



<https://doi.org/10.5800/GT-2019-10-2-0421>

## GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL CHARACTERISTICS OF THE ANABAR-KHATANGA OIL AND GAS PROVINCE; NUMERICAL MODELING OF THE PROCESSES OF FORMATION OF SALT DOMES (SIBERIAN SECTOR OF THE RUSSIAN ARCTICS)

V. A. Kontorovich, B. V. Lunev, V. V. Lapkovsky

*A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of RAS, Novosibirsk, Russia*

**Abstract:** The article discusses the geological structure, oil-and-gas-bearing capacities and salt tectogenesis of the Anabar-Khatanga saddle located on the Laptev Sea shore. In the study area, the platform sediments are represented by the 14-45 km thick Neoproterozoic-Mesozoic sedimentary complexes. The regional cross-sections show the early and middle Devonian salt-bearing strata and associated salt domes in the sedimentary cover, which may be indicative of potential hydrocarbon-containing structures. Diapirs reaching the ground surface can be associated with structures capable of trapping hydrocarbons, and typical anticline structures can occur above the domes buried beneath the sediments. In our study, we used the algorithms and software packages developed by A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG SB RAS). Taking into account the structural geological features of the study area, we conducted numerical simulation of the formation of salt dome structures. According to the numerical models, contrasting domes that reached the ground surface began to form in the early Permian and developed most intensely in the Mesozoic, and the buried diapirs developed mainly in the late Cretaceous and Cenozoic.

**Key words:** sedimentary basin; Anabar-Khatanga saddle; Laptev Sea; seismic section; salt dome; numerical modeling

### RESEARCH ARTICLE

**Received:** March 29, 2019

**Revised:** April 17, 2019

**Accepted:** May 23, 2019

**For citation:** Kontorovich V.A., Lunev B.V., Lapkovsky V.V., 2019. Geological and geophysical characteristics of the Anabar-Khatanga oil and gas province; numerical modeling of the processes of formation of salt domes (Siberian sector of the Russian Arctics). *Geodynamics & Tectonophysics* 10 (2), 459–470. doi:10.5800/GT-2019-10-2-0421.

# ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ; ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФОРМИРОВАНИЯ СОЛЯНЫХ КУПОЛОВ (СИБИРСКИЙ СЕКТОР РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ)

В. А. Конторович, Б. В. Лунёв, В. В. Лапковский

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия*

**Аннотация:** Статья посвящена геологическому строению, перспективам нефтегазоносности и процессам соляного тектогенеза в Анабаро-Хатангской седловине, расположенной на побережье моря Лаптевых. Показано, что разрез платформенных отложений в этом регионе представлен неопротерозойско-мезозойскими осадочными комплексами мощностью до 14–15 км. Особенностью строения этой территории является наличие в разрезе раннего и среднего девона соленосной толщи и связанной с ней серии соляных куполов, формирующих в осадочном чехле перспективные в отношении нефтегазоносности объекты. С выходящими на поверхность диапирами могут быть связаны структурно-тектонические ловушки, в то время как над погребенными куполами возможно формирование классических антиклинальных структур. С использованием разработанных в ИНГГ СО РАН алгоритмов и программных продуктов и с учетом особенностей геологического строения исследуемой территории выполнены численные эксперименты по моделированию процессов формирования соляно-купольных структур. Результаты численных экспериментов показали, что формирование контрастных, выходящих на поверхность куполов началось в ранней перми и наиболее интенсивно протекало в мезозое; основной рост погребенных диапиров интенсивнее всего происходил в позднем мелу и кайнозое.

**Ключевые слова:** осадочный бассейн; Анабаро-Хатангская седловина; море Лаптевых; сейсмический разрез; соляной купол; численное моделирование

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Арктические регионы Сибирской платформы представляют несомненный интерес в отношении нефтегазоносности. В Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области (НГО) развиты неопротерозойские, девонские и пермские нефтепроизводящие формации [Gramberg, 1958; Kashirtsev et al., 2013], отмечены многочисленные битумо-, нефте- и газопроявления; на 14 площадях получены притоки нефти; в разрезах всех осадочных комплексов выделяются высокочемкие пласты-коллекторы.

Особенностью геологического строения этого региона является наличие в разрезе раннего и среднего девона соленосной толщи и связанных с ней соляных куполов. По результатам выполненных во ВСЕГЕИ и ИНГГ СО РАН палеогеографических реконструкций сделан вывод о том, что существовавший в раннем девоне солеродный бассейн имел небольшие размеры и был приурочен к прогибу, который пересекал Анабаро-Хатангскую седловину в северо-восточном направлении.

Расположенные на этой территории Нордвикский и Кожевниковский диапиры прорывают толщу верхнего девона, карбона, перми и мезозоя и

выходят на дневную поверхность. Анализ геолого-геофизических материалов позволяет считать, что подавляющее большинство выделенных на севере Анабаро-Хатангской НГО локальных высокоамплитудных положительных структур приурочены к соляным куполам, с которыми могут ассоциироваться основные нефтегазоперспективные объекты. Вблизи развития открытых, выходящих на поверхность, диапиров могут формироваться структурно-тектонические ловушки, связанные с выклиниванием терригенных и карбонатных коллекторов на соляные штоки; над погребенными соляными куполами в пермских и мезозойских отложениях образуются классические антиклинальные ловушки; соленосные толщи также могут являться надежными покрывками для нефтяных залежей в кембрийских карбонатах.

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

Анабаро-Хатангская седловина расположена на северо-востоке Красноярского края, северо-западе Республики Саха (Якутия) и в Хатангском заливе моря Лаптевых. В плане нефтегазогеологического



**Рис. 1.** Схема Лено-Анабарской и Анабаро-Хатангской НГО.

1 – административные границы; 2 – береговая линия, реки; 3 – населенные пункты; 4 – профили МОГТ; 5 – глубокие скважины; 6 – граница зоны распространения платформенных отложений; 7 – границы НГО; 8 – региональные композитные профили Reg\_1\_AXC, Reg\_2\_AXC.

