

УДК 550.834.05 + 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2019-5-15-26

## Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области)

© 2019 г. | В.А. Конторович<sup>1,2</sup>, А.Ю. Калинин<sup>1,2</sup>, Л.М. Калинина<sup>1</sup>, М.В. Соловьев<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; KontorovichVA@ipgg.sbras.ru; KalininAY@ipgg.sbras.ru; KalininaLM@ipgg.sbras.ru; SolovevMV@ipgg.sbras.ru;

<sup>2</sup>ФГАОУ ВПО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия

Поступила 04.07.2019 г.

Принята к печати 07.08.2019 г.

**Ключевые слова:** Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области; осадочный бассейн; сейсмогеологический комплекс; сейсмический горизонт; структурная карта; тектоника; соляной купол (диапир); нефтегазоносность; нефтегазоперспективный объект; ловушка.

В статье рассмотрены сейсмогеологические и структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности неопротерозой-палеозойских и мезозойских осадочных комплексов в арктических регионах Сибирской платформы. По результатам исследований сделан вывод о том, что в Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской нефтегазоносных областях развит осадочный бассейн мощностью до 14–16 км, в разрезе которого выделяется 5 регионально развитых сейсмогеологических мегакомплексов: рифейский, вендский, нижне-среднепалеозойский, пермский и мезозойский. Результаты структурно-тектонического анализа показали, что на современное строение региона доминирующее влияние оказали предпермский перерыв в осадконакоплении; соляной тектогенез, предопределивший формирование диапиров и связанных с ними антиклинальных структур, и однонаправленные пермские и мезозойско-кайнозойские тектонические движения. Арктические регионы Сибирской платформы перспективны в отношении нефтегазоносности. Здесь отмечены многочисленные битумо-, нефте- и газопроявления; развиты неопротерозойские, девонские и пермские нефтепроизводящие формации; в разрезах всех осадочных комплексов выделяются высокоемкие пласты-коллекторы; существуют предпосылки для формирования как антиклинальных, так и сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов в отложениях рифея, венда, кембрия, девона, карбона и перми.

Для цитирования: Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Соловьев М.В. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 15–26. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-15-26.

## Seismogeological models and petroleum potential of sedimentary sequences in the Arctic regions of Lena-Tunguska petroleum province (Anabar-Khatanga, Lena-Anabar petroleum areas)

© 2019 | V.A. Kontorovich<sup>1,2</sup>, A.Yu. Kalinin<sup>1,2</sup>, L.M. Kalinina<sup>1</sup>, M.V. Solovev<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia; KontorovichVA@ipgg.sbras.ru; KalininAY@ipgg.sbras.ru; KalininaLM@ipgg.sbras.ru; SolovevMV@ipgg.sbras.ru;

<sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Received 04.07.2019

Accepted for publication 07.08.2019

**Key words:** Anabar-Khatanga Petroleum Area; Lena-Anabar Petroleum Area; sedimentary basin; seismogeological sequence; seismic horizon; structural map; tectonics; salt dome (diapir); petroleum potential; petroleum prospects; trap.

The paper considers seismogeological, structural and tectonic features and analyzes petroleum potential of the Neoproterozoic-Paleozoic and Mesozoic sedimentary sequences in Arctic regions of the Siberian Platform. Results of the research allow concluding that a sedimentary basin occurs in the Anabar-Khatanga and Lena-Anabar oil-and-gas bearing areas with a thickness up to 14–16 km; in the section of this basin, 5 regionally developed seismogeological sequences are identified: Riphean, Vendian, Lower-Middle Paleozoic, Permian, and Mesozoic. The results of the structural-tectonic analysis showed that the following factors mainly affected the modern structural-tectonic features of the region: the pre-Permian hiatus; salt tectogenesis, which predetermined the formation of diapirs and associated anticlinal structures, and unidirectional Permian and Mesozoic-Cenozoic tectonic movements. The Arctic regions of the Siberian platform are promising in terms of petroleum potential. There are numerous bitumen, oil and gas shows; Neoproterozoic, Devonian and Permian oil-producing formations are developed; and high-capacity reservoirs are identified in sections of all sedimentary sequences. In the Anabar-Khatanga region, anticlinal structures associated with salt domes are of most interest in the context of petroleum potential. Near the open diapirs breaking through the entire thickness of the Upper Devonian, Carboniferous, and Permian combination traps can be formed associated with pinching out of terrigenous

**OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**

and carbonate reservoirs at salt domes; above the buried salt domes, classical anticlinal traps may form in Permian and Mesozoic sediments. In the Lena-Anabar petroleum area, the most promising are Permian, Cambrian, Vendian, and Riphean deposits. Oil and gas promising objects in Permian sediments may be associated with anticlinal structures; Cambrian and Vendian deposits are perspective mainly in the southern part of the Lena-Anabar petroleum area, where hydrocarbon reservoirs can be controlled by structural-stratigraphic, structural-lithological and structural-tectonic traps. The erosion-tectonic Riphean protrusions at the depths of 1400–2000 m found in the southern part of the Lena-Anabar petroleum area are of interest in relation to the petroleum potential of the Riphean deposits.

*For citation: Kontorovich V.A., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Solovov M.V. Seismogeological models and petroleum potential of sedimentary sequences in the Arctic regions of Lena-Tunguska petroleum province (Anabar-Khatanga, Lena-Anabar petroleum areas). *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(5):15–26. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-15-26.*

К важнейшим задачам нефтяной геологии и геофизики на современном этапе относятся изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности арктических регионов и шельфов северных морей России.

В статье приведен анализ геолого-геофизических материалов по арктическим регионам Сибирской платформы, находящимся на побережье моря Лаптевых. Исследуемая территория охватывает Анабаро-Хатангскую седловину и Лено-Анабарский прогиб, которые контролируют одноименные нефтегазоносные области (НГО), расположенные в северной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) [1, 2].

В административном отношении Анабаро-Хатангская седловина и Лено-Анабарский прогиб находятся на северо-востоке Красноярского края, севере Республики Саха (Якутия) и в Хатангском заливе моря Лаптевых.

Рассматриваемый регион был объектом систематических целенаправленных нефтепоисковых исследований в 1930–1980-х гг. В эти годы была отработана сеть сейсмических профилей, проведены гравиметрические, магниторазведочные работы, пробурены глубокие скважины, выполнен большой объем научных и аналитических исследований.

Новейший этап изучения северных районов Сибирской платформы начался в XXI в., когда в акватории и на побережье Хатангского залива, а также в южных и центральных районах Хатангско-Ленского региона были проведены региональные сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (МОГТ) и пробурена серия глубоких колонковых скважин.

В 2017 г. в акватории Хатангского залива, в непосредственной близости от п-ова Хара-Тумус, компанией ПАО «Роснефть» пробурена поисковая скважина и открыто Центральное-Ольгинское нефтяное месторождение.

**Геолого-геофизическая изученность**

В Лено-Анабарской НГО сейсморазведочные работы МОГТ проводились в 1980–1990-х гг. АО «Якутскгеофизикой». Работы были выполнены по традиционной для того периода методике МОГТ с 12-кратным перекрытием. Использование упрощенной методики

в очень сложном по тектоническим и сейсмогеологическим условиям районе предопределило невысокое качество сейсмических материалов. Длина сейсмической записи составляла 3 с, что недостаточно для изучения геологического строения рифейских отложений.

Всего в Лено-Анабарской НГО в эти годы было отработано 6570 км неравномерно размещенных сейсмических профилей МОГТ. Относительно плотные сетки профилей расположены на Усть-Оленекском и Прончищевском поднятиях, которые находятся в северной части исследуемого региона, на побережье моря Лаптевых. Остальная часть рассматриваемой территории покрыта региональной сетью профилей.

