

# Применение линеаментно-геодинамического анализа для оценки карстоопасности на примере трассы нефтепровода Чайнда–ВСТО

Дмитрий Андреевич НЕЧАЕВ<sup>1,2\*</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

<sup>2</sup>Чаяндинское нефтегазопромислое управление ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Ноябрьск, Ямало-Ненецкий автономный округ, Россия

## Аннотация

**Актуальность работы** обусловлена необходимостью усовершенствования методов мониторинга инженерных сооружений транспорта нефти и газа в малонаселенных и труднодоступных регионах. Для обеспечения поддержания безопасной эксплуатации трубопроводных систем предлагается использовать данные дистанционного зондирования местности для установления как пространственного положения объекта, так и центров активации нежелательных экзогенных геологических процессов (карст, солифлюкция, оползневые процессы и т. д.). В качестве основного фактора, влияющего на активацию таких процессов, однозначно стоит отметить тектонические нарушения территории. Исследования, направленные на поиск и построение особых тектонических структур (линеаментов), являются на сегодняшний день важным аналитическим методом поиска взаимосвязей между геодинамикой территории и различными экзогенными процессами.

**Цель работы** – идентификация линеаментов и составление общей картины тектонической активности по трассе трубопровода для оценки влияния геодинамики на активацию карстовых процессов.

**Методы исследования.** Основной акцент уделяется построению и извлечению линеаментов из цифровой модели рельефа посредством применения инструментов программ PCI Geomatica и ArcGis с их последующей верификацией. Помимо построения и описания линеаментов, в работе представлены методические подходы по оценке взаимосвязи параметров тектонической трещиноватости и карстопроявлений посредством статистической обработки плотности их распределения по трассе трубопровода.

**Результаты.** В статье представлены результаты влияния тектоники на карстопроявления в пределах трассы нефтепровода, расположенного в сложных геологических и геокриологических условиях в районах южной Якутии. Разработаны подробные карты тектонической активности и распространения линеаментов на изучаемой территории, составленные на основе инженерно-геологических материалов и дешифрирования цифровых моделей рельефа (космоснимков). Полученные результаты распределения плотности общей тектонической трещиноватости показали тесную связь с ранее обнаруженными карстовыми проявлениями в пределах трассы.

**Выводы.** Применение комплексного подхода к рассмотрению геодинамической активности позволяет усовершенствовать подходы к описанию и изучению сложных по структурно-геологическим параметрам территорий. Линеаментно-геодинамический анализ доказывает необходимость рассмотрения тектонической трещиноватости как основного фактора, влияющего на активацию карста.

**Ключевые слова:** нефтепровод, карст, линеаменты, тектоника, космические снимки, цифровая модель рельефа.

## Введение

При проведении инженерно-геологических исследований территорий, подверженных процессу карстообразования, изучению геодинамической активности следует уделять особое внимание [1–3]. Тектоническая обстановка территории позволяет определить зоны повышенной трещиноватости, а следовательно, наиболее подверженные карстообразованию зоны в связи с активацией движения потоков подземных вод, что, в свою очередь, является одним из основных критериев возникновения карстовых провалов различной конфигурации [4, 5].

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» и др.), проблема изучения геоструктурных факторов, способных привести к активации карстовых процессов, особенно актуальна [2, 5, 6]. Эксплуатация трубопроводных систем, как промысловых, так и магистральных, трассы которых пролегают на территориях, подверженных карсту, предполагает проведение постоянного мониторинга состояния трубопроводов для обеспечения их надежной работы.

Выявление закономерностей влияния тектонических нарушений на активацию и развитие карстовых процессов в пределах трассы нефтепровода Чайнда–ВСТО, расположенного на территории Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (далее – ЧНГКМ) Ленского улуса Республики Саха (Якутия), является целью представленного исследования.

В настоящее время проведено множество исследова-

✉nechaevdmityrf@gmail.com;

nechaev.da@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

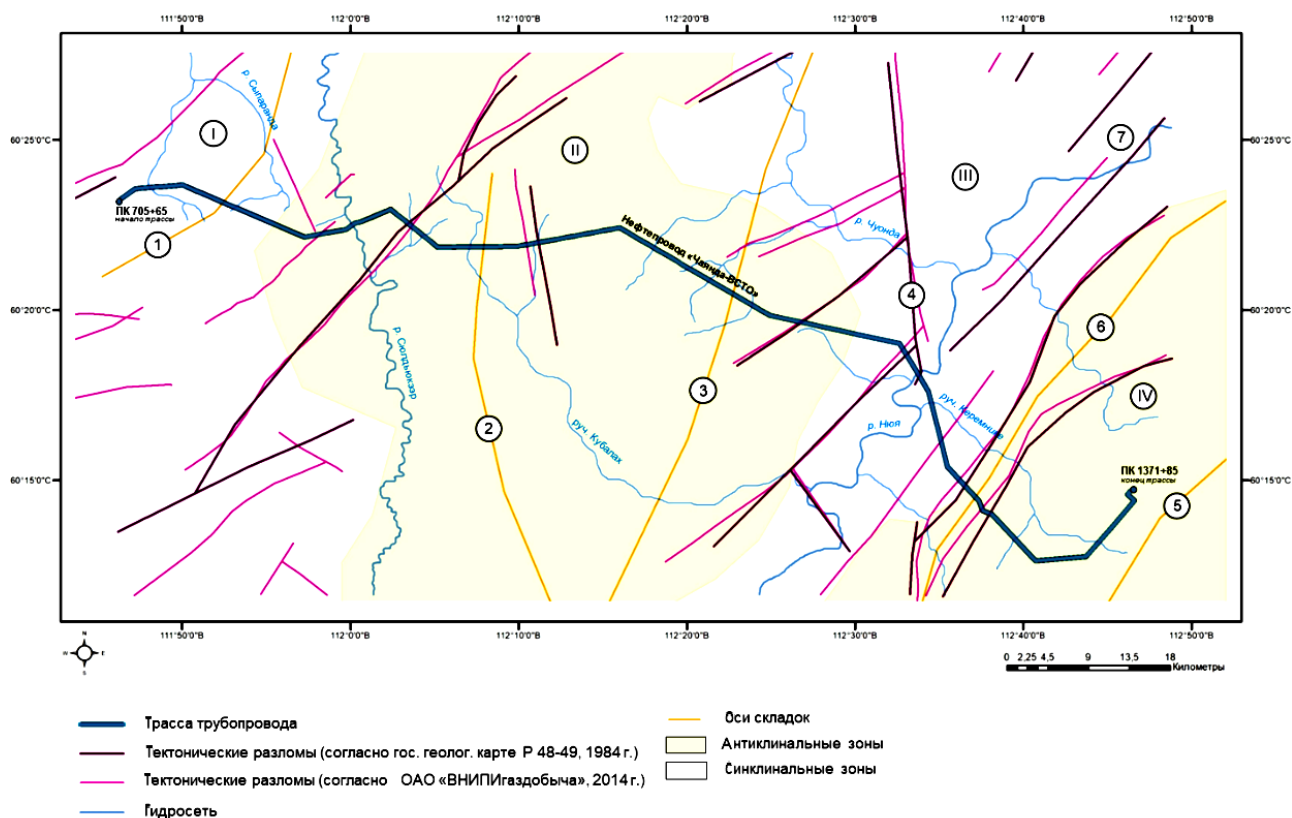
 <https://orcid.org/0000-0002-1254-6858>