**Fig. 1.** Schematic map of the Lena-Anabar and Anabar-Khatanga oil and gas provinces.

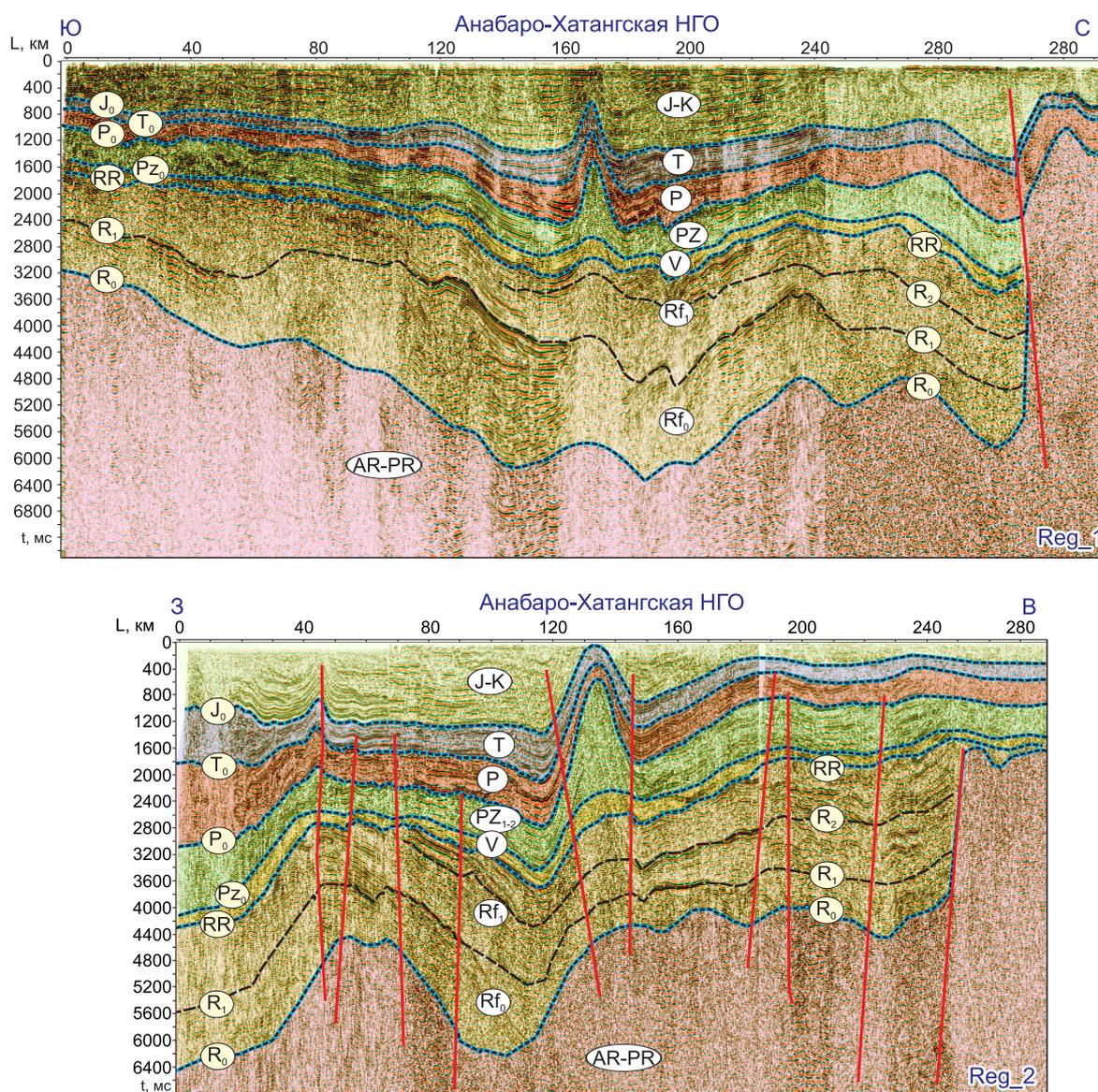
1 – administrative regions; 2 – coastal line, and rivers; 3 – settlements; 4 – CDP profiles; 5 – deep wells; 6 – boundaries of platform sediment zones; 7 – boundaries of oil and gas provinces; 8 – regional composite profiles Reg\_1\_AXC and Reg\_2\_AXC.

районирования этот регион охватывает Анабаро-Хатангскую НГО Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). В 2008–2015 гг. в рамках федеральных программ на этой территории отработана сеть сейсморазведочных профилей МОГТ, интерпретация которых позволяет на современном уровне создать модели геологического строения осадочных комплексов этого региона (рис. 1).

Анализ данных бурения и временных сейсмических разрезов позволяет выделить в осадочном чехле Анабаро-Хатангской НГО шесть регионально развитых сейсмогеологических комплексов: ри-

фейский, вендский, ниже- и среднепалеозойский, пермский, триасовый и юрско-меловой (рис. 2).

Залегающие в основании платформенных отложений рифейские известняки сверху перекрыты вендскими карбонатами. Выше по разрезу залегают кембрийская преимущественно карбонатная толща, которая с перерывом перекрыта известняками и доломитами девона – карбона либо терригенными толщами перми. Верхняя часть разреза сложена терригенными породами триаса, юры и мела [Afanasenkov et al., 2016; Kontorovich et al., 2013]. Суммарная мощность неопротерозойско-фанерозой-



**Рис. 2.** Временные сейсмогеологические разрезы по профилям Reg\_1-АХС и Reg\_2-АХС (индексы в белых овалах – геологический возраст, в желтых овалах – индексы отражающих горизонтов).

**Fig. 2.** Time seismic geological cross-sections on Profiles Reg\_1-AXC and Reg\_2-AXC (indices in white ovals – geological age; yellow ovals – indices of reflection horizons).

ских платформенных отложений в Анабаро-Хатангском регионе достигает 14–15 км.

Особенностью геологического строения палеозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины является наличие в разрезе раннего и среднего девона соленосной толщи и связанной с ней серии соляных куполов, в значительной мере определивших структурно-тектоническое строение этого региона. На сейсмических разрезах они характеризуются столбообразной расфазировкой и падением амплитудно-энергетических характеристик волновых полей – хаотическим рисунком сейсмической записи (рис. 3).

В исследуемом регионе на протяжении геологической истории происходило неоднократное поднятие территории над уровнем эрозии, что предопределило многочисленные перерывы в осадконакоплении и размывы осадочных толщ. Геологические разрезы, вскрытые скважинами в Анабаро-Хатангской НГО, позволяют говорить о наличии, по меньшей мере, четырех крупных несогласий – предвендского, преддевонского, предпермского и предмелового. На каждом из этих этапов были размывы значительные мощности осадков.