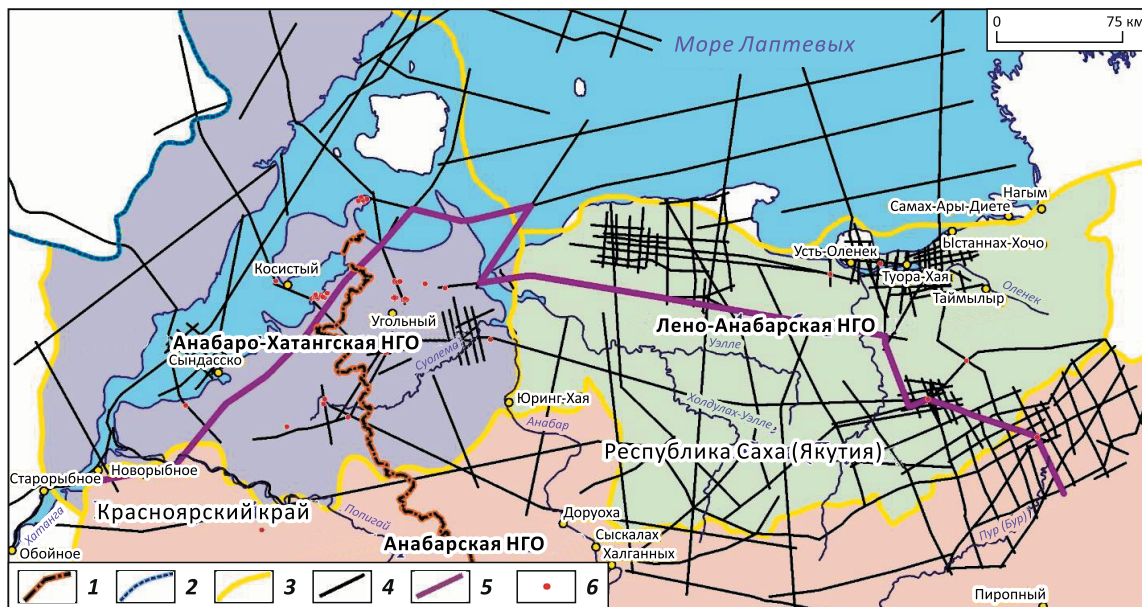
Большая часть сейсмических материалов, полученных в Анабаро-Хатангской НГО в советские годы, была утрачена. В 1990-х гг. в осевой части Хатангского залива была проведена морская сейсморазведка МОГТ с 6-кратным перекрытием. Несмотря на низкую кратность, полученные по результатам этих работ сейсмические разрезы характеризуются достаточно хорошим качеством, на них четко выделяются реперные отражающие горизонты и в центральной части Хатангского залива фиксируется контрастный выступ, связанный с соляным куполом.

В 2008–2009 гг. ГНЦ ФГУПП «Южморгео» проведены современные сейсморазведочные работы МОГТ в Хатангском заливе, на побережье и в транзитной зоне. В 2014–2015 гг. в рамках федеральной программы в исследуемом регионе было дополнительно отработано 2085 км сейсмических профилей МОГТ, которые пересекают южные и центральные части Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО.

Таким образом, в настоящее время на исследуемой территории отработано 13 630 км сейсмических профилей МОГТ (без учета морской сейсморазведки 1990-х гг.) при средней плотности сейсмических наблюдений в Лено-Анабарском регионе 0,095 км/км<sup>2</sup>:

- Хатангский залив и прилегающие территории Анабаро-Хатангской НГО — 3145 км;
- Лено-Анабарская НГО (1980-е гг.) — 6570 км;
- Лено-Анабарская и Анабаро-Хатангская НГО (2014–2015) — 2085 км;
- транзитная зона (континент – море) — 1830 км.

Рис. 1. Схема изученности Лено-Анабарской и Анабаро-Хатангской НГО  
 Fig. 1. Exploration maturity of Lena-Anabar and Anabar-Khatanga petroleum areas



Границы (1–3): 1 — административные, 2 — зоны распространения платформенных отложений, 3 — НГО; 4 — сейсмические профили МОГТ; 5 — региональный композитный профиль Reg АХС-Л-А 2017; 6 — глубокие скважины

Boundaries (1–3): 1 — administrative, 2 — zone of platform deposits development, 3 — Petroleum Area; 4 — CDP seismic lines; 5 — regional slalom line Reg АХС-Л-А 2017; 6 — deep wells

В настоящее время в Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО пробурено 60 глубоких скважин (в Анабаро-Хатангской — 54, в Лено-Анабарской — 6), которые позволяют надежно выделять отражающие сейсмические горизонты и сейсмогеологические комплексы.

Схема современной геолого-геофизической изученности исследуемого региона приведена на рис. 1.

### Сейсмогеологическая характеристика

На севере Сибирской платформы, в пределах Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО, развит неопротерозой-мезозойский осадочный бассейн, в пределах которого мощность платформенных отложений достигает 14–16 км [2–8].

Анализ временных сейсмических разрезов и данных бурения позволяет выделить в осадочном чехле исследуемого региона пять регионально развитых сейсмогеологических мегакомплексов: рифейский, вендский, нижне-среднепалеозойский, пермский и мезозойский, которые в кровле и подошве контролируются сейсмическими реперами [6] (рис. 2).

**Мезозойский сейсмогеологический мегакомплекс** составляет верхнюю часть осадочного чехла и включает терригенные отложения триаса, юры и мела. На временных разрезах мезозойский сейсмокомплекс в подошве контролируется отражающим горизонтом  $T_0$ , в кровле — дневной поверхностью. На севере Сибирской платформы мощность мезозой-

ских отложений регионально уменьшается в южном направлении с 3000 до 0 м.

Сокращение толщин этих отложений также происходит над контрастными антиклинальными структурами — Прончищевским, Аллаханским и Усть-Оленекским поднятиями, расположенными в северной прибрежной части Лено-Анабарской НГО и над Нордвикским, Западно-Нордвикским, Ольгинским, Кожевниковским и другими поднятиями Анабаро-Хатангской НГО.

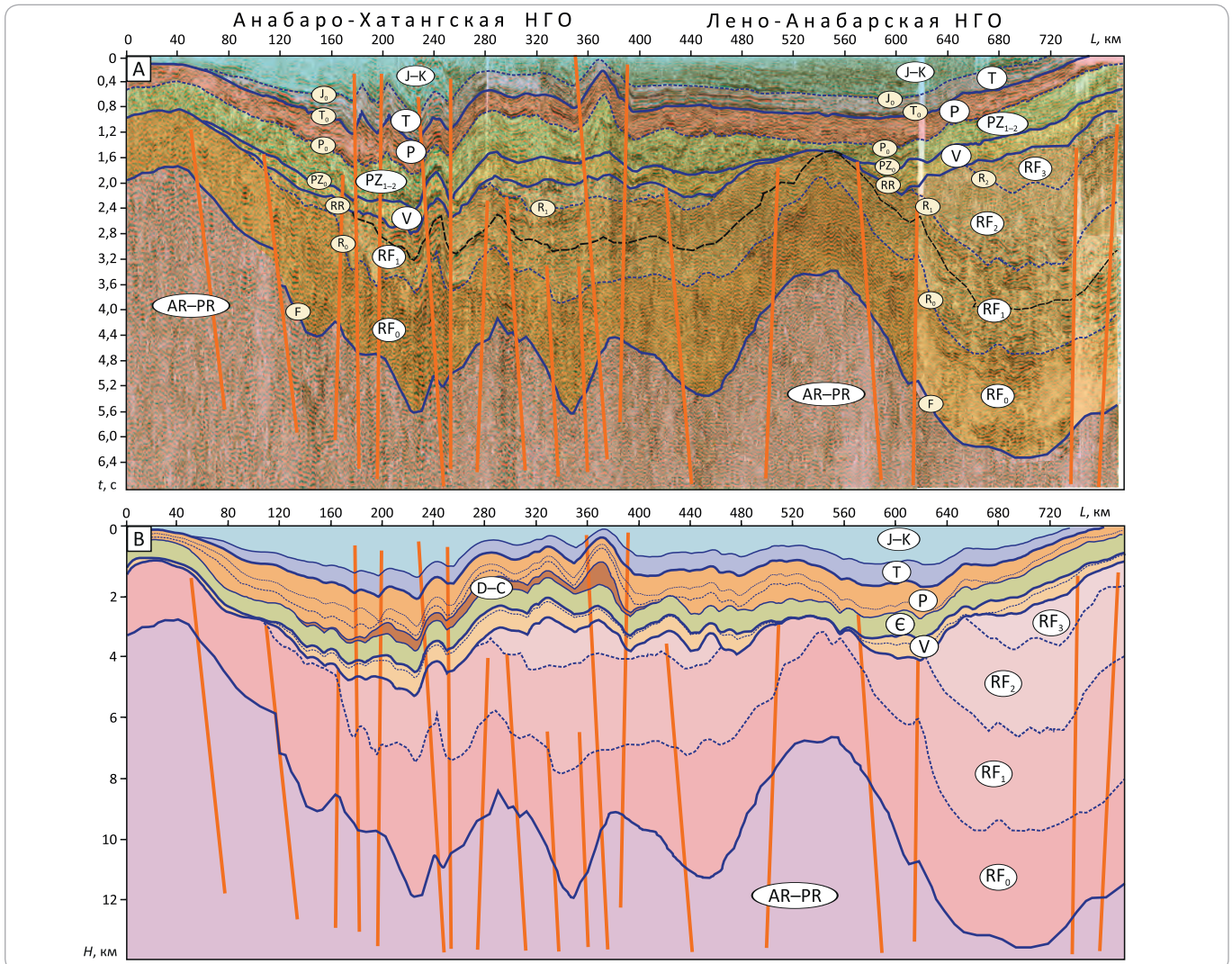
На севере Лено-Анабарского прогиба и в Анабаро-Хатангской мегаседловине на участках, где толщина мезозойских отложений превышает 1000 м, внутри этого мегакомплекса выделяется два отражающих горизонта  $J_0$  и  $K_0$ , приуроченных к подошвам комплексов юры и мела соответственно.

