

УДК 550.834.05 + 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28

## Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья

© 2021 г. | Д.С. Лежнин<sup>1</sup>, А.П. Афанасенков<sup>2</sup>, П.Н. Соболев<sup>1</sup>, Л.Ф. Найденев<sup>3</sup>

<sup>1</sup>АО «СНИИГГИМС», Новосибирск, Россия; lezhnin@sniiggims.ru, Geochim@sniiggims.ru;

<sup>2</sup>АО «Росгео», Москва, Россия; APafanasenkov@rusgeology.ru;

<sup>3</sup>Новосибирский филиал ФГБУ «ВНИГНИ», Новосибирск, Россия; naydenov@vnigni.ru

Поступила 18.01.2021 г.

Доработана 01.02.2021 г.

Принята к печати 31.03.2021 г.

**Ключевые слова:** *рифей-палеозойские комплексы; перспективный нефтегазоносный комплекс; ловушка; нефтегазоматеринские толщи; генерационный потенциал; перспективы нефтегазоносности; геолого-разведочные работы.*

**Аннотация:** Хатангско-Ленский регион, давно привлекающий внимание исследователей, в последние годы стал ареной интенсивного геолого-геофизического изучения как на суше, так и на море. Запущены поисковые проекты крупнейших нефтегазовых компаний страны: ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть» и АО «РНГ». В статье рассмотрены особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских осадочных комплексов северо-восточного обрамления Сибирской платформы. По результатам проведенных исследований авторами статьи сделан вывод о том, что на рассматриваемой территории регионально развито шесть перспективных нефтегазоносных комплексов: рифейский, верхневенд-нижнекембрийский, верхнекембрийский, девон-нижнекаменноугольный, ордовик-силурийский и пермский. В разрезе комплексов выявлены основные генетические и морфологические типы возможных ловушек углеводородов. Определены основные и предполагаемые нефтегазоматеринские толщи, оценены их начальный генерационный потенциал и степень его реализации. На основе всех геолого-геофизических данных, выполненных построений и расчетов составлена карта-схема перспектив нефтегазоносности Хатангско-Ленского междуречья, определены первоочередные объекты постановки геолого-разведочных работ в регионе.

Для цитирования: Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденев Л.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Рифей-Палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28.

## Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluve: geological structure and petroleum potential

© 2021 | D.S. Lezhnin<sup>1</sup>, A.P. Afanasenkov<sup>2</sup>, P.N. Sobolev<sup>1</sup>, L.F. Naidenov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Siberian research institute of geology, geophysics and mineral resources (SNIIGGIMS), Novosibirsk, Russia; lezhnin@sniiggims.ru, Geochim@sniiggims.ru;

<sup>2</sup>JSC "Rosgeologia", Moscow, Russia; APafanasenkov@rusgeology.ru;

<sup>3</sup>Novosibirsk Branch Federal State Budgetary Institution "All-Russian Research Geological Oil Institute", Novosibirsk, Russia; naydenov@vnigni.ru

Received 18.01.2021

Revised 01.02.2021

Accepted for publication 31.03.2021

**Key words:** *Riphean-Palaeozoic sequences; promising play; trap; oil and gas source formations; generation potential; petroleum potential; geological exploration.*

**Abstract:** Khatanga-Lena region getting attention of researches for a long time, has become a focus area for intensive geological and geophysical studies both onshore and offshore. Major Russian petroleum companies have launched their exploration projects, they are: PJSC Lukoil, PJSC Surgutneftegas, PJSC NK Rosneft and JSC RNG. The paper discusses the features of geological structure and petroleum potential of Riphean-Palaeozoic sedimentary sequences within the north-eastern neighbourhood of Siberian Platform. On the results of the studies completed, the authors conclude that six promising plays are regionally developed in the study area, namely: Riphean, Upper Vendian – Lower Cambrian, Upper Cambrian, Devonian – Lower Carboniferous, Ordovician – Silurian, and Permian. The main genetic and morphological types of possible hydrocarbon traps are identified in the section of the sequences. The main and supposed oil and gas source formations are identified, their initial generation potential and degree of its realization are estimated. On the basis of all available geological and geophysical data, schemes and calculations, the schematic map of petroleum potential is created for Khatanga-Lena interfluve, and high-priority exploration target are specified in the region.

For citation: Lezhnin D.S., Afanasenkov A.P., Sobolev P.N., Naidenov L.F. Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluvium: geological structure and petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-7-28. In Russ.

## Введение

Хатангско-Ленский Арктический регион севера Центральной Сибири привлекает внимание специалистов, являясь объектом нефтепоисковых исследований с 1940-х гг. Здесь в широком стратиграфическом диапазоне — от неопротерозоя до мезозоя — отмечены многочисленные нафтидопроявления [1–3].

В.А. Конторовичем с соавторами после многолетних работ в регионе сделан вывод, что несомненный интерес в отношении нефтегазоносности Хатангско-Ленского междуречья представляют отложения перми, кембрия, венда и рифея [4–7].

В тектоническом отношении территория исследований охватывает Анабаро-Хатангскую седловину, Лено-Анабарский прогиб, а также северные части Предверхоянского краевого прогиба и Анабарской антеклизы [8, 9]. Она включает в себя части одноименных нефтегазоносных областей (НГО) Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций (НГП) (рис. 1).

В настоящее время исследуемый регион входит в число приоритетных объектов исследований за счет средств федерального бюджета. С 2008 г. в рамках государственных программ в акватории и на побережье Хатангского залива, в транзитной зоне моря Лаптевых, на территории Лено-Анабарского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины отработана сеть современных региональных сейсморазведочных профилей МОГТ-2D. Интерес к территории Хатангско-Ленского междуречья также активно проявляют крупнейшие российские нефтяные и газодобывающие компании.

До сих пор изученность территории сейсморазведочными работами и глубоким бурением остается крайне низкой — плотность сейсмических профилей МОГТ-2D не достигает и 0,1 км/км<sup>2</sup> (см. рис. 1).

## Уточнения и дискуссионные моменты стратификации рифей-кембрийских отложений Арктического региона Сибирской платформы

В последние годы специалистами из ФГБУН ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН проведены научные изыскания, связанные с уточнением стратиграфических определений в обнажениях и по керну из скважин Анабарской, Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО. Приведенный обзор исследований показывает, что к настоящему времени создана новая, хотя и не во всем еще совершенная основа для детализации и уточнения стратиграфической схемы региона.

### Рифейские отложения

*Дебенгдинская свита* (RF<sub>2</sub>db) Оленекского поднятия, в соответствии с Решениями Всесоюзного

стратиграфического совещания по докембрию [10], отнесена к среднему рифею. Новые геохронологические датировки, а также палеонтологические данные [11] свидетельствуют в пользу более древнего возраста дебенгдинской свиты в интервале 1211–1272 млн лет [12].

*Хайпахская свита* (RF<sub>2</sub>hp) отнесена к лахандинскому горизонту позднего рифея [10]. Она имеет бедную палеонтологическую характеристику, однако последние геохронологические данные по глаукониту методами Rb-Sr и K-Ar [13] позволили К.Е. Наговицыну, Б.Б. Кочневу и Д.В. Гражданкину отнести ее к среднему рифею.

Рифейские толщи Лено-Анабарского прогиба, сложенные терригенно-карбонатными отложениями и вскрытые скважинами Бурская-341-0 и Хастахская-930, имеют цикличное строение, сходное со строением разреза Оленекского поднятия, с которым они и были скоррелированы в 1990-х гг. [13–15]. Несколько иной вариант расчленения и корреляции этих скважин предлагали специалисты СНИИГТиМСа — Б.Б. Шишкин и А.В. Исаев, однако, по их мнению, разрез довендских отложений скв. Бурская-341-0 сопоставлялся со всем рифейским разрезом Оленекского поднятия — *хайпахской* (RF<sub>2</sub>hp), *дебенгдинской* (RF<sub>2</sub>db), *арьмасской* (RF<sub>2</sub>ar), *кютюнгдинской* (RF<sub>1</sub>kt) и *сыгынахтахской* (RF<sub>1</sub>sg) свитами.

Специалисты ИНГГ СО РАН детально изучили палеонтологические комплексы по всему разрезу обеих скважин, разрезы уверенно скоррелировали, при этом литологический состав коррелируемых подразделений также совпал [16]. На основании этих палеонтологических данных, весь вскрытый довендский разрез Лено-Анабарского прогиба отнесен к наиболее молодым отложениям верхнего рифея и помещен выше разреза *хайпахской* свиты Оленекского поднятия. Стратификация вскрытого разреза рифея скв. Бурская-341-0 — *тукуланская* (RF<sub>3</sub>tk), *куладинская* (RF<sub>3</sub>kl), *хастахская* (RF<sub>3</sub>hst) и *таймыльрская* свиты (RF<sub>3</sub>tml) [13].

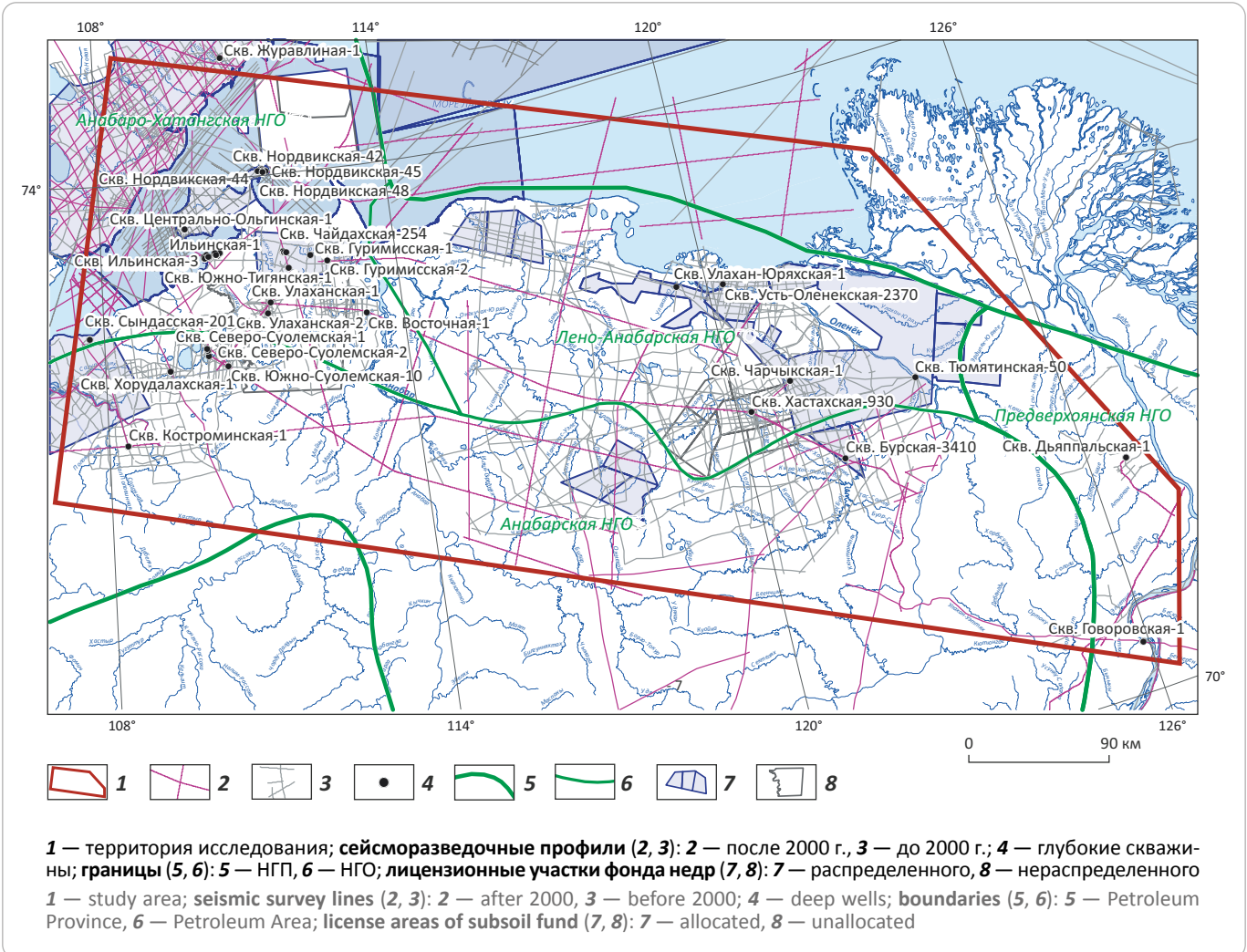
### Венд-кембрийские отложения

В пределах Уджинского поднятия на отложениях рифея и венда с угловым несогласием залегает маломощная терригенно-карбонатная толща, общей мощностью не превышающая 200 м [17].

В настоящее время проблема возраста данной толщи на территории Анабаро-Хатангской седловины и ее региональной корреляции с нижнекембрийскими отложениями Анабарского массива и Оленекского поднятия является дискуссионной. Ранее толща была разделена на *чабурский* (Є<sub>1</sub>chb) терригенный и *курапахский* (Є<sub>1</sub>kpn) карбонатный горизонты. Оба

**Рис. 1.** Схема лицензирования (на 01.06.2021) и изученности территории сейсморазведочными работами и глубоким бурением

**Fig. 1.** Scheme of licensing (as on 01.06.2021) and exploration maturity (seismic surveys and deep drilling)



горизонта были отнесены к существовавшему в то время в стратиграфической шкале алданскому ярусу раннего кембрия по остаткам кембрийских форм [17].

