

# ИНФОРМАТИВНОСТЬ ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ (НА ПРИМЕРЕ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ)

А. С. Смирнов<sup>1,2</sup> , Д. К. Нургалиев<sup>3</sup> , И. Ю. Чернова<sup>3</sup> , и Э. Р. Зиганшин<sup>3</sup> 

<sup>1</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

<sup>3</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

\* **Контакт:** Эдуард Ришадович Зиганшин, erziganshin@kpfu.ru

В работе рассматривается эффективность геохимического метода определения газонасности территорий и поисков залежей природного газа в комплексе с данными о характере неотектонической активности территории, полученными по геоморфологическому анализу цифровой модели рельефа, на одной из площадей Восточной Сибири. Геохимические данные включают в себя содержание метана и его гомологов (C<sub>1</sub>–C<sub>6</sub>), определенных методом газовой хроматографии в пробах подпочвенного грунта, а также значения изотопного соотношения углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ) в обнаруженном метане, измеренное на изотопном масс-спектрометре. Реконструкция этапов неотектонической активности была выполнена с использованием модифицированного морфометрического метода анализа цифровой модели рельефа. Оценка макроскопической трещиноватости осадочного чехла, также обусловленная неотектонической активностью, получена из цифровой модели рельефа как плотность штрихов – первичных линейных объектов, выраженных в рельефе, выделенных по методике А. А. Златопольского. Информация, полученная из цифровой модели рельефа, дает возможность выделить участки, где вероятность сохранности газовых залежей невысокая. Совместный анализ изотопно-геохимических данных и информации о зонах, где залежи могли быть подвергнуты интенсивному разрушению, позволяет оценить перспективы газонасности территории, а также выявить наиболее перспективные участки.

**Ключевые слова:** прогнозирование газонасности, Восточная Сибирь, геоморфология, морфометрический метод, изотопный анализ углерода метана, макротрещиноватость, сохранность залежи.

**Цитирование:** Смирнов, А. С., Д. К. Нургалиев, И. Ю. Чернова, и Э. Р. Зиганшин Информативность геоморфологических и изотопно-геохимических методов при оценке газонасности территории (на примере Ангаро-Ленской нефтегазоносной области) // Russian Journal of Earth Sciences. — 2024. — Т. 24. — ES3009. — DOI: 10.2205/2024es000904 — EDN: BRLAGN

## Введение

Нефтегазоносность осадочных бассейнов зависит от многих факторов: наличия источников углеводородов, условий их миграции, свойств резервуаров и покрышек. Огромную роль в формировании и разрушении залежей углеводородов играют тектонические процессы, определяющие этапы миграции флюидов в осадочной толще – геофлюидодинамику [Абукова и Волож, 2021; Нежданов и Смирнов, 2021]. Залежи нефти и газа начинают разрушаться с момента их образования за счет диффузии легких углеводородов через покрышку и просачивания флюидов по трещинам. Обычно это происходит при деформациях горных пород, вызванных как быстрыми (сейсмическими), так и медленными (тектоническими) процессами [Чернова и др., 2015].

<https://elibrary.ru/brlagn>

Получено: 11 сентября 2023 г.

Принято: 26 февраля 2024 г.

Опубликовано: 9 сентября 2024 г.



© 2024. Коллектив авторов.

Древние тектонические события зафиксированы в структуре осадочного чехла в виде складок, разломов и зон трещиноватости, часто уже залеченных вторичными минералами. Эту информацию возможно получить по результатам бурения скважин и интерпретации гравимагнитных и сейсморазведочных данных.

Характер и интенсивность современных тектонических (геодинамических) процессов можно измерить сегодня непосредственно с использованием оптических и спутниковых геодезических инструментов. Процессы, которые произошли в геологическом масштабе времени недавно (~1–2 млн лет назад), представляется реальным реконструировать, анализируя современный рельеф. Неотектонический этап, оказавший ключевое воздействие на формирование современного рельефа, также существенно повлиял на образование, изменение и разрушение нефтегазовых залежей. Методы реконструкции недавней тектонической активности по анализу цифровой модели современного рельефа (ЦМР) разработаны [Ласточкин, 1974; Философов, 1975; Чернова и др., 2010; Chernova et al., 2021] и широко используются для реконструкции неотектонической активности территорий и прогнозирования участков наиболее перспективных для обнаружения нефтегазовых залежей в Волго-Уральской нефтегазоносной области [Нургалиев и др., 2009; 2004; Чернова и др., 2013; Chernova et al., 2021]. Для других территорий, в частности – Восточной Сибири [Вахромеев и др., 2017], таких данных, позволяющих уверенно говорить о влиянии неотектонического этапа на геофлюидодинамику, формирование, переформирование и разрушение нефтегазовых залежей, пока недостаточно. Основной целью данной статьи является представление и обсуждение результатов анализа ЦМР и их информативности для оценки газоносности участка недр, расположенного в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области. А также оценка возможности комплексирования геохимических и геоморфологических методов для поиска залежей природного газа.

В процессе формирования и разрушения залежей нефти и газа в вышележащих породах образуются ореолы рассеяния углеводородов, которые могут служить индикаторами наличия залежей в нижележащих коллекторах. Ореолы рассеяния образуются в результате миграции углеводородов через породы-покрышки (легкие летучие компоненты) и по ослабленным, трещиноватым зонам разломов в вышележащие породы. В процессе миграции могут изменяться состав и соотношение различных компонент в зависимости от условий окружающей среды и характера биодеградации.

### Описание объекта и методов исследования

Территория исследования располагается в юго-восточной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области (НГО). Ангаро-Ленская НГО охватывает всю территорию Ангаро-Ленской ступени [Вахромеев и др., 2017] и юго-западную оконечность Непско-Ботуобинской антеклизы. Она изучена глубоким бурением неравномерно. Наиболее исследованны ее центральные районы, которые являются областями преимущественно газонакопления с ресурсами порядка 12,7 млрд т условных углеводородов [Гозуева, Попов и др., 2009]. Всего в настоящее время на территории Ангаро-Ленской НГО выявлено более 10 месторождений газа. Здесь выделяются установленная (Ангаро-Ковыктинская) и две прогнозные зоны газонакопления (Верхоленско-Кудинская и Братская) [Вахромеев и др., 2019]. Верхоленско-Кудинская зона расположена за пределами области исследования (рис. 1).