**Пермский сейсмогеологический мегакомплекс** на временных разрезах контролируется отражающими горизонтами  $T_0$  в кровле и  $P_0$  — в подошве. Отражающий горизонт  $P_0$  распространен практически на всей исследуемой территории и отсутствует только на юго-востоке, где на дневную поверхность выходят отложения кембрия. Отражающий горизонт  $P_0$ , контролирующий подошву пермского комплекса, одновременно приурочен к крупному предпермскому (раннепермскому) перерыву в осадконакоплении. В Лено-Анабарской НГО этот перерыв четко фиксируется на временных разрезах, в различных частях региона нижележащие рифей-кембрийские

## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Временной (А) и глубинный (В) сейсмогеологические разрезы по линии композитного профиля Reg АХС-Л-А 2017 (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская НГО)

Fig. 2. Time (A) and depth (B) seismogeological sections along the slalom line Reg АХС-Л-А 2017 (Anabar-Khatanga, Lena-Anabar petroleum areas)



отражающие горизонты срезаются этой эрозионной поверхностью [9, 10] (рис. 3, см. рис. 2).

Внутри пермского мегакомплекса выделяется два относительно устойчивых отражающих горизонта, приуроченных к кровлям нижнекембрийской и тустахской свит. По аналогии с отложениями мезозоя мощность пермских отложений также регионально увеличивается в северном направлении; максимальные толщины, достигающие 2500–3000 м, фиксируются в северной части Хатангского залива.

**Нижне-среднепалеозойский сейсмогеологический мегакомплекс** в кровле контролируется отражающим горизонтом  $P_0$ , к подошве комплекса, в зоне развития вендского комплекса, приурочен отражающий горизонт  $PZ_0$ . На территориях, где вендские отложения выклиниваются на контакте с выступами рифея, подошва нижне-среднепалеозойских отложений контролируется горизонтом  $RR$ . Отражающие горизонты  $PZ_0$  и  $RR$ , формирующиеся соответственно

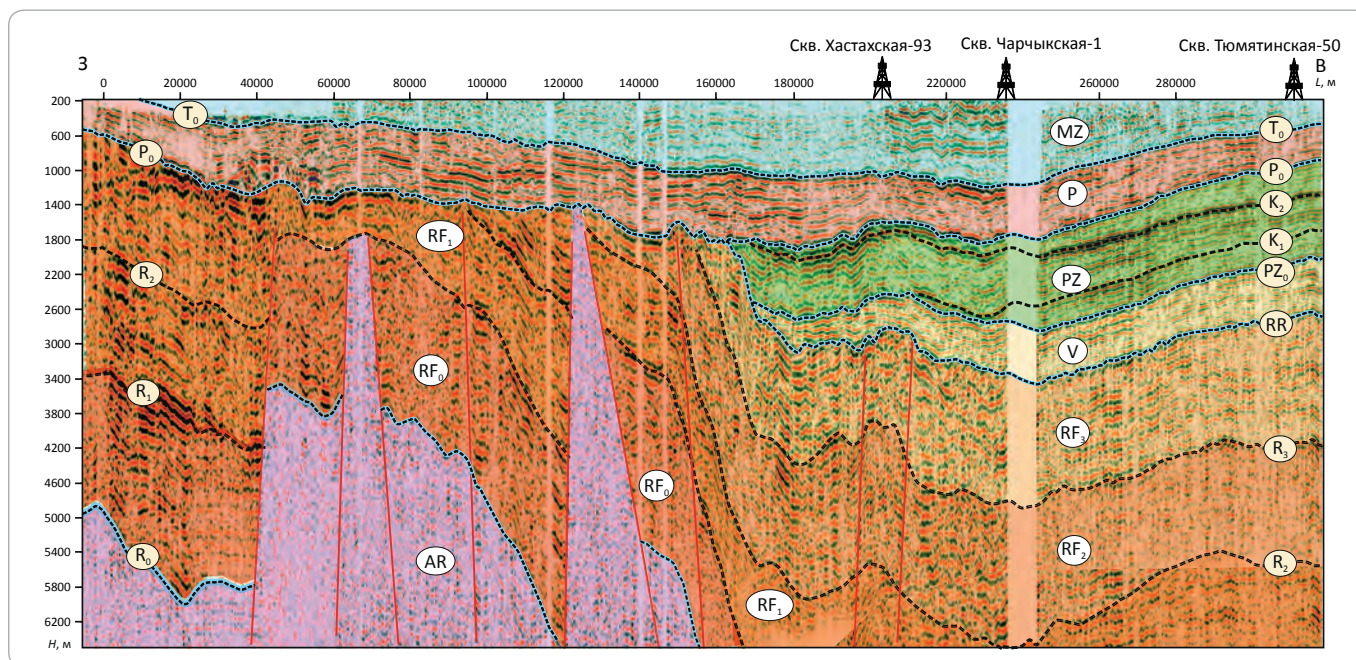
на кровлях комплексов венда и рифея, характеризуются высоким энергетическим уровнем и надежно прослеживаются на временных разрезах.

В Лено-Анабарской и Анабаро-Хатангской НГО разрезы ниже-среднепалеозойских отложений существенно отличаются.

В Лено-Анабарской НГО ниже-среднепалеозойский мегакомплекс представлен преимущественно карбонатами кембрия, которые на большей части территории с несогласием перекрыты терригенными пермскими породами. Отложения ордовика и силура на большей части НГО в разрезе отсутствуют и вскрыты только на Усть-Оленекской площади, расположенной на побережье моря Лаптевых [11].

На юго-востоке Лено-Анабарской НГО на временных разрезах ниже-среднепалеозойского мегакомплекса выделяется два устойчивых отражающих горизонта —  $K_1$  и  $K_2$ , формирующихся на геологических границах, приуроченных соответственно к ба-

Рис. 3. Глубинный сейсмогеологический разрез по линии регионального композитного профиля Reg\_3 (Лено-Анабарская НГО)  
 Fig. 3. Deep seismogeological section along the regional slalom line Reg\_3 (Lena-Anabar Petroleum Area)



зальной и верхней частям кембрийского комплекса (рис. 4).

На временных разрезах этого сейсмокомплекса четко фиксируется косослоистый (клиноформный) рисунок сейсмической записи. В юго-западном направлении, в сторону Анабарского свода, горизонты  $K_1$  и  $K_2$  погружаются, формируя клиноформы южного падения (см. рис. 4).

В Анабаро-Хатангской НГО в основании ниже-среднепалеозойского мегакомплекса залегает кембрийская преимущественно карбонатная толща, которая с перерывом перекрыта известняками девона – карбона либо терригенными породами перми. Особенностью геологического строения среднепалеозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины является наличие в разрезе ранне-среднедевонской соленосной толщи и серии соляных куполов [4, 10, 12]. Расположенный на этой территории Нордвикский диапир прорывает породы верхнего девона, карбона, перми и мезозоя и выходит на дневную поверхность, как девонские соли на п-ове Юрюнг-Тумус. На Кожевниковской площади и ряде других объектов развиты погребенные, не выходящие на поверхность соляные купола — криптодиапиры, которые не наблюдаются в перми и мезозое.