Исследования последних лет показали, что чабурский горизонт коррелируется с верхней частью манькайской ( $E_{1mn}$ ), а куранахский — с нижней частью змяксинской ( $E_{1em}$ ) свит, выделенных в бассейне р. Куонамка. Возраст границы свит, по различным данным, оценивается либо в 531 млн лет [18], либо соответствует средней части томмотского яруса общей стратиграфической шкалы [17]. С учетом отсутствия прямых данных о возрасте чабурского горизонта в районе Анабаро-Хатангской седловины, его нижняя граница условно проведена авторами статьи в базальных слоях томмотского яруса нижнего кембрия (скважины Хорудалахская-1 и Костроминская-1).

Отложения вендского возраста условно выделяются в северной части территории Анабаро-Хатангской НГО по данным интерпретации сейсмических

данных. Эти образования скважинами пока не вскрыты. Вендские отложения Лено-Анабарской, северной части Анабарской и Предверхоанской НГО серьезных дискуссионных вопросов не вызывают.

На побережье моря Лаптевых в 1988–1990 гг. пробурена параметрическая скв. Усть-Оленекская-237-0. Согласно стратиграфическим разбивкам, составленным В.В. Граусман, в интервале 3217–3475 м залегают карбонаты кыстарахской и терригенные отложения кысылаяхской толщ. На основании находок транзитных форм фитолитов и микрофоссилий, а также корреляции с разрезами Прианабарья свиты отнесены к рифей-вендскому возрасту [14].

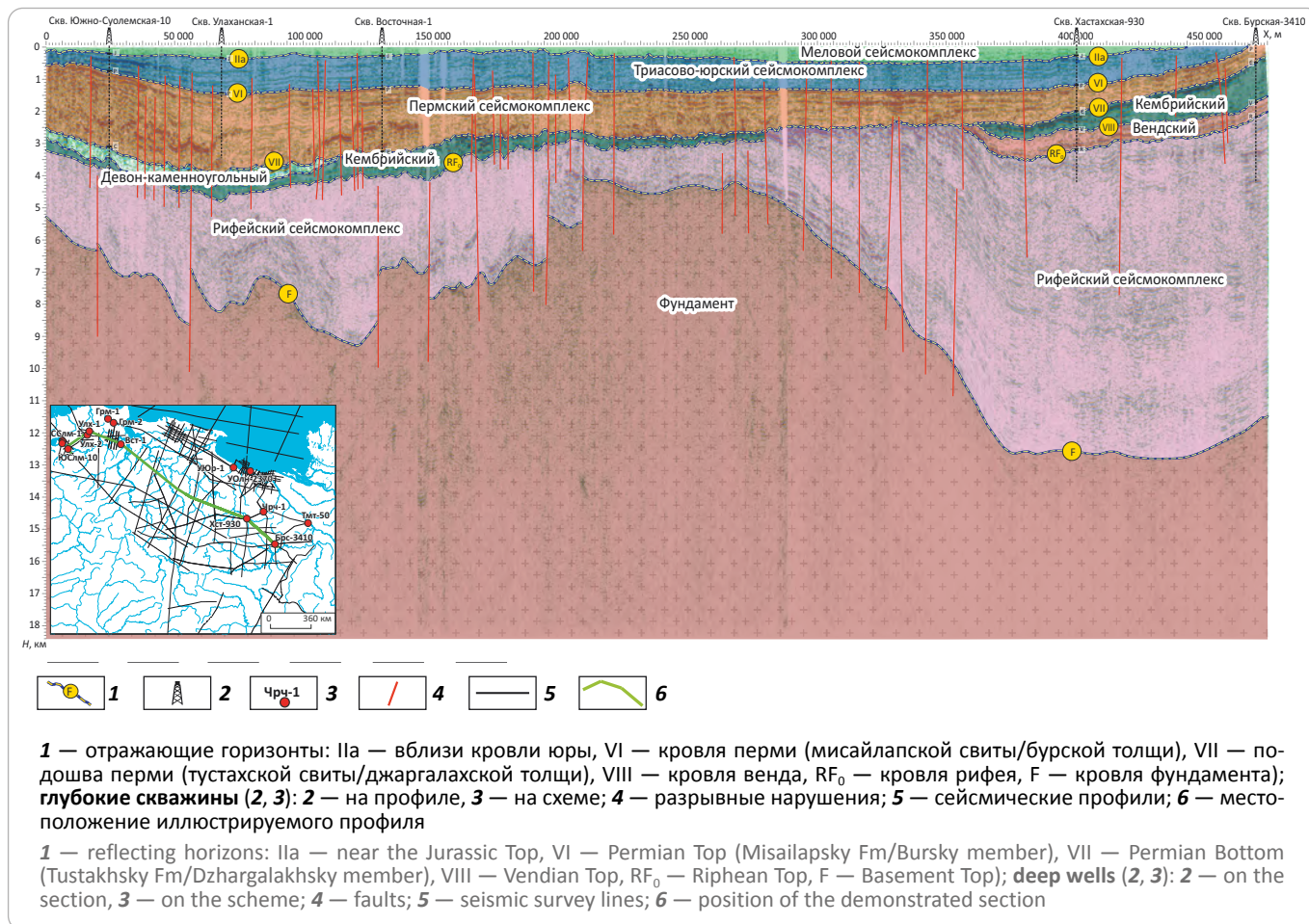
В начале 2015 г. были опубликованы новые данные по возрасту детритовых цирконов, позволяющие внести коррективы в существующие схемы расчленения и корреляции нижней части разреза скв. Усть-Оленекская-237-0. Изотопные анализы показали, что кысылаяхская толща является возрастным аналогом



## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

**Рис. 2.** Стратифицированный сейсмогеологический разрез по линии скважин Бурская-3410 – Хастахская-930 – Восточная-1 – Улаханская-1 – Южно-Суолемская-10 ([20] с дополнениями авторов)

**Fig. 2.** Stratified geoseismic section along the line Bursky-3410 – Khastakhsky-930 – Vostochny-1 – Ulakhansky-1 – South Suolessky-10 wells ([20] complemented by the authors)



средней – верхней части *кессюсинской* свиты (серии V – E<sub>1</sub>), а *кыстарахская толща* — аналог *еркетской* свиты кембрия (E<sub>1-2</sub>) [19].

### Построение и краткая характеристика региональных структурных карт

В рамках проведенных исследований было прослежено не менее семи отражающих горизонтов (рис. 2).

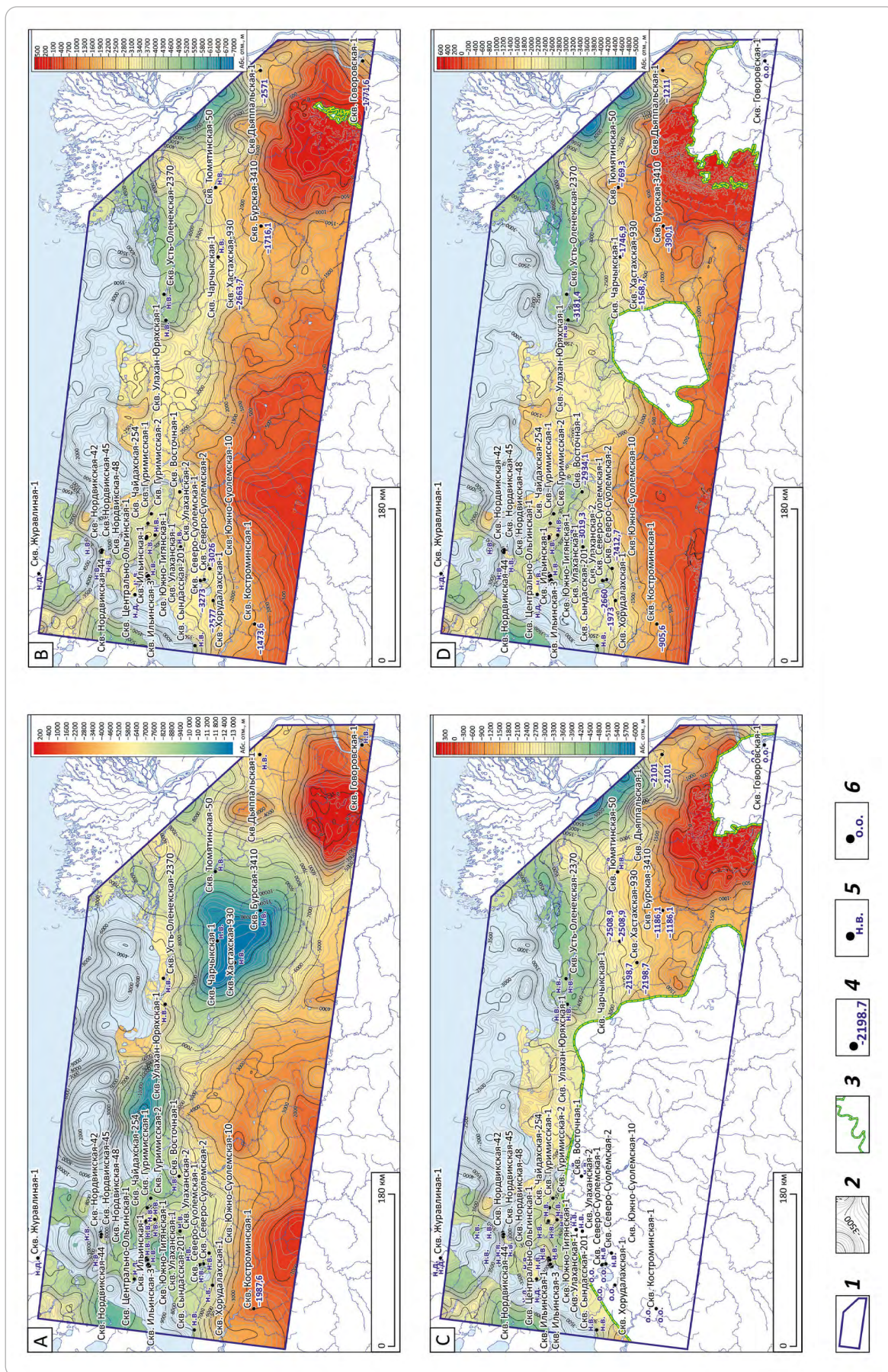
На базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и глубокого бурения построены структурные карты по реперным стратиграфическим уровням нижнепротерозой-мезозойских комплексов (рис. 3, 4).

По поверхности кристаллического фундамента прогнозируются две контрастные отрицательные структуры (впадины до глубин не менее 12 км). Одна из них — Хастахская мегавпадина на юге Лено-Анабарского прогиба, а вторая — Анабаро-Уэленская — прогнозируется к северо-западу, в пограничной зоне прогиба и Анабаро-Хатангской седловины (см. рис. 3 А). На большей части терри-

тории Хатангско-Ленского междуречья поверхность фундамента погружается на значительные глубины — 6000–8000 м [8, 9]. В направлении Анабарской антеклизы она «воздымается» до –3000...–4000 м. Интерес представляют две куполовидные структуры, прогнозируемые в акватории моря Лаптевых. Здесь абсолютные отметки кровли фундамента составляют –2000...–3000 м.

К югу от Анабарской антеклизы эрозионная поверхность повсеместно распространенных рифейских отложений (горизонт RF<sub>0</sub>) имеет закономерную тенденцию постепенного погружения в северном направлении (см. рис. 3 В). В центральной части исследуемой территории, охватывающей запад Лено-Анабарского прогиба и краевую восточную часть Анабаро-Хатангской седловины, прогнозируется значительная по площади структурная ступень с отметками –2500 м, на прилегающей акватории моря Лаптевых ступень осложнена сводовым поднятием по изогипсе –2000 м. Важно отметить и структурный выступ на крайнем востоке Лено-Анабарского прогиба, выделяемый по изогипсе –3500 м. Этот

**Рис. 3.** Схематические структурные карты по кровле архей-нижнепротерозойских (А), рифейских (В), вендских (С) и кембрийских (D) отложений  
 Fig. 3. Schematic depth maps over the Archean-Lower Proterozoic (A), Riphean (B), Vendian (C), and Cambrian (D) tops



## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 3

1 — район исследования; 2 — изогипсы структурных поверхностей, м; 3 — границы зоны распространения отложений; 4 — абсолютные отметки глубин в скважинах, м; 5 — отложения не вскрыты; 6 — отсутствие отложений

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Legend for Fig. 3

1 — study area; 2 — structural contours, m; 3 — boundaries of the deposits occurrence; 4 — True Vertical Depths in the wells, m; 5 — deposits are not encountered; 6 — deposits are absent

For other Legend items see Fig. 1

структурный выступ и структурная ступень разделены прогибом широтной ориентации, в осевой части которого глубины погружения кровли рифейских толщ превышают 4500 м. Структурный план по отражающему горизонту VIII (вблизи кровли венда) сходен с таковым для  $RF_0$  (см. рис. 3 С).

Здесь также в качестве наиболее интересных объектов выделяется структурная ступень с абсолютными отметками  $-3000...-2500$  м, осложненная на севере сводовым поднятием.

Для кровли кембрийских отложений прогнозируется большое сходство в поведении с вендским и рифейским горизонтами (см. рис. 3 D).

Ордовик-силурийские отложения распространены лишь в северной части рассматриваемого региона (северная часть Лено-Анабарского прогиба и прилегающие акватории моря Лаптевых). Структурный план условно разделен на два участка (см. рис. 4 А). На западе глубины соответствующей поверхности варьируют в пределах 1150–2500 м, на востоке — достигают 2500–3900 м. Граница раздела между западным и восточным участками проходит непосредственно к западу от района скв. Улахан-Юряхская-1.

