



## СТРОЕНИЕ АБАКУНСКОЙ СВИТЫ НИЖНЕГО КЕМБРИЯ (ЮЖНО-ТУНГУССКАЯ НГО ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП)

А.Р. РЯЗАНОВ<sup>1,\*</sup>, Е.С. НОСКОВА<sup>1</sup>, Г.В. АГАФОНОВА<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»  
36, шоссе Энтузиастов, г. Москва 105118, Россия

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»  
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

### АННОТАЦИЯ

**Введение.** Объектом исследования является нижнекембрийская абакунская свита, расположенная в Южно-Тунгусской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

**Цель.** Составление седиментационно-емкостной модели абакунской свиты и выявление взаимосвязей между выделенными литологическими типами пород и их фильтрационно-емкостными свойствами для уточнения оценки нефтегазоносности региона.

**Материалы и методы.** В работе использованы геолого-геофизические данные глубокого бурения по площади работ, опубликованные и фондовые материалы по геологическому строению Южно-Тунгусской нефтегазоносной области. Фактический материал по 24 скважинам, вскрывшим абакунскую свиту, включает описания керна, шлама и результаты опробования. Скважины были пробурены в 1970—1990 гг.; однако детальные описания кернового материала, фотографии керна и результаты его исследования, за некоторыми противоречивыми исключениями, отсутствуют. По этой причине расчленение свиты проводилось на основе материалов ГИС с анализом всех сохранившихся материалов по скважинам. Проанализированы диаграммы ГИС по 20 скважинам. Проведен анализ изменения мощности и состава отложений. Выполнено детальное расчленение разрезов на пачки, корреляция разрезов и анализ изменения фильтрационно-емкостных свойств пород. Методологической основой исследования послужили разработки специалистов Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института (ВНИГНИ), представляющие собой систему генетической организации карбонатных тел различных иерархических уровней.

**Результаты.** Определены литологические типы отложений, выделены ассоциации литотипов, характеризующиеся общими условиями осадконакопления, выделены литолого-фациальные зоны, составлена седиментационно-емкостная модель абакунской свиты.

**Выводы.** Абакунская свита представлена карбонатными и карбонатно-глинистыми отложениями литолого-фациальной зоны открытого шельфа, относительно выдержанными по мощности и составу. Построена седиментационно-емкостная модель абакунской свиты в западной части Южно-Тунгусской нефтегазоносной области. Данная модель отражает изменения состава и мощности отложений, а также их структурно-текстурных особенностей. Наибольшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают оолитово-органогенно-обломочные типы карбонатов, формирующие аккумулятивные тела.

**Ключевые слова:** литология, карбонатные породы, нижний кембрий, абакунская свита

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Финансирование:** исследование не имело спонсорской поддержки.

**Для цитирования:** Рязанов А.Р., Носкова Е.С., Агафонова Г.В. Строение абакунской свиты нижнего кембрия (Южно-Тунгусская НГО Лено-Тунгусская НГП). *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(4):8—22. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-8-22> EDN: [BLGVRG](https://edn.ru/BLGVRG)

Статья поступила в редакцию 24.09.2025

Принята к публикации 24.11.2025

Опубликована 22.12.2025

\* Автор, ответственный за переписку

## STRUCTURE OF LOWER-CAMBRIAN ABAKUNSKAYA FORMATION (SOUTH-TUNGUSSKAYA OIL-AND-GAS BEARING REGION, LENO-TUNGUSSKAYA OIL-AND-GAS BEARING PROVINCE)

ALEKSANDR R. RYAZANOV<sup>1,\*</sup>, EKATERINA S. NOSKOVA<sup>1</sup>, GALINA V. AGAFONOVA<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> All-Russian Scientific Research Geological Oil Institute  
36, Highway Enthusiasts, Moscow 105118, Russia

<sup>2</sup> Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting  
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

### ABSTRACT

**Background.** The research object was the Lower-Cambrian Abakunskaya Formation located in the South-Tunguskaya oil-and-gas bearing region of the Lena-Tunguskaya oil-and-gas province.

**Aim.** To compile a sedimentary-capacity model of the Abakunskaya Formation and identify relationships between the identified lithological rock types and their filtration-capacity properties in order to refine the oil and gas potential of the region.

**Materials and methods.** Geological and geophysical data collected from deep wells drilled in the area of work were used, along with published and archival materials on the geological structure of the South Tunguska oil and gas region. The factual material on 24 wells that opened the Abakunskaya Formation includes descriptions of cores, sludge, and test results. The wells were drilled in 1970—1990; however, detailed descriptions of the core material, core photographs, and core study results, with some contradictory exceptions, are missing. For this reason, the Formation was sectioned based on GIS materials with an analysis of all preserved materials on the wells. Logging diagrams for 20 wells were analyzed. An analysis of changes in the thickness and composition of sediments was carried out. A detailed division of sections into members, correlation of sections, and analysis of changes in the filtration and storage properties of rocks were performed. The developments of the specialists of the All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), which comprise a system of genetic organization of carbonate bodies of various hierarchical levels, served as the methodological basis for this research.

**Results.** Lithological types of sediments were determined; lithotype associations characterized by common sedimentation conditions were identified; lithological-facies zones were distinguished; and a sedimentation-capacity model of the Abakunskaya Formation was compiled.

**Conclusions.** The Abakunskaya Formation is represented by carbonate and carbonate-clay deposits of the open-shelf lithological-facies zone, which are relatively consistent in thickness and composition. A sedimentary-capacity model of the Abakunskaya Formation in the western part of the South Tunguska oil-and-gas bearing region has been constructed. This model reflects changes in the composition and thickness of the deposits, as well as their structural and textural characteristics. Oolitic-organogenic-clastic types of carbonates that form accumulative bodies exhibit the highest filtration and capacity properties.

**Keywords:** lithology, carbonate rocks, Lower Cambrian, Abakunskaya Formation

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**Financial disclosure:** The study has no sponsorship.

**For citation:** Ryazanov A.R., Noskova E.S., Agafonova G.V. Structure of lower-cambrian abakunskaya formation (South-Tungussskaya oil-and-gas bearing region, Leno-Tungussskaya oil-and-gas bearing province). *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):8—22. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-8-22>  
EDN: [BLGVRG](https://www.edn.ru/)

*Manuscript received 24 September 2025*

*Accepted 24 November 2025*

*Published 22 December 2025*

\* Corresponding author

Южно-Тунгусская нефтегазоносная область расположена на северо-западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Сибирская платформа). Изученность территории сейсмическими работами низкая, неравномерная и составляет порядка 0,12 пг. км/км<sup>2</sup> (рис. 1). Бурение глубоких скважин проводилось в 1960—1980-х годах, материалы по литолого-петрографическому изучению керна фрагментарны и в ряде случаев противоречивы.

В тектоническом отношении территория Южно-Тунгусской нефтегазоносной области в целом соответствует Бахтинскому мегавыступу юго-запада Курейской синеклизы, охватывая примыкающие прогибы: с запада — Приенисейский, с северо-востока — Туринская впадина, которые рассматриваются как очаги нефтегазообразования и источники углеводородов [2, 3, 6, 9, 10] (рис. 1).

Осадочный чехол на большей части области представлен карбонатными отложениями верхнего венда, карбонатными и соленосно-карбонатными отложениями нижнего кембрия, сульфатно-карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями верхнего кембрия и преимущественно терригенными верхнего палеозоя [11, 12].

Основные перспективы нефтегазоносности связаны с карбонатными отложениями верхневендско-нижнекембрийского и кембрийского нефтегазоносных комплексов (НГК) [1]. Абакунская свита относится к нижнекембрийскому нефтегазоносному комплексу. Из скважины Моктаконская-1 с этого уровня получены притоки газа дебитом 1,62 млн м<sup>3</sup>/сут. и конденсата 1200 м<sup>3</sup>/сут., в скважине Усть-Дельтулинская-214 — газ дебитом 161 м<sup>3</sup>/сут., в скважине Таначинская-1 — притоки воды, насыщенной газом, дебитом 182 м<sup>3</sup>/сут. [2, 3, 6].

Стратиграфия и нефтегазоносность территории изучались рядом исследователей: Н.В. Мельников, А.В. Кринин, А.Э. Конторович, С.С. Сухов, С.А. Моисеев, Е.В. Смирнов, М.А. Маслеников, Л.И. Килина, Е.Н. Кузнецова, И.А. Губин, А.О. Гордеева [4—13]

и др. Для свит нижнекембрийского НГК составлены литофациальные схемы, опирающиеся в значительной мере на интерпретацию сейсмических материалов, выделены уровни развития коллекторов. В представленной работе выполнено детальное изучение литологических особенностей разрезов скважин с применением методики седиментологического моделирования [14].

Методика была адаптирована для карбонатных отложений нижнего кембрия Южно-Тунгусской НГО, отличающихся сложным строением при слабой изученности региона и низким качеством и количеством геолого-геофизических данных.

Основой седиментационного моделирования является система генетической организации структуры карбонатных тел различных иерархических уровней, которая формируется в результате взаимодействия во времени процессов концентрации и дифференциации вещества. Учитывая скудный фактический материал по скважинам, для работы приняты уровни: *структурный компонент осадка* (для интервалов, по которым имеется описание керна), *литотип*, *ассоциация литотипов*, *подгруппа* (подзона) и *группа* (зона).