В ФГБУН «ИНГТ СО РАН» было выполнено математическое моделирование процессов образования соляных диапиров в Анабаро-Хатангской НГО. Результаты численных экспериментов показали, что в этом регионе формирование наиболее контрастных соляных куполов началось в ранней перми и уже к началу триаса их амплитуды достигали 1000 м. Существенный рост этих диапиров также приходится

на мезозой, когда в течение юры и мела они существенно прирастили амплитуды и сформировали классические грибообразные тела. Рост погребенных куполов — криптодиапиров наиболее интенсивно происходил в позднем мелу и кайнозое [13].

Анализ геолого-геофизических материалов позволяет считать, что подавляющее большинство выделенных на севере Анабаро-Хатангской НГО локальных высокоамплитудных положительных структур связано с выходящими на поверхность и погребенными соляными куполами, которые на временных разрезах фиксируются столбообразной расфазировкой и падением амплитудно-энергетических характеристик волновых полей — хаотическим рисунком сейсмической записи (рис. 5).

Отложения ордовика и силура в Анабаро-Хатангской НГО размыты и отсутствуют в разрезе.

**Вендский сейсмогеологический мегакомплекс** на временных разрезах контролируется отражающими горизонтами  $PZ_0$  в кровле,  $RR$  — в подошве. В Анабаро-Хатангской НГО вендские отложения представлены преимущественно доломитами. В Лено-Анабарской НГО эта толща имеет двухчленное строение: нижняя часть комплекса представлена карбонатами мощностью 650–700 м, выше по разрезу расположена венд-нижнекембрийская толща терригенных пород, выделенная в составе кессюсинской свиты. Залегающая в верхах венда – низах кембрия кессюсинская свита мощностью 200–300 м обогащена  $OB$  и рассматривается в качестве нефтепроизводящей [14].

Принципиальное отличие вендского мегакомплекса от вышележащих отложений заключается в

## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Сейсмогеологическая характеристика кембрийских и вендских отложений Лено-Анабарской НГО  
 Fig. 4. Seismogeological characteristics of Cambrian and Vendian formations in Lena-Anabar Petroleum Area

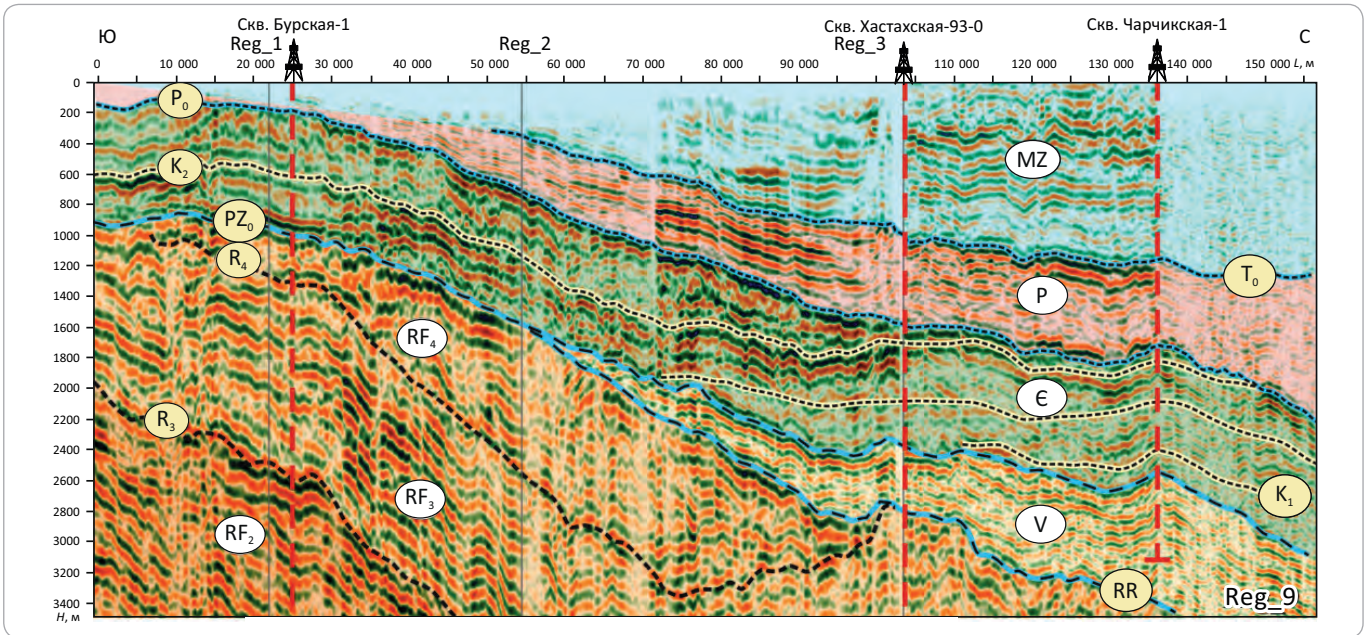
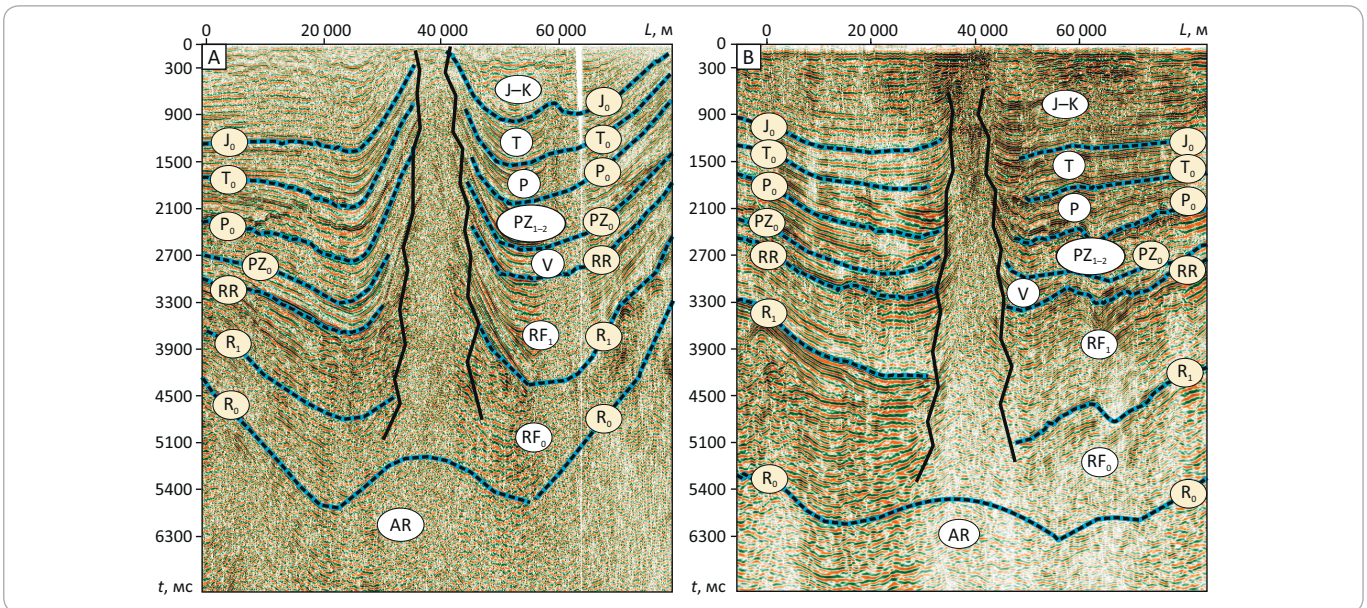


Рис. 5. Сейсмические образы Нордвикского (А) и Западно-Нордвикского (В) соляных куполов (диапиров)  
 Fig. 5. Seismic schemes of Nordvik (A) and West Nordvik (B) salt domes (diapirs)