Нефтепоисковые работы с использованием глубокого бурения были начаты в Ангаро-Ленском районе в первые послевоенные годы и получили развитие после открытия в 1962 году Марковского газоконденсатного месторождения.

Основные перспективы газоносности района связаны с нижне-, среднекембрийскими отложениями. Проявления газа из этих отложений отмечены на ряде площадей глубокого бурения (Братская, Южная, Касьяновская, Илимская) и связаны с поровыми коллекторами в терригенных отложениях, трещинными коллекторами в галогенно-карбонатном комплексе. Нефтегазоматеринскими породами в изучаемом регионе явля-

ются отложения рифей-вендского возраста, с концентрацией органического вещества до 9% на породу [Баженова, 2016; Конторович и др., 1995].

Территория исследования расположена в Братском, Усть-Удинском и Нижнеилимском районах Иркутской области. Данная площадь охватывает северную часть Ангаро-Ленской ступени, в её приподнятой части, примыкающей к Братскому выступу фундамента, и в зоне перехода ее к юго-восточному борту Присаяно-Енисейской синеклизы. Братское месторождение газа располагается в Братской зоне нефтегазонакопления, которая выделяется на западе Ангаро-Ленской НГО в зоне ее сочленения с Присаяно-Енисейской НГО. На борту рифейского бассейна, где миграционные потоки выходят под вендские терригенные продуктивные горизонты, прогнозируется крупная зона газонакопления. Точные границы зоны еще не установлены, но возможная площадь составляет не менее 14 000 км<sup>2</sup>, нелокализованные ресурсы газа оцениваются в 800 млрд м<sup>3</sup> [Мельников и др., 2011].

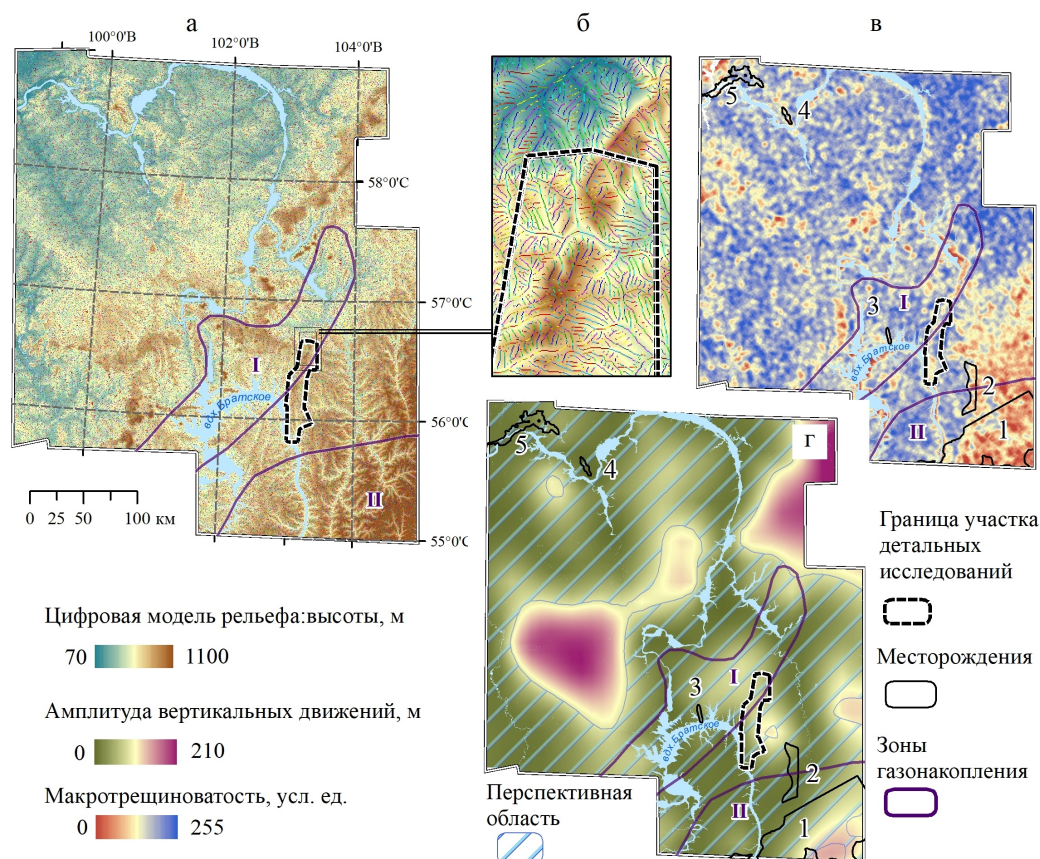
Данная работа включает в себя реконструкцию неотектонического этапа развития территории на основе морфометрического анализа и анализа изотопно-геохимических данных о содержании метана и его гомологов в почвенных породах.

**Геоморфологические исследования.** Применение геоморфологических методов основано на предположении о том, что действие тектонических сил, определяющих морфологию современного рельефа, не полностью нивелируется экзогенными процессами, а информация о пространственном распределении центров активизации неотектонических процессов и их интенсивности, может быть получена с помощью специальных методов обработки цифровых моделей рельефа. С этой точки зрения наиболее информативным и наименее трудоемким является морфометрический метод анализа ЦМР. Основными разработчиками метода являются В. П. Философов и ряд отечественных геоморфологов, успешно применявших этот метод для поиска локальных неотектонических структур антиклинального типа перспективных для поиска залежей нефти и газа [Ласточкин, 1974; Философов, 1975]. С появлением геоинформационных систем (ГИС) и цифровых топографических данных производительность морфометрического анализа увеличилась благодаря использованию компьютерной обработки, и стало возможным проведение исследований больших территорий. В данном исследовании морфометрический анализ выполнялся в ГИС ArcGIS Desktop 10.8 по методике, изложенной в [Чернова и др., 2010; Chernova et al., 2021]. В качестве входных данных были использованы цифровые планшеты топокарт масштаба 1:100 000.

Суть морфометрического анализа ЦМР состоит в разложении поверхности современного рельефа на компоненты (уровни), каждый из которых соответствует определенному этапу неотектонической истории исследуемой территории.