Девон-нижнекаменноугольные толщи развиты в западной части территории исследования — на Анабаро-Хатангской седловине, где они вскрыты серией глубоких скважин. Для отложений характерно постепенное погружение в северном направлении, от Анабарского свода до центральной части Анабаро-Хатангской седловины. В северном направлении происходит общее «воздымание», а на северо-западе для нижних уровней осадочного чехла прогнозируется сводовое поднятие. Поднятие выделяется по изогипсе  $-1500$  м. Оно охватывает прибрежную часть моря Лаптевых, юго-восток о-ва Бегичев и район Анабарского залива (см. рис. 4 В).

Для пермских отложений при общей тенденции погружения в северном направлении выделяется контрастная зона поднятий субширотного направления (см. рис. 4 С). Зона, вероятно, связана с влиянием шарьяжно-надвиговых дислокаций на северном борту Лено-Анабарского прогиба. Она прослеживается на протяжении более 750 км и проявлена также на востоке Анабаро-Хатангской седловины, на левобережье Анабарского залива. Сводовое поднятие, выделяемое по нижележащим горизонтам в прилегающей акватории моря Лаптевых, находит выражение и по

поверхности перми. При этом площадь его увеличивается. Поднятие оконтуривается по изогипсе  $-750$  м.

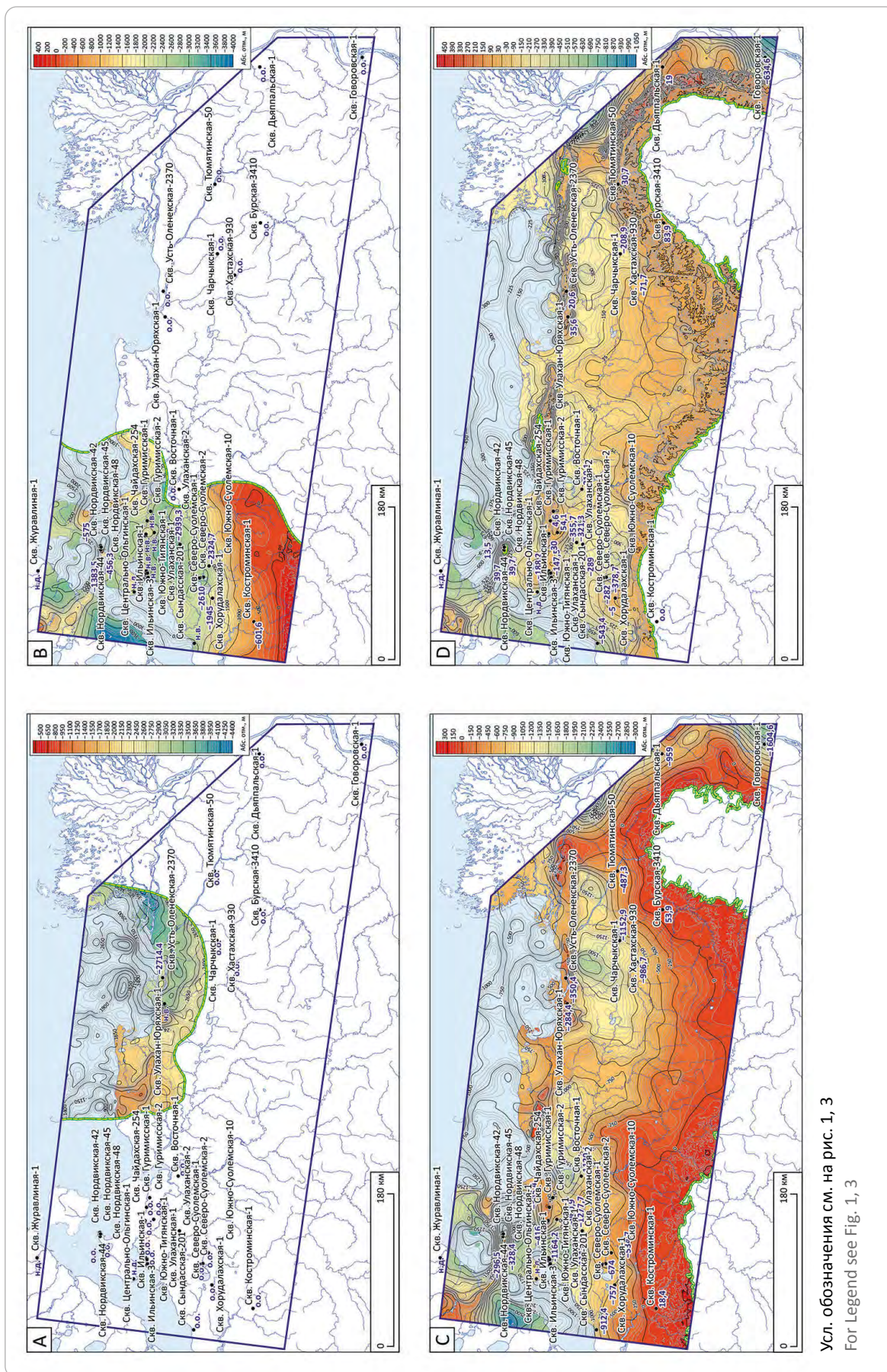
### Геохимическая характеристика ОВ перспективных нефтегазоносных комплексов

Характеристика потенциальных нефтегазоматеринских пород (НГМП) осуществлялась по битуминологическим, углепетрографическим данным и результатам пиролитических исследований, выполненных для глинистых разностей [21, 22]. На рис. 5 приведено схематическое положение в разрезе основных нефтегазоматеринских горизонтов и региональных уровней нефтебитумоаккумуляции на территории Хатангско-Ленского междуречья.

**Рифей.** На востоке исследуемой территории (Лено-Анабарская НГО, северная часть Предверхожанской НГО) представляет интерес *хастахская* свита верхнего рифея. Свита состоит из переслаивания песчаников, аргиллитов, доломитовых мергелей. Темноцветные аргиллиты и доломитовые мергели имеют повышенные содержания  $C_{орг}$ : 0,24–1,72 %. По результатам пиролитических исследований в скв. Хастахская-930 катагенез рассеянного органического вещества (РОВ) соответствует грациям  $MK_2-MK_3$ .

В западной части Хатангско-Ленского региона, по керновым данным глубоких скважин, присутствуют темноцветные глинистые разности пород с весьма высокими содержаниями  $C_{орг}$ : 0,11–6,02 %. Средние показатели по скважинам также высокие: 1,54–2,09 %. Мощности темноцветных глинистых пород рифея, которые можно отнести к НГМП, составляют 95–220 м (скважины Хорудалахская-1 и Костроминская-1). Вместе с тем рифейские нефтегазоматеринские отложения Анабаро-Хатангской НГО, вероятно, полностью исчерпали свой генерационный потенциал. В скважинах Хорудалахская-1 и Костроминская-1, согласно пиролитическим исследованиям, значения показателя  $T_{max}$  составляют 472–568 °С и фиксируется незначительное значение  $HI$  — 19–90 мг УВ/г  $C_{орг}$ . В направлении центральных и северных частей Анабаро-Хатангской седловины уровень катагенетического преобразования будет выше. Таким образом, возможный вклад этих отложений, изначально обладавших высоким потенциалом, в УВ-системы Анабаро-Хатангской седловины будет ограничен газообразными и газоконденсатными флюидами. Не исключено также, что скопления

Рис. 4. Схематические структурные карты по кровле ордовик-силурийских (А), девон-каменноугольных (В), пермских (С) и триас-юрских (D) отложений  
 Fig. 4. Schematic depth maps over the Ordovician-Silurian (A), Devonian-Carboniferous (B), Permian (C), and Triassic-Jurassic (D) tops



Усл. обозначения см. на рис. 1, 3  
 For Legend see Fig. 1, 3

## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

битумов на северном склоне Анабарской антеклизы были связаны с процессами нефтеобразования в этих отложениях.

**Венд.** Геохимические данные имеются только для восточной части Лено-Анабарской НГО. Здесь в качестве нефтематеринской оценивается *хатыспытская* ( $V_1ht$ ) свита (*хараютехская* на севере Предверхоанского прогиба) [22]. В.А. Каширцев на основании геохимических исследований в регионе обосновал генетическое единство РОВ *хатыспытской* свиты и битумов, распространенных в вышележащей *туркутской* ( $V_2tr$ ) свите [23]. Темноцветные глинисто-карбонатные отложения *хатыспытской* свиты содержат повышенные концентрации РОВ и к северу от Оленекского свода реализовали свой нефтематеринский потенциал. На территории Анабаро-Хатангской НГО, как уже упоминалось, вендские отложения прогнозируются только по сейсмическим данным в северной части территории (см. рис. 3 С).

Сведений по геохимическим параметрам для этой части территории пока нет. Исходя из структурных построений, очевидно, что уровень катагенетического преобразования РОВ вендских отложений на севере седловины очень высокий.

**Кембрий.** Отложения кембрийской системы почти повсеместно распространены на территории исследований. Однако представлены они преимущественно карбонатными и карбонатно-сульфатными разностями, обладающими низкими геохимическими показателями. На территории Анабаро-Хатангской НГО отложения нижнего и среднего кембрия содержат  $C_{орг} = 0,06-0,3$  % на породу. По литологическому составу к категории нефтематеринских пород можно отнести сероцветные глинистые известняки и доломиты с концентрациями  $C_{орг} > 0,1$  %.

В северной части Анабаро-Хатангской седловины в составе кембрийских отложений существенно развиты сульфатно-карбонатные породы с минимальными значениями  $C_{орг}$ .

**Ордовик – силур.** Отложения достоверно вскрыты только в скв. Усть-Оленекская-341-0. Здесь в интервале 2750–3230 м распространена глинисто-карбонатная толща, сложенная преимущественно сероцветными отложениями. Характерна рассеянная вкрапленность пирита, в нижней части толщи присутствует бензиновый запах. Судя по керну и немногочисленным аналитическим данным, в этой части разреза породы относительно обогащены РОВ. Согласно определениям содержания,  $C_{орг}$  в них составляют 0,21–1,27 % на породу. Ориентировочно суммарная мощность таких отложений оценивается в 140 м. Их, вероятно, можно отнести к категории нефтегазопроизводивших. Судя по имеющимся определениям, РОВ этих отложений претерпело очень высокий уровень катагенеза. Так, значения  $T_{max}$  высокие, соответственно, показания  $HI$  оцениваются только в

24–43 мг УВ/г  $C_{орг}$ . Это свидетельствует об истощении потенциала пород.

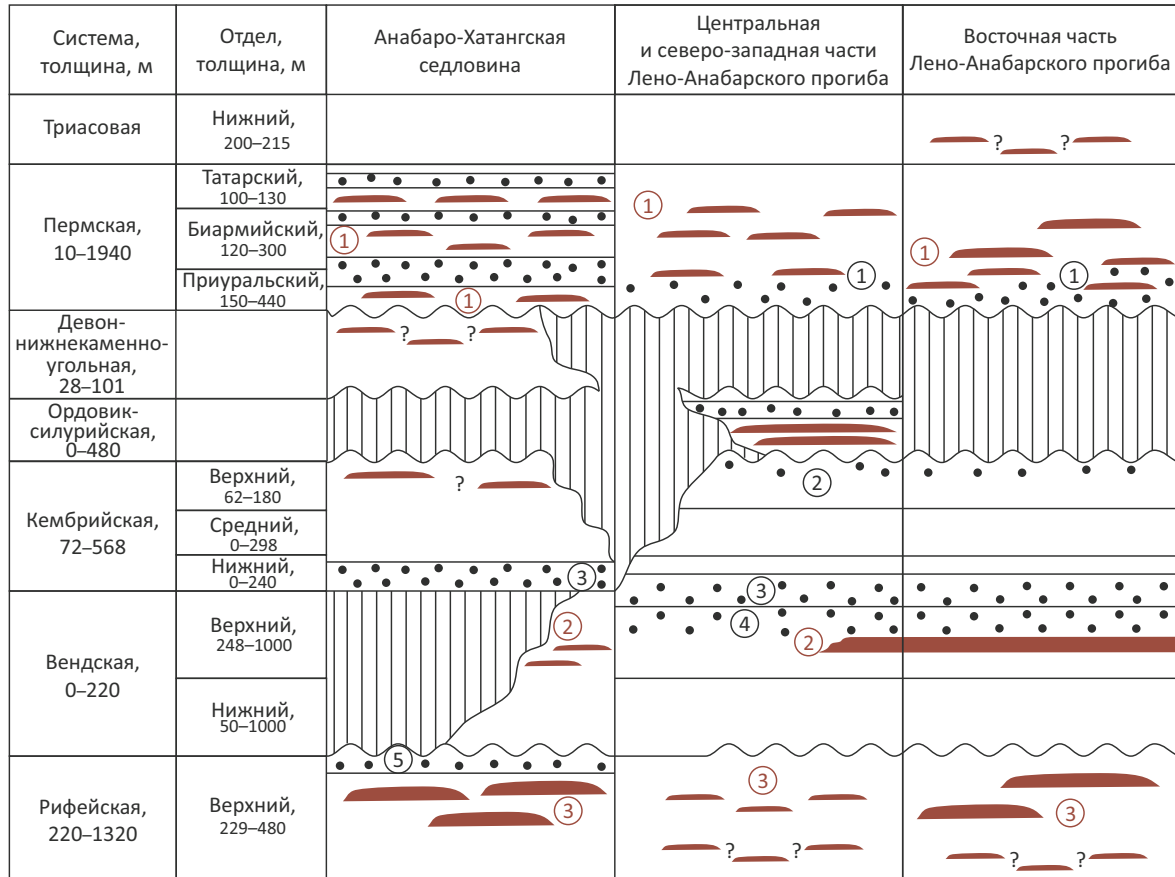
**Девон – нижний карбон.** Девон-раннекаменноугольные отложения установлены только на территории Анабаро-Хатангской седловины по данным глубокого бурения и сейсморазведки. Изучены слабо как в отношении стратиграфии, так и геохимии. Отложения представлены карбонатными сероцветными разностями. В скв. Хорудалахская-1 существенно возрастает содержание ангидритов. В ряде скважин разрез осложнен мощными интрузиями долеритов (Костроминская-1, Северо-Суолемская-1). Мощности девонских отложений изменяются от 28 до 154 м. В Нордвикском районе в некоторых скважинах вскрыты, вероятно, позднедевонские соленосные отложения, достигающие мощности 468–509 м (скважины Нордвикские-42 и 43). На южной половине площади седловины, в карбонатных и реже сульфатных отложениях, среднее содержание органического углерода очень низкое — не выше 0,1 % на породу. Исходя из региональных палеогеографических построений, выполненных специалистами СНИИГТИМСа, можно предполагать, что в северной части седловины, ниже соленосной толщи, присутствуют глинисто-карбонатные отложения — аналоги *каларгонской* ( $D_3kl$ ) и *юктинской* ( $D_{1-2}juk$ ) свит, которые могут содержать высокие концентрации  $C_{орг}$ . Это предположение легло в основу прогнозных геохимических карт, которые строились с использованием прогнозных схем катагенеза для перекрывающих (пермь) и подстилающих (кембрий) отложений. Для девона – карбона заметное влияние оказало контактное воздействие триасовых интрузий.