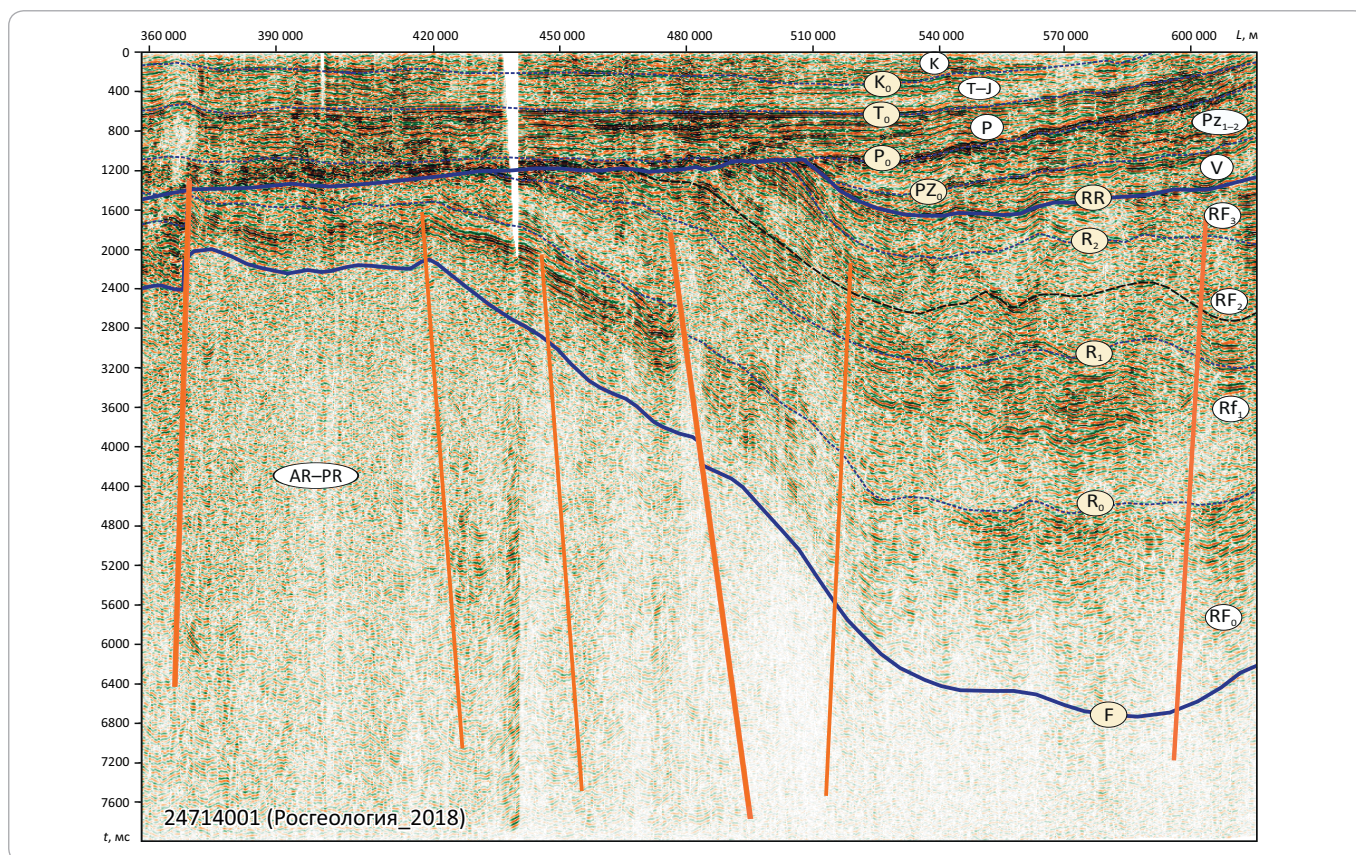


том, что он не срезается эрозионной поверхностью, а выклинивается на контакте с приподнятыми рифейскими блоками (рис. 6, см. рис. 3, 4).

**Рифейский сейсмогеологический мегакомплекс** в подошве контролируется отражающим горизонтом  $R_0$ , в кровле —  $RR$ . Приуроченный к подошве рифейского мегакомплекса отражающий горизонт  $R_0$  отделяет на временных разрезах высокоамплитудные рифейские волновые поля, подчеркивающие платформенный облик осадков, от пород архей-протерозойского фундамента, характеризующихся хаотическим рисунком сейсмической записи.

В наиболее полных разрезах рифея исследуемого региона мощность платформенных отложений достигает 8–10 км и внутри него выделяется 3–4 согласно залегающих сейсмогеологических комплекса, к кровлям которых приурочены энергетически выраженные отражающие сейсмические горизонты. В южной части исследуемого региона, в направлении Анабарского свода, более молодые рифейские сейсмокомплексы последовательно срезаются эрозионной поверхностью и под палеозойскими выходят более древние рифейские осадочные толщи. В пределах наиболее приподнятых участков и контраст-

**Рис. 6.** Сейсмогеологическая характеристика Лено-Анабарской НГО  
**Fig. 6.** Seismogeological characteristics of Lena-Anabar Petroleum Area



ных выступов мощность срезанных эрозией рифейских платформенных отложений достигает 6–7 км (см. рис. 6).

### Региональная структурно-тектоническая характеристика

В рамках проведенных исследований выполнена интерпретация сейсмических материалов и построены структурные карты по кровлям рифейского, вендского, кембрийского, девон-каменноугольного, пермского и триас-юрского комплексов.

Структурная карта по кровле пермского комплекса (одного из наиболее нефтегазоперспективных на исследуемой территории) взята за основу для построения тектонической схемы (рис. 7).

Анализ результатов структурных построений показал, что в региональном и даже зональном плане поверхности всех стратиграфических уровней в значительной мере подобны. В пределах рассматриваемого региона неопротерозой-палеозойские отражающие горизонты регионально погружаются в северном направлении. Наименьшие глубины залегания реперных горизонтов фиксируются в южной части исследуемой территории: в пределах Северо-Сибирской мегамоноклизы и на северо-востоке, в Притаймырской зоне; наибольшие — в погруженных частях крупных депрессий: в Енисей-Хатангском

региональном прогибе, в Южно-Лаптевской и Лено-Анабарской синеклизах.

В северной части исследуемой территории расположена Южно-Лаптевская синеклиза, в западной части которой выделяется Бегичевская мегавпадина, осложненная тремя замкнутыми впадинами, прогибом и одной положительной структурой II порядка — Северо-Бегичевским мезоподнятием.

К югу от Южно-Лаптевской синеклизы находится вытянутый в широтном направлении Сопочный наклонный мезовал, который на западе примыкает к п-ову Таймыр и сформирован над цепочкой связанных с соляными диапирами контрастных положительных структур. В восточной части мезоподнятия расположены Нордвикский и Западно-Нордвикский купола.