ний, 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 провалов рельефа, эрозионными процессами, которые представляют современные тектонические нарушения осадочного чехла горных пород изучаемой территории [2, 7–12]. Для вычисления линеаментов используются цифровые модели рельефа (ЦМР), которые извлекаются из оптических и радиолокационных данных дистанционного зондирования с применением различных автоматизированных процессов [2, 9, 10, 13].

Однако для определения точности автоматического процесса необходима их верификация посредством применения традиционных геолого-геофизических методов и сопоставления полученных результатов с апробированными материалами, содержащими информацию о глубинных тектонических нарушениях. Комплексный подход к рассмотрению тектонической трещиноватости с использованием как картографического материала, так и цифровых моделей позволит получить исчерпывающую информацию о геодинамической активности на исследуемой территории.

**Структурно-тектонические условия трассы нефтепровода.** 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 (грядами и увалами) [14, 15]. Грядовой 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 асимметричными 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



**Рисунок 1. Обзорная схема основных тектонических зон (составил Д. А. Нечаев, 2022 г.):** I – Верхнечаяндинская зона пологих дислокаций; II – Пеледуй-Олдонская антиклинальная зона; III – Нюйская синклиальная зона; IV – Средненюйская антиклинальная зона; 1 – Кубалахская антиклиналь; 2 – Сюльдзюкярская антиклиналь; 3 – Чаяндинская антиклиналь; 4 – Чаяндинский сброс; 5 – Тас-Уряхская антиклиналь; 6 – Ульяновская антиклиналь; 7 – Нюйский взброс

**Figure 1. Overview of the main tectonic zones (compiled by D. A. Nechaev, 2022):** I – Verkhnechayandinskaya area of shallow dislocations; II – Peleduy-Oldonskaya anticlinal zone; III – Nyuyskaya synclinal area; IV – Srednenyuyskaya anticlinal zone; 1 – Kubalakhskaya anticline; 2 – Syuldzhyukyarskaya anticline; 3 – Chayandinskaya anticline; 4 – Chayandinskiy fault; 5 – Tas-Uryakhskaya anticline; 6 – Ulyanovskaya anticline; 7 – Nyuyskiy uplift

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 (рис. 1).

Общим признаком антиклинальных структур Пеледуй-Олдонской зоны является их большая протяженность при незначительной амплитуде поднятия, при которых 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 субмеридиональном направлении с амплитудой перемещения около 500 м и шириной 15–20 км [16].

На двух участках (а именно в бассейне среднего течения р. Нюй) трасса нефтепровода расположена в пределах Нюйской синклинальной зоны, относящейся к Нюйско-Джербинской впадине, которая, в свою очередь, приурочена 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 [14, 15].

Трасса трубопровода проходит также и через Чаяндинский сброс, приуроченный к Нюйской синклинальной зоне. Далее трасса нефтепровода пересекает асимметричную по строению Нюйскую впадину, длина которой составляет 260 км, а ширина в самой протяженной части около 170 км [14]. 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 находится в пределах Средненюйской антиклинальной зоны, которая располагается на границе водораздела крупных рек региона – Нюй и Пеледуй. Эта антиклинальная зона общей протяженностью 20–30 км представлена полосой антиклинальных складок (гребневидных и валобразных по структуре), которые впоследствии переходят в широкие и пологие синклинальные зоны [15].

На территории выявлены поперечные крутопадающие разрывы субмеридионального простирания, которые в границах Лено-Нюйской равнины приводят к активации оползней и различных форм проявления карста и солифлюкции [14]. Так, С. Ф. Павловым [15] на р. Нюй 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, расчлененность рельефа, наличие раз-

рывных нарушений позволяют сделать вывод о достаточно сложной структурно-тектонической обстановке территории, которая способствует активации множества опасных геологических процессов, в том числе и карста.

**Инженерно-геологические особенности проявления карста на территории.** Массивное распространение многолетнемерзлых грунтов по территории трассы трубопровода является одним из основных факторов, который в принципе определяет инженерно-геологическую обстановку района исследования. Более 40 % от общей длины трассы нефтепровода подвержено влиянию криолитозоны, при этом начало трассы характеризуется прерывистым распространением многолетнемерзлых грунтов, а конец трассы в основном характеризуется островным их распространением [17].