*Структурные компоненты*, элементарные генетические подразделения, отражают процессы образования породы. *Литотип* характеризуется определенными соотношениями структурных компонентов, зависит от соотношения по времени различных способов образования осадка. *Ассоциация литотипов* (АЛ) — тела, объединенные по сходству формы и строения, определяются преобладанием концентрации и дифференциации вещества. *Подгруппы* — комплексы ассоциаций литотипов, обладающие характерной структурой (составом, вертикальной и латеральной последовательностью АЛ), отражают устойчивость обстановок седиментации во времени и пространстве. *Группы* связаны общностью процессов аккумуляции отложений. Параметр содержания глинистого вещества отражает степень соотношения

Строение абакунской свиты нижнего кембрия (Южно-Тунгусская НГО Лено-Тунгусской НГП)

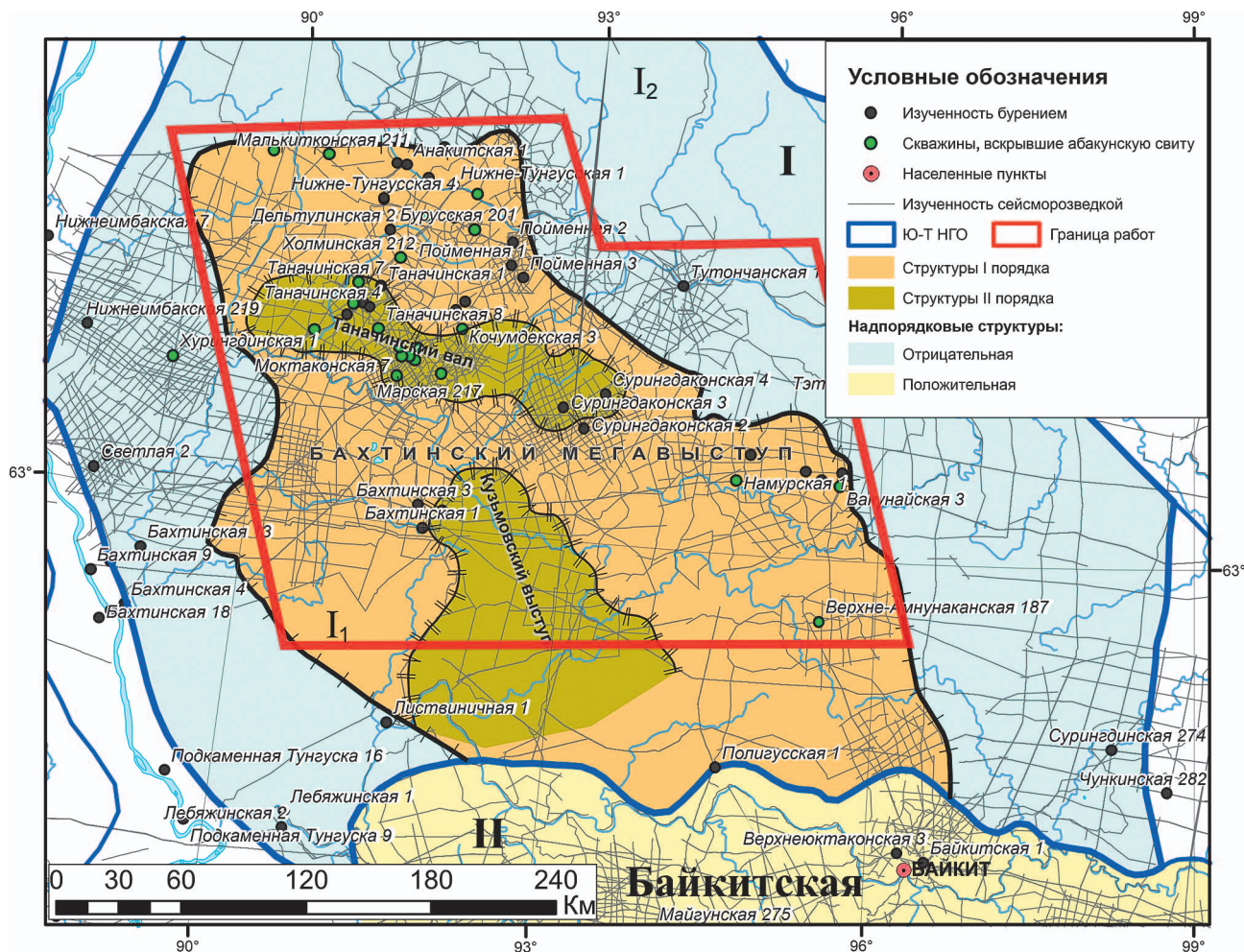


Рис. 1. Обзорная карта Южно-Тунгусской нефтегазоносной области (ВНИГНИ, 2024. Д.В. Покровский, А.Р. Рязанов)

Fig. 1. Overview map of the Yuzhno-Tunguskiy oil and gas region (VNIIGNI, 2024. D.V. Pokrovsky, A.R. Ryazanov)

процессов концентрации и дифференциации и, следовательно, может быть применен для анализа на уровне ассоциации литотипов (АЛ).

Абакунская свита выделена Н.В. Мельниковым и др., распространена на всей территории Южно-Тунгусской нефтегазоносной области. Стратотипом свиты выбран разрез скважины Моктаконская-1 (3161,00—3228,00 м) [9]. Свита согласно залегает на марской свите, перекрывается сульфатно-карбонатными породами первой пачки бурской свиты. Нижняя часть свиты сложена доломитами черными известковистыми микрофитолитовыми, пористыми и кавернозными, в ряде скважин в кровле и подошве пачки вскрыты известняки темно-серые плотные. Средняя часть свиты представлена доломитами серыми, светло-серыми, черными, плотными, волнисто-слоистыми, прослоями глинистыми.

Вверху свиты залегают доломиты темно-серые, черные пористые и кавернозные мелко-среднезернистые с многочисленными линзами, прожилками белого кальцита и известняки темно-серые, черные, обломочные и микрофитолитовые, волнисто-слоистые. Общая мощность в стратотипе составляет 67 м и изменяется по площади от 23 (скв. Верхне-Амнунаканская-187) до 81 м (скв. Моктаконская-3).

Для абакунской свиты отмечен выдержанный литологический состав пород по площади и выдержанные мощности, что свидетельствует о низкой фациальной изменчивости, характерной для открыто-шельфовых отложений. Для 24 скважин, вскрывших абакунскую свиту, построены планшеты, выделены пачки, границы между которыми установлены в местах резкой смены характера записи кривых гамма-каротажа (ГК)

и нейтронного гамма-каротажа (НГК), проведена корреляция пачек. При анализе строения свиты в каждой скважине определен коэффициент глинистости для оценки изменения глинистости в разрезах. Коэффициент глинистости  $K_{гл}$  рассчитывается по формуле:

$$K_{гл} = \frac{\sum h_{гл}}{H},$$

где  $\sum h_{гл}$  — суммарная толщина глинистых прослоев;  $H$  — мощность абакунской свиты.

Разрезы скважин сгруппированы по увеличению коэффициента глинистости ( $K_{гл}$ ). Выделены три типа разреза: от низкого и среднего содержания глинистого вещества до увеличенного. Ниже приводится детальное описание разрезов скважин каждого типа.

**Разрезы** с низким содержанием глинистого вещества ( $K_{гл}$  0,13—0,18)

В скважине Вакунайская-3 выделено 5 пачек (рис. 2).

**1-я пачка** (3338,20—3346,74 м) сложена известняками серыми, светло-серыми мелко-среднекристаллическими, прослоями крупнокристаллическими, массивными, ангидритистыми, местами до ангидрита известкового. В подошве пачки в керне наблюдается серия субвертикальных открытых и закрытых трещин и отмечен запах углеводородов, встречаются редкие каверны. В целом вся пачка характеризуется минимальными показаниями кривой ГК (от 0,07 до 0,37 мкР/ч) и дифференцированными показаниями кривой НГК (от 4,27 до 5,40 у.е.). Мощность пачки 8,54 м.

**2-я пачка** (3330,74—3338,20 м) сложена доломитами. Доломиты серые, темно-серые тонко-скрытокристаллические, окремненные, массивные, плотные; отличаются от нижней пачки увеличением значений кривой НГК до 5,90 у.е. и более однородным строением. В кровле пачки по увеличению значений ГК (0,60 мкР/ч), сбросу значений НГК (4,35 у.е.) и увеличению кривой кавернометрии (ДС) отмечен прослой доломитов слабogliнистых, трещиноватых мощностью 1 м. Мощность пачки 7,46 м.

**3-я пачка** (3317,57—3330,74 м) представлена известняками. Известняки серые с коричневатым оттенком, зеленовато-серые тонко-мелкокристаллические, мелко-среднекристаллические, плотные, глинистые с субгоризонтальными слоями аргиллитов темно-серых и линзами ангидрита белого. Пачка характеризуется резкой дифференциацией кривой ГК (от 0,23 до 1,66 мкР/ч), обусловленной

переслаиванием пластов известняков глинистых мощностью от 0,5 до 1 м с пластами чистых известняков мощностью от 0,5 до 2 м. Мощность пачки 13,57 м.