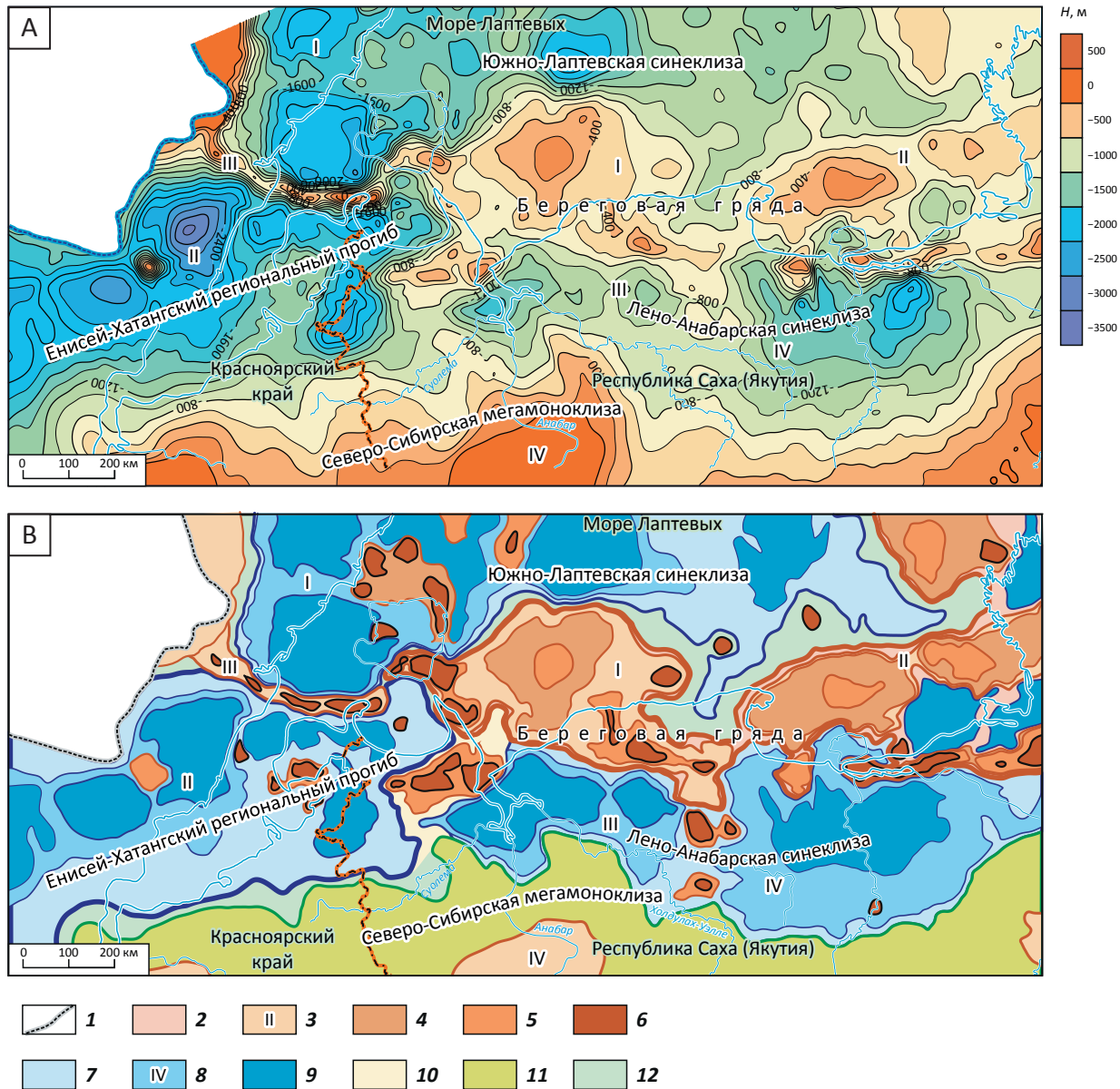
К востоку от Сопочного мезовала находится вытянутая в широтном направлении крупная надпорядковая положительная структура — Береговая гряда, которая протягивается вдоль побережья моря Лаптевых, от Хатангского залива до устья р. Лена. Гряда осложнена двумя положительными структурами I порядка — Юрянским и Пограничным мегавалами и серией более мелких поднятий и впадин II–IV порядков.

К югу от Сопочного мезовала расположена восточная часть раскрывающегося в западном направ-

## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 7. Структурная карта по кровле перми (А) и тектоническая карта пермского структурного яруса (В) арктических районов Сибирской платформы (Лено-Анабарская и Анабаро-Хатангская НГО)

Fig. 7. Depth map over the Permian Top (A) and tectonic map of Permian structural stage (B), Arctic regions of Siberian Platform (Lena-Anabar and Anabar-Khatanga petroleum areas)



1 — граница зоны отсутствия платформенных отложений; **положительные структуры (2–6):** 2 — надпорядковые, 3 — I порядка (I — Юрянский мегавал, II — Пограничный мегавал, III — Сопочный мезовал, IV — Друоханский мегавал), 4 — II порядка, 5 — III порядка, 6 — IV порядка; **отрицательные структуры (7–9):** 7 — надпорядковые, 8 — I порядка (I — Бегичевская мегавпадина, II — Хетский мегапрогиб, III — Юрянг-Хаянская мегавпадина, IV — Таймыльская мегавпадина), 9 — II, III порядков; **промежуточные структуры (10–12):** 10 — седловины, 11 — моноклизы, 12 — моноклинали

1 — zone where platform deposits are absent; **positive structures (2–6):** 2 — super-order, 3 — I order (I — Yuryangsky mega-swell, II — Pogranichny mega-swell, III — Sopochny meso-swell, IV — Druokhansky mega-swell), 4 — II order, 5 — III order, 6 — IV order; **negative structures (7–9):** 7 — super-order, 8 — I order (I — Begichevsky mega-depression, II — Khetsky mega-trough, III — Yuryang-Khayansky mega-depression, IV — Taimylyrsky mega-depression), 9 — II, III order; **intermediate structures (10–12):** 10 — saddles, 11 — monoclines, 12 — monoclines

лении Енисей-Хатангского регионального прогиба, в наиболее погруженной части которого выделяется Хетский мегапрогиб. Мегапрогиб осложнен тремя замкнутыми отрицательными структурами II, III порядков и одним контрастным Северо-Сандасским куполовидным поднятием.

В восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба развиты Северо-Косистый прогиб, Западно-Угольная впадина и Косистое куполовидное поднятие, осложненное Кожевниковским, Ольгинским и Центрально-Ольгинским локальными поднятиями.

Контролируемая Береговой грядой на севере и Северо-Сибирской моноклизой на юге Лено-Анабарская синеклиза представляет собой крупную, вытянутую в широтном направлении депрессию, осложненную двумя отрицательными структурами I порядка: Юрянг-Хаянской и Таймылырской мегавпадинами.

В зоне сочленения Енисей-Хатангского регионального прогиба и Лено-Анабарской синеклизы расположена седловина, в пределах которой выделяется Тигяно-Анабарский вал, осложненный Чайдахским, Гурмисским и Восточно-Гурмисским локальными поднятиями.

К югу от вытянутых в широтном направлении крупных депрессий расположена Северо-Сибирская мегамоноклиза, в пределах которой структурные планы всех опорных отражающих горизонтов регионально воздымаются в южном направлении, в сторону Анабарской антеклизы.

Большая часть поднятий III, IV порядков Лено-Анабарской и Анабаро-Хатангской НГО, представляющих собой традиционные антиклинальные нефтегазоперспективные объекты, расположена в пределах более крупных положительных структур либо в седловинах, разделяющих депрессии 0–II порядков. Так, Сопочный мезовал осложнен Нордвикским и Западно-Нордвикским локальными поднятиями; в южной части Береговой гряды выделяются Прончищевское, Улахан-Юряхское и Усть-Оленекское поднятия; в зоне сочленения Енисей-Хатангского регионального прогиба и Лено-Анабарской синеклизы — группа Кожевниковских структур, Чайдахское поднятие и т. д.

Анализ геолого-геофизических материалов позволяет сделать вывод о том, что доминирующее влияние на современное структурно-тектоническое строение северных районов Сибирской платформы оказали три принципиально важных тектонических процесса.

1. Предпермский (раннепермский) перерыв в осадконакоплении, в результате которого палеорельеф исследуемой территории был сnivelирован и сформировалась слабодислоцированная поверхность — пенеплен. Учитывая, что в Анабаро-Хатангской НГО под терригенными отложениями перми залегают породы девона — карбона, а в Лено-Анабарской НГО — кембрия — силура, можно предполагать, что к началу предпермского перерыва рельеф исследуемой территории погружался в западном направлении.

2. Соляной тектогенез, в результате которого в Анабаро-Хатангской НГО были сформированы выходящие на поверхность и погребенные соляные диапиры, предопределившие формирование антиклинальных структур в рельефе среднепалеозойских, пермских и мезозойских горизонтов.

3. Интенсивные однонаправленные пермские и более молодые мезозойские и кайнозойские текто-

нические движения, задавшие направление погружения территории в северном и северо-восточном направлениях и определившие формирование современных положительных и отрицательных структур различных порядков.

Совокупность этих геологических процессов предопределила подобие структурных планов и современный рельеф реперных стратиграфических уровней в осадочном чехле Лено-Анабарской и Анабаро-Хатангской НГО.

### Перспективы нефтегазоносности

Арктические регионы Сибирской платформы представляют несомненный интерес в отношении нефтегазоносности. В Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО в пермском комплексе в разрезах нижнекожевниковской и тустахской свит выделены обогащенные зрелым ОВ глинистые пачки, способные генерировать значительные объемы УВ. Выполненные в ФГБУН «ИНГГ СО РАН» геохимические исследования нефтей Нордвикского месторождения показали, что их источником являлось ОВ солеродного бассейна, что позволяет рассчитывать на девонские нефтепроизводящие формации [15]; в скважинах, пробуренных на территории Лено-Анабарской НГО, вскрыта обогащенная органикой венд-кембрийская кессюсинская свита, которая традиционно рассматривается в качестве нефтепроизводящей [14]; геохимические исследования изотопного состава битумоидов в скв. Хастахская-390 показали, что их источником являлись рифейские нефтематеринские породы [16].