Общие вопросы формирования тектонической структуры региона и его геодинамические модели

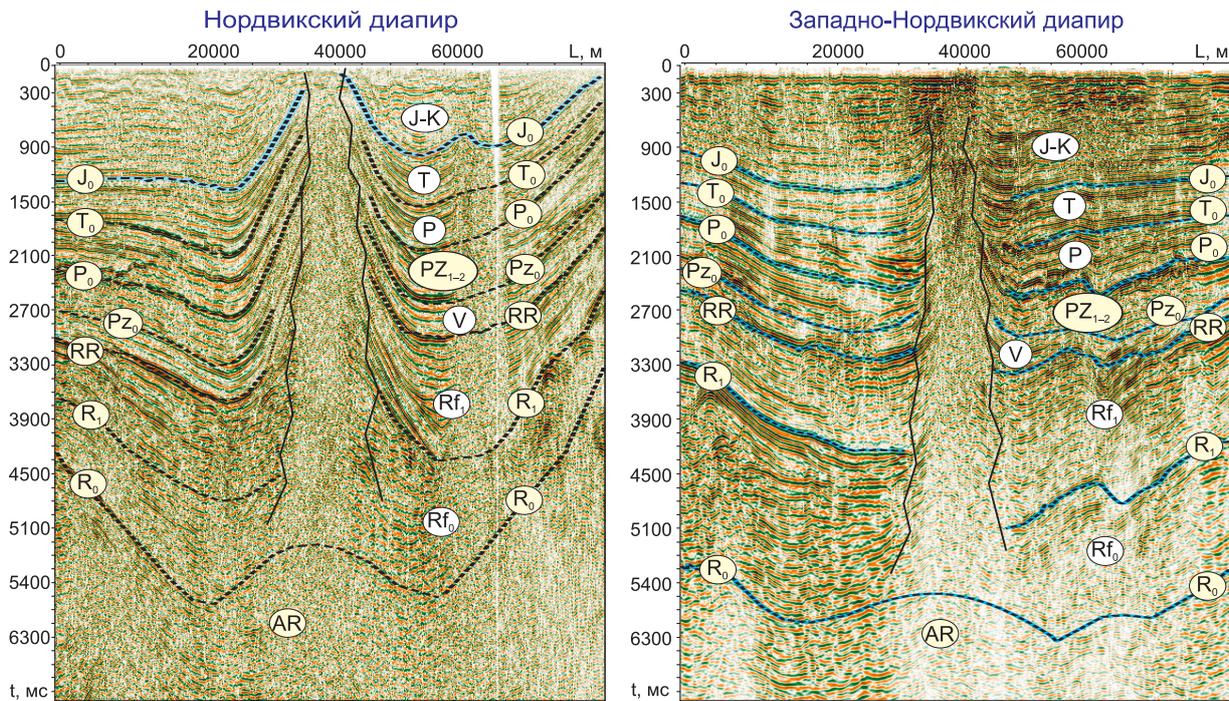


Рис. 3. Сейсмические образы соляных куполов (диапиров).

Fig. 3. Seismic images of the salt domes/diapirs.

рассмотрены в работах [Drachev et al., 2018; Vernikovskiy et al., 2018]. Крупные события эволюции земной коры определяли общую геодинамическую обстановку. В рамках проведенных исследований была выполнена интерпретация сейсмических материалов и данных бурения и осуществлено построение структурных карт по кровлям рифейского, вендского, ниже- и среднепалеозойского, пермского, триасового и юрско-мелового сейсмогеологических комплексов. Анализ результатов структурных построений показал, что в региональном и зональном плане поверхности всех стратиграфических уровней в значительной мере подобны. Структурная карта по кровле перми послужила основой для схемы тектонического строения Анабаро-Хатангской НГО (рис. 4). В пределах рассматриваемого региона неопротерозойско-палеозойские отражающие горизонты регионально погружаются в северном направлении. Наименьшие глубины их залегания фиксируются в южной части исследуемой территории, в пределах Северо-Сибирской мегамоноклизы и на северо-востоке, в Притаймырской зоне; наибольшие – в наиболее погруженных частях крупных депрессий, в Енисей-Хатангском региональном прогибе, Южно-Лаптевской и Лено-Анабарской синеклизах.