В качестве таких компонент выбраны базисные поверхности и их разности. Физический смысл базисных поверхностей, их разностей, а также методики расчёта и интерпретации морфометрических поверхностей подробно изложены в [Философов, 1975; Чернова и др., 2010; Chernova et al., 2021]. В данной работе будет дана только краткая характеристика базисных поверхностей.

Число базисных поверхностей определяется числом порядков водотоков, которые могут быть извлечены из обрабатываемой ЦМР. Для территории исследования выделено 8 порядков водотоков, им соответствуют 8 этапов неотектонической истории и базисные поверхности с 1-го по 8-й порядок. Разности базисных поверхностей являются динамическими показателями, т.к. представляют амплитуды вертикальных движений и эрозии за разные этапы неотектонической истории. Серия карт разностей базисных поверхностей смежных порядков дает информацию о том, как менялись тектонические условия (и связанные с ними флюидодинамические процессы) на исследуемой территории в неоген-четвертичное время. Наиболее достоверно на морфометрических поверхностях отображаются области интенсивных поднятий. Одна из разностей базисных поверхностей показана на рис. 1г.



**Рис. 1.** Исходная цифровая модель рельефа и результаты ее обработки: а) ЦМР масштаба 1:100 000, на поверхность нанесены штрихи (пояснение далее по тексту); б) фрагмент ЦМР со штрихами, цветом показана ориентация штриха; в) макротрещиноватость (плотность штрихов); г) разность базисных поверхностей 6-го и 7-го порядков; голубой штриховкой показана перспективная область, где возможно обнаружение новых месторождений. Зоны газонакопления: I – Братская, II – Ангаро-Ковыктинская. Месторождения газовые и газоконденсатные: 1 – Ангаро-Ленское, 2 – Ангаро-Илимское, 3 – Братское, 4 – Берямбинское, 5 – Агалеевское.

Макроскопическая трещиноватость осадочного чехла [Нургалеев и др., 2009; Смирнов и др., 2019] также обусловлена неотектонической активностью. Численной характеристикой макротрещиноватости осадочного чехла является плотность штрихов, рассчитанная из ЦМР по методике А. А. Златопольского [Zlatopolsky, 1992]. Штрихи – это первичные линейные объекты, выраженные в рельефе, представляющие собой спрямленные участки линий тальвегов и водоразделов. Плотность штрихов рассчитывается как отношение суммарной длины всех штрихов к площади некоторой окрестности. Расчет штрихов и плотности штрихов выполнялся в программе WinLESSA 3.321 по методике, изложенной в [Zlatopolsky, 1992]. Штрихи и плотность штрихов показаны на рис. 1.

**Лабораторные геохимические исследования** проводились по газовому содержанию проб почвенного грунта в пределах участка детальных исследований (рис. 1). Пробы отбирались в нижней части скважин глубиной 1–3 метра и герметично упаковывались в стеклянные банки, заполненные солевым раствором. Далее пробы подвергались процедуре дегазации в лаборатории. Полученный газ направлялся на хроматографические исследования углеводородных газов ( $C_1$ – $C_5$ ) и на изотопные исследования углерода метана.

Хроматографический анализ газа выполнялся на газовом хроматографе CLARUS 500, позволяющем определить ряд низкомолекулярных соединений  $C_1$ – $C_6$ . Обработка

измерений выполнялась согласно требованиям ГОСТ Р 57975.1-2017 «Газ нефтяной попутный. Определение состава методом газовой хроматографии. Часть 1. Определение содержания углеводородов  $C_1-C_{8+}$  и неорганических газов с использованием пламенно-ионизационного детектора и детектора по теплопроводности».

Изотопные исследования углерода метана в газовых смесях осуществлялись на масс-спектрометре Delta V Plus (ThermoFisher Scientific, Германия). Разделение газовых смесей, их подготовка и концентрирование происходило с помощью приставки газового хроматомасс-спектрометра TRACE 1310 (ThermoFisher Scientific, Германия), сопряженного с квадрупольным масс-детектором ISQ (ThermoFisher Scientific, США), который соединен с изотопным масс-спектрометром посредством интерфейсного блока GC Isolink.

Идентификация зарегистрированных хроматографических пиков проводилась с использованием базы данных NIST-14. Контроль времен выхода пиков и идентификации проводился с использованием поверочной газовой смеси производства ООО «МОНИТОРИНГ». Контроль качества разделения пиков, влияния компонентов друг на друга при изотопном анализе контролировался с помощью смеси воздуха и аргон-метановой смеси 1 : 1 с известным изотопным соотношением углерода метана, который заведомо имеет термогенное происхождение.

Обработку результатов анализа проводили с помощью программы обработки данных Isodat. Для определения погрешности анализа по амплитуде использовалась амплитуда на массе более распространенного изотопа (углерод –  $^{12}C$ , водород – H).

Природный газ обогащен изотопом  $^{12}C$  и характеризуется большим диапазоном изменения изотопного состава. Установлено, что изотопный состав углерода позволяет довольно надежно различать три генотипа метана: бактериальный метан, термогенный метан и глубинный (абиогенный) метан [Юдович и Кетрис, 2010]. Они отличаются диапазоном значений  $\delta^{13}C$  (отклонения изотопной сигнатуры  $^{13}C/^{12}C$  от сигнатуры стандартного образца).

Таким образом, генетическая схема формирования газов ставит в прямое соответствие изотопный состав углерода в метане с его происхождением. Однако картина в значительной степени осложняется последующими миграционными и диссипативными явлениями. Тогда изотопный состав газов может дать информацию о процессах, происходивших после их образования.

Термогенный газ можно подразделить в зависимости от его происхождения на попутный и свободный. Попутный нефтяной газ образуется из керогена одновременно с образованием нефти. Его можно рассматривать как короткоцепочечный компонент нефти, и считается, что он получен из липидов (эфирных масел, жиров и восков) организмов. Свободный газ образуется из лигнина, компонента высших наземных растений.