**Пермь.** Отложения перми повсеместно распространены на территории района исследования и изучены в наибольшей степени. Нефтебитумопроявления в них образуют как скопления битумов Оленекского свода, так и залежи нефти на территории Анабаро-Хатангской НГО. Пермские отложения на значительной территории имеют большие мощности, в том числе и вероятных нефтегазоматеринских пород. В качестве таковых выделяются темноцветные аргиллиты, глинистые алевролиты с концентрациями  $C_{орг} = 0,38-4,16$  % на породу. В разностях со значительной примесью углистого детрита эти значения могут повышаться до 5–10 % и более. Средние значения концентраций для пермских НГМП оцениваются в 1,5–2,1 %. Наблюдается тенденция увеличения концентраций РОВ в северном направлении — от краевой части пермского палеобассейна в сторону акватории моря Лаптевых. РОВ пермских отложений представлено смешанным типом. При этом доля сапропелевого типа увеличивается также в северном направлении. Мощности этих отложений оцениваются в 60–250 м с вероятным увеличением в северном направлении. Например, в скв. Усть-Оленекская-341-0 мощность НГМП достигает 450 м.



**Рис. 5.** Схема распространения основных нефтегазоматеринских горизонтов и региональных уровней нефтебитумонакопления на территории Хатангско-Ленского междуречья

**Fig. 5.** Scheme of main oil and gas source horizons and regional levels of oil and bitumen accumulation occurrence in the territory of Khatanga-Lena interfluve



- ① 1    ② 2    ③ 3    ④ 4    ⑤ 5    ① 6    ② 7    ③ 8    ? 9

**Региональные уровни нефтебитумопроявлений (1–5):** 1 — пермские отложения (песчаники), 2 — лапарская свита верхнего кембрия (доломиты, известняки), 3 — кессюсинская свита, чабурский горизонт венд-раннекембрийского возраста (песчаники, доломиты), 4 — туркутская свита верхнего венда (доломиты), 5 — доломиты и известняки верхней части рифейских отложений; **основные нефтегазоматеринские горизонты (6–9):** 6 — глинистые отложения перми (аргиллиты, глины), 7 — глинистые известняки и аргиллиты хатыспытской свиты верхнего венда, 8 — глинистые породы хастакхской свиты (и ее возрастные аналоги) верхнего рифея (мергели, аргиллиты), 9 — возможные нефтегазоматеринские породы куладинской и тукуланской свит верхнего рифея (аргиллиты, глины), верхнего кембрия, девона и триаса

**Regional levels of oil and bitumen shows (1–5):** 1 — Permian deposits (sandstone), 2 — Upper Cambrian Laparsky Fm (dolomite, limestone), 3 — Vendian - Early Cambrian Kessyusinsky Fm, Chabursky Horizon венд-раннекембрийского возраста (sandstone, dolomite), 4 — Upper Vendian Turkutsky Fm (dolomite), 5 — dolomite and limestone in the upper part of Riphean deposits; **main oil and gas source horizons (6–9):** 6 — Permian argillaceous deposits (claystone, clay), 7 — argillaceous limestone and claystone of the Upper Vendian Khatyspytsky Fm, 8 — argillaceous rocks of the Upper Riphean Khastakhsky Fm (and its age analogues) (marl, claystone), 9 — possible oil source rocks of the Upper Riphean Kuladinsky and Tukulansky formations, Upper Cambrian, Devonian, and Triassic (claystone, clay)

На юге, в краевой части пермского палеобассейна, РОВ незрелое, преобразовано на уровне протокатагенеза. К северу, по мере погружения отложений, РОВ последовательно достигало термодинамических условий газонефтенакопления. На северо-востоке, в скв. Усть-Оленекская-341-0, уровень катагенеза соответствует градации МК<sub>4</sub>. В северо-западной части района исследований пермские отложения подвержены влиянию триасовых интрузий. Это сказалось на уровне катагенеза РОВ. На участках наиболее актив-

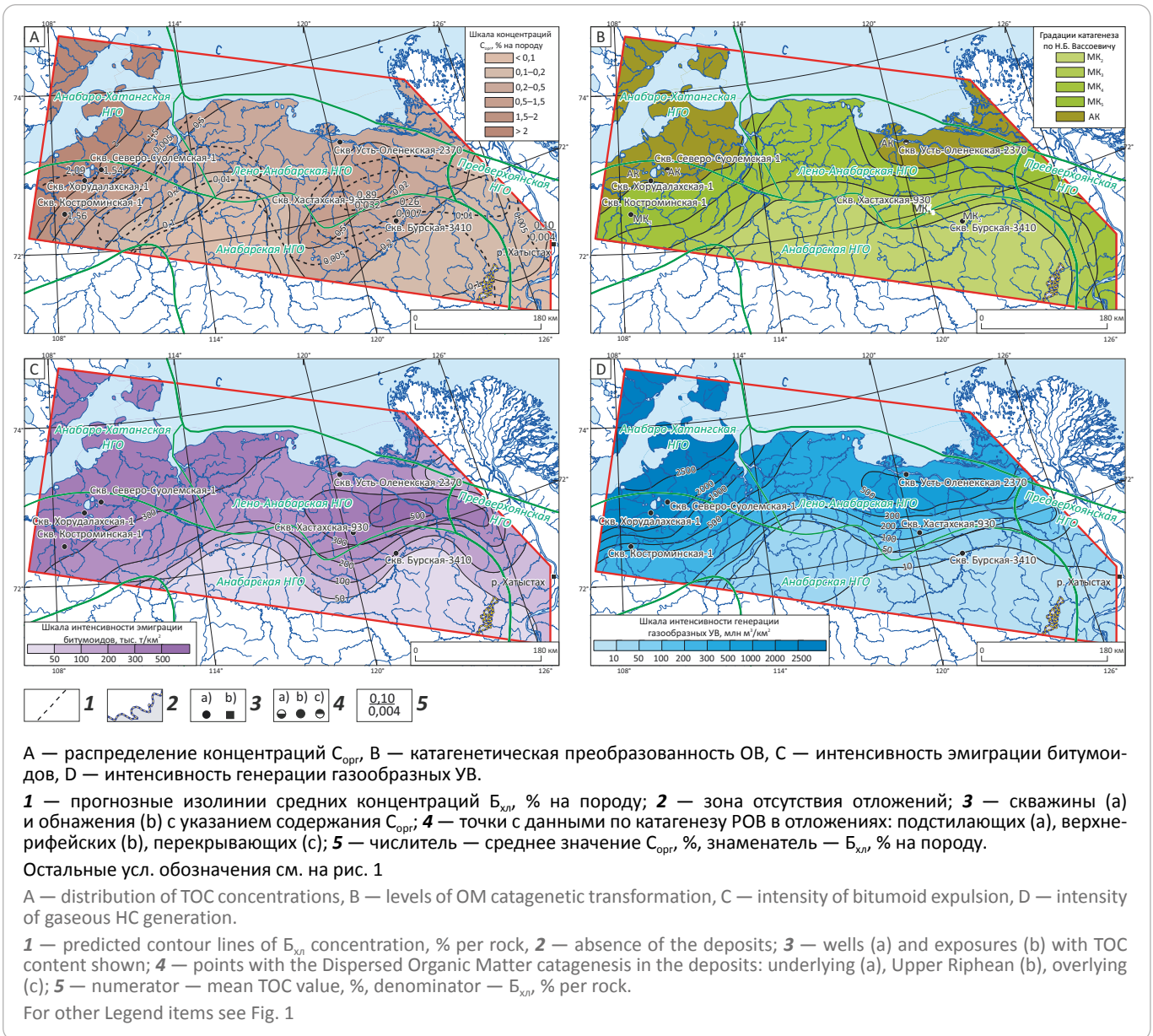
ного внедрения долеритов фиксируются градации МК<sub>5</sub>–АК, что отражено на соответствующей карте катагенетического преобразования.

**Определение генерационно-аккумуляционного потенциала и составление схематических карт геохимических параметров**

Построение геохимических карт для различных литолого-стратиграфических уровней на территории Сибирской платформы выполняется уже в течение

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Прогнозные схематические карты геохимических параметров в нефтегазоматеринских отложениях рифея  
 Fig. 6. Predicted schematic maps of geochemical parameters in the Riphean oil and gas source deposits



ряда десятилетий. Учитывая разнообразие литологического состава рифей-вендских и палеозойских отложений, выделение в разрезе нефтематеринских толщ выполнено исходя из методических подходов, обоснованных в работах ведущих российских геохимиков [24].

Набор необходимых геохимических карт для оценки перспектив нефтегазоносности включает следующие их виды.

1. Карты распределения концентраций ОВ ( $C_{орг}$ ) и его хлороформенной составляющей ( $B_{хл}$ ).
2. Карты катагенетической преобразованности ОВ.
3. Результирующие карты, иллюстрирующие раздельную количественную оценку процессов неф-

те- и газообразования. Они включают карты интенсивностей эмиграции битумоидов для оцениваемого комплекса пород (тыс. т/км<sup>2</sup>) и генерации УВ газов (млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>). Построение осуществляется с использованием объемно-генетического метода.

Прогнозные схематические карты геохимических параметров составлены для отложений рифейского, вендского, кембрийского, ордовик-силурийского, девон-нижнекаменноугольного и пермского возраста (рис. 6–9).

**Рифейские НГМП.** Для рифейских отложений прогнозируются максимальные значения концентраций  $C_{орг}$  на западе территории, в среднем они составляют 0,5–2 % на породу (см. рис. 6 А). В силу

интенсивного катагенеза, остаточные концентрации  $B_{\text{кл}}$  вряд ли превышают 0,01 % на породу. Наиболее интенсивно РОВ рифейских НГМП преобразовано на севере Лено-Анабарского прогиба и северо-западе Анабаро-Хатангской седловины (см. рис. 6 В). Генерационные показатели рифейских отложений наиболее существенны в отношении УВ-газов. Интенсивности их генерации достигали 500–2500 м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.

**Вендские НГМП.** Геохимические показатели этих отложений явно ниже. Максимальные значения концентраций органического углерода прогнозируются на юго-востоке Лено-Анабарского прогиба (0,2–0,5 % на породу) (см. рис. 7 А). Несмотря на повышенный катагенез РОВ, параметры нефтегазообразования также заметно ниже. Интенсивности эмиграции битумоидов и генерации УВ-газов оцениваются только в 100–200 тыс. т/км<sup>2</sup> и 100–200 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> соответственно (см. рис. 7 С, D).

**Кембрийские НГМП.** Кембрийские отложения характеризуются весьма низкими значениями исходного и реализованного потенциала (см. рис. 8). Прогнозные оценки интенсивности нефтегазообразования для этих отложений минимальны.

Максимальные значения интенсивности эмиграции битумоидов (50–100 тыс. т/км<sup>2</sup>) и генерации газообразных УВ (50–100 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) прогнозируются в северной части Лено-Анабарского прогиба (см. рис. 8 С, D). На остальной части территории они были незначительны.

**Ордовик-силурийские НГМП.** Ордовик-силурийские отложения характеризуются средними значениями концентраций  $C_{\text{орг}}$  — 0,2–0,53 %. Концентрации хлороформенных битумоидов, вероятно, не превышают 0,01 % из-за интенсивного катагенеза РОВ — МК<sub>4</sub>–АК. Прогнозируемые значения интенсивности нефтегазообразования составили 100–300 тыс. т/км<sup>2</sup> и 100–300 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> соответственно.

**Девон-нижнекаменноугольные НГМП.** Эти отложения имеют близкие по отношению к ордовик-силурийским НГМП показатели. Повышенные концентрации  $C_{\text{орг}}$ , превышающие 0,2 % на породу, предполагаются на северо-западе седловины. Это же касается концентраций хлороформенных битумоидов. Здесь же прогнозируются максимальные значения интенсивности эмиграции битумоидов (100–200 и тыс. т/км<sup>2</sup> и выше) и генерации УВ-газов (100–200 млн м<sup>3</sup> и выше).

