

## **Домезозойские отложения Тунгусского осадочного бассейна, осложненные продуктами интрузивного траппового магматизма: углеводородный потенциал, проблемы освоения и пути их решения**

**П.А. Патрикеев, А.В. Ахияров\***

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г. Москва, Россия  
E-mail: \*akhiaarov@vnigni.ru

**Аннотация.** Рассмотренный в представленной работе осадочный бассейн по величине своей территории возглавляет тройку основных осадочных бассейнов Сибирской платформы: Тунгусский ( $S > 1,2$  млн км<sup>2</sup>), Иркутский ( $S = 825$  тыс. км<sup>2</sup>) и Предверхожно-Виллюйский (согласно различным оценкам – от 280 до 350 тыс. км<sup>2</sup>). При этом, в ареале Тунгусского осадочного бассейна (по состоянию на 01.01.2023) открыто только семь весьма незначительных по величине запасов месторождений углеводородов, что представляется весьма скромным результатом на фоне двух других вышеназванных, осадочных бассейнов, значительно меньших по площади) и не может быть объяснено одним только фактом низкой степени изученности Тунгусского осадочного бассейна в аспекте поисковых критериев нефтегазовой геологии.

Несмотря на значительный объем накопленной информации по геологическому строению Тунгусского осадочного бассейна, полученной при геологосъемочных, поисковых и тематических работах, специальных исследований, посвященных детальному структурно-фациальному анализу и истории формирования пермо-триасовой интрузивной толщи, – всего вышеперечисленного явно недостаточно. Недостаточно разработана и корреляция северных и южных типов разрезов названной толщи, с учетом роли фациальных замещений туфов южной части Тунгусского осадочного бассейна лавами его северных территорий. В недостаточном количестве представлены региональные исследования, касающиеся выделения центров магматической активности и определения основных типов действовавших природных механизмов, инициировавших начало глобального процесса траппового магматизма. Появление в последние годы новых данных по малоизученным пространствам плато Путорана на севере осадочного бассейна, позволили воссоздать более целостную картину и приступить к изучению истории формирования вулканогенной толщи всего названного осадочного бассейна.

Таким образом, несмотря на относительно слабую геологическую изученность Тунгусского осадочного бассейна и наличие в разрезе траппов (пластовых и секущих интрузий), нефтегазоносный потенциал этого осадочного бассейна можно оценить достаточно оптимистически. Основная часть прогнозных и потенциальных ресурсов углеводородов связана с вендско-нижнекембрийским и рифейским комплексами.

**Ключевые слова:** Тунгусский осадочный бассейн, трапповый магматизм, пластовые и секущие интрузии, рифейский и вендско-нижнекембрийский нефтегазоносные комплексы, Бахтинский мегавыступ, Таначи-Моктаконская зона нефтегазонакопления, метод прогноза погребенных палеозойских поднятий, технология сейсмогравиомагнитного моделирования.

**Для цитирования:** Патрикеев П.А., Ахияров А.В. Домезозойские отложения Тунгусского осадочного бассейна, осложненные продуктами интрузивного траппового магматизма: углеводородный потенциал, проблемы освоения и пути их решения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 227–245. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art16>

## Введение

*Тунгусский осадочный бассейн* (ОБ) занимает центральную, северную (на севере граничит с Енисей-Хатангским прогибом) и западную части Сибирской платформы. На западе его граница совпадает с границей Сибирской платформы, вдоль которой расположены крупные валообразные поднятия северо-северо-восточного простирания – Курейско-Бакланихинский и Хантайско-Рыбнинский мегавалы, на востоке – склон Анабарской антеклизы, на юго-востоке – Непско-Ботуобинская антеклиза, на юге – Ангаро-Ленская ступень и на юго-западе – Байкитская антеклиза. Площадь ОБ составляет около 1 млн км<sup>2</sup>, объем осадочного выполнения – не менее 4,5 млн км<sup>3</sup>. В его пределах наблюдается почти полный разрез верхнепротерозойских, палеозойских и нижнемезозойских отложений, мощность которых колеблется от 3,5 до 8,5 км. [1]. В тектоническом аспекте территория Тунгусского ОБ приурочена к Тунгусской синеклизе, площадью более 1,2 млн км<sup>2</sup>.

*Тунгусская синеклиза* является самым крупным тектоническим элементом Сибирской платформы и занимает не менее четверти ее территории. В современном плане она представляет сложную асимметричную полузамкнутую структуру, открытую к северу в сторону Енисей-Хатангского юрско-мелового прогиба [2].

Площадь Сибирской платформы в современном эрозионном срезе составляет свыше 4 млн км<sup>2</sup> [3].

Тунгусская синеклиза, как единая структура, выражена в верхнепалеозойских (Pz3) и нижнетриасовых (T1) отложениях. Северная ее часть полностью перекрывает Курейскую синеклизу (площадью 670 тыс. км<sup>2</sup>); а в южной оконечности – отдельные

элементы Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, Катангской седловины и Присяяно-Енисейской синеклизы. В структурном отношении Курейская синеклиза, как единая депрессия, четко выражена лишь по нижне- (PZ1) и среднепалеозойским (PZ2) горизонтам. Доминируют на большей ее части вендордовикские отложения [4], суммарная мощность которых изменяется от 3,0 км на юге до 5,0 км на северо-западе [5, 6].

В аспекте *петрологии* (раздел геологии, изучающий генезис и условия происхождения магматических и метаморфических горных пород), *Тунгусский ОБ* территориально приурочен к Сибирской трапповой провинции (согласно международной классификации, The Siberian LIP – Large Igneous Province).

В разрезе осадочного чехла изучаемой территории выделяют шесть нефтегазоносных комплексов (НГК): рифейский, вендский, венд-нижнекембрийский, кембрийский, ордовикско-девонский и каменноугольно-пермский [7]. Особенностью рассмотренных НГК является насыщенность интрузиями триасовых долерит-базальтов [8, 9]. Характерно, что толщина контактовых ореолов изменения пород прямо зависит от мощности внедрившихся интрузий; в связи с этим, такой показатель как траппонасыщенность (%-ная доля интрузий в разрезе) является важным показателем, который необходимо учитывать при прогнозе нефтегазоносности (НГН) и проектировании геологоразведочных работ (ГРР) [10].

Продукты траппового магматизма внесли существенный вклад в геологическое строение исследуемого ОБ. Огромные массы внедрившейся магмы и поверхностные излияния базальтов оказали влияние на нефтегазоносность вмещающих толщ.

Это выразилось, прежде всего, в увеличении контрастности структур – потенциальных ловушек углеводородов (УВ), насыщенных пластовыми интрузиями, в значительном усложнении локального структурного плана, в формировании новых путей миграции флюидов, а также в термодинамическом воздействии на вмещающие породы [11].