Отношение  $C_1/C_2+C_3$  (где  $C_1$  – метан,  $C_2$  – этан,  $C_3$  – пропан) характеризует источник газа и его происхождение. Газ, ассоциированный с нефтью (попутный), отличается низким соотношением  $C_1/C_{2-3}$  ( $< 10$ ). Этот газ также может быть связан с жидкими углеводородными компонентами (т.е. нефть извлекается вместе с газом). Свободный газ имеет повышенные отношения  $C_1/C_{2-3}$  ( $> 10$ ). В обоих случаях значения  $\delta^{13}C$  для метана составляют более  $-60\%$ . Существует вероятность преобразования свободного газа в попутный газ при условии миграции этого газа в пласт с содержанием нефти, сгенерированной из других нефтегазометеринских пород. В то же время разделение фаз попутного газа при миграции может способствовать образованию свободного газа.

#### **Описание результатов: сопоставление карт, графиков.**

В результате обработки ЦМР были получены карты разностей базисных поверхностей смежных порядков, которые несут информацию об интенсивности неотектонических движений. Для обнаружения связи амплитуд неотектонических движений с расположением месторождений углеводородов на каждую поверхность были наложе-

ны контуры известных месторождений. Наилучшая корреляция была обнаружена для разности базисных поверхностей 6-го и 7-го порядков: месторождения преимущественно расположены в областях низкой тектонической активности (в зонах низких значений амплитуд на морфометрической поверхности). Следовательно, разность базисных поверхностей 6-го и 7-го порядков может быть использована в качестве прогностического признака: очерчивание областей низких значений амплитуд на этой поверхности означает указание вероятных областей обнаружения месторождений углеводородов на территории исследования. Участок детальных исследований и комплексирования методов полностью попадает в перспективную зону (рис. 1г). Расчеты показали, что среднее значение ячеек морфометрической поверхности, которые попадают внутрь контуров месторождений, существенно ниже, чем среднее значение высот пикселей для всех остальных земель, и это различие статистически значимое.

Подобную картину авторы наблюдали при изучении Волго-Уральской нефтяной провинции. И это не случайно. С точки зрения неотектоники благоприятными условиями для образования залежей нефти являются локальные активные (в неотектонический период) положительные структуры, расположенные на склонах впадин более высокого порядка [Голодовкин, 1964; Ласточкин, 1971; Музыченко, 1962]. Исследования, проведенные за последние 20 лет, также свидетельствуют о том, что более 85% залежей в Волго-Уральской провинции располагаются на бортах крупных неотектонических впадин [Нургалиев и др., 2004; Nugmanov and Chernova, 2015].

Как указывалось выше, дополнительную информацию о сохранности залежей можно извлечь из карт макротрещиноватости (плотности штрихов-линементов) осадочного чехла. На исследуемой территории, особенно для крупных месторождений в юго-восточной части (рис. 1в), характерно их расположение преимущественно в областях с низкой макротрещиноватостью осадочного чехла. Следовательно, признак макротрещиноватости представляется возможным использовать для определения вероятных мест обнаружения залежей углеводородов с точки зрения их сохранности.

Комбинируя признаки сохранности залежей можно прийти к комплексному решению, учитывающему все результаты компьютерной обработки ЦМР. Комплексное решение, основанное на неотектонических признаках, представлено на рис. 2. Около половины территории, изображенной на карте, представляется бесперспективной по предлагаемому методу анализа ЦМР. Данное предположение поддерживается тем фактом, что имеющиеся на территории месторождения действительно располагаются на перспективной по данному критерию территории.

Далее для уточнения оценок перспективности территории на обнаружение залежей углеводородов был сделан анализ геохимических данных.

По результатам геохимических исследований небезосновательно предположить, что поток метана на данной территории вероятнее всего исходит из газовых залежей. Эта информация получена на основе анализа данных на диаграмме  $C_1 / (C_2 + C_3) - (\delta^{13}C - CH_4)$  (рис. 3). Практически все проанализированные пробы демонстрируют наличие потока метана из газового месторождения (залежи или залежей) на рассматриваемом участке. Кроме того, подавляющее большинство проб по всей площади исследования показало наличие термогенного метана (рис. 3). Этот факт позволяет в целом отнести изучаемую территорию к перспективной.

На рис. 4 представлены карты содержания метана и распределения  $\delta^{13}C$  метана в подпочвенном слое в пределах участка детальных исследований. Карты демонстрируют закономерности распределения чисто термогенного и смеси термогенного и биогенного метана. В целом поток метана более интенсивен в южной части участка (рис. 4а). Вдобавок в южной части наблюдается более тяжелый (термогенный) метан (рис. 4б). Эта зона также представляется более перспективной на основе комплексного критерия сохранности залежи (рис. 2).

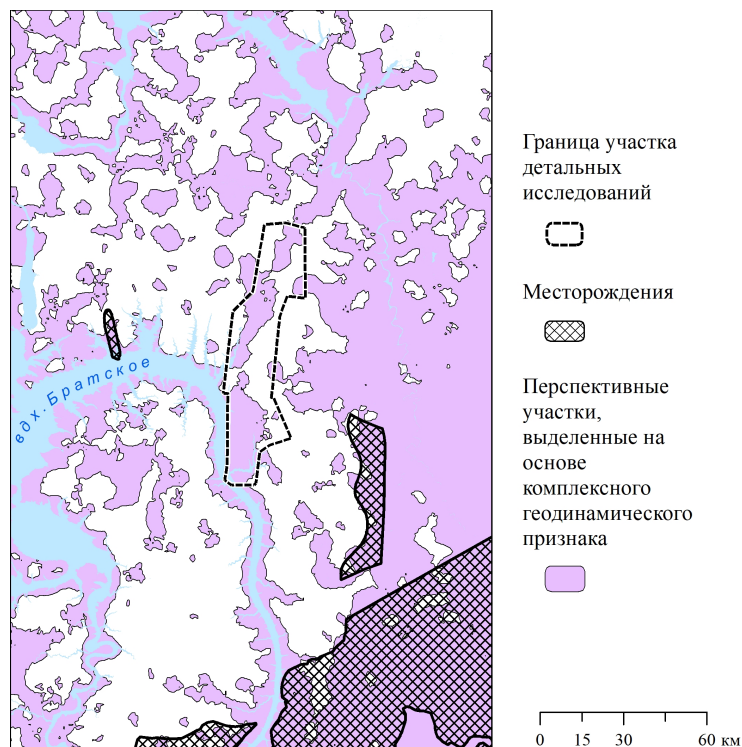


Рис. 2. Перспективные участки, выделенные по неотектоническим признакам.