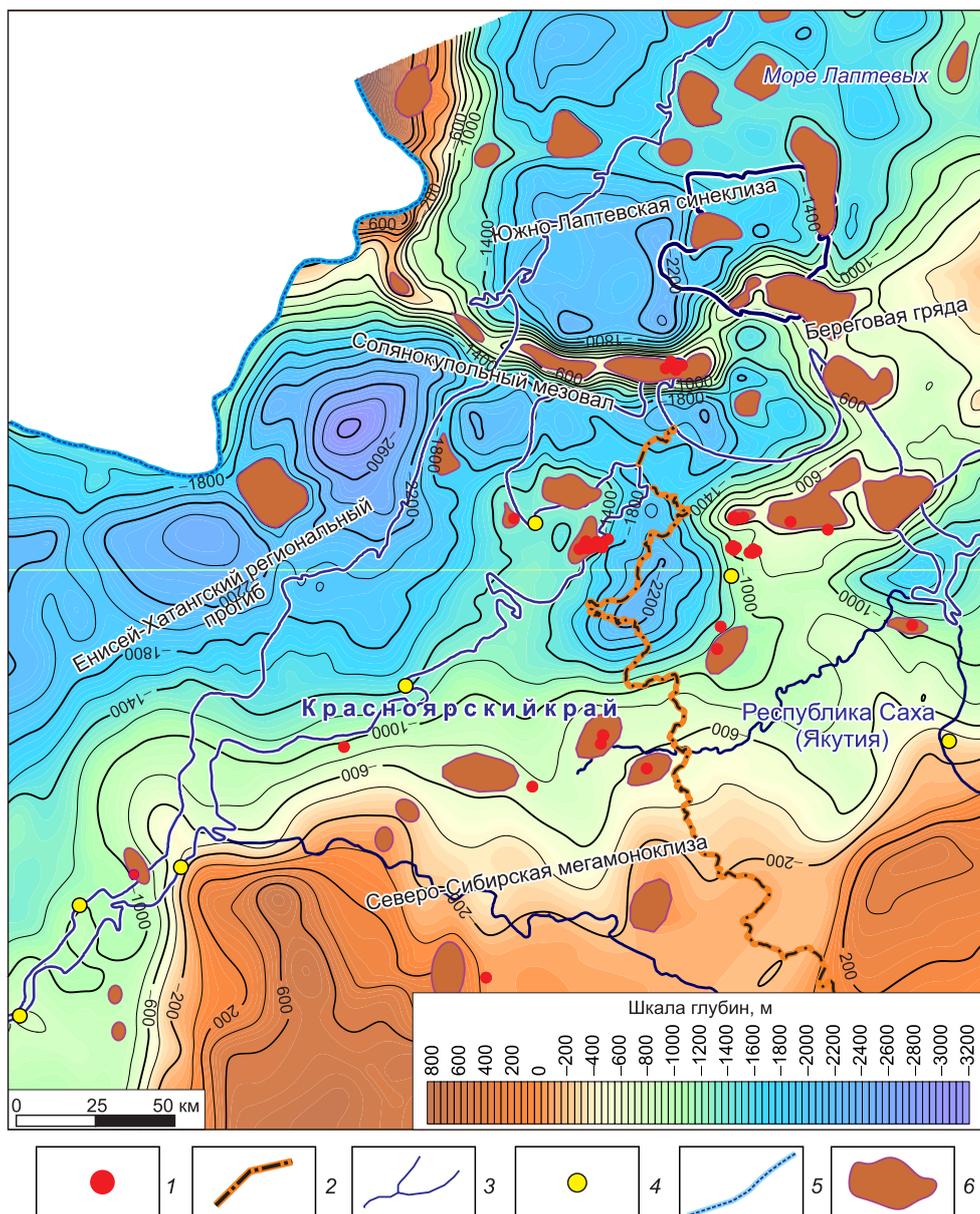
Большая часть поднятий III–IV порядка Анабаро-Хатангской НГО, представляющих собой традиционные антиклинальные нефтегазоперспективные объекты, расположены в пределах более крупных

положительных структур либо в седловинах, разделяющих депрессии 0–II порядка. Так, Солянокупольный мезовал осложнен структурами соляной тектоники – Нордвикским и Западно-Нордвикским локальными поднятиями. В зоне сочленения Енисей-Хатангского регионального прогиба и Лено-Анабарской синеклизы выделяется группа Кожевниковских структур и Чайдахское поднятие, которые, возможно, имеют тот же генезис.

### 3. МЕТОД

В настоящей статье с использованием разработанных в ИНГГ СО РАН алгоритмов и программных продуктов и с учетом особенностей геологического строения Анабаро-Хатангской НГО выполнены численные эксперименты по моделированию процессов соляного тектогенеза с целью установления основных закономерностей формирования солянокупольных структур – основных нефтегазоперспективных объектов этого региона.

Механизм соляного тектогенеза за полтора века исследований основательно изучен. Развитие соляной тектоники главным образом определяется тем, что соль, в отличие от терригенных и биогенных осадков, практически не уплотняется под весом вышележащих пород. В связи с этим после «захоронения» каменной соли, имеющей плотность 2100–2200 кг/м<sup>3</sup>, на глубину более 1000–1500 м



**Рис. 4.** Структурная карта по кровле перми (Анабаро-Хатангская НГО).

1 – скважины; 2 – административные границы; 3 – береговая линия, реки; 4 – населенные пункты; 5 – зона отсутствия платформенных отложений; 6 – локальные поднятия.

**Fig. 4.** Structural map of the Permian top, Anabar-Khatanga oil and gas province.

1 – wells; 2 – administrative boundaries; 3 – coastline, rivers; 4 – settlements; 5 – zone of the absence of platform deposits; 6 – local uplift.

возникает инверсия плотности и соленосный слой начинает всплывать, формируя характерные структуры развития неустойчивости Рэля-Тейлора. Динамика процесса и форма образующихся структур определяются соотношением плотности, толщины и (в меньшей степени) реологических свойств всплывающего и перекрывающего слоев, а также темпами и временем накопления последнего.

Возмущающими факторами, искажающими симметрию образующихся структур, являются нало-

женные, внешние по отношению к системе движения, краевые эффекты, обусловленные исходной формой соляного пласта, и систематический характер изменения веса перекрывающих отложений (увеличение их мощности или/и плотности в определенном направлении и во времени).

Разработанные в ИНГГ СО РАН высокоэффективные методы и программы численного моделирования описанного процесса позволили рассчитать различные варианты развития соляного тектогене-

за и выявить основные закономерности и специфику формирования соляно-купольных структур Анабаро-Хатангской НГО.

**Методика численного моделирования.** В соответствии с теорией простых жидкостей с затухающей памятью [Astarita, Marucci, 1974], первым приближением реологического уравнения состояния для описания необратимого деформирования практически любого материала является уравнение ньютоновской жидкости. При этом ньютоновская вязкость трактуется как «естественная вязкость» данного материала, определяемая как верхняя асимптота его вискозиметрических вязкостей. Это приближение адекватно для скоростей деформации, меньших некоторой критической для данного материала величины. Применительно к горным породам критическая скорость деформации может быть оценена величиной порядка  $10^{-14} \text{ с}^{-1}$  [Lunev, 1996]. Имеющиеся данные [Jackson, Talbot, 1986] показывают следующее:

- скорость деформации в процессах роста соляных куполов не превосходит этого предела;
- несмотря на очень большую вариацию оценок эффективной вязкости осадочных пород, особенно соли, в зависимости от способа оценки и скорости деформации, верхняя асимптотика для всех близка и составляет порядка  $10^{20} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ;
- характерная грибообразная форма зрелых соляных диапиров безусловно свидетельствует о близости вязкости соли и вмещающих пород в данном процессе.

Исходя из этого, для рассматриваемого класса задач вполне корректным является представление среды однородно-вязкой ньютоновской жидкостью. Заведомая малость числа Рейнольдса (порядка  $10^{-22}$ ) определяет исследуемое течение как «ползущее», эволюция которого может быть представлена последовательностью связанных между собой квазистационарных состояний.