Резко неоднородное пространственное размещение многочисленных трапповых интрузий как по разрезу, так и по латерали, в пределах Тунгусского ОБ, во многом предопределяет большое разнообразие соотношений структурных планов по верхним и глубоко залегающим горизонтам осадочного чехла. На площадях глубокого бурения, наряду с прямым соответствием, очень часто наблюдаются смещения с глубиной апикальных частей положительных структур, а иногда – и обратное соотношение структурных планов по верхнепалеозойским и нижнекембрийским, а также рифейским потенциально нефтегазоносным уровням [12]. Изменения количества и мощностей интрузивных траппов (особенно в верхних частях разреза) совместно с другими геологическими факторами создают приповерхностные скоростные неоднородности, значительно снижая разрешающие возможности сейсморазведки – основного метода поисков и подготовки к бурению нефтегазоперспективных структур. Кроме того, интрузии при внедрении в осадочный чехол оказывают отрицательное воздействие на нефтегазоносность вмещающих осадочных пород через экзоконтактные ореолы траппов, представленные породами контактового метаморфизма и мета-соматизма [13, 14]. Поэтому,

изучение литологического состава траппов, их корреляция и выяснение степени изменения вмещающих пород, выявление характерных для определенных нефтегазоносных областей (НГО) особенностей размещения интрузивных тел существенно повышают надежность составления тектонических схем, структурных карт и профильных разрезов локальных поисковых участков, что, в конечном итоге, повышает эффективность проведения ГРП на УВ.

#### **Актуальность исследований**

Выводы большинства исследователей, осуществлявших в 60–80-е годы минувшего века прогнозные оценки углеводородного потенциала Сибирской платформы, сводятся к тому, что трапповый магматизм необходимо рассматривать в качестве неблагоприятного или, по крайней мере, осложняющего фактора. Подробный ретроспективный обзор итогов работ названных исследователей изложен в работе [15]. Однако некоторые известные геологи считают, что эта оценка справедлива по отношению только к региональным критериям, в отношении зональных и локальных факторов трапповые интрузии могут играть двоякую роль.

Таким образом, *в теоретическом аспекте Тунгусский ОБ является эталоном, на примере которого можно оценить критические значения геологических параметров влияния интенсивного траппового магматизма на нефтегазоносность.* В практическом плане подобные исследования будут способствовать снижению геологических и технологических рисков при проведении ГРП на территории исследуемого ОБ.

Необходимо отметить следующее: практически все известные отечественные геологи, занимающиеся вопросами нефтегазоносности Сибирской платформы, в той или иной степени охватывали своим вниманием проблемы Тунгусского ОБ, осложненного продуктами траппового магматизма. Наиболее подробно это изложено в двух монографиях В.С. Старосельцева [4, 16]. Однако изучение названных проблем и возможных путей их решения выполнялось, в основном, дифференцированно – для отдельных нефтегазоносных комплексов и в рамках индивидуальной специализации того или иного исследователя – тектоника, геодинамика, петрология, гидрогеохимия и пр. (петрология и условия формирования долеритовых силлов, положение трапповых формаций в тектонических структурах Сибирской платформы, закономерности распространения силлов и лавовых покровов в областях развития трапповых формаций, очаговые зоны внедрения и излияния трапповой магмы, дискретность извержения больших объемов толеитовой расплава, механизм внедрения трапповой магмы при формировании крупных силлов [17]; особенности строения разрезов базальтовых комплексов, латеральная выдержанность их поверхностей и особенности картирования [4]; поиски структурных ловушек в условиях широкого развития магмато-инъективных поднятий [18]; палеомагнетизм крупных магматических провинций Северной Евразии и его геодинамические следствия [19]; прогнозирование нефтегазоносности рифей-нижнекембрийских отложений с широким распространением в разрезе пластовых интрузий на основе изучения водно-газовых равновесий [20, 21]; геолого-геохимические критерии сохран-

ности скоплений УВ [22] и пр.), либо – отдельно для разных стадий ГРП: грави/магниторазведка и сейсморазведка, параметрическое и поисковое бурение (сейсмогравимагнитное структурное моделирование) [23, 24]; размещение интрузивных траппов в осадочном чехле и их корреляция на площадях глубокого бурения [12]. Вышеназванные исследования выполнялись для отдельных территорий, приуроченных к тектоническим элементам и зонам нефтегазонакопления (ЗНГ) Тунгусского ОБ: нефтегазоносность подстилающих базальтовые плато отложений на севере Тунгусской синеклизы [4]; перспективы НГН Северо-Тунгусской НГО [25]; критерии прогноза НГН Южно-Тунгусской НГО [26]; геологическое строение, горизонты-коллекторы нижнего/среднего кембрия и НГН Бахтинского мегавыступа [27–29]; Северо-Тунгусская НГО, (включая ареал Путоранского свода с охватом сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы), – приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири [30–32]; Таначи-Моктаконская ЗНГН (Бахтинский мегавыступ) – потенциальный объект совмещения добычи и переработки [33]. «Сквозного» изучения проблемы – от научного осмысления глобальных космогеологических процессов планетарного масштаба, инициирующих трапповый магматизм, до создания общепризнанной методики поиска месторождений УВ в районах названного магматизма (т. е. *на всей территории Тунгусского ОБ и для всех НГК*) на зональном и локальном иерархических уровнях до настоящего времени не выполнялось.

Следовательно, необходимо отдельные проблемы и возможные пути их решения свести в логическую цепочку событий, гарантирующих успешный поиск месторождений УВ.

Модели нефтегазовых систем должны строиться с учетом этих особенностей.

### **Цели и задачи исследований**

В связи с этим, возникла необходимость в реализации системного подхода к оценке перспектив нефтегазоносности Тунгусского ОБ. При оценке территории с такой сложной геологической историей необходимо комплексное рассмотрение всей совокупности геолого-геохимических и историко-геологических (палеогеографических и палеотектонических) критериев прогноза нефтегазоносности. При этом, наряду с типовыми критериями, обычно применяемыми при оценке перспектив нефтегазоносности, необходимо учитывать специфические критерии, обусловленные воздействием на осадочный чехол траппового магматизма. Теоретические основы такого подхода были заложены в работах Ю.И. Дараган-Суцова, С.А. Кащенко, А.Э. Конторовича, Ф.Ю. Левинсон-Лессинга, В.Л. Масайтиса, Н.В. Мельникова, С.В. Обручева, П.Е. Оффмана, В.В. Ревердатто, А.Л. Павлова, В.С. Соболева, В.С. Старосельцева, Н.Н. Урванцева, Г.Д. Феоктистова, Ю.А. Филиппова, А.В. Хоменко, Ю.М. Шейнмана и др. Для выделения стратиграфических комплексов и зон, углеводородный потенциал которых подвергся наименьшему разрушительному воздействию траппового магматизма, необходимо интегрировать эти критерии и результаты выполняемой на их основе

комплексной оценки в четырехмерном геологическом пространстве (трехмерное пространство → его трансформация в геологическое время), т. е. в пространственно-временном континууме домезозойских отложений Тунгусского осадочного бассейна.

### **Ход исследований и полученные результаты**

Прежде, чем приступить к результирующей части работы, в преамбуле к обобщающим выводам необходимо обратить внимание на следующий общеизвестный геологический факт.

Как показали в своих исследованиях А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев и А.В. Хоменко [34], при оценке перспектив нефтегазоносности бассейнов с интенсивным развитием траппового магматизма следует различать две ситуации. Первая – когда главная фаза генерации и миграции нефти в бассейне завершилась до начала эпохи траппового магматизма. Вторая – когда генерация нефти и газа в бассейне происходила за счет изменения температурного режима в результате внедрения интрузий. В первом случае, при оценке перспектив нефтегазоносности следует восстановить модель бассейна до внедрения интрузий, оценить перспективы его нефтегазоносности по схеме, принятой для обычных бассейнов, и затем внести в эту оценку поправки за счет разрушения и переформирования залежей. Под переформированием авторы понимают не только перестройку ловушек и новый этап миграции УВ, но и взаимодействие нефти и газа в уже сформировавшихся залежах с вмещающими породами при созданных теплом интрузий высоких температурах.