**4-я пачка** (3294,67—3317,57 м) сложена известняками. Известняки серые, темно-серые, местами до белых, мелко-тонкокристаллические, массивные, реже слоистые за счет прослоев ангидрита, крепкие, плотные. Пачка отличается минимальной дифференциацией кривой ГК (от 0,14 до 0,35 мкР/ч) и высокими значениями НГК (до 6,30 у.е.). В подошве пачки выделяется слой известняков слабogliнистых (ГК 1,21 мкР/ч) мощностью 0,70 м. По описанию керна, во всей пачке наблюдаются тонкие открытые трещины, преимущественно субвертикальные, стилолитовые швы. Трещиноватость отмечается также по сбросу кривой НГК (до 4,50 у.е.). Мощность пачки 22,90 м.

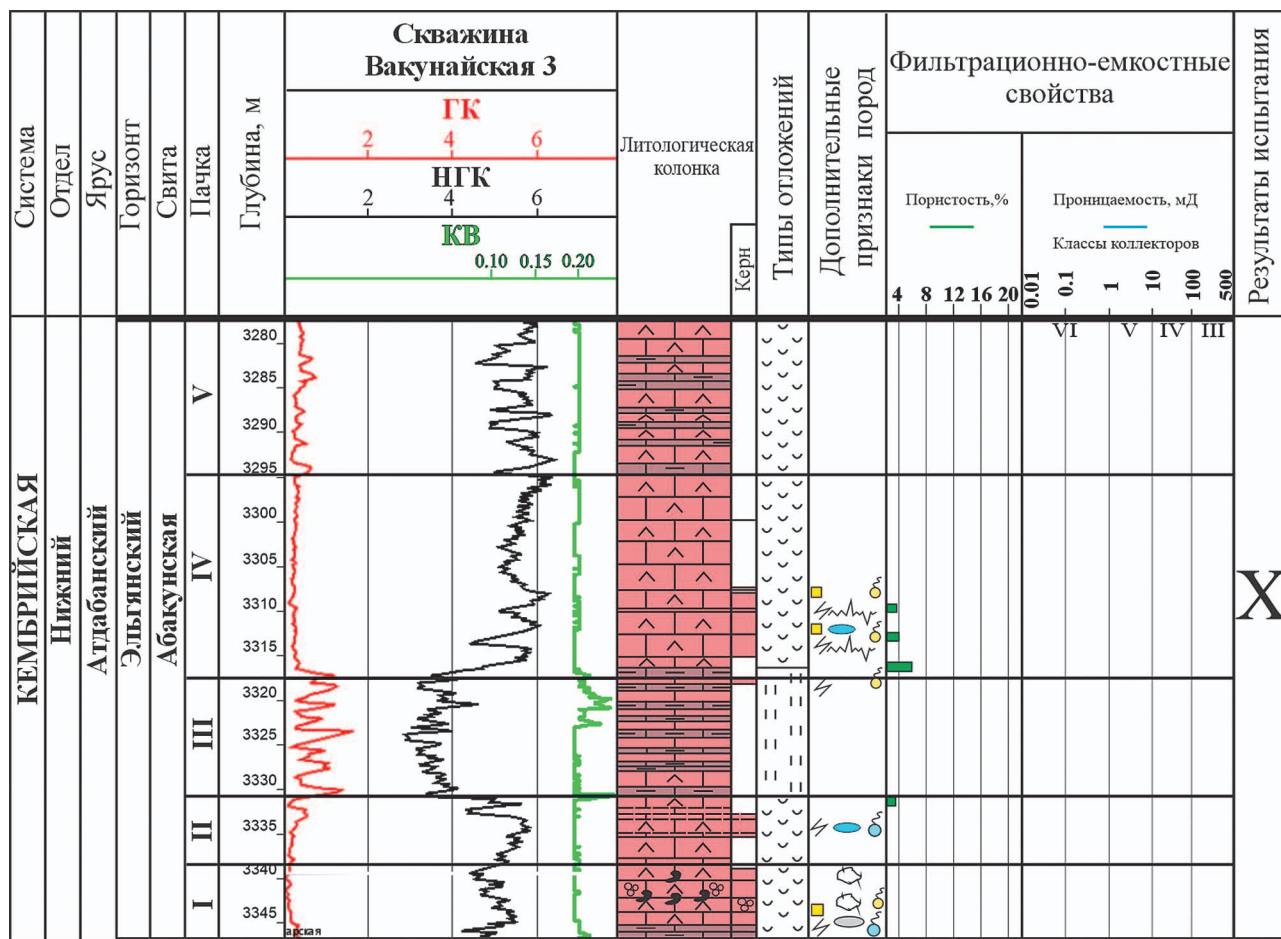
**5-я пачка** (3277,15—3294,67 м) представлена известняками. Известняки серые, темно-серые, местами до белых, мелко-тонкокристаллические, ангидритистые, крепкие, плотные, массивные. Пачка отличается немного повышенными значениями кривой ГК (от 0,20 до 0,80 мкР/ч), резкой дифференциацией кривой НГК (от 3,50 до 6,40 у.е.) и присутствием прослоев известняков слабogliнистых мощностью от 0,30 до 1 м. В подошве пачки выделяется слой известняков слабogliнистых (ГК 0,60 мкР/ч, НГК 3,50 у.е.) мощностью 1 м. По описанию керна, во всей пачке наблюдаются тонкие открытые трещины, преимущественно субвертикальные, и стилолитовые швы, заполненные глинисто-органическим материалом, ориентированные вдоль напластования. Трещиноватость отмечается также по сбросу кривой НГК (до 4,80 у.е.). Мощность пачки 17,52 м.

Общая мощность свиты 70 м.

К первому типу разрезов с низким содержанием глинистого вещества ( $K_{гл}$  0,08—0,18) отнесены скважины Бурусская-201, Таначинские-7 и -1, Моктаконские-3 и -1, Нижне-Тунгусская-6, Вакунайская-3 (рис. 2, 3).

**Второй тип разрезов**, со средним содержанием глинистого вещества ( $K_{гл}$  0,18—0,23), показан на примере скважины Таначинская-8 (рис. 4).

**1-я пачка** (3287,65—3297,00 м) сложена доломитами. Доломиты темно-серые, оолитовые, массивные, сильно кавернозные. На сколе керна, отобранного из нижней части пачки, отмечен запах сероводорода. В подошве пачки выделяется слой аргиллитов мощностью 1 м. Выше, до кровли, пачка характеризуется минимальными показаниями кривой ГК (от 0,26 до 0,70 мкР/ч) и низкими



Условные обозначения

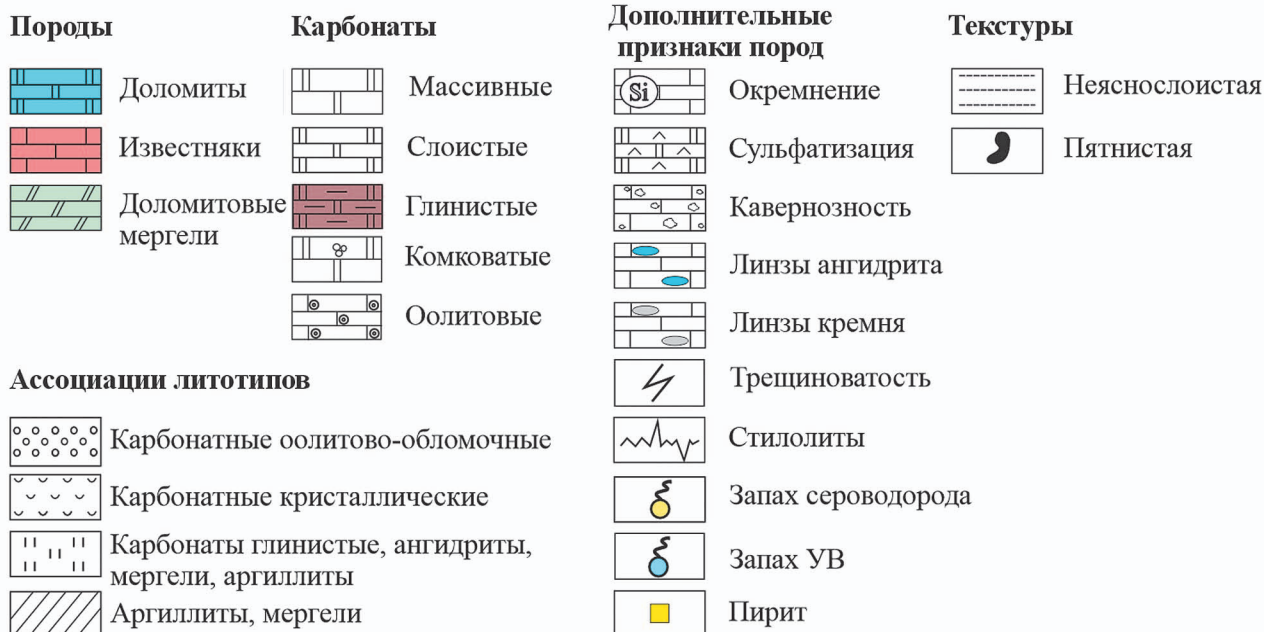


Рис. 2. Разрез скважины Вакунайская-3  
 Fig. 2. Well section of Vakunayskaya-3 well