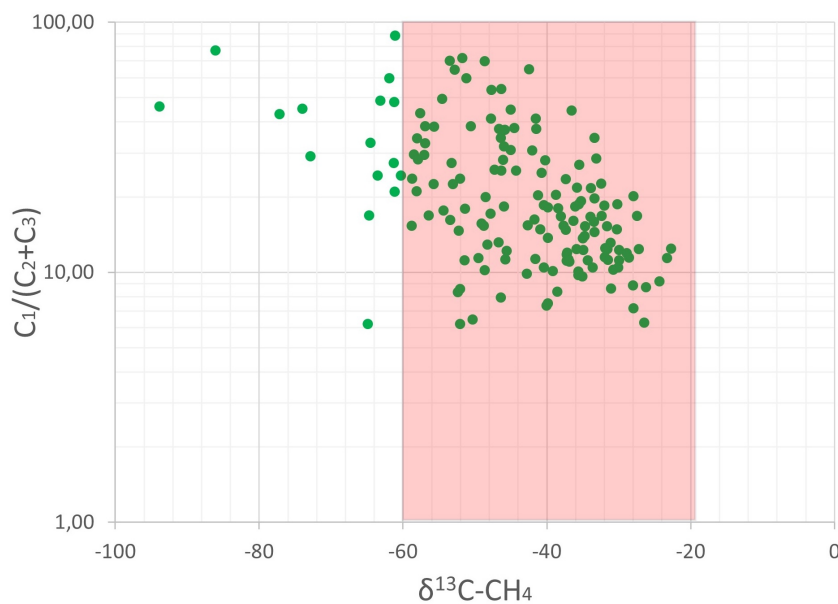


Рис. 3. Диаграмма Бернарда для образцов грунта, отобранных на участке детальных исследований.

### Обсуждение результатов

По характеру распределения метана и изотопного состава углерода в метане участков детальных исследований можно разделить на 3 зоны: северную (С), центральную (Ц) и южную (Ю).

Оценка перспективности этих зон была выполнена путем пространственно-статистического анализа, который позволяет выделять благоприятные факторы по каждому методу. При этом выявленным аномалиям присваивалась определённая весовая нагрузка, что позволяет ранжировать отдельные участки по степени их перспективности. В анализе участвовало два параметра. Параметр «сохранности залежей»,

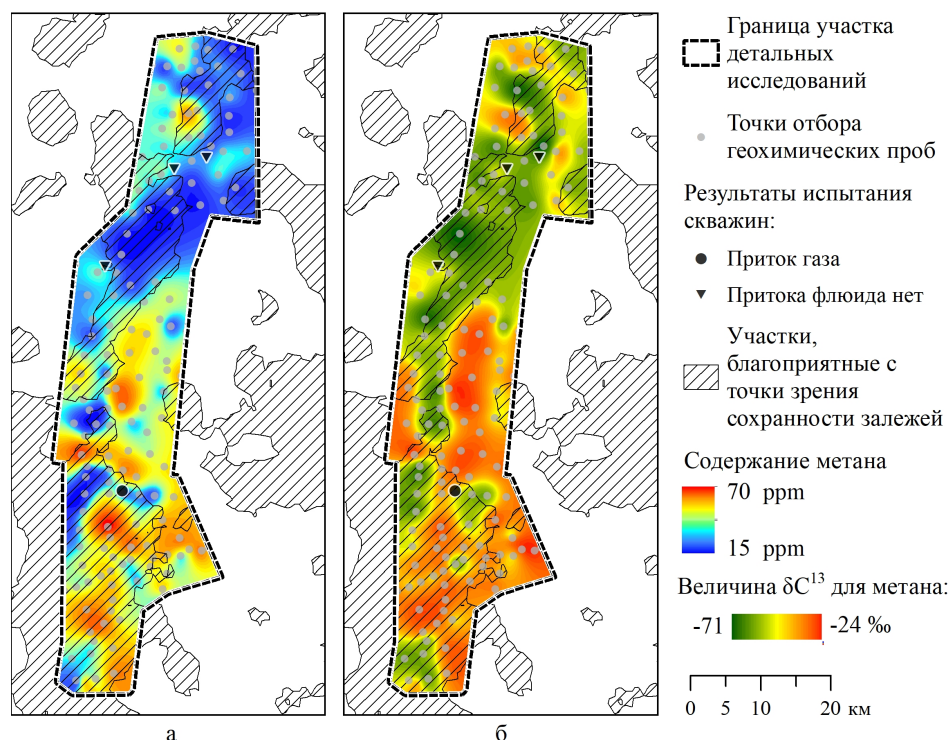


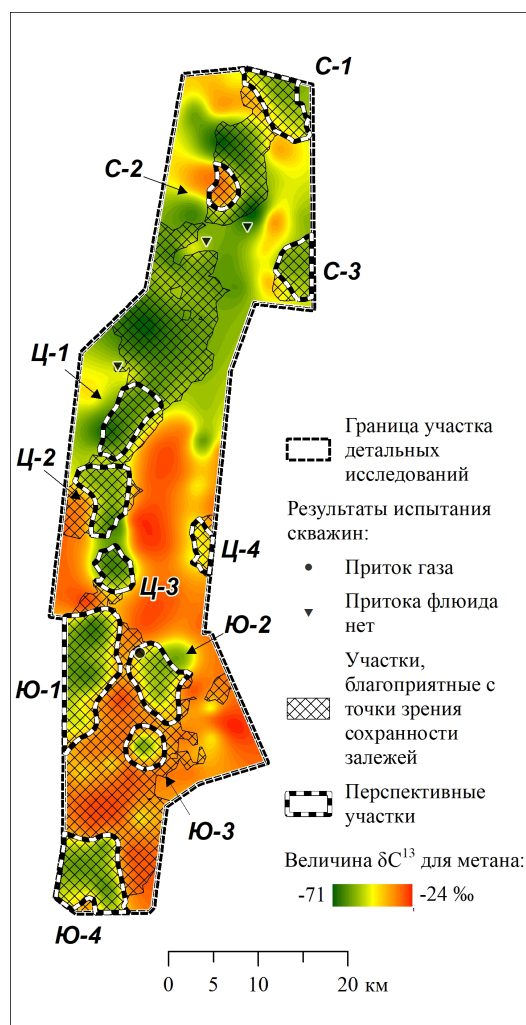
Рис. 4. Карты распределения содержания метана (а) и  $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ , ‰(б).