Повышение среднегодовой температуры и протекающие параллельно процессы деградации многолетнемерзлых грунтов в совокупности с увеличением интенсивности стока поверхностных вод и изменением состава и характера подземных вод, а также нарушение мощности четвертичных отложений и гидрогеологических условий территории трассы являются одними из явных определяющих факторов, которые влияют на активизацию процесса карстообразования на исследуемой территории [18].

Процесс карстообразования непосредственно связан с размывом пород подземными водами и поверхностным стоком в трещиноватые зоны. По трещинам происходит активная циркуляция подземных вод, и, как следствие, – растворение и вынос относительно легкорастворимых минералов. Минеральный состав пород также имеет большое значение [2]. Наиболее растворимы гипсы и ангидриты, известняки обладают средней растворимостью, а доломиты подвержены растворению в меньшей степени [16, 17]. Согласно тому, что по всей трассе трубопровода наблюдается широкое распространение карбонатных пород, карстовые процессы встречаются повсеместно. Поэтому, принимая во внимание наличие карбонатных пород, тектонику и сложный рельеф местности, стоит отметить, что геолого-стратиграфические характеристики территории предрасположены к карстообразованию.

В пределах изученной территории развит как древний, так и современный карст. Около 6,1 % от общей протяженности трассы нефтепровода пролегает в районах с активными карстовыми процессами. В основном закарстованные территории зафиксированы на конце трассы нефтепровода [17]. На основании инженерно-геологических изысканий по обустройству нефтяной оторочки ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ, проводимых в 2014 г. [16], определены основные участки активации карстовых процессов по трассе и интерпретированы в цифровую модель нефтепровода в ArcGIS Desktop для их пространственной привязки.

**Методика выполнения работ.** 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 2022 г. 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 программы ГИС Geomatica (PCI Geomatica), которая рекомендовала себя в использовании при проведении геодинамических исследований и обработки различных растровых и векторных изображений рельефа местности. Для определения линеаментов использовался один из модулей программы – LINE: Lineament Extraction, работа которого основана на трех последовательных этапах:

- идентификация границ Кэнни (Canny edge detector), в процессе этого этапа выделяются линейно ориентированные элементы (параметром RADI (Filter Radius) с помощью функции Гаусса) в виде градиентов пикселей растра, близких по значениям абсолютных высот, и выделяются среди этих градиентов максимумы, при этом остальные значения градиента обращаются в нулевые значения;
- пороговая обработка растра, определяемая параметром GTHR (Порог пограничного градиента), при котором каждый выбранный пиксель конвертируется в элемент края границы для получения двоичного изображения;
- извлечение границ линеаментов, кривые извлекаются из изображения двоичного края.

Алгоритм извлекает из двоичного изображения кривые шириной в один пиксель, и формируется выборка из

последовательных элементов. Кривые из этих элементов с количеством пикселей, меньшим значения параметра LTHR (Curve Length Threshold), исключаются из дальнейшей обработки, а оставшиеся кривые преобразуются в вектор. Результирующие полилинии представляют собой подобие исходных пиксельных кривых, где погрешность расстояния между ними задается параметром FTNR (Line Fitting Threshold). Алгоритм программы связывает между собой полилинии, концевые сегменты которых обращены друг к другу и имеют достаточно малое расстояние для привязки, а также одинаковую угловую ориентацию. Конечные полилинии (готовые линеаменты), составленные из кривых, сохраняются в векторном слое.

При применении подготовленных цифровых моделей рельефа с детализацией в районе расположения трассы нефтепровода Чаянда–ВСТО был выделен набор линеаментов для этой территории. Стоит отметить, что на выбранных космоснимках при составлении единой цифровой модели рельефа обнаружилось пустоты, которые в последствии смогли внести в результаты исследования некоторые неточности. Поэтому для определения корректности автоматического процесса необходима верификация полученных данных.

Для верификации необходимо иметь в виду основные геоморфологические индикаторы линеаментов, которые позволят выделить данные структуры на исследуемой территории. К таким индикаторам относят денудационные уступы, бровки и перегибы на склонах долин, прямолинейно вытянутые границы водоразделов, эрозионные формы рельефа, прямолинейные отрезки русел и ложбин стоков, резкие изгибы временных и постоянных водотоков. С учетом всех перечисленных геологических признаков линеаментов и использованием набора инструментов модуля пространственного анализа Spatial Analyst в про-