Кроме того, на севере Сибирской платформы, на Оленекской, Восточно-Анабарской, Туорассистской и других площадях, в отложениях рифея, венда, кембрия и перми открыты многочисленные скопления битумов.

В настоящее время в Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО проведены испытания в 50 скважинах.

1. **Пермские** отложения испытаны в 43 скважинах:

- в 11 получены притоки воды, в большинстве случаев с пленкой нефти; дебиты воды на Гурмисской, Северо-Соулемской, Хастахской, Чайдахской, Чарчикской и Улахан-Юряхской площадях достигали 89–600 м<sup>3</sup>/сут, что свидетельствует о наличии в разрезе пермских отложений высокочемных коллекторов;

- на Ильинской и Улахан-Юряхской площадях получены притоки газа дебитами до 26 000 м<sup>3</sup>/сут;

- притоки нефти отмечены на 14 площадях; дебиты в основном не превышают 1 м<sup>3</sup>/сут (на Южно-Тяганской площади при испытании песчаников нижнекожевниковской свиты получен приток нефти дебитом 15,3 м<sup>3</sup>/сут, на Кожевниковской — 2,5 м<sup>3</sup>/сут);

**OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**

– в 2017 г. компанией АО «Роснефть» объявлено об открытии в южной части п-ова Хара-Тумус и прилегающей акватории Хатангского залива Центрально-Ольгинского нефтяного месторождения, залежь которого находится в пермских отложениях.

2. В отложениях **триаса** нефтяная залежь открыта на Нордвикской площади. Начальные дебиты нефти не превышали 1 м<sup>3</sup>/сут, газа — 11 500 м<sup>3</sup>/сут. За время пробной эксплуатации, которая проводилась с ноября 1946 г. по август 1947 г., на этом объекте добыто 60 т нефти. Притоки газа из отложений триаса получены на Улахан-Юряхской, Кожевниковской и Ильинской площадях, дебиты газа в скважинах К-305 и К-306 Улахан-Юряхской площади составили соответственно 45 000 и 72 000 м<sup>3</sup>/сут.

**3. Неопротерозойские и нижне-среднепалеозойские** отложения во всех испытанных скважинах оказались водоносными:

– отложения **девона – карбона** испытаны в двух скважинах: Северо-Соулемской-1 и Южно-Соулемской-2, дебиты воды составили 10–35 м<sup>3</sup>/сут;

– отложения **кембрия** испытаны на трех площадях Лено-Анабарской НГО; дебиты воды в скважинах Бурская-1, Хастахская-390 и Чарчикская-1 достигли 68; 395 и 660 м<sup>3</sup>/сут соответственно;

– испытания отложений **венда** проводились в скважинах Хастахская-1 и Чарчикская-1, дебиты воды составили 168 и 403 м<sup>3</sup>/сут соответственно;

– отложения **риффея** испытаны в трех скважинах: в скв. Чарчикская-1 притока не получено, в скважинах Костроминская-1 и Бурская-3410 притоки воды составили 33 и 66 м<sup>3</sup>/сут соответственно.

В целом результаты испытаний показали, что на севере Сибирской платформы в разрезах всех осадочных комплексов от риффея до мезозоя выделяются высокочемкие пласты-коллекторы, способные концентрировать значительные по запасам залежи УВ.

Полученные на многих объектах притоки нефти и прямые признаки нефтегазоносности свидетельствуют о том, что в исследуемом регионе интенсивно протекали процессы генерации и миграции УВ.

**Нефтегазоперспективные объекты.** В Анабаро-Хатангском регионе наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют связанные с соляными куполами антиклинальные структуры. Вблизи развития открытых диапиров, прорывающих всю толщу верхнего девона, карбона и перми, могут формироваться структурно-тектонические ловушки, связанные с выклиниванием терригенных и карбонатных коллекторов на контакте с соляными штоками; над погребенными соляными куполами в пермских и мезозойских отложениях могут образовываться классические антиклинальные ловушки [16]. Анализ временных разрезов также позволяет выделить в карбонатах кембрия и девона – карбона

волновые поля, характерные для органогенных построек, которые также могут представлять интерес в отношении нефтегазоносности.

В Лено-Анабарской НГО интерес с точки зрения нефтегазоносности представляют отложения перми, кембрия, венда и риффея. Нефтегазоперспективные объекты в пермских комплексах могут быть связаны с антиклинальными структурами, расположенными на побережье моря Лаптевых и в седловине, разделяющей Юрянг-Хаянскую и Таймыльскую мега-впадины.

Отложения кембрия и венда перспективны главным образом в южной части Лено-Анабарской НГО, где в зонах выклинивая, срезания и литологического замещения коллекторов залежи УВ могут контролироваться структурно-стратиграфическими, структурно-литологическими и структурно-тектоническими ловушками. Интерес в отношении нефтегазоносности также представляют расположенные в южной части Лено-Анабарской НГО эрозионно-тектонические выступы риффея, залегающие на глубине 1400–1500 м и перекрытые породами перми [6, 9].

**Выводы**

В статье рассмотрено геологическое строение Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО, которые расположены на севере Сибирской платформы, на побережье моря Лаптевых.

В рамках проведенных исследований на базе комплексной интерпретации сейсмических материалов, геофизических исследований скважин и результатов бурения построены региональные модели геологического строения неопротерозой-фанерозойских отложений арктических регионов Сибирской платформы.

Выполненные исследования позволяют сделать вывод о том, что изученная территория, безусловно, представляет интерес в отношении нефтегазоносности. Здесь отмечены многочисленные битумо-, нефте- и газопроявления; в осадочном чехле выделена серия обогащенных УВ нефтепроизводящих формаций [15]; в разрезах всех осадочных комплексов прослеживаются высокочемкие пласты-коллекторы; существуют предпосылки для формирования как антиклинальных, так и сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов.

Перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской НГО связаны главным образом с пермскими терригенными и кембрий-девонскими карбонатными отложениями, в Лено-Анабарской НГО, помимо этих комплексов, интерес также представляют платформенные рифей-вендские.

В заключение отметим два принципиальных момента.

1. На современных картах тектонического районирования в пределах рассматриваемого региона

выделяется два крупных тектонических элемента: Анабаро-Хатангская седловина и Лено-Анабарский прогиб, которые предопределяют положение одноименных НГО.

В 1930-х – первой половине 1950-х гг. исследуемая территория входила в состав единой Хатангской впадины, которая была выделена Н.С. Шатским в 1932 г. На тектонической карте СССР 1956 г. территория, охватывающая современные Анабаро-Хатангскую седловину и Лено-Анабарский прогиб и протягивающаяся с запада на восток от устья р. Хатанга до р. Лена, была выделена в составе Хатангского прогиба.

В работе 1959 г. М.К. Калинко вновь вернулся к термину «Хатангская впадина», понимая под этой депрессией территорию, которая протягивалась от Янгодо-Горбитского поднятия на западе до низовьев левобережья р. Лена на востоке и охватывала исследуемый регион и восточные районы современного Енисей-Хатангского прогиба [4]. В этой же работе М.К. Калинко выделил в составе Хатангской впадины три крупных осложняющих ее структуры: Хетскую синеклизу, Анабаро-Хатангскую зону поднятий и Анабаро-Оленекский прогиб. Эти построения и легли в основу современных схем тектонического строения северных районов Сибирской платформы, на которых Хетская синеклиза отнесена к Енисей-Хатангскому региональному прогибу, Анабаро-Хатангская зона поднятий трансформировалась в Анабаро-Хатангскую седловину, а Анабаро-Оленекский прогиб — в Лено-Анабарский прогиб.

Анализ современных структурных построений показал, что расположенному на востоке рассматриваемого региона Лено-Анабарскому прогибу в рельефе неопоротрезой-фанерозойских осадочных комплексов отвечает крупная вытянутая в широтном направлении синеклиза (суперпрогиб), осложненная двумя отрицательными структурами I порядка — Юрянг-Хаянской и Таймыльской мегавпадинами.