Таким образом, моделирование соляного тектогенеза в настоящей работе сводится к расчету происходящего под действием силы тяжести ползущего течения неоднородной по плотности ньютоновской жидкости с постоянной вязкостью, ограниченной сверху свободной поверхностью. В прямоугольных декартовых координатах  $X_1, X_2, X_3$  рассматривается ограниченное свободной поверхностью полупространство  $F(\mathbf{x}, t) = x_3 - h(x_1, x_2, t) = 0$ ,  $x_3 \leq h(x_1, x_2, t)$ ;  $\{\mathbf{x}\} = \{x_1, x_2, x_3\}$ , где  $t$  – время. Полупространство занято совокупностью несмещающихся жидкостей в виде слоев (или замкнутых тел)  $D_k$ , разделенных границами  $S_{k(x,t)}$ , конфигу-

рация которых изменяется рассчитываемым течением. Движущей силой течения является нормальная сила тяжести  $\mathbf{g}$ , приложенная к возмущению плотности, связанному с конфигурацией границ  $S_{k(x,t)}$ . Начальные условия определяются какой-либо заданной конфигурацией границ  $S_{k(x,t_0)}$ . Плотность, напряжения и давление представляются в виде:  $\rho(x,t) = \rho_{(x_3,t)}^0 + \sigma(x,t)$ ;  $\mathbf{T}(x,t) = \mathbf{T}_{(x_3,t)}^0 + \boldsymbol{\tau}(x,t)$ ;  $P(x,t) = P_{(x_3,t)}^0 + p(x,t)$ , где  $\rho_{(x_3,t)}^0$ ,  $\mathbf{T}_{(x_3,t)}^0$ ,  $P_{(x_3,t)}^0$  – характеристики гидростатического состояния  $T_{ij}^0 = -\delta_{ij}P^0 = -\delta_{ij}\rho^0 g x_3$ ,  $\delta_{ij}$  – дельта Кронекера, а  $\sigma(x,t)$ ,  $\boldsymbol{\tau}(x,t)$ ,  $p(x,t)$  – их малые возмущения. Течение  $\mathbf{v}$ , очевидно, связано с возмущениями.

Задача расчета ползущего течения разделяется на квазистационарную и эволюционную. В квазистационарной задаче по  $S_{k(x,t_n)}$ , данному в некоторый момент времени  $t_n$  и соответствующему возмущению плотности  $\sigma(x,t_n)$  требуется найти поле течения  $\mathbf{v}(x,t_n)$ ,  $p(x,t_n)$  и форму свободной границы  $F(x,t_n)$ . Малость возмущения свободной границы  $h$  (относительно горизонтальных размеров) и производных  $\frac{\partial h}{\partial x_1}$ ,  $\frac{\partial h}{\partial x_2}$  позволяет линеаризовать граничные условия квазистационарной задачи и записать ее относительно возмущений в виде:

$$\begin{aligned} \sigma(x,t_n) &= \rho(x,t_n) - \rho_{(x_3,t_n)}^0, \rho(x,t_n) = \rho_k \text{ для } \mathbf{x} \in W_k, \\ \mu \nabla^2 \mathbf{v} - \nabla p &= -\sigma \mathbf{g}, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\mu$  – коэффициент вязкости,

$$\nabla \cdot \mathbf{v} = 0,$$

$$(v_3 = \tau_{31} = \tau_{32} = 0)_{x_3=0},$$

с дополнительным условием определения возмущения свободной поверхности  $(\tau_{33})_{x_3=0} = -\rho^0 |\mathbf{g}| h$  ( $\mathbf{v}$  и  $p$  непрерывны всюду в полупространстве). Эволюционная задача состоит в отыскании движения границ  $S_{k(x,t)}$  из уравнения:

$$\frac{\partial S_k}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla S_k = 0, \quad (2)$$

с некоторыми начальными условиями  $S_{k(x,t_0)}$ ,  $\mathbf{v}(x,t_0) = 0$ .

Для расчета эволюции течения при заданном из (2)  $S_{k(x)}$  и соответствующем возмущении плотности  $\sigma(x)$  решается задача (1), после чего, при полученном  $\mathbf{v}(x)$ , по малому промежутку времени  $\delta t$  интегрируются (2).

Уравнение (2) легко решается численно. Основные вычислительные трудности при расчете пол-

зущих течений исследуемого типа связаны с квази-стационарной задачей (1). Ее решение удалось получить аналитически в виде функции Грина [Lunev, 1986], так что расчет ползущего течения на каждый момент времени сводится к вычислению интегралов свертки:

$$v_{i(x)} = g \iiint \sigma_{(\xi)} V_{i(x,\xi)} d\xi_1 d\xi_2 d\xi_3,$$

$$p(x) = g \iiint \sigma_{(\xi)} p_{(x,\xi)} d\xi_1 d\xi_2 d\xi_3,$$

где  $V_{i(x,\xi)}$ ,  $p_{(x,\xi)}$  – соответствующие функции Грина.

Использование интеграла свертки дает большие вычислительные преимущества по сравнению с решением системы линейных алгебраических уравнений, возникающей при реализации разностных методов [Abramov et al., 2016]. Наличие точного решения краевой задачи в виде функции Грина позволяет применить теорему о свертке с помощью процедуры быстрого преобразования Фурье [Abramov, 2016], что и было реализовано в программе CoreModuleFFT, разработанной в лаборатории математического моделирования природных нефтегазовых систем ИНГГ СО РАН, использованной в настоящей работе.

Приведенный метод позволяет рассчитывать течение, обусловленное действием архимедовых сил, создающее структуры соляной тектоники. Для того чтобы моделировать их формирование в конкретных геологических условиях, необходимо для каждого момента времени эволюции учитывать формирующие осадочный бассейн региональные вертикальные движения и процессы накопления, уплотнения и размыва осадков.

*Базовая геологическая модель объекта.* В основу региональной модели, определяющей специфику проявления соляного тектогенеза, положены данные о развитии бассейна, основанные на результатах геолого-геофизического изучения исследуемой территории [Kalinko, 1959; Kosygin, 1973; Staroseltsev, Divina, 2012].