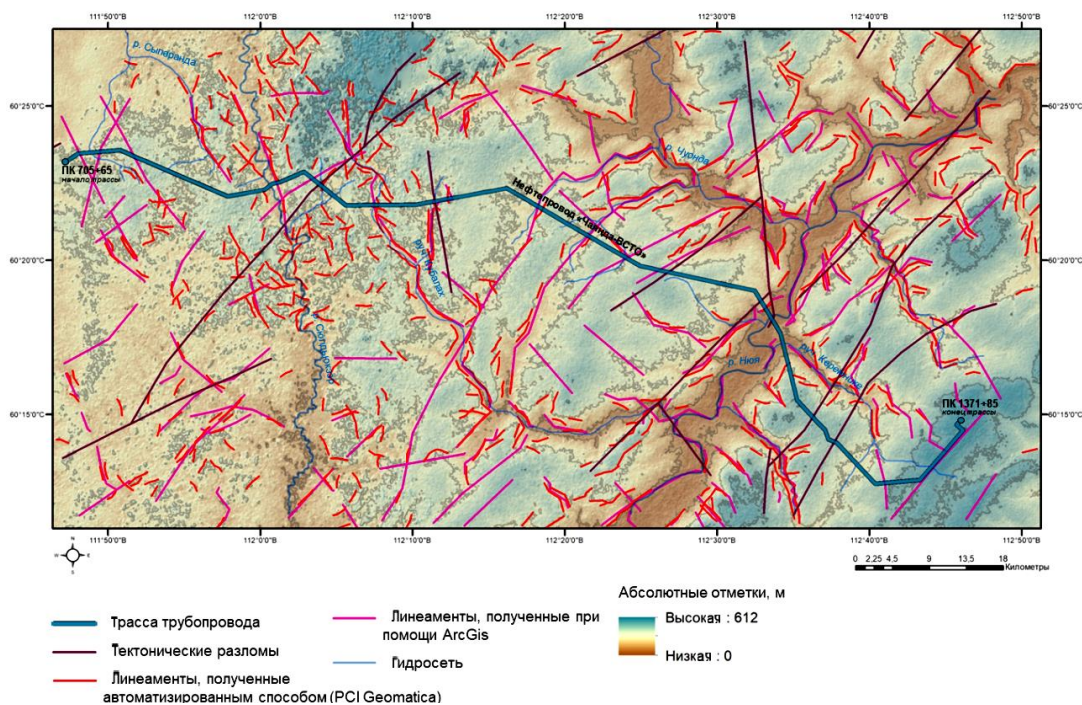
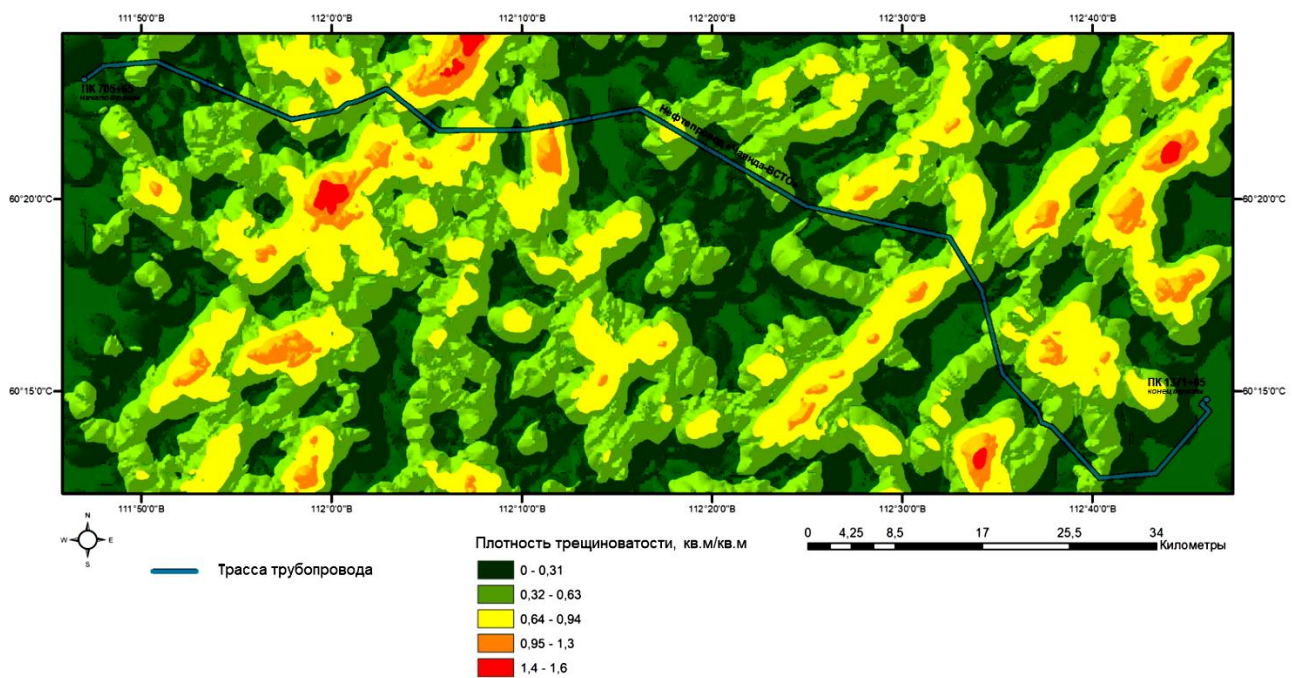


Рисунок 2. Карта основных элементов общей тектонической трещиноватости, выделенных по трассе нефтепровода  
 Figure 2. Map of the main elements of general tectonic fracturing identified along the route of the oil pipeline



**Рисунок 3. Карта плотности общей тектонической трещиноватости по трассе нефтепровода**  
**Figure 3. Density map of the general tectonic fracturing along the oil pipeline route**

грамме ArcGIS Desktop применительно к цифровой модели рельефа было проведено структурно-тектоническое дешифрирование космических снимков по идентификации линеаментов исследуемой территории.

С использованием инструмента для обработки растровых изображений Hillshade были созданы отдельные растровые изображения местности с различным азимутом положения источника света (который выражается в положительных градусах – от 0° до 360°, измеряемых по часовой стрелке от направления на север), град: 50, 90, 150, 200, 315. Далее с учетом перечисленных геологических признаков линеаментов разрабатывается векторный слой, в который вносят данные по линейно ориентированным элементам. С использованием моделей рельефа с различным положением источника света производилось последовательное дешифрирование растровых изображений, в результате идентифицируемые линейно ориентированные элементы либо уточнялись (дополнялись новыми кривыми), либо исключались из рассмотрения. В итоге составлена карта линеаментов, которые во многом совпадают с глубинными тектоническими разломами и линеаментами, полученными автоматизированным способом. С учетом всех выделенных тектонических нарушений (разломы, линеаменты) разработана карта общей тектонической трещиноватости (рис. 2).

