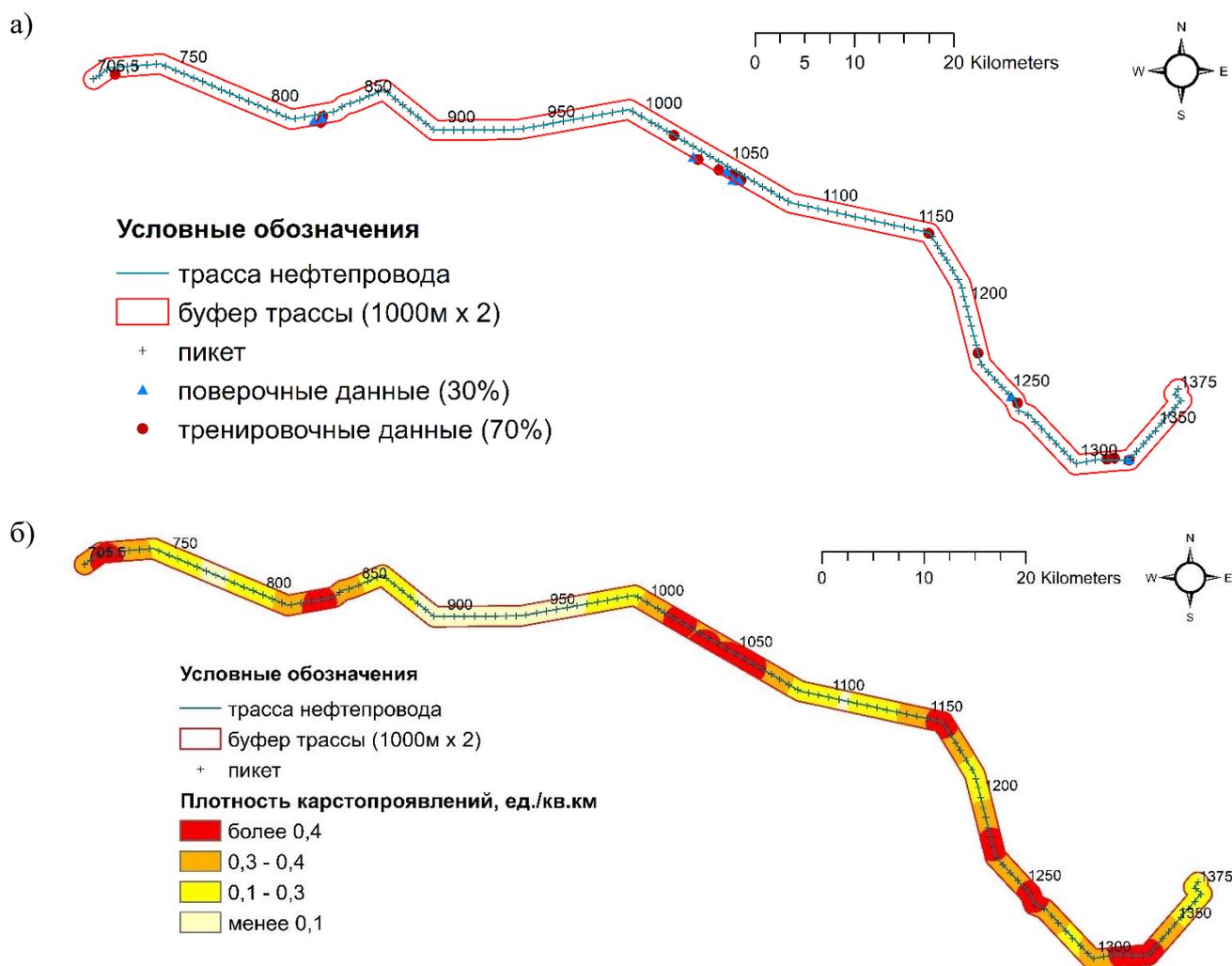


Рисунок 21 – Карст в пределах трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО»: а) месторасположение карстовых форм и деформаций (разделены на тренировочные и поверочные данные), б) карта плотности карстопроявлений (на основе тренировочных данных).

3.2. Определение факторов, влияющих на развитие карстовых процессов в пределах трассы трубопровода

Ранее в данном исследовании были определены основные факторы, которые могут так или иначе влиять на развитие карста в пределах трассы исследуемого промышленного трубопровода. Для определения возможной взаимосвязи каждого из факторов необходимо определить количественные и пространственные границы в буферной зоне объекта исследования. В данной работе внимание направлено на необходимость оценки данных различного происхождения, начиная от результатов инженерных изысканий и заканчивая результатами мониторинга трубопровода уже в период эксплуатации. Основными источниками данных являются следующие материалы, а именно:

- Космические снимки поверхности Земли (SRTM, ASTER GDEM, Landsat, Santinelle и др.);

- Материалы комплексных инженерных изысканий
- Данные инженерно-геологических скважин, характеристик инженерно-геологических элементов;
- Данные геотехнического мониторинга;
- Данные внутритрубной диагностики трубопровода;
- Эксплуатационные характеристики трубопровода.

Автором ставится идея рассмотрения максимально возможного количества данных, которые характеризуют трубопровод в период эксплуатации в рамках определения карстоопасности. Не исключено, что некоторые данные необходимо исключить при оценке карстоопасности территории трассы, однако при различных условиях эксплуатации и характеристиках окружающего грунта, факторы, которые в первоначально могут казаться не столь важными при рассмотрении, могут напрямую влиять на развитие того или иного опасного геологического процесса, в том числе и карста.

Для рассмотрения всех факторов в едином пространстве наиболее оптимальным вариантом является создание геоинформационной базы, где каждый фактор представлен определенным типом пространственных данных и имеет определенные границы и значения. Так, для определения взаимосвязей факторов в рамках данного исследования подготовлены тематические карты на основе цифровых моделей рельефа, материалов инженерно-геологических изысканий и геологических карт, результатов геотехнического мониторинга объекта, внутритрубной диагностики объекта, а также эксплуатационных характеристик трубопровода. Для построения кривизны склонов, абсолютных отметок и уклонов поверхности были использованы космоснимки SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) для исследуемой территории, полученные из открытых ресурсов сервиса USGS Earthexplorer. Для выделения основных элементов тектонической трещиноватости применялись данные, полученные посредством дешифрирования снимков космического термоэмиссионно-отражающего радиометра ASTER (Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer), отраженные в GDEM (Global Digital Elevation Model) – глобальной цифровой модели рельефа, представленной на сервисе «NASA Earthdata Search». Картографический материал инженерно-геологических изысканий и карты четвертичных образований листов Р-48,49 из фондов Всероссийского научно-исследовательского геологического института имени А. П. Карпинского позволил определить и уточнить расположение речной сети, тектонических разломов, стратиграфо-генетических комплексов пород [75, 80, 134, 180]. Дешифрирование космических снимков, перевод данных в цифровой формат, координатная привязка трассы трубопровода и построение факторных карт производились в среде ArcGIS Desktop с использованием

внутренних инструментов программы. В таблице 3 представлен перечень всех факторов, которые рассматриваются в данном исследовании, источники их получения, способ обработки (применительно к инструментам программы ArcGIS Desktop). Для обработки используются географическая проекция WGS 1984 Web Mercator (Auxiliary Sphere), а также перевод всех цифровых моделей в размерность 30x30 пикселей.

Таблица 3 – Технология создания факторных карт

Факторная карта	Источник	Инструмент ГИС-обработки (ArcGIS Desktop)
Литология Lit	Геологическая карта Р-48,49	Классификация ЦМР (Classified from the DEM)
Мощность грунтов покровной толщи (глубина залегания карстующихся пород) m_p	Инженерно-геологические изыскания, карта инженерно-геокриологического районирования	Классификация ЦМР (Classified from the DEM)
Уклон β	Радиолокационная топографическая миссия шаттла Shuttle Radar Topographic Mission – SRTM, снимки ASTER (Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer)	Пространственный анализ, уклон (Spatial Analyst, Slope)
Кривизна Cur		Пространственный анализ, кривизна (Spatial Analyst, Curvature)
Абсолютная отметка высоты поверхности H_{abc}		Классификация ЦМР (Classified from the DEM)
Расстояние до водотоков и водоемов D_{riv}		Пространственный анализ, направление стока, кумулятивный сток, расстояние (Spatial Analyst, Flow direction, Flow Accumulation, Distance)
Коэффициент инфильтрации I_s		Пространственный анализ, направление стока, кумулятивный сток, границы водосбора, калькулятор раstra (Spatial Analyst, Flow direction, Flow Accumulation, Watershed, Raster calculator)
Топографический индекс влажности TWI		Пространственный анализ, уклон, калькулятор раstra (Spatial Analyst, Slope, Raster calculator)
Расстояние до тектонических разломов D_{lin}	Геологическая карта Р-48,49, карта инженерно-геокриологического районирования	Пространственный анализ, анализ близости, расстояние (Spatial Analyst, Proximity analysis, Distance)
Плотность трещиноватости L_{dens}	Снимки ASTER (Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer)	Пространственный анализ, плотность (Spatial Analyst, Linear Density)
Атмосферно-устойчивый вегетационный индекс $ARVI$	Снимки Landsat-8	Калькулятор раstra Raster calculator
Распределение температуры по трубопроводу $T_{раб}$	Показания интеллектуальных датчиков, технологический регламент	Пространственный анализ, интерполяция, крикинг (Spatial analyst, Interpolation, Kriging)
Давление трубопровода (вес) на грунт $P_{вес}$	Проект, эксплуатационный паспорт трубопровода	Пространственный анализ, интерполяция, крикинг (Spatial analyst, Interpolation, Kriging)
Распределение давления по трубопроводу $P_{раб}$		
Уровень грунтовых вод $H_{зв}$	Данные геотехнического мониторинга	Пространственный анализ, интерполяция, крикинг (Spatial analyst, Interpolation, Kriging)
Скорость грунтовых вод U		Пространственный анализ, уклон, калькулятор раstra (Spatial Analyst, Slope, Raster calculator)

Модуль деформации грунтов покровной толщи E	Данные скважин инженерно-геологических изысканий	Пространственный анализ, интерполяция, крикинг (Spatial analyst, Interpolation, Kriging)
Угол внутреннего трения грунтов покровной толщи φ		
Удельное сцепление грунтов покровной толщи c		
Льдистость пород i_i		
Влажность грунта покровной толщи W		
Плотность грунта при природной влажности ρ		
Коэффициент пористости грунтов покровной толщи e		
Минерализация подземных вод Min		

Для группирования в каждом факторе значений в классы предлагается применять метод классификации геометрических интервалов. Данный метод классифицирует все значения посредством минимизации суммы квадратов количества элементов в каждом классе, таким образом распределяя все значения равномерно по классам в одинаковом объеме, соблюдая последовательность в изменениях интервала. Метод классификации геометрических интервалов специально разработан для обработки непрерывных данных и способствует балансу между выделением изменений средних и экстремальных значений, тем самым обеспечивая визуально привлекательный и полный с картографической точки зрения результат. Данный метод встроен в стандартизированные пакеты классификации геоинформационных программ, в том числе и в среде ArcGIS Desktop.

Геологические факторы

Общее строение массива грунта, с учетом залегания кровли карстующихся коренных пород, толщины покровного слоя грунта, их взаимного положения и ориентации в пределах исследуемой территории, в совокупности является важнейшим фактором, который напрямую влияет на развитие карста. Трасса промыслового нефтепровода характеризуется повсеместным распространением карбонатной нижнекембрийской, среднекембрийской, терригенно-карбонатной средне-верхнекембрийской (наиболее распространенная по территории) формациями, представленные известняками и доломитами, которые характеризуются высокой трещиноватостью, кавернозностью и закарстованностью. Покровную надкарстовую толщу грунтов представляют в основном глинистые, супесчаные и песчаные, иногда гравелистые отложения. Для оценки разработана факторная карта литологии в пределах трассы нефтепровода путем оцифровки карт (рисунок 15) [80, 75]. В качестве количественной характеристики геологического фактора рекомендуется использовать мощность покровной толщи m_p (м), которая также способствует развитию карстовых процессов. Для построения карты мощности покровной

толщи четвертичных отложений проанализированы колонки геологических скважин и продольный разрез трассы нефтепровода, результаты которой внесены в цифровую модель и построены при помощи встроенных инструментов ArcGIS Desktop при помощи интерполяции данных (рисунок 22).

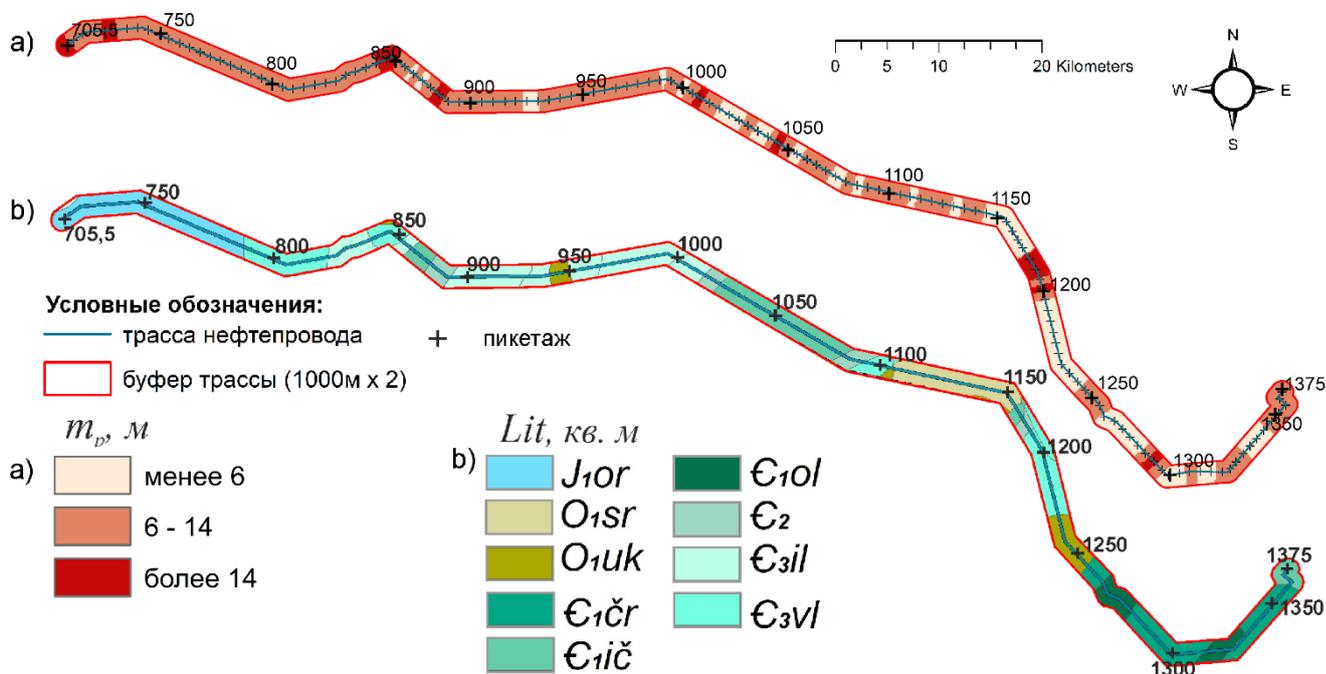


Рисунок 22 – Тематические карты геологических факторов: а) Мощность грунтов покровной толщи (глубина залегания карстующихся пород) $m_p, м$; б) Литология Lit .

Инженерно-геологические факторы

Однозначно, рассмотрение только качественных характеристик грунтов (площадь стратиграфо-генетических комплексов, их расположение и распространение на территории исследования) и количественного показателя мощности покровной толщи грунтов над карстующимися породами недостаточно для полного описания их свойств. Существующие на сегодняшний день методики, которые нацелены на получение расчетных данных карстовых провалов, а также расчета деформаций поверхности под влиянием карста, в той или иной мере связаны с механическими свойствами грунтов, среди которых стоит выделить основные – модуль деформации грунтов покровной толщи E (МПа), удельное сцепление грунтов покровной толщи c (кПа) и угол внутреннего трения грунтов покровной толщи φ (град). Данные показатели характеризуют состояние грунта, деформационные свойства под действием нагрузки и в принципе дают понимание о составе грунтов, не рассматривая их качественные показатели. Также в качестве дополнительных параметров покровной толщи грунтов, предопределяющих развитие карстовых процессов, предлагается рассмотреть плотность грунта, влажность грунта и коэффициент пористости. Данные параметры позволяют определить вероятность прохождения поверхностных и грунтовых вод и тем самым способствовать разрушению скальных пород и,

следовательно, обрушению свода грунтов покровной толщи, что приведет к просадкам поверхности и деформациям трубопровода.

Необходимо принимать во внимание расположение трассы трубопровода в зоне распространения вечномёрзлых грунтов, которые имеют особое влияние на развитие карста. Учитывая зафиксированные ранее при инженерно-геологических исследованиях ледяные включения во многих образцах покрывающей толщи грунтов, наиболее информативным фактором, который позволит описать геокриологическую обстановку территории трассы, следует принять показатель i_i – льдистость покровной толщи грунтов. В рамках исследования были проанализированы результаты замеров температуры грунтов в рамках геотехнического мониторинга с 2020г по настоящее время. Полученные графики распределения температуры по всей протяженности трубопровода указывают на незначительные изменения слоя сезонного протаивания и промерзания (на данной территории исследования – порядка 3,9 м), поэтому рассмотрение показателя глубины слоя сезонного протаивания и промерзания в данном исследовании не считается целесообразным.

Данные для расчета показателей инженерно-геологической группы идентифицированы путем рассмотрения геологических скважин по материалам инженерно-геологической изысканий и продольного профиля трассы нефтепровода. Согласно определенному пикету и скважине сформирована база, с указанием глубины залегания расчетных геологических элементов (как покровной толщи, так и коренных пород) и соответствующих им инженерно-геологических показателей. Акцентируем внимание, что, рассматривая различные инженерно-геологические показатели для покровной толщи в пределах одной скважины, для расчета принимаются средневзвешенные (осредненные) значения указанных параметров. В результате получены карты факторов инженерно-геологической группы в пределах исследуемой территории, представленные на рисунке 23.

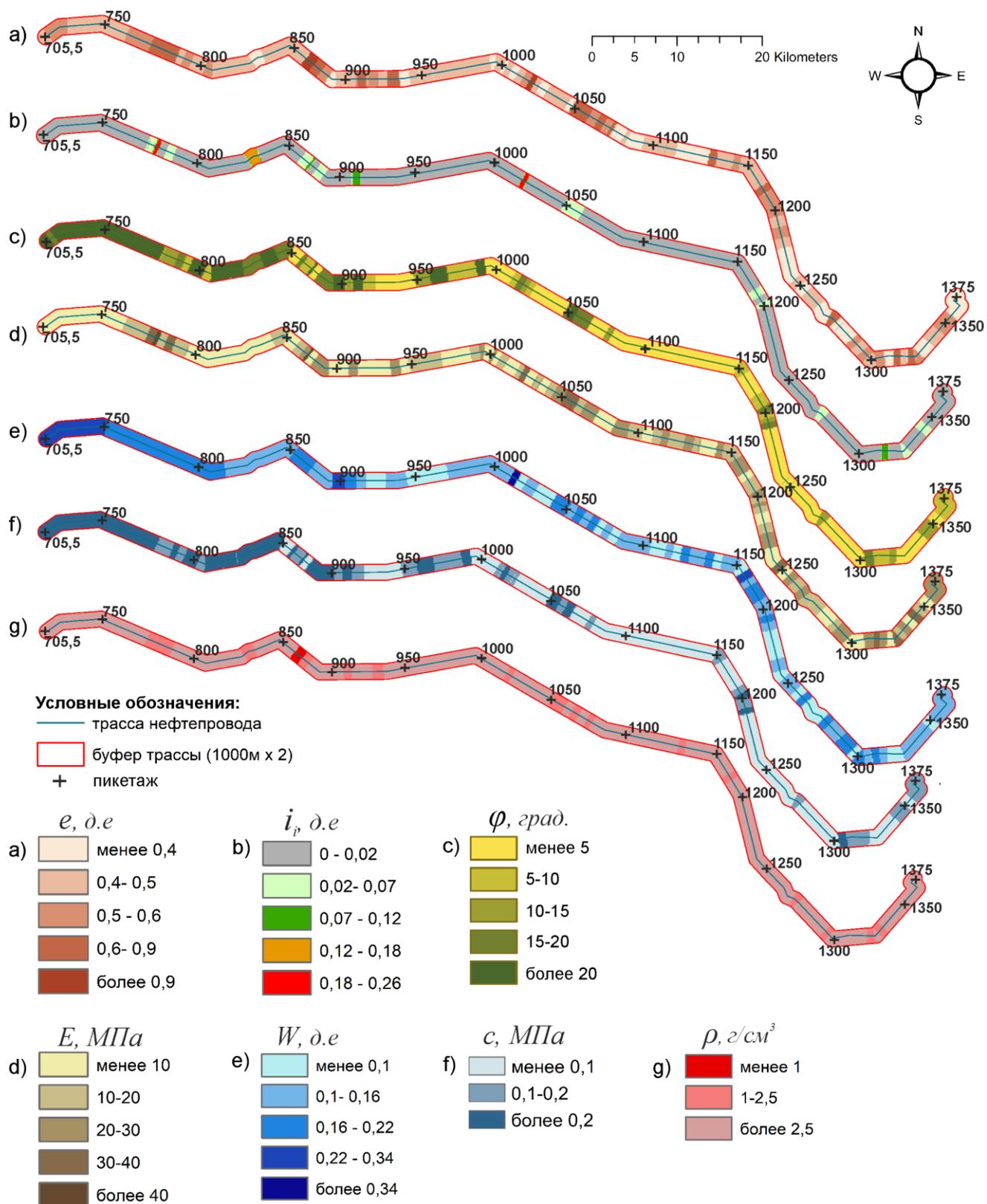


Рисунок 23— Тематические карты инженерно-геологических факторов: а) Коэффициент пористости грунтов покровной толщи $e, \text{д.е.}$; б) Льдистость пород $i_p, \text{д.е.}$; в) Угол внутреннего трения грунтов покровной толщи $\varphi, \text{град.}$; д) Модуль деформации грунтов покровной толщи $E, \text{МПа}$; е) Влажность грунта покровной толщи $W, \text{д.е.}$; ф) Удельное сцепление грунтов покровной толщи $c, \text{МПа}$; г) Плотность грунта при природной влажности $\rho, \text{г/см}^3$.

Структурно-тектонические факторы

По мнению ряда авторов тектонические нарушения территории, в пределах которой рассматривают вопросы карстообразования, являются одним из ключевых факторов. Связано это с тем, что зоны разломов и повышенной трещиноватости массива грунта являются зоной локализации стока подземных и поверхностных вод и, следовательно, при распространении водорастворимых горных пород являются зонами активации карстовых полостей [91]. Рядом авторов, Горбуновой К.В., Катаевым В.Н., Печеркиным А.И., отмечено, что зоны геодинамической активности – наибольшего скопления трещиноватости пород, имеют максимальные показатели закарстованности [91, 136, 61].

В настоящее время проведено множество исследований, посвященных изучению тектонических нарушений тех или иных территорий, где в качестве определяющего критерия оценки геодинамической активности выступают линеаменты - прямолинейные элементы рельефа местности, образованные границами хребтов, кряжей, участками речных долин, береговыми линиями, цепочками просянок рельефа, эрозионными процессами, которые представляют современные тектонические нарушения осадочного чехла горных пород изучаемой территории. Для вычисления линеаментов используются цифровые модели рельефа (ЦМР), которые извлекаются из оптических и радиолокационных данных дистанционного зондирования с применением различных автоматизированных процессов. В рамках исследования влияния тектонических нарушений на возникновение карста в пределах трассы промышленного трубопровода проведение линеаментно-геодинамического анализа является обоснованным вариантом оценки общей структурно-тектонической обстановки территории.

Для выделения основных элементов линеаментно-геодинамического анализа применялись данные, полученные посредством дешифрирования снимков космического термоэмиссионно-отражающего радиометра ASTER (Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer), отраженные в GDEM (Global Digital Elevation Model) – глобальной цифровой модели рельефа, представленной на сервисе «NASA Earthdata Search», обработка которых проводилась посредством инструментов «ArcGIS Desktop» в августе-сентябре 2022г. в отделении геологии НИ ТПУ. Первоначально, собранные растровые изображения были интегрированы в единую мозаику сцен (инструмент «Raster dataset – Mosaic to new raster» в наборе инструментов модуля пространственного анализа «Spatial Analyst» в программе «ArcGIS Desktop»). Данная цифровая модель выбрана в связи с однородностью исходного материала и высокой детализацией пространства.

Для выделения в автоматизированном режиме линеаментов в данной работе применяются инструменты программа ГИС Geomatica (PCI Geomatica), которая зарекомендовала себя в использовании для проведения геодинамических исследований и обработки различных

растровых и векторных изображений рельефа местности. Для определения линеаментов использовался один из модулей программы – «LINE: Lineament Extraction». Учитывая все выделенные тектонические нарушения (разломы, линеаменты), разработана карта общей трещиноватости (рисунок 24).

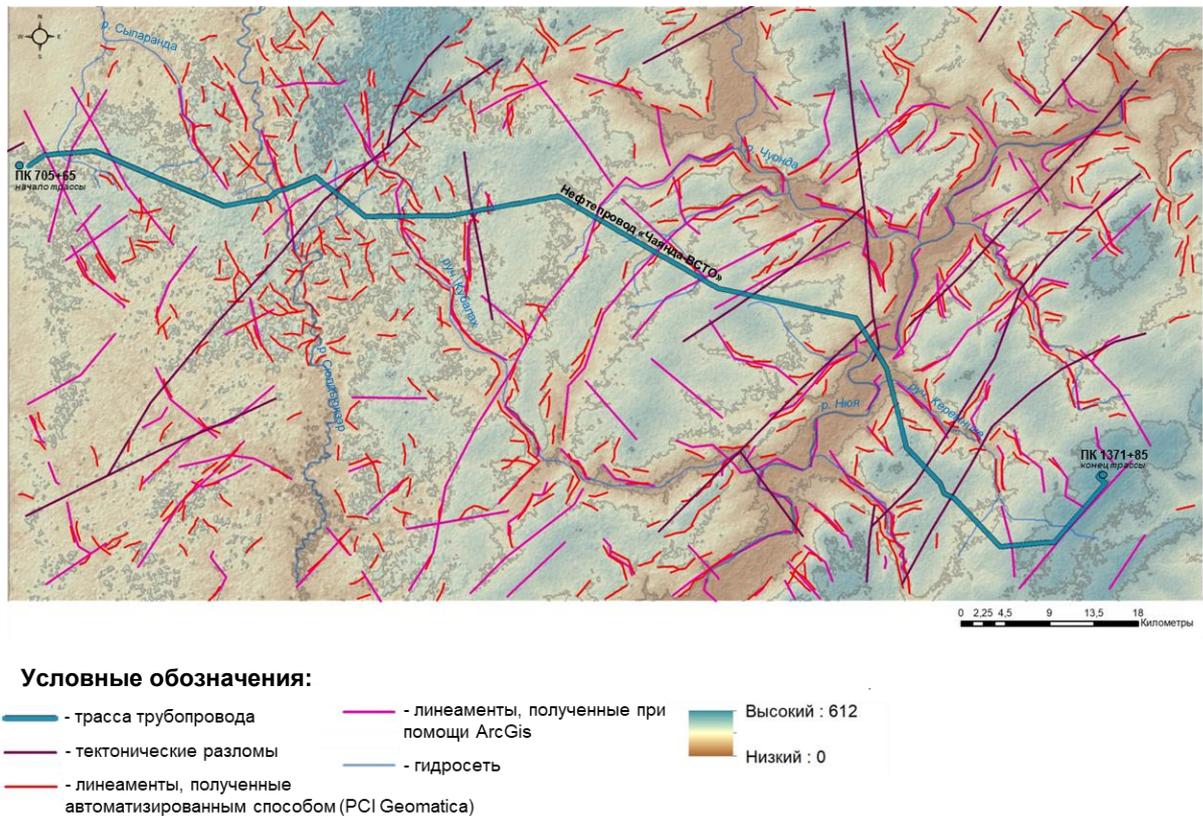


Рисунок 24 - Карта основных элементов общей тектонической трещиноватости, выделенных по трассе нефтепровода, составлена автором с использованием материалов [180].

Данные результаты позволяют выделить основные факторы, которые возможно использовать в качестве характеристики структурно-тектонических особенностей территории при исследовании их влияния на развитие карста: удаленность (расстояние) от тектонических нарушений D_{lin} (м) и плотность трещиноватости L_{dens} (км/кв.км). По результатам аэрокосмогеологических исследований по определению параметров общей трещиноватости, учитывая как глубинные разломы, полученные геолого-геофизическими методами, так и идентифицированные линеаменты с детализацией в районе расположения трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО», построена карта плотности трещиноватости при помощи модуля программы ArcGIS Desktop «Spatial Analyst» (инструмент «Line Density») и карта расстояния до тектонических разломов при помощи инструментов «Distance», представленные на рисунке 25.

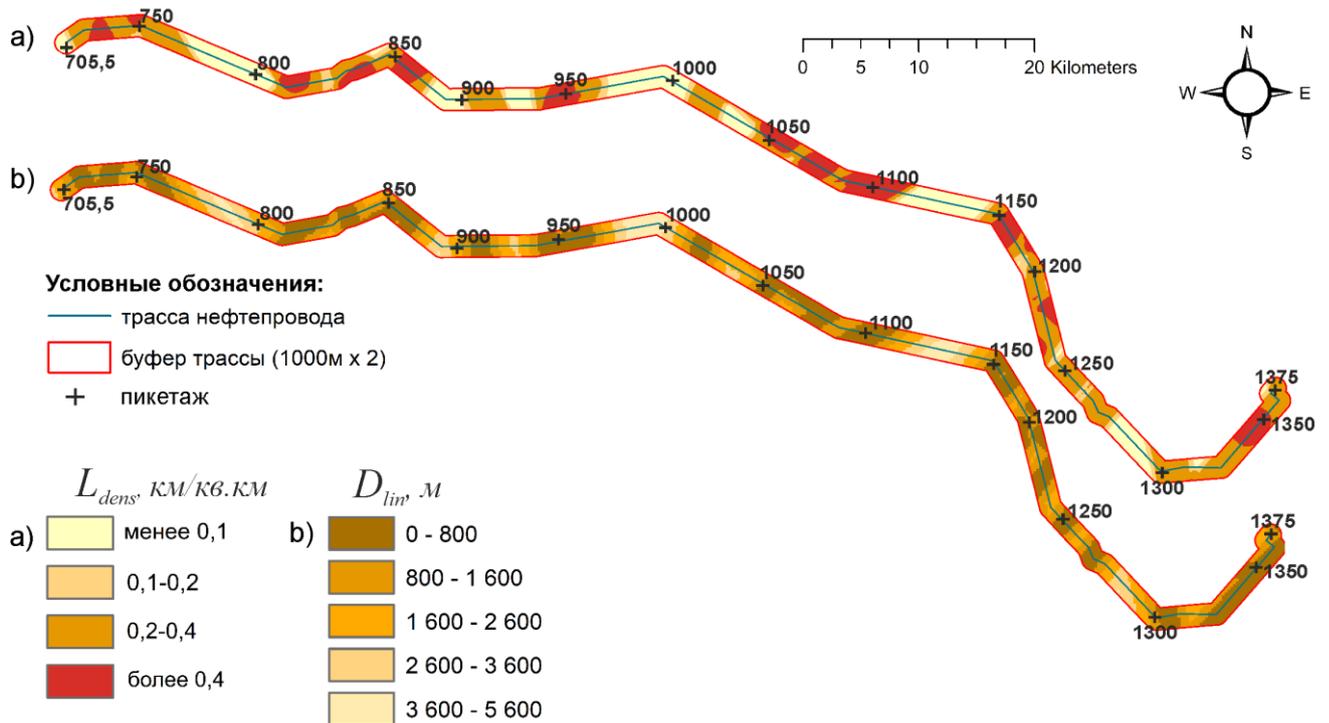


Рисунок 25 – Тематические карты структурно-тектонических факторов: а) Плотность трещиноватости L_{dens} , км/кв.км; б) Расстояние до тектонических разломов D_{lin} , м.

Гидрогеологические факторы

Исходя из залегания карстующихся пород, водопроницаемой покровной толщи грунта и соответствующих свойств грунтовых вод, карстовые процессы протекают с определенной интенсивностью. Для исследуемой территории все обнаруженные подземные воды характеризуются спорадическим распространением. При этом водоносный горизонт тесно взаимосвязан с поверхностными водами. К особому типу подземных вод на территории можно отнести трещинные и трещинно-карстовые воды, приуроченные к трещинам и карстовым пустотам в толще коренных пород. Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков, поверхностного склонового стока с участков водосбора, речных вод, притока из смежных водоносных горизонтов. В питании этих вод также могут принимать участие воды, поднимающиеся по трещинам в зонах разломов.

Рассматривая гидрогеологические условия территории в контексте влияния их на развитие карста, необходимо принимать во внимание как характер движения и уровенные режимы самих вод, так и их химический состав. В этом плане наиболее информативными гидрогеологическими факторами будут являться установившийся уровень подземных вод, их скорость и минерализация.

В основном рассматривается среднегодовая глубина установления грунтовых вод, значения которой возможно получить исходя из результатов гидрогеологических исследований в рамках геотехнического мониторинга трассы нефтепровода. Среднегодовой показатель

выбирается в связи с низкой частотой проведения исследования (в основном не более 4 раз в год), сложностью сбора данных в периоды весеннего паводка и осенних половодий, а также отсутствие замеров в период низких температур (в Якутии в основном с ноября по март).

Результаты минерализации возможно получить путем отбора проб в период проведения геотехнического мониторинга, либо используя ранее проведенные исследования (к примеру, при инженерных изысканиях). Обобщенные исследования указывают на развитие карстовых форм в условиях неглубокого положения уровня подземных вод и невысоким показанием минерализации (не более 3-4 г/дм³) [95]. Для построения факторных карт использовались данные геотехнического мониторинга гидрогеологических скважин (30 скважин), по результатам 9 циклов измерений с 2019 года по 2024 год. Производя привязку гидрогеологических скважин геотехнического мониторинга и инженерно-геологических скважин при изысканиях на цифровую модель трассы нефтепровода при помощи инструментов ArcGIS Desktop, путем интерполяции данных были получены факторные карты (рисунок 26).

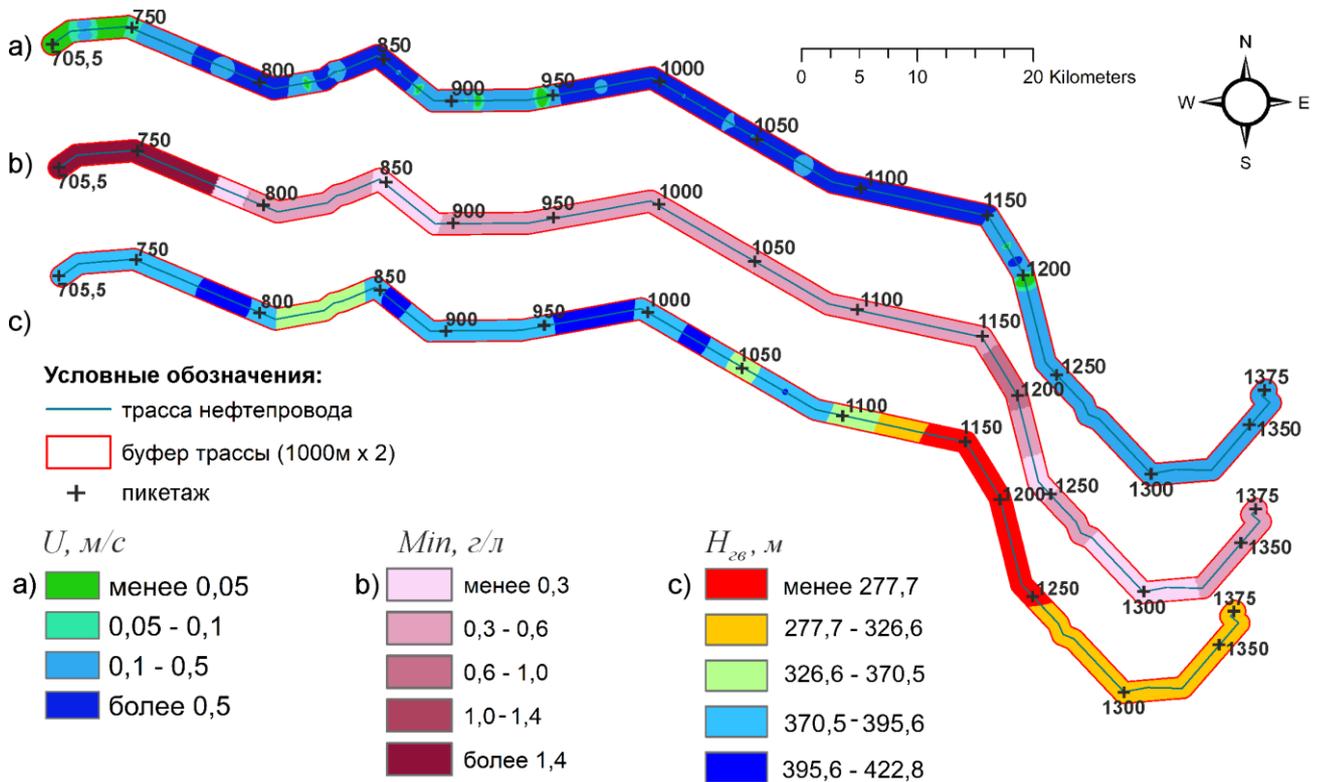


Рисунок 26 – Тематические карты гидрогеологических факторов: а) Скорость грунтовых вод $U, \text{ м/с}$; б) Минерализация подземных вод $Min, \text{ г/л}$; с) уровень грунтовых вод $H_{2в}, \text{ м}$.

Геоморфологические факторы

Немаловажная роль в протекании карстовых процессов принадлежит геоморфологическим особенностям строения территории, тесная связь которых с подземными формами карста указана в работе В.С. Лукина [108]. Рельеф территории, в границах которой зафиксированы карстовые процессы, в основном характеризуется сложным строением и

вариативностью, поэтому при рассмотрении строения закарстованных территорий необходимо использовать такие показатели, которые в наибольшей степени описывают существующие условия и стадийность формирования карстового рельефа.

В работе А.И. Печеркина, Г.Б. Болотова и Катаева В.Н. [136] приведены две основные разновидности формирования рельефа закарстованных территорий – консонантный (обнаженный карстовый массив или с покровной толщей грунтов малой мощности) и диссонантный (с мощным слоем покровной толщи грунтов над карстующимися породами). Под действием вертикальных и субвертикальных неотектонических движений земной коры происходит формирование карстового массива, среди которых выделяют, согласно работам Щербачева С.В. и Катаева В.Н. [137], следующие разновидности элементов рельефа – карстовые депрессии, останцы и седловины. В качестве основных показателей, которые характеризуют рельеф, предлагается использовать уклон, кривизну и абсолютную высоту земной поверхности.