основанный на оценке амплитуды неотектонических движений и макроскопической трещиноватости осадочного чехла и «геохимический параметр», учитывающий наличие потока метана, природу метана, вероятную эффективность покрышек. Вес каждого из двух параметров был равен 0,5.

В отличие от южной зоны, на севере участка наблюдается меньшая концентрация метана в почвенном слое, что связано со слабым потоком облегченного (с большей примесью биогенного) метана. Это свидетельствует в пользу низкой эмиссии метана из залежей, возможно, ввиду отсутствия значительных запасов газа в продуктивных горизонтах. Также было замечено, что северная часть участка подверглась интенсивному поднятию в сравнении с центральной и южной частями (около 100 м) после миграции флюидов и формирования залежей. Можно предположить, что это привело к более значительному разрушению залежей на этой территории, и к настоящему моменту часть этих залежей может быть разрушена. С другой стороны, это может быть обусловлено высоким качеством покрышки при наличии газовой залежи в данной зоне. Однако эта гипотеза была отвергнута ввиду того, что здесь имеются две опробованные скважины, которые оказались «пустыми». Но тем не менее в этой зоне есть участки (С-1, С-2, С-3), которые, вполне вероятно, являются перспективными на обнаружение газовых залежей с точки зрения геохимических признаков (рис. 5). Возможно, что эти небольшие залежи северной зоны обладают менее проницаемой покрышкой и могли лучше сохраниться из-за наличия такой покрышки.

В центральной зоне, которая в целом является более перспективной чем северная, также были выделены несколько перспективных участков (Ц-1, Ц-2, Ц-3, Ц-4) (рис. 5). Все перспективные участки отобраны по тем же критериям, что и в северной зоне. Здесь, восточнее выделенных участков Ц-1, Ц-2, Ц-3, наблюдается широкая полоса с высокой эмиссией термогенного газа. Это свидетельствует о том, что здесь несомненно присутствует высокая продуктивность недр и идет разрушение имеющихся залежей. В центральной зоне имеющиеся залежи можно рассматривать как менее разрушенные, чем в северной зоне, возможно, из-за наличия низкопроницаемой покрышки и меньшей макроскопической трещиноватости чехла в целом.





**Рис. 5.** Карта распределения изотопного соотношения метана и перспективных зон для геологоразведочных работ.

Область интенсивного потока изотопно тяжелого метана покрывает практически всю площадь южной зоны. Тем не менее здесь возможно отметить несколько надежных с точки зрения перспективности участков, отмеченных отсутствием эмиссии термогенного метана, вероятно, из-за наличия хорошей покрышки (Ю-1, Ю-2, Ю-3) (рис. 5). Наши выводы подтверждаются притоком газа в скважине, пробуренной на участке Ю-2 (рис. 5).

### Заключение

На основе анализа геоморфологических, изотопно-геохимических данных и данных о нефтегазоносности территории юго-восточной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции показано, что анализ ЦМР позволяет выявить информативные с точки зрения сохранности/разрушения залежей признаки – относительную интенсивность вертикальных движений на территории в различные неотектонические эпохи, а также плотность штрихов (линеаментов), характеризующую макроскопическую трещиноватость осадочного чехла. Оба этих признака открывают возможность определить участки, которые наименее перспективны с точки зрения сохранности залежей. На основе комплексного анализа этих признаков выделены участки с различной степенью вероятного разрушения залежей.

Данные по содержанию метана и изотопному составу углерода в метане в почвенных пробах, отобранных на территории, позволили выявить участки с различной интенсивностью эмиссии биогенного, термогенного и, возможно, глубинного метана.

Комплексный анализ данных об изотопном составе и содержании метана в почвенных отложениях позволил выявить участки, наиболее перспективные на обнаружение залежей газа, которые необходимо более детально исследовать другими геолого-геофизическими методами (сейсморазведка 2D или 3D, поисковое бурение).

**Благодарности.** Работа выполнена при поддержке Минобрнауки России в рамках соглашения № 075-15-2022-299 о предоставлении гранта в форме субсидий из федерального бюджета на осуществление государственной поддержки создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

### Список литературы

- Абукова Л. А., Волож Ю. А. Геофлюидодинамика глубоководных зон нефтегазоаккумуляции осадочных бассейнов // Геология и геофизика. — 2021. — № 3. — DOI: [10.15372/GiG2021132](https://doi.org/10.15372/GiG2021132).
- Баженова Т. К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2016. — Т. 11, № 4. — DOI: [10.17353/2070-5379/45\\_2016](https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016).
- Вахромеев А. Г., Горлов И. В., Смирнов А. С. и др. Неотектонический этап активизации краевой области Сибирского кратона как конечная фаза формирования Ковыктинской зоны нефтегазоаккумуляции // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): Материалы научного совещания. Вып. 15. — Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2017. — С. 26–29.
- Вахромеев А. Г., Смирнов А. С., Мазукабзов А. М. Верхнеленское сводовое поднятие - главный объект подготовки ресурсной базы углеводородного сырья на юге Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2019. — Т. 39, № 3. — С. 38–56. — DOI: [10.20403/2078-0575-2019-3-38-56](https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-3-38-56).
- Гогужева Е. И., Попов Д. Д. и др. Отчёт о результатах сейсморазведочных работ в Ангаро-Илимском междуречье на Заярской площади в Иркутской области. — Moscow : Росгеолфонд, 2009. — 495 с.
- Голодовкин В. Д. Тектоническое строение Ставропольской депрессии по данным морфометрического анализа // Геология, геохимия, геофизика. «Тр. Куйбышевского НИИ Нефтяной промышленности». Т. 27. — Куйбышев НИИ НП, 1964.
- Конторович А. Э., Мельников Н. В., Воробьёв В. Н. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Выпуск 8. Иркутский бассейн. — ОИГГМ СО РАН, 1995.
- Ласточкин А. Н. О формах проявления разрывных нарушений в рельефе Западно-Сибирской равнины и структурно-геоморфологическом методе их обнаружения // Известия ВГО. — 1971. — № 1. — С. 48–56.
- Ласточкин А. Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. — Ленинград : Недра, 1974. — 68 с.
- Мельников Н. В., Мельников П. Н., Смирнов Е. В. Зоны нефтегазоаккумуляции в районах проведения геологоразведочных работ Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52, № 8. — С. 1151–1163.
- Музыченко Н. М. Современная тектоника каменноугольных отложений Волгоградско-Саратовского Поволжья в связи с оценкой перспектив их нефтеносности // Материалы по тектонике Нижнего Поволжья. — Ленинград : Гостехиздат, 1962.
- Нежданов А. А., Смирнов А. С. Флюидодинамическая интерпретация сейсморазведочных данных. — Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. — 286 с.
- Нурғалиев Д. К., Хасанов Д. И., Чернова И. Ю. и др. Научные основы современной технологии прогнозирования нефтегазоносности территорий // Ученые записки Казанского университета, серия Естественные науки. — 2009. — Т. 151, № 4. — С. 192–202.
- Нурғалиев Д. К., Чернова И. Ю., Бильданов Р. Р. и др. Неотектонические факторы размещения залежей нефти в Волго-Вятском регионе // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. — Москва : МГУ, 2004. — С. 367–368.
- Смирнов А. С., Вахромеев А. Г., Курчиков А. Р. и др. Выявление и картирование флюидонасыщенных анизотропных каверново-трещинных коллекторов Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Геология, геофизика