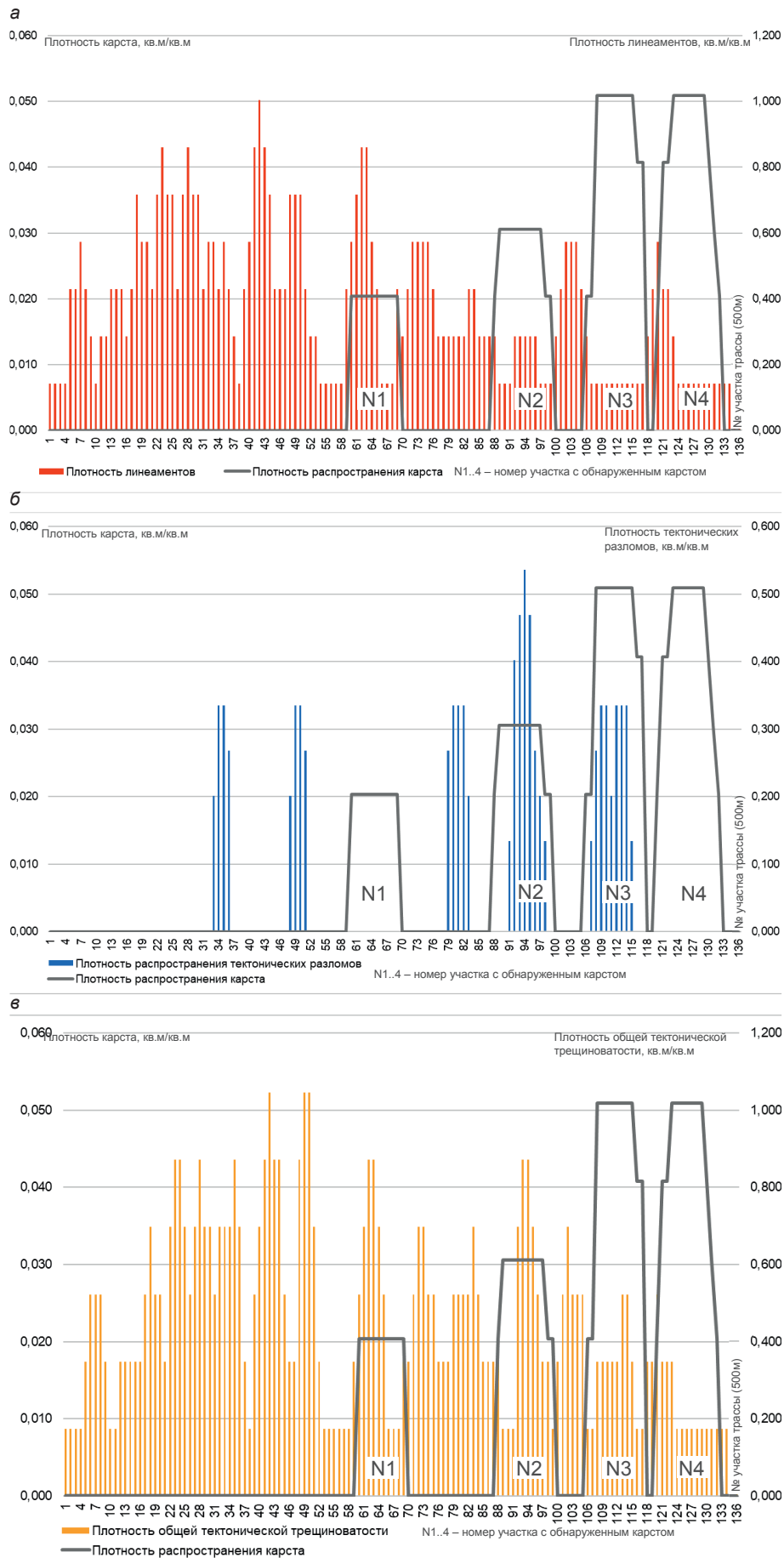
Используя результаты построений, можно утверждать, что линеаменты, выделенные автоматизированно или же идентифицированные вручную с использованием цифровых моделей рельефа, совпадают или же расположены и ориентированы в непосредственной близости с направлениями глубинных тектонических разломов, выделенных геолого-геофизическими методами, что говорит о высокой точности построения.

### Результаты и их обсуждение

По результатам аэрокосмогеологических исследований по определению параметров общей тектонической трещиноватости с учетом как глубинных разломов, полученных геолого-геофизическими методами, так и идентифицированных линеаментов с детализацией в районе трассы нефтепровода Чаянда–ВСТО построена карта плотности при помощи модуля программы ArcGIS с использованием возможностей пространственного анализа данных Spatial Analyst (при помощи инструмента Line Density).

При наложении карты плотности тектонической трещиноватости и карты плотности распространения карста по трассе нефтепровода прослеживается связь между этими параметрами. Для получения численных результатов распределения плотности тех или иных параметров трассы трубопровода была разбита на участки длиной 500 м (всего 136 участков), где для каждого участка выделены численные значения плотности линеаментов, плотности тектонических разломов, плотности карстовых проявлений, а также плотности общей тектонической трещиноватости. Так, по полученным данным явно выделены четыре зоны карстопроявлений (N1–N4), в пределах которых было рассмотрено взаимное влияние всех ранее выявленных параметров (рис. 4).

Для участка N1, на котором уже зафиксированы карстовые воронки при проведении инженерно-геологических изысканий при строительстве [16], обнаружена достаточно высокая плотность линеаментов. Коэффициент корреляции  $k$  численных данных плотности карста и плотности линеаментов ( $k = 0,2$ ) показывает возможную их связь, однако для данного участка в дальнейшем необходимо определить дополнительные факторы, которые напрямую приводят к активации карста на рассматриваемом участке.