Уклон поверхности (рисунок 27, е) является одним из основных параметров рельефа. Важность данного параметра обоснована влиянием градиента уклона на изменение скорости как поверхностного стока, так и движения подземного стока вод. Так же от степени уклона зависит содержание влаги в грунтах и напряжение сдвига поверхностного слоя почвы. В нашем случае карта уклона поверхности получена посредством обработки растрового изображения цифровой модели рельефа SRTM при помощи инструмента «Spatial Analyst» - «Slope» программы ArcGIS Desktop с разделением всех значений уклонов согласно методу естественных границ.

Кривизна поверхности (рисунок 27, а) характеризует морфологию склонов и откосов. Кривизна непосредственно влияет на накопление воды (осадки, сток и др.) в почвенном покрове – вогнутая поверхность может содержать больше влаги, нежели выпуклая. Профильная кривизна влияет на ускорение или замедление потока, и, следовательно, влияет на эрозию и депонирование осадков, а плановая кривизна (кривизна в плоскости) влияет на конвергенцию и дивергенцию потока. Используя инструмент «Spatial Analyst» - «Curvature» программы ArcGIS Desktop получены области положительных значений кривизны (выпуклая поверхность), отрицательных значений (вогнутая поверхность), а также области с нулевыми значениями (пологая местность).

В условиях сложного рельефа, природно-климатических особенностей территории и развитой сети водотоков возникает необходимость в рассмотрении режима поверхностных вод, которые, с увеличением водообмена и инфильтрации, могут привести к увеличению градиента инфильтрации. В качестве основных показателей предлагается использовать показатели инфильтрации и топографического индекса влажности, который можно получить путем дешифрирования космоснимков и аэроснимков поверхности изучаемой территории. В качестве показателя инфильтрации предлагается вычислить *коэффициент инфильтрации I_s* по следующему соотношению:

$$I_s = D_d \cdot F_s \quad (3.1)$$

где D_d – плотность дренажа поверхности (Drainage density), км/км²;

F_s – частота стока (осушения, дренажа) поверхности (Drainage frequency), 1/км²;

Топографический индекс влажности TWI определяет потенциальность водонасыщения участка – более высокие значения индекса позволяют определить участки поверхности с повышенным накоплением влаги в грунтах [118]. Значение индекса TWI определяется следующей формулой:

$$TWI = \ln \frac{A}{\tan \beta} \quad (3.2)$$

где A – площадь склона, км²;

$\tan \beta$ – тангенс угла наклона склона – уклон, в радианах;

Области, подверженные скоплению воды (большие площади дренажа) и характеризующиеся малым углом наклона, будут связаны с высокими значениями TWI. С другой стороны, хорошо дренированные засушливые районы (крутые склоны) связаны с низкими значениями TWI. Следует отметить, что индекс учитывает особенности рельефа как на повышенных, так и пониженных участках, т.е., если имеются понижения на возвышенных участках, то это отражается в увеличении значений индекса TWI относительно прилегающих возвышенных участков.

На основе дешифрирования растрового изображения цифровой модели рельефа SRTM, используя элементы инструмента «Spatial Analyst» – «Hydrology» программы ArcGIS Desktop, для участка трассы нефтепровода строятся предварительные карты плотности дренажа поверхности, частоты стока и путем интеграции (инструмент «Raster calculator») получаем факторную карту коэффициента инфильтрации поверхности (рисунок 27, f). При помощи инструмента «Spatial Analyst» - «Slope» вычисляются показатели склона и площадь склона, затем путем интеграции (инструмент «Raster calculator») разрабатывается факторная карта индекса природной влажности TWI (рисунок 27, b).

Также особое внимание уделяется рассмотрению совместному действию русловых и карстовых процессов на формирование рельефа. Еще в 1962 г. Д.С. Соколовым установлена более интенсивная закарстованность речных долин в сравнении с междуречьями, поэтому вероятность карстопроявлений тем выше, чем ближе расположена территория к водотокам [158]. Также в условиях карста южной Якутии карстовые воронки, провалы, а также карстовые останцы приурочены к поймам и руслам рек – к местам интенсивного взаимодействия поверхностных и подземных вод. Для количественной характеристики взаимодействия карстовых провалов и водотоков территории исследования построена карта удаленности водотоков (рисунок 27, c) по результатам дешифрирования цифровой модели рельефа SRTM в программе ArcGIS Desktop с

автоматическим выделением водотоков и вычислением расстояния каждого водотока от оси трубопровода с помощью инструмента «Spatial Analyst» - «Distance».

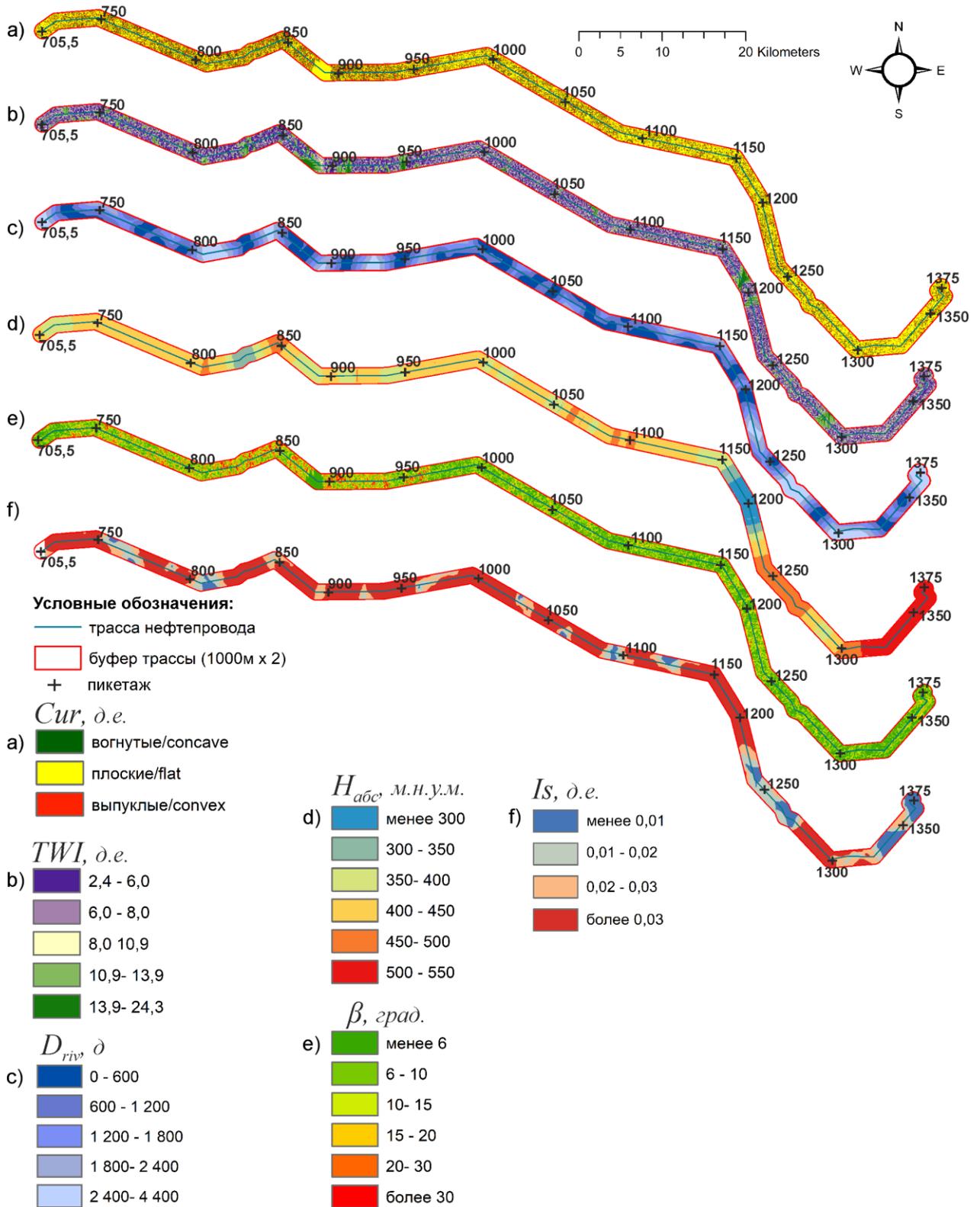


Рисунок 27 – Тематические карты геоморфологических факторов: а) Кривизна Cur , д.е.; б) Топографический индекс влажности TWI , д.е.; с) Расстояние до водотоков, водоемов D_{riv} , м; д) Абсолютная отметка высоты поверхности H_{abs} , м. н. у. м.; е) Уклон β , град; ф) Коэффициент инфильтрации Is , д.е.

Факторы растительного покрова

Все вышеперечисленные факторы имеют естественный характер происхождения и непосредственно описывают грунтовый массив территории исследования. Однозначно при определении степени предрасположенности территории к образованию карста необходимо учитывать влияние самого сооружения. ***Техногенные нагрузки***, которые на территории трассы промыслового трубопровода представлены в основном нарушением растительного покрова, почвенного слоя и влиянием сопутствующих вспомогательных сооружений линейной части трубопровода (узлы запорной арматуры, площадки узлов запуска и приема очистных и диагностических устройств, линии электропередачи, вдольтрассовый проезд и т.д.) возможно характеризовать вегетационными индексами.

В качестве вегетационного индекса предлагается использовать атмосферно-устойчивый вегетационный индекс ARVI (Atmospherically Resistant Vegetation Index), который рассчитывается на основе различных спектральных диапазонов данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ), согласно формуле:

$$ARVI = \frac{NIR - RB}{NIR + RB}, \quad (3.3)$$

где *NIR* – отражение в ближней инфракрасной области спектра (спектр длин волн в интервале от 700 до 1300 нм);

RB – коэффициент, учитывающий устойчивость к атмосферным факторам, вычисляемый по формуле:

$$RB = RED - y * (RED - BLUE), \quad (3.4)$$

где *RED* - отражение в красной области спектра.

BLUE - отражение в синей области спектра (для коррекции эффектов атмосферного рассеяния);

y – коэффициент поправки (в основном $y = 1$ и $y = 0,5$ – при негустой растительности и неизвестном типе атмосферы).

Для построения индекса используются материалы спутниковых снимков программы Landsat-8, которые представляют собой набор снимков в разных спектральных диапазонах с разрешением снимков от 15 до 100 метров на точку. В качестве исходников используются каналы 2 (Blue), 4 (Red) и 5 (Near Infrared, NIR) на основе которых строится карта индекса *ARVI* для рассматриваемой территории трассы нефтепровода (рисунок 28).

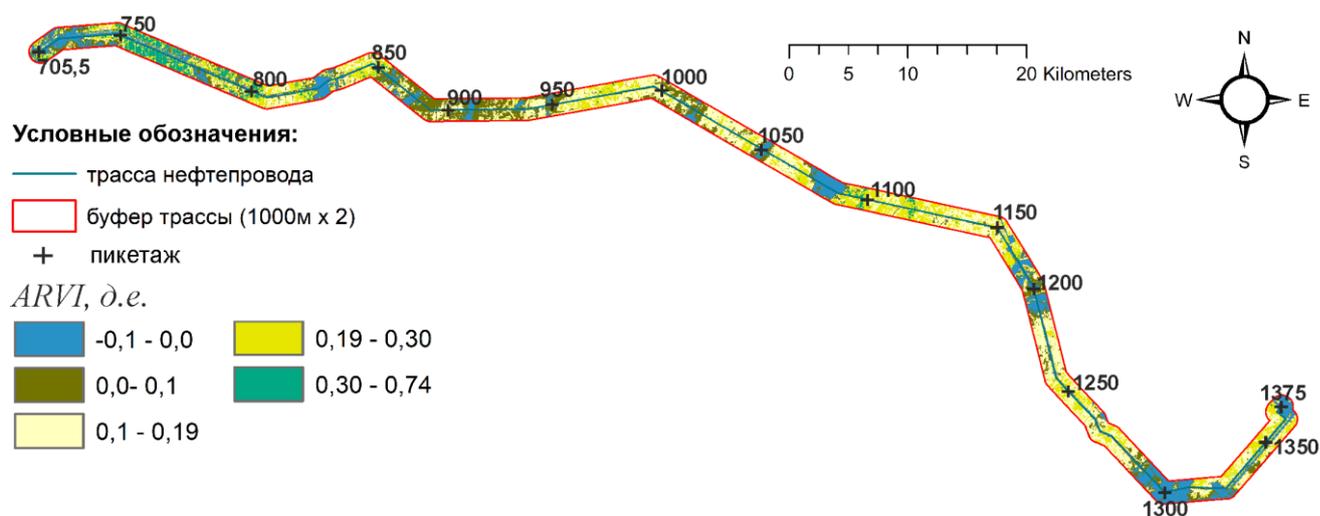


Рисунок 28 – Тематическая карта фактора растительного покрова *ARVI*, д.е.

Диапазон индекса *ARVI* варьируется от -1 до 1, где значения для зеленой растительности (леса, кустарники) обычно находятся в диапазоне 0,3 – 0,8; значения близкие к нулю (-0,1 – 0,2) соответствуют землям с низким значением активной биомассы и засушливым районам; отрицательные значения от -0,2 до -0,3 характеризуют водные объекты, а диапазон от -0,5 до -1,0 – сооружения, бетон и асфальт. Карта с значениями индекса *ARVI* позволяет определить степень подверженности открытой поверхности земли влиянию осадков, солнечной радиации и активации опасных геологических процессов, способствующих развитию карста.

Эксплуатационные факторы

Эксплуатационные параметры промышленного трубопровода в редких случаях соответствуют проектным, если сравнивать их с магистральным транспортом, в связи с неравномерностью подачи продукта, подключением новых объектов добычи или расширением ресурсной базы месторождения. В связи с этим возникают дополнительные нагрузки, которые в том числе влияют на окружающий массив грунта. Характер нагрузок и воздействий на промышленные трубопроводы указан в таблице 11 ГОСТ Р 55990-2014 [69], среди которых выделяют постоянные, временные длительные, кратковременные и особые. При анализе режима эксплуатации можно выделить следующие виды нагрузок, которые наиболее полно характеризуют работу каждого участка промышленного трубопровода:

- Масса (собственный вес) трубопровода, его дополнительных конструкций (изоляция, теплоизоляций и т.д.) и веса грунта засыпки;
- Внутреннее давление для трубопроводов, транспортирующих жидкие и газообразные продукты;
- Температурные воздействия продукта перекачки.

Показания давления продукта и его температуру возможно получить, используя периодические замеры соответствующих показателей по журналам эксплуатации, либо

автоматического сбора информации по электронным манометрам и термометрам. Погонные весовые нагрузки каждого участка трубы рассчитываются исходя из его характеристик, строения траншеи, заглубления трубы и наличия того или иного вида изоляционного покрытия согласно п.п. 11.1-11.10 ГОСТ Р 55990-2014 [69]. Полученные факторные карты представлены на рисунке 29.

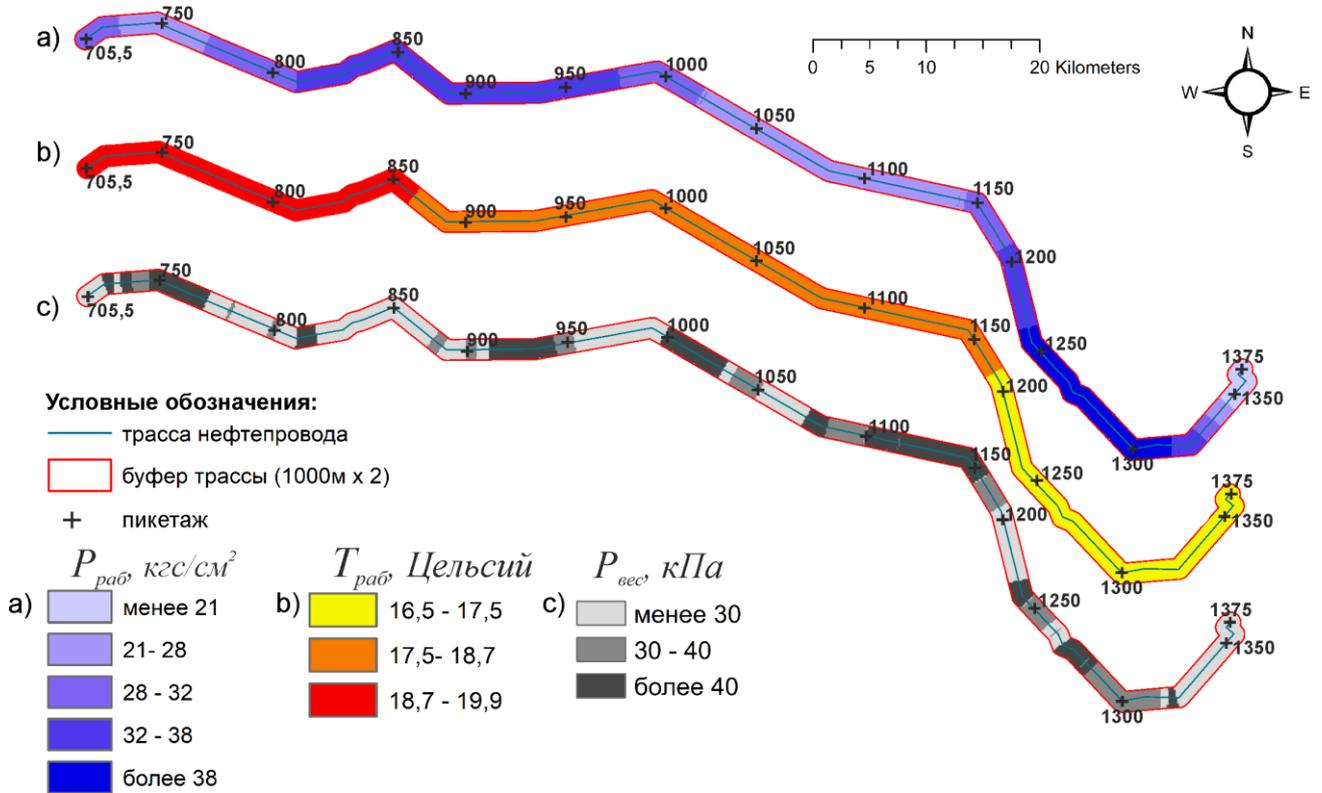


Рисунок 29 – Тематические карты эксплуатационных факторов: а) Распределение давления по трубопроводу $P_{раб}$, кгс/см²; б) Распределение температуры по трубопроводу $T_{раб}$, Цельсий; в) Давление трубопровода (вес) на грунт $P_{вес}$, кПа.

Для построения факторных карт эксплуатационных характеристик исследуемого участка трубы были использованы средние значения внутреннего давления и температуры нефтеконденсатной смеси по показаниям автоматической системы сбора данных за период опытно-промышленной эксплуатации (5 лет), рассчитаны веса участков трубопровода (подробно методика расчета приведена в главе 4).

3.3. Разработка карты районирования по уязвимости трассы трубопровода к карсту

3.3.1. Оценка значимости факторов карстоопасности на основе множественного корреляционно-регрессионного анализа

Согласно представленной ранее методике построения карты районирования по уязвимости к карсту, первоначально необходимо определить тесноту и характер связи факторов и признака карстоопасности трассы. Для этого предлагается следующий алгоритм оценки,

упоминание о котором имеется в ряде ранее опубликованных работ [155, 87, 196, 52], на основе множественного корреляционно-регрессионного анализа:

1. Первоначально определяется результирующий признак карстоопасности.
2. Территория трассы трубопровода разбивается на равные по протяженности участки, в пределах которых вычисляются значения исследуемых величин (факторов и результирующего признака карстоопасности).
3. Производится оценка и исключение из анализа участков, в пределах которых отсутствуют карстующиеся породы (в данном исследовании - карбонатные), подтверждаемая по результатам оценки коэффициента корреляции Спирмена.
4. На основе обработанной выборки экспериментальных данных рассчитываются коэффициенты корреляции между показателем карстоопасности и факторами с последующей проверкой значимости по критерию Стьюдента.
5. На основе наиболее значимых факторов рассчитывается уравнение множественной регрессии для показателя карстоопасности.
6. Проводится проверка связи на основе критерия Стьюдента и Фишера, а также оценка адекватности связи показателя карстоопасности и оставшихся значимых факторов.

Трасса линейной части нефтепровода условно поделена на равные отрезки длиной 100 м, что обусловлено, во-первых, расположением инженерно-геологических скважин (среднее расстояние по трассе нефтепровода между скважинами составляет 100-200м), во-вторых, анализом продольного разреза трассы нефтепровода и оценкой геологического строения территории (подтверждается однородностью массива и малой изменчивостью строения в границах принятого интервала значений). В каждой точке определялись количественные значения факторов на основе картографического материала, данных инженерных изысканий, геотехнического мониторинга и цифровых моделей рельефа. Извлечение количественных значений производилось с применением ArcGIS Desktop при помощи соответствующих инструментов обработки растровых изображений (в нашем случае инструменты набора «Spatial Analyst» - «Извлечь значения в точки»). Для каждой точки извлечены значения показателя карстоопасности – плотности карстопроявлений, а также 665 наблюдений по двадцати четырем рассматриваемым факторам. Составлена таблица исходных данных, по горизонтали которой указаны значения плотности карстопроявлений и рассматриваемых факторов, по вертикали – пикет и номера точек сбора данных с привязкой к трассе нефтепровода (общий объем выборки – 17290 значений).

Для определения способа расчета коэффициента корреляции была проведена предварительная проверка соответствия данных нормальному закону распределения. Анализ показал, что у результирующего признака – плотность карста – выборка данных соответствует

нормальному закону распределения путем расчета показателей асимметрии и эксцесса выборки по Н.А. Плохинскому и сравнения их с соответствующими ошибками репрезентативности.

Рассматриваемый фактор геологического строения территории представлен в виде качественных данных, поэтому для оценки их взаимосвязи обосновано применение непараметрических методов корреляционного анализа, таких как расчет коэффициентов ранговой корреляции Спирмена [196]. Суть корреляционного анализа заключается в присвоении рангов (порядкового номера) каждому из значений рассматриваемых факторов в выборке по возрастанию (или убыванию) и улавливанию тенденции - изменению переменных (рангов) в одном направлении. Расчет коэффициента корреляции Спирмена R^s осуществляется по формуле:

$$R^s = 1 - \frac{6}{n^3 - n} \sum_{i=1}^n (y_i^{(j)} - x_j^{(k)})^2 \quad (3.5)$$

Где $y_i^{(j)}$ – ранг набора данных первого фактора $Y^{(j)} = (y_1^{(j)}, y_2^{(j)}, \dots, y_n^{(j)})$;

$x_j^{(k)}$ – ранг набора данных второго фактора $X^{(k)} = (x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)})$;

n – объем выборки.

Для реализации данного метода первоначально вся выборка (665 наблюдений) ранжируется: количественные данные плотности карстопоявлений ранжируются от наибольшего значения к наименьшим, а качественные данные стратиграфо-генетических комплексов ранжируются от часто встречаемых к менее встречаемым в пределах выборки. В результате получены ранги для результирующего признака (133 ранга) и геологического фактора (8 рангов). Согласно формуле (3.5), производится расчет коэффициента корреляции, $R^s = -0,819$. Полученное значение коэффициента корреляции Спирмена показывает высокую обратную связь между показателями, т.е. чем выше число ранга определенного геологического комплекса, тем меньше плотность карстопоявлений. Коэффициент детерминации $D=0,672$ показывает, что 67% от всех значений выборки с наибольшим числом ранга расположены в зоне воздействия карста и наименее удалены от зафиксированных карстопоявлений. Оценка вычисленного коэффициента корреляции Спирмена R^s при объеме выборки $n > 30$ (в нашем случае $n = 665$) производится по критерию Стьюдента, в котором его фактическое значение $t_{\text{факт}}^s$ вычисляется по формуле:

$$t_{\text{факт}}^s = \frac{|R^s|}{\sqrt{1 - R^{s2}}} \cdot \sqrt{n - 2} = 16,74 \quad (3.6)$$

Учитывая количество степеней свободы выборки ($V = n - 2 = 665 - 2 = 663$) при уровне доверительной вероятности $p = 0,05$, теоретическое значение критерия Стьюдента

$t_{\text{табл}}^s(0,05; 663) = 1,96$. Так как $t_{\text{факт}}^s > t_{\text{табл}}^s$, вычисленный коэффициент корреляции является значимым.

Учитывая причинно-следственные отношения рассматриваемых переменных и значения вычисленного коэффициента корреляции, из первоначальной выборки данных исключаются участки, где связь показателя карстоопасности и геологического фактора строения территории наименее выражена. Так, из рассмотрения исключаются участки, расположенные в зоне геологических комплексов, имеющих наибольшие ранги (наименьшие по значению) в ходе расчета корреляции Спирмена:

- породы Илгинской свиты ϵ_3il , представленные мергелями, аргиллитами и песчаниками;
- породы Верхоленской свиты ϵ_3vl , представленные мергелями, алевролитами, аргиллитами, доломитами глинистыми и красноцветными песчаниками
- породы Ленского надъяруса $\epsilon_1\check{c}r$, представленные известняками, водорослевыми известняками и карбонатными брекчиями;
- породы Оруктахской свиты J_1or , представленные песчаниками, песками, алевролитами, глинами и конгломератами.

Участки трассы трубопровода, проходящие в пределах зон распространения этих пород наименее предрасположены к карсту, в связи с отсутствием карстующихся пород, а также отсутствием карстопоявлений (для зон в пределах распространения пород Ленского надъяруса). Напротив, стратиграфо-генетические комплексы с наименьшим рангом (наибольшим по значению числа) представлены известняками, что подтверждает возможность применения коэффициента корреляции Спирмена и выделения наиболее информативных точек наблюдения для дальнейшего анализа.

В итоге из 665 точек наблюдения выбраны 47 точек в пределах пикетов трассы ПК875-ПК895, ПК1015-ПК1090, ПК1105-ПК1175, ПК1220-ПК1270, ПК1320-1325 с определенными значениями плотности карстопоявлений. Для выбора способа расчета коэффициента корреляции производится статистическая проверка полученной нами выборки на соответствие данных нормальному закону распределения. Для проверки также используем значения асимметрии и эксцесса для каждого ряда данных и сравниваем их с показателями ошибки. Результаты расчета основных статистических показателей для всей выборки, представленные в таблице 4, демонстрируют, что характер распределения почти всех факторов подчиняется закону нормального распределения, из чего следует возможность расчета парных коэффициентов корреляции r -Пирсона. На основе этого были рассчитаны коэффициент корреляции между результирующим признаком Y и каждым фактором X_1 - X_{23} . Построена матрица коэффициентов

парной корреляции, которая позволяет выделить тесноту связи между результирующим признаком и факторами, при этом учитывать связи между самими факторами (таблица 5).

Расчетные коэффициенты корреляции сравнивались с табличными. Для данной выборки и уровня доверительной вероятности критическое значение коэффициента корреляции $R_{\text{теор}} = 0,288$, следовательно все факторы с расчетным коэффициентом корреляции меньше теоретического исключались из рассмотрения. Основываясь на взаимосвязи значений между факторами, также исключаются из рассмотрения факторы, коэффициент корреляции между которыми больше коэффициента корреляции между результирующим признаком и рассматриваемым фактором, так как в итоговую корреляционную модель необходимо включать только независимые факторы (исключаем явление мультиколлинеарности). Диаграммы распределения наиболее значимых факторов представлены на рисунке 30.

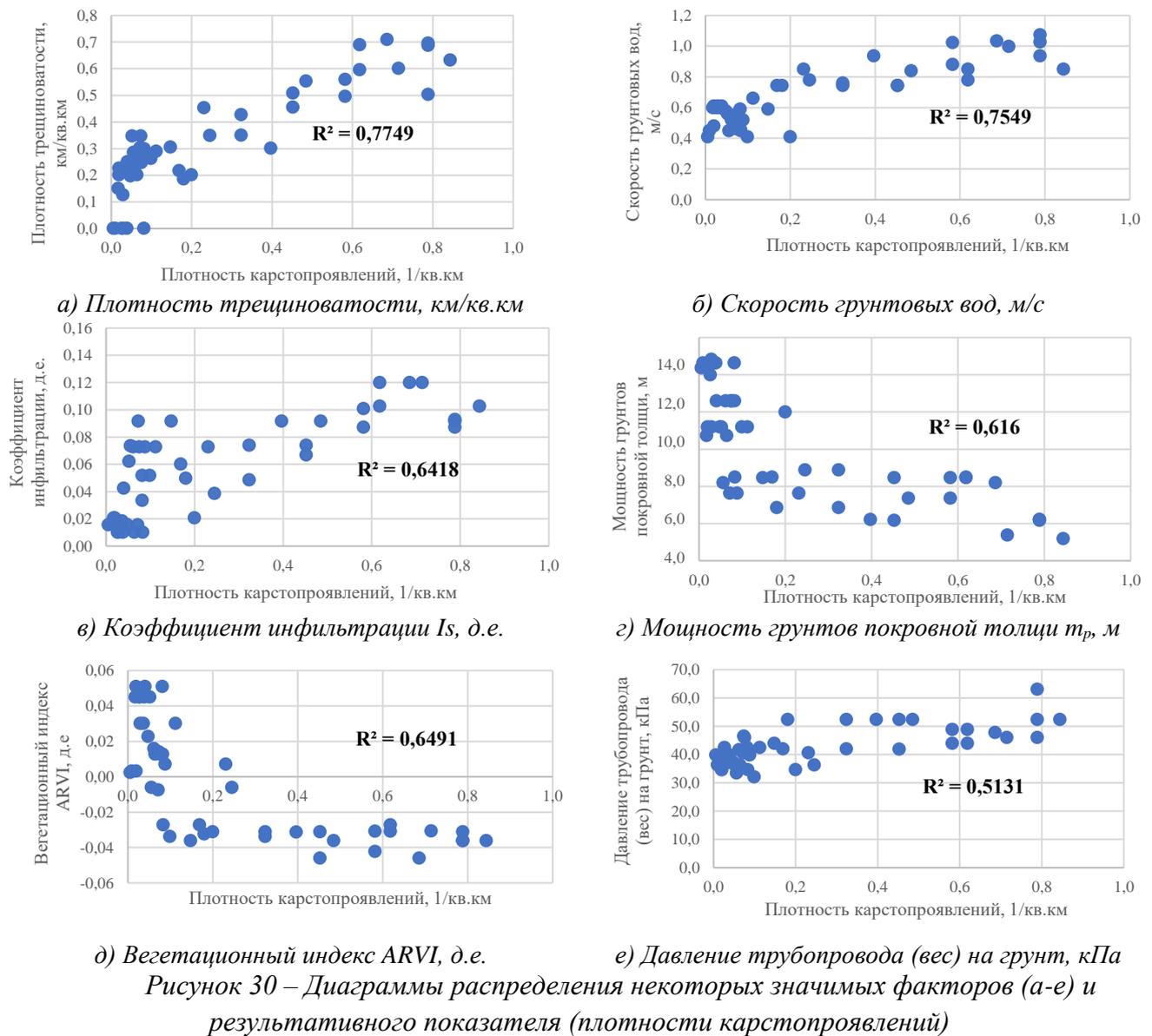


Таблица 4 – Статистические сведения по выборке для функции «Плотность карстопроявлений»

	M	SDx	Me	Mo	σ	Dx	E	A	R	Min.	Max.	SUMM	N	ma	me
Y	3381,0	484,9	2154,7	240,9	3324,1	11049462,6	-0,38	0,99	10966,3	170,3	11136,6	158908,9	47	0,36	0,71
X1	0,48	0,02	0,48	0,48	0,11	0,01	0,16	0,54	0,48	0,30	0,78	22,58	47	0,36	0,71
X2	0,11	0,01	0,12	0,11	0,06	0,00	-0,18	0,21	0,25	0,02	0,27	5,29	47	0,36	0,71
X3	0,01	0,01	0,00	0,00	0,04	0,00	18,69	3,96	0,23	0,00	0,23	0,70	47	0,36	0,71
X4	0,04	0,01	0,02	0,00	0,05	0,00	3,40	2,10	0,19	0,00	0,19	1,69	47	0,36	0,71
X5	14,46	1,17	14,46	0,00	7,99	63,90	-0,97	-0,56	23,50	0,00	23,50	679,46	47	0,36	0,71
X6	17,29	0,93	17,30	17,30	6,36	40,40	-0,78	-0,21	23,53	3,78	27,31	812,61	47	0,36	0,71
X7	2,08	0,04	2,10	2,56	0,28	0,08	15,10	-2,82	1,94	0,62	2,56	97,57	47	0,36	0,71
X8	328,0	7,8	328,0	328,0	53,4	2846,812	-1,56	0,00	163,5	245,0	408,4	15413,8	47	0,36	0,71
X9	0,74	0,08	0,74	0,74	0,53	0,29	2,02	1,03	2,55	0,01	2,56	34,91	47	0,36	0,71
X10	0,40	0,02	0,40	0,40	0,17	0,03	1,32	0,86	0,70	0,20	0,90	19,00	47	0,36	0,71
X11	8,30	0,70	7,00	13,00	4,77	22,73	-1,77	-0,06	14,00	1,00	15,00	390,30	47	0,36	0,71
X12	0,32	0,03	0,30	0,00	0,23	0,05	-0,98	0,29	0,76	0,00	0,76	14,84	47	0,36	0,71
X13	1152,6	163,2	707,8	250,2	1119,1	1252273,3	1,14	1,35	4455,5	0,0	4455,5	54173,8	47	0,36	0,71
X14	7,82	0,38	6,77	0,00	2,64	6,96	0,41	1,10	10,27	4,38	14,64	367,63	47	0,36	0,71
X15	0,05	0,00	0,04	0,02	0,03	0,00	-0,75	0,66	0,12	0,00	0,12	2,13	47	0,36	0,71
X16	424,76	4,59	424,76	424,76	31,44	988,25	-0,62	0,15	115,00	369,00	484,00	19963,54	47	0,36	0,71
X17	6,92	0,72	6,92	0,00	4,92	24,25	-0,63	0,38	18,78	0,00	18,78	325,41	47	0,36	0,71
X18	1161,3	127,6	1002,7	668,5	874,8	765297,5	2,23	1,36	4017,8	0,0	4017,8	54580,6	47	0,36	0,71
X19	-0,06	0,04	-0,05	-0,06	0,28	0,08	0,16	-0,04	1,24	-0,62	0,62	-2,74	47	0,36	0,71
X20	-0,01	0,01	-0,03	0,05	0,04	0,00	0,00	1,03	0,13	-0,05	0,08	-0,31	47	0,36	0,71
X21	17,76	0,06	17,76	17,76	0,40	0,16	1,28	0,31	1,89	16,91	18,80	834,75	47	0,36	0,71
X22	29,28	0,68	27,93	29,28	4,65	21,64	-0,34	1,02	15,11	24,64	39,75	1376,04	47	0,36	0,71
X23	44,07	1,13	43,89	52,46	7,71	59,49	0,45	0,72	30,98	32,12	63,10	2071,17	47	0,36	0,71

– выборки факторов, соответствующие закону нормального распределения (согласно показателям асимметрии и эксцесса)

Условные обозначения: μ – среднееарифметическое значение; SDx – стандартная ошибка среднего, Me – медиана, Mo – мода, σ – стандартное отклонение, E – эксцесс, A – асимметрия, R – интервал; Min - минимальное значение, Max - максимальное значение, SUMM - сумма выборки, N – объем выборки, ma – ошибка асимметрии, me – ошибка эксцесса; Y – результирующий показатель, X1-X24 – факторы (см. таблицу 5).

Таблица 5 – Матрица коэффициентов корреляции между факторами и результативным показателем

Y	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	X ₁₄	X ₁₅	X ₁₆	X ₁₇	X ₁₈	X ₁₉	X ₂₀	X ₂₁	X ₂₂	X ₂₃	
Y	1																							
X ₁	0,253	1																						
X ₂	-0,062	0,770	1																					
X ₃	0,182	0,349	0,340	1																				
X ₄	-0,241	-0,069	0,184	-0,138	1																			
X ₅	-0,175	-0,368	-0,352	-0,472	-0,044	1																		
X ₆	0,084	0,042	-0,140	0,025	-0,042	0,184	1																	
X ₇	-0,021	-0,470	-0,648	-0,437	-0,031	0,200	-0,080	1																
X ₈	-0,282	0,149	0,518	0,272	0,085	-0,287	0,067	-0,176	1															
X ₉	0,873	0,152	-0,112	0,043	-0,598	0,078	0,195	-0,045	-0,173	1														
X ₁₀	-0,268	0,068	0,249	0,223	0,220	-0,057	0,126	-0,428	0,551	-0,306	1													
X ₁₁	-0,741	0,173	0,145	0,171	0,111	0,060	0,086	-0,291	0,279	-0,150	0,251	1												
X ₁₂	0,881	0,254	-0,065	0,180	-0,470	-0,125	0,038	-0,013	-0,203	0,772	0,820	-0,108	1											
X ₁₃	-0,386	-0,026	0,090	-0,196	0,612	0,157	-0,015	-0,029	-0,124	-0,303	-0,456	0,206	-0,764	1										
X ₁₄	0,230	0,112	0,019	0,430	-0,058	-0,379	0,117	0,013	0,174	0,061	0,061	-0,113	0,103	-0,075	1									
X ₁₅	0,769	0,146	-0,187	0,055	-0,460	-0,041	0,051	-0,086	-0,352	0,683	0,484	-0,201	0,408	-0,388	0,529	1								
X ₁₆	0,071	-0,135	-0,234	-0,299	-0,206	0,267	-0,088	0,283	-0,239	0,152	0,221	-0,057	0,030	-0,234	0,074	0,043	1							
X ₁₇	0,106	-0,107	-0,231	-0,290	-0,172	0,214	-0,025	0,267	-0,020	0,228	0,174	-0,174	0,107	-0,043	0,135	0,183	0,334	1						
X ₁₈	0,208	-0,127	-0,343	-0,261	-0,126	-0,021	-0,192	0,246	-0,535	0,196	0,336	-0,437	0,138	0,062	0,316	0,297	0,457	0,267	1					
X ₁₉	0,259	0,146	0,092	-0,003	-0,223	0,115	0,188	0,089	-0,079	0,246	0,305	0,067	0,283	-0,043	0,202	0,245	0,041	-0,015	0,117	1				
X ₂₀	-0,742	-0,274	-0,020	-0,256	0,461	0,385	-0,038	0,072	-0,150	-0,582	-0,460	0,218	-0,493	0,535	-0,597	-0,628	0,054	-0,172	-0,054	-0,271	1			
X ₂₁	-0,227	0,168	0,371	0,228	0,415	-0,409	0,114	-0,221	0,711	-0,301	-0,387	0,325	-0,335	0,178	-0,330	-0,380	-0,589	-0,376	-0,500	-0,025	-0,006	1		
X ₂₂	0,149	0,008	-0,030	0,127	-0,182	-0,333	-0,062	0,188	-0,256	-0,024	0,263	-0,295	0,128	-0,164	0,166	0,112	0,244	-0,230	0,241	0,099	-0,263	-0,118	1	
X ₂₃	0,723	0,135	-0,204	0,223	-0,600	-0,090	-0,063	0,050	-0,240	0,497	0,230	-0,102	0,405	-0,373	0,515	0,422	0,310	0,259	0,406	0,224	-0,376	-0,401	0,118	1

Условные обозначения: Y – Плотность карстопроявлений, ед/кв.км; X₁ – Коэффициент пористости грунтов покровной толщи, д.е; X₂ – Влажность грунта покровной толщи, д.е; X₃ – Лыдистость пород, д.е; X₄ – Удельное сцепление грунтов покровной толщи, МПа; X₅ – Угол внутреннего трения грунтов покровной толщи, град; X₆ – Модуль деформации грунтов покровной толщи, МПа; X₇ – Плотность грунта при природной влажности, г/см³; X₈ – Уровень грунтовых вод, м; X₉ – Скорость грунтовых вод, м/с; X₁₀ – Минерализация подземных вод, г/л; X₁₁ – Мощность грунтов покровной толщи (глубина залегания карстующихся пород), м; X₁₂ – Плотность трещиноватости, км/кв.км; X₁₃ – Расстояние до тектонических разломов, м; X₁₄ – Топографический индекс влажности TWI, д.е.; X₁₅ – Коэффициент инфильтрации Is, д.е.; X₁₆ – Абсолютная отметка высоты поверхности, м н. у. м.; X₁₇ – Уклон, град; X₁₈ – Расстояние до водоемов, м; X₁₉ – Кривизна, д.е.; X₂₀ – Вегетационный индекс ARVI, д.е.; X₂₁ – Распределение температуры по трубопроводу, С; X₂₂ – Распределение давления по трубопроводу, кгс/кв. см; X₂₃ – Давление трубопровода (вес) на грунт, кПа; **0,470, -0,679** – значимые коэффициенты корреляции (красные – мультиколлинеарные коэффициенты)

	значимая связь между показателями		незначимая связь между показателями		исключаемые показатели, в связи с высокой взаимосвязью между факторами
--	-----------------------------------	--	-------------------------------------	--	--

Значимость полученных нами коэффициентов корреляции проверяется согласно критерию Стьюдента, учитывая количество степеней свободы выборки независимых переменных ($V = n - 2 = 47 - 2 = 45$) при уровне доверительной вероятности $p = 0,05$. Фактическое значение критерия Стьюдента $t_{\text{факт}}$ вычисляем по следующей формуле:

$$t_{\text{факт}} = \frac{|R|}{\sqrt{1 - R^2}} \cdot \sqrt{n - 2} \quad (3.7)$$

Сравнивая табличные значения критерия Стьюдента $t_{\text{табл}}$ и фактические $t_{\text{факт}}$ (по модулю), утверждаем ($t_{\text{факт}} > t_{\text{табл}}$), что выбранные в ходе анализа факторы значения коэффициентов корреляции значимые, так как фактическое значение критерия Стьюдента выше табличного, следовательно связь между выбранными факторами является надежной (таблица 6).