Сравнительный анализ результатов математического моделирования температурного режима осадочного чехла Южно-Тунгусской НГО в эпоху максимального развития магматических процессов и биминеральной термометрии для определения максимальных температур нагревания базитовой магмой пород осадочного чехла названной НГО [35] подтверждает гипотезу о многоактности внедрения базитовой магмы в осадочный чехол с такими перерывами между отдельными актами, что вмещающие осадочные породы остывали до фоновых температур. С учетом этих результатов, а также на базе ранее полученных в ИГ СО РАН [36–39], были выполнены реконструкции палеотемператур в осадочном чехле изучаемой территории. [26]. О том, что достаточно эффективными методами палеотемпературных реконструкций являются оценка по биминеральным (кальцит-доломитовым) геотермометрам и теплофизическое математическое моделирование, было показано еще в работах [36, 40, 41]. В названных работах для определения температурных условий контактового метаморфизма была реализована вычислительная модель охлаждения и затвердевания пластовых тел базальтовой магмы в случае одновременного и разновременного внедрения, при реальных теплофизических параметрах магмы и вмещающих пород [42].

Выполненные расчеты и лабораторные определения палеотемператур [35] показывают, что в изученном разрезе скв. Биробчанская-3, так же как и в разрезе скв. Зап.-Марковская-4, рассмотренном в работе [41], магматизм был дискретным, многоактным и трапповые тела внедрялись в разное время.

К началу эпохи интенсивного магматизма формирование первичных залежей УВ уже завершилось. Главными их резервуарами

были карбонатные отложения венда и кембрия и терригенно-карбонатные породы рифея. Поэтому, интрузии трапповой магмы и связанное с этим существенное увеличение температур осадочного чехла привело к деструкции нефти и взаимодействиям в системе «осадочные породы–УВ–вода» в зонах высоких температур и давлений. Крайне важным в этих условиях является реконструкция температурного поля в эпоху интенсивного внедрения траппов. В результате внедрения многочисленных трапповых интрузий в осадочный чехол резко изменился температурный режим вмещающих толщ: поле температур меняется в пространстве, не имея постоянного градиента увеличения в область больших глубин; значительная часть осадочных пород, расположенных близ магматических контактов, оказывается нагретой до температур 300–700 °С.

Зоны, нагретые до 400 °С и выше, располагаются на контактах с интрузивами, охватывая интервалы, соизмеримые с 1/3 их мощности. В них органическое вещество в значительной степени или полностью потеряло свой нефтегазогенерационный потенциал. Зоны, в которых нафтиды не подверглись тепловому влиянию интрузий траппов (менее 100 °С), располагаются за пределами интервалов, соизмеримых с 3,0–3,5 мощностями интрузий и находятся в нижней части чехла (моктаконская свита нижнего кембрия и венд). Взаимодействие сульфатно-карбонатных пород и УВ при высоких температурах приводит к образованию в составе нефти серосодержащих органических соединений – меркаптанов и специфических по составу газов с высоким содержанием CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S. Такой состав флюидов установлен в Южно-Тунгусской НГО [39].

Согласно данным специалистов ВостСибНИИГГиМС [43], размеры зоны теплового влияния интрузий траппов сохраняются и на сопредельной (на юге) территории Приленского НГР: «Масштабы температурного воздействия на битуминозность вмещающих пород ограничены в разрезе и не превышают тройной мощности траппового тела».

### Выводы

Таким образом, весь комплекс геолого-геохимических данных, полученных многими отечественными исследователями различными методами в разные годы, показывает, что основные нефтепроизводящие толщи рифея и венда пережили главную фазу нефтеобразования до начала перми, т. е. до начала процесса внедрения интрузий траппов.

По итогам ретроспективного обзора и анализа геолого-геофизических данных и результатов их комплексной интерпретации (как типовых, стандартных методов совместного анализа сейсмических атрибутов и результатов бурения – керна и геофизических исследований скважин, так и альтернативных направлений интегрированного анализа названных данных на основе нестандартных, инновационных технологий – метода прогноза погребенных палеозойских поднятий, перекрытых туфогенно-эффузивной толщей триаса, по результатам статистического анализа протяженности и ориентировки разрывных нарушений осадочного чехла [4, 44]), в комплексе с поверхностными гидрогазогеохимическими исследованиями, позволяющими прогнозировать нефтегазоносность названных структур [10, 45], и технологией сейсмогравимагнитного моделирования (СГММ) [23, 24, 46–48], которая позволяет на строгом

количественном уровне (с использованием магнитного поля Земли) существенно ослабить негативное воздействие траппового магматизма на данные грави- и сейсморазведки (разработанными и внедренными, соответственно, специалистами СНИИГГиМС и ОАО «Таймыргеофизика»); а также, согласно результирующим выводам из фундаментальной работы [4], можно прогнозировать следующие предпосылки к снижению перспектив нефтегазоносности конкретных территорий в пределах Тунгусского ОБ (Тунгусской синеклизы):

- незначительные величины максимального погружения и суммарных мощностей нефтегазоперспективных комплексов и большая продолжительность перерывов в их накоплении;

- чрезмерная (более 1000 м) насыщенность осадочной толщи пластовыми трапповыми интрузиями (силлами);

- отсутствие крупных депрессий вблизи тектонически благоприятных для аккумуляции значительных объемов углеводородных зон или вероятное экранирование миграции УВ в сторону этих зон секущими трапповыми интрузиями (дайками);

- малые размеры, незначительная контрастность и небольшое количество антиклинальных ловушек (тектонической или рифогенной природы), осложняющие возможные зоны нефтегазонакопления; или малая вероятность улавливания УВ совокупностью секущих и пластовых трапповых интрузий;

- существование дизъюнктивов, обуславливающих вертикальную миграцию УВ из зон накопления к дневной поверхности;

- резкое несоответствие структурных планов крупных поднятий по подошве и кровле венд-палеозойской толщи.

Проявление каждого из вышеперечисленных факторов может существенно снизить перспективы нефтегазоносности. Тем более, уменьшается вероятность обнаружения крупных скоплений УВ на участках, характеризующихся не одним, а несколькими отрицательными тектоно-магматическими признаками.

При этом, наибольшими перспективами для концентрации УВ будут обладать участки:

- испытывавшие устойчивое высокоамплитудное погружение;

- окруженные глубокими отрицательными структурами и не отделенные от последних тектоно-магматическими экранами;

- сочетающие в себе наибольшую мощность нефтегазоперспективных комплексов с малой насыщенностью трапповыми интрузиями;

- осложненные крупными контрастными антиклинальными ловушками или сетью пластовых и секущих трапповых интрузий с благоприятными для улавливания УВ «ячейками»;

- не нарушенные благоприятными для выхода УВ на дневную поверхность дизъюнктивами и характеризующиеся выдержанностью структурного плана по разрезу.