**Пермские НГМП** характеризуются хорошими геохимическими показателями, максимальными толщинами и оцениваются наиболее высоко [3, 25]. В северной части территории интенсивность эмиграции битумоидов в пермских НГМП составила 500–3000 тыс. т/км<sup>2</sup>. Процессы генерации УВ-газов здесь происходили наиболее интенсивно. Полученные значения достигают 2500–7500 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (см. рис. 9 С, D).

### Краткая характеристика рифей-палеозойских перспективных нефтегазоносных комплексов

На основании комплексного исследования территории Хатангско-Ленского междуречья уточнено строение шести основных перспективных нефтегазоносных комплексов (ПНГК): рифейского, верхневенд-нижнекембрийского, верхнекембрийского, ордовик-силурийского, девон-каменноугольного и пермского (рис. 10).

В **рифейском ПНГК** потенциальными коллекторами могут быть кавернозные и трещиноватые карбонатные пачки *билляхской* серии (Анабаро-Хатангская НГО), *тукуланской*, *куладинской* и *таймыльерской* свит (Лено-Анабарская НГО) преимущественно в зонах эрозионного контакта с вышележащими породами кембрия и перми. Интерес также представляют терригенные отложения *мукунской* (ранний рифей) серии Анабаро-Хатангской седловины, *куладинской* и *хастахской* свит Лено-Анабарского прогиба.

В скв. Бурская-341-0 при испытании интервала 2092–2158 м получен приток пластовой воды с растворенным газом (дебитом 66,6 м<sup>3</sup>/сут). Этот интервал сложен карбонатами с трещинами и слабой кавернозностью. Роль флюидоупора может играть пачка аргиллитов вышележащей *маастахской* ( $V_{1ms}$ ) свиты венда. Ниже *таймыльерской* свиты выделяется мощная толща терригенных пород (*хастахская* свита). В ее составе возможно присутствие песчаных коллекторов.

В параметрической скв. Хастахская-930 также выделяется карбонатная пачка в верхней части рифейских отложений (интервал 3130–3340 м), представленная доломитами и кавернозно-трещиноватыми известняками. При испытании интервала 3163–3246 м получен приток пластовой воды с растворенным газом значительного дебита — 687,3 м<sup>3</sup>/сут.

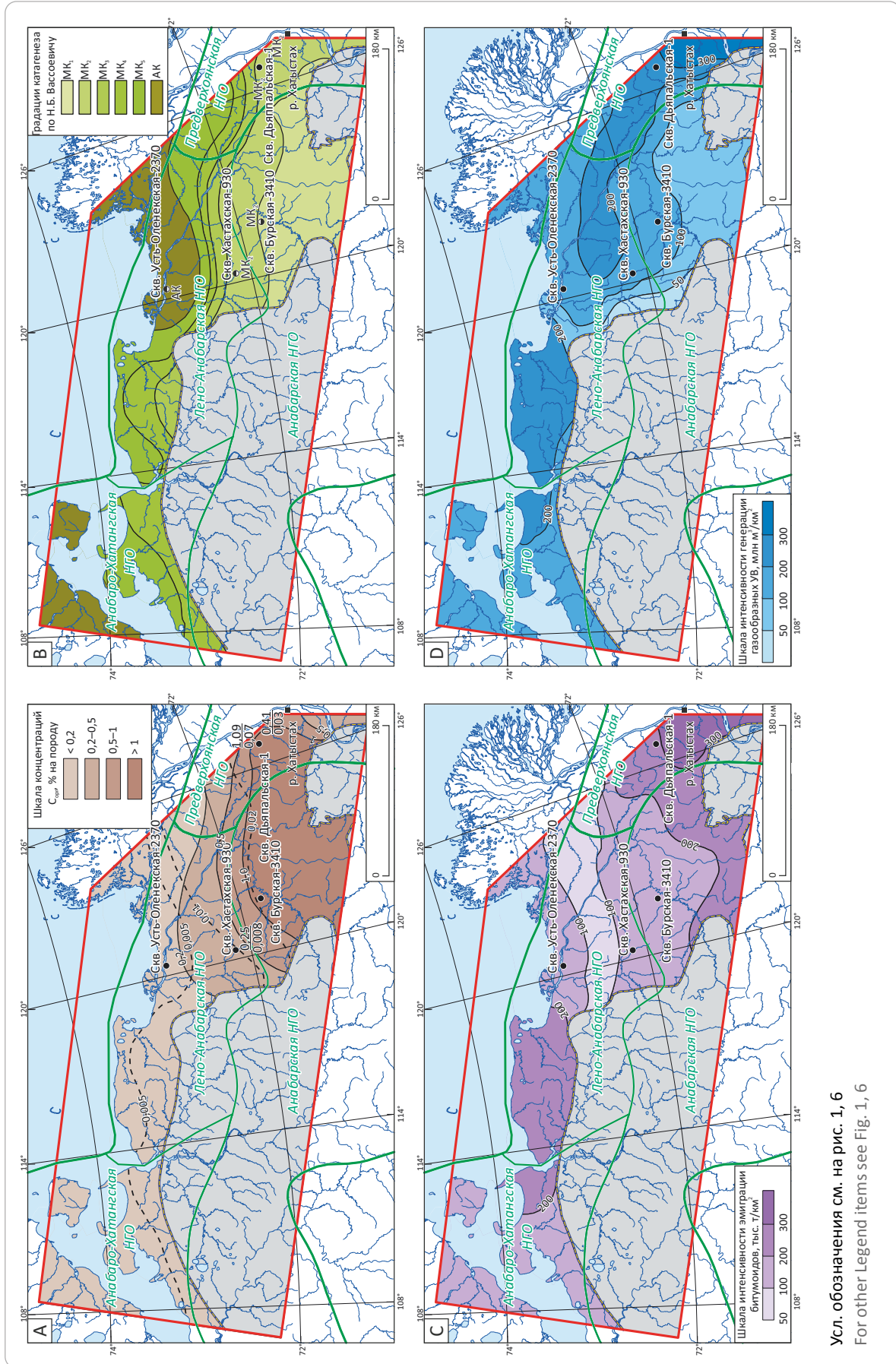
Результаты испытания верхнерифейского интервала (1645–1976 м) скв. Костроминская-1 свидетельствуют о наличии коллекторов в приконтактных зонах рифея и более молодых образований. Получен приток пластовой воды дебитом 33,6 м<sup>3</sup>/сут.

Основываясь на новых сейсмических данных, авторами статьи установлено, что в южной и центральной частях прогиба возможно существование стратиграфически и литологически экранированных ловушек (см. рис. 10), при этом вполне вероятно и их тектоническое экранирование.

Выше прогнозный НГК выделяется в объеме **верхневендско-нижнекембрийских** отложений (см. рис. 10). На территории Лено-Анабарской НГО проникаемую часть этого комплекса составляют трещиноватые и кавернозные доломиты *туркутской* ( $V_{2tr}$ ) свиты венда и перекрывающие их песчаники, песчанистые доломиты *кессюсинской* свиты (серии) венд-кембрийского возраста. В скв. Бурская-341-0, в верхней части *туркутской* свиты, присутствует пачка

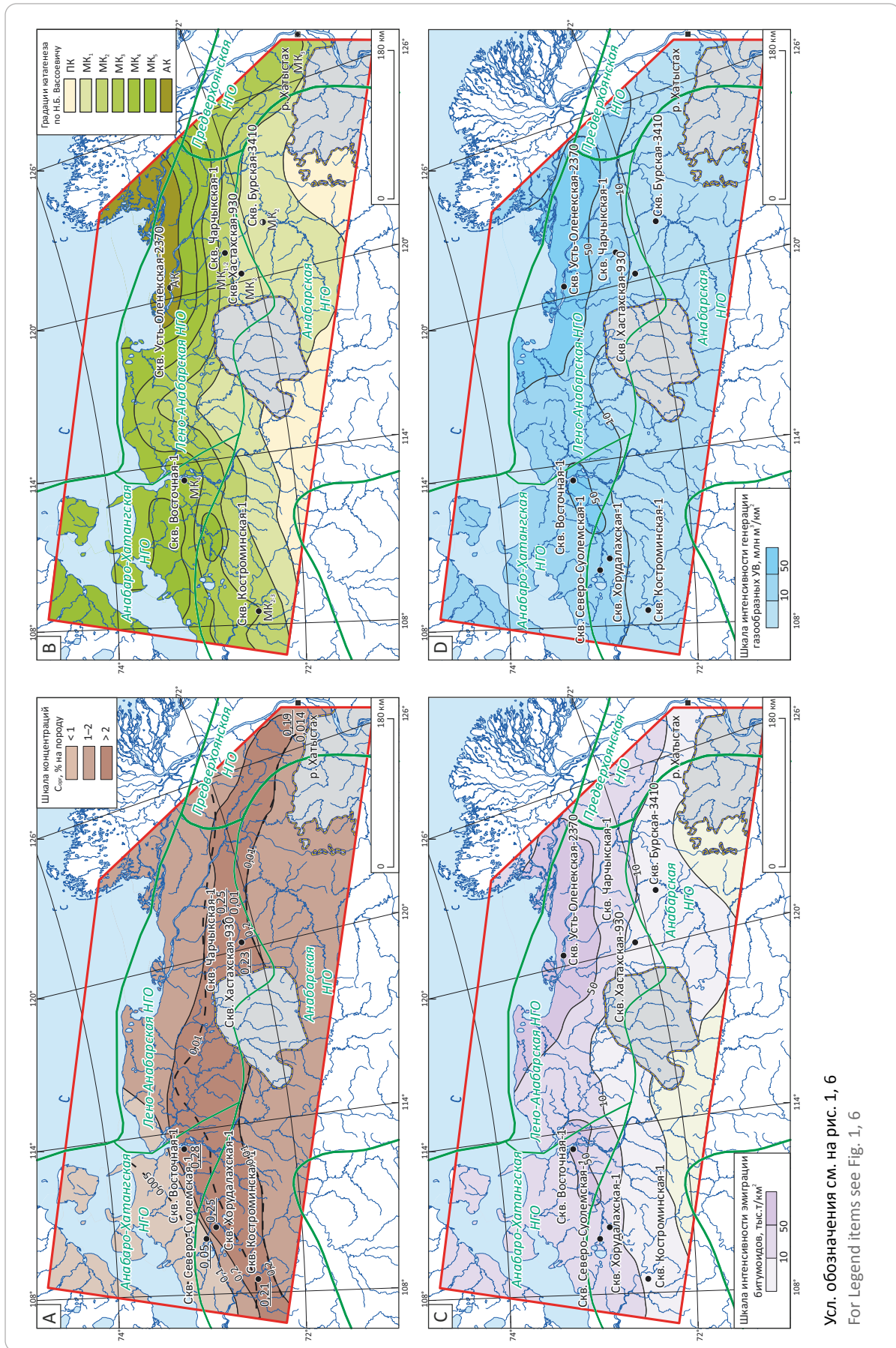
OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

**Рис. 7.** Прогнозные схематические карты геохимических параметров в нефтегазоматеринских отложениях венда  
**Fig. 7.** Predicted schematic maps of geochemical parameters in the Vendian oil and gas source deposits



Усл. обозначения см. на рис. 1, 6  
 For other Legend items see Fig. 1, 6

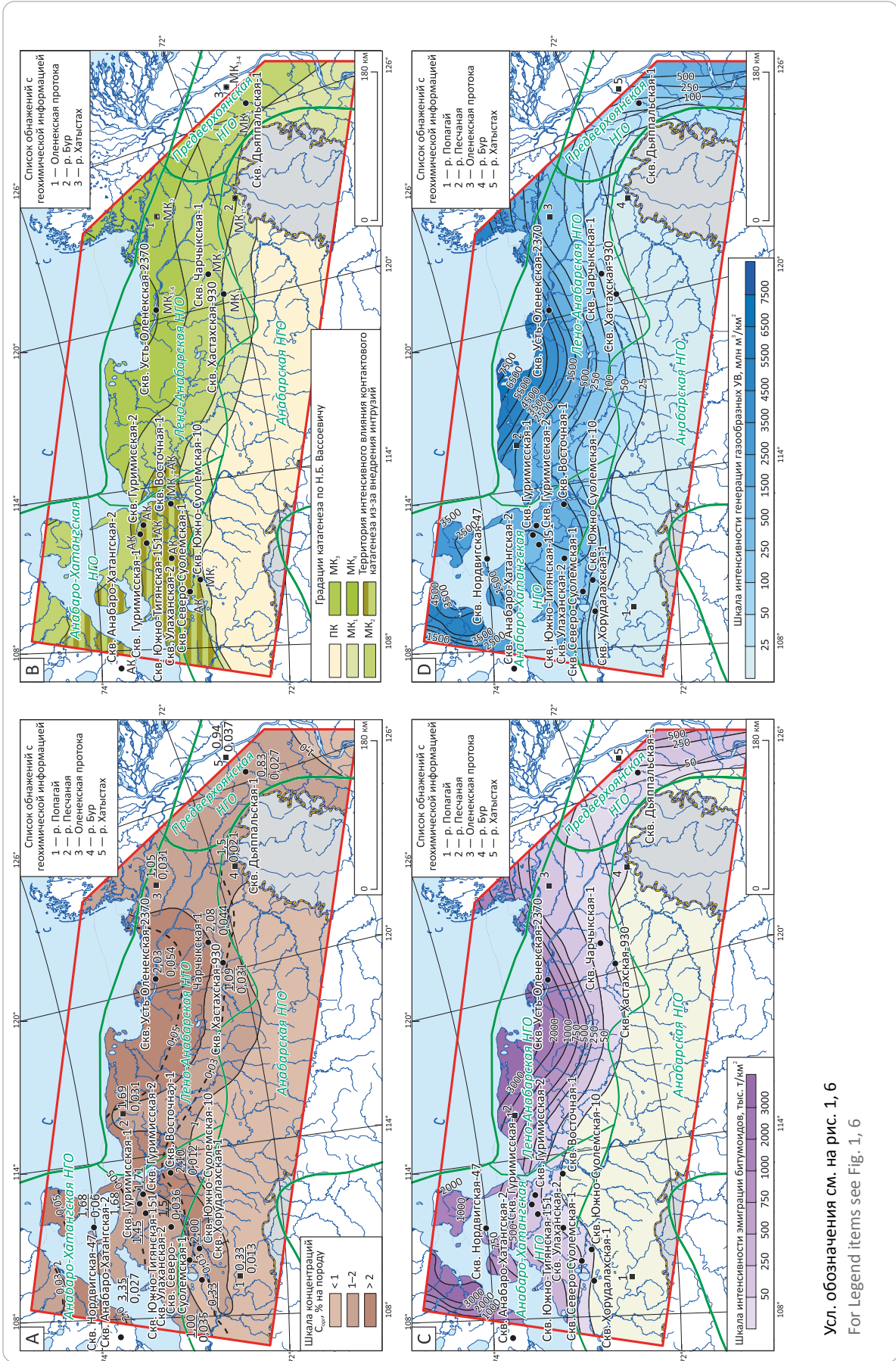
Рис. 8. Прогнозные схематические карты геохимических параметров в нефтегазоматеринских отложениях кембрия  
 Fig. 8. Predicted schematic maps of geochemical parameters in the Cambrian oil and gas source deposits