Таблица 6 – Оценка значимости коэффициентов корреляции R по t-критерию Стьюдента (указаны в порядке убывания значения R)

Наименование фактора	Коэффициент корреляции R	$t_{\text{факт}}$	$t_{\text{табл}}$	Оценка значимости R
Плотность трещиноватости, км/кв.км	0,881	12,63	2,01	значимый
Скорость грунтовых вод, м/с	0,873	12,14	2,01	значимый
Коэффициент инфильтрации Is, д.е.	0,769	8,16	2,01	значимый
Вегетационный индекс ARVI, д.е.	-0,742	-7,51	2,01	значимый
Мощность грунтов покровной толщи, м	-0,741	-7,48	2,01	значимый
Давление трубопровода (вес) на грунт, кПа	0,723	7,10	2,01	значимый

Остальные факторы, имеющие низкие значения коэффициента корреляции, высокие коэффициенты корреляции между факторами и не соответствующие критерию Стьюдента исключаются из дальнейшего корреляционно-регрессионного анализа данных.

Далее производится расчет регрессионного уравнения связи. Для решения поставленной задачи предлагается использовать пошаговый способ: первоначально в расчете используется фактор, имеющий наибольший коэффициент корреляции по отношению к результирующему показателю, и далее, по степени убывания значений коэффициентов корреляции в уравнение вводятся следующие факторы. На каждом из шагов рассчитываются уравнение связи, множественный коэффициент корреляции R и детерминации D, критерий Фишера F и стандартная ошибка E. Чем выше показатели R, D и F, и ниже стандартная ошибка E, тем точнее уравнение связи. Если при включении в уравнение регрессии фактора происходит ухудшение какого-либо из показателей модели, данный фактор не учитывается для дальнейшего расчета и выбирается наиболее оптимальное уравнение связи. Ранжируя факторы по значению коэффициента корреляции, произведем подбор оптимального уравнения связи, подробные шаги которого представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет оптимального уравнения связи (пошаговый метод)

№ шага	Фактор	Уравнение связи (регрессии)	R	D	F	E	Итог
1	введен X_1	$Y = -0,12 - 1,16 \cdot X_1$	0,881	0,775	156,315	0,129	включен
2	введен X_2	$Y = -0,42 + 0,69 \cdot X_1 + 0,67 \cdot X_2$	0,936	0,877	151,883	0,098	включен
3	введен X_3	$Y = -0,42 + 0,65 \cdot X_1 + 0,67 \cdot X_2 + 0,28 \cdot X_3$	0,936	0,877	102,217	0,097	включен
4	введен X_4	$Y = -0,36 + 0,50 \cdot X_1 + 0,66 \cdot X_2 + 0,06 \cdot X_3 - 1,77 \cdot X_4$	0,949	0,901	95,599	0,088	включен
5	введен X_5	$Y = -0,49 + 0,56 \cdot X_1 + 0,71 \cdot X_2 + 0,01 \cdot X_3 - 2,23 \cdot X_4 + 2,47 \cdot X_5$	0,952	0,906	79,396	0,087	включен
6	введен X_6	$Y = -0,64 + 0,59 \cdot X_1 + 0,62 \cdot X_2 - 0,28 \cdot X_3 - 2,10 \cdot X_4 + 2,71 \cdot X_5 + 0,01 \cdot X_6$	0,956	0,913	70,210	0,085	включен

где Y – результирующий показатель – плотность карстопроявлений, ед/кв.км;
 X_1 – Плотность трещиноватости, км/кв.км
 X_2 – Скорость грунтовых вод, м/с
 X_3 – Коэффициент инфильтрации I_s , д.е.
 X_4 – Вегетационный индекс ARVI, д.е.
 X_5 – Мощность грунтов покровной толщи, м
 X_6 – Давление трубопровода (вес) на грунт, кПа

В итоге наиболее оптимальная модель, описывающая зависимость между изучаемыми показателями, составлена из шести факторов. Полученное на данном шаге уравнение регрессии характеризуется высоким множественным коэффициентом корреляции $R = 0,956$, демонстрирующим значительную связь всего набора включенных факторов в модель, а коэффициент множественной детерминации $D = 0,913$ указывает, что 91% вариации результатов объясняется включенными в уравнение связями.

Однако, коэффициенты регрессии в уравнении связи несопоставимы, так как имеют различные единицы измерения, что не позволяет определить степень влияния определенного фактора на плотность карста. Поэтому необходимо привести все коэффициенты уравнения к стандартизированному виду, путем вычисления бета-коэффициентов β , которые связаны с коэффициентом регрессии b_i следующим выражением:

$$\beta_i = b_i \frac{\sigma_{xi}}{\sigma_y} \quad (3.8)$$

где σ_{xi} – среднеквадратическое отклонение набора данных фактора;

σ_y – среднеквадратическое отклонение набора данных результирующего показателя.

Преобразуя коэффициенты регрессии для уравнения связи факторов X_{1-6} с результирующим показателем Y , полученном на 6 шаге, включающем в себе оптимальный набор из шести факторов, получаем итоговое уравнение связи:

$$Y = 0,45 \cdot X_1 + 0,45 \cdot X_2 - 0,04 \cdot X_3 - 0,25 \cdot X_4 + 0,15 \cdot X_5 + 0,12 \cdot X_6 \quad (3.9)$$

Проверка надежности уравнения связи и возможности его использования в прогнозе данных определяется путем использования критерия Фишера F и расчета средней ошибки

аппроксимации $\bar{\varepsilon}$. Согласно выполненному регрессионному анализу $F_{\text{факт}} = 70,21$ (см. таблицу 7). Учитывая уровень доверительной вероятности $p = 0,05$, количество степеней свободы $(m - 1)/(n - m) = (6 - 1)/(47 - 6) = 5/41$ получаем значение $F_{\text{табл}} = 2,33$. Следовательно, $F_{\text{факт}} > F_{\text{табл}}$, что подтверждает наличие связи между плотностью карста от исследуемых факторов и опровергается нулевая гипотеза об отсутствии взаимосвязи. Расчет средней ошибки аппроксимации, равной $\bar{\varepsilon} = 5,63\%$, и сравнение теоретических значений результативного показателя, полученного по уравнению регрессии, и фактического распределения значений плотности карстопроявлений позволяет сделать вывод, что подобранное уравнение связи достаточно точно описывает изучаемые зависимости между факторами.

Анализируя уравнение регрессии, наибольшее влияние на наличие карста в пределах трассы трубопровода обусловлено гидрогеологическим фактором – скоростью движения грунтовых вод ($R=0,873$) и структурно-тектоническим – плотностью трещиноватости массива ($R=0,881$). Геологический смысл заключается в следующем: чем выше скорость перемещения грунтовых вод и трещиноватость массива грунта, тем больше вероятность растворения карстующихся пород и выноса частиц покровной толщи, в итоге приводящие к образованию просадок и обвалов грунта. Также отчетливо видно из уравнения регрессии высокое влияние мощности грунтов покровной толщи грунтов ($R=-0,741$), т.е. плотность карстопроявлений увеличивается при уменьшении мощности покровной толщи грунта. Поэтому на данных участках трассы трубопровода литологическим, гидрогеологическим, инженерно-геологическим и структурно-тектоническим факторами создаются благоприятные условия для разрушения карбонатных пород и активации карстовых процессов.

Однозначно стоит отметить наличие в уравнении связи значимых коэффициентов регрессии для вегетационного индекса ARVI ($R= -0,742$), который указывает, что с уменьшением индекса (редким покровом растительности) увеличивается возможность развития карстовых процессов. На развитие карстовых процессов воздействует вес трубопровода ($R=0,723$) – увеличение его нагрузки на окружающий грунт также способствует развитию карста. Данные факторы в какой-то степени отражают техногенное влияние на процесс карста, что подтверждает увеличение карстоопасности территории при производстве строительных работ и эксплуатации объектов на таких территориях. Также в уравнение регрессии входит коэффициент инфильтрации вод ($R= 0,769$), позволяющий утверждать, что влияние именно поверхностных вод наиболее важно учитывать при прогнозировании карста в пределах трассы нефтепровода. Учитывая достаточно высокую снеговую нагрузку, значительное обводнение в период паводка, данный фактор имеет логическое подтверждение.

Проведенный множественный корреляционно-регрессионный анализ позволяет определить статистические зависимости показателя карстоопасности в достаточно широком спектре факторов различной природы. Полученное уравнение связи наглядно демонстрирует, что помимо основных факторов развития карста, представленных геологическим строением территории и ее гидрологическими характеристиками, развитию карста также способствуют эксплуатационные нагрузки и факторы техногенного воздействия. Стоит отметить, что представленный в данной работе анализ обширного набора факторов позволяет в наибольшей степени определить значимые показатели, которые будут характеризовать данную территорию исследования. Таким образом, полученные значения коэффициентов корреляции и коэффициенты уравнений регрессии выделяют среди всех выбранных факторов наиболее значимые, которые необходимо учесть в дальнейшем для пространственного анализа и построения карты.

Применение в качестве прогноза карстоопасности уравнения регрессии не всегда оправдано, так как результатом решения уравнения является конкретное значение признака карстоопасности [9, 36, 37]. Учитывая необходимость пространственного распределения карстовых форм в пределах трассы нефтепровода, в рамках данного исследования предлагается использовать метод соотношения частот (Frequency ratio, FR), который зарекомендовал себя при оценке воздействия опасных геологических процессов (оползни, сели, подтопление и т.д.) на определенных территориях и регионах.

3.3.2. Разработка карты районирования трассы трубопровода по уязвимости к карсту на основе метода соотношения частот

Метод соотношения частот – это двумерный статистический метод, действие которого нацелено на количественном анализе наблюдаемой пространственной зависимости факторов и результирующего признака опасного геологического процесса. Степень взаимосвязи определяется посредством весовых коэффициентов (далее – вес) в информационных классах каждого из факторов. Классы фактора в свою очередь задаются исходя из естественных границ распространения фактора, исторически зарекомендованных границ, технологически утвержденных или же исходя из морфологии фактора. Так, значения веса – соотношения частот FR для каждого класса (в контексте оценки карстоопасности) определяется согласно следующему выражению:

$$FR = \frac{P_{Karst}}{P_{Area}} = \frac{\frac{N_{karst}}{\sum N_{karst}}}{\frac{N_{area}}{\sum N_{area}}}, \quad (3.10)$$

где P_{Karst} – процентное содержание карстовых форм в границах каждого класса фактора;

P_{Area} – процентное содержание площади класса фактора;

N_{karst} – количество пикселей, содержащих ключевой признак карстоопасности в определенном классе фактора;

$\sum N_{karst}$ – общее количество пикселей, содержащих ключевой признак карстоопасности по площади фактора;

N_{area} – общее количество пикселей в классе фактора;

$\sum N_{area}$ – общее количество пикселей площадки всего фактора.

На основе соотношения частот FR определяются наиболее предрасположенные к развитию карста факторы с определенной характеристикой, на основе которой возможно вычислить «идеальную» в контексте карстоопасности территорию в пределах трассы трубопровода. Для определения веса всего фактора необходимо рассчитать коэффициент прогнозирования (Prediction rate, PR), который вычисляется по следующему соотношению:

$$PR = \frac{RF_{max} - RF_{min}}{(RF_{max} - RF_{min})_{min}}, \quad (3.11)$$

где RF_{max} (RF_{min}) – максимальная (минимальная) относительная частота (Relative frequency, RF);

$RF_{max} - RF_{min}$ – относительная частота среди классов фактора;

$(RF_{max} - RF_{min})_{min}$ – минимальная относительная частота среди классов всех рассматриваемых факторов.

Исходя из вышеперечисленного определяется классификационный показатель уязвимости территории к карсту (Karst susceptibility index – KSI) – значения, при которых происходит качественное изменение территории трассы. KSI определяется путем интеграции весов каждого класса в пределах фактора FR и весовым коэффициентом прогнозирования самого фактора PR по следующей формуле:

$$KSI = \sum_{x=1}^n PR \cdot FR, \quad (3.12)$$

где n – количество факторов в оценке, в нашем случае $n=25$;

Для определения граничных условий классификационного показателя принимаем, что при максимальном значении KSI_{max} возникают неблагоприятные условия для устойчивости сооружения (трубопровода) и существует высокая вероятность возникновения карста, и наоборот, при минимальном значении коэффициента KSI_{min} трубопровод находится в устойчивом положении и вероятность возникновения карста близка к нулю. Исходя из этого предлагается использовать следующие граничные условия для таксонов, представленные в таблице 8.

Таблица 8 – Модель районирования по уязвимости к карсту

Таксон	Степень уязвимости	Значение KSI
I	Неопасная	$K = KSI_{min} + 0,25 \cdot K$
II	Потенциально-опасная	$K = (KSI_{min} + 0,75 \cdot K) - (KSI_{min} + 0,25 \cdot K)$
III	Опасная	$K = KSI_{min} + 0,75 \cdot K$

где $K = KSI_{max} - KSI_{min}$

Ключевым при оценке является карта инвентаризации карстопроявлений. Для оценки карста выделены зоны удаленности от каждого очага развития. Ввиду отсутствия данных о ранее образовавшихся провалах и возрасте зафиксированных карстовых воронок вдоль трассы нефтепровода, а также отсутствия участков-аналогов, в качестве расчетных радиусов при построении изолиний удаленности от проявлений карста, соответствующих граничным значениям между категориями устойчивости территории, были приняты рекомендуемые Руководством [152] следующие значения радиусов удаленности:

- граница между II и III категориями, соответствующая интенсивности провалообразования $\lambda=0,1$ пров./км² в год, на расстоянии 50 м от поверхностной деформации;
- граница между III и IV категориями ($\lambda=0,05$ пров./км² в год) на расстоянии 100 м;
- граница между IV и V категориями ($\lambda=0,01$ пров./км² в год) на расстоянии 200 м.

Поэтому к расчету были выбраны площади областей, ограниченные расстоянием в 400 метров от того или иного зафиксированного карстопоявления (рисунок 31). Выбор такого значения обоснован граничными значениями между категориями устойчивости (до V категории включительно). На основе проведенного множественного корреляционно-регрессионного анализа ранее выделены из всего набора факторов (24 фактора) семь наиболее информативных, оказывающих наибольшее влияние на результативный признак карстоопасности.

Используя предложенный метод, инвентаризационную карту плотности карстопоявлений в буферной зоне исследования, с выделенными областями на основе границ категорий устойчивости, тематические карты факторов, отобранные на предыдущем этапе оценки с определенными классами, были вычислены веса FR с использованием геоинформационной системы ArcGIS Desktop посредством вычисления площадей классов фактора и площадей карстопоявлений в пределах класса, результаты которой представлены в виде нормированных линейных диаграмм (рисунок 32-38).

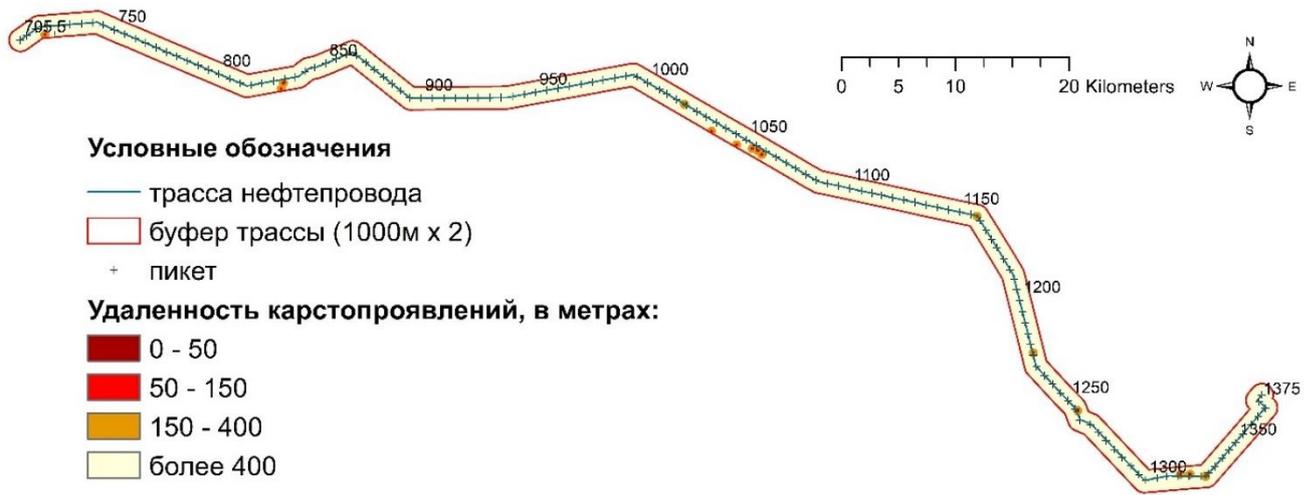


Рисунок 31 – Инвентаризационная карта карстопоявлений.

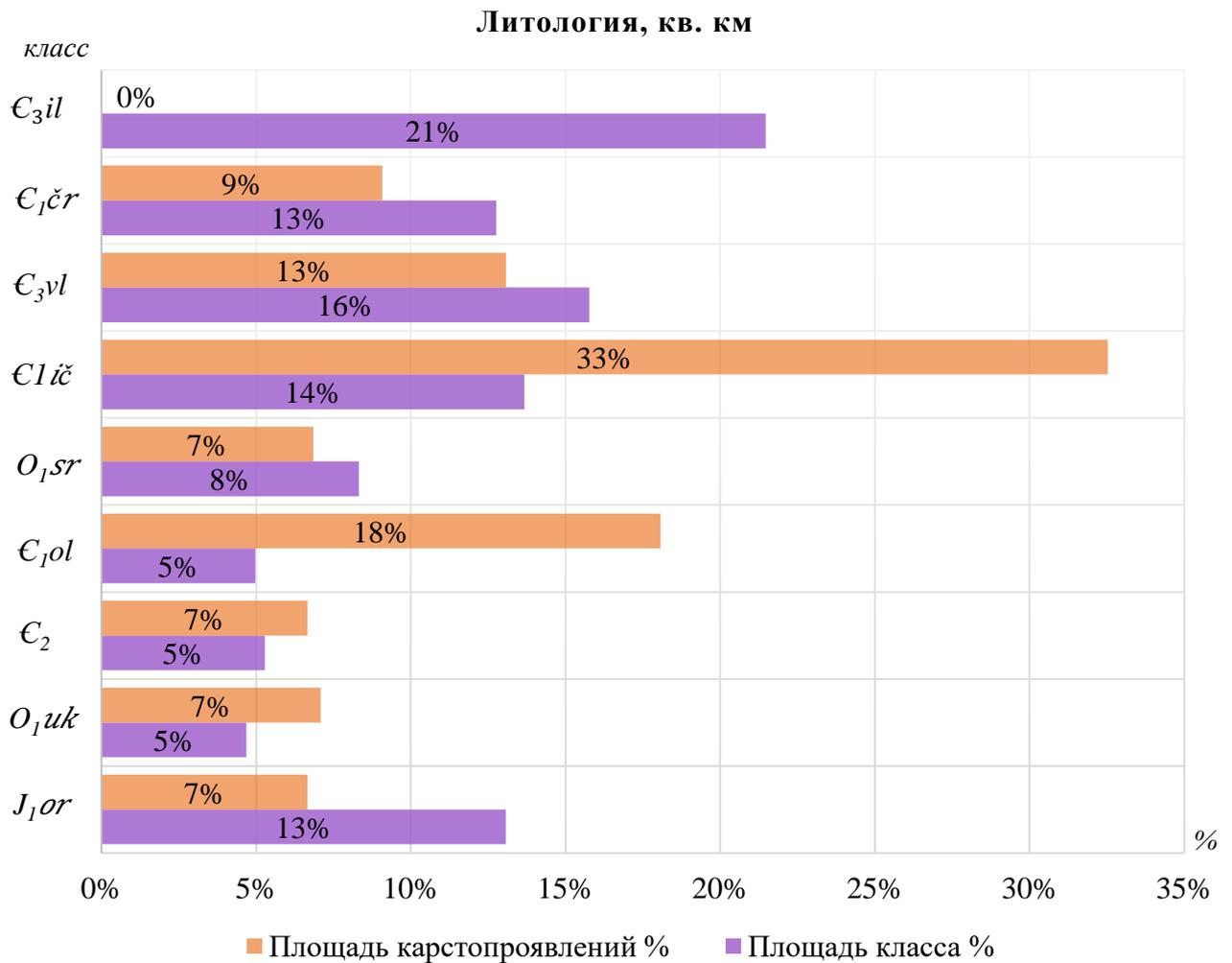


Рисунок 32 - Процентное соотношение площадей стратиграфических подразделений и процентное соотношение карстопоявлений в границах каждого комплекса

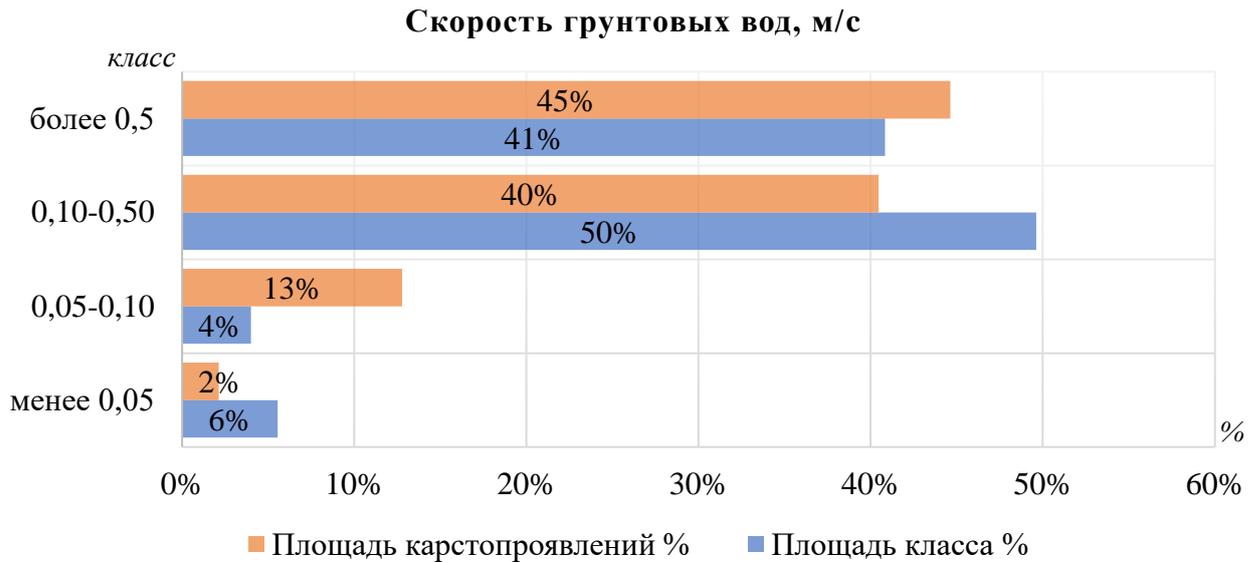


Рисунок 33 - Процентное соотношение площадей классов факторов (скорость грунтовых вод) и процентное соотношение карстопроявлений в границах классов

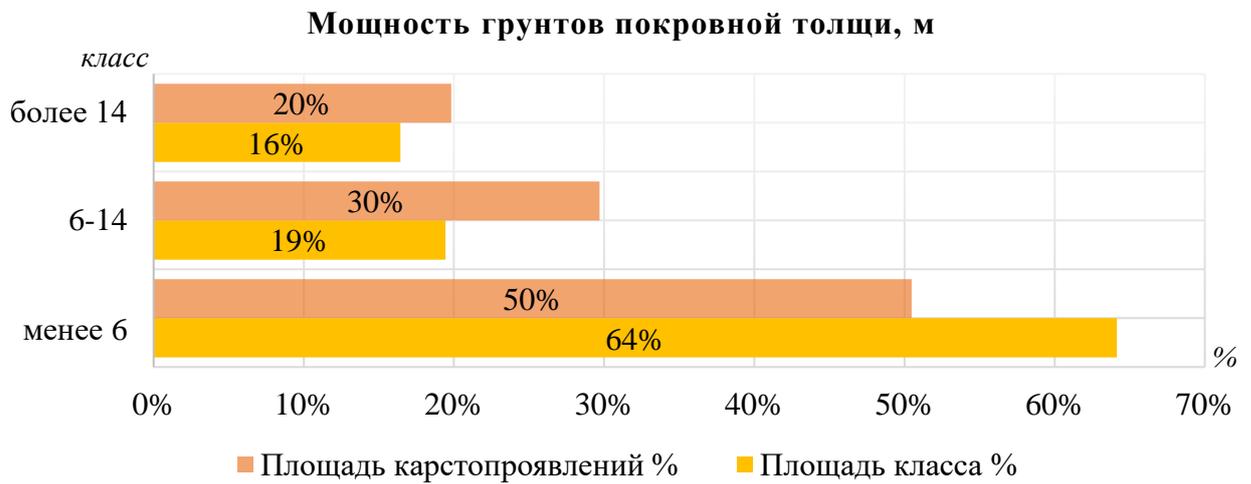


Рисунок 34 - Процентное соотношение площадей классов факторов (мощность грунтов покровной толщи) и процентное соотношение карстопроявлений в границах классов

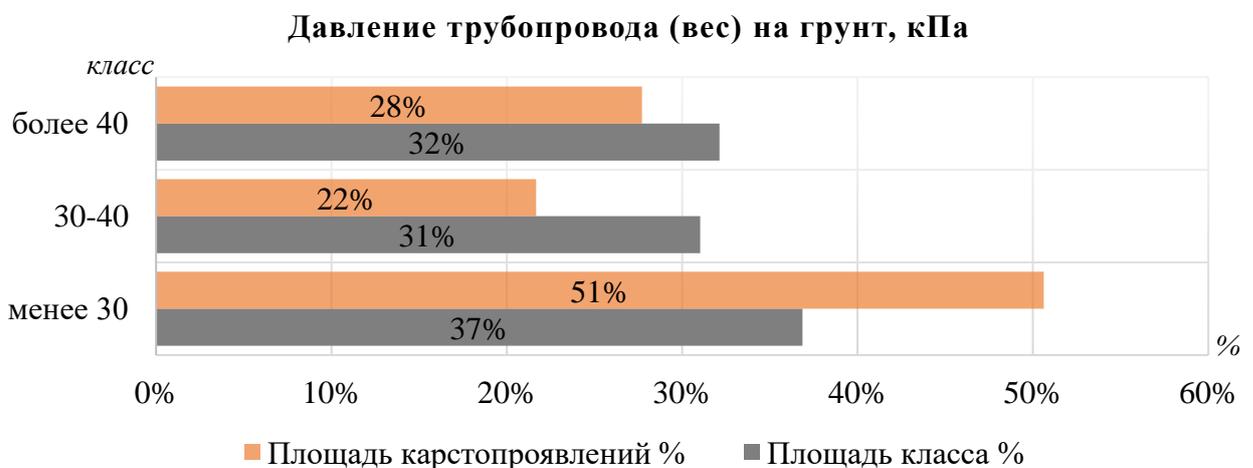


Рисунок 35 - Процентное соотношение площадей классов факторов (давление трубопровода (вес) на грунт) и процентное соотношение карстопроявлений в границах классов

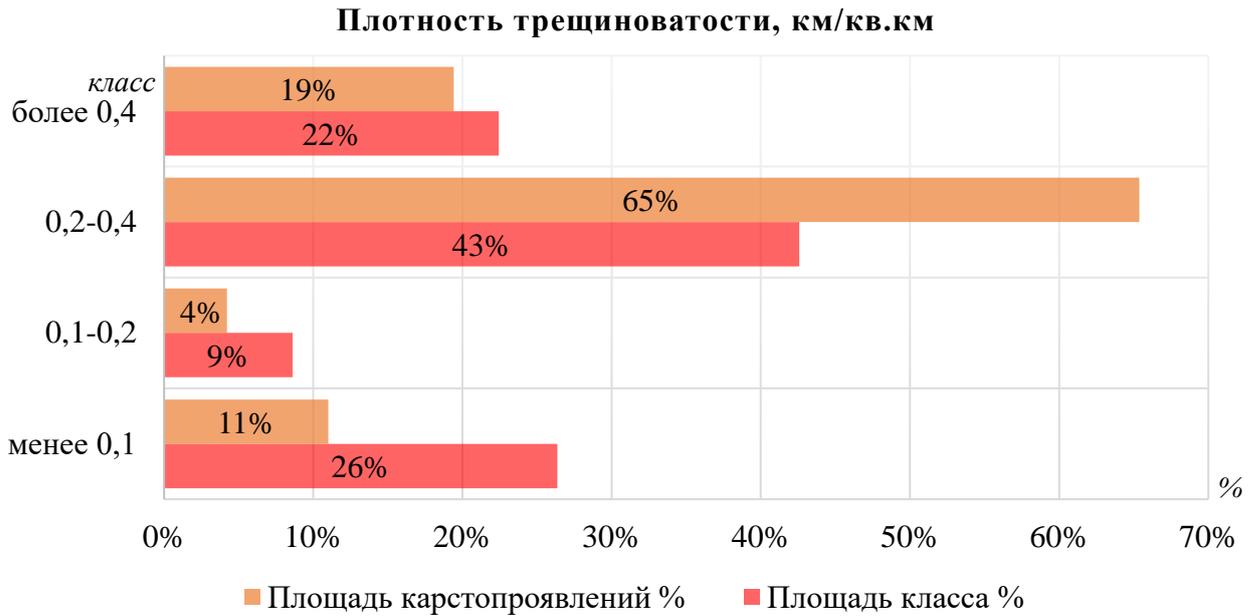


Рисунок 36 - Процентное соотношение площадей классов факторов (плотность трещиноватости) и процентное соотношение карстопоявлений в границах классов

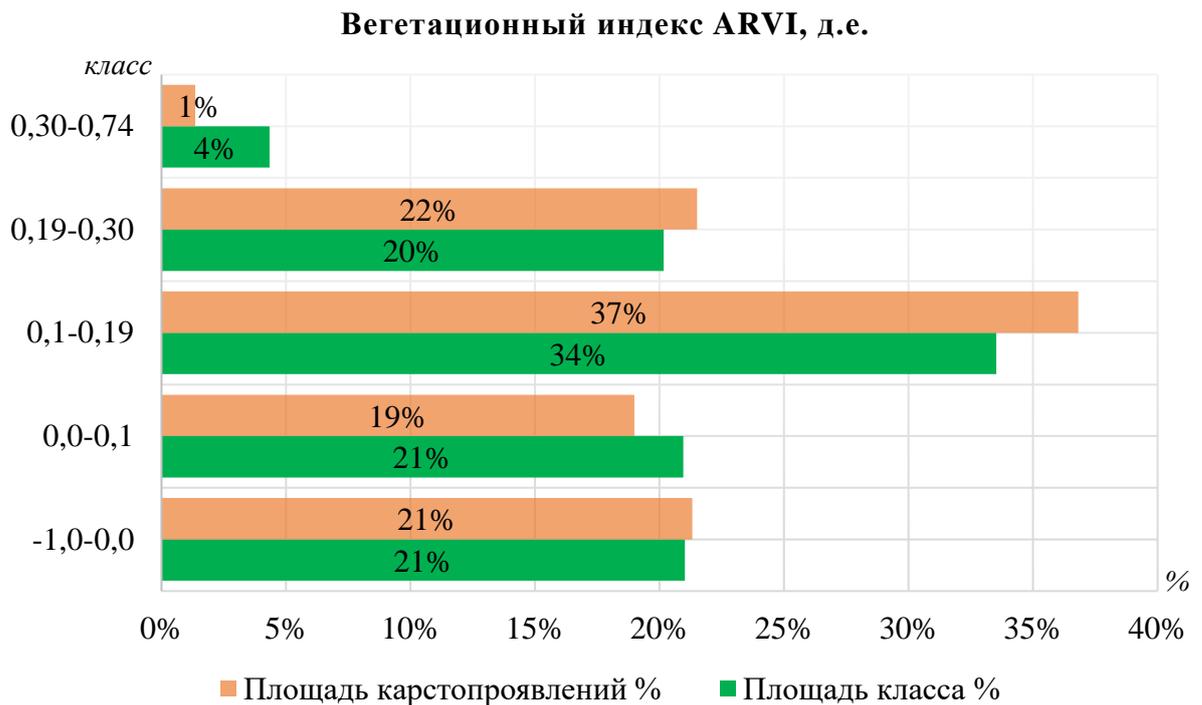


Рисунок 37 - Процентное соотношение площадей классов факторов (вегетационный индекс ARVI) и процентное соотношение карстопоявлений в границах классов

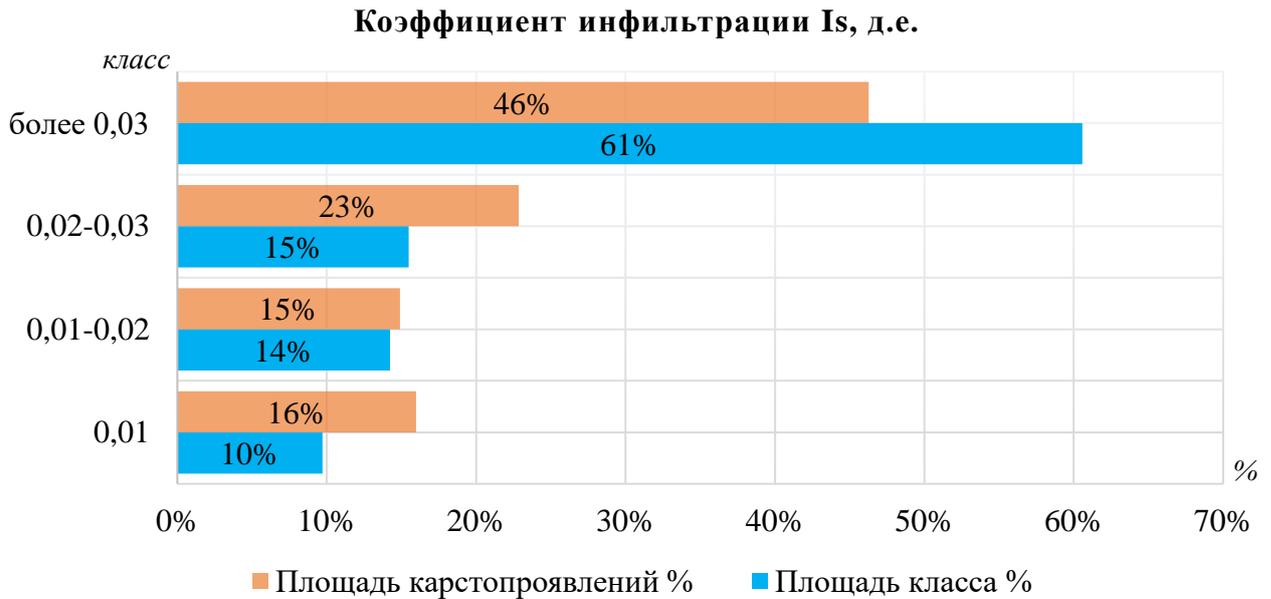


Рисунок 38 - Процентное соотношение площадей классов факторов (коэффициент инфильтрации I_s) и процентное соотношение карстопроявлений в границах классов

Важным моментом является определение характеристик фактора, т.е. определенного класса, в границах которого предрасположенность карста будет максимальной. Анализ распределения классов и карстопроявлений в пределах трассы нефтепровода позволяет сделать выводы по каждому из факторов:

1. Литология

Анализ распространения карста в определенных стратиграфических подразделениях подтверждает приуроченность к известняковым карстующимся породам. Наиболее выражен карст в породах Олёкминской свиты (C_1ol) (площадь карстопроявлений 18% при площади свиты 5% от общей площади территории) и Ичерской свиты ($C_1i\check{c}$) (площадь карстопроявлений 33% при площади свиты 14% от общей площади территории) Ленского надъяруса, представленные известняками (в том числе водорослевыми), в меньшей степени доломитами и доломитовыми брекчиями.

2. Мощность грунтов покровной толщи

В пределах территории трассы нефтепровода, где мощность грунта покровной толщи составляет менее 6 метров (64% от общей площади исследуемой территории), зафиксировано наибольшее распространение карстовых форм – 50% от общего количества. Также отмечаем, что с увеличением мощности грунтов покровной толщи уменьшается площадь поражения трассы карстовыми процессами.

3. Скорость грунтовых вод

Увеличение скорости грунтовых вод способствует увеличению карстопроявлений на территории трассы. Так, при значениях скорости 0,1-0,5 м/с площадь карста составляет 40% от

общей территории. При скорости грунтовых вод более 0,5 м/с (41% территории) площадь карстопроявлений составляет 45%. Анализ линейной диаграммы показаний скорости грунтовых вод по трассе трубопровода показывает увеличение площади карста при увеличении показаний скорости движения грунтовых вод.

4. *Плотность трещиноватости*

Наиболее распространены на территории трассы нефтепровода участки с плотностью трещиноватости 0,2-0,4 км/км² (43% от общей площади трассы) в пределах которых сосредоточено наибольшее количество карста (65% от всех карстопроявлений). Анализируя веса классов фактора явно видно увеличение площади карстопроявлений с увеличением плотности трещиноватости грунтов.