- 407–384 млн л. (эйфельский век) – формирование соленосной эвапоритовой формации, при этом, по мнению большинства исследователей, соленосный бассейн имел ограниченные размеры и занимал погруженную часть вытянутого в северо-восточном направлении прогиба, поэтому исходное положение соленосной пачки задавалось в виде полосы шириной около 20 км (длина рассчитываемой модели составляла 40 км). Толщина пачки задавалась возрастающей от 0 м на краях до максимальной, достигающей 700 м в трех наиболее мощных депоцентрах в осевой части прогиба, отстоящих друг от друга на рас-

стоянии около 10 км. С учетом того, что в ядрах выходящих на поверхность диапиров соленосная формация представлена практически чистой каменной солью – до 99.7 % NaCl, плотность этих отложений была задана величиной 2100 кг/м<sup>3</sup>. Плотность подстилающих пород, представленных преимущественно известняками и доломитами с линзами ангидритов, принята равной 2800 кг/м<sup>3</sup>.

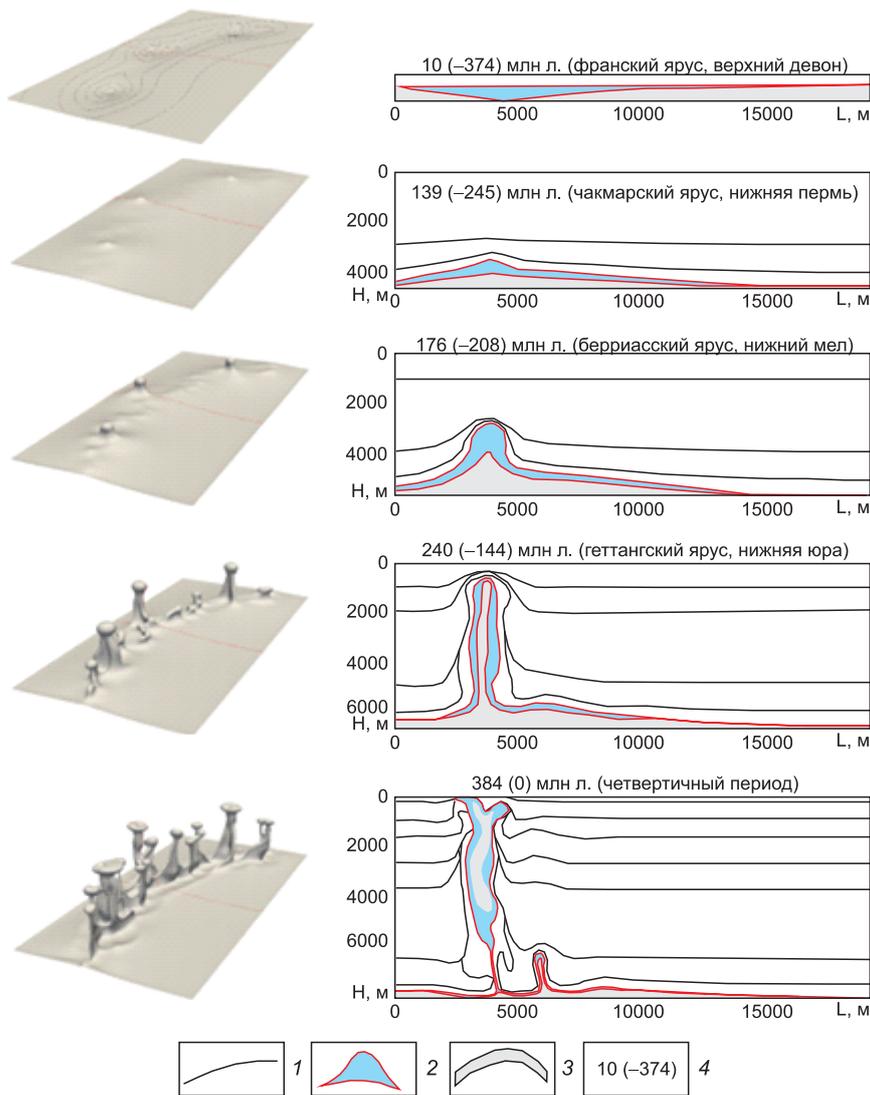
- 385–303 млн л. – формирование преимущественно карбонатных осадков верхнего девона – карбона мощностью 1500–1600 м.
- 303–286 млн л. – перерыв в осадконакоплении, эрозия 500 м осадков.
- 286–225 млн л. (пермь, триас) – формирование терригенных отложений мощностью 5200–5500 м.
- 225–208 млн л. (триас) – подъем территории, размыв 1000-метровой толщи осадков.
- 208–97 млн л. (юра – нижний мел) – формирование терригенных отложений мощностью 1500 м.
- 97–94 млн л. (мел) – подъем территории, размыв 300 м осадков.
- <94 млн л. (верхний мел, кайнозой) – формирование терригенных отложений мощностью 300 м.

На основании этих данных задана общая для территории кусочно-постоянная скорость погружения и поднятия бассейна с накоплением либо размывом осадков. Считалось, что накапливавшиеся отложения уплотнялись по мере погружения, так что плотность перекрывающих карбонатных отложений девона и карбона достигает 2700 кг/м<sup>3</sup>, плотность наиболее погруженных терригенных пород пермского возраста достигает 2500 кг/м<sup>3</sup>, а верхнемеловых пород – 2300 кг/м<sup>3</sup> (с промежуточными значениями у триас-юрских и нижнемеловых).

#### 4. РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты моделирования в виде серии последовательных стадий развития системы представлены на рис. 5. Как показали выполненные численные эксперименты, развитие соляного тектогенеза в Анабаро-Хатангской НГО характеризуется следующими особенностями.

Незначительная ширина бассейна, в котором происходило накопление соленосных толщ, не дало возможности развиваться параллельным валам и растущим из них грядам куполов, с расстоянием между валами (грядами) порядка основной характерной длины волны  $\lambda \sim 2d$ , где  $d$  – толщина кон-



**Рис. 5.** Эволюции соляно-купольных структур Анабаро-Хатангской седловины.

1 – границы слоев; 2 – соли; 3 – подстилающие соли карбонаты; 4 – время эволюции модели (геологический возраст).

**Fig. 5.** Evolution of the salt domes, Anabar-Khatanga saddle.

1 – layer boundaries; 2 – salts; 3 – underlying carbonates; 4 – time of model evolution (geological age).

вектирующего слоя (в данном случае – толщина слоя от подошвы соленосной пачки до поверхности). В результате из неустойчивой пачки в виде сравнительно узкой полосы с максимальными толщинами в приосевой части формировалась только одна гряда диапиров.