Усл. обозначения см. на рис. 1, 6  
 For Legend items see Fig. 1, 6

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

**Рис. 9.** Прогнозные схематические карты геохимических параметров в глинистых отложениях перми  
**Fig. 9.** Predicted schematic maps of geochemical parameters in the Permian argillaceous deposits



Усл. обозначения см. на рис. 1, 6  
 For Legend items see Fig. 1, 6

доломитов с вертикальной трещиноватостью. Однако этот уровень не испытывался. В скв. Чарчкская-1 породы *туркутской* свиты находятся в интервале глубин 2793–3000 м. Свита представлена известняками слабобитуминозными, кавернозными, с запахом керосина. При испытании интервала 2934–3110 м получен приток пластовой воды с растворенным газом дебитом 83,7 м<sup>3</sup>/сут.

В скв. Бурская-341-0 *кессюсинская* свита представлена толщей переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитов. Здесь при испытании интервала 1219–1252 м получен приток пластовой воды с растворенным газом дебитом 68,1 м<sup>3</sup>/сут. В скв. Хастакская-930 при испытании интервала 2176–2219 м в верхней части *кессюсинской* свиты также получен приток пластовой воды с растворенным газом (дебит 30,94 м<sup>3</sup>/сут). В нижней части свиты (интервал 2482–2487,6 м) отмечается прослой трещиноватых известняков. В трещинах содержатся кальцит и жидкий битум. По составу битум нефтеподобный, в нем содержится 72,4 % УВ.

В глубоких скважинах на территории Анабаро-Хатангской седловины возможным стратиграфическим аналогом может быть *чабурский* горизонт, относимый авторами статьи к базальной части кембрийских отложений. Этот горизонт сложен переслаивающимися песчаниками и доломитами. На северном склоне Анабарской антиклизы с этим горизонтом связано крупное скопление битумов (Рассохинское) площадью 150 км<sup>2</sup>. В скважинах Анабаро-Хатангской седловины (Хорудалахская-1, Северо-Суолемская-1, Южно-Суолемская-10) при испытании уровня базальной части кембрийских отложений получены притоки пластовых вод дебитом от 10,4 до 166 м<sup>3</sup>/сут.

Экранирующая часть комплекса представлена глинистыми отложениями аналогов *еркекетской* свиты нижнего кембрия. Для комплекса будут характерны литологически и стратиграфически экранированные залежи различного фазового состава (см. рис. 10). В направлении к центральной части доля газа и газоконденсата в ловушках будет увеличиваться. Вероятно, залежи будут осложнены дизъюнктивными нарушениями.

**Верхнекембрийский ПНГК.** Следующий уровень, представляющий собой возможный коллектор, — карбонатные отложения верхней части кембрия. На территории Лено-Анабарского прогиба к ним отнесены кавернозные и трещиноватые известняки и доломиты *лапарской* (Є<sub>3</sub>lр) свиты верхнего кембрия. На Оленекском своде эти отложения содержат обильные битумопроявления [3]. В скв. Бурская-341-0, в кровле *лапарской* свиты, непосредственно под перекрывающими терригенными отложениями перми выделяется пачка кавернозных и трещиноватых доломитов, которая по данным ГИС интерпретируется как коллектор. Севернее, в скв. Хастакская-930, была

испытана приконтактная зона пермских отложений и *лапарской* свиты. Здесь, в интервале глубин 1620–1640 м, получен приток пластовой воды с растворенным газом дебитом 87,85 м<sup>3</sup>/сут. В скв. Чарчкская-1 уровни с коллекторскими горизонтами выделяются в среднекембрийских карбонатных отложениях, под карбонатами *лапарской* свиты. Здесь, при испытании интервалов 2090–2189 и 2189–2303 м, получены значительные притоки пластовой воды с растворенным газом — 695,6–781,88 м<sup>3</sup>/сут.

В пределах Анабаро-Хатангской седловины притоки флюидов (повсеместно пластовая вода) получены из отложений нижней части кембрийского разреза. Исключением можно считать скв. Южно-Суолемская-10. Здесь небольшой приток пластовой воды (16 м<sup>3</sup>/сут) получен при испытании интервала 2346–2638 м, охватывающего девонские и верхнюю часть кембрийских отложений.

**Ордовик-силурийский ПНГК.** В единственной скважине, вскрывшей эти отложения в северной части Лено-Анабарского прогиба (Усть-Оленекская-237-0), имеются свидетельства присутствия коллекторских горизонтов. При испытании интервала глубин 2929–3000 м получен приток пластовой воды дебитом 34,8 м<sup>3</sup>/сут. Приток, вероятно, получен из пластов кавернозных доломитов ашгильского яруса верхнего отдела ордовика.

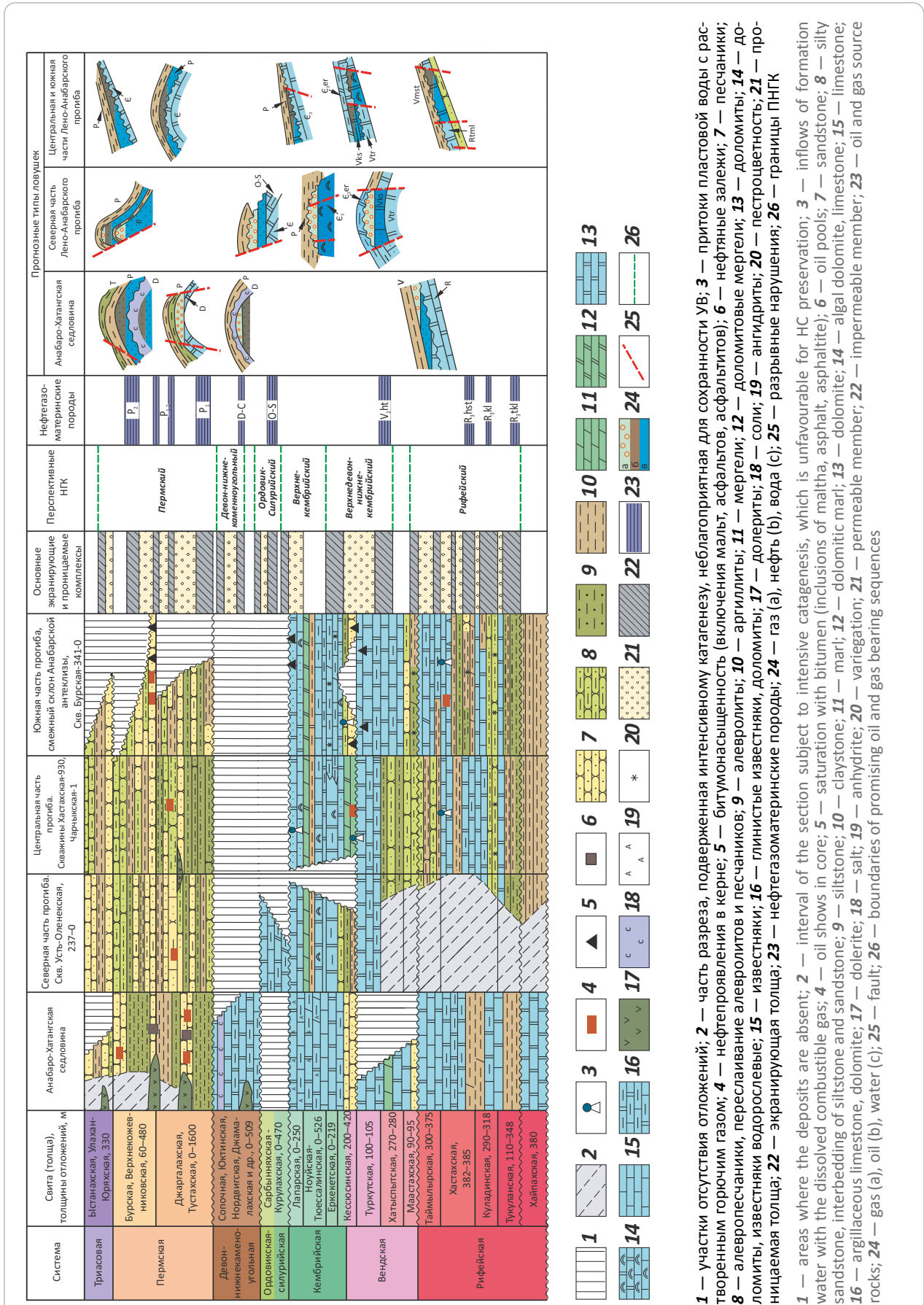
**Девон-нижнекарбонный ПНГК.** Сведений по нефтегазоносности этого комплекса до настоящего времени нет. Однако результаты геолого-разведочных работ на территории Нордвикского района Анабаро-Хатангской НГО, а также в прилегающих районах северной части Тунгусской синеклизы дают основание выделять эти отложения в качестве возможно нефтегазоносных. Важным фактором можно считать развитие экранирующей толщи солей в верхней части девонских отложений Нордвикского района. На смежной территории севера Тунгусской синеклизы в составе верхнедевонских подсолевых отложений широко распространены многочисленные нефтебитумопроявления. Здесь выделяются глинисто-карбонатные отложения *каларгонской* и *юктинской* свит, которые можно классифицировать в качестве нефтематеринских. При этом наблюдается тенденция улучшения геохимических показателей в направлении от Норильского района к Анабаро-Хатангской седловине. Можно также упомянуть работу специалистов ИНГТ СО РАН по детальному изучению состава нефтей Нордвикского района. Они пришли к выводу, что эти нефти генетически связаны с РОВ девонских отложений [23].

**Пермский ПНГК.** Терригенные отложения перми формируют, вероятно, основной нефтегазоносный комплекс. В его составе чередуются как песчаные пласты — возможные коллекторы, так и глинистые породы, которые могут представлять собой НГМТ,



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

**Рис. 10.** Схема нефтегазгеологического расчленения осадочного чехла и прогнозные типы ловушек на территории Хатангско-Ленского междуречья  
**Fig. 10.** Scheme of geopotroleum differentiation of sedimentary cover and predicted trap types in the territory of the Khatanga-Lena interfluvie