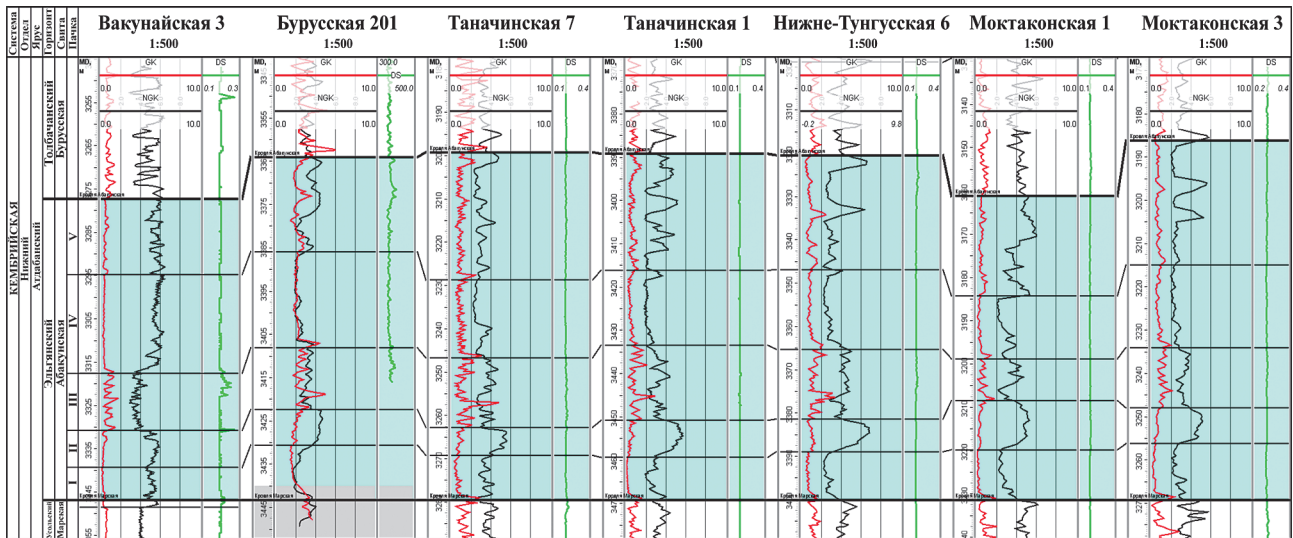


Рис. 3. Разрезы скважин первого типа с низким содержанием глинистого вещества ( $K_{гн}$  0,13—0,18)  
Fig. 3. Type 1 well sections with average clay content ( $V_{sh}$  0.13—0.18)

значениями кривой НГК (от 1,96 до 2,36 у.е.). Мощность пачки 9,35 м.

**2-я пачка** (3279,45—3287,65 м) представлена доломитами и известняками. Доломиты темно-серые тонкокристаллические, массивные, плотные, в кровле пачки кавернозные. Известняки слоистые, редко слабogliнистые, плотные. Пачка отличается увеличением значения кривой ГК до 1,32 мкР/ч и резким скачком значения кривой НГК до 3,90 у.е. От подошвы до средней части пачки выделяются пласты известняков плотных (4,00 у.е.), мощностью 3,88 м, с двумя прослоями слабogliнистых известняков, которые отбиваются по увеличению кривой ГК (1,32—1,40 мкР/ч), мощность прослоев 0,56 и 0,90 м. Выше выделяются два пласта доломитов плотных, (НГК 4,23 у.е.), массивных, мощностью 0,90 и 1,00 м, разделенные тонким прослоем слабogliнистых доломитов мощностью 0,50 м. В кровле пачки по резкому сбросу кривой НГК (2,55 у.е.) выделяется пласт доломитов кавернозных мощностью 0,60 м. Мощность пачки 8,20 м.

По результатам испытаний в интервале 3282,00—3309,00 м двух пачек получен приток пластовой воды дебитом 175,2 м<sup>3</sup>/сут.

**3-я пачка** (3265,78—3279,45 м) сложена доломитами и мергелями. Доломиты темно-серые, со слабым коричневатым оттенком, тонкокристаллические, массивные, реже слоистые, кремнистые до прослоев кремня, плотные. Мергели доломитовые зеленовато-серые, ангидритизированные до частых прослоев ангидрита серого, кремнистые. Пачка отличается резкой дифференциацией кривой ГК до 2,89 мкР/ч и сбросом значений

кривой НГК до 3,11 у.е. В целом вся пачка характеризуется чередованием доломитов массивных кремнистых (ГК от 0,70 до 1,32 мкР/ч; НГК от 2,28 до 3,82 у.е.), с мергелями доломитовыми, ангидритизированными (ГК от 2,44 до 4,04 мкР/ч; НГК от 2,53 до 3,60 у.е.). Мощность прослоев доломитов от 1,5 до 2,5 м. Мощность прослоев мергелей доломитовых до 1 м. Мощность пачки 13,67 м.

**4-я пачка** (3248,32—3265,78 м) представлена доломитами. Доломиты темно-серые, оолитовые, массивные, сильнокавернозные. Пачка отличается резким сбросом кривых ГК и НГК. В основании пачки залегает прослой мергеля доломитового мощностью 0,5 м, который выделяется по высоким значениям кривой ГК (2,82 мкР/ч). В целом вся пачка характеризуется, низкими показаниями кривой ГК (от 0,60 до 1,60 мкР/ч) и низкими значениями кривой НГК (от 1,94 до 2,80 у.е.). Мощность пачки 17,46 м.

**5-я пачка** (3224,00—3248,32 м) сложена доломитами. Доломиты темно-серые среднекристаллические, реже тонко-скрытокристаллические, брекчиевидные, слоистые, реже массивные, в кровле пачки сильнокавернозные, редко кремнистые. Пачка начинается с прослоя мергеля доломитового, выделяемого по резкому скачку кривой ГК до 3,95 мкР/ч, мощностью 1,3 м. Пачка отличается большей неоднородностью, которую видно по резкой дифференциации кривой ГК (от 0,79 до 2,28 мкР/ч) и появлением мощных (от 1,50 м до 3,60 м) пластов доломитов плотных (НГК 4,20 у.е.), кремнистых. В кровле пачки выделяются два пласта доломитов брекчиевидных,