Большой дефицит плотности соленосной пачки, по отношению ко всем перекрывающим породам, включая и терригенные отложения верхнего палеозоя и мезозоя, привел к тому, что наиболее развитые соляные диапиры поднимаются на всю толщину разреза, выходя в ряде случаев на дневную поверхность.

## 5. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Результаты численных экспериментов показали, что в случае, когда плотность пород, подстилающих неустойчивую пачку, близка к плотности перекрывающих ее пород, сжатия основания диапира не происходит, и он растет в виде контрастной,

плавно сужающейся кверху антиклинали [Kontorovich et al., 2014]. В Анабаро-Хатангском регионе значительная мощность отложений, перекрывающих неустойчивую пачку, в сочетании с высокой плотностью подстилающих ее доломитов и ангидритов, обусловила рост диапиров в виде столбов – струй, увенчанных грибообразной шляпкой – «бульбой», расширяющейся по мере приближения к свободной поверхности (см. рис. 3, 5). Высокая плотность карбонатных пород, исходно залегающих на соленосной толще, способствует дополнительному сжатию основания растущих куполов. При этом существенной особенностью зрелых диапиров является их трубнообразная структура с сердцевинной, выполненной субстратом, поднимающимся в ряде случаев на всю высоту диапира (что позволяет предположить возможность находок пород субстрата в кепроке вышедших на поверхность и вскрытых эрозией куполов). Этому эффекту, наряду с выраженным 3-мерным характером структур, в значительной степени способствует экстремально низкая плотность пород соленосной пачки.

Важная особенность развития соляного тектогенеза на исследуемой территории – выявленное моделированием формирование значительного числа небольших, погребенных, глубокозалегающих диапиров, расположенных сравнительно недалеко друг от друга – на расстоянии около 3–4 км (при том, что наиболее крупные и зрелые, достигшие поверхности диапиры отстоят друг от друга на расстоянии 10–15 км). Это явление в значительной мере обусловлено тем, что соленосная пачка перекрывается слоем высокоплотных карбонатов мощностью более 1 км (а исходно, до эрозии, – более 1.5 км), выше которых залегают существенно менее плотные терригенные породы. В результате имеет место локальная неустойчивость, формирующая рост дополнительной моды возмущений с длиной волны  $\lambda_m \sim 2d_m$ , где  $d_m$  – толщина слоя от подошвы соли до кровли карбонатной формации, где происходит скачок плотности.

В целом результаты численных экспериментов показали, что в Анабаро-Хатанской НГО формирование наиболее контрастных соляных куполов началось в ранней перми и уже к началу триаса их амплитуды достигали 1000 м. Основной рост этих диапиров приходится на мезозой. К концу триаса наиболее интенсивно растущие купола прошли стадии «подушки» и «пальца», а в течение юры существенно прирастили амплитуды и сформировали классические грибообразные диапиры.

В мелу и кайнозое процесс роста основных куполов продолжался и одновременно произошла их трансформация в воронкообразные тела – в верхних частях куполов продолжали образовываться характерные карнизы, а в осевых частях шляпок диапиров формировались углубления. Связано это с тем, что на фоне продолжающегося процесса всплывания и растекания соли под свободной (дневной) поверхностью насыщенные низкоплотной солью края диапиров продолжали всплывать, в то время как обогащенные тяжелым субстратом внутренние части диапиров начали погружаться (рис. 5, завершающие стадии).

Основной рост погребенных куполов более коротковолновой моды – криптодиапиров, формирующих в осадочном чехле перспективные в отношении нефтегазоносности антиклинальные ловушки, наиболее интенсивно происходил в позднем мелу и кайнозое.

## 6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные численные эксперименты показали, что развитие соляного тектогенеза в Анабаро-Хатангской НГО определяется такими особенностями его геологического строения и истории тектонического развития, как:

1) накопление девонской соленосной толщи не повсеместно, а в отдельном, относительно узком прогибе;

2) значительная глубина захоронения соленосных отложений;

3) аномально низкая плотность соленосных отложений по отношению ко всем осадочным толщам, в первую очередь к сложенным высокоплотными карбонатами подстилающим и непосредственно перекрывающим породам.

Результаты численных экспериментов, хорошо согласующиеся с имеющимися данными о геологическом строении Анабаро-Хатангской седловины, показали, что в этом регионе в результате процессов соляного тектогенеза были сформированы выходящие на поверхность и погребенные диапиры, с которыми связана значительная часть нефтегазоперспективных объектов этого региона. С открытыми соляными куполами могут быть связаны структурно-тектонические ловушки, над закрытыми криптодиапирами в структурных планах пермских и мезозойских стратиграфических уровней могут быть развиты классические антиклинальные ловушки.

Выполненные работы носили преимущественно региональный характер, в то же время разработанные в процессе проведенных исследований методические приемы, алгоритмы и программы могут быть использованы при построении детальных моделей связанных с соляными куполами нефтегазоперспективных объектов, которые не поддаются расшифровке в волновых сейсмических полях.

## 7. БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена в рамках программ фундаментальных научных исследований ИНГГ СО РАН (проекты в ИСГЗ ФАНО № 0331-2016-0040 и 331-2016-0043), а также при поддержке РФФИ (проект № 18-05-70105, «Ресурсы Арктики»).

## 8. ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Abramov T.V., 2016. Fast numerical solution of boundary value problems with known greens function using cyclic convolution. *Computational Technologies* 21 (2), 3–11 (in Russian) [Абрамов Т.В. Быстрое численное решение краевых задач с известной функцией Грина через циклическую свертку // *Вычислительные технологии*. 2016. Т. 21. № 2. С. 3–11].