Что касается Анабаро-Хатангской зоны, то седловина в этой зоне не выделяется. Большую часть Анабаро-Хатангского региона занимают две глубокие депрессии, разделенные Сопочным мезовалом. Южная депрессионная зона является восточным окончанием Енисей-Хатангского регионального прогиба, северная раскрывается в акваторию моря Лаптевых. Таким образом, тектоническое районирование этой территории требует уточнения и принятия согласованных решений.

В то же время с позиции нефтегазогеологического районирования Анабаро-Хатангская НГО, по мне-

нию авторов статьи, безусловно, должна остаться в качестве самостоятельной единицы. Эта территория принципиально отличается от Енисей-Хатангского регионального прогиба, в котором существенно увеличивается мощность отложений мезозоя и основные перспективы нефтегазоносности связаны с юрскими и меловыми комплексами.

Отличие Анабаро-Хатангской от расположенной к востоку Лено-Анабарской НГО обусловлено двумя основными причинами:

– появлением в разрезе палеозойских (девон-каменноугольных) отложений Анабаро-Хатангской НГО и связанного с этим комплексом солеродного бассейна, предопределившим формирование соляных куполов и, как следствие, контрастных антиклинальных структур-ловушек для залежей УВ;

– наличием девонской нефтепроизводящей толщи, благодаря которой было сформировано большинство нефтей Анабаро-Хатангского региона, что подтверждено результатами геохимических исследований; битумы Оленекского месторождения генетически связаны с пермскими нефтематеринскими породами, что, вероятно, характерно для всей Лено-Анабарской НГО.

2. Арктические районы Лено-Тунгусской НПП являются объектом изучения геологов, геофизиков и нефтяников на протяжении многих десятилетий, и принципиальная модель геологического строения этой территории построена. Несмотря на это, изученность региона остается крайне низкой, плотность сети сейсмических профилей МОГТ не достигает 0,1 км/км<sup>2</sup>, в пределах двух НГО нет ни одного надежно закартированного и подготовленного к бурению объекта. Необходимо разработать и реализовать программу комплексного доизучения этого перспективного в отношении нефтегазоносности региона.

*Финансирование:* Работа выполнена в рамках программы фундаментальных научных исследований ИНГТ СО РАН (№ проекта в ИСГЗ ФАНО: 0331-2016-0040) при финансовой поддержке РФФИ «Ресурсы Арктики» (проект 18-05-70105).

*Funding:* The study was carried out within the framework of the Program for fundamental scientific research of IPGG SB RAS (Federal Agency for Scientific Organizations Project No. 0331-2016-0040) and with financial support of Russian Foundation for Basic Research "Arctic Resources" (Project No. 18-05-70105).

#### Литература

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Старосельцев В.С. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование южного побережья и прилегающего шельфа моря Лаптевых // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 3. – С. 32–37.
3. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42.

## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

4. Калинин М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 360 с.
5. 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.
6. Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.А., Соловьев М.В., Фрадкин Г.С. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1253–1274.
7. Ступакова А.В., Бордунов С.И., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Перетолчин К.А., Сидоренко С.А. Нефтегазоносные бассейны Российской Арктики // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 30–47.
8. Пронкин А.П., Савченко В.И., Ступакова А.В., Филиппов Ю.А., Шумский Б.В., Юбко В.М., Перетолчин К.А., Прокопцева С.В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Хатангской мезовпадины и сопредельной акватории моря Лаптевых // Природные ресурсы Красноярского края. – 2014. – № 23. – С. 57–62.
9. Конторович В.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Соловьев М.В. Структурно-тектоническая характеристика Лено-Анабарского региона // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 74–82.
10. Соляная тектоника Сибирской платформы / Под ред. Ю.А. Косыгина. – Новосибирск : Наука, Сибирское отделение, 1973. – 162 с.
11. Граусман В.В. Геологический разрез Усть-Оленекской скв. 2370 (инт. 3605–2700) // Тихоокеанская геология. – 1995. – Т. 14. – № 4. – С. 137–140.
12. Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Механизм девонского соленакопления на северо-западе Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 2(10). – С. 88–95.
13. Конторович В.А., Лунев Б.В., Лапковский В.В. Геолого-геофизическая характеристика Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области; численное моделирование процессов формирования соляных куполов (Сибирский сектор Российской Арктики) // Геодинамика и тектонофизика. – 2019. – Т. 10. – № 2. – С. 459–470.
14. Грамберг И.С. Геохимические исследования как один из методов поисков генетических признаков нефтематеринских толщ (на примере арктических районов СССР) // Нефтегазоносность севера Сибири. Тр. Института геологии Арктики. – 1958. – Т. 92. – С. 171–182.
15. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. – Якутск : ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. – 160 с.
16. Косыгин Ю.А. Типы соляных структур платформенных и геосинклинальных областей. – М. : АН СССР, 1960. – 90 с.

## References

1. *Oil-and-gas geology of the Siberian Platform*. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p.
2. Staroseltsev V.S. Tectonic and oil and gas geological zoning of the southern coast and adjacent shelf of the Laptev Sea. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;11(3):32–37.
3. Afanasenkov A.P., Unger A.V., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Nikishin A.M., Bordunov S.I., Yakovishina E.V. The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei–Khatanga Basin and the conjugate Taimyr Orogen. *Geotectonics*. 2016;(2):23–42.
4. Kalinko M.K. The history of geological development and oil and gas potential of the Khatanga depression. St. Petersburg: Gostoptekhizdat; 1959. 360 p.
5. Kashirtsev V.A., Kim N.S., Fursenko E.A., Dzyuba O.S., Fomin A.N., Chalaya O.N. Genesis of oils and oil shows of the Anabar-Khatanga saddle (Arctic sector of the Siberian platform). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri = Geology and mineral resources of Siberia*. 2013;(1):54–63.
6. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Gubin I.A., Zoteev A.M., Lapkovsky V.V., Malyshev N.A., Soloviev M.V., Fradkin G.S. The Neoproterozoic–Phanerozoic section of the Anabar–Lena province: structural framework, geological model, and petroleum potential. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):1253–1274.
7. Stupakova A.V., Bordunov S.I., Sautkin R.S., Suslova A.A., Peretolchin K.A., Sidorenko S.A. Oil and gas bearing basins of the Russian Arctic. *Geologiya nefiti i gaza*. 2013;(3):30–47.
8. Pronkin A.P., Savchenko V.I., Stupakova A.V., Filiptsov Yu.A., Shumskii B.V., Yubko V.M., Peretolchin K.A., Prokoptseva S.V. New data on the geological structure and oil and gas potential of the Khatanga meso-dip and the adjacent waters of the Laptev Sea. *Prirodnye resursy Krasnoyarskogo kraja*. 2014;(23):57–62.
9. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Moiseev S.A., Soloviev M.V. Structural-tectonic characteristics of the Lena-Anabarsky region. *Geologiya nefiti i gaza*. 2014;(1):74–82.
10. Salt tectonics of the Siberian platform. In: Yu.A. Kosygin, ed. Novosibirsk: Nauka, Sibirskoe otdelenie; 1973. 162 p.
11. Grausman V.V. Geological section of Ust-Olenek SLE. 2370 (Int. 3605–2700) [Geologicheskii razrez Ust'-Olenekskoi skv. 2370 (int. 3605–2700)]. *Russian Journal of Pacific Geology*. 1995;14(4):137–140.
12. Staroseltsev V.S., Divina T.A. The mechanism of Devonian salt accumulation in the North-West of the Siberian platform. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;2(10):88–95.
13. Kontorovich V.A., Lunev B.V., Lapkovsky V.V. 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*. 2019;10(2):459–470.
14. Gramberg I.S. Geochemical studies as one of the methods for searching for genetic signs of oil source strata (using the example of the Arctic regions of the USSR). In: *Neftegazonosnost' severa Sibiri*. Тр. Института геологии Арктики. 1958. V. 92. pp. 171–182.
15. Kashirtsev V.A. Organic geochemistry of naftides east of the Siberian platform. Yakutsk YF Publishing House of the SB RAS; 2003. 160 p.
16. Kosygin Yu.A. Types of salt structures of platform and geosynclinal regions. Moscow: AN SSSR; 1960. 90 p.