Анализируя материалы специализированной тектонической карты СНИИГГиМС с рассмотренных позиций [49], нетрудно заметить, что максимально благоприятные для УВ-перспектив условия наблюдаются в северной половине Тунгусского ОБ. Именно здесь подошва нефтегазоперспективных комплексов, суммарная мощность которых превышает 4 км, на значительных площадях залегает в настоящее время глубже 4 км (местами – глубже 6 км), а в период

завершения триасового траппового магматизма опускалась ниже 8 км [16]. Столь глубокое погружение должно было обеспечить максимально полную реализацию углеводородного потенциала не только рифейских, вендских и нижнепалеозойских, но и всех вышелегающих осадочных комплексов. Кратковременное воздействие чрезмерно высоких температур, вызванное магматическими процессами раннего триаса, не должно было привести к массовой деструкции УВ, так как в это же время значительно увеличились потенциальные возможности для их естественного перемещения в более благоприятные термодинамические условия [4].

При этом нельзя не принимать во внимание тот факт, что специалисты ИНГГ СО РАН не менее позитивно оценивают УВ-перспективы и южной половины Тунгусского ОБ – Южно-Тунгусской НГО. В результирующей части работы [26] (со ссылкой на [36]) указано, что «...в настоящее время в осадочном чехле Южно-Тунгусской НГО каждое стратиграфическое подразделение имеет свои нефтегазоносные комплексы и природные резервуары (ПР). Из них региональное самостоятельное значение имеют моктаконский, абакунский и дельтулино-таначинский ПР в кембрийском НК, а также чалбышевский и дявольский ПР в силурийском НК. Остальные резервуары имеют подчиненное значение и проводить нефтегазопроисковые работы только на них не имеет смысла, хотя опробование таких резервуаров при бурении скважин до более глубоко залегающих ПР необходимо. Предполагаемое наличие рифея и нижнего венда на западе и востоке Южно-Тунгусской НГО значительно расширяет диапазон распространения нефтегазоносных комплексов и резервуаров.



Вполне вероятно, что правильно ориентированные сейсмические работы и увеличение глубин бурения до 5000 м на первый план выведут именно терригенный комплекс венда и природные резервуары рифея».

Следует также отметить, что по результатам глубокого бурения и сейсморазведки в Южно-Тунгусской НГО выделяются следующие зоны нефтегазо-накопления: Таначи-Моктаконская, Кондроминская, Фатьяниховская [50] и Тынепская [6], а также предварительно намечается Хурингдинско-Светлинская ЗНГН [26]. Согласно точке зрения последней из перечисленных исследователей, наиболее перспективными зонами для поисков УВ в ареале Южно-Тунгусской НГО являются Таначи-Моктаконская зона (моктаконский риф и структуры облекания абакунского уровня) и Тынепская зона (таначидельтулинский краевой риф). В пределах Южно-Тунгусской НГО выделяют 4 основных типа ловушек УВ: антиклинальные, рифового типа, структурные (структуры облекания) и нетрадиционные [4]. Полная характеристика их дается непосредственно в работе [26].

Анализ результатов ГРП (стратиграфическая приуроченность геологических открытий) на сопредельной юго-юго-восточной территории Байкитской и Непско-Ботуобинской НГО, выполненный специалистами ИНГГ СО РАН, показал, что при наличии соответствующего литологического наполнения стратиграфических интервалов вероятность обнаружения залежей УВ в Южно-Тунгусской НГО уменьшается снизу вверх: сначала УВ заполняли ловушки в эрозионной поверхности рифея, затем в терригенном и карбонатном венде и только после –

вертикально мигрируют в зонах «литологических окон» и дизъюнктивных нарушений в кембрийские горизонты [51]. Однако нельзя не принимать во внимание тот факт, что специалисты СНИИГГиМС В.С. Старосельцев, Т.А. Дивина [52, 53] сосредоточили внимание на северо-западе Сибирской платформы (Северо-Тунгусская НГО), где А.А. Трофимук связывал перспективы нефтегазоносности Тунгусского ОБ с силурийско-девонскими отложениями [54]. В своей работе вышеназванные авторы сообщают, что «в последнее время появились достаточно интересные новые геолого-геофизические материалы, подтверждающие научную прозорливость ученого». В работе [53] были проанализированы новые (на момент публикации) геолого-геофизические материалы, подтверждающие высокую оценку перспектив нефтегазоносности силурийско-девонских отложений северо-запада Сибирской платформы, сделанную А.А. Трофимуком в 1960 г. минувшего века, и обоснованы объекты для постановки геологоразведочных работ (Вернехугдякитское куполовидное погребенное поднятие и Хантайский структурный мыс), нацеленных на проверку его научных прогнозов.

### **Заключение**

В заключение, следует отметить, что к настоящему времени единой эффективной методики ведения ГРП на УВ на территориях с широким развитием траппового магматизма не существует. *Первая проблема*, которая возникает при изучении нефтегазоносности района исследований, – это оценка воздействия траппового магматизма на нефтегазоносность, на сохранность ресурсов углеводородов.

*Вторая проблема* – это низкая информативность сейсморазведки. Она связана с плохой прослеживаемостью отражающих горизонтов, латеральной скоростной неоднородностью разреза, которая влияет на точность структурных построений. Поэтому в будущие проекты региональных и зональных ГРП необходимо закладывать комплексирование сейсморазведки с электроразведкой, геохимической съемкой и высокоточной гравиразведкой.

*Третья проблема* – трудности в выполнении проектных показателей технологии глубокого бурения и высокая аварийность при бурении, связанные с катастрофическими поглощениями бурового раствора в процессе бурения. Вышеназванные трудности и аварийные ситуации возникают из-за трещиноватости траппов (что объясняется, по всей видимости, растрескиванием магматических пород при уменьшении объема магмы при застывании), а также, кавернозности на границах траппов и карбонатных пород (ввиду широкого развития пост-трапповой гидротермальной минерализации). При этом, в процессе бурения глубоких скважин часто имеют место катастрофические поглощения бурового раствора.

Таким образом, задачи региональных и поисковых сейсморазведочных работ в ареале Тунгусского ОБ требуют не только сгущения сети профилей, но и решения более детальных геологических задач, направленных на изучение сейсмофациальных особенностей возможно нефтегазоносных отложений, при подготовке объектов к глубокому поисковому бурению.

Дальнейшие поиски новых месторождений УВ будут продуктивны

лишь на основе научно обоснованных прогнозов, которые разрабатываются на базе обобщения всей ранее накопленной информации о геологическом строении осадочного бассейна, с учетом интенсивного насыщения осадочного чехла позднепермско-раннетриасовыми трапповыми интрузиями. Важное значение влияния магматических факторов на структурные и литологические составляющие при геоформировании целого ряда пост-трапповых потенциально нефтегазоносных формаций, тесно связанных в пространственно-временной континуум с трапповыми интрузиями, отмечалось большинством исследователей Сибирской платформы. Таким образом, очевидна определяющая роль палеоструктурных построений при проектировании ГРП. Помимо практических задач, изучение вулканогенной толщи Тунгусского ОБ представляет значительный научный интерес для решения теоретических проблем современной геологии. Разрешение проблем глубинного строения Земли, взаимосвязь тектоники и магматизма и целый ряд других глобальных вопросов непосредственно связан с изучением гигантских по масштабам проявлений траппового магматизма. Согласно мнению [2], по современному (на дату публикации) состоянию изученности, пермо-триасовая вулканогенная толща Восточной Сибири изучена относительно лучше других, так называемых крупных изверженных провинций, поэтому Тунгусский осадочный бассейн является благодатным объектом для исследования такого геологического явления, как трапповый магматизм.