5. *Коэффициент инфильтрации I_s*

Увеличение инфильтрации грунта способствует увеличению карстопроявлений на территории трассы. Так, при показаниях коэффициента инфильтрации $I_s=0,01-0,02$ (14% территории характеризуется данными показаниями инфильтрации) площадь карстопроявлений составляет 15% от всей трассы. При показаниях $I_s=0,02-0,03$ (15% территории) площадь карстопроявлений составляет уже 23%. При $I_s>0,03$ (61% территории) наблюдаются максимальные значения площади карстопроявлений – 46% от всех карстопроявлений по трассе.

6. *Давление трубопровода (вес) на грунт*

Анализируя распределение давления трубопровода на грунт по всей протяженности, стоит отметить, что наиболее распространены показания давления трубопровода в пределах 28-35кПа (участки с давлением трубопровода со значениями менее 30кПа – 37% от всей территории, со значениями 30-40кПа – 31% от всей территории). В связи с этим на данных участках в наибольшей степени распространены карстовые процессы (в совокупности 73% от всех карстопроявлений).

7. *Вегетационный индекс ARVI*

Наибольшее распространение по трассе трубопровода занимают территории с вегетационным индексом $ARVI=0,1-0,19$ (34% от всей площади территории трассы), который характеризует территории с открытой почвой и разреженной растительностью. Здесь наиболее сосредоточены карстовые процессы – 37% от всех карстопроявлений по трассе.

Данные по весам соотношения частот FR для каждого класса приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Значения весов соотношения частот FR для значимых классов

Наименование фактора	Класс	Площадь класса %	Площадь карстопроявлений %	Соотношение частот FR (вес класса)
Литология	<i>J_{1or}</i>	13%	7%	0,51
	<i>O_{1uk}</i>	5%	7%	1,51
	<i>Є₂</i>	5%	7%	1,26
	<i>Є_{1ol}</i>	5%	18%	3,63
	<i>O_{1sr}</i>	8%	7%	0,82
	<i>Є_{1ič}</i>	14%	33%	2,38
	<i>Є_{3vl}</i>	16%	13%	0,83
	<i>Є_{1čr}</i>	13%	9%	0,71
	<i>Є_{3il}</i>	21%	0%	0,00
Скорость грунтовых вод, м/с	<i>менее 0,05</i>	6%	2%	0,38
	<i>0,05-0,10</i>	4%	13%	3,20
	<i>0,10-0,50</i>	50%	40%	0,82
	<i>более 0,5</i>	41%	45%	1,09
Мощность грунтов покровной толщи, м	<i>менее 6</i>	64%	50%	0,79
	<i>6-14</i>	19%	30%	1,53
	<i>более 14</i>	16%	20%	1,21
Плотность трещиноватости, км/кв.км	<i>менее 0,1</i>	26%	11%	0,42
	<i>0,1-0,2</i>	9%	4%	0,49
	<i>0,2-0,4</i>	43%	65%	1,54
	<i>более 0,4</i>	22%	19%	0,86
Давление трубопровода (вес) на грунт, кПа	<i>менее 30</i>	37%	51%	1,37
	<i>30-40</i>	31%	22%	0,70
	<i>более 40</i>	32%	28%	0,86
Вегетационный индекс ARVI, д.е.	<i>-1,0-0,0</i>	21%	21%	1,01
	<i>0,0-0,1</i>	21%	19%	0,91
	<i>0,1-0,19</i>	34%	37%	1,10
	<i>0,19-0,30</i>	20%	22%	1,07
	<i>0,30-0,74</i>	4%	1%	0,31
Коэффициент инфильтрации Is, д.е.	<i>0,01</i>	10%	16%	1,65
	<i>0,01-0,02</i>	14%	15%	1,05
	<i>0,02-0,03</i>	15%	23%	1,48
	<i>более 0,03</i>	61%	46%	0,76

На основе весов соотношения частот FR каждого класса производится расчет значений максимальной RF_{max} и минимальной RF_{min} относительной частоты для каждого фактора и итоговый коэффициент прогнозирования PR. Результаты расчета представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Значения коэффициентов прогнозирования PR для значимых факторов

Наименование фактора	$RF_{min}(a)$	$RF_{max}(b)$	$a - b$	$(a - b)_{min}$	PR
Литология	0,00	0,31	0,31	0,18	1,75
Скорость грунтовых вод, м/с	0,07	0,58	0,51		2,87
Мощность грунтов покровной толщи, м	0,22	0,43	0,21		1,18
Плотность трещиноватости, км/кв.км	0,13	0,46	0,34		1,89
Давление трубопровода (вес) на грунт, кПа	0,24	0,47	0,23		1,29
Вегетационный индекс ARVI, д.е.	0,07	0,25	0,18		1,00
Коэффициент инфильтрации Is, д.е.	0,15	0,33	0,18		1,00

Полученные значения веса каждого класса FR и коэффициента прогнозирования для каждого фактора PR используются для расчета классификационного показателя уязвимости территории к карсту KSI, который является основой для построения карты районирования трассы нефтепровода по уязвимости к карсту (рисунок 39). Так, для решаемой задачи предельные значения составили $KSI_{max} = 40,28$ и $KSI_{min} = 3,36$, согласно вышеприведенной модели. Разработана индивидуальная модель районирования трассы нефтепровода по уязвимости к карсту и выделены три таксона (таблица 11).

Таблица 11 – Модель районирования по уязвимости к карсту нефтепровода «Чаянда-ВСТО»

Таксон	Степень уязвимости территории	Значение KSI
I	Неопасная	менее 12,6
II	Потенциально-опасная	12,6-30,05
III	Опасная	больше 30,05

На основе полученных границ классификационного показателя произведено районирование территории трассы нефтепровода по уязвимости к карсту, где каждый таксон определяется цветом (рисунок 39). Согласно экспериментальным данным и результатам оценки значимости факторов для данной территории определены геологические, гидрогеологические и морфологические характеристики, характеристики ранее обнаруженного карста в пределах каждого таксона и представлены в виде легенды к карте районирования (таблица 12). Анализ полученной карты показывает, что более половины трассы нефтепровода находится в «неопасной» зоне (62%), однако немалая часть приурочена к зонам потенциальной опасности возникновения карста (37%), а 5% исследуемой территории расположены в «опасной» зоне уязвимости.



Рисунок 39 – Карта районирования территории трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО» по уязвимости к карсту

Таблица 12 – Легенда к карте районирования по уязвимости к карсту территории трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО»

Таксон	KSI	Основные условия			
		Геологическое строение	Гидрогеологические характеристики	Геоморфологические характеристики	Карстопроявления
III Опасная	более 30,05	Покровная толща представлена суглинками, супесями, щебенистым грунтом мощностью до 2 м, коренная порода - известняки и доломиты серого цвета кембрийских отложений. Удельное сцепление грунтов покровной толщи менее 0,2 МПа, пористость известняков до 35-40%. Наиболее выражен карст в породах Олёкминской свиты (C _{1ol}), плотность тектонической трещиноватости 0,2-0,4 км/кв.км.	Подземные воды вскрываются ниже 2 м. Скорость грунтовых вод 0,1-0,5 м/с. Источник питания в основном поверхностные воды (атмосферные осадки, склоновый сток), коэффициент инфильтрации более 0,03. Минерализация вод до 0,3 г/л. Водонасыщенные грунты: суглинки и крупнообломочные грунты.	Плоскоравнинные водораздельные поверхности, уклон поверхности не более 3 градусов. Редкая негустая растительность (индекс ARVI=0,1-0,3)	Карстовые формы деформации в виде оседаний и провалов диаметром от 3 до 20 м. Наиболее приближены к оси трубопровода (менее 200 м)

II Потенциально- опасная	12,6- 30,05	Покровная толща представлена суглинками, супесями, щебенистым грунтам мощностью 2-13 м, коренная порода - известняки и доломиты серого цвета кембрийских отложений. Удельное сцепление грунтов покровной толщи 0,1-0,2 МПа, Породы Ленского надъярус кембрийской системы, а также нижние отделы ордовикской системы (Усть-кутская и Суринская свиты), плотность тектонической трещиноватости 0,1-0,4 км/кв.км.	Подземные воды вскрываются от 0,1 до 3 м. Локально-водоносный горизонт, приурочен к элювиально-делювиальным отложениям склонов. Источник питания в основном поверхностные воды (атмосферные осадки, склоновый сток), коэффициент инфильтрации более 0,02. Скорость грунтовых вод более 0,5 м/с. Минерализация вод 0,2-0,5 г/л	Плоскоравнинные водораздельные поверхности, уклон поверхности не более 3 градусов, очень пологие склоны, плотность тектонической трещиноватости более 0,3 км/кв.км. Редкая негустая растительность (индекс ARVI=0,1-0,3)	Карстовые формы деформации в виде оседаний диаметром от 3 до 12 м. Наблюдается скопление карстовых форм, удаленность от оси трубопровода 200-1000м
I Неопасная	менее 12,6	Суглинки, супеси, глины и пески мощностью 5-20 м, алевролиты и доломиты выветрелые до состояния суглинков и супесей, встречаются щебенистые линзы, известняки покрыты мощным слоем водонепроницаемых грунтов. Удельное сцепление грунтов покровной толщи более 0,2 МПа, В основном породы юрской системы, и породы Илгинской и Верхоленской свит. Плотность тектонической трещиноватости менее 0,1 км/кв.км.	Подземные воды вскрываются от 0 до 8 м. Слабоводоносный (сезонно-водоносный) озерно-болотный горизонт. Водовмещающие отложения: русловый аллювий (песчаный и дресвяный грунт). Подземные воды безнапорные, коэффициент инфильтрации менее 0,02. Скорость грунтовых вод менее 0,1 м/с. Минерализация вод 0,1-1,2 г/л,	Склоны различной крутизны от 3 градусов и более, в том числе очень пологие склоны, долины малых водотоков, русла и поймы рек. Растительность густая (индекс ARVI=0,3-0,74)	Редкое наличие карста в пределах зоны и их полное отсутствие, удаленность карстопроявлений более 1000 м от оси трубопровода

3.3.3. Проверка результатов построения карты районирования

Важный этап в возможности применения карты районирования по уязвимости к карсту заключается в определении полученных результатов степени соответствия фактическим данным ранее идентифицированных мест карстопроявлений. На основе полученной карты, данные по идентифицированным ранее карстовым провалам были распределены согласно полученным зонам уязвимости (таблица 13). На основе распределения отчетливо видно, что большая часть поверочных и тренировочных данных располагается в «потенциально-опасной» зоне. «Опасная» зона в основном характеризуется скоплением карстовых провалов максимально близко к оси нефтепровода, что свидетельствует о корректности выбранного результирующего признака (рисунок 40).

Таблица 13 – Распределение карстопроявлений по зонам уязвимости

Зона уязвимости	Площадь зоны уязвимости		Идентифицированные карстопроявления					
	Кол-во пикселей	%	кол-во тренировочных данных (70%)	%	кол-во проверочных данных (30%)	%	Общее кол-во данных	%
неопасная	175232	62	2	13	0	0	2	9
потенциально-опасная	94725	33	10	67	6	86	16	73
опасная	14679	5	3	20	1	14	4	18
Сумма	284636	100	15	100	7	100	22	100

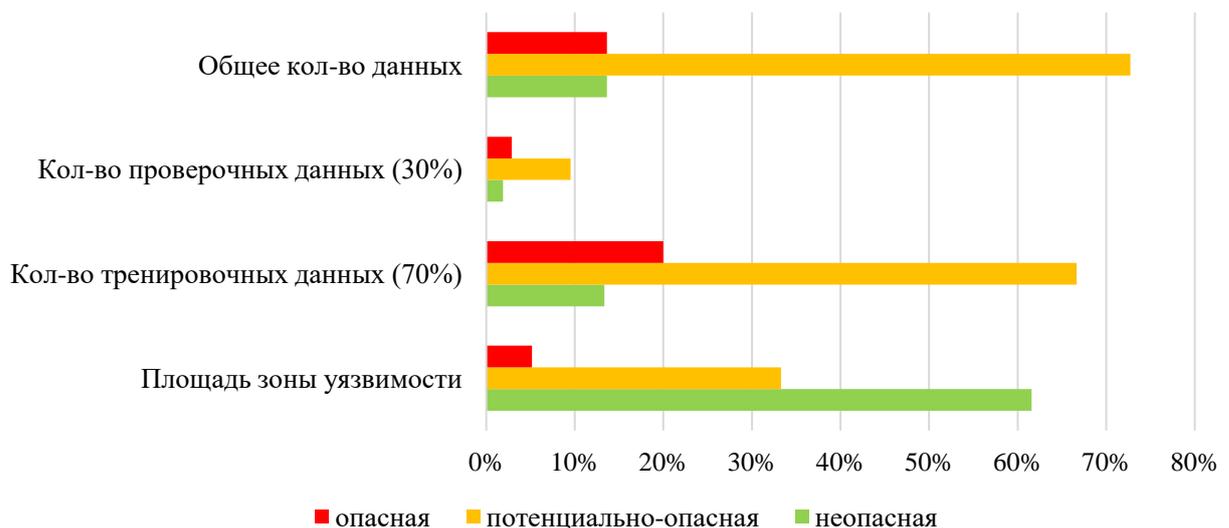


Рисунок 40 – Площадь и распределение карстовых провалов согласно зонам уязвимости.

Валидацию модели, как было указано во второй главе диссертации, предлагается провести путем анализа ROC-кривой. Способность модели различать положительные и отрицательные случаи измеряется площадью под ROC-кривой (area under the curve, AUC). AUC, иногда называемая C-статистикой (или индексом конкордации), представляет собой значение, которое варьирует от 0,5 (дискриминационная способность отсутствует) до 1,0 (идеальная

дискриминационная способность). Чтобы выполнить полный анализ ROC-кривой на предсказанных вероятностях, можно сохранить предсказанные вероятности в качестве новой переменной и затем использовать её в анализе ROC-кривой. ROC-кривая строится следующим образом: для каждого значения порога отсечения, которое меняется от 0 до 1 с некоторым шагом, рассчитываются значения чувствительности и специфичности. Строится график зависимости: по оси ординат фиксируется чувствительность Se (%), по оси абсцисс отмечается значение $(100\% - \text{специфичность})$. График часто дополняют диагональю $y = x$. Для идеального классификатора график ROC-кривой проходит через верхний левый угол, где доля истинно положительных случаев составляет 100% (идеальная чувствительность), а доля ложноположительных примеров равна нулю. Поэтому чем ближе кривая к верхнему левому углу, тем выше предсказательная способность модели. Наоборот, чем меньше изгиб кривой и чем ближе она расположена к диагонали, тем модель менее эффективна. Диагональная линия соответствует «бесполезному» классификатору, который сортирует объекты случайным образом.

В данном исследовании достоверность модели была подтверждена построением ROC-кривой согласно численным данным, полученным по геоинформационной модели в ArcGis Desktop и интерпретированной в графическом редакторе MS Excel. Построенная кривая показывает достаточно хорошую сходимость результатов ($AUC = 78,52\%$). Результирующая ROC-кривая для разработанной карты районирования по уязвимости к карсту представлена на рисунке 41.

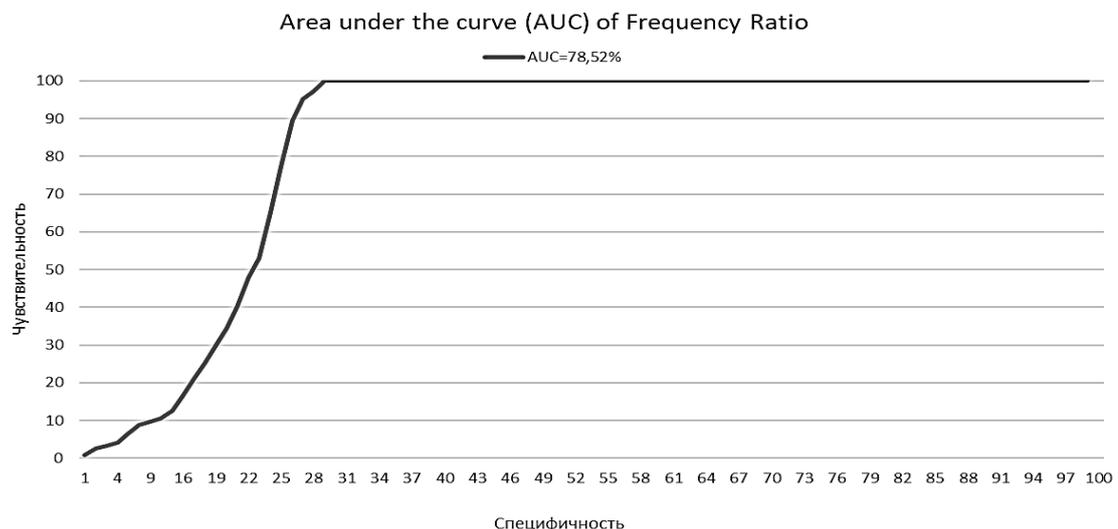


Рисунок 41 – ROC-кривая по наборам данных карстопроявлений и данным карты районирования.

Также в качестве подтверждения развития карстовых процессов в выделенных по карте уязвимости «потенциально-опасных» зонах автором проведено визуальное обследование трассы трубопровода в период с 01.08.2023 по 05.08.2023 гг. В процессе вдольтрассового объезда на участке, ограниченного пикетами ПК1025+00 - ПК1030+00, были отобраны пробы грунта (4

пробы). Пробы отбирались с дневной поверхности в области охранной зоны трубопровода. Выходы предполагаемых коренных пород связаны с разработкой траншеи при строительстве данного участка нефтепровода взрывным способом, в связи со сложными природно-климатическими условиями времени строительства (январь-март 2019г). Далее пробы грунта были доставлены в отделение геологии национального исследовательского Томского политехнического университета, получены шлифы образцов и произведен анализ пород. По результатам анализа установлено, что все 4 образца подвержены кавернообразным порам различного сечения. Два образца, 2н (Известняк неравномерно-кристаллический, выветрелый, с налетами лимонита, трещиноватый, с кавернообразными пустотами) и 4н (Контакт известняка кремнистого и брекчии кремнистой щебневой с кальцитовым с примесью лимонита цементом) – образцы известняка с выраженными очень тонкими капиллярными и субкапиллярными порами растворения и содержат крупные кавернообразные поры, часто ассоциирующиеся с трещинами. Порода образца 2н подверглась процессам трещинообразования, растворения и лимонитизации (рисунок 42). Трещины извилистые, тонкие (доли мм) с сомкнутыми стенками, заполнены лимонитом.

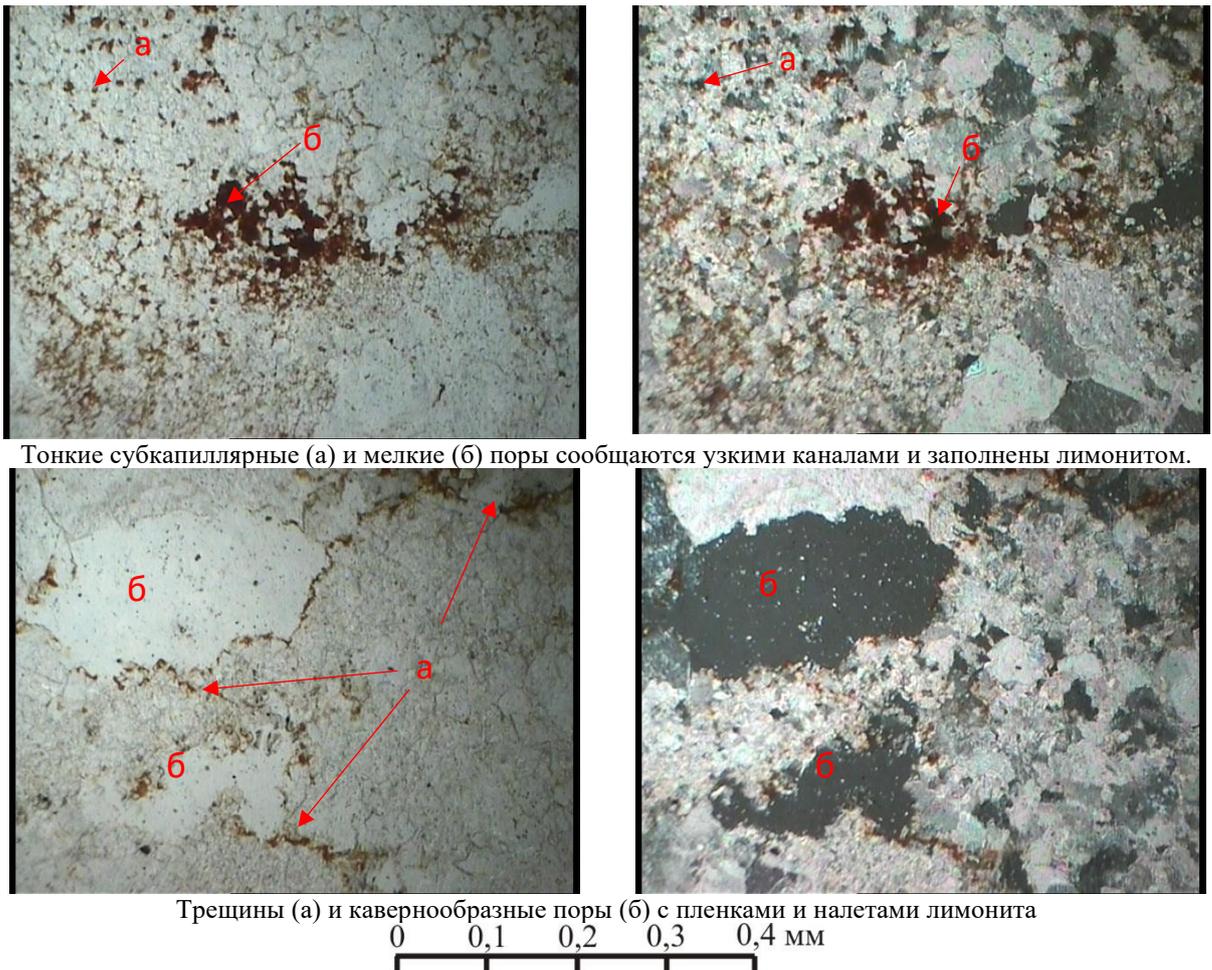
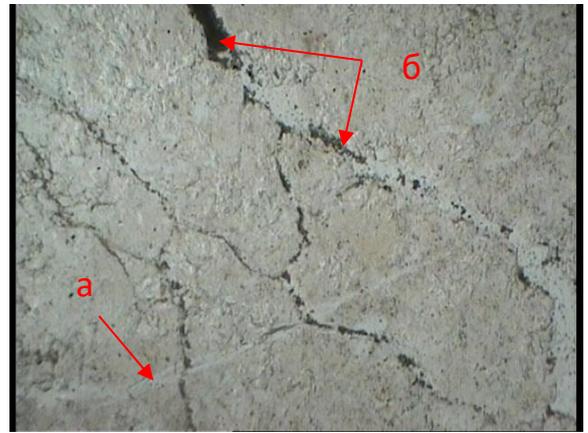


Рисунок 42 - Особенности пустотного пространства и лимонитизация в известняке неравномерно-кристаллическом. Образец 2н. Шлифы. Никели параллельны (слева) и скрещены (справа)

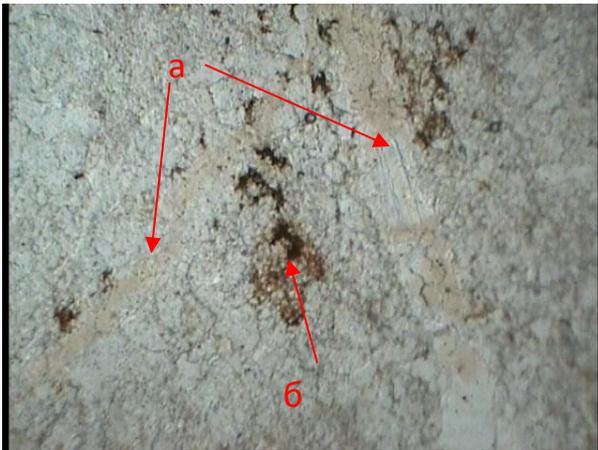
В образце 4н порода состоит из двух слоев, толщина которых в образце около 1 см (рисунок 43). Граница между слоями волнистая отчетливая. Слои представлены известняком грязно-белым с бежевым оттенком и кремнистой дресвянистой брекчией с кальцитовым цементом того же цвета, что и известняк. Прослой брекчии выветрелый, и часто содержит разнонаправленные извилистые трещины, раскрытые и заполненные кварцем, глинистым веществом и лимонитом. Известняк сложен неравномерно кристаллическим микро-мелко-среднезернистым агрегатом кальцита. Порода разбита прожилками кристаллического кальцита, слабо извилистыми и прямолинейными, с толщиной 0,1-0,2 мм. Иногда в них наблюдаются примазки лимонита. В известняке присутствуют извилистые участки растворения, в которых проявляется лимонитизация в виде сыпи, примазок, пленок.



Примазки лимонита по микротрещинам в кальцитовом цементе.



Кремнистая порода с трещинами, заполненными кварцем (а) и глинистым веществом (б).
Николи параллельны



Прожилки кальцита (а) в известняке и участки растворения с примазками лимонита (б).

Николи параллельны (слева) и скрещены (справа)

0 0,1 0,2 0,3 0,4 мм



Рисунок 43 - Особенности обломочного материала в кремнистой брекчии и известняков.
Образец 4н. Шлифы.

Вышеприведенные данные анализа образцов пород показывают, что на ранее неидентифицированных при инженерных изысканиях участках трассы нефтепровода имеется

вероятность развития карста, который определен по разработанной карте районирования трассы по уязвимости к карсту в данном исследовании. Приведенная верификация данных показывает достаточные доказательства о возможности применения такого подхода к оценке степени закарстованности трасс промысловых трубопроводов, на основе приведенного исследования на нефтепроводе «Чаянда-ВСТО».

3.4. Выводы

1. Построение карты районирования по уязвимости к карсту на основе интегрального статистического подхода с применением метода соотношения частот, с предварительной оценкой взаимосвязи между факторами посредством корреляционно-регрессионного анализа, позволяет определить конкретные границы зон, в границах которых возможно возникновение карста. Однозначно, алгоритм с применением метода соотношения частот показывает новые возможности в прогнозировании такого опасного процесса как карст, исключает субъективность при оценке территории и является мощным инструментом, позволяющим провести районирование малоизученных территорий. Проведенная верификация данных посредством анализа образцов пород и построения ROC-кривых свидетельствует об эффективности предложенного подхода к районированию трассы трубопровода.

2. Возможности множественного корреляционно-регрессионного анализа позволяют определить наиболее значимые факторы, которые обуславливают и способствуют развитию карста на исследуемой территории. Метод соотношения частот позволяет определить наиболее предрасположенные к развитию карста факторы с определенной характеристикой (классы фактора), которые в дальнейшем используются как при районировании территории, так и определении интервальных значений значимых факторов, характеризующих наиболее уязвимые территории к развитию карста.

3. В данном исследовании была предпринята попытка исследования множества факторов, которые обуславливают карст и способствуют его развитию в пределах изучаемой территории и объекта. Однозначно стоит выделить рассмотрение эксплуатационных факторов, характеризующих нагрузку трубопровода в условиях развития карста. Также отмечаем, что для данной территории исследования особую важность в контексте карстоопасности приобретает структурно-тектонические факторы – распределение линеаментов и положение тектонических разломов. Данные факторы в том числе значительно влияют на развитие карста, поэтому рассмотрение геодинамических особенностей территории Южной Якутии представляет особый интерес в качестве одного из важных факторов образования карстовых проявлений.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ КАРСТООПАСНЫХ УЧАСТКОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

4.1. Основные аспекты построения численной модели «промысловый трубопровод-грунт-карст»

Для определения дальнейших технических решений в рамках мониторинга и эксплуатации трубопровода в «опасных» и «потенциально-опасных» зонах необходимо определить расчетные характеристики возможной деформации. Образование провала, просадки, воронки карстового происхождения определенно зависит от наличия на некоторой глубине карстовой полости, конкретные параметры которой оценить практически невозможно. Поэтому для условий залегания глубокого карста с учетом проведения исследований в малоосвоенных территориях, где данные о многолетних наблюдениях карста отсутствуют, а инженерно-геологические изыскания имеются в очень ограниченном объеме, необходимо применение различных методик оценки карста. Для определения возможного размера карстовых деформаций и форм, на основе районирования территории по уязвимости к карсту, необходимо выполнить анализ инженерно-геологических условий, эксплуатационных данных трубопровода (в основном результатов диагностики) и продольного профиля трассы трубопровода на определение визуальных признаков существующих форм или же возможных мест активации карстовых процессов. Основные параметры оценки были ранее рассмотрены во второй главе, а также приведены на схеме методики оценки карстоопасности при эксплуатации промыслового трубопровода (рисунок 10).

В условиях ограниченной возможности инструментальных методов определения напряженно-деформированного состояния (инклинометры, тензометрические интеллектуальные вставки, внутритрубные диагностические снаряды и т.п.), труднодоступности участков трассы для проведения визуального и инструментального обследования самой трассы и сложности организации процесса мониторинга протяженных участков эффективно применение численного анализа прочности и надежности в виде реализации метода конечных элементов с использованием текущих параметров транспортируемого продукта и конструктивных особенностей трубопровода, которые отличаются от проектных данных. Также отмечаем, что согласно п. 6.2.9. СП 499.1325800.2021 указано о необходимости совместного расчета системы «основание-сооружение» в условиях карстовых деформаций с применением программных

комплексов, реализующих численные методы расчета, что свидетельствует о благоприятной тенденции в области моделирования трубопроводных систем в условиях развития карста.

Также моделирование методом конечных элементов позволит учесть данные проведённого геотехнического мониторинга, результатов внутритрубной диагностики в определенной «потенциально-опасной» и «опасной» зоне с учетом предполагаемого карстового провала. Определение напряженно-деформированного состояния трубопровода методом конечных элементов производится поэтапно, с построением конечно-элементных моделей трубопровода и окружающего его грунта с учетом граничных условий. Результаты моделирования и расчета напряженно-деформированного состояния позволяют определить возможную или уже существующую степень воздействия карста на участок промыслового трубопровода и конкретные численные значения основных параметров для оценки НДС: эквивалентное напряжение и максимальные деформации. Согласно п. 12.3.4 ГОСТ Р 55990-2014 [69], расчетные схемы трубопровода должны быть максимально приближенными к условиям эксплуатации, а методы расчета реализовываться посредством применения компьютерных программ. В данном исследовании для определения напряжений и деформаций участка промыслового нефтепровода «Чаянда-ВСТО» в зонах возможной активации карстового провала предлагается использовать программный комплекс Midas GTX NX на основе метода конечных элементов.

Основные параметры модели

Для определения основных параметров напряженно-деформированного состояния необходимо первоначально выполнить построение модели, которое заключается в определении основных типов элементов для аппроксимации грунтового основания и трубопровода. Отмечаем, что на сегодняшний день отсутствует общепринятый алгоритм построения модели трубопровода в грунте, осложненного деятельностью карстовых процессов, поэтому в рамках данной работы предлагается обобщенный подход к построению модели «трубопровод-грунт-карст», который в дальнейшем возможно использовать в качестве универсального алгоритма при решении подобных задач. Обобщены основные параметры и источники получения данных для описания параметров, которые представлены в таблице 14. На данном этапе задаются геометрические размеры элементов, их характеристики. Следующий этап характеризуется заданием эксплуатационных нагрузок (внутреннее давление, вес трубопровода, вес грунта и т.д.), а также особых «непроектных» нагрузок, к которым как раз стоит отнести воздействие деформаций грунта в связи с активацией карстовых провалов. Также на этапе задания нагрузок необходимо определить взаимодействие трубопровода и окружающего его грунта. Далее определяется сетка конечных элементов, на основе которой будут осуществляться расчет показателей НДС и

задаваться граничные условия модели. Заключительным этапом является расчет результатов напряжений и деформаций и их последующий анализ с проектными значениями.

В качестве основных элементов модели выделены ее геометрия, модель трубопровода, модель грунта и различные нагрузки. Для обеспечения корректности проводимого моделирования и исключения влияния граничных условий, исходя из практики моделирования трубопроводных систем в грунте, боковые образующие необходимо располагать на расстоянии не менее пяти наружных диаметров от оси трубопровода (рисунок 44). Длина модели должна составлять от 40 метров с учетом расчетного диаметра возможного карстового провала для исключения влияния граничных условий модели.

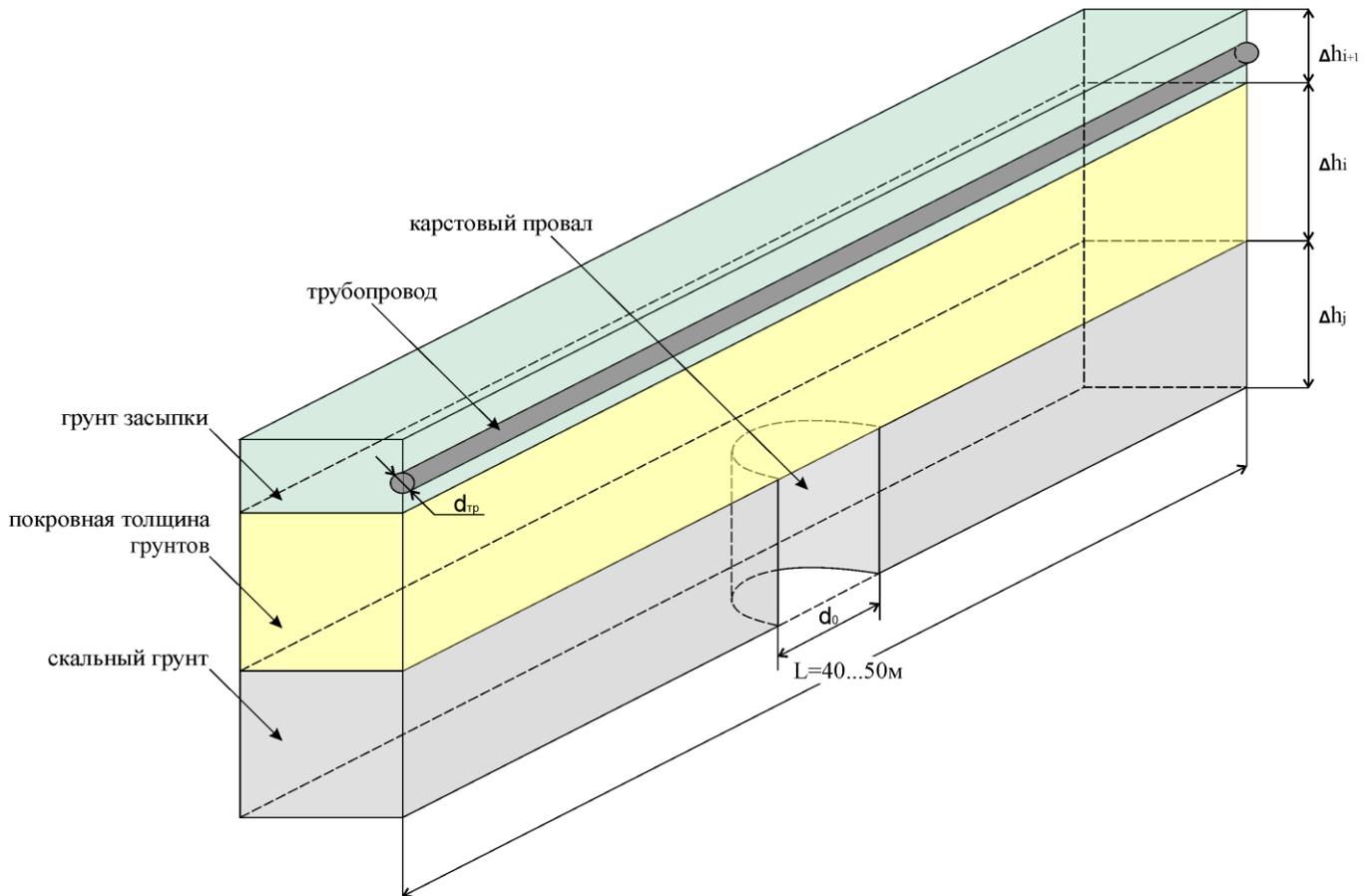


Рисунок 44 – Общий вид модели «участок промышленного трубопровода-грунт-карстовый провал», где Δh_j – толщина j -го слоя грунта (скальный грунт), м; Δh_i – толщина i -го слоя грунта (покровная толщина), м; Δh_{i+1} – толщина $i+1$ -го слоя грунта (слои покровной толщи грунта, грунт засыпки), м; d_0 – расчетный диаметр карстового провала, м; $d_{тр}$ – диаметр участка трубопровода с учетом изоляции, м; L – длина модели.

Таблица 14 – Основные элементы и параметры для построения модели «трубопровод-грунт-карст»

Элемент модели	Источники данных	Параметр	Выходные данные параметра для модели «трубопровод-грунт-карст»
Геометрические размеры модели	Инженерные изыскания (продольный профиль трубопровода)/ Рабочая документация по проекту (продольный профиль трубопровода)	Продольный профиль трубопровода	Положение трубопровода Мощность слоев грунта Заглубление трубопровода
		Результаты расчета диаметра карстового провала	Геометрия выемки грунта в карстующейся породе (согласно расчетному диаметру)
Характеристика трубопровода	Отчет внутритрубного диагностирования трубопровода	Результаты внутритрубной диагностики	Положение трубопровода с учетом упругопластических изгибов
	Технологический регламент, эксплуатационный паспорт трубопровода	Эксплуатационные характеристики трубопровода	Диаметр трубы и толщина стенки
	Технологический регламент, формуляр подтверждения рабочего давления		Внутренне давление продукта
	Рабочая документация по проекту, спецификация оборудования и материалов		Толщина изоляции Толщина теплоизоляции
Характеристики грунта	Проектная документация, пояснительная записка по инженерно-геологическим изысканиям и геофизическим исследованиям	Данные инженерных изысканий	Параметры физико-механических свойств грунтов
Нагрузки	Технологический регламент, эксплуатационный паспорт трубопровода	Эксплуатационные характеристики	Вес участка трубопровода
	Пояснительная записка по инженерно-геологическим изысканиям	Характеристики грунта	Вес грунтового основания
	Пояснительная записка по инженерно-геологическим изысканиям, ГОСТ Р 55990—2014	Результаты расчета нагрузки трубопровода согласно ГОСТ	Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом
Результат расчета взаимодействия трубопровода и грунта		Предельные сопротивления сдвигу (в соответствующем направлении)	

Грунтовое основание создается исходя из значений мощности каждого слоя покровной толщи представленных пород, грунта засыпки трубопровода и с учетом коренной карстующейся породы. Карстопроявления в модели представляются в виде провала грунта, аппроксимируемого до цилиндрической выемки в пределах карстующейся породы под осью трубопровода с диаметром, равной расчетному диаметру карстового провала. Также при необходимости задается

смещение участка трубопровода в областях зафиксированных упругопластических изгибов по результатам внутритрубной диагностики.

Для моделирования участка трубопровода предлагается использовать балочные элементы (элемент балки, Beam Element). Их использование обосновано протяженностью объекта, когда длина превышает размеры поперечного сечения (в нашем случае длина участка в разы больше диаметра трубопровода), а также необходимостью расчета деформации изгиба. Балочные элементы учитывают осевые деформации, изгиб, кручение, деформации сдвига и т.д., определяемые в элементной системе координат. Балочные элементы внедряются в модель грунтового основания посредством сопряжения их узлов взаимодействия.