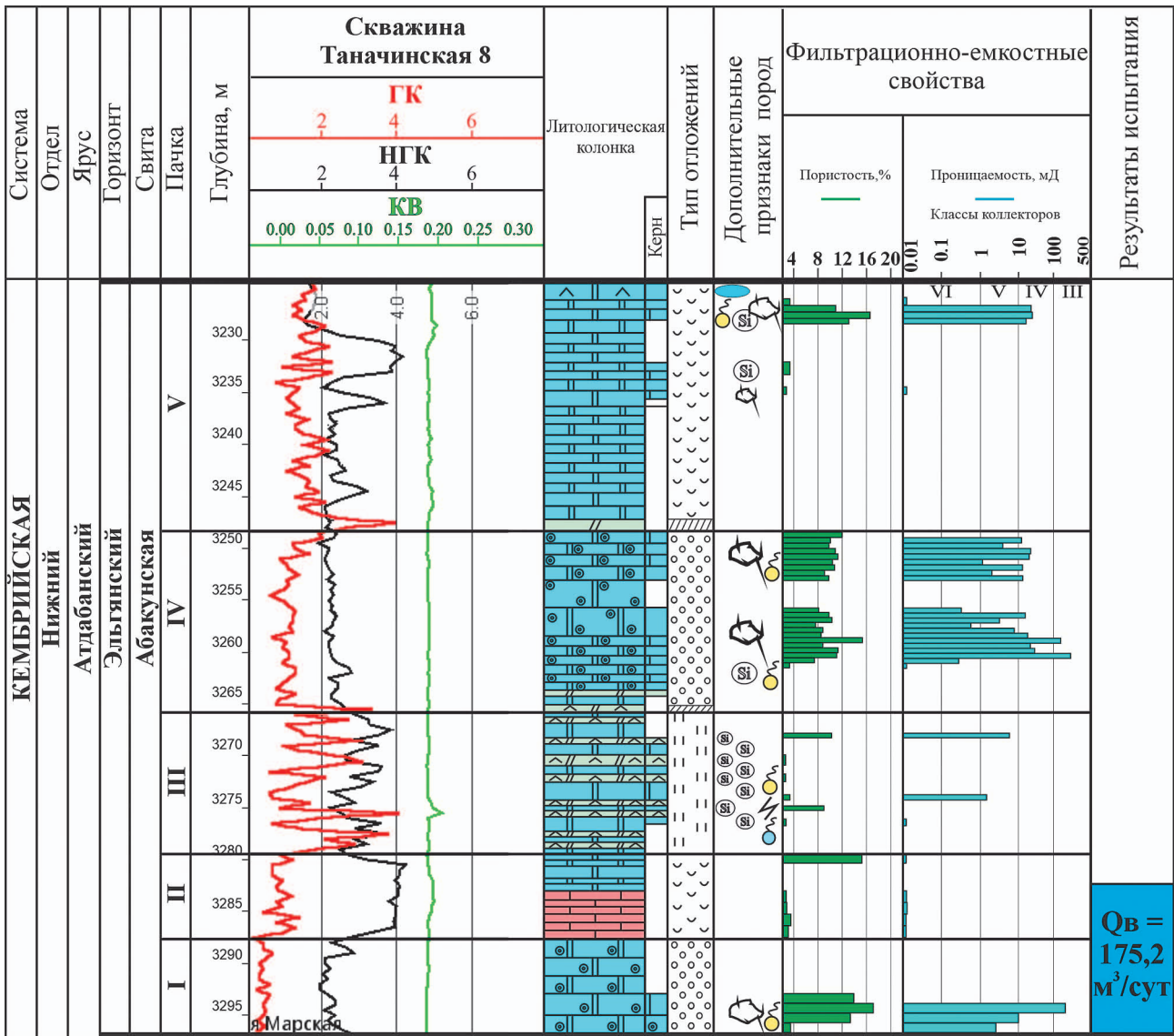


Рис. 4. Разрез скважины Таначинская-8  
Fig. 4. Well section of Tanachinskaya-8 well

массивных, сильнокавернозных (НГК 1,52 у.е.) и доломитов ангидритовых, с включениями голубовато-серого ангидрита, окремненных (НГК 1,90 у.е.). Мощность пачки 24,32 м.

Общая мощность абакунской свиты 73 м.

Ко второму типу разрезов со средним содержанием глинистого вещества ( $K_{гн}$  0,18—0,23) отнесены скважины Моктаконские-2, -7, Кочумдекская-3, Намурская-1, Марская-217, Усть-Кочумдекская-202, схожие по литологическому строению с разрезом скважины Таначинская-8 (рис. 5).

**Третий тип разрезов** с повышенным содержанием глинистого вещества ( $K_{гн}$  0,25—0,38) показан на примере скважины Моктаконская-6.

**1-я пачка** (3321,53—3334,00 м) сложена доломитами и известняками. Доломиты серые, темно-серые известковистые, мелкокристаллические, слоистые, плотные. Известняки серые, темно-серые мелкокристаллические, слоистые. Встречаются прослой светлых алевролитов. В основании разреза прослой аргиллитов черных, выделяемых по резкому скачку кривой ГК до 6,82 мкР/ч мощностью 1 м. Выше, до средней части пачки, выделяются пласты доломитов серых (ГК до 1,90 мкР/ч), плотных (НГК от 2,90 до 3,20 у.е.), мощностью от 0,5 до 1 м, переслаивающиеся с доломитами слабоглинистыми (ГК до 3,04 мкР/ч) мощностью от 0,3 до 0,5 м с и редкими прослоями ангидритов.

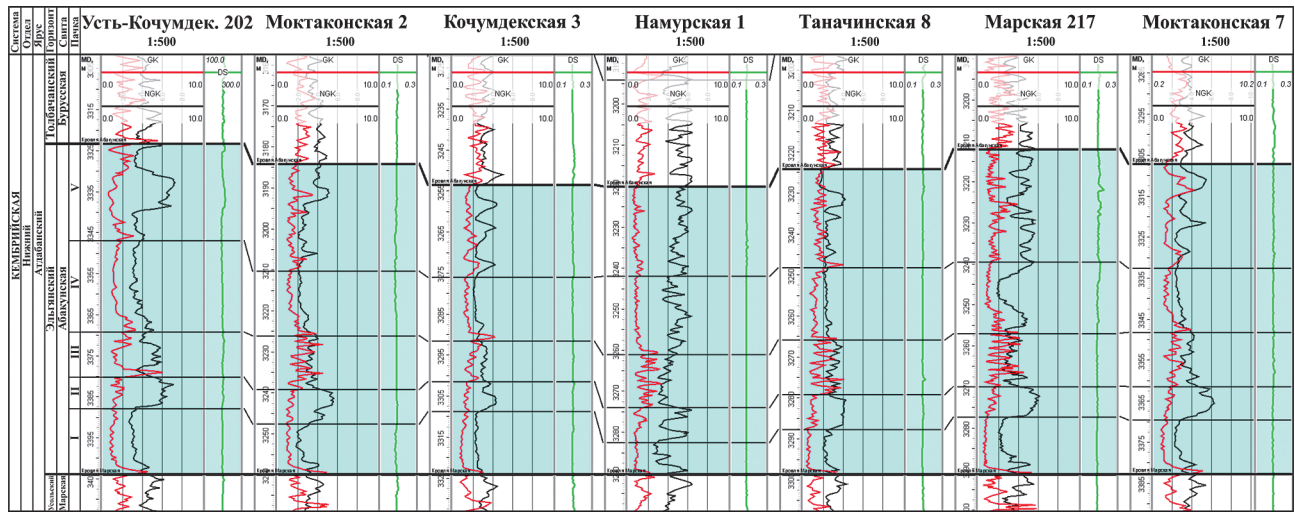


Рис. 5. Разрезы скважин 2-го типа со средним содержанием глинистого вещества ( $K_{zn}$  0,18—0,23)  
Fig. 5. Type 2 well sections with average clay content ( $V_{sh}$  0.18—0.23)

Выше до кровли пачки при значении НГК, равном 1,84 у.е., выделяются известняки слоистые, слабоглинистые мощностью от 0,4 до 1 м; в кровле пачки известняки мощностью 1,8 м. Мощность пачки 12,47 м.

**2-я пачка** (3313,50—3321,53 м) представлена доломитами. Доломиты серые, темно-серые мелкокристаллические, слоистые, в кровле пачки массивные, плотные. Пачка отличается резким скачком значений кривой НГК до 4,50 у.е. и более однородным разрезом. В основании залегают доломиты темно-серые, слабogliнистые плотные, выделяемые по скачку кривой ГК до 3,10 мкР/ч, мощностью 1,1 м. Выше до кровли пачки выделяются доломиты, прослоями неравномерно глинистые, слоистые, плотные, в кровле пачки доломиты массивные, мощностью 1,5 м. Мощность пачки 8,03 м.

**3-я пачка** (3293,25—3313,50 м) представлена известняками и мергелями. Известняки темно-серые мелкокристаллические, слоистые, слабogliнистые, местами слабо-кавернозно-пористые. Мергели зеленовато-серые. Пачка отличается сильной дифференциацией кривой ГК (от 1,92 до 4,70 мкР/ч) и сбросом значений кривой НГК до 2,30 у.е., начинается с прослоя мергелей, выделяемых по скачку кривой ГК до 4,40 мкР/ч мощностью 0,8 м. В целом вся пачка характеризуется чередованием пластов известняков слабogliнистых (ГК от 1,92 до 2,60 мкР/ч) мощностью от 0,5 до 2 м с прослоями мергелей (ГК от 4,22 до 4,66 мкР/ч), мощностью от 0,5 м до 1 м. Мощность пачки 20,25 м.

**4-я пачка** (3280,32—3293,25 м) представлена известняками и доломитами. Известняки серые, светло-серые мелкокристаллические, слоистые,

плотные. Доломиты темно-серые мелко-скрытокристаллические, частично известковистые, слабogliнистые с прослоями ангидрита. Пачка отличается меньшей дифференциацией кривой ГК (от 1,80 до 3,12 мкР/ч) и сбросом значений кривой НГК до 1,85 у.е. В основании залегают прослой доломитов слабogliнистых, выделяемых по скачку кривой ГК (до 3,80 мкР/ч) и НГК (до 3,40 у.е.) мощностью 0,8 м. Мощность пачки 12,93 м.

**5-я пачка** (3254,37—3280,32 м) сложена известняками, доломитами и мергелями. Известняки серые, светло-серые мелкокристаллические, массивные, плотные. Доломиты серые, темно-серые мелкокристаллические, массивные, реже слоистые, местами слабogliнистые, плотные. Пачка отличается резкой дифференциацией кривой ГК (от 2,10 до 6,36 мкР/ч) и НГК (от 2,40 до 5,31 у.е.). Пачка начинается с прослоя доломитов слабogliнистых, выделяемых по скачку кривой ГК (до 4,23 мкР/ч) и НГК (до 4,90 у.е.), мощностью 0,8 м. Нижняя и средняя часть пачки представлена пластами известняков массивных (ГК от 2,10 до 2,50 мкР/ч), мощностью 1,50—3,13 м, разделенных прослоями мергелей (ГК от 3,50 до 4,70 мкР/ч) мощностью 1,00—2,00 м. Выше до кровли пачки выделяются пласты доломитов массивных (ГК от 2,35 до 2,70 мкР/ч) мощностью 0,90—2,00 м, разделенные доломитами слоистыми, слабogliнистыми. Мощность пачки 25,95 м.

По результатам испытаний в интервале 3268,00—3343,00 м всех пяти пачек получен приток пластовой воды дебитом 42,03 м<sup>3</sup>/сут.