**Рисунок 4. Графики взаимосвязи плотности линейментов (а), плотности распространения тектонических разломов (б), плотности общей тектонической трещиноватости (в) и плотности распространения карста по трассе трубопровода**  
**Figure 4. Graphs of the interdependence of the density of lineaments (a), the distribution of tectonic faults (b), the increase in the total tectonic fracturing (c) and the distribution of karst along the pipeline route**



На участок N2 явное влияние оказывает тектонический разлом, который в принципе и образует рельеф местности – на данном участке трасса нефтепровода пересекает водоток (р. Нюя), а сам участок находится непосредственно в Нюйской синклинали зоне, ограниченной Чаяндинским сбросом с одной стороны и Нюйским взбросом с другой (рис. 1). Фокусируясь на идентифицированные в пределах этого участка линеаменты, обращаем внимание на увеличение показателя их плотности. Коэффициенты корреляции общей тектонической трещиноватости и плотности карста показывают возможную, хоть и слабую, взаимосвязь параметров ( $k = 0,3$ ), однако стоит отметить, что наличие тектонических разломов, возможно, оказывает большее влияние на карст в пределах выделенного участка, нежели линеаменты.

Наиболее обширные территории, подверженные карсту, располагаются в пределах участков N3 и N4. Для первого из этих участков N3, если исходить из анализа гистограмм, очевидно влияние проходящего по данному участку глубинного тектонического разлома. Для второго участка N4 визуально выделяется зависимость от линеаментов, однако и она выражена достаточно слабо ( $k = -0,2$ ), что говорит о необходимости исследования других параметров помимо геодинамической активности на данном участке, которые активизируют уже подтвержденные карстовые формы.

По совмещенному графику (рис. 4, в) распределения плотности общей тектонической трещиноватости и плотности распределения карстовых процессов однозначно подтверждается взаимосвязь исследуемых процессов, что свидетельствует о влиянии тектонических нарушений и современной геодинамики района на активацию карстовых процессов в условиях трассы нефтепровода. В целом необходимо отметить, что, несмотря на среднюю связь коэффициентов корреляции исследуемых параметров, учитывать влияние тектонической трещиноватости при комплексной оценке активации карста или же других опасных экзогенных процессов необходимо.

Также стоит отметить высокую геодинамическую активность, зафиксированную на начальных участках трассы, которая в основном представлена линеаментами в результате геодинамических исследований космических снимков рельефа местности. В пределах данного участка ранее не обнаружены явные проявления карстовых процессов, однако стоит отметить наличие на данном участке достаточно густой сети водотоков (река Сьюльдюкээр, ручьи Чуонда, Куччугуй-Утянних, Кубалах и др.), наличие эрозионных и заболоченных участков. На отдельных участках в начале трассы трубопровода зафиксированы экстремумы плотности линеаментов и наличие глубинных тектонических разломов. Данный участок потенциально предрасположен к образованию морозных бугров

пучения [16], поэтому данный факт не исключает влияния тектонической трещиноватости на активацию и других опасных экзогенных геологических процессов помимо карста, что также будет учитываться и при дальнейших исследованиях.

#### Выводы

1. Составлены подробные карты общей тектонической трещиноватости для территории трассы нефтепровода Чаянда–ВСТО, учитывающие как ранее зафиксированные глубинные разломы [14, 15], современные тектонические разломы, уточненные и выявленные при инженерно-геологических изысканиях [16], так и сеть линеаментов, полученную при проведении данного исследования.

2. Разработанные цифровые модели трассы трубопровода с идентифицированными участками проявления опасных карстовых процессов позволили провести численный анализ взаимосвязи плотности линеаментов и глубинных тектонических разломов с показателями плотности распространения карста в пределах трассы трубопровода. В итоге подтверждено влияние тектонической трещиноватости на развитие карста. Представленные методические подходы по идентификации линеаментов, извлечению численных данных и их последующей обработке можно применять в дальнейшем для оценки других параметров и их влияния на активацию экзогенных процессов.

3. В общем, повышение плотности общей тектонической трещиноватости, учитывая плотность распространения линеаментов, сопровождается одновременным возрастанием интенсивности активации опасных геологических процессов. Полученные результаты распределения плотности геодинамической активности по трассе нефтепровода позволят в дальнейшем определить участки, на которых возможна активация и других экзогенных процессов помимо карста.

#### Заключение

Таким образом, наличие геодинамической активности на закарстованных участках местности следует учитывать как при инженерно-изыскательских и проектно-строительных работах, так и непосредственно при эксплуатации объектов. Результаты, представленные в данной статье, позволят в дальнейшем учесть влияние тектонических разломов, трещиноватости и линеаментов при оценке карстоопасности для трубопроводов транспорта нефти и газа, расположенных как в районах южной Якутии, так и в других регионах со сложной инженерно-геологической обстановкой территории. Используемые методические подходы могут быть применены для исследования геодинамики территории на активацию опасных экзогенных геологических процессов в пределах трасс линейных объектов различного назначения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Копылов И. С. Линеаментно-геодинамический анализ на закарстованных территориях Нижегородской области // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2016. № 7-2. С. 241–246.
2. Строкова Л. А., Ежкова А. В., Леонова А. В. Применение линеаментного анализа для оценки карстоопасности при проектировании магистрального газопровода в южной Якутии // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 11. С. 117–126. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/11/2891>
3. Дробинина Е. В., Щербаков С. В., Золотарев Д. Р., Ковин О. Н., Федоров Г. В., Инкин Д. А. Оценка карстовой опасности с применением геофизических методов в условиях складчатой зоны (на примере окрестностей г. Кентау, Казахстан) // Известия УГГУ. 2022. Вып. 1 (65). С. 28–45. <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2022-1-28-45>