- и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — № 5. — С. 4–12. — DOI: [10.30713/2413-5011-2019-5\(329\)-4-12](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5(329)-4-12).
- Философов В. П. Основы морфометрического метода поисков тектонических структур. — Изд-во Саратовского ун-та, 1975. — 232 с.
- Чернова И. Ю., Нугманов И. И., Даутов А. Н. Применение аналитических функций ГИС для усовершенствования и развития структурно-морфологических методов изучения неотектоники // Геоинформатика. — 2010.
- Чернова И. Ю., Нугманов И. И., Нурғалиев Д. К. *и др.* Применение методов компьютерной обработки цифровой модели рельефа для обнаружения зон повышенной трещиноватости и флюидодинамической активности пород осадочного чехла // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 11. — С. 84–88.
- Чернова И. Ю., Нурғалиев Д. К., Нурғалиева Н. Г. *и др.* Реконструкция истории Татарского свода в неоген-четвертичный период по данным морфометрического анализа // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 6. — С. 12–15.
- Юдович Я. Э., Кетрис М. П. Соотношения изотопов углерода в стратисфере и биосфере: четыре сценария // Биосфера. — 2010. — Т. 2, № 2. — С. 231–246.
- Chernova I. Y., Nourgaliev D. K., Chernova O. S., *et al.* Applying the combination of GIS tools with upgraded structural and morphological methods for studying neotectonics // SOCAR Proceedings. — 2021. — SI2. — P. 93–103. — DOI: [10.5510/OGP2021SI200560](https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200560).
- Nugmanov I. I., Chernova I. Y. Effects of neotectonic activity on the distribution of petroleum deposits in space (by the example of the Volga-Ural petroleum and gas province) // 15th International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM 2015. Geology, Mineral Processing, Oil & Gas Exploration. — 2015.
- Zlatopolsky A. A. Program LESSA (Lineament Extraction and Stripe Statistical Analysis) automated linear image features analysis-experimental results // Computers & Geosciences. — 1992. — Vol. 18, no. 9. — P. 1121–1126. — DOI: [10.1016/0098-3004\(92\)90036-Q](https://doi.org/10.1016/0098-3004(92)90036-Q).

## GEOMORPHOLOGICAL AND ISOTOPE-GEOCHEMICAL METHODS IN ASSESSING THE GAS POTENTIAL OF A TERRITORY (USING THE EXAMPLE OF THE ANGARA-LENA OIL AND GAS REGION)

A. Smirnov<sup>1,2</sup>, D. Nourgaliev<sup>3</sup>, I. Chernova<sup>3</sup>, and E. Ziganshin<sup>3</sup><sup>1</sup>Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia<sup>2</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia<sup>3</sup>Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia**\*\*Correspondence to:** Eduard Ziganshin, erziganshin@kpfu.ru.

The paper examines the geochemical method's effectiveness for assessing the gas potential of territories and prospecting for natural gas fields in combination with data on a territory's neotectonic activity obtained from the digital elevation model analysis in the Eastern Siberia area. Geochemical data include the content of methane and its homologues (C<sub>1</sub>–C<sub>6</sub>), determined by gas chromatography in subsoil samples, as well as the carbon isotope ratio ( $\delta^{13}\text{C}$ ) of the detected methane, measured on an isotope mass spectrometer. The reconstruction of neotectonic activity areas was carried out using a modified morphometric method of digital elevation model analysis. Estimates of the macroscopic fracturing of the sedimentary cover, also caused by neotectonic activity, were obtained from the digital elevation model as the density of lines – primary linear objects expressed in relief, identified using the method of A. A. Zlatopolsky. The information obtained from the digital elevation model allows to identify areas where the probability of gas fields destruction is the highest. A joint analysis of isotope-geochemical data and information on the probable hydrocarbon deposits destruction makes it possible to assess the prospects for the territory's gas content, as well as identify promising areas.

**Keywords:** gas potential forecasting, Eastern Siberia, geomorphology, morphometric method, isotope analysis of methane carbon, macroscopic fracturing, gas field preservation.

**Citation:** Smirnov, A., D. Nourgaliev, I. Chernova, and E. Ziganshin (2024), Geomorphological and Isotope-Geochemical Methods in Assessing the Gas Potential of a Territory (Using the Example of the Angara-Lena Oil and Gas Region), *Russian Journal of Earth Sciences*, 24, ES3009, <https://doi.org/10.2205/2024ES000904>, EDN: BRLAGN

Received: 11 September 2023

Accepted: 26 February 2024

Published: 9 September 2024



© 2024. The Authors.