К третьему типу разрезов с высоким содержанием глинистого вещества ( $K_{zn}$  0,25—0,38) отнесены

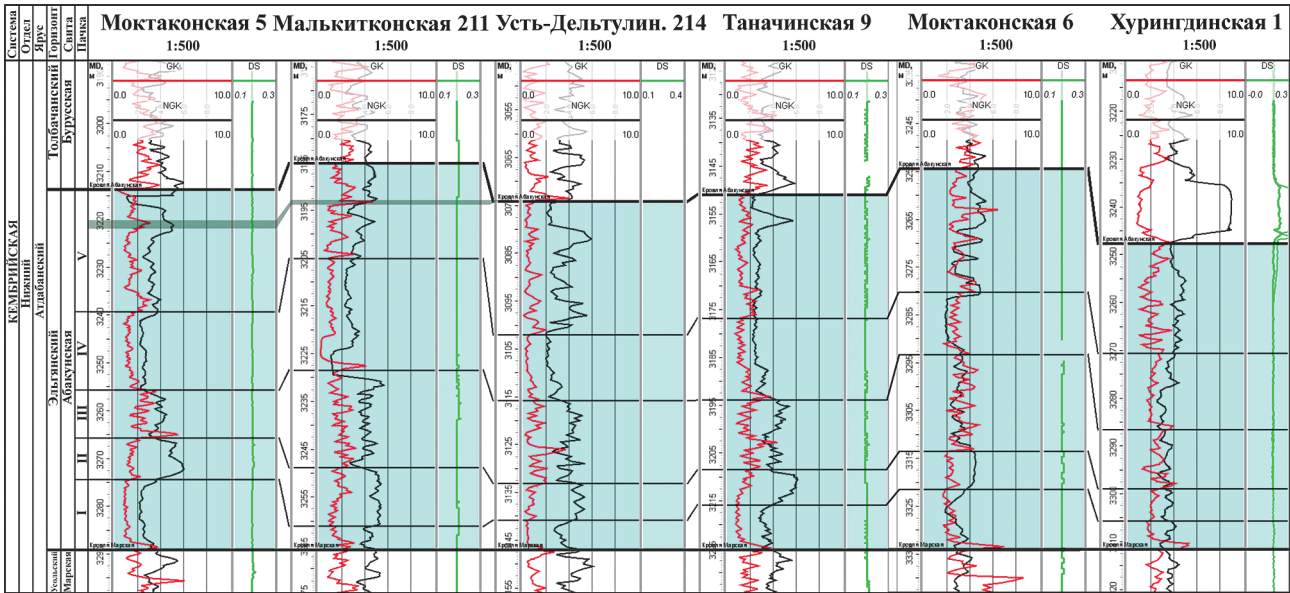


Рис. 6. Разрезы скважин 3-го типа с повышенным содержанием глинистого вещества ( $K_{zn}$  0,25—0,38)  
 Fig. 6. Type 3 well sections with average clay content ( $V_{sh}$  0.25—0.38)

скважины: Моктаконская-5, Малькитконская-211, Усть-Дельтулинская-214, Таначинская-9, Хурингдинская-1 (рис. 6).

Для анализа строения свиты построено 2 профиля: с юго-востока на северо-запад и с юго-запада на северо-восток (рис. 7, 8). Выделены 4 ассоциации литотипов — отложения, сформированные в определенных условиях и четко выделяемые на каротажных диаграммах: известняки оолитово-органогенно-обломочные (аккумулятивные тела); известняки и доломиты кристаллические, в разной степени слоистые; известняки и доломиты глинистые, ангидриты, мергели, аргиллиты известковые; аргиллиты и доломиты глинистые.

**Известняки оолитово-органогенно-обломочные** пористо-кавернозные выделены в скважинах: Бурусская-201, Западно-Малькитконская-216, Кочумдекская-3, Малькитконская-211, Марская-217, Моктаконские-1...-7, Нижне-Тунгусская-6, Таначинские-1, -2, -7...-9, Усть-Дельтулинская-214, Усть-Кочумдекская-202, Холминская-212, Хурингдинская-1. Оолитово-органогенно-обломочные отложения отмечены в 1-й, 4-й, реже 5-й пачке и обладают различной мощностью, варьирующейся от 5 м (4-я пачка скв. Марская-217) до 17 м (4-я пачка скв. Таначинская-8) (рис. 3, 5). Их отличительной особенностью является минимальная дифференциация и низкие значения кривых ГК и НГК. Наличие емкостного пространства отражается кривой НГК и акустического каротажа (АК). Коэффициент

пористости меняется от 0,56 до 25,50%. Коэффициент проницаемости варьируется в пределах 0,01—370,31 мД (по данным Лаборатории физики пласта ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1989 г.) (табл. 1).

**Известняки и доломиты кристаллические**, в разной степени слоистые, выделены в скважинах: Бурусская-201, Вакунайская-3, Намурская-1, Верхнеамнуннаканская-187, Западно-Малькитконская-16, Кочумдекская-3, Малькитконская-211, Марская-217, Моктаконские-1...-7, Нижне-Тунгусская-6, Таначинские-1, -2, -7...-9, Усть-Дельтулинская-214, Усть-Кочумдекская-202, Холминская-212. Доломиты, известняки плотные отмечены во 2-й, 4-й, часто 5-й пачке и обладают выдержанной мощностью, которая изменяется от 6,37 м (2-я пачка скв. Таначинская-7) до 23,25 м (4-я пачка скв. Малькитконская-211) (рис. 3, 6). В разрезах наблюдается большая дифференциация и повышенные значения кривой ГК, резкие скачки значений кривой НГК. Коэффициент пористости меняется от 0,14 до 16,50%. Коэффициент проницаемости варьируется в пределах 0,001—24,76 мД (по данным Лаборатории физики пласта ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1989 г.) (табл. 2).

**Известняки и доломиты глинистые, ангидриты, аргиллиты известковые** выделены в скважинах: Бурусская-201, Вакунайская-3, Намурская-1, Верхнеамнуннаканская-187, Западно-Малькитконская-216, Кочумдекская-3, Малькитконская-211, Марская-217, Моктаконские-1...-7,

Таблица 1. Данные фильтрационно-емкостных свойств 1-й и 5-й пачек  
Table 1. Data of Filtration and Capacitive Properties of 1 and 5 packs

Скважина	Забой, м	Альтитуда	Свиста	Интервал, м		Абсолютные отметки, м		Мощность, м	Интервал ФЭС, м		Пачка		Кп, %		Кпр, мД	
				От	До	Кровля	Подошва		От	До	От	До	От	До	От	До
Моктаконская-1	3334,00	289,00	€1ab	3161,00	3228,00	-2872,00	-2939,00	67,0	3222,00	3228,50	1	11,23	25,5	47,07	370,31	
Таначинская-8	3644,00	333,00	€1ab	3224,00	3297,00	-2891,00	-2964,00	73,0	3293,00	3309,00	1	2,97	17,49	3,00	172,31	
Моктаконская-5	3620,00	333,00	€1ab	3211,00	3287,00	-2878,00	-2954,00	76,0	3270,00	3282,00	1, 2	0,14	14,87	0,001	37,78	
Нижне-Тунгусская-6	3701,00	366,00	€1ab	3322,00	3400,00	-2956,00	-3034,00	78,0	3388,00	3399,00	1	1,08	13,50	0,01	15,60	
Марская-217	3804,00	274,00	€1ab	3212,00	3291,00	-2938,00	-3017,00	79,0	3214,00	3221,00	5	0,77	1,45	Н/Д	Н/Д	
Усть-Кочум-декская-202	3902,00	240,00	€1ab	3323,00	3402,00	-3083,00	-3162,00	79,0	3278,00	3285,00	1	1,07	7,29	0,001	0,10	
Мальки-конская-211	3764,00	375,00	€1ab	3185,00	3266,00	-2810,00	-2891,00	81,0	3338,00	3353,00	5	1,13	15,29	Н/Д	Н/Д	
									3392,00	3401,00	1	0,56	14,50	0,01	27,05	
									3261,00	3267,20	1	1,38	2,17	0,01	0,11	

Таблица 2. Данные фильтрационно-емкостных свойств 2-й и 4-й пачек  
Table 2. Data of Filtration and Capacitive Properties of 2 and 4 packs

Скважина	Забой, м	Альтитуда	Свиста	Интервал, м		Абсолютные отметки, м		Мощность, м	Интервал ФЭС, м		Пачка		Кп, %		Кпр, мД	
				От	До	Кровля	Подошва		От	До	От	До	От	До	От	До
Таначинская-8	3644,00	333,00	€1ab	3224,00	3297,00	-2891,00	-2964,00	73,0	3281,00	3293,00	2	0,45	15,66	0,001	0,05	
									3220,00	3247,00	5	0,76	16,50	0,001	24,76	

Таблица 3. Данные фильтрационно-емкостных свойств 3-й пачки  
Table 3. Data of the filtration and capacitive properties of pack 3