Свойства материалов и грунта в модели

Особое внимание необходимо уделить заданию свойств материалов трубопровода и окружающего его грунта. Для описания свойств стали в настоящее время возможно использовать различные модели, которые позволят наиболее точно описать его свойства. В данной работе принимаем, что сталь трубопровода является изотропным материалом, т.е. материалом, который обладает одинаковыми свойствами по всем направлениям. В качестве представления свойств изотропного материала наиболее оптимально принять упругую модель «Elastic», которая предполагает прямо пропорциональное взаимодействие напряжений и деформаций в конструкции. Данное упрощение предлагается произвести в связи с использованием достаточно сложно моделирования для оптимизации процесса расчета модели. Основные параметры и данные для задания свойств материала трубопровода представлены в таблице 16 и 17.

Для описания свойств грунтов предлагается использовать упругопластическую модель Мора-Кулона (модель идеальной пластичности). Данная модель основана на законе Гука и условии прочности Кулона, поэтому в данной модели поверхность текучести зафиксирована, т.е. поведение упругое, а деформации обратимы. Данная модель определяется следующими основными параметрами: модуль деформации E , коэффициент Пуассона ν , сцепление c , угол трения φ и угол дилатансии ψ . Также практикуют использование модели с изотропным упрочнением – модель упрочняющегося грунта (Hardening Soil Model). Данная модель является более сложной и требует рассмотрения большего количества параметров по сравнению с моделью Мора-Кулона, а также требует для определения параметров, помимо стандартных компрессионных испытаний, трехосные испытания в консолидированно-дренированных условиях с использованием стабилометров. Для решения задачи в контексте приведенного исследования наиболее оптимально использовать модель Мора-Кулона, так как отсутствуют результаты трехосных испытаний. Физические и механические характеристики грунтов для построения модели принимались согласно паспортам испытаний грунтов методом

одноплоскостного среза и компрессионного сжатия в ходе инженерно-геологических изысканий трассы ОАО «ВНИПИГаздобыча» [180].

Нагрузки и воздействия

Основными постоянными нагрузками, которые действуют на участок трубопровода выбраны (согласно таблице 11, ГОСТ Р 55990-2014):

- Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, которое также включает нагрузку от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом;
- Сопротивление грунта при смещении трубопровода;
- Вес грунта и трубопровода с учетом перекачиваемого продукта [69].

Среднее удельное давление трубопровода рассчитывается исходя из известных в практике расчета трубопровода на устойчивость соотношений, а также параметров согласно ГОСТ Р 55990-2014, с учетом как данных грунта засыпки траншеи, свойств перекачиваемого продукта и наличия изоляции трубопровода.

На сегодняшний день взаимодействие трубопровода и окружающего его грунта базируется на вычислении полуэмпирических зависимостей сопротивления грунта продольным и поперечным перемещением трубопровода, которые характеризуются нелинейной зависимостью силы сопротивления грунта от смещения. Результаты ряда проведенных исследований [42], а также работы А.Б. Айнбиндера, В.В. Алешина, В.Е. Селезнева [41, 44] позволяют принимать такую нелинейную зависимость в виде билинейной диаграммы упруго идеально пластического материала Прандтля для всех направлений (продольно, поперечно в вертикальной и горизонтальной плоскостях) смещения трубопровода в грунте. Описание билинейной диаграммы характеризуется рядом параметров, а именно:

- обобщенные коэффициенты касательного c_{x0} и нормального сопротивлений и c_{y0} , которые равны тангенсам углов наклона линейно возрастающего участка соответствующих диаграмм Прандтля для среднего касательного напряжения на поверхности трубопровода и средней удельной силы нормального сопротивления;
- предельное сопротивление сдвигу и предельное нормальное, в соответствующем направлении, сопротивление, представляющие собой ординаты постоянного участка соответствующих диаграмм Прандтля;
- максимальные значения смещений трубопровода, при которых наблюдается линейно-упругое сопротивление грунта в соответствующем направлении (абсциссы точек сопряжения линейно возрастающего и постоянного участков на соответствующих диаграммах Прандтля).

Учитывая сложный характер взаимодействия трубопровода в толще грунта, особенно в поперечном горизонтальном направлении, приведенные расчетные соотношения являются достаточно приближенными, однако данные полуэмпирические формулы получены путем проведения экспериментальных данных прямолинейных протяженных трубопроводов, что делает их применение в контексте решаемой задачи обоснованным.

Исходя из вышеприведенных аспектов построения модели для расчета возникающих напряжений и деформаций в стенке трубопровода под воздействием карстового процесса, рассмотрим подробнее расчет нагрузки трубопровода и расчетных параметров вероятного карстового провала.

4.2. Расчет основных параметров предполагаемого карстового провала и нагрузок трубопровода в условиях карстоопасности

При рассмотрении системы «промысловый трубопровод-грунт-карст» в качестве оптимального расчетного метода определения диаметра карстового провала необходимо использовать методику, предложенную Г.М. Троицким [187], имеющую дальнейшее развитие в других работах [146], которая также приведена в качестве одного из основных методов в СП 499.1325800.2021 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от карстово-суффозионных процессов» [166] для расчета устойчивости цилиндра грунта над карстовой полостью с учетом нагрузки от фундамента сооружения. Методика основана на условии предельного равновесия между удерживающими и сдвигающими силами, которые действуют над предполагаемой зоной возникновения карстового провала. Обрушение покровной толщи грунтов над ослабленной зоной аппроксимируют до перемещения вниз по круглоцилиндрическим поверхностям. Диаметр провала определяется из условия равновесия круглоцилиндрического столба грунта над предполагаемой карстовой полостью, образование которой возможно в карстующихся водорастворимых горных породах. Вес такого столба уравнивается силами трения, которые действуют на его боковые поверхности. Аналогичный подход можно встретить в методике Г.М. Шахунянца [187], однако методика Г.М. Троицкого позволяет учитывать как давление каждого слоя грунта над карстовой полостью, так и нагрузку от самого сооружения. Для применения данного метода расчета диаметра предполагаемого карстового провала под трубопроводом предлагается использовать следующие изменения в методике:

1. В качестве основания сооружения выступает ширина траншеи подземного трубопровода;
2. В качестве нагрузки от сооружения необходимо принимать среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, которая учитывает как

нагрузку от веса трубопровода с перекачиваемым продуктом, так и нагрузку от грунта засыпки траншеи;

3. Нагрузка от трубопровода с продуктом включается в расчет только с глубины его заглубления, выше границы заглубления учитывается только нагрузка от соответствующего слоя грунта и слоя грунта засыпки траншеи.

Учитывая вышеприведенные особенности, разработана расчетная схема для диаметра предполагаемого карстового провала под участком промышленного трубопровода (рисунок 45).

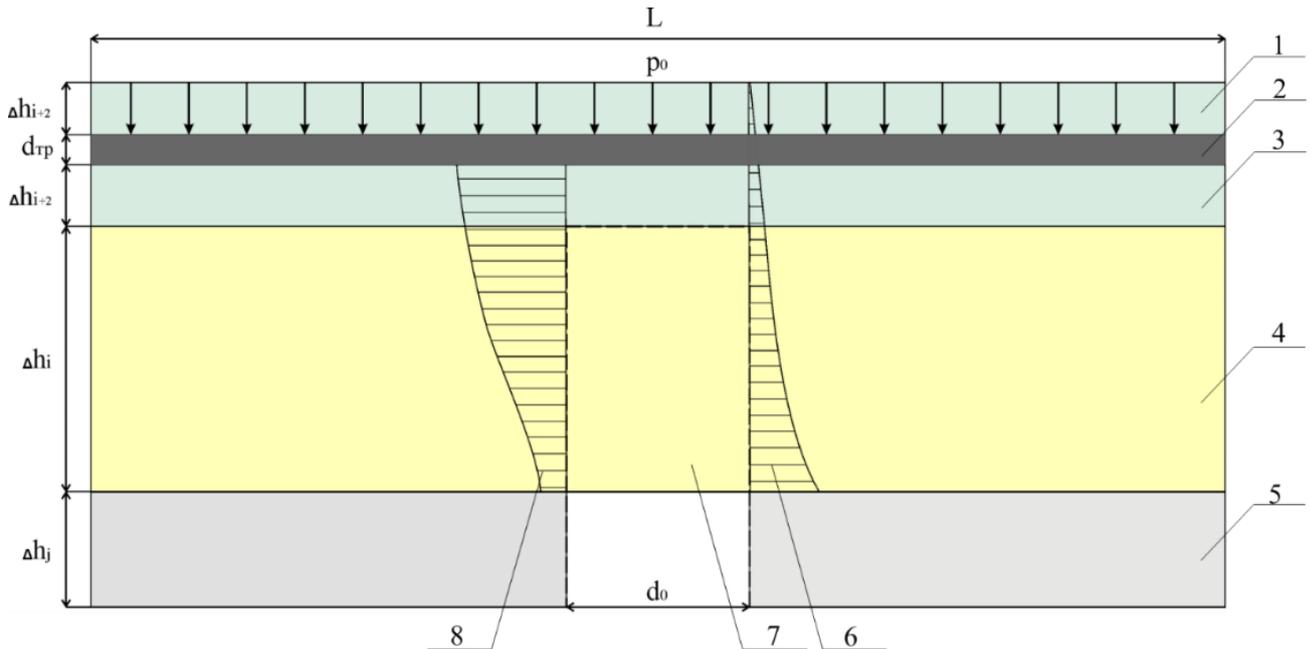


Рисунок 45 – Схема расчета устойчивости цилиндра грунта над карстовой полостью с учетом нагрузки от подземного участка трубопровода: 1 – слой грунта засыпки, 2 – участок трубопровода, 3 – слой грунта подсыпки, 4 – покровная толща грунта, 5 – скальный карстующийся грунт, 6 – эюра давления выше лежащих слоев грунта, 7 – цилиндрическая поверхность обрушения покровной толщи грунтов, 8 – эюра напряжений от веса трубопровода; Δh_j – толщина j -го слоя грунта (скальный грунт), м; Δh_i – толщина i -го слоя грунта (покровная толща), м; Δh_{i+1} – толщина $i+1$ -го слоя грунта (слои покровной толщи грунта), м; Δh_{i+2} – толщина $i+2$ -го слоя грунта (грунт засыпки и подсыпки), м; d_0 – расчетный диаметр карстового провала, м; d_{tr} – диаметр участка трубопровода с учетом изоляции, м; L – длина модели; p_0 – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, кПа.

Расчетный диаметр провала d_0 будет определяться по следующей формуле [187]:

$$d_0 = 4 \frac{(\sum_{j=1}^n c_j \cdot \Delta h_j + \sum_{j=1}^n \Delta f_j)}{\bar{q}_j}, \quad (4.1)$$

$$\Delta f_j = \left(\alpha_j p_0 + \sum_{i=1}^n (\gamma_i \Delta h_i) + \frac{\gamma_j \Delta h_j}{2} \right) \cdot k_j \cdot \operatorname{tg} \varphi_j \cdot \Delta h_j, \quad (4.2)$$

$$k_j = 1 - \sin \varphi, \quad (4.3)$$

$$\bar{q}_j = \alpha_j p_0 + \gamma_j \Delta h_j + \sum_{i=1}^n (\gamma_i \Delta h_i) \quad (4.4)$$

где Δh_j – толщина j -го слоя грунта, м;

c_j – удельное сцепление j -го слоя грунта,

φ_j – угол внутреннего трения j -го слоя грунта, град;

γ_j – удельный вес j -го слоя грунта,

i – номер слоя грунта, залегающего над j -м слоем (i равный $j-1$; $j-2$; $j-3 \dots$);

n – общее число слоев грунта до глубины кровли карстующихся пород или вскрытых полостей, ед;

q_j – среднее давление j -го слоя грунта с учетом природного давления в грунте и трубопровода, кПа;

α_j – коэффициент распределения напряжений по глубине основания, принимают по СП 22.13330.2016 (таблица 5.8);

p_0 – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, кПа, которое определяется по следующей формуле:

$$p_0 = \frac{2n_{\text{гр}} \gamma_{\text{гр}} D_{\text{н}} \left[\left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{тр}}}{\pi D_{\text{н}}} \quad (4.5)$$

где $n_{\text{гр}}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{\text{гр}}$ – усредненное значение удельного сцепления грунта засыпки, Н/м³, вычисляемое:

$$\gamma_{\text{гр}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{гр}}} (\gamma_{\text{гр}}^i m_i)}{\sum_{i=1}^{n_{\text{гр}}} m_i}, \quad (4.6)$$

где $\gamma_{\text{гр}}^i$ – значение удельного сцепления i -го слоя грунта засыпки, Н/м³;

m_i – мощность i -го слоя грунта засыпки, м;

$n_{\text{гр}}$ – общее число слоев грунта засыпки, ед;

$\varphi_{\text{гр}}$ – усредненное значение угла внутреннего трения, град (вычисляется аналогично $\gamma_{\text{гр}}$ по формуле (4.6);

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, м;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, м;

$q_{\text{тр}}$ – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, кПа. Вычисляется по формуле, согласно [69]:

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{вес}} + q_{\text{из}} + q_{\text{тепл.сл}} + q_{\text{пр}}, \quad (4.7)$$

где $q_{\text{вес}}$ – собственный вес трубопровода (нагрузка от веса материала трубопровода), МН/м. Определяется согласно формуле:

$$q_{\text{вес}} = n_{\text{св}} \cdot \rho_{\text{ст}} \cdot g \frac{\pi}{4} (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (4.8)$$

где $\rho_{\text{ст}}$ – плотность материала трубопровода, кг/м³;

$n_{\text{св}}$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м.

g – ускорение свободного падения, м/с²

$q_{\text{из}}$ – нагрузка от веса изоляционного покрытия, МН/м, определяемый по формуле:

$$q_{\text{из}} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{\text{из}} \cdot g \cdot (D_{\text{из}}^2 - D_{\text{н}}^2), \quad (4.9)$$

где $\rho_{\text{из}}$ – плотность материала изоляции, кг/м³;

$D_{\text{из}}$ – диаметр трубопровода с учетом толщины изоляции $t_{\text{из}}$, м. Значение $D_{\text{из}}$ вычисляем по формуле:

$$D_{\text{из}} = D_{\text{н}} + 2 \cdot t_{\text{из}}, \quad (4.10)$$

$q_{\text{тепл.сл}}$ – веса теплоизоляционного слоя, Н/м, по формуле

$$q_{\text{тепл.сл}} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{\text{тепл.сл}} \cdot g \cdot (D_{\text{тепл.сл}}^2 - D_{\text{из}}^2), \quad (4.11)$$

где $\rho_{\text{тепл.сл}}$ – плотность материала теплоизоляционного слоя, кг/м³;

$D_{\text{тепл.сл}}$ – диаметр трубопровода с учетом толщины изоляции $t_{\text{из}}$ и толщины теплоизоляционного слоя $t_{\text{тепл.сл}}$, м. Значение $D_{\text{тепл.сл}}$ вычисляем по формуле:

$$D_{\text{тепл.сл}} = D_{\text{н}} + 2 \cdot t_{\text{тепл.сл}} + 2 \cdot t_{\text{из}}, \quad (4.12)$$

$q_{\text{пр}}$ – нагрузка от веса транспортируемого продукта (для жидких углеводородов – нефть, стабильный конденсат и т.п.);

$$q_{\text{пр}} = \rho_{\text{пр}} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (4.13)$$

где $\rho_{\text{пр}}$ – плотность продукта (нефть, стабильный конденсат и т.п.), кг/м³.

Проверка применимости предложенной модифицированной методики расчета прогнозного диаметра карстового провала под нагрузкой промышленного трубопровода осуществляется сравнением морфометрических размеров уже подтвержденных провалов на земной поверхности, а также путем сравнения ранее рассчитанных провалов на этапе инженерно-геологических изысканий. Также если в процессе инженерных изысканий и эксплуатации объекта не обнаружены вскрытые карстовые полости в полосе отвода трубопровода, предполагается, что карстовая полость заложена на стыке кровли карстующейся горной породы и перекрывающих ее грунтов.

Выбор типовых карстоопасных участков

Первоначально, на всем протяжении потенциально-опасных и опасных зон уязвимости к карсту проведен анализ сводного продольного геолого-геофизического разреза по трассе нефтепровода, общая протяженность которых составляет 26410 м. Согласно описанному ранее во второй главе алгоритму выделения типовых участков карстоопасности (рисунок 9), всего по проведенному анализу продольных геологических разрезов трассы трубопровода выбрано 26 участков, 6 из которых характеризуют опасные зоны (таксон III) и остальные 20 – потенциально-опасные зоны (таксон II) активации карста. Основными критериями выбора типовых участков в пределах трассы нефтепровода являлись:

- Наличие растворимых горных пород (известняки и доломиты);
- Подземные проявления карстовых процессов;
- Внешние проявления карстовых деформаций дневной поверхности рельефа.

Также были выявлены на некоторых из выделенных типовых участков конструктивные изменения нефтепровода (упругопластические изгибы), что в какой-то мере является предпосылкой активации провалов грунта. Протяженность типовых участков выбиралась посредством качественной оценки данных по колонкам инженерно-геологических скважин, формам карстовых проявлений по трассе трубопровода (таблица 15).

Таблица 15 - Типовые участки карстоопасности

№ расчетного участка	Таксон	Пикетажные отметки ПК	Коренные породы	Карстопроявления
1	II	ПК874-ПК876	Скальный грунт, морозный, доломиты	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
2	II	ПК1017-ПК1018	Скальный грунт, морозный, доломиты	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
3	II	ПК1025-ПК1026	Известняк, малопрочный, плотный, средневетрелый	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
4	II	ПК1057-ПК1060	Известняк, малопрочный, плотный, средневетрелый	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
5	II	ПК1085-ПК1087	Известняк, малопрочный, плотный, средневетрелый	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
6	II	ПК1110-ПК1111	Скальный грунт, доломиты, средней прочности, средневетрелый	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
7	II	ПК1156-ПК1158	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
8	II	ПК1160-ПК1161	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
9	II	ПК1165-ПК1166	Скальный грунт, известняки	Карстовые формы рельефа, приуроченные к тектоническим нарушениям
10	II	ПК1169-ПК1170	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
11	II	ПК1211-ПК1213	Скальный грунт, талый, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе

12	II	ПК1213- ПК1215	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
13	II	ПК1223- ПК1225	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
14	II	ПК1228- ПК1231	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
15	II	ПК1236- ПК1238	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
16	II	ПК1248- ПК1251	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
17	II	ПК1251- ПК1252	Скальный грунт, известняки	Древняя карстовая воронка. В рельефе она четко не выражена
18	III	ПК1255- ПК1256	Скальный грунт, морозный, известняки, твердомерзлый	Карстовые формы рельефа, приуроченные к тектоническим нарушениям
19	III	ПК1260- ПК1261	Скальный грунт, известняки	Карстовые формы рельефа, приуроченные к тектоническим нарушениям
20	III	ПК1267- ПК1268	Скальный грунт, талый, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
21	II	ПК1280- ПК1281	Скальный грунт, талый, известняки	Карстовая воронка
22	II	ПК1300- ПК1305	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
23	III	ПК1326- ПК1331	Скальный грунт, известняки	Карстовое блюдце, понижение в рельефе
24	III	ПК1347- ПК1349	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
25	III	ПК1369- ПК1373	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
26	III	ПК1335- ПК1340	Скальный грунт, известняки	Погребенная карстовая воронка, понижение в рельефе
Примечание: таксон III – зоны опасные по степени уязвимости к карсту, таксон II – зоны потенциально-опасные по степени уязвимости к карсту.				

Расчет карстовых провалов на типовых участках карстоопасности

Учитывая все вышеперечисленное, произведем расчет предполагаемых карстовых провалов на участках трассы нефтепровода, расположенных в потенциально-опасных и опасных зонах возможной активации карстовых процессов. В зависимости от расположения каждого участка выбраны соответствующие конструкционные и эксплуатационные параметры нефтепровода:

- толщина стенки трубы (в зависимости от километража принимает значение 9, 10, 12 мм;
- высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности h_0 , м;
- характеристики грунта засыпки (сцепление $\gamma_{гр}$, угол внутреннего трения $\varphi_{гр}$).

Согласно данным таблицы 11 ГОСТ Р 55990—2014 коэффициент надежности по нагрузке в районах воздействия деформаций земной поверхности в условиях развития карста принимается $n_{гр} = 1,0$. В качестве изоляционного покрытия используется антикоррозионное покрытие ПЭПк-3-Н по ТУ 1390-005-86695843-2010 согласно проектной документации на нефтепровод с общей толщиной слоя (учитывая основу покрытия и адгезив) $t_{из} = 2,2$ мм, плотность слоя покрытия составляет $\rho_{из} = 1046$ кг/м³. В качестве теплоизоляционного покрытия выбрана спирально-замковая оболочка из пенополиуретана ППУ-530-СтПЭ с наружным диаметром изоляции 530 мм и толщиной стенки $t_{тепл.сл} = 102,5$ мм. Грунт засыпки состоит из двух слоев: подушки толщиной 0,20 метра под трубопроводом привозным мягким грунтом 1 группы и грунта засыпки, в качестве которого используется грунт при рытье траншеи в разрыхленном виде.

Общая характеристика основных конструкционных и эксплуатационных параметров для расчета удельной нагрузки на грунт представлена в таблице 16. Значения расчетных нагрузок трубопровода и конечное значение среднего удельного давления для каждого участка приведены в таблице 17.

Таблица 16 - Исходные данные параметров нефтепровода для расчета

Параметры	Значения
Диаметр трубопровода наружный D_n , мм	325
Марка стали	09Г2С
Плотность материала трубопровода $\rho_{ст}$, кг/м ³ ;	7850
Плотность материала изоляции $\rho_{из}$, кг/м ³ ;	1046
Плотность материала теплоизоляционного слоя $\rho_{тепл.сл}$, кг/м ³ ;	90
Плотность нефти $\rho_{пр}$, кг/м ³ ;	860
Толщина изоляции $t_{из}$, мм	2,2
Толщина теплоизоляционного слоя $t_{тепл.сл}$, мм	102,5
Модуль упругости, Е, МПа	200000
Плотность, ρ , кг/м ³	7850
Коэффициент Пуассона	0,3
Временное сопротивление разрыву, σ_v , МПа	490
Предел текучести, σ_t , МПа	343

Таблица 17 - Исходные данные для расчета среднего удельного давления каждого типового участка карстоопасности нефтепровода

№ расчетного участка	Конструктивные и эксплуатационные характеристики трубопровода		Характеристики грунта засыпки для каждого расчетного участка			Расчетные нагрузки трубопровода					Среднее удельное давление p_0 , кПа
	$D_{вн}$, м	t , мм	h_0 , м	$\varphi_{гр}$, град	$\gamma_{гр}$, кН/м ³	$q_{вес}$, Н/м	$q_{из}$, Н/м	$q_{пр}$, Н/м	$q_{тепл.сл}$, Н/м	$q_{тр}$, Н/м	
1	0,305	10	1	15,65	17,444	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	32,01
2	0,305	10	1	13	18,228	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	34,55
3	0,307	9	1,32	22,6	19,9143	618,93	23,19	624,19	122,73	1389,04	42,11
4	0,307	9	1	20,9	19,7	618,93	23,19	624,19	122,73	1389,04	33,62

№ расчетного участка	Конструктивные и эксплуатационные характеристики трубопровода		Характеристики грунта засыпки для каждого расчетного участка			Расчетные нагрузки трубопровода					Среднее удельное давление p_0 , кПа
	$D_{вн}$, м	t , мм	h_0 , м	$\varphi_{гр}$, град	$\gamma_{гр}$, кН/м ³	$q_{вес}$, Н/м	$q_{из}$, Н/м	$q_{пр}$, Н/м	$q_{тепл.сл}$, Н/м	$q_{тр}$, Н/м	
5	0,305	10	1,41	24	21,56	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	47,55
6	0,307	9	1,02	20,9	19,7	687,70	23,19	624,19	122,73	1457,81	34,24
7	0,305	10	1,54	21,3	19,3	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	47,55
8	0,305	10	1,59	32,73	17,542	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	39,62
9	0,305	10	3,07	31,3	19,208	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	79,57
10	0,301	12	1,28	22,6	19,9143	908,23	23,19	600,03	122,73	1654,17	41,27
11	0,307	9	1,08	36	25,088	687,70	23,19	624,19	122,73	1457,81	38,94
12	0,307	9	1,08	21,7	19,9	687,70	23,19	624,19	122,73	1457,81	35,92
13	0,307	9	1,03	22,6	19,9143	687,70	23,19	624,19	122,73	1457,81	34,21
14	0,307	9	2,05	20	19,4	687,70	23,19	624,19	122,73	1457,81	62,54
15	0,307	9	1,25	17,8	18,7	687,70	23,19	624,19	122,73	1457,81	40,08
16	0,305	10	1,25	22,6	19,9143	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	40,32
17	0,305	10	1,48	17,4	18,1	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	45,22
18	0,305	10	1,28	19,1	18,2	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	39,29
19	0,305	10	1,01	27,65	19,3	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	31,03
20	0,307	9	1,5	20	18,62	687,70	23,19	624,19	122,73	1457,81	45,50
21	0,307	9	1,29	8,7	17,836	687,70	23,19	624,19	122,73	1457,81	44,43
22	0,301	12	1,29	16,7	19,27	908,23	23,19	600,03	122,73	1654,17	43,17
23	0,301	12	1,15	31	26,852	908,23	23,19	600,03	122,73	1654,17	46,07
24	0,305	10	1,03	25	18,3	761,69	23,19	616,08	122,73	1523,69	30,80
25	0,307	9	1,02	27,2	20,8	618,93	23,19	624,19	122,73	1389,04	33,62
26	0,307	9	1,03	21,7	18,7	687,70	23,19	624,19	122,73	1457,81	32,54

На основе расчетных удельных давлений трубопровода и грунта подсыпки с учетом геологического строения каждого из рассматриваемых участков, глубины заглубления трубопровода производим расчет предполагаемых диаметров карстового провала согласно приведенной выше методике. Для описания методики приведем подробный расчет возможного диаметра карстового провала для участка ПК 1369-ПК 1373, исходные данные по которому приведены в таблице 18.

Глубина траншеи для данного участка составляет 1,75 метров, поэтому на этой глубине необходимо учитывать среднее удельное давление на грунт нефтепровода. Для определения коэффициента распределения напряжений по глубине основания α_j на основе таблицы 5.8 СП 22.13330.2016 разработан график зависимости от относительной глубины ξ для трубопровода (рисунок 46). Данный коэффициент вводится в расчет с глубины траншеи (в данном примере с глубины 1,75 м) при расчете среднего давления j -го слоя грунта q_j .

Таблица 18 – Пример исходных данных для расчета диаметра карстового провала на участке ПК1369-ПК1373 (участок № 25)

№ ИГЭ	Наименование ИГЭ	C, кПа	φ , гр.	γ , кН/м ³	Δh_j , м	b, м	ξ	α	k	tg φ
140200	Суглинок тугопластичный	17	18,3	18,25	0,30	-	-	-	0,69	0,33
140100Э	Суглинок полутвердый, ненабухающий	32	17,4	19,13	0,60	-	-	-	0,70	0,31
220000	Грунт галечниковый (щебенистый)	4	46	25,11	0,65	-	-	-	0,28	1,04
220000	Грунт галечниковый (щебенистый)	4	46	25,11	0,15	1	0,15	0,99	0,28	1,04
420432	Скальный грунт, талый, известняки									
420543	Скальный грунт, известняки									

- карстующиеся породы (известняки), данные не принимаются в расчете

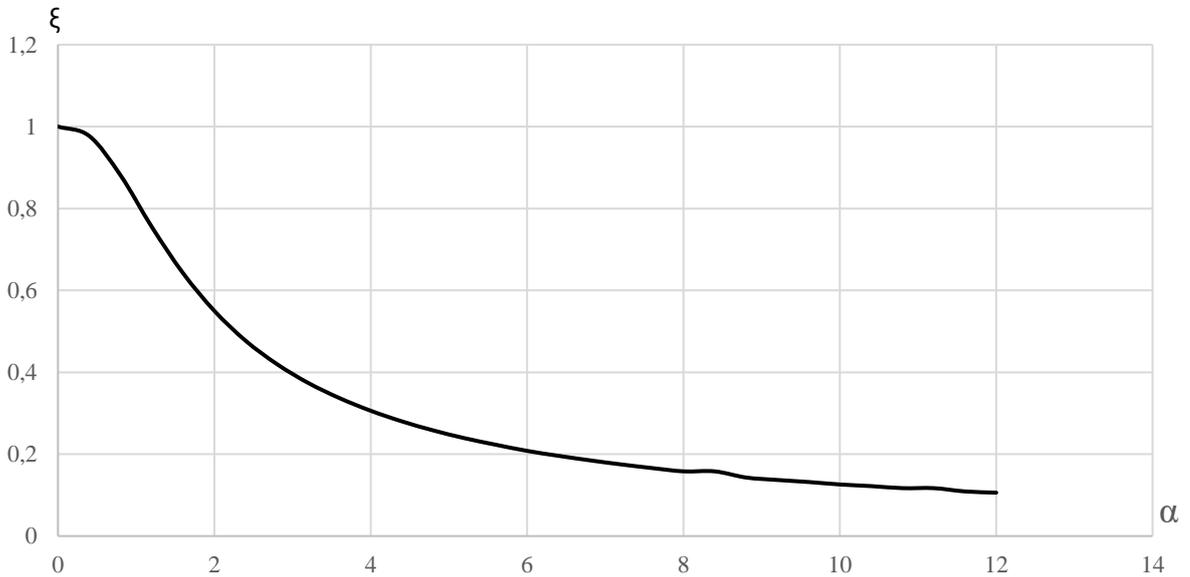


Рисунок 46– График зависимости относительной глубины ξ распределения напряжений по глубине основания α_j

Исходные данные для каждого расчетного участка, основные промежуточные функции и конечный расчетный диаметр карстового провала приведены в Приложении в таблице 2. В таблице 19 приведены результаты расчетных диаметров карстовых провалов для каждого из рассматриваемых участков.

Таблица 19 - Результаты расчета диаметров провалов

№ расчетного участка	Таксон	Пикетажные отметки ПК	Расчетный диаметр провала d_0 , м
1	II	ПК874-ПК876	5,28
2	II	ПК1017-ПК1018	8,72
3	II	ПК1025-ПК1026	7,10
4	II	ПК1057-ПК1060	8,94
5	II	ПК1085-ПК1087	4,09
6	II	ПК1110-ПК1111	4,79
7	II	ПК1156-ПК1158	10,64
8	II	ПК1160-ПК1161	8,41
9	II	ПК1165-ПК1166	3,32
10	II	ПК1169-ПК1170	7,38
11	II	ПК1211-ПК1213	4,37
12	II	ПК1213-ПК1215	6,04
13	II	ПК1223-ПК1225	7,24
14	II	ПК1228-ПК1231	2,83
15	II	ПК1236-ПК1238	9,95
16	II	ПК1248-ПК1251	6,31
17	II	ПК1251-ПК1252	17,51
18	III	ПК1255-ПК1256	4,35
19	III	ПК1260-ПК1261	3,92
20	III	ПК1267-ПК1268	3,35
21	II	ПК1280-ПК1281	9,98
22	II	ПК1300-ПК1305	9,52
23	III	ПК1326-ПК1331	9,78
24	III	ПК1347-ПК1349	6,86
25	III	ПК1369-ПК1373	2,09
26	III	ПК1335-ПК1340	9,31

Максимальное значение расчетного диаметра карстового провала составило 17,51 м, минимальное – 2,09 м. Для подтверждения корректности выполненных расчетом и предложенных подходов стоит обратиться к идентифицированным поверхностным проявлениям карста, представленным в приложении. Зафиксированная протяженность поверхностных форм карстового рельефа составляет от 7 до 25 м, что также сопоставимо с проведенными расчетами. По средним диаметрам карстовых воронок, зафиксированных на изучаемом участке согласно СП 11-105-97 часть II, территория проектирования нефтепровода характеризуется категорией Б ($d_{ср} = 10-20$ м). Проведенный расчет по модернизированной методике, приведенной в данной работе, также характеризует исследуемую территорию трассы нефтепровода к категории Б согласно СП 11-105-97 часть II, что подтверждает высокую точность расчетных диаметров провалов и возможность применения предложенных методических подходов. Отмечаем, что по мнению многих известных карстоведов, в районах, где зафиксированы карстовые проявления, следует ориентироваться на максимальные диаметры провалов и воронок, однако при отсутствии

проявлений карста, сложной их идентификации, предложенный расчетный метод может иметь большое значение для оценки территории и подтверждения как инженерных изысканий на стадии проекта, так и оценки состояния трассы промысловых трубопроводов в процессе эксплуатации. Расчетный диаметр провала не является конечным результатом для оценки предполагаемого воздействия на трубопровод, в связи с чем возникает потребность в определении непроектных нагрузок, вызванных активацией карстового провала, которые могут привести к деформации стенки трубопровода.

4.3. Моделирование идентифицированных карстоопасных участков нефтепровода и оценка их напряженно-деформированного состояния

В качестве прототипов для разработки моделей были определены схожие по характеристикам участки, в пределах которых были рассчитаны предполагаемые диаметры провалов в границах потенциально-опасных и опасных зон уязвимости. Для их определения использовалась экспертная оценка по геологическим и конструкционным признакам, наиболее характеризующая модель «трубопровод-грунт-карст». Так, для решаемой задачи, из общего количества типовых участков карстоопасности, произведена выборка расчетных типовых участков, на основе следующих признаков: величина возможного диаметра провала, значение глубины мощности покровной толщи грунтов и их модуль деформации, а также наличие или отсутствие упругопластических изгибов на участке трубопровода. Так как признаки вносят неодинаковый вклад в общую устойчивость трубопровода при активации карстовых процессов, каждому из них присвоен весовой коэффициент в баллах. Меньше значение балла, следовательно, признак имеет меньшее влияние на устойчивость трубопровода. Для каждого признака выделены компоненты, которые также имеют свой индивидуальный балл, характеризующий их влияние на устойчивость (меньшее значение балла – меньшее влияние). Все баллы признаков и их компонентов сведены в единую таблицу 20.

Таблица 20 - Балльная оценка признаков и их компонентов для выделения расчетных типовых участков карстоопасности

Индекс	Наименование признака	Ранг признака	Компоненты признака	Балл компонента
А	Расчетный диаметр карстового провала	4	до 3 м	1
			3 м-10м	2
			10м-20м	3
В	Наличие упругопластических изгибов	3	Имеется	1
			Отсутствует	0
С	Мощность покровной толщи грунта	2	менее 2 м	1
			2 м -10 м	2
			более 10 м	3
D	Тип грунта	1	Скальный (E=50-100 МПа)	1
			Песчаный (E=10-50 МПа)	2
			Глинистый (E=5-30 МПа)	3

На основе представленной экспертной балльной оценки производится расчет интегрального балльного показателя K_p :

$$K_p = i_A \cdot A_n + i_B \cdot B_n + i_C \cdot C_n + i_D \cdot D_n \quad (4.14)$$

где i_A, i_B, i_C, i_D – ранг (весовой коэффициент признака),

A_n, B_n, C_n, D_n – баллы компонентов признака.

На основе рассчитанного интегрального показателя, все участки сгруппированы согласно сумме баллов K_p (таблица 21) в пределах зон уязвимости к карсту (по таксонам). В каждой группе типовых участков выделены расчетные участки, характеризующие каждую группу. Конкретные границы расчетных участков и их краткая характеристика представлены в таблице 21. Также отмечаем, что применение такого подхода к определению типовых участков в пределах зон уязвимости для каждого трубопровода подбирается индивидуально исходя из особенностей геологического строения территории и эксплуатационных характеристик самого трубопровода, однако подход и основные аспекты, указанные ранее в разделе 2.2.3. второй главы, остаются общими.

Таблица 21 – Группы характерных участков с карстовыми провалами и типовой участок для выполнения численного моделирования

Зона уязвимости к карсту	№ типового участка	Границы участков - пикетажные отметки ПК	№ расчетного типового участка, границы	Общая характеристика участков		
потенциально-опасная (таксон II)	1	ПК874-ПК876	7, ПК1156-ПК1158	Наиболее распространенный вид потенциально карстоопасного участка по территории трассы; среднее значение покровной толщи 8,1 м; скальный грунт – известняк, малопрочный, плотный, средневетренный; покровная толща сложена супесями текучими и твердыми, суглинками твердыми, в редких случаях на дневной поверхности песок или глина; средняя величина расчетного карстового провала $d_{cp} = 6,7$ м., $K_p=15$		
	2	ПК1017-ПК1018				
	5	ПК1085-ПК1087				
	6	ПК1110-ПК1111				
	7	ПК1156-ПК1158				
	8	ПК1160-ПК1161				
	9	ПК1165-ПК1166				
	10	ПК1169-ПК1170				
	11	ПК1211-ПК1213				
	12	ПК1213-ПК1215				
	13	ПК1223-ПК1225				
	14	ПК1228-ПК1231				
	15	ПК1236-ПК1238				
	16	ПК1248-ПК1251				
	3	ПК1025-ПК1026			3, ПК1025-ПК1026	Наличие зафиксированных упругопластических изгибов трубы в зоне действия карстовых провалов; скальный грунт – известняк, малопрочный, плотный, средневетренный; покровная толща сложена супесями текучими и твердыми, суглинками твердыми, в редких случаях на дневной поверхности песок или глина; расчетный диаметры провалов $d_{cp}=7,9$ м., $K_p=18$
	4	ПК1057-ПК1060				

Потенциально-опасная (таксон II)	21	ПК1280-ПК1281	22, ПК1300-ПК1305	Наибольшая мощность покровной толщи, сложена суглинками, супесями твердыми; скальный грунт – известняк; расчетный диаметр провала $d_{cp}=9,5$ м, $Kp=17$
	22	ПК1300-ПК1305		
Опасная (таксон III)	17	ПК1251-ПК1252	17, ПК1251-ПК1252	Ранее зафиксированный карстовый провал, скальный грунт – известняк, характеризуется мощной покровной толщиной в зоне карстового провала (глубина порядка 30 м) наибольший расчетный диаметр провала, зафиксированный по трассе, $d_{cp}=17$, $Kp=21$
	18	ПК1260-ПК1261	19, ПК1260-ПК1261	Ярко выраженные в продольном разрезе карстовые формы, покровная толща сложена галечниковыми грунтами (щебенистый) и гравийными (дресвяными), супесями пластичными; скальный грунт – известняк, малопрочный, плотный, средневетренный; средний расчетный диаметры провалов $d_{cp}=6,2$ м, $Kp=15$
	19	ПК1260-ПК1261		
	20	ПК1267-ПК1268		
	23	ПК1326-ПК1331		
	24	ПК1347-ПК1349		
	26	ПК1335-ПК1340		
25	ПК1369-ПК1373	25, ПК1369-ПК1373	Наименьшее значение покровной толщи грунта (менее 2 м), скальный грунт – известняк, малопрочный, плотный, средневетренный; наличие зафиксированных УПИ трубы в зоне действия карстовых провалов, расчетный диаметр провала $d_{cp}=2,09$ м, $Kp=12$	

Геометрия модели

Для конкретного примера расчета напряженно-деформированного состояния при помощи программы Midas GTX NX рассмотрим более подробно участок промыслового нефтепровода с ранее зафиксированным упругопластическим изгибом и расположенным в «опасной» зоне по карстоопасности, исходя из результатов районирования (участок № 25). Участок трубопровода моделируется в продольном направлении, данные из которого получаем согласно продольному геологическому профилю трубопровода, что позволяет учесть изгибные напряжения и деформации участка трубопровода, а также отобразить фактическое положение кровли каждого из расчетных грунтовых элементов, тем самым рассматривая решение такой задачи с еще большей точностью. Для задания свойств грунта подготавливаются таблицы для каждого из расчетных участков. Пример расчетной схемы участка нефтепровода с учетом мощности слоев грунта, параметров трубопровода и параметров карстового провала для моделируемого участка №25 представлен на рисунке 48, а свойства грунта для модели представлены в таблице 22.