### Литература

1. *Конторович А.Э., Старосельцев В.С., Сурков В.С.* и др. Тунгусский бассейн. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН : СНИИГГИМС, 1994. 91 с. (Серия «Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири». Вып. 5).
2. *Дараган-Суцов Ю.И.* История формирования вулканогенной толщи Тунгусской синеклизы: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Л., 1984. 19 с.
3. Сибирская платформа // Горная энциклопедия: В 5 т. Т. 4. Ортин–Социосфера / Гл. ред. Е.А. Козловский. М.: Советская энциклопедия, 1989. С. 533–534.
4. *Старосельцев В.С.* Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. М.: Недра, 1989. 259 с.
5. *Старосельцев В.С., Хоменко А.В.* Деформации пород при обширных внедрениях трапповой магмы // Актуальные вопросы тектоники нефтегазоносных территорий Сибирской платформы: Сб. науч. тр. Новосибирск: СНИИГГИМС, 1989. С. 112–119.
6. *Филицов Ю.А., Старосельцев В.С.* Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2009. № 6. С. 40–56.
7. *Мельников Н.В.* Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 196–205.
8. *Головешкин А.Е., Афанасьева Т.В., Зинченко В.Н.* Учет влияния траппового магматизма при зональном прогнозе нефтегазоносности на западе Сибирской платформы // Прогноз зон нефтегазоаккумуляции и локальных объектов на Сибирской платформе: Сб. науч. тр. Л.: ВНИГРИ, 1988. С. 116–128.
9. *Хоменко А.В.* Влияние трапповых силлов на структуры осадочного чехла Тунгусской синеклизы // Тектоника платформенных областей: Сб. ст. / Отв. ред. О.А. Вотах, В.А. Соловьев. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1988. С. 66–71. (Труды Института геологии и геофизики. Вып. 728).
10. *Литвинова И.В., Ларионова Т.И.* Прогноз нефтегазоперспективных объектов в бассейне реки Виви (Сибирская платформа) по комплексу геолого-гидрогеохимических методов // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2019. Т. 42, № 1. С. 15–26. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2019-42-1-15-26>
11. *Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П.* и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.
12. *Васильев Г.А.* Размещение интрузивных траппов в осадочном чехле Запада Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и их корреляция на площадях глубокого бурения: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск, 1992. 18 с.
13. *Роднова Е.Н.* Характер изменения коллекторских свойств осадочных пород, попавших в зону контактовых ореолов интрузивных траппов Тунгусской синеклизы // Вопросы геологии и нефтегазоносности Тунгусской синеклизы: Сб. ст. Л.: ВНИГРИ, 1972. С. 118–133. (Труды ВНИГРИ. Вып. 308).
14. *Роднова Е.Н.* Коллекторские свойства карбонатных пород в контактовых ореолах интрузивных траппов Тунгусской синеклизы // Литологическое изучение коллекторов нефти и газа: Сб. ст. Л.: ВНИГРИ, 1973. С. 133–142. (Труды ВНИГРИ. Вып. 326).

15. *Витязь В.И.* Влияние дизъюнктивной тектоники и траптовых интрузий на нефтегазоносность Катангской седловины: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Красноярск, 1984. 22 с.
16. *Старосельцев В.С.* Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. Новосибирск: Наука, 2008. 211 с.
17. *Феоктистов Г.Д.* Петрология и условия формирования долеритовых силлов: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. Иркутск, 1983. 34 с.
18. *Кучеров В.Е.* Типы локальных поднятий Курейской синеклизы в связи с оценкой их нефтегазоносности: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Красноярск, 1985. 17 с.
19. *Веселовский Р.В.* Палеомагнетизм крупных магматических провинций Северной Евразии: геодинамические следствия: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М., 2016. 42 с.
20. *Букаты М.Б.* Прогнозирование нефтегазоносности рифей-нижнекембрийских отложений западной части Сибирской платформы на основе изучения водно-газовых равновесий // Геология нефти и газа. 1997. № 11. С. 18–24.
21. *Букаты М.Б.* Гидрогеологическое строение западной части Сибирской платформы (в связи с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа) // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 11. С. 1201–1217.
22. *Старобинец И.С., Обухова М.В.* Геолого-геохимические критерии сохранности скоплений углеводородов в западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 213–219.
23. *Казаис В.И.* Сейсмогравиманнитное моделирование платформенных структур на северной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 1997. № 11. С. 30–37.
24. *Казаис В.И.* Новая тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы по данным геофизического моделирования (технология СГММ) // Геология нефти и газа. 2006. № 5. С. 52–61.
25. *Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Кроль Л.А., Шишкин Б.Б.* Геологические предпосылки высоких перспектив нефтегазоносности севера Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2017. Т. 58, № 3–4. С. 565–571. <https://doi.org/10.15372/GiG20170319>
26. *Гордеева А.О.* Критерии прогноза нефтегазоносности Южно-Тунгусской области с высоким развитием трапсового магматизма (Лено-Тунгусская провинция): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск: 2011. 18 с.
27. *Кринин В.А., Распутин С.Н., Лодин С.В.* Горизонты коллекторы нижнего-среднего кембрия Бахтинского мегавыступа. // Нефтегазоносные комплексы перспективных земель Красноярского края: Тез. докл. VI Региональной науч.-практ. конференции. Красноярск, 1984. С. 121–123.
28. *Кринин В.А., Кащенко С.А., Распутин С.П.* Геологическое строение и нефтегазоносность юго-западной части Бахтинского мегавыступа // Геология и геофизика. 1989. № 11. С. 90–95.
29. *Кринин В.А., Порозов И.И.* Зональность распределения углеводородов и нефтегазоносность осадочного чехла западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2020. № 4. С. 29–44. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-4-29-44>

30. *Кринин В.А., Порозов И.И., Шеходанова Ю.В.* Северо-Тунгусская нефтегазоносная область – приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири // Геология нефти и газа. 2022. № 3. С. 29–38. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-29-38>
31. *Кринин В.А.* Перспективы нефтегазоносности и оценка прогнозных ресурсов палеозоя территории плато Путорана // Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения: Материалы науч.-практ. конференции. СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. С. 125–131.
32. *Кринин В.А., Порозов И.И.* Нефтегазоносность Путоранского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы // Геология нефти и газа. 2018. № 5. С. 5–14. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-5-5-14>
33. *Битнер А.К., Безбородов Ю.Н., Прокатень Е.В., Орловская Н.Ф.* Таначи-Моктаконская зона нефтегазонакопления – потенциальный объект совмещения добычи и переработки // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330, № 10. С. 197–208. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2316>
34. *Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С., Хоменко А.В.* Влияние интрузивных траппов на нефтегазоносность палеозойских отложений Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1987. № 5. С. 14–20.
35. *Гордеева А.О., Жидкова Л.В., Хоменко А.В.* Влияние интрузий долеритов на нефтегазоносность Южно-Тунгусской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. 1999. № 5–6. С. 34–39.
36. *Конторович А.Э., Лиханов И.И., Лепетюха В.В.* и др. Применение геотермометров для оценки температур метаморфизма в осадочных бассейнах с трапповым магматизмом // Доклады Академии наук. 1995. Т. 345, № 6. С. 793–797.
37. *Ревердатто В.В., Хоменко А.В., Лиханов И.И.* и др. Методы определения и модели максимальных температур нагревания осадочных пород интрузиями траппов некоторых регионов Сибирской платформы // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992–1993 гг. Ч. 1. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1995. С. 153–154.
38. *Конторович А.Э., Хоменко А.В., Бурштейн Л.М.* и др. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность древних платформ // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири: Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1994 г. Ч. 2. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1996. С. 42–44.
39. *Конторович А.Э., Филищев Ю.А., Битнер А.К.* и др. Кембрийские газы, нефти и конденсаты на Сибирской платформе в районах интенсивного развития траппового магматизма // Геохимия. 1996. № 9. С. 875–883.
40. *Конторович А.Э., Хоменко А.В., Павлов А.Л.* и др. Нефтегазовые системы в условиях аномально высоких температур // Проблемы геологии континентов и океанов: Доклады российских ученых – участников 31-го МГК (Шк.-семинар на НИС «Акад. Иоффе») / Отв. ред. В.И. Гончаров, Ю.В. Миронов. Магадан: Кортис, 2001. С. 237–246.
41. *Лиханов И.И., Тен А.А.* Определение одновременности–разновременности внедрения трапповых силлов на основании температур контактового метаморфизма // Доклады АН СССР. 1991. Т. 321, № 5. С. 1044–1048.