4. Копылов И. С. Методология и принципы оценки геодинамической активности // Международный журнал экспериментального образования. 2015. № 8-3. С. 406–407.
5. Санкло М. М. Аэрокосмические методы исследований при поисках подземных вод в Якутии // Аэрокосмические методы в геологии. 2019. С. 246–252.
6. Ситников В. С., Спектор В. Б. Новейшая тектоника нефтегазоносных территорий на юго-западе Якутии // Тихоокеанская геология. 2004. Т. 23. № 6. С. 45–54.
7. Копылов И. С., Порозков К. С. Инженерно-аэрокосмический анализ территории трассы нефтепровода Куюмба–Тайшет // Аэрокосмические методы в геологии. Пермь, 2019. С. 228–238.
8. Abd El-Wahed M., Zoheir B., Pour A. B., Kamh S. Shear-related gold ores in the Wadi Hodein Shear Belt, South Eastern Desert of Egypt: Analysis of Remote Sensing, Field and Structural Data // Minerals. 2021. Vol. 11. No. 5. P. 1–36. <http://doi.org/10.3390/min11050474>
9. Heriawan M. N., Ali Syafi'i A., Saepuloh A., Kubo T., Koike K. Detection of Near-Surface Permeable Zones Based on Spatial Correlation Between Radon Gas Concentration and DTM-Derived Lineament Density // Natural Resources Research. 2021. Vol. 30. No. 4. P. 2989–3015. <http://doi.org/10.1007/s11053-020-09718-z>
10. Prabhakaran A., Raj N. J. Mapping and analysis of tectonic lineaments of Pachamalai hills, Tamil Nadu, India using geospatial technology // Geology, Ecology, and Landscapes. 2018. Vol. 2. No. 2. P. 81–103. <http://doi.org/10.1080/24749508.2018.1452481>
11. Ranjbari M. R., Vagheei R., Salehi H. Integration of Landsat-8 and Sentinel-1 dataset to extract geological lineaments in complex formations of Tepal mountain area, Shahrood, North Iran // Advances in Space Research. 2023. Vol. 71. Issue 1. P. 936–945. <https://doi.org/10.1016/j.asr.2022.08.061>
12. Zoheir B., Abd El-Wahed M., Pour A. B., Abdelnasser A. Orogenic Gold in Transpression and Transtension Zones: Field and Remote Sensing Studies of the Barramiya–Mueilha Sector, Egypt // Remote Sensing. 2019. Vol. 11. Issue 18. P. 1–33. <http://dx.doi.org/10.3390/rs11182122>
13. Колобова Н. С., Писецкий В. Б. Методики и технологии дистанционного зондирования Земли с целью оценки параметров тектонических процессов // CERES. 2010. Т. 275. № 500. С. 1000.
14. Блажкун Д. В., Ивашина Е. И. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Сер. Верхневелиюльская. Листы Р-49-XXXIII (р. Тымпычан), Р-49-XXXIV (Хамаакы), О-49-III (Терешкино): объяснит. записка. М., 1998. 78 с.
15. Дукарт Ю. А. Геологическая карта СССР. Масштаб 1:200 000. Сер. Верхневелиюльская. Лист Р-49-XXX: объяснит. записка. М., 1978. 70 с.
16. Обустройство нефтяной оторочки ботубинской залежи Чайядинского НГКМ с выделением этапа опытно-промышленных работ: техн. отчет по инженерным изысканиям. Этап 3. Строительство нефтепровода Чайянда–ВСТО. В 5 т. Т. 2.1 (ч. 2). Саратов: ОАО «ВНИПИгаздобыча», 2014. 412 с.
17. Строкова Л. А., Нечаев Д. А. Роль опасных геологических процессов при эксплуатации нефтепровода «Чаянда–ВСТО» // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2022. Т. 333. № 9. С. 86–98. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3752>
18. Stroková L. A. Recognition of geological processes in permafrost conditions // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. 2019. Vol. 78. No. 8. P. 5517–5530. <https://doi.org/10.1007/s10064-019-01511-4>

*Статья поступила в редакцию 02 декабря 2022 года*



# Application of lineament-geodynamic analysis for assessment of karst hazard on the example of the Chayanda–ESPO oil pipeline route

Dmitriy Andreevich NECHAEV<sup>1,2\*</sup>

<sup>1</sup>The National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

<sup>2</sup>Chayandinsk oil and gas department of the LLC “Gazprom dobycha Noyabr’sk”, Noyabr’sk, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Russia

## Abstract

**The relevance of the work** is due to the need to improve the methods for monitoring engineering structures of oil and gas transport in sparsely populated and hard-to-reach regions. To ensure the safe operation of pipeline systems, it is proposed to use remote sensing data to establish both the spatial position of the object and the activation centers of undesirable geological processes (karst, solifluction, landslide processes, etc.). As the main factor influencing the activation of such processes, it is definitely worth noting the tectonic disturbances of the territory. The research aimed at detecting and extracting special tectonic structures – lineaments – is today an important analytical method for finding relationships between the geodynamics of a territory and various geological processes.

**Purpose of the work** – identification of lineaments and compilation of a general picture of tectonic activity along the pipeline route to assess their impact on the activation of karst sinkholes.

**Research methods.** The main focus is on the construction and extraction of lineaments from a digital elevation model using the tools of the PCI Geomatica and ArcGis programs with their subsequent verification. In addition to construction, visual and analytical numerical data are presented to determine the relationship between the parameters of tectonic fracturing and karst manifestations.

**Results.** The article presents the results of the influence of tectonics on karst manifestations within the route of an oil pipeline located in difficult engineering-geological and cryological conditions in southern Yakutia. Detailed maps of tectonic activity and distribution of lineaments in the study area have been developed, compiled on the basis of engineering-geological materials and decoding of digital elevation models (satellite images). The obtained results of the density of the general tectonic jointing showed a close connection with the previously discovered karst manifestations within the route.