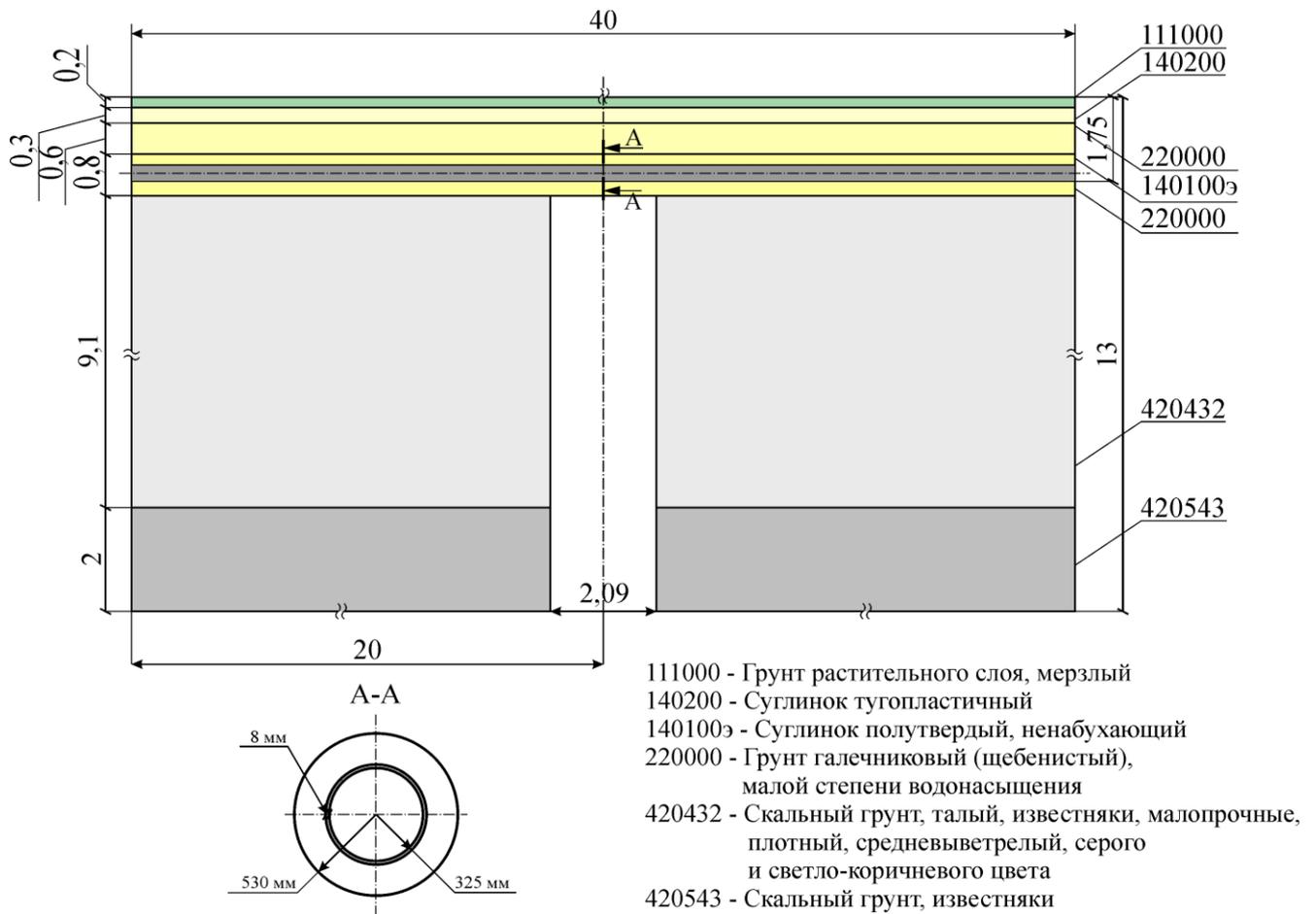


Рисунок 48 – Пример расчетной схемы участка нефтепровода с учетом мощности слоев грунта, параметров трубопровода и параметров карстового провала (размеры указаны в метрах, прим. авт.)

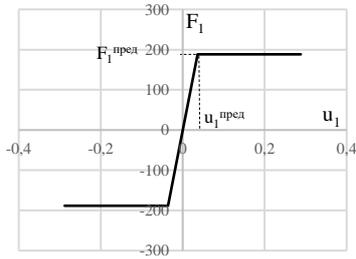
Таблица 22 - Данные для построения модели грунта для расчетного участка №25 (ПК 1369-ПК 1373)

№ п/п	Наименование показателя	Символьное обозначение	Единицы измерения	Грунт растительного слоя, мерзлый	Суглинок тугопластичный	Суглинок полутвердый, ненабухающий	Грунт галечниковый (щебенистый)	Скальный грунт, талый, известняки	Скальный грунт, известняки
Номер расчетного грунтового элемента				111000	140200	140100Э	220000	420432	420543
1	Модуль деформации	E	кН/м ²	7000	20000	22000	90000	95000	100000
2	Коэффициент Пуассона	ν_{ur}	–	0,3	0,3	0,3	0,27	0,3	0,3
3	Сцепление	c'	кН/м ²	0	17	32	4	60	58
4	Угол внутреннего трения	ϕ' (phi)	град	0	18,3	17,4	46	25	30
5	Мощность грунта	z	м	0,2	0,3	0,6	0,8	9,1	2
6	Удельный вес	γ	кН/м ³	0	18,2466	19,1295	25,114	23,544	24,9174

Задание нагрузок и воздействий

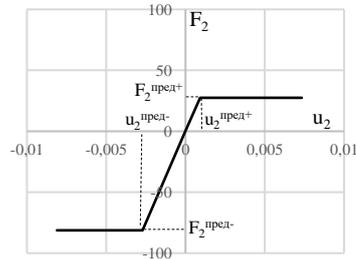
Полученные значения предельного сдвига, смещения и коэффициенты сопротивлений для каждого из возможных направлений движения трубопровода позволяют построить

соответствующие диаграммы Прандтля для всех расчетных участков. Расчет для участка №25 приведен в виде диаграмм Прандтля на рисунке 49.



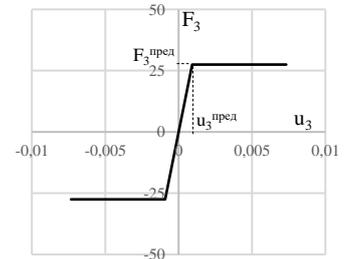
$F_1^{\text{пред}}$ – предельное сопротивление грунта в продольном направлении, кН/м;
 $u_1^{\text{пред}}$ – максимальных смещений трубопровода в продольном направлении.

а)



$F_2^{\text{пред}}$ – предельное сопротивление грунта в поперечном направлении вверх и вниз, кН/м;
 $u_2^{\text{пред}}$ – максимальных смещений трубопровода в поперечном направлении вверх и вниз.

б)



$F_3^{\text{пред}}$ – предельное сопротивление грунта в поперечном горизонтальном направлении, кН/м;
 $u_3^{\text{пред}}$ – максимальных смещений трубопровода в поперечном горизонтальном направлении.

в)

Рисунок 49 - Соотношения силы и деформации (диаграммы Прандтля) для взаимодействия трубопровода и грунта: а) для осевых продольных сопротивлений, б) для поперечных вертикальных сопротивлений, в) для поперечных горизонтальных сопротивлений.

Полученные основные значения согласно диаграммам Прандтля взаимодействия трубопровода и окружающего его грунта используются для описания перемещений трубопровода в контексте трех основных параметров, которые характеризуют набор виртуальных пружин:

- «Ultimate Shear force» - предельное сопротивление сдвигу.
- «Shear Stiffness modulus» - жесткостные характеристики элемента в продольном направлении (сонаправленно оси трубопровода).
- «Normal Stiffness modulus» - жесткостные характеристики элемента в нормальном направлении (к оси трубопровода).

В качестве временных длительных нагрузок выбрано внутреннее избыточное давление продукта, которое задается, исходя из анализа условий эксплуатации (таблица 16), а также среднее удельное давление, которое задается в виде распределенной нагрузки по всему участку трубопровода (согласно таблицы 17). К особым нагрузкам относятся непосредственно деформации земной поверхности, вызванные предполагаемой активацией карстовых провалов. Вес всей модели, с учетом грунтового основания и трубопровода, задается через контекстное меню. Задание нагрузок представлено на рисунке 50.

Граничные условия и сетка конечных элементов

В качестве обязательных граничных условий для выполнения расчета деформаций и напряжений использовались ограничения перемещений по краям расчётной области и задание

определенных нагрузок на модель. Модель грунта закрепляется по боковым граням и нижней образующей по всем степеням свободы – в горизонтальном и вертикальном направлениях. Боковые стенки карстового провала закреплены нежестко - вертикальная составляющая закреплена от перемещений по горизонтали (1 и 2 степени свободы), верхняя часть карстового провала, совпадающая с глубиной кровли карстующейся породы – не закреплена.

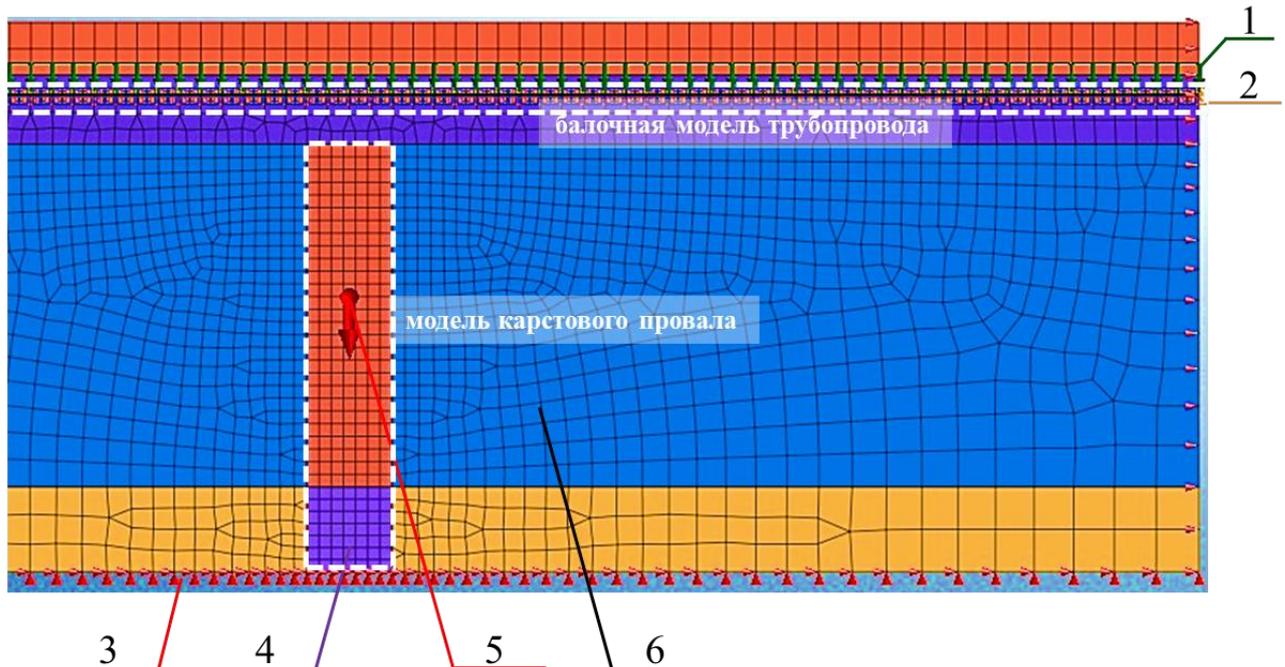


Рисунок 50 – Общий вид модели «участок нефтепровода-грунтовый массив-карстовый провал» с сеткой конечных элементов и направлением нагрузки: 1 – распределенная нагрузка среднего удельного давления p_0 ; 2 – балочная модель трубопровода; 3 – граничные условия; 4 – карстовый провал; 5 – общая нагрузка грунта и трубопровода в модели; 6 – сетка конечных элементов.

Расчет напряжений и деформаций и обсуждение результатов

Учитывая основные характеристики трубопровода и геометрические параметры участка по данным в таблице 16, расчетный диаметр карстового провала для данного участка (таблица 19), значения внутреннего давления, удельного давления грунта и веса участка трубопровода (согласно данным в таблице 17), данные по сопротивлению грунта согласно построенным диаграммам Прандтля (рисунок 49) и основные характеристики для построения модели Мора-Кулона, реализована конечно-элементная модель в программном комплексе Midas GTX NX, представленная на рисунке 50. В результате приведенного моделирования процесса работы нефтепровода в условиях развития карстового процесса получены значения эквивалентных напряжений, а также максимальные деформации трубопровода при соответствующих нагрузках (рисунок 51).

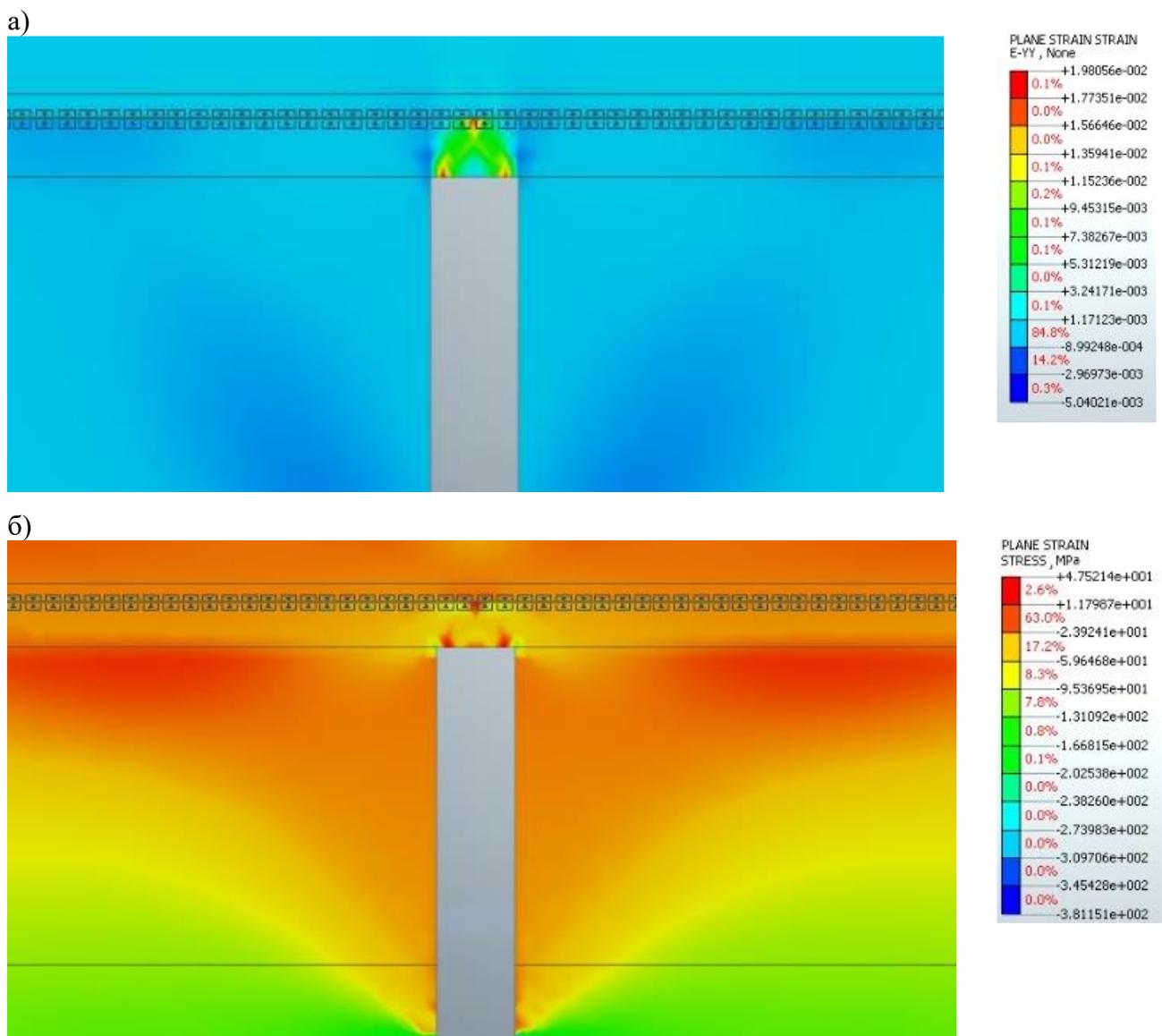


Рисунок 51 – Результаты моделирования: а) эквивалентные деформации; б) эквивалентные напряжения.

Согласно результатам проведенного моделирования, концентрации напряжений и деформаций сосредоточены в области над карстовым провалом, максимальные концентраторы напряжений и деформаций в том числе сосредоточены непосредственно на балочной модели участка нефтепровода, ярко выражены деформации грунта и их движение в область карстового провала, что свидетельствует о точности построения модели. Для оценки данного участка по критериям надежности определим расчетные значения сопротивлений растяжения-сжатия по прочности R_u и по текучести R_y для каждого из участков. Коэффициент надежности по ответственности трубопровода γ_n следует принимать равным 1,10 для промышленных трубопроводов согласно п. 12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014 [69]. Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности $\gamma_{mu} = 1,47$ принимается в зависимости от характеристик труб согласно данным таблицы 12 ГОСТ Р 55990-2014[69]. Коэффициент

надежности по материалу труб при расчете по текучести γ_{my} принимается равным 1,15. Значения коэффициента условий работы γ_d для промышленных трубопроводов принимается в зависимости от категории участка согласно данным таблицы 13 ГОСТ Р 55990-2014. Согласно данным таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014 [69], участки промышленных трубопроводов, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям, имеют категорию «С», следовательно, коэффициент условий работы $\gamma_d = 0,767$. Учитывая значения предела прочности и предела текучести стали $\sigma_u = 490$ МПа и $\sigma_y = 343$ МПа соответственно, произведем расчет согласно формулам 2.8 и 2.9:

$$R_u = \frac{0,767}{1,47 \cdot 1,1} \cdot 490 = 232,042 \text{ МПа}, \quad (4.15)$$

$$R_y = \frac{0,767}{1,15 \cdot 1,1} \cdot 343 = 207,97 \text{ МПа}. \quad (4.16)$$

Эквивалентное напряжение согласно проведенному моделированию в областях концентраторов максимальных напряжений достигает значения $\sigma_{эКВ} = 47,52$ МПа. Согласно критерию надежности $\sigma_{эКВ} < R_y$, следовательно, условие надежности по прочности выполняется, отсутствуют предпосылки к разрушению стенки трубопровода. Данный расчет подтверждает высокие прочностные качества материала трубы, которые выдерживают напряжения в критических ситуациях потери устойчивости.

Предельно допустимое значение изгибной деформации определим, исходя из соотношения 2.15 (глава 2), учитывая максимальный и минимальный диаметры трубы с учетом овальности $D_{max} = 328$ мм и $D_{min} = 322$ мм (согласно ГОСТ 31447-2012), наружный диаметр трубопровода $D_H = 325$ мм, толщина стенки на данном участке составляет $t = 9$ мм, коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$, модуль упругости материала труб $E = 200000$ МПа. Давление в трубопроводе принимаем максимальное рабочее, равное $p = 9,5$ МПа. Таким образом получаем:

1. Нормативная овальность трубы вычисляется согласно строительным нормам и правилам:

$$\theta_p = \frac{D_{max} - D_{min}}{\frac{1}{2} \cdot (D_{max} + D_{min})} = \frac{328 - 322}{\frac{1}{2} \cdot (328 + 328)} = 0,018 \quad (4.17)$$

2. Параметр внутреннего давления p' вычисляем по формуле:

$$p' = (1 - \mu^2) \cdot \left(\frac{D_H - t}{2 \cdot t} \right)^3 \cdot \frac{p}{E} = (1 - 0,3^2) \cdot \left(\frac{325 - 9}{2 \cdot 9} \right)^3 \cdot \frac{9,5}{200000} = 0,234 \quad (4.18)$$

3. Фактическая овальность участка нефтепровода:

$$\theta = (1 + 4 \cdot p') \cdot \theta_p = (1 + 4 \cdot 0,234) \cdot 0,018 = 0,035 \quad (4.19)$$

В итоге получим значение предельно допустимого значения изгибной деформации $[\varepsilon_b]$:

$$[\varepsilon_b] = (1 + 10 \cdot \theta)^{-1} \frac{t}{2 \cdot D_H} = (1 + 10 \cdot 0,035)^{-1} \frac{9}{2 \cdot 325} = 0,01 \quad (4.20)$$

На основании значений предельного смещения участка трубопровода в зоне карстового провала с учетом максимальных усилий $\varepsilon_b = 0,0198$, следовательно, полученные значения максимальной изгибной деформации и предельно допустимой изгибной деформации используем для определения значения коэффициента запаса прочности K_ϕ :

$$K_\phi = \frac{[\varepsilon_b]}{\varepsilon_b} = \frac{0,01}{0,0198} = 0,5 \quad (4.21)$$

Проектный коэффициент запаса вычислим, исходя из рекомендаций СТО Газпром 2-2.3-184-2007, с учетом коэффициента надежности по внутреннему давлению $n = 1$, коэффициент надежности по материалу трубы $k_1 = \gamma_{mu} = 1,47$, коэффициент надежности по назначению трубопровода $k_H = 1,1$ и коэффициент условий работы трубопровода $m = \gamma_d = 0,767$, которые определены согласно ГОСТ Р 55990-2014 по следующему соотношению:

$$K_{пр} = \frac{nk_1k_H}{m} = \frac{1 \cdot 1,47 \cdot 1,1}{0,767} = 2,11 \quad (4.22)$$

Таким образом, условие надежности по критерию изгибных деформаций не выполняется для данного участка трубопровода и возможно возникновение деформаций и имеется необходимость в проведении инструментальных измерений на данном участке трубопровода. Согласно приведенной методике, данному участку присваивается класс безопасности «нормальный».

Обратим внимание на общие перемещения грунтового массива и трубопровода, полученные в результате приведённого моделирования согласно разделу результатов расчета в Midas GTS NX – Displacement (перемещения), представленные на рисунке 52.

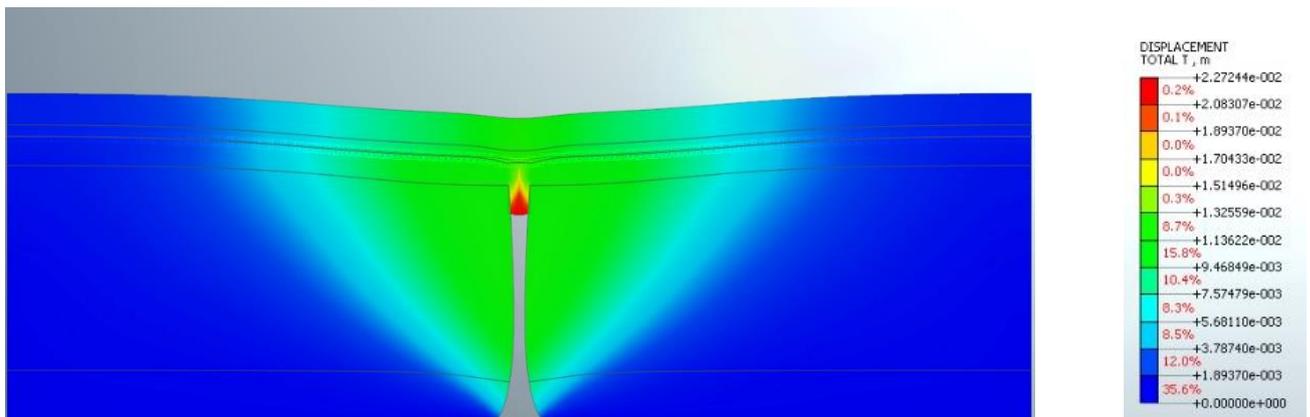


Рисунок 52 – Общие перемещения грунта в зоне развития карстовых процессов на выбранном расчетном участке.

Полученная модель позволяет определить максимальные перемещения грунта (в области кровли карстующейся породы составляют 0,023 м) и перемещения грунта непосредственно

вблизи стенки трубопровода, где значение перемещений составляет порядка 0,013 м. Обратимся к отчету по внутритрубной диагностике, на данном участке нефтепровода зафиксирован изгиб категории опасности (b) – изгибы, подлежащие плановому обследованию и ремонту, а также предрасположенные к образованию поперечных трещин. Длина участка с изгибом составляет порядка 9,6 м, а стрела прогиба составляет 7,7 см. На основе полученных данных сопоставим значения кривизны изгиба для данного участка по результатам внутритрубной диагностики и результаты моделирования (рисунок 53).

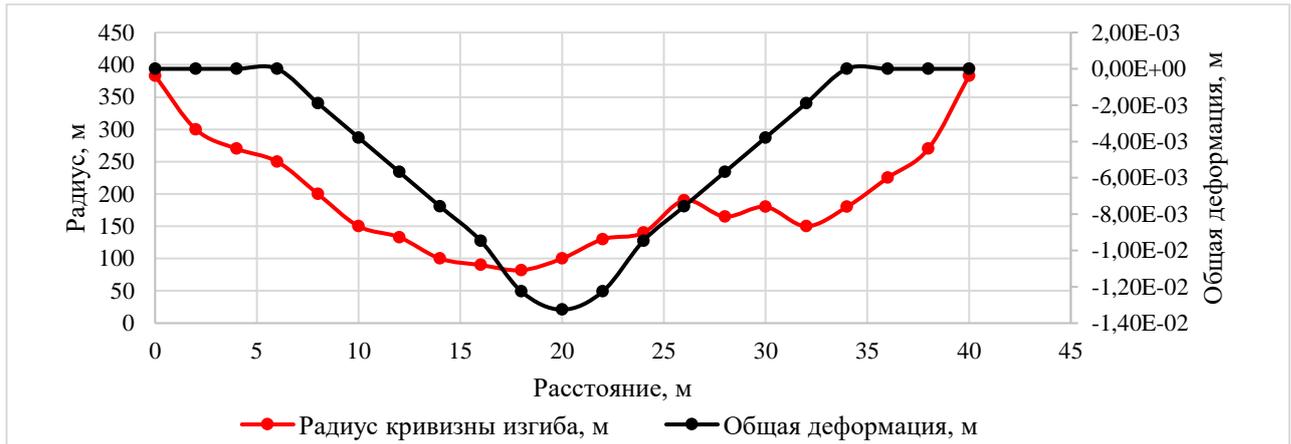


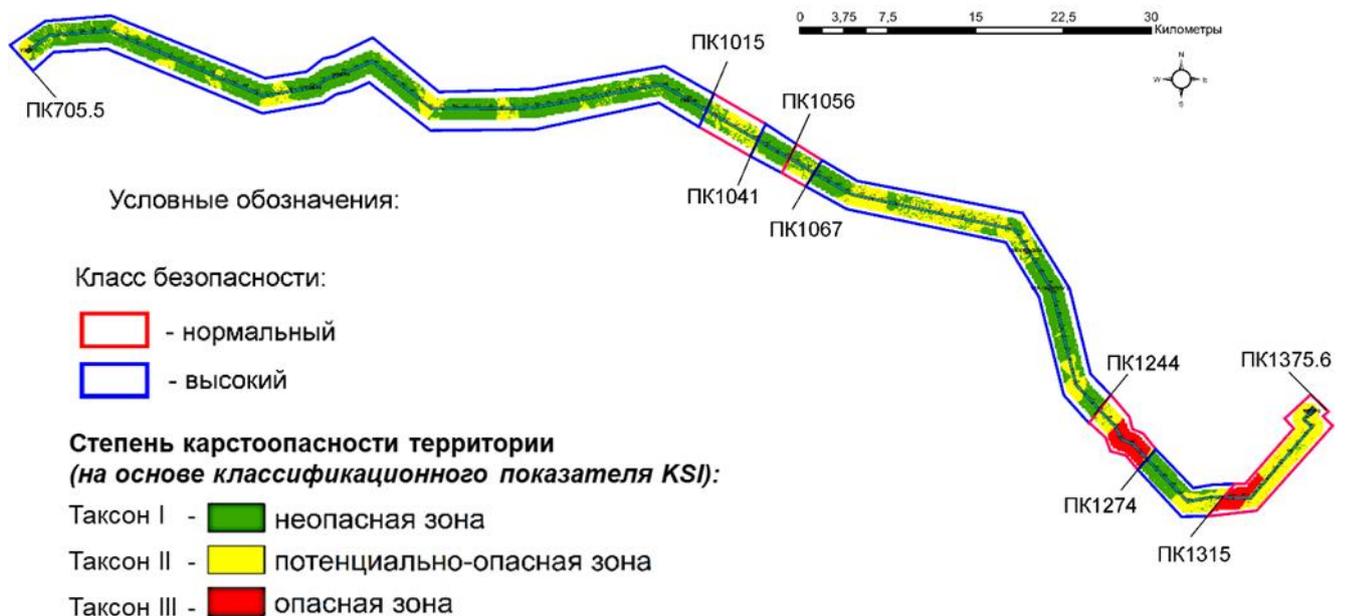
Рисунок 53 – Сопоставление общего перемещения грунта (модель) и графика кривизны изгиба участка нефтепровода (ВТД).

На основании приведенного графика однозначно видна взаимосвязь в направлении существующего изгиба с перемещениями грунта. Можно утверждать, что приведённое исследование является подтверждением направления изгибных деформаций, и уже на сегодняшний день возможна активация подземных карстовых процессов на данном участке промышленного трубопровода. Аналогично данному участку произведем моделирование других типовых участков для определения эквивалентных напряжений и деформаций и обоснования класса безопасности для каждой из групп участков потенциально-опасных и опасных зон районирования территории (таблица 23). На основании вышеприведенной таблицы возможно определить класс безопасности для каждого расчетного участка, который далее распространяется на аналогичные участки из ранее сформированных групп по таблице 21.

Таблица 23 – Расчет класса безопасности для типовых участков

№ расчетного типового участка, границы	$\sigma_{\text{ЭКВ}}$, МПа	R_u , МПа	R_y , МПа	ϵ_b	K_ϕ	$K_{\text{пр}}$	Класс безопасности
7, ПК1156-ПК1158	38,92	232,042	207,97	0,0028	3,5	2,11	Высокий
3, ПК1025-ПК1026	46,22			0,005	2,01		Нормальный
22, ПК1300-ПК1305	40,53			0,002	5,1		Высокий
17, ПК1251-ПК1252	26,22			0,0067	1,5		Нормальный
19, ПК1260-ПК1261	37,88			0,0112	0,9		Нормальный
25, ПК1369-ПК137	47,52			0,0198	0,5		Нормальный

Исходя из значений класса безопасности для каждого участка, и границ «потенциально-опасных» и «опасных зон», с учетом присвоения значения класса безопасности «Высокий» для «неопасных» зон трассы, формируется значение класса безопасности по всей протяженности трассы с конкретной привязкой к пикету (километражу) трубопровода. Предложенный подход создания групп, схожих по геологическим и эксплуатационным признакам участков, с последующим выделением расчетных типовых участков карстоопасности методом экспертной балльной оценки позволяет сократить объем проведения работ. Однако обращаем внимание, что наиболее сложные участки необходимо рассматривать индивидуально с построением и анализом напряженно-деформированного состояния участка для выявления особых нагрузок (пример в данной работе – расчетный участок №25). Согласно вышеприведенным расчетам и обоснованию классов безопасности для каждой группы расчетных участков, вся трасса ранжируется на классы безопасности с конкретными границами (рисунок 54).



Приведенная методика позволила определить районы возможной активации карстовых процессов, а проведенное моделирование подтверждает и классифицирует все рассмотренные участки по степени опасности для принятия дальнейших технических решений и оптимизации режима эксплуатации нефтепровода. Отмечаем, что все используемые при данном моделировании расчетные методы надежности и прочности, задания нагрузок, моделирования имеют обоснование в практическом применении, вследствие использования методических подходов, прошедших апробацию и зарекомендовавших себя в научном сообществе, а также закреплённые в существующей нормативной базе. Для дальнейшего применения предложенной классификации необходимо разработать соответствующие технические и организационные

решения, которые позволят скорректировать процесс эксплуатации и мониторинга нефтепровода.

4.4. Определение основных технических решений по дальнейшей эксплуатации промысловых трубопроводов в условиях активации карстовых процессов

Для выявленных ранее «неопасных» участков трассы и «потенциально-опасных» участков с классом безопасности «высокий» эксплуатация и мониторинг трубопровода производится без изменений, также возможно сократить периодичность некоторых осмотров и видов мониторинга для оптимального распределения ресурса. Для классов безопасности «нормальный», «низкий» и «чрезвычайно низкий» необходимо определять мероприятия, направленные на безопасную эксплуатацию трубопровода в условиях карстовой опасности. В разработке технических решений необходимо учесть современные нормативно-технические документы и стандарты, а также включить обязательные требования к мониторингу и диагностике (в основном внутритрубной).

Визуальный осмотр трассы трубопровода на предмет возникновения отклонений от режима эксплуатации необходимо увеличивать для участков с классами безопасности «нормальный» и ниже. При необходимости для участков с самым низким показателем безопасности («чрезвычайно низкий») необходимо произвести ревизию трубопровода в объеме работ согласно пп. 959-974 раздела «Ревизия промысловых трубопроводов» приказа N534 от 15.12.2020 ФНП ПБ "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" [122], при этом уделить особое внимание следующим аспектам:

- Визуальное обследование участка трассы с идентификацией возможных осадочных явлений, обводненности и других признаков карстовых проявлений;
- Определение фактического значения глубины залегания верха трубы и сопоставление данных значений с последними ранее известными и с проектными данными;
- Проведение неразрушающего контроля на наиболее опасных участках с точки зрения активации карста посредством шурфования (размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к ПТ по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м);
- Определение состояния технических устройств, изоляции трубопровода и т.д.

При неудовлетворительных результатах ревизии необходимо определить дальнейшие виды работ, связанные с ремонтом участка трубопровода согласно пп. 1004-1010 раздела «Ремонт промысловых трубопроводов» приказа N534 от 15.12.2020 ФНП ПБ "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" [122] или же организацией мероприятий инженерной защиты по предотвращению развития карста и влияния его на трубопровод.

В связи с отсутствием нормативной базы по инженерной защите трубопроводов от воздействия карстовых процессов предлагается рассмотреть основные виды противокарстовой защиты, которые регламентированы разделом 6.12 СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений» и приведены в разделе 6 СП 499.1325800.2021 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от карстово-суффозионных процессов» и адаптировать их применительно к аспектам инженерной защиты от карстовых процессов промышленных трубопроводов.

Возможно применение *геотехнических мероприятий*, которые заключаются в изменении свойств грунтового массива в зоне активации карста или же в покрывающей толще путем тампонажа (наиболее распространен в области предотвращения развития карста в трубопроводном транспорте), инъекционное закрепление закарстованных пород или покрывающей толщи. Выделяют два основных типа геотехнических мероприятий:

- 1 тип – исключение условий образования и развития карста, путем закрепления карстующихся пород в результате заполнения тампонажными растворами и недренирующим грунтом пустот, каналов, трещиноватых зон и иных форм;
- 2 тип – обеспечение прочности и устойчивости трубопровода при возможном проявлении карстовых деформаций при помощи закрепления грунтов в толще над карстующимися породами, в основании сооружения, тампонирующее поверхностных карстовых деформаций.

Применение 2 типа геотехнических мероприятий эффективно применять при обнаруженных поверхностных формах карста в потенциально-опасных зонах, 1 тип применяется непосредственно при обнаружении глубинных форм карста, либо подтверждённых провалов в опасных и потенциально-опасных зонах.

Водозащитные мероприятия реализуются на участках, где активация карста может быть связана гидрогеологическими условиями района и в основном направлена на планировку земной поверхности (обустройство каналов вдоль трассы, защитных экранов и т.п.), организацию отвода вод в области валика трубопровода. Данный вид устанавливается индивидуально после уточнения опасных и потенциально-опасных зон.

Технологические мероприятия направлены на изменение режима работы трубопровода для снижения нагрузки, которая влечет за собой развитие карста. В качестве основного параметра выступает давление транспортируемого продукта, уменьшение которого на определённое время позволяет замедлить процессы развития карста и уменьшить значения внутренних напряжений и деформаций в трубе. Также допускается отключение участка трубопровода, расположенного в карстоопасной зоне, до выявления причин и устранения угроз карста на резервные трубопроводы, если такая возможность имеется. Если трубопровод находится в чрезвычайно

низком классе безопасности, то рекомендуется остановить перекачку продукта с одновременным снижением давления до атмосферного или переводом работы на резервную нитку, с возможностью отключения опасного участка запорной арматурой с последующим внеплановым объездом для выявления причин и при необходимости выполнения ремонтных работ, либо же применения дополнительных противокарстовых мероприятий.

Основные эксплуатационные противокарстовые мероприятия заключаются в проведении своевременного осмотра трассы и диагностики трубопровода, а также геотехнического мониторинга. Геотехнический мониторинг на закарстованных территориях должен включать следующие основные виды работ согласно ГОСТ 24846 [72], СП 22.13330.2016 (раздел 12) [162], СП 305.1325800.2017 [163], а также:

- Геодезический контроль за оседанием земной поверхности трассы и наземных элементов подземного трубопровода (запорная арматура, вантузы и т.д.);
- Контроль деформаций глубинных грунтовых реперов, постоянный контроль планово-высотного положения;
- Контроль грунтов, контроль уровня подземных вод и их химического состава.

Для проведения инструментальных наблюдений за пространственным положением промыслового трубопровода и его деформациями в зонах развития карста строятся глубинные геодезические марки. Глубинные геодезические марки должны сохранять стабильность высотного положения в течение всего времени эксплуатации контролируемого объекта. Устанавливаются марки на линейных объектах на расстоянии не менее 3 км [170], для сложных инженерно-геологических условиях расстояние между марками регламентируется сокращать до 25-50 м в зависимости от размера участка. Режимное нивелирование сети грунтовых марок выполняется с периодичностью, определенной программой работ или проектом ГТМ, но не реже чем два раза в год: в период максимального оттаивания грунтов оснований (сентябрь) и в период максимального промерзания (конец апреля – начало мая). Для контроля просадок рекомендуется применять марки типа ГМ-2000-200-530 с шагом установки для участков с низким и чрезвычайно низким классом безопасности – 25 м, для нормального класса безопасности – 50 м.