Скважина	Забой, м	Альтитуда	Свиста	Интервал, м		Абсолютные отметки, м		Мощность, м	Интервал ФЭС, м		Пачка		Кп, %		Кпр, мД	
				От	До	Кровля	Подошва		От	До	От	До	От	До	От	До
Таначинская-8	3644,00	333,00	€1ab	3224,00	3297,00	-2891,00	-2964,00	73,0	3268,00	3281,00	3	0,25	9,35	0,001	1,70	
Марская-217	3804,00	274,00	€1ab	3212,00	3291,00	-2938,00	-3017,00	79,0	3255,00	3268,00	3	0,77	5,59	0,001	0,04	
Усть-Кочум-декская-202	3902,00	240,00	€1ab	3323,00	3402,00	-3083,00	-3162,00	79,0	3376,00	3381,00	3	0,49	1,14	0,01	0,01	

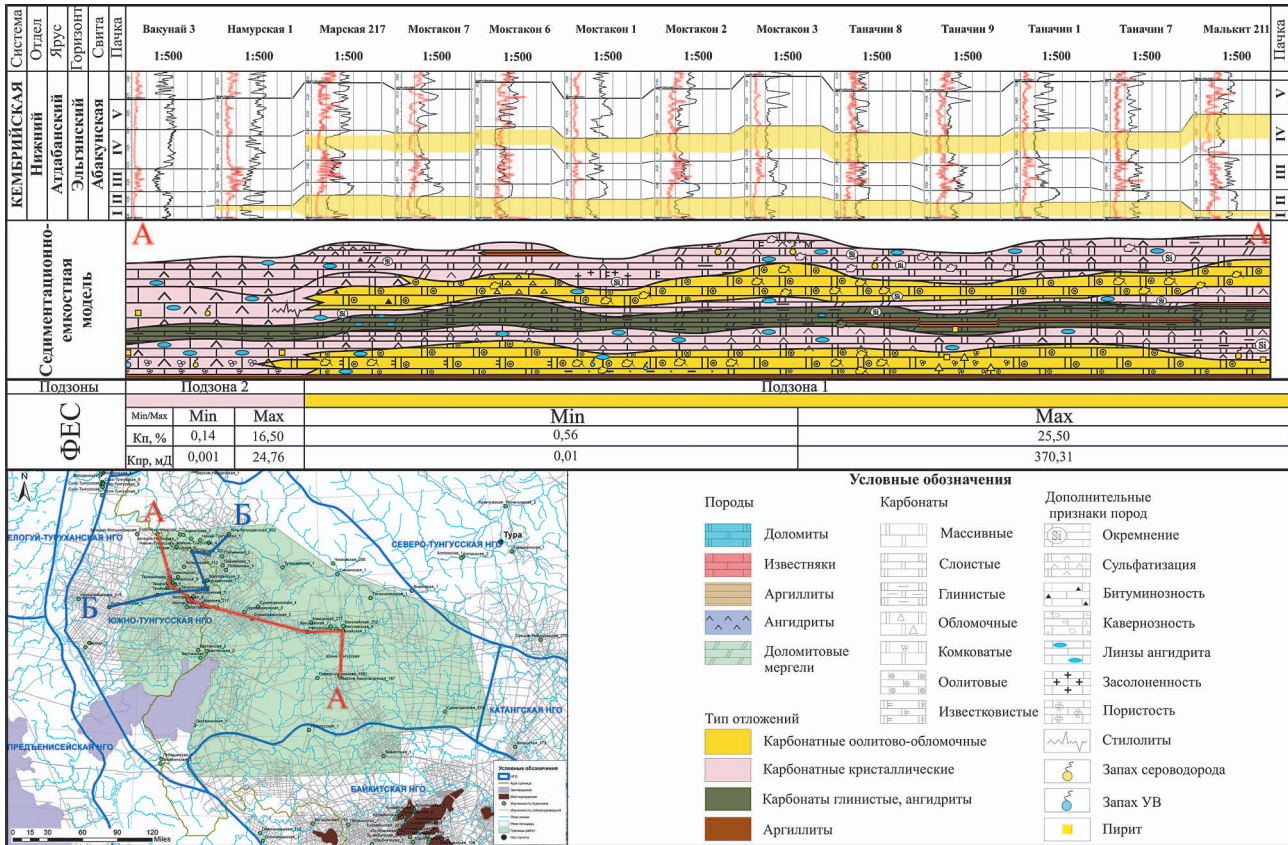


Рис. 7. Седиментационно-емкостная модель отложений абакунской свиты по профилю А—А через скважины с юго-востока на северо-запад

Fig. 7. Sedimentation-capacitive model of Abakun Formation sediments along the A—A profile through wells from the southeast to the northwest

Нижне-Тунгусская-6, Таначинские-1, -2, -7...-9, Усть-Дельтулинская-214, Усть-Кочумдекская-202, Холминская-212.

Переслаивание глинистых отложений отмечено в 3-й пакке, реже в 5-й пакке и характеризуются мощностью разрезов от 81 м (скв. Усть-Кочумдекская-202) до 148 м (скв. Холминская-212) и резкой дифференциацией кривых ГК и НГК. Коэффициент пористости меняется от 0,25 до 9,35%. Коэффициент проницаемости варьируется в пределах 0,001—1,70 мД (по данным Лаборатории физики пласта ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1989 г.) (табл. 3).

Построенная модель отражает соотношение трех фациальных подзон мелководного шельфа: 1) подзона аккумуляции органогенно-обломочного и оолитового материала; 2) подзона преобладания известняков массивных и слоистых; 3) подзона накопления карбонатно-глинистых и глинистых отложений.

### Заключение

На основе комплексного анализа ядра, каротажных данных и испытаний 24 скважин построена детальная седиментационно-емкостная модель абакунской свиты, отражающая пространственную организацию четырех ассоциаций литотипов:

- 1) известняки оолитово-органогенно-обломочные (аккумулятивные тела);
- 2) известняки и доломиты кристаллические, в разной степени слоистые;
- 3) известняки и доломиты глинистые, ангидриты, аргиллиты известковые;
- 4) аргиллиты, мергели и доломиты глинистые.

Разрезы скважин разделены на три типа по степени глинистости. Анализ распределения ассоциаций литотипов и глинистости позволил выделить три подзоны в пределах фациальной зоны мелководного морского бассейна.

Лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость до 25,5%, проницаемость

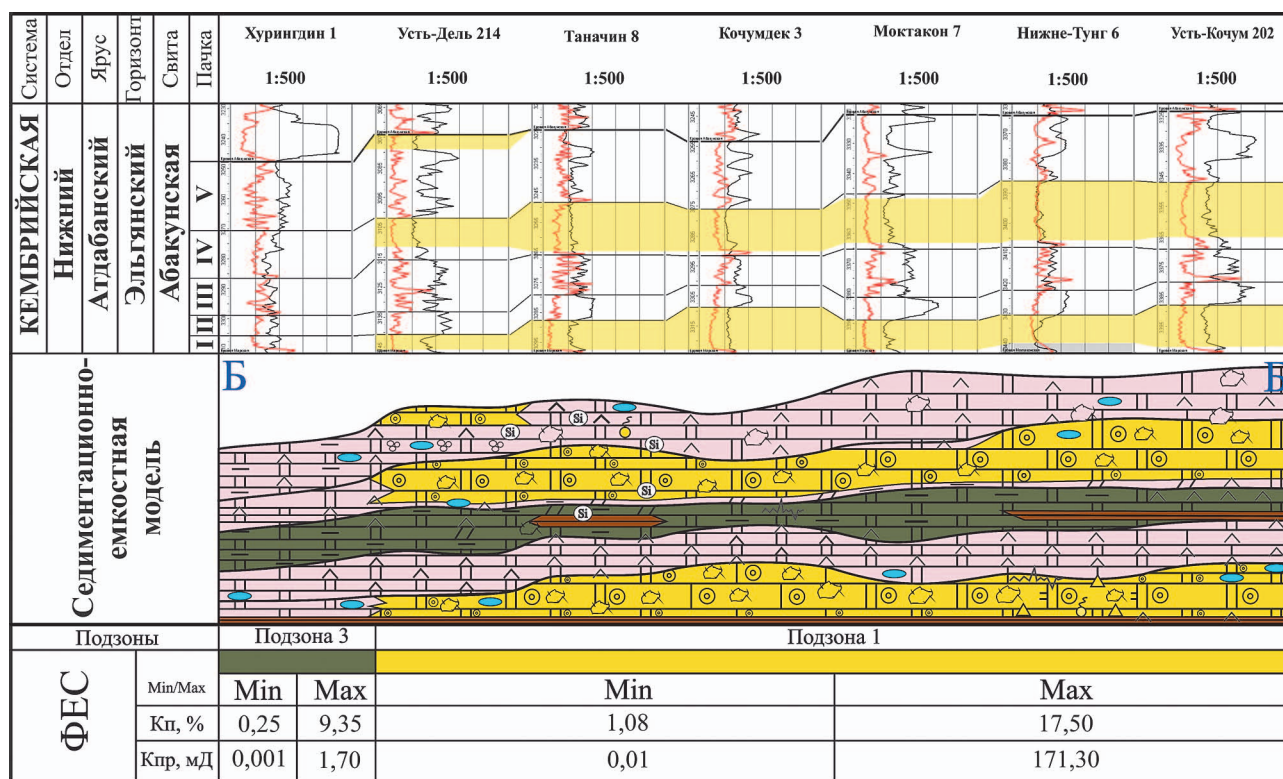


Рис. 8. Седиментационно-емкостная модель отложений абакунской свиты по профилю Б—Б через скважины с юго-запада на северо-восток. Условные обозначения на рис. 7

Fig. 8. Sedimentation-capacitive model of the Abakun Formation deposits along the B—B profile through wells from the southwest to the northeast. Legend for Fig. 7.