42. *Reverdatto V.V., Sharapov V.N., Melamed V.G.* The controls and selected peculiarities of the origin of contact metamorphic zonation // *Contributions to Mineralogy and Petrology*. 1970. Vol. 29, No. 4. P. 310–337. <https://doi.org/10.1007/BF00371278>

43. *Одинцова Т.В., Дробот Д.И.* Трапповый магматизм и нефтегазоносность вендского терригенного комплекса Приленского нефтегазоносного района // *Геология нефти и газа*. 1983. № 7. С. 6–11.

44. *Старосельцев В.С.* О выделении погребенных поднятий Тунгусской синеклизы на основе анализа разрывов базальтовых покровов // *Проблемные вопросы тектоники нефтегазоносных областей Сибири: Сб. избр. тр., посвященных 50-летию СНИИГГиМСа*. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. С. 25–28.

45. *Старосельцев В.С., Вожов В.И., Дивина Т.А.* Прогноз нефтегазоперспективных объектов на севере Эвенкийского автономного округа по комплексу геолого-гидрогеохимических методов // *Проблемы недропользования на территории Эвенкийского автономного округа: Сб. докл. II Региональной конференции*. Красноярск, 1999. С. 17–24.

46. *Казаис В.И.* Методика и основные результаты сейсмогравиметрического моделирования (СГММ) при изучении глубинной тектоники трапповых областей Сибирской платформы // *Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения: Материалы науч.-практ. конференции*. СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. С. 97–106.

47. *Казаис В.И.* Стратегия ускоренной геологоразведки Арктики и Антарктики // *Деловой журнал Neftegaz.RU*. 2017. № 1(61). С. 76–82.

48. *Казаис В.И.* Арктика и Антарктика: геологоразведка «на кончике пера» // *Инженер и промышленник сегодня*. 2022. № 5–6(59–60). С. 18–22.

49. *Старосельцев В.С.* Тектоника базальтовых плато (в связи с оценкой нефтегазоносности древних платформ) // *Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока: Сб. ст. / Отв. ред. В.С. Сурков*. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1981. С. 55–63. (Труды Института геологии и геофизики. Вып. 513).

50. *Старосельцев В.С., Мельников Н.В., Шиганова О.В.* и др. Обобщить результаты геологических исследований, выполненных в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в 1994–2004 гг., осуществить прогноз зон нефтегазонакопления и локализации объектов недропользования на нераспределенном фонде недр: Отчет о НИР по объекту 2Н1-15 (Госконтракт № АТ-03-13/194). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2007. 921 с.

51. *Гордеева А.О., Губин И.А., Константинова Л.Н., Кузнецова Е.Н.* Направления геологоразведочных работ на территориях с широким развитием траппового магматизма на примере Южно-Тунгусской НГО // *Интерэкспо ГЕО-Сибирь*. 2016. Т. 2, № 1. С. 73–77.

52. *Старосельцев В.С., Дивина Т.А.* Сравнительный анализ перспектив формирования крупных скоплений УВ на севере Тунгусской синеклизы // *Геология и геофизика*. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1918–1926.

53. *Старосельцев В.С., Дивина Т.А.* Нефтегазоносность ордовикско-девонских отложений севера Курейской синеклизы // *Геология и геофизика*. 2011. Т. 52, № 8. С. 1165–1171.

54. *Трофимук А.А.* Нефтегазоносность Сибирской платформы // *Геология и геофизика*. 1960. № 7. С. 3–11.

# Pre-Mesozoic sediments of the Tunguska sedimentary basin complicated by the products of intrusive trap magmatism: Hydrocarbon potential, development issues and their solutions

P.A. Patrikeev, A.V. Akhiyarov\*

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia  
E-mail: \*akhiyarov@vnigni.ru

**Abstract.** The sedimentary basin examined in this paper is the largest of the three main basins of the Siberian Platform: the Tunguska ( $S > 1.2$  million  $\text{km}^2$ ), the Irkutsk ( $S = 825$  thousand  $\text{km}^2$ ) and the Pre-Verkhoyansk-Vilyui (according to various estimates, from 280 to 350 thousand  $\text{km}^2$ ). Meanwhile, in the Tunguska sedimentary basin area (as of 01.01.2023), only seven hydrocarbon fields have been discovered (quite insignificant in terms of reserves), which is a fairly modest result in comparison to the other two above-mentioned sedimentary basins (much smaller in area) and cannot be explained by the fact that the Tunguska sedimentary basin is poorly studied in terms of oil and gas geology prospecting criteria.

Despite the considerable amount of information on the geological structure of the Tunguska sedimentary basin obtained during geological surveying, prospecting and thematic works; special studies devoted to detailed structural and facies analysis and the history of formation of the Permian–Triassic intrusive stratum, all of the above is clearly insufficient. The correlation of the northern and southern types of sections of this stratum is also insufficiently developed, considering the role of facies substitution of the tuffs from the southern part of the Tunguska sedimentary basin by the lavas of its northern territories. Regional studies concerning the identification of magmatic activity centers and determination of the main types of natural mechanisms that initiated the global process of trap magmatism are insufficiently presented. The appearance in recent years of the new data on the little-studied areas of the Putorana Plateau in the north of the sedimentary basin made it possible to create a more comprehensive picture and begin to study the history of the formation of the volcanic strata of the entire sedimentary basin.

Thus, despite the relatively poor geological study of the Tunguska sedimentary basin and the presence of traps (reservoir and transgressive intrusions) in the section, the oil and gas prospects of this sedimentary basin can be assessed rather optimistically. Most of the predicted and potential hydrocarbon resources are associated with the Vendian–Lower Cambrian and Riphean complexes.

**Keywords:** Tunguska sedimentary basin, trap magmatism, reservoir and transgressive intrusions, Riphean and Vendian–Lower Cambrian oil and gas complexes, Bakhta megauplift, Tanachi-Moktakon oil and gas accumulation zone, method of forecasting buried Paleozoic uplifts, seismic gravimagnetic modeling technology.

**Citation:** Patrikeev P.A., Akhiyarov A.V. Pre-Mesozoic sediments of the Tunguska sedimentary basin complicated by the products of intrusive trap magmatism: Hydrocarbon potential, development issues and their solutions // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 227–245. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art16> (In Russ.).