- Abramov T., Lavrentiev M., Lunev B., 2016. Implementation and testing of the fast numerical algorithm for simulation of 3D gravity creeping flow of incompressible newtonian fluid. In: Proceedings of the 2nd International conference on applications in information technology (Aizu-Wakamatsu, Japan, October 6–8, 2016). The University of Aizu Press, Aizu-Wakamatsu, p. 121–124.
- Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V., Bordunov S.I., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Yakovishina E.V., 2016. The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei–Khatanga basin and the conjugate Taimyr orogeny. *Geotectonics* 50 (2), 161–178. <https://doi.org/10.1134/S0016852116020023>.
- Astarita G., Marucci G., 1974. Principles of Non-Newtonian Fluid Mechanics. Mc Graw-Hill, New York, 289 p.
- Drachev S.S., Mazur S., Campbell S.G., Tishchenko A., 2018. Crustal architecture of the East Siberian Arctic shelf and adjacent Arctic Ocean constrained by seismic data and gravity modeling results. *Journal of Geodynamics* 119, 123–148. <https://doi.org/10.1016/j.jog.2018.03.005>.
- Gramberg I.S., 1958. Geochemical studies as one of the methods of searching for genetic signs of petroleum source formations (example of the USSR Arctic regions). In: I.S. Gramberg, M.K. Kalinko (Eds.), Oil and gas potential of the north of Siberia. State Scientific and Technical Publishing House, Leningrad, p. 171–182 (in Russian) [Граммберг И.С. Геохимические исследования как один из методов поисков генетических признаков нефтематеринских толщ (на примере арктических районов СССР) // Нефтегазоносность севера Сибири / Ред. И.С. Граммберг, М.К. Калинин. Л.: Госнаучтехиздат, 1958. С. 171–182].
- Jackson M.P., Talbot C.J., 1986. External shapes, strain rates, and dynamics of salt structures. *Geological Society of America Bulletin* 97 (3), 305–323. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1986\)97<305:ESSRAD>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1986)97<305:ESSRAD>2.0.CO;2).
- Kalinko M.K., 1959. History of Geological Development and Oil and Gas Potential of the Khatanga Depression. Gostoptekhizdat, Leningrad, 360 p. (in Russian) [Калинко М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. Л.: Гостоптехиздат, 1959. 360 с.].
- Kashirtsev V.A., Kim N.S., Fursenko E.A., Dzyuba O.S., Fomin A.N., Chalaya O.N., 2013. Genesis of oils and oil shows of the Anabar-Khatanga saddle (Arctic sector of the Siberian platform). *Geology and Mineral Resources of Siberia* (1), 54–63 (in Russian) [Каширцев В.А., Ким Н.С., Фурсенко Е.А., Дзюба О.С., Фомин А.Н., Чалая О.Н. Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2013. № 1. С. 54–63].
- Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Gubin I.A., Zoteev A.M., Lapkovsky V.V., Malyshev N.A., Soloviev M.V., Fradkin G.S., 2013. The Neoproterozoic–Phanerozoic section of the Anabar–Lena province: Structural framework, geological model, and petroleum potential. *Russian Geology and Geophysics* 54 (8), 980–996. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.014>.
- Kontorovich V.A., Lunev B.V., Lapkovsky V.V., Filippov Yu.F., 2014. Numerical models of salt tectonics structures detected by seismic exploration in the Cambrian deposits of the Predyenisei sedimentary basin, South-Eastern West Siberia. *Geology and Mineral Resources of Siberia* (S2), 105–115 (in Russian) [Конторович В.А., Лунёв Б.В., Ланковский В.В., Филиппов Ю.Ф. Численные модели формирования структур соляной тектоники, выявленных сейсморазведкой в кембрийских отложениях Предъенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № S2. С. 105–115].
- Kosygin Yu.A. (Ed.), 1973. Salt Tectonics of the Siberian Platform. Nauka, Novosibirsk, 162 p. (in Russian) [Соляная тектоника Сибирской платформы / Ред. Ю.А. Косыгин. Новосибирск: Наука, 1973. 162 с.].
- Lunev B.V., 1986. Isostasia as dynamic equilibrium of viscous fluid. *Doklady AN SSSR* 290 (1), 72–76 (in Russian) [Лунёв Б.В. Изостазия как динамическое равновесие вязкой жидкости // Доклады АН СССР. 1986. Т. 290. № 1. С. 72–76].
- Lunev B.V., 1996. The upper mantle density anomaly above the Mid-Atlantic Ridge: its nature and role in rifting and spreading. *Geologiya i Geofizika (Russian Geology and Geophysics)* 37 (9), 87–101 (in Russian) [Лунев Б.В. О природе верхнемантийной аномалии плотности под Срединно-Атлантическим хребтом и ее роли в рифтогенезе и спрединге // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. № 9. С. 87–101].
- Staroseltsev V.S., Divina T.A., 2012. Mechanism of Devonian salt accumulation in the North-West of the Siberian platform. *Geology and Mineral Resources of Siberia* (2), 88–95 (in Russian) [Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Механизм девонского соленакопления на северо-западе Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2012. № 2. С. 88–95].
- Vernikovskiy V., Shemin G., Deev E., Metelkin D., Matushkin N., Pervukhina N., 2018. Geodynamics and oil and gas potential of the Yenisei-Khatanga basin (Polar Siberia). *Minerals* 8 (11), 510. <https://doi.org/10.3390/min8110510>.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT AUTHORS

### Владимир Алексеевич Конторович

член-корреспондент РАН, докт. геол.-мин. наук,  
зав. лабораторией

Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А.А. Трофимука СО РАН  
630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, Россия

✉ e-mail: [timofeevvy@ipgg.nsc.ru](mailto:timofeevvy@ipgg.nsc.ru)

### Vladimir A. Kontorovich

Corresponding Member of RAS, Doctor of Geology and Mineralogy,  
Head of Laboratory

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of RAS  
3 Academician Koptug ave., Novosibirsk 630090, Russia

**Борис Валентинович Лунёв**

канд. физ.-мат. наук, с.н.с.

Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А.А. Трофимука СО РАН  
630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, Россия

e-mail: [bobvalmail@mail.ru](mailto:bobvalmail@mail.ru)

**Boris V. Lunev**

Candidate of Physics and Mathematics, Senior Researcher

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of RAS  
3 Academician Koptug ave., Novosibirsk 630090, Russia

**Владимир Валентинович Лапковский**

докт. геол.-мин. наук, зав. лабораторией

Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А.А. Трофимука СО РАН  
630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, Россия

e-mail: [lapkovskiiVV@ipgg.sbras.ru](mailto:lapkovskiiVV@ipgg.sbras.ru)

**Vladimir V. Lapkovsky**

Doctor of Geology and Mineralogy, Head of Laboratory

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of RAS  
3 Academician Koptug ave., Novosibirsk 630090, Russia