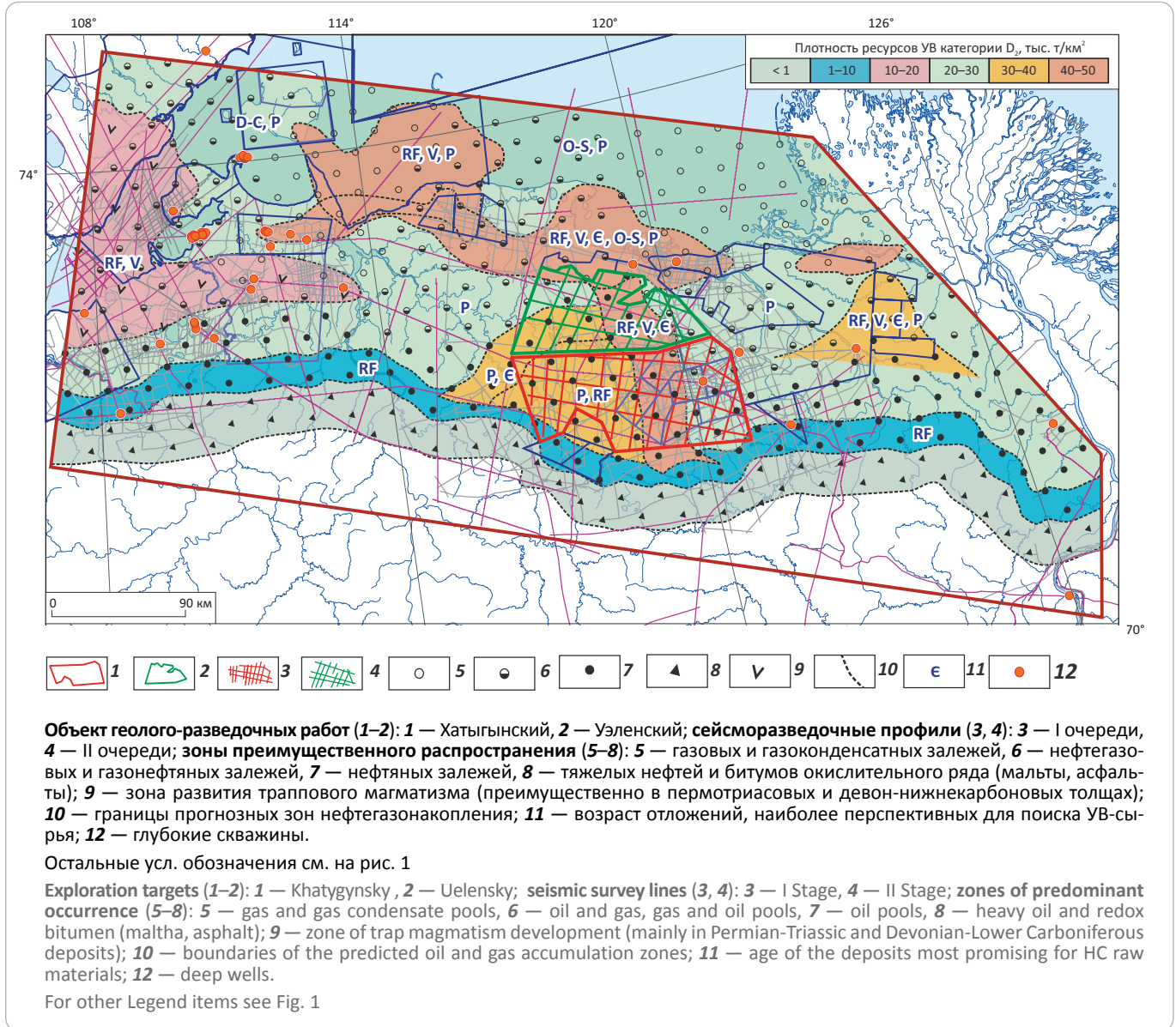
**1** — участки отсутствия отложений; **2** — часть разреза, подверженная интенсивному катагенезу, неблагоприятная для сохранности УВ; **3** — притоки пластовой воды с растворенным горючим газом; **4** — нефтепроявления в керне; **5** — битумонасыщенность (включения малак, асфальтов, асфальтитов); **6** — нефтяные залежи; **7** — песчаники; **8** — алевропесчаники, переслаивание алевролитов и песчаников; **9** — алевролиты; **10** — мергели; **11** — мергели; **12** — доломитовые мергели; **13** — доломиты; **14** — доломиты, известняки водорослевые; **15** — известняки; **16** — глинистые известняки, доломиты; **17** — доломиты; **18** — соли; **19** — ангидриты; **20** — пестроцветность; **21** — проницаемая толща; **22** — экраняющая толща; **23** — нефтегазоматеринские породы; **24** — газ (a), нефть (b); **25** — разрывные нарушения; **26** — границы ПНГК

**1** — areas where the deposits are absent; **2** — interval of the section subject to intensive catagenesis, which is unfavourable for HC preservation; **3** — inflows of formation water with the dissolved combustible gas; **4** — oil shows in core; **5** — saturation with bitumen (inclusions of maltha, asphalt, asphaltite); **6** — oil pools; **7** — sandstone; **8** — silty sandstone, interbedding of siltstone and sandstone; **9** — siltstone; **10** — marl; **12** — dolomitic marl; **13** — dolomite; **14** — algal dolomite, limestone; **15** — limestone; **16** — argillaceous limestone, dolomite; **17** — dolerite; **18** — salt; **19** — anhydrite; **20** — variegation; **21** — permeable member; **22** — impermeable member; **23** — oil and gas source rocks; **24** — gas (a), oil (b); **25** — fault; **26** — boundaries of promising oil and gas bearing sequences



**Рис. 11.** Прогнозная схематическая карта перспектив нефтегазоносности рифей-палеозойских комплексов Хатангско-Ленского междуречья

**Fig. 11.** Scheme of geopotroleum differentiation of sedimentary cover and predicted trap types in the territory of the Khatanga-Lena interfluve



а также играть роль экранирующих толщ [2]. Кроме того, в качестве флюидоупоров могут выступать глинистые отложения раннего триаса (см. рис. 10).

По результатам глубокого бурения можно констатировать присутствие проницаемых горизонтов в составе пермских отложений. В скважинах Анабаро-Хатангской седловины при испытаниях наблюдались притоки пластовых вод, часто с растворенным газом, а на Гуримисской площади — с пленками нефти. На территории Нордвикского района выявлено три мелких месторождения с притоками флюидов из пермских отложений — Нордвикское газонефтяное, Ильинское нефтяное и Южно-Тигянское газонефтяное. В скважинах Чай-

дахской площади установлены газопроявления. Отрицательным фактором при оценке перспектив нефтегазоносности пермских отложений можно считать негативное влияние пластовых интрузий долеритов в северо-западной части Анабаро-Хатангской седловины.

**Схематическая карта перспектив нефтегазоносности рифей-верхнепалеозойских ПНГК исследуемой территории**

На основе проведенных исследований составлена прогнозная карта нефтегазоносности рифей-палеозойских комплексов территории Хатангско-Ленского междуречья (рис. 11).

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

На карту вынесены прогнозные зоны нефтегазонакопления по всем оцениваемым ПНГК. Для всей рассматриваемой территории проведено районирование по фазовому составу возможных нефтяных (усреднено для всех ПНГК). Выделены зоны преимущественного распространения залежей:

- газовых и газоконденсатных;
- нефтегазовых и газонефтяных;
- нефтяных;
- тяжелых нефтей и битумов окислительного ряда (мальты, асфальты).

В структурном плане выделяется четыре основных объекта, представляющих наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности.

1. В пограничной зоне между Анабаро-Хатангской седловиной и Лено-Анабарским прогибом по кровле рифейских, вендских и кембрийских отложений выделяется крупная положительная структура, представляющая собой свод. Территориально она занимает прибрежную акваторию моря Лаптевых, частично охватывает юго-восточную часть о-ва Бегичев, север Анабарской губы и побережье к востоку от Анабарской губы. Структура выделяется по изогипсам –2500 м кровли рифейских отложений и –1500 м кровли кембрия. В ее пределах перспективы газо- и нефтеносности можно связывать с отложениями рифея, венда, кембрия и, возможно, девона при сохранности в его верхней части эвапоритов.

2. Вдоль северного, прискладчатого борта Лено-Анабарского прогиба выделяется протяженная и сравнительно узкая зона поднятий, выраженная в кровле пермских отложений триаса и юры. Зона протягивается в субширотном направлении от Оленекской протоки до Хатангского залива. В пределах локальных поднятий внутри зоны кровля пермских отложений «воздымается» до абсолютных отметок –125 м. В ряде пунктов закартированы выходы пермских отложений на дневную поверхность. Очевидно, зона имеет сложное строение. Здесь вероятны надвиговые дислокации, дизъюнктивные нарушения с большими вертикальными амплитудами, осложняющими строение пликативных структур. В качестве перспективных уровней здесь прогнозируются пермские, ордовикские и кембрийские отложения. В районе Усть-Оленекского вала по фазовому составу будут преобладать газовые и газоконденсатные залежи. В западной и восточной частях зоны прогнозируется смешанное насыщение ловушек — газонефтяное и нефтегазовое.

3. На востоке Лено-Анабарского прогиба по структурному плану венд-кембрийских и рифейских отложений выделяется крупный структурный мыс, ориентированный с юго-запада на северо-восток. В пределах мыса кембрийские и вендские отложения перспективны на выявление газонефтяных и нефтя-

ных залежей (аналоги лапарской, кессюсинской и туркутской свит). Верхняя часть рифейского разреза перспективна на выявление газовых и нефтегазовых скоплений.

4. В области сочленения Анабарской антеклизы и Лено-Анабарского прогиба выявлена крупная перспективная структура, приуроченная к зоне эрозионного контакта рифейских дезинтегрированных карбонатов с вышележащими породами перми. Со структурно-тектонических позиций строение рассматриваемой области аналогично строению Байкинской антеклизы, Катангской седловины и Курейской синеклизы, где к приподнятому рифейскому макроблоку приурочена гигантская Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления [4, 5]. Но здесь существовал более длительный перерыв в осадконакоплении. Северо-западнее и восточнее к приподнятому блоку рифейских толщ примыкают зоны подклинивания кембрийских и венд-кембрийских преимущественно карбонатных отложений.

**Объекты и направления геолого-разведочных работ**

Исходя из выполненных оценок, предлагаются два объекта постановки геолого-разведочных работ для уточнения модели геологического строения зоны сочленения Лено-Анабарской и Анабарской НГО на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных для обоснования объектов нефтегазопромысловых работ (см. рис. 11).

В качестве первоочередного объекта предлагается Хатыгынский участок. Через территорию этого участка проходит редкая сеть региональных сейсмических профилей, отработанных АО «Росгеология» с 2014 по 2016 г. и отвечающих всем современным требованиям качества. Объем проектных полнократных сейсмических профилей предварительно составит 1077,1 км, что позволит достичь плотности кондиционных сейсмических данных около 0,147 км/км<sup>2</sup>. Территория объекта включает наиболее перспективные участки нераспределенного фонда недр как с точки зрения геологического строения (выходы рифейских толщ под допермскую эрозионную поверхность, зоны выклинивания кембрийских и вендских отложений на приподнятые участки рифея), так и с предполагаемой плотности ресурсов УВ. Важным моментом является близость Хатыгынского объекта геолого-разведочных работ к Томторскому редкометальному месторождению, прогнозные ресурсы которого по категории Р<sub>1</sub> оцениваются в 1640,389 тыс. т. До 2022 г. компания ООО «Восток Инжиниринг» планирует приступить к эксплуатации Томторского месторождения, и для разработки необходимо наличие УВ в логистической доступности.

Объектом геолого-разведочных работ второй очереди предлагается Уэленский объект. Он расположен севернее Хатыгынского участка и относится

к нераспределенному фонду недр Республики Саха (Якутия). Оцененная плотность ресурсов УВ категории D<sub>2</sub> на участке составляет от 20 до 50 тыс. т/км<sup>2</sup> (см. рис. 11). В отношении перспектив нефтегазоносности наибольший интерес представляют отложения рифея, венда, кембрия, ордовика, силура и перми. Прогнозируются нефтяные, нефтегазовые и газонефтяные залежи различной морфологии. Объем проектных полнократных сейсмических профилей предварительно составляет 893,4 км, что позволит достичь плотности кондиционных сейсмических данных около 0,149 км/км<sup>2</sup>.

### Выводы

1. На исследуемой территории северо-восточного обрамления Сибирской платформы, на базе комплексирования данных сейсморазведки, ГИС и результатов геохимических исследований, уточнено строение перспективных нефтегазоносных комплексов: верхнерифейского (рифейского), верхневенд-нижнекембрийского, верхнекембрийского, ордовик-силурийского, девон-нижнекаменноугольного и пермского.

2. Для каждого комплекса определены: проницаемая часть, флюидоупор, нефтегазоматеринская толща, а также наиболее вероятные зоны нефтегазонакопления и основные морфогенетические типы ловушек.

3. Построен комплект региональных структурных карт по кровлям основных сейсмокомплексов — кристаллического фундамента, платформенного рифея, венда, кембрия, ордовика – силура, девона – нижнего карбона, перми и триаса – юры.

4. Для оценки перспектив нефтегазоносности по основным нефтегазопроизводящим уровням построен набор геохимических карт.

5. На основе карт геохимических параметров и геолого-геофизических данных составлена прогнозная карта нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского региона. Выделено четыре прогнозные зоны, характеризующиеся высокой плотностью ресурсов и различными типами прогнозируемого флюидонасыщения.

6. Определены объекты постановки геолого-разведочных работ в регионе:

- Хатыгынский объект геолого-разведочных работ первой очереди;
- Уэленский объект геолого-разведочных работ второй очереди.

Хатангско-Ленский регион в последние годы стал ареной интенсивного геолого-геофизического изучения как на суше (Анабаро-Лаптевский объект), так и на море. Запущены поисковые проекты крупнейших нефтегазовых компаний страны: ПАО «ЛУК-ОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть» и АО «РНГ».

Необходимость продолжения геологического изучения Арктического региона России связана не только с его все еще слабой изученностью региональными геофизическими методами на сегодняшний день, но и с актуальностью локализации и оценки минерально-сырьевого потенциала площадей, перспективных на обнаружение стратегических, остродефицитных и высоколиквидных видов минерального сырья.

*За передачу опыта и знаний, ценные советы и консультации Д.С. Лежнин благодарит сотрудников лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем ФГБУН ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН. Отдельную благодарность Д.С. Лежнин выражает заведующему лабораторией, чл.-корр. РАН, д.г.-м.н. В.А. Конторовичу за уделенное им внимание, ценные высокопрофессиональные советы и помощь в понимании принципиальных аспектов геологического строения и перспектив нефтегазоносности Хатангско-Ленского арктического региона.*

### Литература

1. Каширцев В.А., Конторович А.Э., Иванов В.Л., Сафронов А.Ф. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 93–105.
2. Лежнин Д.С., Миляев Д.В., Соболев П.Н. и др. Перспективы нефтегазоносности и освоения углеводородного сырья Хатангско-Оленекского междуречья // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 3. – С. 110–122. DOI: 10.20403/2078-0575-2020-3-110-122.
3. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Структура и нефтегазовый потенциал Лаптевоморского региона // Литология и полезные ископаемые. – 2017. – № 4. – С. 322–339. DOI:10.7868/S0024497X17040036.
4. 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.
5. 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. 76–84.
6. Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. и др. 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.

## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

7. *Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. и др.* Структурно-тектоническая характеристика и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины (Хатангский залив моря Лаптевых и прилегающие территории) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 3. DOI: 10.17353/2070-5379/24\_2019. Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/upload/iblock/30e/24\\_2019.pdf](http://www.ngtp.ru/upload/iblock/30e/24_2019.pdf) (дата обращения 14.10.2020).
8. *Афанасенков А.П. и др.* Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42. DOI: 10.7868/S0016853X16020028.
9. *Афанасенков А.П. и др.* Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 7–27.
10. *Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири.* Новосибирск, 1983. – 216 с.
11. *Наговицин К.Е., Станевич А.М., Корнилова Т.А.* Стратиграфическое положение и возраст высокоорганизованных биот с Tarrania в Сибири // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 11. – С. 1531–1538.
12. *Горохов И.М., Семихатов М.А., Аракелянц М.М. и др.* Rb-Sr, K-Ar, H- и O-изотопная систематика среднерифейских аргиллитов дебенгдинской свиты Оленекского поднятия (Северная Сибирь) // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2006. – Т. 14. – № 3. – С. 41–56.
13. *Nagovitsin K.E. et al.* Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform // Precambrian Research. – 2015. – Т. 270. – С. 226–245. DOI: 10.1016/j.precamres.2015.09.012.
14. *Граусман В.В., Рудавская В.А., Васильева Н.И.* Стратиграфия верхнего докембрия и нижнего кембрия Оленекского поднятия // Отечественная геология. – 1996. – № 8. – С. 30–35.
15. *Vidal G., Moczyłowska M., Rudavskaya V.A.* Biostratigraphical implications of a Chuaria–Tawuia assemblage and associated acritarchs from the Neoproterozoic of Yakutia // Palaeontology. – 1993. – 36(2) – С. 387–402.
16. *Наговицин К.Е.* Роль микрофоссилий в решении вопросов стратиграфии верхнего протерозоя // Общая стратиграфическая шкала и методические проблемы разработки региональных стратиграфических шкал России: Материалы Межведомственного рабочего совещания (Санкт-Петербург, 17–20 октября 2016 г.). – 2016. – С. 113–115.
17. *Пасенко А.М., Малышев С.В., Дюфрейн С.Э., Шацлло А.В.* Палеомагнетизм и источники сноса нижнекембрийских отложений Удзинского поднятия (север Сибирской платформы) // Вестник Санкт-Петербургского университета. Науки о Земле. – 2020. – Т. 65. – № 3. DOI: 10.21638/spbu07.2020.308.
18. *Kouchinsky A. et al.* Terreneuvian stratigraphy and faunas from the Anabar Uplift, Siberia // Acta Palaeontologica Polonica. – 2017. – 62(2). – С. 311–440. DOI: 10.4202/app.00289.2016.
19. *Кочнев Б.Б., Паверман В.И., Карлова Г.А.* Об Арктической границе Сибирской платформы в кембрии // Тектоника и геодинамика континентальной и океанической литосферы: общие и региональные аспекты : мат-лы XLVII Тектонического совещания. – М. : 2015. – Т. 1. – С. 226–230.
20. *Kotova S.V., Lezhnin D.S., Uhlova G.D.* Seismogeological Model of the Structure of Riphean Deposits in the North-east of the Anabar Anticline // Geomodel 2018. European Association of Geoscientists & Engineers. – 2018. – № 1. – С. 1–6. DOI: 10.3997/2214-4609.201802354.
21. *Бакай Е.А., Смирнова М.Е., Коробова Н.И., Надежкин Д.В.* Литолого-геохимическая характеристика пермского нефтегазоносного комплекса Лено-Анабарского прогиба (на примере скважины Усть-Оленекская-2370) // Вестник Московского университета; Серия 4: Геология. – 2016. – № 1. – С. 71–81. DOI: 10.33623/0579-9406-2016-1-71-81.
22. *Соболев П.Н., Лежнин Д.С., Панарин, И.А. и др.* Геохимические критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 62–74. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74 .
23. *Каширцев В.А., Ким Н.С., Фурсенко Е.А., Дзюба О.С., Фомин А.Н., Чалая О.Н.* Генезис нефтей и нефтебитумопроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – Т. 13. – № 1 – С. 54–63.
24. *Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П.* Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. – М. : ВНИГНИ, 2014. – 128 с.
25. *Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Сидоренко С.А.* Углеводородный потенциал рифейско-нижнемеловых комплексов Лаптевоморского региона // Арктика: экология и экономика. – 2016. – Т. 21. – № 1. – С. 56.

## References

1. *Kashirtsev V.A., Kontorovich A.Eh., Ivanov V.L., Safronov A.F.* Natural bitumen fields in the northeast of the Siberian Platform (Russian Arctic sector). *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(1):72–82. DOI:10.1016/j.rgg.2009.12.007.
2. *Lezhnin D.S., Milyaev D.V., Sobolev P.N. et al.* Petroleum potential and development of hydrocarbon crude of the Khatanga-Olenek interfluvium. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2020;(3):110–122. DOI: 10.20403/2078-0575-2020-3-110-122. In Russ.
3. *Polyakova I.D., Borukaev G.Ch.* Structure and petroleum potential of the Laptev sea region. *Lithology and Mineral Resources*. 2017;(4):278–294. DOI:10.7868/S0024497X17040036. In Russ.
4. *Kontorovich V.A., Kontorovich A.Eh., Gubin I.A., Zoteev A.M., Lapkovskii V.V., Malyshev N.A., Solov'ev 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):980–996.
5. *Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Moiseyev S.A., Soloviev M.V.* Structure-tectonic characteristic of Leno-Anabar region. *Geologiya nefiti i gaza*. 2014;(1):76–84. In Russ.

6. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu. et al. Seismogeological models and petroleum potential of sedimentary sequences in the Arctic regions of Lena-Tunguska petroleum province (Anabar-Khatanga, Lena-Anabar petroleum areas). *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(5):15–26. In Russ.
7. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu. et al. Strukturno-tektonicheskaya kharakteristika i perspektivy neftegazonosnosti Anabaro-Khatangskoi sedloviny (Khatangskii zaliv morya Laptevyykh i priliegayushchie territorii) [Structural and tectonic features and petroleum potential of the Anabar-Khatanga Saddle (Khatanga Bay of the Laptev Sea and neighbouring territories)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019;14(3) DOI: 10.17353/2070-5379/24\_2019. Available at : [http://www.ngtp.ru/upload/iblock/30e/24\\_2019.pdf](http://www.ngtp.ru/upload/iblock/30e/24_2019.pdf) (accessed 14.10.2020). In Russ.
8. Afanasenkov A.P. et al. The tectonics and stages of the geological history of the yenisei–khatanga basin and the conjugate taimyr orogeny. *Geotectonics*. 2016;(2): 161–178. DOI: 10.7868/S0016853X16020028.
9. Afanasenkov A.P. et al. Tektonika severnogo obramleniya Sibirskoi platformy po rezul'tatam kompleksnogo analiza geologo-geofizicheskikh dannykh. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(1):7–27. In Russ.
10. Resheniya Vsesoyuznogo stratigraficheskogo soveshchaniya po dokembriyu, paleozoyu i chetvertichnoi sisteme Srednei Sibiri. Novosibirsk, 1983. 216 p. In Russ.
11. Nagovitsin K.E., Stanevich A.M., Kornilova T.A. Stratigraphic setting and age of the complex tappaia -bearing proterozoic fossil biota of Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(11):1192–1198.
12. Gorokhov I.M., Semikhatov M.A., Arakelyants M.M. et al. Rb-Sr, K-Ar, H-and O-isotope systematics of the middle riphean shales from the debengda formation, the olenek uplift, north sibera. *Stratigraphy and geological correlation*. 2006;14(3):260–274.
13. Nagovitsin K. E. et al. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform. *Precambrian Research*. 2015;270:226–245. DOI: 10.1016/j.precamres.2015.09.012.
14. Grausman V.V., Rudavskaya V.A., Vasil'eva N.I. Stratigrafiya verkhnego dokembriya i nizhnego kembriya Oleneskogo podnyatiya. *Otechestvennaya geologiya*. 1996;(8):30–35. In Russ.
15. Vidal G., Moczyłowska M., Rudavskaya V.A. Biostratigraphical implications of a Chuaria–Tawuia assemblage and associated acritarchs from the Neoproterozoic of Yakutia. *Palaeontology*. 1993;36(2):387–402.
16. Nagovitsin K.E. Rol' mikrofosilii v reshenii voprosov stratigrafii verkhnego proterozoya [Role of microfossils in reaching decisions related to Upper Proterozoic stratigraphy]. In: Obshchaya stratigraficheskaya shkala i metodicheskie problemy razrabotki regional'nykh stratigraficheskikh shkal Rossii: Materialy Mezhdomstvennogo rabochego soveshchaniya (Sankt-Petersburg, 17–20 October 2016). 2016. pp. 113–115. In Russ.
17. Pasenko A.M., Malyshev S.V., Dyufrein S.E. Shatsillo A.V. Paleomagnetism and provenance of the lower Cambrian sedimentary rocks of the Udzha Uplift (north of the Siberian platform). *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. Nauki o Zemle*. 2020;65(3). DOI: 10.21638/spbu07.2020.308. In Russ.
18. Kouchinsky A. et al. Terreneuvian stratigraphy and faunas from the Anabar Uplift, Siberia. *Acta Palaeontologica Polonica*. 2017;62(2):311–440. DOI: 10.4202/app.00289.2016.
19. Kochnev B.B., Paverman V.I., Karlova G.A. Ob Arkticheskoi granitse Sibirskoi platformy v kembrii [Arctic boundary of the Siberian Platform in Cambrian]. In: Tektonika i geodinamika kontinental'noi i okeanicheskoi litosfery: obshchie i regional'nye aspekty : mat-ly XLVII Tektonicheskogo soveshchaniya. Moscow: 2015;(1):226–230. In Russ.
20. Kotova S.V., Lezhnin D.S., Uhlova G.D. Seismogeological Model of the Structure of Riphean Deposits in the North-east of the Anabar Antecline. In: Geomodel 2018. European Association of Geoscientists & Engineers. 2018;(1):1–6. DOI: 10.3997/2214-4609.201802354.
21. Bakai E.A., Smirnova M.E., Korobova N.I., Nadezhkin D.V. Permian petroleum system of Lena-Anabar trough - lithological-geochemical studies (at an example of well Ust'-Olenek 2370). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2016;(1):71–81. DOI: 10.33623/0579-9406-2016-1-71-81. In Russ.
22. Sobolev P.N., Lezhnin D.S., Panarin I.A. et al. Geochemical criteria of petroleum potential of the riphean-paleozoic sediments of the lena-anabarsky regional trough and adjacent territories. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2019;(8):62–74. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74. In Russ.
23. 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*. 2013;13(1):54–63. In Russ.
24. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. Neftematerinskie formatsii, nefti i gazy dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoi platformy [Oil source rock formations, oil and gas of pre-Cambrian and Lower-Middle Cambrian in the Siberian Platform]. Moscow : VNIGNI; 2014. 128 p. In Russ.
25. Polyakova I.D., Borukaev G.Ch., Sidorenko S.A. Hydrocarbon potential of Riphean-Lower Cretaceous complexes of the Laptev sea region. *Arktika: ehkologiya i ehkonomika*. 2016;21(1):56. In Russ.

### Информация об авторах

**Лежнин Данил Сергеевич**

заведующий лабораторией

АО «СНИИГГИМС»,

630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67

e-mail: lezhnin@sniiggims.ru

ORCID ID: 0000-0002-7571-0424

### Information about authors

**Daniil S. Lezhnin**

Head of Laboratory

SNIIGGIMS,

67, prospekt Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia

e-mail: lezhnin@sniiggims.ru

ORCID ID: 0000-0002-7571-0424

**OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS****Афанасенков Александр Петрович**

Доктор геолого-минералогических наук,  
первый заместитель генерального директора  
АО «Росгеология»,  
117246 Москва, ул. Херсонская, д. 43 корп. 3  
e-mail: APAfanasenkov@rusgeology.ru  
SCOPUS ID: 8532450700

**Соболев Петр Николаевич**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
заведующий лабораторией  
АО «СНИИГГиМС»,  
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67  
e-mail: Geochim@sniiggims.ru

**Найденов Леонид Федорович**

Директор  
НФ ФГБУ «ВНИГНИ»,  
630007 Новосибирск, ул. Коммунистическая, д. 2  
e-mail: naydenov@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0002-0110-1298

**Aleksandr P. Afanasenkov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
First Deputy Director General  
JSC "Rosgeologia",  
43/3, Khersonskaya ulitsa, Moscow, 117246, Russia  
e-mail: APAfanasenkov@rusgeology.ru  
SCOPUS ID: 8532450700

**Petr N. Sobolev**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Laboratory  
SNIIGGIMS,  
67, prospekt Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia  
e-mail: Geochim@sniiggims.ru

**Leonid F. Naidenov**

Director  
Novosibirsk Branch of VNIGNI  
2, ulitsa Kommunisticheskaya, Novosibirsk, 63007, Russia  
e-mail: naydenov@vnigni.ru  
ORCID ID: 0000-0002-0110-1298