## References

1. Kontorovich A.E., Staroseltsev V.S., Surkov V.S. et al. Tunguska basin. Novosibirsk: OIGGM SB RAS : SNIIGGIMS, 1994. 91 p. (Oil and Gas Basins and Regions of Siberia. Iss. 5). (In Russ.).

2. *Daragan-Sushchov Yu.I.* History of formation of the volcanogenic strata of the Tunguska syncline: Synopsis of Ph.D. thesis. Leningrad, 1984. 19 p. (In Russ.).
3. Siberian Platform // Mining Encyclopaedia: In 5 vols. Vol. 4. Ortin–Sociosphere / Ed. by E.A. Kozlovsky. Moscow: Soviet Encyclopaedia, 1989. P. 533–534. (In Russ.).
4. *Staroseltsev V.S.* Tectonics of basalt plateaus and oil and gas potential of underlying sediments. Moscow: Nedra, 1989. 259 p. (In Russ.).
5. *Staroseltsev V.S., Khomenko A.V.* Rock deformations during extensive intrusions of trap magma // Actual issues of tectonics of oil and gas bearing territories of the Siberian Platform: Collected papers. Novosibirsk: SNIIGiMS, 1989. P. 112–119. (In Russ.).
6. *Filipsov Yu.A., Staroseltsov V.S.* Riphean troughs – the major oil and gas sources in western part of Siberian platform // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2009. No. 6. P. 40–56. (In Russ.).
7. *Mel'nikov N.V.* Oil and gas bearing complexes of the Lena-Tunguska province // *Geologiya i Geofizika*. 1996. Vol. 37, No. 8. P. 196–205. (In Russ.).
8. *Goloveshkin A.E., Afanasyeva T.V., Zinchenko V.N.* Consideration of the influence of trap magmatism in the zonal forecast of oil and gas accumulation in the west of the Siberian Platform // Forecast of oil and gas accumulation zones and local objects on the Siberian Platform: Collected papers. Leningrad: VNIGRI, 1988. P. 116–128. (In Russ.).
9. *Khomenko A.V.* Influence of trap sills on the sedimentary cover structures of the Tunguska syncline // Tectonics of platform regions: Collected papers / Ed. by O.A. Votakh, V.A. Soloviev. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1988. P. 66–71. (Transactions of the Institute of Geology and Geophysics. Iss. 728). (In Russ.).
10. *Litvinova I.V., Larionova T.I.* Forecasting the oil and gas potential of the sites in the Vivi river basin (Siberian platform) using a complex of geological and hydrogeochemical methods // Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits. 2019. Vol. 42, No. 1. P. 15–26. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2019-42-1-15-26> (In Russ.).
11. *Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P.* et al. Oil and gas geology of the Siberian Platform / Ed. by A.E. Kontorovich, B.C. Surkov, A.A. Trofimuk. Moscow: Nedra, 1981. 552 p. (In Russ.).
12. *Vasiliev G.A.* Location of intrusive traps in the sedimentary cover of the western Lena-Tunguska oil and gas province and their correlation on the areas of deep drilling: Synopsis of Ph.D. thesis. Novosibirsk, 1992. 18 p. (In Russ.).
13. *Rodnova E.N.* The nature of changes in the reservoir properties of sedimentary rocks that fell into the zone of contact halos of intrusive traps of the Tunguska syncline // Issues of geology and oil and gas bearing capacity of the Tunguska syncline: Collected papers. Leningrad: VNIGRI, 1972. P. 118–133. (VNIGRI Transactions. Iss. 308). (In Russ.).
14. *Rodnova E.N.* Reservoir characteristics of carbonate rocks in contact halos of intrusive traps of the Tunguska syncline // Lithologic study of oil and gas reservoirs: Collected papers. Leningrad: VNIGRI, 1973. P. 133–142. (VNIGRI Transactions. Iss. 326). (In Russ.).
15. *Vityaz V.I.* Influence of disjunctive tectonics and trap intrusions on oil and gas potential of the Katanga saddle: Synopsis of Ph.D. thesis. Krasnoyarsk, 1984. 22 p. (In Russ.).
16. *Staroseltsev V.S.* Actual problems of tectonics of oil and gas prospective regions. Novosibirsk: Nauka, 2008. 211 p. (In Russ.).



17. *Feoktistov G.D.* Petrology and conditions of the formation of dolerite sills: Synopsis of Doctoral thesis. Irkutsk, 1983. 34 p. (In Russ.).
18. *Kuchеров V.E.* Types of local rises of the Kureyskaya syncline in connection with estimation of their oil and gas potential: Synopsis of Ph.D. thesis. Krasnoyarsk, 1985. 17 p. (In Russ.).
19. *Veselovsky R.V.* Paleomagnetism of large magmatic provinces of Northern Eurasia: geodynamic implications: Synopsis of Doctoral thesis. Moscow, 2016. 42 p. (In Russ.).
20. *Bukaty M.B.* Forecasting of oil and gas potential of Riphean–Lower Cambrian deposits of western Siberian Platform on the basis of study of water-gas equilibrium // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1997. No. 11. P. 18–24. (In Russ.).
21. *Bukaty M.B.* Groundwater geology of the western Siberian craton (implications for petroleum exploration) // *Russian Geology and Geophysics*. 2009. Vol. 50, No. 11. P. 930–942. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.00>
22. *Starobinets I.S., Obukhova M.V.* Geological and geochemical criteria of preservation of hydrocarbon accumulations in the western part of the Siberian Platform // *Geologiya i Geofizika*. 1996. Vol. 37, No. 8. P. 213–219. (In Russ.).
23. *Kazais V.I.* Seismogravimagnetic modelling of platform structures on the northern part of the Siberian Platform // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1997. No. 11. P. 30–37. (In Russ.).
24. *Kazais V.I.* New tectonic model of north-western part of Siberian Platform by geophysical simulation data (technology of seismogravimagnetic simulation) // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2006. No. 5. P. 52–61. (In Russ.).
25. *Starosel'tsev V.S., Divina T.A., Krol' L.A., Shishkin B.B.* Geologic prerequisites for high petroleum potential of the northern Siberian Platform // *Russian Geology and Geophysics*. 2017. Vol. 58, No. 3–4. P. 461–466. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.022>
26. *Gordeeva A.O.* Criteria for predicting the oil and gas potential of the South Tunguska area with high development of trap magmatism (Lena-Tunguska province): Synopsis of Ph.D. thesis. Novosibirsk, 2011. 18 p. (In Russ.).
27. *Krinin V.A., Rasputin S.N., Lodin S.V.* Reservoir horizons of the Lower-Middle Cambrian of the Bakhtinskiy megathrust // *Oil and Gas Complexes of Prospective Lands of the Krasnoyarsk Region: Abstracts of the 6<sup>th</sup> Regional Scientific and Practical Conference*. Krasnoyarsk, 1984. P. 121–123. (In Russ.).
28. *Krinin V.A., Kashchenko S.A., Rasputin S.N.* Geological structure and hydrocarbon potential of the south-western part of the Bakhtinsky mega-uplift // *Geologiya i Geofizika*. 1989. No. 11. P. 90–95. (In Russ.).
29. *Krinin V.A., Porozov I.I.* Zonation of hydrocarbon distribution and oil and gas occurrence within sedimentary cover in the western part of the Siberian Platform // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2020. No. 4. P. 29–44. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-4-29-44> (In Russ.).
30. *Krinin V.A., Porozov I.I., Shekhodanova Yu.V.* North Tungusky Petroleum Area: object of priority in regional studies of oil and gas occurrence in East Siberian subsurface // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2022. No. 3. P. 29–38. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-29-38> (In Russ.).
31. *Krinin V.A.* Oil and gas prospects and evaluation of prospective resources of the Paleozoic of the Putorana Plateau // *Mineral Resources of the Taimyr Autonomous District and Prospects of Their*

Development: Proceedings of the Scientific and Practical Conference. St. Petersburg: VSEGEI, 2004. P. 125–131. (In Russ.).