В качестве альтернативных вариантов определения положения трубопровода является внедрение волоконно-оптической системы геотехнического мониторинга (далее - ВОС ГТМ), которая представляет собой измерительный комплекс, состоящий из анализатора, волоконно-оптических датчиков и программного обеспечения [156]. Преимуществом данной системы является монтаж волоконно-оптического кабеля и датчиков на дне траншеи рядом с трубопроводом, тем самым исключая прямой контакт со стенкой трубы. Анализатор является опросным устройством, которое подключается к волоконно-оптическому кабелю с одного конца

и с заданной периодичностью снимает характеристики его текущего состояния. ВОС ГТМ обеспечивает решение задач по заблаговременному выявлению начала процессов деградации грунтовых оснований трубопроводов, оценке скорости деградации грунта, определению местоположения участков деградации грунта и участков смещения трубопровода [55]. Полученные при применении предложенной методики границы потенциально-опасных и опасных зон активации карста позволяют оптимизировать внедрение ВОС ГТМ при эксплуатации трубопровода, тем самым не производить установку на всем протяжении линейной части, а лишь только на участках, на которых необходимо установить постоянный контроль за состоянием трубопровода. Учитывая классификацию участков по классам безопасности, рекомендуется внедрение ВОС для участков со степенью «нормальный» и ниже.

Также получение информации по планово-высотному положению, наличию упругопластических изгибов возможно с применением диагностики трубопроводов, в основном – внутритрубной, при помощи применения диагностических снарядов. Согласно основным стандартам и руководящим документам по организации диагностирования магистральных нефте- и газопроводов [64, 68], промысловых нефтепроводов, газопроводов и конденсатопроводов [123, 70, 56], в основном периодичность и объем проведения внутритрубной диагностики устанавливается эксплуатирующей организацией согласно внутренним стандартам и инструкциям, а проведение следующей диагностики уточняется в зависимости от результатов предыдущего контроля. В зависимости от категории промыслового трубопровода согласно РД 39-132-94 [123] внутритрубная диагностика проводится не реже 1 раза в 8 лет, однако может проводиться ежегодно для трубопроводов самой высокой категории ответственности. Предлагается для участков промысловых трубопроводов с высоким классом безопасности не проводить обязательную диагностику, либо проводить ее согласно ранее утвержденным планам. Для класса безопасности «нормальный» обязательна диагностика не менее 1 раза в 8 лет. Для класса безопасности «низкий» необходимо увеличить периодичность диагностики (1 раз в 4 года, 1 раз в 2 года), но не менее 1 раза в 8 лет. Для класса безопасности «чрезвычайно низкий» рекомендуется проведение ежегодной диагностики, однако стоит учитывать общее состояние трубопровода и возможность безопасного проведения диагностических операций.

Использование *конструктивных противокарстовых мероприятий*, реализуемых путем внесения изменений в конструктивную схему прокладки трубопровода, в период эксплуатации экономически не всегда целесообразно, а технологически в некоторых случаях практически невозможно в связи с отсутствием возможности остановки перекачки продукта или его удалением на период проведения работ. На основе вышеуказанных аспектов разработана общая таблица 24, включающая все основные мероприятия, позволяющие определить основные

технические решения по защите и мониторингу карстоопасности в зависимости от класса безопасности участка трубопровода.

Таблица 24 – Основные мероприятия по защите промышленных трубопроводов от карста в зависимости от класса безопасности участка трубопровода

Мероприятия	Класс безопасности			
	Высокий	Нормальный	Низкий	Чрезвычайно низкий
<i>Геотехнические</i>	Не требуются	Не требуются, укрепление грунта по 2 типу при необходимости	Закрепление грунта по 1 типу	Закрепление грунта по 1 типу ¹⁾
<i>Водозащитные</i>	Требуются при необходимости, при наличии скопления вод в пределах обвалования трубопровода			
<i>Конструктивные</i>	На этапе эксплуатации не реализуется, только при тех. перевооружении, капитальном ремонте и т.д.			
<i>Технологические</i>	Без изменения режима	Без изменения режима, перевод работы на резервный трубопровод (резервную нитку) ²⁾	Снижение давления, перевод работы на резервный трубопровод (резервную нитку)	Прекращение перекачки продукта в ближайшее время, перевод работы на резервный трубопровод, снижение давления до атмосферного до проведения ремонтных мероприятий
<i>Эксплуатационные:</i>				
<i>Технический осмотр</i>	Без изменений, возможно уменьшение объема ³⁾	Без изменений	Увеличение периодичности осмотра	Увеличение периодичности осмотра, внеплановый осмотр при выявлении нарушений
<i>Геотехнический мониторинг (карстомониторинг)</i>	Без изменений, возможно уменьшение объема ³⁾	Без изменений	Установка дополнительных деформационных марок с шагом 50 метров, с периодичностью замера не менее 2-х раз в год	Установка дополнительных деформационных марок с шагом 25 метров, с периодичностью замера не менее 2-х раз в год
<i>Ревизия трубопровода</i>	Без изменений, не реже 1 раза в 8 лет	Возможно изменение срока, не менее 1 раза в 8 лет	Проведение в ближайшие 2 года	Проведение в самое ближайшее время
<i>Внедрение волоконно-оптических систем мониторинга ВОС⁴⁾ и др.</i>	Не требуется	Не требуется	Внедрение при возможности подключения на всем протяжении участка	Внедрение при возможности подключения на всем протяжении участка
<i>Проведение диагностики (в приоритете ВТД)⁵⁾</i>	Не требуется, без изменений	Не менее 1 раза в 8 лет	Увеличение периодичности, но не менее 1 раза в 8 лет	Сокращение срока до минимального (1 раз в 1-2 года)

- 1) В зависимости от результатов визуального обследования устанавливается тип закрепления грунта, учитывая реальные возможности эксплуатирующей организации и необходимость закрепления в текущий момент эксплуатации.
- 2) Перевод работы на резервные трубопроводы предполагается при технической возможности (их наличия или возможно подключения временных дюкерных линий).
- 3) По решению эксплуатирующей организации возможно уменьшить объем работ в рамках мониторинга для оптимального распределения трудовых ресурсов на участки, которые подвержены большим нагрузкам, или оставить периодичность и объемы мониторинга согласно текущему уровню эксплуатации.
- 4) Также в качестве альтернативных вариантов возможно установка инклинометров, тензометров и др. средств, обеспечивающих постоянный карстомониторинг участка трубопровода (ВОЛС рекомендуется устанавливать в качестве наиболее эффективного и прогрессивного метода контроля деформаций).
- 5) ВТД производится при технической возможности установки временных камер запуска и приема диагностических устройств.

Обратимся к проведенным расчетам классов безопасности для нефтепровода «Чаянда-ВСТО» и определим технические решения к определенным участкам согласно таблице 21.

Для участков с классом безопасности «Высокий» эксплуатация и мониторинг остается без изменений, согласно существующей программе геотехнического мониторинга и технологического регламента на эксплуатацию объекта. Технический осмотр необходимо производить согласно графику проведения осмотров и объездов трубопровода с увеличением частоты осмотров в периоды весеннего паводка и осеннего половодья. Необходимо производить контроль скопления поверхностных вод в данных участках в рамках геотехнического мониторинга и при необходимости обеспечить их отвод из охранной зоны трубопровода. Ревизия трубопровода и внутритрубная диагностика проводится не реже 1 раза в 8 лет.

Для участков с классов безопасности «Нормальный» необходимо предусмотреть закрепление грунтов в толще над карстующимися породами, в основании сооружения, тампонирующее поверхностных карстовых деформаций. Геотехнический мониторинг необходимо осуществлять согласно существующей программе и производить дополнительные замеры деформационных марок не реже 2-х раз в год с фиксацией всех замеров в единой системе и их последующего анализа. Для участков, где ранее не установлены деформационные марки, предусмотреть установку дополнительных деформационных марок с шагом 50 метров, либо внедрить дополнительные методы постоянного контроля геотехнического мониторинга трассы (ВОС, уголкового отражатели и т.п.) Ревизия и внутритрубная диагностика проводится без изменений, однако при возможности рекомендуется сократить период между проведением желательно до 5 лет (следующую диагностику производить в 2025 году) для оценки периода опытно-промышленной эксплуатации (3-5 лет) и оценки динамики существующих упругопластических изгибов. Полная ведомость всех участков, согласно карте районирования по уязвимости трассы нефтепровода к карсту, с определенным классом безопасности и соответствующим объемом необходимых технических решений приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Технические решения для каждого участка нефтепровода «Чаянда-ВСТО» согласно классу безопасности

Границы участков - пикетажные отметки (ПК)	Категория участка по уязвимости к активации карста	Класс безопасности	Технические решения (рекомендации по эксплуатации и мониторингу)
ПК 705,5-ПК 710	потенциально-опасный	Высокий	<p><u>Режим эксплуатации:</u> без изменений, согласно технологическому регламенту;</p> <p><u>Геотехнический мониторинг:</u> без изменений;</p> <p><u>Ревизия трубопровода:</u> согласно графику технического освидетельствования (не менее 1 раза в 8 лет);</p> <p><u>Рекомендации:</u> Контроль уровня грунтовых и поверхностных вод, отведение скоплений воды из охранной зоны, контроль защитного валика трубопровода, минимизация прохода автотранспортной техники</p>
ПК 710-ПК 819	неопасный		
ПК 819-ПК 825	потенциально-опасный		
ПК 825-ПК 889	неопасный		
ПК 889-ПК 900	потенциально-опасный		
ПК 900-ПК 923	неопасный		
ПК 923-ПК 930	потенциально-опасный		
ПК 930-ПК 1015	неопасный		
ПК 1015-ПК 1041	потенциально-опасный	Нормальный	<p><u>Режим эксплуатации:</u> без изменений, согласно технологическому регламенту;</p> <p><u>Геотехнический мониторинг:</u> дополнительно производить замеры деформационных марок не реже 2-х раз в год ;</p> <p><u>Ревизия трубопровода:</u> согласно графику технического освидетельствования, рекомендуется проводить внутритрубную диагностику 1 раз в 5 лет;</p> <p><u>Рекомендации:</u> установка деформационных марок типа ГМ-2000-200-530 с шагом 50 метров, либо установка угловых отражателей с шагом в 500 метров, отведение скоплений воды из охранной зоны</p>
ПК 1041-ПК 1056	неопасный	Высокий	<p><u>Режим эксплуатации:</u> без изменений, согласно технологическому регламенту;</p> <p><u>Геотехнический мониторинг:</u> без изменений;</p> <p><u>Ревизия трубопровода:</u> согласно графику технического освидетельствования (не менее 1 раза в 8 лет);</p> <p><u>Рекомендации:</u> Контроль уровня грунтовых и поверхностных вод, отведение скоплений воды из охранной зоны, контроль защитного валика трубопровода, минимизация прохода автотранспортной техники</p>

Границы участков - пикетажные отметки (ПК)	Категория участка по уязвимости к активации карста	Класс безопасности	Технические решения (рекомендации по эксплуатации и мониторингу)
ПК 1056-ПК 1067	потенциально-опасный	Нормальный	<p><u>Режим эксплуатации:</u> без изменений, согласно технологическому регламенту;</p> <p><u>Геотехнический мониторинг:</u> дополнительно производить замеры деформационных марок не реже 2-х раз в год ;</p> <p><u>Ревизия трубопровода:</u> согласно графику технического освидетельствования, рекомендуется проводить внутритрубную диагностику 1 раз в 5 лет;</p> <p><u>Рекомендации:</u> установка деформационных марок типа ГМ-2000-200-530 с шагом 50 метров, либо установка уголковых отражателей с шагом в 500 метров, отведение скоплений воды из охранной зоны</p>
ПК 1067-ПК 1085	неопасный	Высокий	<p><u>Режим эксплуатации:</u> без изменений, согласно технологическому регламенту;</p> <p><u>Геотехнический мониторинг:</u> без изменений, обязательный замер деформационных марок не реже 1-ого раза в год ;</p> <p><u>Ревизия трубопровода:</u> согласно графику технического освидетельствования (не менее 1 раза в 8 лет);</p> <p><u>Рекомендации:</u> Контроль уровня грунтовых и поверхностных вод, отведение скоплений воды из охранной зоны, контроль защитного валика трубопровода, минимизация прохода автотранспортной техники</p>
ПК 1085-ПК 1174	потенциально-опасный		
ПК 1174-ПК 1218	неопасный		
ПК 1218-ПК 1234	потенциально-опасный		
ПК 1234-ПК 1244	неопасный		
ПК 1244-ПК 1254	потенциально-опасный	Нормальный	<p><u>Режим эксплуатации:</u> без изменений, согласно технологическому регламенту;</p> <p><u>Геотехнический мониторинг:</u> дополнительно производить замеры деформационных марок не реже 2-х раз в год (по ранее установленным ГМ);</p> <p><u>Ревизия трубопровода:</u> согласно графику технического освидетельствования, рекомендуется проводить внутритрубную диагностику 1 раз в 5 лет;</p> <p><u>Рекомендации:</u> прокладка ВОС для проведения постоянного геотехнического мониторинга, отведение скоплений воды из охранной зоны, закрепление грунтов в толще над карстующимися породами, в основании сооружения, тампонирование поверхностных карстовых деформаций (ПК1244+00 – ПК1250+00)</p>
ПК 1254-ПК 1274	опасный		

Границы участков - пикетажные отметки (ПК)	Категория участка по уязвимости к активации карста	Класс безопасности	Технические решения (рекомендации по эксплуатации и мониторингу)
ПК 1274-ПК 1294	неопасный	Высокий	<u>Режим эксплуатации:</u> без изменений, согласно технологическому регламенту; <u>Геотехнический мониторинг:</u> без изменений, обязательный замер деформационных марок не реже 1-ого раза в год; <u>Ревизия трубопровода:</u> согласно графику технического освидетельствования (не менее 1 раза в 8 лет); <u>Рекомендации:</u> Контроль уровня грунтовых и поверхностных вод, отведение скоплений воды из охранной зоны, контроль защитного валика трубопровода, минимизация прохода автотранспортной техники.
ПК 1294-ПК 1315	потенциально-опасный		
ПК 1315-ПК 1326	опасный	Нормальный	<u>Режим эксплуатации:</u> без изменений, согласно технологическому регламенту; <u>Геотехнический мониторинг:</u> дополнительно производить замеры деформационных марок не реже 2-х раз в год (по ранее установленным ГМ); <u>Ревизия трубопровода:</u> согласно графику технического освидетельствования, рекомендуется проводить внутритрубную диагностику 1 раз в 5 лет; <u>Рекомендации:</u> прокладка ВОС для проведения постоянного геотехнического мониторинга, отведение скоплений воды из охранной зоны
ПК 1326-ПК 1375,6	потенциально-опасный		

Полученные численные значения протяженности участков, на которых наблюдается развитие карста, и соответствие тому или иному классу безопасности возможно использовать для определения удельного веса воздействия всех идентифицированных карстовых процессов, определяющих риск возникновения деформаций трубопровода. Оценку удельного веса предлагается определять, используя следующую формулу:

$$\gamma = \frac{\sum_{i=0}^n l_i}{L}, \quad (4.23)$$

где γ - удельный вес воздействия карста на определенный участок трассы трубопровода, уд. ед.;

l_i - протяженность участка с определённым классом безопасности («Нормальный», «Низкий» и «Чрезвычайно низкий»);

n – количество участков с определённым классом безопасности, подверженных воздействию карста в пределах трассы трубопровода;

L — протяженность исследуемого участка трассы трубопровода, м.

На основе предложенного подхода 12,9% от всей протяженности нефтепровода «Чаянда-ВСТО» присвоен класс безопасности «Нормальный». Общие рекомендации по защите данного нефтепровода следующие:

- Проведение внутритрубной диагностики с периодичностью 1 раз в 5 лет, исходя из периода опытно-промышленной эксплуатации и фиксации ранее зафиксированных упругопластических изгибов в районах карстоопасных участков;
- Внедрение непрерывных методов мониторинга путем установки волоконно-оптических датчиков и прокладки оптоволокну с выводом данным на диспетчерский пункт управления, либо установка уголковых отражателей с шагом 400 метров для оптимального мониторинга поверхности;
- В рамках геотехнического мониторинга обязательно производить геодезический контроль установленных марок ГМ-2000-200-530 с обязательной фиксацией результатов для дальнейшего анализа.

Стоит отметить, что предложенные в данном разделе работы технические решения не являются окончательными и обязательными в выполнении, даны лишь самые современные на сегодняшний день подходы, исходя из анализа основной технической литературы по защите сооружений от карстовых процессов, немногочисленные публикации по данной теме, а также опыта эксплуатации объектов. Однозначно необходимо учитывать возможности эксплуатирующей организации и степень опасности карстовых процессов. Тем не менее приведенный подход к оценке на сегодняшний день можно считать единственным в своем роде, позволяющим определить контролируемые параметры и соответствующие им технические решения для обеспечения безопасной эксплуатации и эффективного мониторинга карстовых процессов в пределах трассы промыслового трубопровода.

4.5. Выводы

1. Для оценки воздействия карста на трубопровод, помимо построения карты уязвимости карстопроявлений в пределах трассы, необходимо производить оценку по напряженно-деформированному состоянию, т.е. учитывать возможные карстовые провалы грунта как нагрузку на участок трубопровода. Отмечаем, что для оценки нагрузки необходимо рассматривать как напряжения, возникающие в участке трубопровода, так и деформации трубы под действием непроектных нагрузок в виде карстового провала. Оценка данных параметров при отсутствии конструктивных методов, возможности визуального осмотра и измерений наиболее

оптимально выполнять при помощи численного моделирования системы «трубопровод-грунт-карст».

2. Данный вид расчетной задачи - определение деформаций участка промышленного трубопровода в условиях карстоопасности - реализуется в программном комплексе Midas GTX NX и на сегодняшний день аналогов решения таких расчетов автором не обнаружено. Учитывая подробное описание построения модели, реализуемый подход можно использовать в качестве новых возможностей как в оценке напряжений и деформаций трубопровода в условиях развития карстовых провалов, так и дальнейшего развития расчета подобных сооружений в приведенном программном комплексе.

3. Для расчета непроектных нагрузок, вызванных образованием карстовых форм в скальных грунтах предлагается использовать модель обрушение покровной толщи грунтов над ослабленной зоной с аппроксимацией до перемещения вниз по круглоцилиндрическим поверхностям, где основным параметром, характеризующим карстовый провал, является расчетный диаметр. В данной работе реализован метод расчета с учетом особенностей решаемой задачи, при этом используемый расчетный математический аппарат основан на зарекомендованной методике.

4. Реализуемое численное моделирование системы «промышленный трубопровод-грунтовое основание-карст» позволяет определить деформации и перемещения трубопровода в условиях развития карста и тем самым обосновать результаты внутритрубной диагностики в разрезе определения упругопластических изгибов трубы. Приведенный подход и методика могут являться обоснованием природы возникновения изгибов, под воздействием подземных проявлений карста, и представляют наибольший интерес для инженерного сообщества в принятии каких-либо технических решений по дальнейшей эксплуатации объекта.

5. На основе современных нормативно-технических документов, опыта эксплуатации трубопроводных систем, с учетом ранжирования всех прогнозных участков карстоопасности по классам безопасности разработан перечень мероприятий по защите промышленных трубопроводов от карста. В условиях крайне неопределенной темы контролируемых параметров при оценке карста и его воздействия на сооружение (трубопровод) в рамках геотехнического мониторинга, приведённые подходы позволят эксплуатирующей организации принять обоснованные решения при изменении программы геотехнического мониторинга, помогут обосновать сроки проведения внутритрубной диагностики трубопровода и изменение режима эксплуатации промышленного трубопровода. Поэтому разработанные в данной работе методы и мероприятия имеют большую практическую значимость в рамках оценки надежности и эксплуатации труднодоступных участков промышленных трубопроводов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе реализован методический подход, основанный на комплексной инженерно-геологической оценке и прогнозе карстоопасности в пределах трассы трубопровода. В рамках подхода путем интегральной оценки взаимного влияния факторов и результирующего признака карстоопасности разрабатывается карта уязвимости трассы промышленного трубопровода к карсту. Полученная карта позволяет определить границы участков, предрасположенных к развитию карста. Для определения степени воздействия возможных карстовых процессов на трубопровод предлагается произвести оценку наиболее уязвимых его участков по напряженно-деформируемому состоянию. Данная оценка состоит в определении критерия надежности по прочности (эквивалентные напряжения) и по устойчивости (изгибные деформации), с учетом специфики карстового процесса и его влияния на участок трубопровода в зоне воздействия. Предложенный подход позволяет ввести понятие «класса безопасности», следуя которому возможно ранжировать всю трассу трубопровода на участки с определенной степенью карстоопасности и значением надежности трубопровода. В рамках данной работы предложен перечень основных мероприятий, которые необходимо применять в зависимости от «класса безопасности» трубопровода для обеспечения как его надежной эксплуатации, так и эффективного мониторинга.

Апробация методики выполнена на конкретном примере – промышленном нефтепроводе «Чаянда-ВСТО», пролегающем в зоне развития карбонатного карста. В качестве наиболее эффективного метода для оценки факторов активизации карста обосновано применение множественного корреляционно-регрессионного анализа и метода соотношения частот, на основе которых построена итоговая карта уязвимости. Валидация и оценка полученных результатов показали высокую достоверность. Для оценки напряженно-деформированного состояния используется численное моделирование наиболее предрасположенных к карсту участков. В результате получены значения эквивалентных напряжений и изгибных деформаций, по значениям которых определены «классы безопасности» для участков нефтепровода. По полученным данным предложены технические решения по мониторингу и дальнейшей эксплуатации нефтепровода в условиях развития карстовых процессов.

В качестве дальнейшего совершенствования предлагаемого методического подхода необходимо разработать классификацию типовых карстоопасных участков и определить возможные состояния трубопроводов по стабильности в условиях воздействия карста для принятия решений в рамках геотехнического мониторинга. Также следует апробировать предлагаемые подходы к оценке других промышленных трубопроводов в различных

малоосвоенных регионах. Отмечаем, что предлагаемая методика позволяет выявить первопричины возникающих аномалий в стенке трубопровода (изгибы, дефекты геометрии) в период эксплуатации и определить перечень конкретных технических решений для организации эффективного мониторинга и надежной эксплуатации трубопроводов в условиях развития карста.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

АКМ – аэрокосмический мониторинг;

БПЛА – беспилотные летательные аппараты;

ВОС – волоконно-оптическая система;

ВСТО – нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан»;

ВТД – внутритрубная диагностика;

ГТМ – геотехнический мониторинг;

МГ – магистральный газопровод;

ММГ – многолетнемерзлый грунт;

МН – магистральный нефтепровод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПК – пикет;

ПТ – промысловый трубопровод;

УЗОУ – узел запуска очистных и диагностических устройств (на трубопроводе);

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УПИ – упруго пластические изгибы (на трубопроводе);

ЧНГКМ – Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение;

ARVI – (Atmospherically Resistant Vegetation Index) - атмосферно-устойчивый вегетационный индекс;

ASTER GDEM – снимков космического термоэмиссионно-отражающего радиометра ASTER (Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer), отраженные в GDEM (Global Digital Elevation Model) – глобальной цифровой модели рельефа;

NDVI – (Normalized Difference Vegetation Index) - нормализованный разностный вегетационный индекс растительности;

SRTM – Shuttle Radar Topography Mission;

TWI – (Topographic Wetness Index) топографический индекс влажности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A machine learning framework for multi-hazards modeling and mapping in a mountainous area / S. Yousefi, H. R. Pourghasemi, S. N. Emami [et al.] // *Scientific Reports*. – 2020. – Vol. 10. – Art. № 12144 [14 p.].
2. A review of statistically-based landslide susceptibility models / P. Reichenbach, M. Rossi, B. D. Malamud [et al.] // *Earth-science reviews*. – 2018. – Vol. 180. – P. 60-91.
3. Akgun, A. Landslide susceptibility mapping for a landslide-prone area (Findikli, NE of Turkey) by likelihood-frequency ratio and weighted linear combination models / A. Akgun, S. Dag, F. Bulut // *Environmental geology*. – 2008. – Vol. 54. – P. 1127-1143.
4. Akgun, A. Landslide susceptibility mapping for Ayvalik (Western Turkey) and its vicinity by multicriteria decision analysis / A. Akgun, N. Türk // *Environmental Earth Sciences*. – 2010. – Vol. 61. – P. 595-611.
5. Comparative study of the analytical hierarchy process, frequency ratio, and logistic regression models for predicting the susceptibility to *Ips sexdentatus* in Crimean pine forests / F. Sivrikaya, G. E. Özcan, K. Enez, O. E. Sakici // *Ecological Informatics*. – 2022. – Vol. 71. – Art. № 101811 [11 p.].
6. Comparison and validation of per-pixel and object-based approaches for landslide susceptibility mapping / T. Gudiyangada Nachappa, S. Kienberger, S. R. Meena [et al.] // *Geomatics, Natural Hazards and Risk*. – 2020. – Vol. 11, iss. 1. – P. 572-600.
7. Comparison and validation of per-pixel and object-based approaches for landslide susceptibility mapping / T. Gudiyangada Nachappa, S. Kienberger, S. R. Meena [et al.] // *Geomatics, Natural Hazards and Risk*. – 2020. – Vol. 11, iss. 1. – P. 572-600.
8. Cooper, A. H. The GIS approach to evaporite-karst geohazards in Great Britain / A. H. Cooper // *Environmental Geology*. – 2008. – Vol. 53. – P. 981-992.
9. Development and validation of sinkhole susceptibility models in mantled karst settings. A case study from the Ebro valley evaporite karst (NE Spain) / J. P. Galve, J. Bonachea, J. Remondo [et al.] // *Engineering geology*. – 2008. – Vol. 99, iss. 3-4. – P. 185-197.
10. Engineering geological mapping of earthquake-induced landslides in South Lefkada Island, Greece: evaluation of the type and characteristics of the slope failures / N. Grendas, V. Marinou, G. Papathanassiou [et al.] // *Environmental Earth Sciences*. – 2018. – Vol. 77. – Art. № 425 [19 p.]. – DOI: 10.1007/s12665-018-7598-9.

11. Evaluating and comparing methods of sinkholes susceptibility mapping in the Ebro Valley evaporate karst (NE Spain) / J. P. Galve, F. Gutierrez, J. Remondo [et al.] // *Geomorphology*. – 2009. – Vol. 111, iss. 3-4. – P. 160-172.
12. Evaluating landslide susceptibility using environmental factors, fuzzy membership functions and GIS / A. Gemitzi, G. Falalakis, P. Eskioglou, C. Petalas // *Global NEST Journal*. – 2011. – Vol. 13, iss. 1. – P. 28-40.
13. Failache, M. F. Geological and geotechnical land zoning for potential Hortonian overland flow in a basin in southern Brazil / M. F. Failache, L. V. Zuquette // *Engineering Geology*. – 2018. – Vol. 246. – P. 107-122.
14. Fritz, R. Mathematic-statistical investigations for describing regularities of karsification phenomenons in carbonate and sulphate rocks / R. Fritz, D. Stoyan // *Engineering Geology of Karst : Proc. Intern. Symp., Perm, 6-8 July 1992*. – Perm, 1993. – Vol. 1. – P. 139-150.
15. Fuzzy Comprehensive Safety Evaluation of Pipeline Disaster in China-Russia Crude Oil Permafrost Region Based on Improved Analytic Hierarchy Process-Entropy Weight Method / Y. Shen, D. Chen, M. Zhang, T. Zuo // *Advances in Materials Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 2022, iss. 1. – Art. № 157793 [10 p.]. – DOI: 10.1155/2022/3157793.
16. Gebreegziabher, T. WebGIS-based decision support system for soil erosion assessment in Legedadi watershed, Oromia Region, Ethiopia / T. Gebreegziabher, K. V. Suryabhadgavan, T. Kumar Raghuvanshi // *Geology, Ecology, and Landscapes*. – 2023. – Vol. 7, iss. 2. – P. 97-114. – DOI: 10.1080/24749508.2021.1924441.
17. Ghorbanzadeh, O. An interval matrix method used to optimize the decision matrix in AHP technique for land subsidence susceptibility mapping / O. Ghorbanzadeh, B. Feizizadeh, T. Blaschke // *Environmental Earth Sciences*. – 2018. – Vol. 77. – Art. № 584 [19 p.].
18. Ground subsidence susceptibility (GSS) mapping in Grosseto Plain (Tuscany, Italy) based on satellite InSAR data using frequency ratio and fuzzy logic / S. Bianchini, L. Solari, M. Del Soldato [et al.] // *Remote Sensing*. – 2019. – Vol. 11, iss. 17. – Art. № 2015 [27 p.].
19. Gutierrez, F. Identification, prediction, and mitigation of sinkhole hazards in evaporite karst areas / F. Gutierrez, A. H. Cooper, K. S. Johnson // *Environmental Geology*. – 2008. – Vol. 53. – P. 1007-1022.
20. Gutierrez, F. Quantitative sinkhole hazard assessment. A case study from the Ebro Valley evaporate alluvial karst (NE Spain) / F. Gutierrez, J. Guerrero, P. Lucha // *Natural Hazards*. – 2008. – Vol. 45. – P. 211-233.
21. Hassanpour, J. A regional-scale engineering geological study for selecting suitable rock masses for constructing unlined oil storage caverns in Southern Zagros, Iran / J. Hassanpour, Y. Firouzei,

G. Hajipour // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. – 2019. – Vol. 78, iss. 1. – P. 267-280.

22. Hearn, G. J. Geomorphology in engineering geological mapping and modelling / G. J. Hearn // *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. – 2019. – Vol. 78, iss. 2. – P. 723-742.

23. Investigation of permafrost engineering geological environment with electrical resistivity tomography: A case study along the China-Russia crude oil pipelines / X. Li, X. Jin, X. Wang [et al.] // *Engineering Geology*. – 2021. – Vol. 291. – Art. № 106237 [17 p.]. – DOI: 10.1016/j.enggeo.2021.106237.

24. Ivanova, E. Landslide Susceptibility Mapping using Frequency Ratio and Analytic Hierarchy Process (AHP): Comparative study of two areas in Bulgaria / E. Ivanova // *Analysis and Management of Changing Risk for Natural Hazards : Proc. of the Int. Conf., Padua, 18-19 Nov. 2014.* – URL: <https://www.researchgate.net/publication/318589814> (usage date: 26.07.2024).

25. Karst collapse susceptibility mapping considering peak ground acceleration in a rapidly growing urban area / K. Papadopoulou-Vrynioti, G. D. Bathrellos, H. D. Skilodimou [et al.] // *Engineering Geology*. – 2013. – Vol. 158. – P. 77-88.

26. Karst hazard assessment in the design of the main gas pipeline (South Yakutia) / L. A. Stroková, E. M. Dutova, A. V. Ermolaeva [et al.] // *Problems of Geology and Subsurface Development : XIX Int. Sci. Symp. in honor of Acad. M. A. Usov, Tomsk, 6-10 Apr. 2015.* – IOP Publ., 2015. – Vol. 27, iss. 1. – Art. № 012032 [7 p.]. – DOI: 10.1088/1755-1315/27/1/012032.

27. Landslide mapping from aerial photographs using change detection-based Markov random field / Z. Li, W. Shi, P. Lu [et al.] // *Journal Remote Sensing of Environment*. – 2016. – Vol. 187. – P. 76-90.

28. Linden, A. Measuring diagnostic and predictive accuracy in disease management: an introduction to receiver operating characteristic (ROC) analysis / A. Linden // *Journal of evaluation in clinical practice*. – 2006. – Vol. 12, iss. 2. – P. 132-139.

29. Mapping soil erosion-prone sites through GIS and remote sensing for the Tifnout Askaoun watershed, southern Morocco / A. Tairi, A. Elmouden, L. Bouchaou, M. Aboulouafa // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2021. – Vol. 14. – Art. № 811 [22 p.].

30. Martínez-Graña, A. M. Engineering geology maps for planning and management of natural parks: «Las Batuecas-Sierra de Francia» and «Quilamas», (Central Spanish System, Salamanca, Spain) / A. M. Martínez-Graña, J. L. Goy, C. Zazo // *Geosciences*. – 2013. – Vol. 1. – P. 46-62.

31. Nicu, I. C. Application of analytic hierarchy process, frequency ratio, and statistical index to landslide susceptibility: an approach to endangered cultural heritage / I. C. Nicu // *Environmental earth sciences*. – 2018. – Vol. 77. – Art. № 79 [16 p.].

32. Optimizing the frequency ratio method for landslide susceptibility assessment: A case study of the Caiyuan Basin in the southeast mountainous area of China / Y. X. Zhang, H. X. Lan, L. P. Li [et al.] // *Journal of Mountain Science*. – 2020. – Vol. 17. – P. 340-357. – DOI: 10.1007/s11629-019-5702-6.
33. Ozdemir, A. A comparative study of frequency ratio, weights of evidence and logistic regression methods for landslide susceptibility mapping: Sultan Mountains, SW Turkey / A. Ozdemir, T. Altural // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2013. – Vol. 64. – P. 180-197.
34. Ozdemir, A. Landslide susceptibility mapping using Bayesian approach in the Sultan Mountains (Akşehir, Turkey) / A. Ozdemir // *Natural hazards*. – 2011. – Vol. 59. – P. 1573-1607.
35. Pradhan, A. M. S. Evaluation of a combined spatial multi-criteria evaluation model and deterministic model for landslide susceptibility mapping / A. M. S. Pradhan, Y. T. Kim // *Catena*. – 2016. – Vol. 140. – P. 125-139.
36. Predicting sinkholes by means of probabilistic models / J. P. Galve, F. Gutierrez, A. Cendrero [et al.] // *Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology*. – 2009. – Vol. 42. – P. 139-144.
37. Probabilistic sinkhole modeling for hazard assessment / J. P. Galve, F. Gutierrez, P. Lucha [et al.] // *Earth Surface Processes and Landforms*. – 2009. – Vol. 34, iss. 3. – P. 437-452.
38. Rasyid, A. R. Performance of frequency ratio and logistic regression model in creating GIS based landslides susceptibility map at Lompobattang Mountain, Indonesia / A. R. Rasyid, N. P. Bhandary, R. Yatabe // *Geoenvironmental Disasters*. – 2016. – Vol. 3. – Art. № 19 [16 p.]. – DOI: 10.1186/s40677-016-0053-x.
39. Samanta, S. Flood susceptibility analysis through remote sensing, GIS and frequency ratio model / S. Samanta, D. K. Pal, B. Palsamanta // *Applied Water Science*. – 2018. – Vol. 8. – Art. № 66 [14 p.].
40. Tsegaye, L. Soil erosion and sediment yield assessment using RUSLE and GIS-based approach in Anjeb watershed, Northwest Ethiopia / L. Tsegaye, R. Bharti // *SN Applied Sciences*. – 2021. – Vol. 3. – Art. № 582 [19 p.].
41. Адерхолд, Г. Классификация провалов и мульд оседаний в карстоопасных районах Гессена. Рекомендации по оценке геотехнических рисков при проведении строительных мероприятий : пер. с нем. / Г. Адерхолд ; под ред. Е. В. Копосова. – Нижний Новгород : Изд-во ННГАСУ, 2010. – 109 с.
42. Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость / А. Б. Айнбиндер. – Москва : Недра, 1991. – 288 с.

43. Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость : справ. пособие / А. Б. Айнбиндер, А. Г. Камерштейн. – Москва : Недра, 1982. – 341 с.
44. Алескерова, З. Ш. Геотехнические факторы, определяющие техническое состояние подземного магистрального газопровода в северных условиях / З. Ш. Алескерова, С. А. Пульников, Ю. С. Сысоев // Проблемы функционирования систем транспорта : материалы Всерос. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых учёных (с междунар. участием), Тюмень, 05-07 нояб. 2014 г. : в 2 т. – Тюмень : Изд-во ТюмГНГУ, 2014. – Т. 1. – С. 44-48.
45. Андрейчук, В. Н. Провалы над гипсовыми пещерами-лабиринтами и оценка устойчивости закарстованных территорий / В. Н. Андрейчук. – Черновцы : Прут, 1999. – 52 с.
46. Аникеев, А. В. Некоторые вопросы оценки карстового риска / А. В. Аникеев // Проблемы снижения природных опасностей и рисков : материалы Междунар. науч.-практ. конф. «ГЕОРИСК-2009», Москва, 21 мая 2009 г. : в 2 т. – Москва : Изд-во РУДН, 2009. – Т. 2. – С. 4-9.
47. Аникеев, А. В. Опасность и риск образования воронок провала и оседания в карстовых районах: основные показатели, подходы и способы оценки / А. В. Аникеев // Инженерная геология. – 2016. – № 5. – С. 10-18.
48. Аникеев, А. В. провалообразования при изменении гидродинамического режима на примере Дзержинского карстового района / А. В. Аникеев, М. В. Леоненко // Геоэкология. – 2013. – № 2. – С. 130-146.
49. Аникеев, А. В. Провалы и воронки оседания в карстовых районах: механизмы образования, прогноз и оценка риска : моногр. / А. В. Аникеев. – Москва : Изд-во РУДН, 2017. – 328 с. : ил.
50. Аскарлов, Р. М. О технологии выявления участков трубопроводов с изгибными напряжениями при пересечении ими геодинамических зон / Р. М. Аскарлов, С. В. Китаев, И. М. Исламов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 5. – С. 18-25.
51. Варламов, С. Инженерно-геокриологическое состояние коридоров трасс трубопроводов центральной Якутии / С. Варламов, П. Скрыбин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России : материалы X Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием, Якутск, 8-10 апр. 2020 г. / отв. ред. В. Ю. Фридовский. – Якутск : Изд-во СВФУ, 2020. – С. 430-433.

52. Верзаков, М. С. Опыт использования методов математической статистики для оценки вероятностных размеров карстовых провалов / М. С. Верзаков // Вопросы карстования : сб. – Пермь : [Б. и.], 1969. – С. 12-16.
53. Власова, Л. В. Влияние природных факторов на устойчивость функционирования Единой системы газоснабжения России / Л. В. Власова, Г. С. Ракитина, С. И. Долгов. – Москва : Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 184 с.
54. Власова, Л. В. Природные факторы при аварийности газопроводов / Л. В. Власова // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2009. – № 3. – С. 264-270.
55. Волоконно-оптические системы мониторинга состояния инфраструктурных объектов : сб. ст. / под ред. Дмитриева С. А., Слепцова Н. Н. – Москва : Экслибрис-Пресс, 2015. – 304 с.
56. ВРД 39-1.10-049-2001. Правила технической и безопасной эксплуатации конденсатопродуктопроводов : утв. и введ. в действие Приказом ОАО «Газпром» от 07 авг. 2002 г. № 78 : дата введ. 2002-08-31 // Гостинформ : сайт. – URL: <https://gostinform.ru/proektirovanie-i-stroitelstvo-obektov-neftyanoj-i-gazovoj-promyshlennosti/vrd-39-1-10-049-2001-obj43619.html> (дата обращения: 26.07.2024).
57. ВСН 51-3-85/Мингазпром, ВСН 51-2.38-85/Миннефтепром. Проектирование промысловых стальных трубопроводов : утв. Мингазпромом 25.10.1985 № 254, Миннефтепромом 15.07.1985 № 415 : дата введ. 1986-01-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.
58. Гаев, А. Я. О гидрогеологии карстосферы на примере Урала и Приуралья / А. Я. Гаев, Ю. А. Килин, И. И. Минькевич // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. – 2013. – № 1. – С. 66-75.
59. Геология СССР. Т. XLII. Южная Якутия. Геологическое описание. – Москва : Недра, 1972. – 496 с.
60. Голубин, С. И. Управление эксплуатационной надежностью магистральных трубопроводов в криолитозоне на основе анализа данных геотехнического мониторинга и прогнозного математического моделирования / С. И. Голубин // Вести газовой науки. – 2019. – № 2 (39). – С. 110-117.
61. Горбунова, К. А. Карстование. Вопросы типологии и морфологии карста : учеб. пособие по спецкурсу / К. А. Горбунова. – Пермь : Изд-во Перм. ун-та, 1985. – 88 с.
62. Горбунова, К. А. Морфометрическая характеристика карбонатного карста (на примере бассейна среднего течения р. Усьвы) / К. А. Горбунова // Карст Урала и Приуралья : материалы Всеурал. совещ., Пермь, нояб. 1968 г. – Пермь, 1968. – С. 33-39.

63. ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Термины и определения = Technical diagnostics. Terms and definitions : межгос. стандарт : утв. постановлением Гос. ком. СССР по упр. качеством продукции и стандартам от 26.12.1989 № 4143 : дата введ. 1991-01-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

64. ГОСТ 34181-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения = Trunk pipelines for oil and oil products transportation. Technical diagnosis. Main principles : межгос. стандарт : утв. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 04.07.2017 № 633-ст : дата введ. 2018-03-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

65. ГОСТ Р 51901.14-2007 (МЭК 61078:2006). Менеджмент риска. Структурная схема надежности и булевы методы = Risk management. Reliability block diagram and boolean methods : нац. стандарт РФ : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 27.12.2007 № 569-ст : дата введ. 2008-09-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

66. ГОСТ Р 51901.5-2005. Менеджмент риска. Руководство по применению методов анализа надежности = Risk management. Guide for application of analysis techniques for dependability : нац. стандарт РФ : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 30.09.2005 № 236-ст : дата введ. 2006-02-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

67. ГОСТ Р 54257-2010. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования = Reliability of constructions and foundations. Basic principles and requirements : нац. стандарт РФ : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 23 декабря 2010 г. N 1059-ст : дата введ. 2011-09-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

68. ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения = Trunk pipelines for oil and oil products transportation. Technical diagnosis. Basic principles : нац. стандарт РФ : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 24.05.2012 № 75-ст : дата введ. 2012-10-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

69. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования = Oil and gas-oil fields. Field pipelines. Design codes : нац. стандарт РФ : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 01.04.2014 № 278-ст : дата введ. 2014-12-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

70. ГОСТ Р 55999-2014. Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования = In-line inspection of gas pipelines. General requirements : нац. стандарт РФ : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 17.04.2014 № 362-ст : дата введ. 2015-02-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

71. ГОСТ Р 56542-2015. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов = Non-destructive testing. Classification of types and methods : нац. стандарт РФ : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 07.08.2015 № 1112-ст : дата введ. 2016-06-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

72. ГОСТ 24846-2019. Грунты. Методы измерения деформаций оснований зданий и сооружений = Soils. Measuring methods of strains of structures and building bases : межгос. стандарт : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 28.07.2020 № 409-ст : дата введ. 2021-01-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

73. ГОСТ 27.003-2016. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности = Industrial product dependability. Contents and general rules for specifying dependability requirements : межгос. стандарт : введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 29.03. 2017 № 206-ст : дата введ. 2017-09-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

74. ГОСТ Р 27.301-2011. Надежность в технике. Управление надежностью. Техника анализа безотказности. Основные положения = Dependability in technics. Dependability management. Analysis techniques for reliability. General principles : нац. стандарт РФ : утв. и введ. приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 14.12.2011 № 1492-ст : дата введ. 2012-09-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

75. Государственная геологическая карта СССР. Сер. Верхневилуйская. Лист Р-49-XXXVI : 1:200000. – Москва : Недра, 1989.

76. Десяткин, Д. П. Современные методы геомониторинга магистральных трубопроводных систем / Д. П. Десяткин, К. К. Садреева // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – № 4. – С. 46-54.

77. Долгополов, Д. В. Применение технологий дистанционного зондирования земли для обеспечения геотехнического мониторинга и картографирования на трубопроводном транспорте / Д. В. Долгополов, В. А. Мелкий, М. Ю. Баборыкин // Региональные геосистемы. – 2022. – Т. 46, № 3. – С. 339-355.

78. Дублянская, Г. Н. Картографирование, районирование и инженерно-геологическая оценка закарстованных территорий / Г. Н. Дублянская, В. Н. Дублянский. – Новосибирск : Изд-во РАН, 1992. – 143 с.

79. Дублянский, В. Н. Ведущие факторы развития карста и балльная оценка его интенсивности / В. Н. Дублянский, В. И. Клименко, А. Н. Михайлов // Инженерная геология. – 1990. – № 2. – С. 52-58.
80. Дукарт, Ю. Геологическая карта СССР масштаба 1:200000. Серия Верхневиллюйская. Лист Р-49-XXXV. Объяснительная записка, Министерство геологии СССР. Якутское ордена Ленина территориальное геологическое управление, Москва, 1978.
81. Елизаров, А. С. Мониторинг надземных трубопроводов с помощью глобальных навигационных спутниковых систем / А. С. Елизаров, А. Н. Курчатова // Вестник СГУГиТ (Сибирского государственного университета геосистем и технологий). – 2020. – Т. 25, № 1. – С. 28-42.
82. Ермолаева, А. В. Оценка карстового процесса с помощью химических характеристик вод при строительстве магистрального газопровода / А. В. Ермолаева, Л. А. Строкова // Разведка и охрана недр. – 2016. – № 3. – С. 38-43.
83. Ерофеев, Е. А. Применение вероятностно-статистических методов оценки карстовой опасности в условиях техногенного воздействия на закарстованные территории / Е. А. Ерофеев, В. Н. Катаев // Инженерная геология. – 2010. – № 4. – С. 34-46.
84. Железняк, М. Н. Расширение нефтепровода "Восточная Сибирь-Тихий Океан" (геоэкологические и геотехнические аспекты) / М. Н. Железняк, С. И. Сериков, М. М. Шац // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 4. – С. 77-89.
85. Железняк, М. Н. Современное состояние и расширение нефтепровода "Восточная Сибирь-Тихий океан" (геоэкологические и геотехнические аспекты) / М. Н. Железняк, С. И. Сериков, М. М. Шац // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 5. – С. 76-83.
86. Зарубин, А.С. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200000. Серия Бодайбинская. Лист Р-50-XXV, Министерство геологии СССР. Якутское органа Ленина территориальное геологическое управление, Москва, 1978.
87. Зиангиров, Р. С. Применение многомерного корреляционно-регрессионного анализа для оценки и прогноза устойчивости закарстованной территории / Р. С. Зиангиров, Н. А. Миронов, В. В. Пендин // Инженерная геология. – 1986. – № 3. – С. 55-64.
88. Золотарев, Д. Р. Влияние линеаментов на распределение карстовых форм и их морфометрию / Д. Р. Золотарев // Региональные исследования природно-территориальных комплексов : материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием, посвящ. 100-летию со дня рождения А. В. Ступишина, Казань, 21-23 нояб. 2012 г. / под ред. В. В. Сироткина, Р. Р. Денмухаметова. – Казань : МеДДок, 2012. – С. 17-20.

89. Золотарев, Д. Р. Воздействие линеаментной тектоники на развитие карстовых процессов на локальном уровне / Д. Р. Золотарев, В. Н. Катаев // *ГеоРиск*. – 2013. – № 1. – С. 34-41.
90. Золотарев, Д. Р. Результаты линеаментного анализа на закарстованных территориях Пермского края / Д. Р. Золотарев // *Современные проблемы науки и образования*. – 2012. – № 5. – URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_18319244_44903237.pdf (дата обращения: 29.07.2024).
91. Золотарев, Д. Р. Соотношение закарстованности и линеаментов в пределах Полазненского локального поднятия / Д. Р. Золотарев, В. Н. Катаев, С. В. Щербаков // *Геология и полезные ископаемые Западного Урала*. – 2011. – № 11. – С. 153-155.
92. Ивченко, О. В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза и сопредельные территории) / О. В. Ивченко, Е. Е. Поляков, М. В. Ивченко // *Вести газовой науки*. – 2016. – № 1 (25). – С. 40-62.
93. Казанцева, Л. А. Мониторинг геокриологических условий природных ландшафтов на трассе газопровода Надым-Пунга / Л. А. Казанцева, С. В. Воробьева // *Транспорт и машиностроение Западной Сибири*. – 2020. – № 1. – С. 29-35.
94. Карпов, Е. Г. Проектирование трубопроводов в карстовых районах / Е. Г. Карпов // *Строительство трубопроводов*. – 1981. – № 4. – С. 23-25.
95. Катаев, В. Н. Краткий исторический обзор теоретического и практического опыта применения вероятностно-статистических методов в карстоведении / В. Н. Катаев, Е. А. Ерофеев // *Современные проблемы науки и образования*. – 2013. – № 1. – URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_18829426_97364327.pdf (дата обращения: 29.07.2024).
96. Катаев, В. Н. Методология и практика сравнительно-оценочного карстологического районирования / В. Н. Катаев. – Пермь : Изд-во Перм. ун-та, 2001. – 85 с.
97. Катаев, В. Н. Основы структурного карстоведения : учеб. пособие по спецкурсу / В. Н. Катаев. – Пермь : Изд-во Перм. ун-та, 2004. – 143 с.
98. Катаев, В. Н. Роль структурно-тектонических особенностей территории в развитии карстовых процессов / В. Н. Катаев // *ИнтерКарто. ИнтерГИС*. – 2009. – Т. 15, № 2. – С. 458-462.
99. Килин, Ю. А. Прогноз провалообразования на участках покрытого карста / Ю. А. Килин, И. И. Минькевич // *Геология и полезные ископаемые Западного Урала*. – 2020. – № 3. – С. 296-302.

100. Кожевникова, Н. В. Влияние карста на эксплуатационную надежность нефтепровода. Методы защиты / Н. В. Кожевникова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1 (83). – С. 72-77.
101. Кожевникова, Н. В. Карстовая опасность для объектов трубопроводного транспорта в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока / Н. В. Кожевникова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 114-115.
102. Комплексный подход к оценке карстоопасности для промышленного и гражданского строительства / В. В. Толмачев, В. П. Хоменко, О. Б. Нещеткин, В. Л. Беляев // Строительство на закарстованных территориях : тез. докл. Всесоюз. совещ., Подольск, 22-23 нояб. 1983 г. – Москва, 1983. – С. 57-59.
103. Копылов, И. С. Инженерно-аэрокосмический анализ территории трассы нефтепровода Куюмба-Тайшет / И. С. Копылов, К. С. Порозков // Аэрокосмические методы в геологии : сб. науч. ст. по материалам Междунар. науч.-практ. конф., Пермь, 5-6 дек. 2018 г. / гл. ред. И. С. Копылов. – Пермь : Изд-во ПГНИУ, 2019. – С. 228-238.
104. Коржуев, С. С. Карст Якутии / С. С. Коржуев // Труды Московского общества испытателей природы. – 1965. – Т. XV. – С. 67-72.
105. Коржуев, С. С. Мерзлотный карст Среднего Приленья и некоторые особенности его проявления / С. С. Коржуев // Региональное карстование. – Москва : Изд-во АН СССР, 1961. – С. 207-220.
106. Коржуев, С. С. Типы мерзлотного карста и некоторые особенности его проявления (на примере Среднего Приленья и Патомского нагорья) / С. С. Коржуев, С. С. Николаев // Известия Академии наук СССР. Серия географическая. – 1957. – № 6. – С. 33-46.
107. Ларионов, В. И. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода на участках с карстами / В. И. Ларионов, П. А. Новиков, А. К. Гумеров // Вестник Московского государственного технического университета им. Н. Э. Баумана. Серия «Машиностроение». – 2012. – № 3. – С. 60-67.
108. Лукин, В. С. Соотношение поверхностной и внутренней закарстованности пород как показатель интенсивности провального процесса / В. С. Лукин // Инженерные изыскания для строительства. Серия 5. – 1968. – № 12. – С. 12-20.
109. Макеев, З. А. Принципы инженерно-геологического районирования карстовых областей / З. А. Макеев // Карстование. – Молотов, 1948. – Вып. 4. – С. 43-45.
110. Маковецкий, О. А. Методы противокарстовой защиты на объектах нефтегазового комплекса / О. А. Маковецкий, И. Ю. Килин // Экологическая безопасность и строительство в карстовых районах : материалы Междунар. симп., Пермь, 26-29 мая 2015 г. – Пермь : Изд-во Перм. ун-та, 2015. – С. 248-252.

111. Максимович, Г. А. Основы карстования. Вопросы морфологии, спелеологии и гидрогеологии карста / Г. А. Максимович. – Пермь : Перм. кн. изд-во, 1963. – Т. 1. – 444 с.
112. Максимович, Г. А. Плотность карстовых воронок и устойчивость закарстованных территорий / Г. А. Максимович // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 1961. – № 7. – С. 118-125.
113. Максимович, Г. А. Скорость развития карста / Г. А. Максимович // Карст Урала и Приуралья : материалы Всеурал. совещ., Пермь, нояб. 1968 г. – Пермь, 1968. – С. 29-33.
114. Мележ, Т. А. Типологическое районирование трасс магистральных трубопроводов по возможности проявления инженерно-геологических процессов (на примере трассы магистрального трубопровода "Дружба 2" в пределах Республики Беларусь) / Т. А. Мележ // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 10-16.
115. Методика по обследованию, расчету и проведению мероприятий по разгрузке от чрезмерных напряжений газопроводов, проложенных по карстовой территории / Р. М. Зарипов, Г. Е. Коробков, И. А. Шаммазов [и др.]. – Чайковский : Изд-во УГНТУ, 2005. – 118 с.
116. Мигурский, А. В. Морфология и генезис дислокаций осадочного чехла Непско-Ботуобинской антеклизы и их влияние на нефтегазоносность : дис. ... канд. геол.-минералог. наук / Мигурский Анатолий Викторович. – Новосибирск, 1985. – 213 с. : ил.
117. Миронов, Н. А. Методика оценки и прогноз устойчивости закарстованных территорий (на примере некоторых районов развития карбонатного и сульфатного карста) : автореф. дис. ... канд. геол.-минералог. наук / Миронов Николай Алексеевич. – Москва, 1984. – 26 с.
118. Муминов, Оценка оползневой опасности Нурекского района Таджикистана/ Муминов Б. Х., Фоменко И. К., Сироткина О. Н. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2022. – № 1. – С. 50-60.
119. Нгуен, Ч. К. Применение метода анализа иерархий при региональной оценке оползневой опасности (на примере района северо-западный Лаокай, Вьетнам) / Ч. К. Нгуен, И. К. Фоменко, В. В. Пендин, К. Т. Нгуен // Геоинформатика. – 2017. – № 2. – С. 53-66.
120. Нечаев, Д. А. Применение линеаментно-геодинамического анализа для оценки карстоопасности на примере трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО» / Д. А. Нечаев // Известия Уральского государственного горного университета. – 2023. – № 1 (69). – С. 57-66.
121. О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию : постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 (с изм. на 15 сент. 2023 г.) // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

122. Об инженерных изысканиях для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции объектов капитального строительства : постановление Правительства РФ от 19.01.2006 № 20 (с изм. на 15 сент. 2020 г.) // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

123. Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений : распоряжение Правительства РФ от 21 июня 2010 г. № 1047-р // Гарант : информ.-правовой портал. – URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/12076728> (дата обращения: 30.07.2024).

124. Об утверждении Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года : распоряжение Правительства РФ от 22.12.2018 № 2914-р // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

125. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" : приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 (с изм. на 31 янв. 2023 г.) : [зарег. в Минюсте РФ 29.12.2020 № 61888] // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

126. Обзор количественных методов, применяющихся при изучении карстовых форм (критический обзор) / Н. А. Гвоздецкий, А. В. Ступишин, А. М. Трофимов, Н. П. Торсуев // Физическая география и геоморфология Среднего Поволжья (и других регионов страны) : [сб. ст.] / Казан. гос. ун-т им. В. И. Ульянова-Ленина. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 1972. – С. 3-26.

127. Обоснование природных подсистем карстомониторинга (на примере г. Кунгур) / Д. В. Кошкина, О. М. Лихая, Д. Р. Золотарев, С. В. Щербаков // Проблемы инженерной геологии карста урбанизированных территорий и водохранилищ : материалы Всерос. науч.-практ. конф. – Пермь : Изд-во Перм. ун-та, 2008. – С. 203-208.

128. Опасность карста : [карта] / сост. В. М. Кутепов // Атлас природных и техногенных опасностей и рисков чрезвычайных ситуаций в Российской Федерации / под общ. ред. С. К. Шойгу. – Москва : Дизайн. Информация. Картография, 2010. – С. 696.

129. Определение и прогнозирование напряженно-деформированного состояния трубопровода с учетом грунтовых изменений в процессе эксплуатации / А. К. Гумеров, Р. М. Каримов, Р. М. Аскарлов, Х. Ш. Шамилов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10, № 4. – С. 372-378.

130. Опыт инженерно-геологической типизации и картирования факторов геоэкологического риска: (на примере трассы нефтепровода "Восточная Сибирь - Тихий океан

(ВСТО") / Г. Л. Кофф, И. В. Чеснокова, Т. В. Богомолова, И. В. Заигрин // Геозкология : инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2009. – № 2. – С. 172-179.

131. Особенности геологического строения территории и пространственное распределение карстовых форм (на примере территории г. Кунгура) / В. Н. Катаев, С. В. Щербаков, Д. Р. Золотарев [и др.] // Вестник Пермского университета. Геология. – 2009. – № 11. – С. 77-93.

132. Оценка карстоопасности и устойчивости закарстованных урбанизированных территорий (на примере г. Кунгур) / Г. Н. Дублянская, Т. Г. Ковалева, О. М. Лихая [и др.] // Сергеевские чтения. – Москва : Изд-во ГЕОС, 2008. – Вып. 10. – С. 129-134.

133. Павлов, С. Г. Геозкологический мониторинг газопроводов / С. Г. Павлов, А. В. Садов // Вестник РАЕН. – 2012. – Т. 12, № 6. – С. 51-56.

134. Петров, Ю.Н. Геологическая карта СССР масштаба 1:200000. Серия Верхневилуйская. Лист Р-49-XXX, Министерство геологии СССР. Якутское производственное геологическое объединение, Москва, 1986.

135. Печеркин, А. И. Геодинамика сульфатного карста / А. И. Печеркин. – Иркутск : Изд-во Иркут. ун-та, 1986. – 172 с.

136. Печеркин, А. И. Изучение тектонической трещиноватости платформенных структур для карстологических целей : учеб. пособие по спецкурсу / А. И. Печеркин, Г. Б. Болотов, В. Н. Катаев. – Пермь : Изд-во Перм. ун-та, 1984. – 84 с.

137. Поверхностные деформации в условиях покрытого карста: комплексирование методов оценки морфометрических параметров в инженерных целях / С. В. Щербаков, В. Н. Катаев, Д. Р. Золотарев, Т. Г. Ковалева // Инженерная геология. – 2018. – № 13 (6). – С. 10-23.

138. Примеры моделирования карстовых процессов / А. Я. Гаев, Ю. А. Килин, И. Н. Алферов, Н. С. Алферова // Карстовые системы севера в меняющейся среде : сб. тез. Междунар. конф., Пинега-Голубино, 5-10 сент. 2011 г. – С. 34-37.

139. Принципы классификации участков по прогнозируемой опасности для магистральных газопроводов, расположенных в зонах развития опасных инженерно-геокриологических процессов / О. В. Трифонов, И. Ю. Морин, П. А. Володин, А. В. Рассохина // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 2 (86). – С. 82-98.

140. Прогнозирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода "Сила Сибири" на участках развития опасных инженерно-геокриологических процессов на основе математических моделей / О. В. Трифонов, В. М. Силкин, В. П. Черный [и др.] // Вести газовой науки : науч.-техн. сб. – 2020. – № 2 (44). – С. 34-50.

141. Р Газпром 2-2.3-791-2014 . Районирование территории по степени динамической опасности природных процессов. Основные положения. – Москва : ИРЦ Газпром, 2015. – 47 с.
142. Расчет магистральных газопроводов в карстовой зоне / А. М. Шаммазов, В. А. Чичелов, Р. М. Зарипов, Г. Е. Коробков. – Уфа : Гилем, 1999. – 213 с.
143. Расчетное обоснование возвращения трубопровода в проектное положение и обеспечение его прочности изменением его конструкции / Р. Н. Бахтизин, Р. М. Зарипов, Г. Е. Коробков, Р. Б. Масалимов // Известия Уфимского научного центра РАН. – 2017. – № 1. – С. 9-16.
144. Расчеты напряженно-деформированного состояния трубопроводов, эксплуатируемых в сложных условиях, в нелинейной постановке : обзор. информ. / В. А. Чичелов, Р. М. Зарипов, Г. Е. Коробков, И. А. Шаммазов. – Москва : ИРЦ Газпром, 2006. – 80 с.
145. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов : утв. Минтопэнерго РФ от 30.12.1993 : дата введ. 1994-07-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.
146. Рекомендации по проектированию фундаментов на закарстованных территориях / Ордена Трудового Красного Знамени НИИОСП им. Н. И. Герсевича Госстроя СССР. – Москва, 1985. – 79 с.
147. Реутских, Н. В. Геотехнический мониторинг для магистральных трубопроводов в различных типах многолетнемерзлых пород / Н. В. Реутских, М. А. Бережной, И. А. Дуденко // Научный журнал Российского газового общества. – 2016. – № 2. – С. 22-26.
148. Ржаницын, А. Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность / А. Р. Ржаницын. – Москва : Стройиздат, 1978. – 239 с.
149. Рукович, А. В. Экзогенные геологические процессы и явления на территории Центрально-Алданского района Республики Саха (Якутия) / А. В. Рукович, В. А. Варакин // Общество, наука и инновации : сб. ст. Междунар. науч.-практ. конф. / отв. ред. А. А. Сукиасян. – Уфа : ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 12-14.
150. Саваренский, И. А. Вероятность появления карстовых провалов различных диаметров в районе города Дзержинска / И. А. Саваренский // Новости карстологии и спелеологии. – 1963. – № 3. – С. 35-39.
151. Саваренский, И. А. Прогноз устойчивости территории методом удаленности от ближайшего проявления карста / И. А. Саваренский // Прогноз изменений инженерно-геологических условий при строительстве : сб. науч. тр. / ред. Р. С. Зиангиров, Н. Л. Шешеня. – Москва : Наука, 1990. – С. 108-118.

152. Саваренский, И. А. Руководство по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста / И. А. Саваренский, Н. А. Миронов ; ПНИИИС Минстроя России. – Москва, 1995. – 167 с.
153. Савина, А. В. Анализ риска аварий на магистральных трубопроводах при обосновании минимальных безопасных расстояний / А. В. Савина, С. И. Сумской, М. В. Лисанов // Безопасность труда в промышленности. – 2012. – № 3. – С. 58-63.
154. Самсонов, Р. О. Оценка и управление геозекологическими рисками в газовой отрасли / Р. О. Самсонов // Нефтегазовое дело : сетевое изд. – 2007. – № 1. – URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/SamsonovRO/SamsonovRO_3.pdf (дата обращения: 30.07.2024).
155. Середин, В. В. Прогнозирование карстовой опасности при инженерно-геологическом районировании территорий / Середин, В. В., Галкин В. И., Растегаев А. В. и др. // Инженерная геология. – 2012. – № 2. – С. 40-45.
156. Смирнов, С. В. Волоконно-оптические технологии для морских нефтегазовых месторождений / С. В. Смирнов // Деловой журнал «Neftegaz.RU». – 2017. – № 8. – С. 72-78.
157. Современные геотехнические проблемы проектирования и эксплуатации магистральных трубопроводов в сложных геологических условиях / С. А. Пульников, Ю. С. Сысоев, Н. В. Казакова, С. К. Никифоров // Нефть и газ Западной Сибири : материалы Междунар. науч.-техн. конф., посвящ. 50-летию Тюмен. индустр. ин-та, Тюмень, 17 окт. 2013 г. / отв. ред. О. А. Новоселов. – Тюмень : Изд-во ТюмГНГУ, 2013. – Том 1. – С. 38-44.
158. Соколов, Д. С. Основные условия развития карста / Д. С. Соколов. – Москва : Госгеолтехиздат, 1962. – 320 с.
159. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов = Engineering geological site investigations for construction : дата введ. 2001-01-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.
160. СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения = Engineering protection of territories, buildings and structures from dangerous geological processes. Basic principles: актуализир. ред. СНиП 22-02-2003 : утв. приказом Минрегиона России от 30 июня 2012 г. № 274 : дата введ. 2013-01-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.
161. СП 20.13330.2011 . Нагрузки и воздействия = Loads and actions : актуализир. ред. СНиП 2.01.07-85 : изд. офиц. : утв. приказом Минстроя России от 3 дек. 2016 г. № 891/пр : [взамен СП 20.13330.2011] : дата введ. 2017-06-04. – Москва : Стандартинформ, 2017. – 73 с.

162. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений = Soil bases of buildings and structures : актуализир. ред. СНиП 2.02.01-83*. – Москва : Проспект, 2016. – 254 с.

163. СП 305.1325800.2017. Здания и сооружения. Правила проведения геотехнического мониторинга при строительстве = Buildings and structures. The rules of geotechnical monitoring under construction : утв. приказом Минстроя России от 17 окт. 2017 г. № 1435/пр : дата введ. 2018-04-18 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

164. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы = Trunk pipelines : актуализир. ред. СНиП 2.05.06-85* : утв. приказом Госстроя от 25 дек. 2012 г. № 108/ГС : дата введ. 2013-07-01 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

165. СП 47.13330.2016. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения = Engineering survey for construction. Basic principles : актуализир. ред. СНиП 11-02-96 : изд. офиц. : утв. приказом Минстроя России от 30 дек. 2016 г. № 1033/пр : [взамен СП 47.13330.2012] : дата введ. 2017-07-01. – Москва : Стандартиформ, 2017. – 90 с.

166. СП 499.1325800.2021. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от карстово-суффозионных процессов. Правила проектирования = Engineering protection of territories, buildings and structures from karst-suffusion processes. Design rules : утв. приказом Минстроя России от 2 марта 2021 г. № 105/пр : дата введ. 2021-09-03 // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

167. СП 50-101-2004. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений = Design and construction of soil bases and foundations for buildings and structures : введ. постановлением Госстроя России № 28 от 9 марта 2004 г. : введ. впервые // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

168. СТО Газпром 2-2.3-184-2007. Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания : утв. и введ. распоряжением ОАО «Газпром» от 30 окт. 2007 г. № 380 : дата введ. 2008-05-14 // Охрана труда в России : информ. портал. – URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/248936 (дата обращения: 31.07.2024).

169. СТО Газпром 2-2.3-253-2009. Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов : утв. и введ. распоряжением ОАО «Газпром» от 15 дек. 2008 г. № 496 : дата введ. 2009-09-30 // Охрана труда в России : информ. портал. – URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/248938/?sphrase_id=1323773 (дата обращения: 31.07.2024).

170. СТО Газпром 2-3.1-072-2006. Регламент на проведение геотехнического мониторинга объектов газового комплекса в криолитозоне : утв. и введ. распоряжением ОАО

«Газпром» от 16 марта 2006 г. № 21 : дата введ. 2006-06-15 / ОАО "Газпром". – Москва : Полиграфия, 2006. – 61 с.

171. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов : утв. и введ. приказом ОАО «Газпром» от 24 мая 2010 г. № 130 : [взамен ВРД 39-1.10-006-2000*] : дата введ. 2010-08-11 / ОАО "Газпром". – Москва, 2010. – 230 с.

172. Строкова, Л. А. Роль опасных геологических процессов при эксплуатации нефтепровода «Чаянда-ВСТО» / Л. А. Строкова, Д. А. Нечаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 9. – С. 125-134.

173. Строкова, Л. А. Типизация инженерно-геологических условий территории трассы проектируемой железной дороги Элегест-Кызыл Курагино / Л. А. Строкова, Ю. Ю. Надеждина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 2. – С. 64-77.

174. Строкова Л. А. и др. Оценка инженерно-геокриологических условий Берегового нефтегазоконденсатного месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – №. 12. – С. 6-19.

175. Строкова, Л. А. Оценка эрозионной опасности водосбора р. Карабула Красноярского края для строительного освоения / Л. А. Строкова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 12. – С. 90-102.

176. Строкова, Л. А. Применение линеamentного анализа для оценки карстоопасности при проектировании магистрального газопровода в южной Якутии / Л. А. Строкова, А. В. Ежкова, А. В. Леонова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 11. – С. 117-126.

177. Строкова, Л. А. Районирование инженерно-геокриологических условий трассы трубопровода на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении / Л. А. Строкова, Э. И. Галеева, А. В. Леонова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 10. – С. 14-22.

178. Строкова, Л. А. Районирование территории по степени опасности оседания земной поверхности при проектировании магистрального газопровода в южной Якутии / Л. А. Строкова, А. В. Ермолаева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327, № 10. – С. 59-68.

179. Строкова, Л.А. Опыт инженерно-геологического районирования по несущей способности грунтов промплощадки Эльгинского ГОК в Якутии / Л. А. Строкова, С. А. Дмитриева, Н. В. Осьмушкина, А. В. Осьмушкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 2. – С. 175-185.

180. Технический отчет по инженерным изысканиям. Обустройство нефтяной оторочки ботубинской залежи Чайядинского НГКМ с выделением этапа опытно-промышленных работ. Этап 3. Строительство нефтепровода Чайянда-ВСТО : в 5 т. – Саратов : ВНИПИгаздобыча, 2014. – Т. 2.1, ч. 2. – 412 с.

181. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений : Федер. закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ (последняя ред.) : [принят Государственной Думой 23 дек. 2009 г. : одобрен Советом Федерации 25 дек. 2009 г.] // Кодекс : справ.-правовая система. – Режим доступа: по подписке.

182. Тигулев, Е. А. Оценка влияния грунтовых условий и выработка конструктивных решений по снижению напряженно-деформированного состояния трубопроводов в зонах активных тектонических разломов при подвижках грунта / Е. А. Тигулев, Ф. М. Мустафин // Трубопроводный транспорт – 2015 : материалы X Междунар. учеб.-науч.-практ. конф., Уфа, 21-22 мая 2015 г. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2015. – С. 320-323

183. Толмачев, В. В. Инженерное карстоведение / В. В. Толмачев, Ф. Ройтер. – Москва : Недра, 1990. – 151 с.

184. Толмачев, В. В. К вопросу о вероятностной оценке степени опасности карста для целей строительства / В. В. Толмачев, Ю. П. Антонов, В. Л. Беляев // Вопросы инженерного карстоведения : тез. докл. к инженер.-геол. совещ. в г. Кунгур, 14-15 июня 1972 г. – Кунгур, 1972. – С. 30-32.

185. Толмачев, В. В. Анализ исследований в области вероятностных методов прогноза карстоопасности / В. В. Толмачев // Гидротехническое строительство. – 2003. – № 12. – С. 39-42.

186. Толмачев, В. В. Вероятностный подход при оценке устойчивости закарстованных территорий и проектировании противокарстовых мероприятий / В. В. Толмачев // Инженерная геология. – 1980. – № 3. – С. 98-107.

187. Толмачев, В. В. Инженерно-строительное освоение закарстованных территорий / В. В. Толмачев, Г. М. Троицкий, В. П. Хоменко. – Москва : Стройиздат, 1986. – 176 с.

188. Толстихин, О. Н. Основные направления развития гидрогеологических исследований в Институте мерзлотоведения СО РАН / О. Н. Толстихин, В. В. Шепелев, Н. А. Павлова // Фундаментальные и прикладные проблемы гидрогеологии : сб. докл. Всерос. совещ. по подземным водам Востока России (XXI совещ. по подземным водам Сибири и Дальнего Востока), Якутск, 22-28 июня 2015 г. – Якутск : Изд-во ИМЗ СО РАН, 2015. – С. 49-56.

189. Фурсова, Е. В. Отчет по производственной практике по выполнению комплексных инженерных изысканий площадных объектов сбора газа на Чайядинском

нефтегазоконденсатном месторождении / Е. В. Фурсова, Д. И. Шестаков. – Томск : Изд-во ТПУ, 2011. – 92 с.

190. Хоменко, В. П. Нормативная оценка карстовой опасности: кризисная ситуация / В. П. Хоменко // Геотехнические проблемы проектирования зданий и сооружений на карстоопасных территориях : материалы Рос. конф. с междунар. участием, Уфа, 22-23 мая 2012 г. / ред. А. Л. Готман. – Уфа : Изд-во БашНИИстрой, 2012. – С. 240-245.

191. Хоменко, В. П. О механизме карстовых разрушений / В. П. Хоменко, В. В. Толмачев // Строительство на закарстованных территориях : тез. докл. Всесоюз. совещ., Подольск, 22-23 нояб. 1983 г. – Москва, 1983. – С. 3-15.

192. Чернов, И. Ю. Автоматизированный линейный анализ : учеб.-метод. пособие / И. Ю. Чернов, И. И. Нугманов, Р. И. Кадыров. – Казань : Изд-во КФУ, 2012. – 38 с.

193. Численный анализ прочности подземных трубопроводов / В. В. Алешин, В. Е. Селезнев, Г. С. Клишин [и др.] ; под ред. В. В. Алешина, В. Е. Селезнева. – Москва : Едиториал УРСС, 2003. – 320 с.

194. Чихарев, В. А. Использование геоинформационных технологий при проведении геотехнического мониторинга трубопроводного транспорта / В. А. Чихарев // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2012. – № 4 (32). – С. 4-6.

195. Чичелов, В. А. Научно-практические основы обеспечения прочности и устойчивости газопроводов в сложных инженерно-геологических условиях : дис. ... д-ра техн. наук / Чичелов Виктор Александрович ; Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т. – Уфа, 2007. – 347 с.

196. Чудинова, Д. Ю. Решение задачи оптимизации системы заводнения на объектах разработки в поздней стадии методами статистического анализа геолого-промысловых данных / Чудинова Д. Ю., Чибисов А. В. // Современные тенденции развития науки и технологий. – 2016. – №. 2-3. – С. 127-129.

197. Шац, М. М. Геоэкологические проблемы нефтегазовой отрасли Якутии / М. М. Шац // Промышленная безопасность и экология. – 2009. – Т. 10, № 43. – С. 36-42.

198. Шац, М. М. Геоэкологические проблемы освоения Чаяндынского газоконденсатного месторождения (Западная Якутия) / М. М. Шац // География и природные ресурсы. – 2010. – № 2. – С. 51-54.

199. Шварцев, С. Л. Общая гидрогеология / С. Л. Шварцев. – Москва : Недра, 1996. – 423 с.

200. Щербаков, С. В. Интегральная оценка карстоопасности урбанизированных территорий (на примере г. Кунгур) / С. В. Щербаков, В. Н. Катаев // Ученые записки Казанского университета. Серия: Естественные науки. – 2011. – Т. 153, № 1. – С. 203-224.
201. Щербаков, С. В. Интегральная оценка карстоопасности районов развития карбонатно-сульфатного карста на примере Среднего Предуралья : дис. ... канд. геол.-минералог. наук / Щербаков Сергей Владимирович ; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Екатеринбург, 2013. – 272 с.
202. Щербаков, С. В. Физические свойства четвертичных дисперсных отложений и их влияние на активность карста / С. В. Щербаков // Геология и полезные ископаемые Западного Урала : материалы регион. науч.-практ. конф., Пермь, 18-19 мая 2010 г. – Пермь : Изд-во ПГУ, 2010. – С. 265-268.
203. Яковенко, П. И. Инженерно-геологическая оценка закарстованной территории в районе г. Чусового / П. И. Яковенко // Вопросы инженерного карстоведения : тез. докл. к инженер.-геол. совещ. в г. Кунгур, 14-15 июня 1972 г. – Кунгур, 1972. – С. 24-25.
204. Яковенко, П. И. Сульфатный карст среднего Предуралья и оценка устойчивости железнодорожных сооружений : дис. ... канд. геол.-минералог. наук / Яковенко Павел Иванович. – Свердловск, 1968. – 362 с.
205. Яковлев, А. Ю. Изучение особенностей проявления карста и обоснование проведения мониторинга на локальных участках трассы трубопровода / А. Ю. Яковлев, Е. А. Якушевский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 8. – С. 45-49.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 1 - Основные карстовые формы и деформации, обнаруженные в пределах трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО»

№ п/п	Месторасположение карста		Карстовые формы рельефа	Глубина понижений, м	Карсто-образующие породы	УГВ	Источник данных
	Пикет	Положение относительно оси					
1	717,6	вправо 752.82	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	не вскрыты	нет	Карстовая форма рельефа выделена по инженерно-геокриологическому картированию. М1:25000. ООО "Геоинжстрой"
2	823,8	вправо 613.95м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	не вскрыты	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
3	824,3	вправо 752.17м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	не вскрыты	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
4	826,9	вправо 804.08м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	не вскрыты	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
5	827,7	вправо 804.08м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	не вскрыты	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
6	827,8	вправо 276.77м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	не вскрыты	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.

№ п/п	Месторасположение карста		Карстовые формы рельефа	Глубина понижений, м	Карсто-образующие породы	УГВ	Источник данных
	Пикет	Положение относительно оси					
7	1018,4	по трассе	склон до 5град, понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	0,8	доломит	нет	Инженерные изыскания, 2013г.
8	1033,2	вправо 918м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	доломит	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
9	1036,3	вправо 911.85м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	доломит	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
10	1047,7	вправо 748.55м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	доломит, не вскрыт	0,7	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
11	1051,6	вправо 518.43м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	доломит	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
12	1054,5	вправо 494.50м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	доломит	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
13	1055,3	вправо 856.44м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	доломит	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Месторасположение карста		Карстовые формы рельефа	Глубина понижений, м	Карсто-образующие породы	УГВ	Источник данных
	Пикет	Положение относительно оси					
14	1056,7	вправо 378.02м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	доломит, не вскрыт	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
15	1057,9	вправо 782.45м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	доломит, не вскрыт	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
16	1059,3	Вправо 536.07м	понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	доломит, не вскрыт	нет	Карстовая форма рельефа выделена по топографическим картам главного управления геодезии и картографии при совете министров СССР. М1:100000. Издание 1992г.
17	1157,2	вправо 4.77м	водораздел, понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	0,48	известняк	нет	Инженерные изыскания, 2013г.
18	1251,7	влево 5.10м	водораздел, понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	известняк	2,7	Инженерные изыскания, 2013г.
19	1256,4	влево 226.01м	водораздел, понижение в рельефе. Погребенная карстовая воронка, в рельефе не выражена	Не определена	известняк	нет	Инженерные изыскания, 2013г.
20	1280	влево 3м	водораздел, формой в виде провала, диаметром до 6 м	2	известняк, не вскрыт	нет	Маршрутное обследование в августе 2023 г, выявлено автором
21	1326,8	влево 72.51м	водораздел, формой в виде блюдца, диаметром до 25 м	1	известняк	нет	Инженерные изыскания, 2013г.
22	1327,7	влево 4.68м	водораздел, формой в виде блюдца, диаметром до 20 м	0,5	известняк	нет	Инженерные изыскания, 2013г.