## References

- Abukova L. A., Volozh Y. A. Fluid Geodynamics of Deeply Buried Zones of Oil and Gas Accumulation in Sedimentary Basins // *Russian Geology and Geophysics*. — 2021. — No. 3. — DOI: [10.15372/GiG2021132](https://doi.org/10.15372/GiG2021132).
- Bazhenova T. K. Petroleum source formations of the Russian ancient platforms and their petroleum potential // *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. — 2016. — Vol. 11, no. 4. — DOI: [10.17353/2070-5379/45\\_2016](https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016).
- Chernova I. Y., Nourgaliev D. K., Chernova O. S., *et al.* Applying the combination of GIS tools with upgraded structural and morphological methods for studying neotectonics // *SOCAR Proceedings*. — 2021. — SI2. — P. 93–103. — DOI: [10.5510/OGP2021SI200560](https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200560).
- Chernova I. Y., Nourgaliev D. K., Nurgalieva N. G., *et al.* Reconstruction of history of the Tatar Arch in the Neogene-Quaternary time by means of the morphometric analysis // *Oil Industry*. — 2013. — No. 6. — P. 12–15.
- Chernova I. Y., Nugmanov I. I., Dautov A. N. Application of GIS Analytic Functions for Improvement and Development of the Structural Morphological Methods of the Neotectonics Studies // *Geoinformatica*. — 2010.

- Chernova I. Y., Nugmanov I. I., Nourgaliev D. K., *et al.* DEM digital processing as applied to detection of zones of excessive fracturing and fluid dynamic activity in sedimentary cover // *Oil Industry*. — 2015. — No. 11. — P. 84–88.
- Filosofov V. P. Fundamentals of the morphometric method of searching for tectonic structures. — Publishing House of Saratov University, 1975. — P. 232.
- Goguzeva E. I., Popov D. D., *et al.* Report on the results of seismic exploration in the Angara-Ilim interfluvium on the Zayarskaya area in the Irkutsk region. — Moscow : Rosgeolfond, 2009. — P. 495.
- Golodovkin V. D. Tectonic structure of the Stavropol depression according to morphometric analysis data // *Geology, geochemistry, geophysics*. «Kuibyshev Research Institute of Oil Industry». Vol. 27. — Kuibyshev Research Institute of Oil Industry, 1964.
- Kontorovich A. E., Melnikov N. V., Vorobyov V. N., *et al.* Oil and gas basins and regions of Siberia. Issue 8. Irkutsk basin. — OIGGM SB RAS, 1995.
- Lastochkin A. N. On the forms of manifestation of faults in the relief of the West Siberian Plain and the structural-geomorphological method of their detection // *Izvestia VGO*. — 1971. — No. 1. — P. 48–56.
- Lastochkin A. N. Neotectonic movements and the location of oil and gas deposits. — Leningrad : Nedra, 1974. — P. 68.
- Mel'nikov N. V., Mel'nikov P. N., Smirnov E. V. The Petroleum Accumulation Zones in the Geological-Prospecting Regions of the Lena-Tunguska Province // *Russian Geology and Geophysics*. — 2011. — Vol. 52, no. 8. — P. 1151–1163.
- Muzichenko N. M. Modern tectonics of coal deposits of the Volgograd-Saratov Volga region in connection with the assessment of their oil-bearing potential // *Materials on the tectonics of the Lower Volga region*. — Leningrad : Gostoptekhizdat, 1962.
- Nezhdanov A. A., Smirnov A. S. Fluidodynamic interpretation of seismic exploration data. — Tyumen : Tyumen Industrial University, 2021. — 286 p.
- Nugmanov I. I., Chernova I. Y. Effects of neotectonic activity on the distribution of petroleum deposits in space (by the example of the Volga-Ural petroleum and gas province) // 15th International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM 2015. *Geology, Mineral Processing, Oil & Gas Exploration*. — 2015.
- Nurgaliev D. K., Chernova I. Y., Bildanov R. R., *et al.* Neotectonic factors of oil deposits location in the Volga-Vyatka region // *New ideas in geology and geochemistry of oil and gas*. — Moscow : Moscow State University, 2004. — P. 367–368.
- Nurgaliev D. K., Khasanov D. I., Chernova I. Y., *et al.* Scientific Foundations of Modern Technology for Forecasting Oil and Gas Potential of Territories // *Scientific Notes of Kazan University, Natural Sciences Series*. — 2009. — Vol. 151, no. 4. — P. 192–202.
- Smirnov A. S., Vakhromeev A. G., Kurchikov A. R., *et al.* Identification and Mapping of Fluid-Saturated Anisotropic Cavern-Cracked Collectors of the Kovyktinsky Gas-Condensate Deposit // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. — 2019. — No. 5. — P. 4–12. — DOI: [10.30713/2413-5011-2019-5\(329\)-4-12](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5(329)-4-12).
- Vakhromeev A. G., Gorlov I. V., Smirnov A. S., *et al.* Neotectonic stage of activation of the marginal region of the Siberian craton as the final phase of the formation of the Kovykta oil and gas accumulation zone // *Geodynamic evolution of the lithosphere of the Central Asian mobile belt (from the ocean to the continent): Proceedings of a scientific conference*. Issue 15. — Irkutsk : Institute of the Earth's Crust SB RAS, 2017. — P. 26–29.
- Vakhromeev A. G., Smirnov A. S., Mazukabzov A. M. The Upper Lena Arched Uplift is the Main Object of Preparing a Resource Base of Hydrocarbons in the South of the Siberian Platform // *Geology and mineral resources of Siberia*. — 2019. — Vol. 39, no. 3. — P. 38–56. — DOI: [10.20403/2078-0575-2019-3-38-56](https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-3-38-56).
- Yudovich Y. E., Ketris M. P. Relationships of Carbon Isotopes in the Sedimentary Shell and the Biosphere: Four Scenarios // *Biosphere*. — 2010. — Vol. 2, no. 2. — P. 231–246.
- Zlatopolsky A. A. Program LESSA (Lineament Extraction and Stripe Statistical Analysis) automated linear image features analysis-experimental results // *Computers & Geosciences*. — 1992. — Vol. 18, no. 9. — P. 1121–1126. — DOI: [10.1016/0098-3004\(92\)90036-Q](https://doi.org/10.1016/0098-3004(92)90036-Q).