32. *Krinin V.A., Porozov I.I.* Oil and gas potential of the Putorana anticline and neighbouring lands in the north east of the Kureya syncline // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018. No. 5. P. 5–14. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-5-5-14> (In Russ.).

33. *Bitner A.K., Bezborodov Yu.N., Prokaten E.V., Orlovskaya N.F.* Tanachi-Moktakonsky oil and gas accumulation zone – potential object of combination of production and processing // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019. Vol. 330, No. 10. P. 197–208. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2316> (In Russ.).

34. *Kontorovich A.E., Mel'nikov N.V., Starosel'tsev V.S., Khomenko N.V.* Effect of intrusive traps on petroleum resource potential of Paleozoic rocks in the Siberian Platform // *Geologiya i Geofizika*. 1987. No. 5. P. 14–20. (In Russ.).

35. *Gordeyeva A.O., Zhydkova L.V., Khomenko A.V.* Effect of dolerite intrusions on oil and gas potential of South-Tungus oil and gas area // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1999. No. 5–6. P. 34–39. (In Russ.).

36. *Kontorovich A.E., Likhanov I.I., Lepetyukha V.V.* et al. Application of geothermometers for the estimation of metamorphic temperatures in sedimentary basins with trap magmatism // *Doklady Akademii Nauk*. 1995. Vol. 345, No. 6. P. 793–797. (In Russ.).

37. *Reverdatto V.V., Khomenko A.V., Likhanov I.I.*, et al. Methods of determination and the maximum temperature models of heating of sedimentary rocks by trap intrusions of some regions of the Siberian Platform: Results of works on the “Search” Interdepartmental Regional Scientific Program for 1992–1993. Part 1. Novosibirsk: UIGGM SB RAS, 1995. P. 153–154. (In Russ.).

38. *Kontorovich A.E., Khomenko A.V., Burstein L.M.* et al. Influence of trap magmatism on oil and gas potential of ancient platforms // *Geology and prospecting issues of new large oil and gas fields in Siberia: Results of works on the “Search” Interdepartmental Regional Scientific Program for 1994. Part 2*. Novosibirsk: SNIIGGiIMS, 1996. P. 42–44. (In Russ.).

39. *Kontorovich A. E., Filiptsov Yu.A., Bitner A.K.* et al. Cambrian gases, oils, and condensates in the areas of intense flood-basalt magmatism within the Siberian Platform // *Geochemistry International*. 1996. Vol. 34, No. 9. P. 790–797.

40. *Kontorovich A.E., Khomenko A.V., Pavlov A.L.* et al. Oil and gas systems in conditions of anomalously high temperatures // *Problems of Geology of Continents and Oceans: Reports of Russian scientists – participants of the 31<sup>st</sup> IGC (Workshop on the Academician Ioffe Research Vessel) / Ed. by: V.I. Goncharov, Yu.V. Mironov*. Magadan: Kortis, 2001. P. 237–246. (In Russ.).

41. *Likhanov I.I., Ten A.A.* Determination of synchronous–asynchronous intrusions of trapp sills on the basis of contact metamorphism temperatures // *Doklady AN SSSR*. 1991. Vol. 321, No. 5. P. 1044–1048. (In Russ.).

42. *Reverdatto V.V., Sharapov V.N., Melamed V.G.* The controls and selected peculiarities of the origin of contact metamorphic zonation // *Contributions to Mineralogy and Petrology*. 1970. Vol. 29, No. 4. P. 310–337. <https://doi.org/10.1007/BF00371278>

43. *Odintsova T.V., Drobot D.I.* Trap magnetism and petroleum potential of terrigenous Vendian in Lena Region // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1983. No. 7. P. 6–11. (In Russ.).

44. *Staroseltsev V.S.* On delineation of buried uplifts of the Tunguska syncline on the basis of analysis of basalt cover ruptures // *Topical issues in tectonics of oil and gas areas of Siberia: Collected*

papers in honor of the 50<sup>th</sup> anniversary of SNIIGGiMS. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2006. P. 25–28. (In Russ.).

45. *Staroseltsev V.S., Vozhov V.I., Divina T.A.* Forecast of oil and gas prospective objects in the north of Evenk Autonomous District by a set of geological and hydrogeochemical methods // Problems of Subsoil use in the Evenk Autonomous District: Proceedings of the 2<sup>nd</sup> Regional Conference. Krasnoyarsk, 1999. P. 17–24. (In Russ.).

46. *Kazais V.I.* Methodology and main results of seismic gravimetric modeling (SGMM) in the study of deep tectonics of trap areas of the Siberian Platform // Mineral Resources of the Taimyr Autonomous District and Prospects of Their Development: Proceedings of the Scientific Conference. St. Petersburg: VSEGEI, 2004. P. 97–106. (In Russ.).

47. *Kazais V.I.* The strategy of accelerated geological exploration of the Arctic and Antarctic // Business Magazine Neftegaz.RU. 2017. No. 1(61). P. 76–82. (In Russ.).

48. *Kazais V.I.* Arctic and Antarctic: geologic exploration “on the pen-point” // Engineer and Industrialist Today. 2022. No. 5–6(59–60). P. 18–22. (In Russ.).

49. *Staroseltsev V.S.* Tectonics of basalt plateaus (in connection with the assessment of oil and gas content of ancient platforms) // Oil and gas content of Siberia and the Far East: Collected papers / Ed. by V.S. Surkov. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1981. P. 55–63. (Transactions of the Institute of Geology and Geophysics. Iss. 513). (In Russ.).

50. *Staroseltsev V.S., Melnikov N.V., Shiganova O.V.* et al. To generalise the results of geological research carried out within the Lena-Tunguska oil and gas province in 1994–2004, to forecast oil and gas accumulation zones and localisation of subsoil use objects on the unallocated subsoil fund: Research report on the object 2N1-15 (State Contract No. AT-03-13/194). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2007. 921 p. (In Russ.).

51. *Gordeeva A.O., Gubin I.A., Konstantinova L.N., Kuznetsova E.N.* The direction of exploration in the territories with a wide development of magmatism trappean on the example of the South-Tunguska OGR // Interexpo Geo-Siberia. 2016. Vol. 2, No. 1. P. 73–77. (In Russ.).

52. *Starosel'tsev V.S., Divina T.A.* Comparative analysis of prospects for formation of large hydrocarbon accumulations in the north of the Tunguska syncline // Russian Geology and Geophysics. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1827–1836.

53. *Starosel'tsev V.S., Divina T.A.* Petroleum potential of the Ordovician–Devonian sediments in the northern Kureika basin // Russian Geology and Geophysics. 2011. Vol. 52, No. 8. P. 917–922. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.013>

54. *Trofimuk A.A.* Petroleum potential of the Siberian Platform // Geologiya i Geofizika. 1960. No. 7. P. 3–11. (In Russ.).