**Conclusions.** The application of an integrated approach to the consideration of geodynamic activity makes it possible to improve approaches to the description and study of territories that are complex in terms of engineering and geological parameters. Lineament-geodynamic analysis proves the need to consider tectonic fracturing as the main factor influencing karst activation.

**Keywords:** Oil pipeline, karst, lineaments, tectonics, satellite imagery, digital elevation model.

## REFERENCES

1. Kopylov I. S. 2016, Lineament-geodynamic analysis in the karst territories of the Nizhny Novgorod region. *International Journal of Applied and Fundamental Research*, no. 7-2, pp. 241–246. (In Russ.)
2. Strokova L. A., Ezhkova A. V., Leonova A. V. 2020, Application of lineament analysis to assess the karst hazard in the design of the main gas pipeline in south Yakutia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*, vol. 331, no. 11, pp. 117–126. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/11/2891> (In Russ.)
3. Drobinina E. V., Shcherbakov S. V., Zolotarev D. R., Kovin O. N., Fedorov G. V., Inkin D. A. 2022, Assessment of karst hazard using geophysical methods in the conditions of a folded zone (on the example of the environs of Kentau, Kazakhstan). *Izvestiya USGU*. Issue. 1 (65), pp. 28–45. <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2022-1-28-45> (In Russ.)
4. Kopylov I. S. 2015, Methodology and principles for assessing geodynamic activity. *International Journal of Experimental Education*, no. 8-3, pp. 406–407. (In Russ.)
5. Sanklo M. M. 2019, Aerospace research methods in the search for groundwater in Yakutia. *Aerospace methods in geology*, pp. 246–252.
6. Sitnikov V. S., Spektor V. B. 2004, Recent tectonics of oil and gas bearing territories in the southwest of Yakutia. *Tikhookeanskaya Geologiya*, vol. 23, no. 6, pp. 45–54. (In Russ.)
7. Kopylov I. S., Porozkov K. S. 2019, Engineering and aerospace analysis of the territory of the Kuyumba–Taishet oil pipeline route. *Aerospace methods in geology*. Perm, pp. 228–238. (In Russ.)
8. Abd El-Wahed M., Zoheir B., Pour A. B., Kamh S. 2021, Shear-related gold ores in the Wadi Hodein Shear Belt, South Eastern Desert of Egypt: Analysis of Remote Sensing, Field and Structural Data. *Minerals*, vol. 11, no. 5, pp. 1–36. <http://doi.org/10.3390/min11050474>
9. Heriawan M. N., Ali Syafi’i A., Saepuloh A., Kubo T., Koike K. 2021, Detection of Near-Surface Permeable Zones Based on Spatial Correlation Between Radon Gas Concentration and DTM-Derived Lineament Density. *Natural Resources Research*, vol. 30, no. 4, pp. 2989–3015. <http://doi.org/10.1007/s11053-020-09718-z>
10. Prabhakaran A., Raj N. J. 2018, Mapping and analysis of tectonic lineaments of Pachamalai hills, Tamil Nadu, India using geospatial technology. *Geology, Ecology, and Landscapes*, vol. 2, no. 2, pp. 81–103. <http://doi.org/10.1080/24749508.2018.1452481>

✉nechaevdmitryrf@gmail.com;

nechaev.da@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-1254-6858>

11. Ranjbari M. R., Vagheei R., Salehi H. 2023, Integration of Landsat-8 and Sentinel-1 dataset to extract geological lineaments in complex formations of Tepal mountain area, Shahrood, North Iran. *Advances in Space Research*, vol. 71, issue 1, pp. 936–945. <https://doi.org/10.1016/j.asr.2022.08.061>
12. Zoheir B., Abd El-Wahed M., Pour A. B., Abdelnasser A. 2019, Orogenic Gold in Transpression and Transtension Zones: Field and Remote Sensing Studies of the Barramiya–Mueilha Sector, Egypt. *Remote Sensing*, vol. 11, issue 18, pp. 1–33. <http://dx.doi.org/10.3390/rs11182122>
13. Kolobova N. S., Pisetsky V. B. 2010, Methods and technologies for remote sensing of the Earth to assess the parameters of tectonic processes. *CERES*, vol. 275, no. 500, p. 1000. (In Russ.)
14. Blazhkun D. V., Ivashina E. I. 1998, State geological map of the Russian Federation. Scale 1:200,000. Verkhnevilyuyskaya series. Sheets R-49-XXXIII (Tympychan River), R-49-XXXIV (Khamaaki), O-49-III (Tereshkino): explanatory note. Moscow, 78 p. (In Russ.)
15. Dukart Yu. A. 1978, Geological map of the USSR. Scale 1:200,000. Vekhnevilyui series. Sheet R-49-XXX: explanatory note. Moscow, 70 p.
16. 2014, Arrangement of the oil rim of the Botuobinskoye deposit of the Chayandinskoye oil and gas condensate field with the allocation of the stage of pilot work: technical report on engineering surveys. Stage 3. Construction of the Chayanda–ESPO oil pipeline. In 5 vols. Vol. 2.1 (part 2). Saratov, 412 p. (In Russ.)
17. Strokova L. A., Nechaev D. A. 2022, Role of hazardous geological processes in operation of the Chayanda– ESPO oil pipeline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering*, vol. 333, no. 9, pp. 86–98. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3752> (In Russ.)
18. Strokova L. A. 2019, Recognition of geological processes in permafrost conditions. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, vol. 78, no. 8, pp. 5517–5530. <https://doi.org/10.1007/s10064-019-01511-4>

The article was received on December 02, 2021