до 370 мД) характеризуются оолитово-органогенно-обломочные карбонаты, приуроченные к 1-й и 4-й пачкам разрезов, они зависят в первую очередь от литолого-фациальных

факторов. Распределение по площади этих отложений имеет сложный характер и прогнозируется по результатам литолого-фациальных построений.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Агафонова Г.В., Асташкин Д.А., Варламов А.И. Методика изучения пород нефтегазоносных комплексов. Детальное макроскопическое описание керна скважин. М.: ВНИГНИ, 2015. 172 с.
2. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. М.: ВНИГНИ, 2014. 124 с.
3. Битнер А.К., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л., Назимков Г.Д. и др. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы. Красноярск: КФ СНИИГТИМС, ПГО Енисейнефтегазгеология, 1990. 114 с.
4. Гордеева А.О. Критерии прогноза нефтегазоносности Южно-Тунгусской области с высоким развитием траппового магматизма (Лено-Тунгусская провинция): автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 2011. 270 с.
5. Иванов Ю.А., Мясникова И.П. Новые аспекты перспектив нефтегазоносности северных районов Сибирской платформы. Геология нефти и газа. 2000. № 3. 39 с.
6. Кринин В.А. Геологические модели, прогноз зон нефтегазоаккумуляции в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий. Геология нефти и газа. 2022. № 1. С. 9—22.
7. Кузнецова Е.Н., Губин И.А., Гордеева А.О., Константинова Л.Н., Моисеев С.А., Конторович А.Э. Южно-Тунгусская нефтегазоносная область: Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности. Геология и геофизика. 2017. Т. 58, № 3—4. С. 602—613.
8. Маслеников М.А., Сухов С.С., Соболев П.Н. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных.

- Геология нефти и газа. 2021. № 4. С. 29—49.
9. Мельников Н.В., Егорова Л.И., Килина Л. И. и др. Стратиграфия кембрия Бахтинского мегавыступа. Геология и геофизика. 1989. № 3. С. 9—21.
  10. Мельников Н.В., Килина Л.И., Кудрина Т.Р. и др. Венд и нижний кембрий Бахтинского мегавыступа. Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1985. С. 3—14.
  11. Мельников Н.В. Вендкембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: СО РАН, 2009. 148 с.
  12. Мельников Н.В. Вендкембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. 177 с.
  13. Мельников Н.В., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Зоны нефтегазоаккумуляции в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской провинции. Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1151—1163.
  14. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнета-Гурий А.Г., Агафонова Г.В., Баранова А.В., Гумаров Р.К., Ильин В.Д., Михеев И.Г., Фарбинович В.П. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов. М.: РЭФИА, 2000. 239 с.

## REFERENCES

1. Agafonova G.V., Astashkin D.A., Varlamov A.I. Methods of studying rocks of oil and gas bearing complexes. Detailed macroscopic description of well cores. Moscow: VNIGNI, 2015. 172 p. (In Russ.).
2. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. Oil-maternal formations, oils and gases of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform. Moscow: VNIGNI, 2014. 124 p. (In Russ.).
3. Bitner A.K., Krinin V.A., Kuznetsov L.L., Nazimkov G.D., et al. Oil and gas content of ancient productive strata in the west of the Siberian Platform. Krasnoyarsk: KF SNIIGGiMS, PGO Yeniseyneftegazgeologia, 1990. 114 p. (In Russ.).
4. Gordeeva A.O. Criteria of Oil and Gas Carrying Capacity Forecast of the South Tunguska Area with High Development of Trap Magmatism (Lena-Tunguska Province): author's thesis. ... Cand. of Geol.-Min. Sci. Novosibirsk, 2011. 270 p. (In Russ.).
5. Ivanov Yu.A., Myasnikova I.P. New aspects of oil and gas bearing prospects of the northern areas of the Siberian Platform. Geology of Oil and Gas. 2000. No. 3. 39 p. (In Russ.).
6. Krinin V.A. Geological models, forecast of oil and gas accumulation zones in the Lower-Middle Cambrian deposits of the Bakhtin megaswell and adjacent territories. Geologiya Nefti i Gaza. 2022. No. 1. P. 9—22 (In Russ.).
7. Kuznetsova E.N., Gubin I.A., Gordeeva A.O., Konstantinova L.N., Moiseev S.A., Kontorovich A.E. South Tunguska oil and gas bearing area: Geological structure and prospects of oil and gas content. Geology and Geophysics. 2017. Vol. 58, no. 3—4. P. 602—613 (In Russ.).
8. Maslenikov M.A., Sukhov S.S., Sobolev P.N. Prospects for oil and gas bearing capacity of Cambrian barrier reef systems of the Siberian Platform in the light of new geological and geophysical data. Oil and Gas Geology. 2021. No. 4. P. 29—49 (In Russ.).
9. Melnikov N.V., Egorova L.I., Kilina L.I., et al. Stratigraphy of the Cambrian of the Bakhtinsky megathrust. Geology and Geophysics. 1989. No. 3. P. 9—21 (In Russ.).
10. Melnikov N.V., Kilina L.I., Kudrina T.R., et al. Vendian and Lower Cambrian of the Bakhtinskiy megadvice. Regional stratigraphy of oil-and-gas bearing provinces of Siberia. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1985. P. 3—14 (In Russ.).
11. Melnikov N.V. Vendkembrian Saline Basin of the Siberian Platform. (Stratigraphy, history of development). Novosibirsk: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2009. 148 p. (In Russ.).
12. Melnikov N.V. Vendkembrian saline basin of the Siberian Platform. (Stratigraphy, history of development). Novosibirsk: SNIIGGiMS Izd. 2nd, supplement. 2018. 177 p. (In Russ.).
13. Melnikov N.V., Melnikov P.N., Smirnov E.V. Zones of oil and gas accumulation in the areas of geological exploration of the Lena-Tunguska Province. Geology and Geophysics. 2011. T. 52, no. 8. P. 1151—1163 (In Russ.).
14. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Guriy A.G., Agafonova G.V., Baranova A.V., Gumarov R.K., Ilyin V.D., Mikheev I.G., Farbirovich V.P. Sedimentological modeling of carbonate sedimentary complexes: Moscow, REFA, 2000. 239 p. (In Russ.).

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Рязанов А.Р. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Носкова Е.С. — доработала концепцию статьи, редактировала текст, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Aleksandr R. Ryazanov — developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ekaterina S. Noskova — finalized the concept of the article, edited the text, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

## ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Агафонова Г.В. — доработала концепцию статьи, редактировала текст, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Galina V. Agafonova — finalized the concept of the article, edited the text, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Рязанов Александр Романович\*** — аспирант 2-го года обучения по научной специальности 1.6.11 «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт». 36, шоссе Энтузиастов, г. Москва 105118, Россия e-mail: [aleksandr\\_w9ke@list.ru](mailto:aleksandr_w9ke@list.ru) тел.: +7 (915) 064-89-26 ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-6760-5579>

**Aleksandr R. Ryazanov\*** — Postgraduate student of the 2nd year of study on scientific specialty 1.6.11 “Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields” on competition of scientific degrees of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, All-Russian Research Geological Petroleum Institute. 36, Entuziastov highway, Moscow 105118, Russia e-mail: [aleksandr\\_w9ke@list.ru](mailto:aleksandr_w9ke@list.ru) tel.: +7 (915) 064-89-26 ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-6760-5579>

**Носкова Екатерина Станиславовна** — кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник сектора «Перспективы нефтегазоносности Азиатской части РФ» ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт». 36, шоссе Энтузиастов, г. Москва 105118, Россия e-mail: [noskova@vnigni.ru](mailto:noskova@vnigni.ru) тел.: +7 (915) 178-62-36

**Ekaterina S. Noskova** — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Senior Researcher of the Sector of Oil and Gas Prospects of the Asian part of the Russian All-Russian Research Geological Petroleum Institute. 36, Entuziastov highway, Moscow 105118, Russia e-mail: [noskova@vnigni.ru](mailto:noskova@vnigni.ru) tel.: +7 (915) 178-62-36

**Агафонова Галина Валентиновна** — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (Москва); старший научный сотрудник ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт». 23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия 36, шоссе Энтузиастов, г. Москва 105118, Россия e-mail: [agafonovagalina@inbox.ru](mailto:agafonovagalina@inbox.ru)

**Galina V. Agafonova** — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Assoc. Prof. of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting; Senior Researcher, All-Russian Research Geological Petroleum Institute. 23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia 36, Entuziastov highway, Moscow 105118, Russia e-mail: [agafonovagalina@inbox.ru](mailto:agafonovagalina@inbox.ru)

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author