



Научная статья

УДК 553.9

<https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-4-345-366>



## Нефтегазоносные комплексы – вещественное выражение геофлюидодинамических систем

Лариса Александровна Рапацкая<sup>а</sup>

<sup>а</sup>*Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия*

**Резюме.** Целью представленного исследования являлся анализ геофлюидодинамической концепции нефтегазообразования. В ходе работы были использованы авторские данные о строении, составе и мощностях разновозрастных нефтегазоносных комплексов Сибирской платформы (Россия). Нефтегазоносные комплексы, выделение которых является результатом комплексирования геологических, геохимических и геофизических исследований, проводимых при нефтегазогеологическом районировании и эксплуатационных работах, представлены в качестве вещественного выражения геофлюидодинамических систем. Любая геофлюидодинамическая система включает очаги генерации углеводородов, пути миграции нефти и газа, типы резервуаров и ловушек, литологический состав пород-коллекторов и флюидоупоров, а также контролируется благоприятным сочетанием их появления в геологическом времени и пространстве. Ординарная флюидодинамическая система представляет углеводородные растворы, созданные очагами генерации нефти и газа, которые являются примером банальной дефлюидизации нефтегазоматеринских пород осадочного бассейна. Данная работа позволила впервые выделить элементы разновозрастных геофлюидодинамических систем, представить их вещественное выражение в виде разновозрастных нефтегазоносных комплексов, проанализировать состав углеводородов на примере отдельных месторождений разных нефтегазоносных областей. Кроме того, в ходе исследования были рассмотрены возможные очаги генерации углеводородных флюидов и пути их миграции. Нефти месторождений разного возраста нефтегазоносных провинций Сибирской платформы отличаются разным составом и плотностью. В то же время, согласно многочисленным имеющимся данным, они относятся к единому генетическому типу, для которого характерно преобладание метановых углеводородов.

**Ключевые слова:** геофлюидодинамическая система, Сибирская платформа, нефтегазоносные комплексы, осадочные бассейны, месторождения нефти и газа, очаги генерации, пути миграции, зоны нефтегазонакопления, продуктивные горизонты, состав нефти

**Для цитирования:** Рапацкая Л. А. Нефтегазоносные комплексы – вещественное выражение геофлюидодинамических систем // Науки о Земле и недропользование. 2022. Т. 45. № 4. С. 345–366. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-4-345-366>.

Original article

## Oil and gas complexes as a material expression of geofluid dynamic systems

Larisa A. Rapatskaya<sup>а</sup>

<sup>а</sup>*Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia*

**Abstract.** The purpose of the present research is to analyze the geofluid dynamic concept of oil and gas formation. The research uses the author's data on the structure, composition and thickness of multi-aged oil and gas complexes of the Siberian platform (Russia). The oil and gas complexes identified as a result of the integrated geological, geochemical and geophysical studies carried out under oil and gas geological zoning and operational work are presented as a material expression of geofluid dynamic systems. Any geofluid dynamic system includes hydrocarbon generation centers, oil and gas migration routes, types of reservoirs and traps, lithological composition of reservoir rocks and reservoir cap rocks Also it is controlled by a favorable combination of their appearance in geological time and space. An ordinary fluid dynamic system is presented by hydrocarbon solutions generated by oil and gas generation centers, which are examples of a trivial defluidization of oil and gas source rocks of a sedimentary basin. This study allowed to be the first who has identified the elements of multi-age geofluid dynamic systems, presented their material expression in the form of multi-age oil and gas bearing complexes as well as analyzed the composition of hydrocarbons on the example of individual deposits of various

© Рапацкая Л. А., 2022



oil and gas-bearing areas. Besides, possible generation centers of hydrocarbon fluids and ways of their migration were investigated. Oil fields of different ages of the oil and gas bearing provinces of the Siberian Platform feature different composition and density, whereas according to numerous available data, they belong to a single genetic type, which is characterized by the predominance of methane hydrocarbons.

**Keywords:** geofluid dynamic system, Siberian platform, oil and gas bearing complexes, sedimentary basins, oil and gas fields, generation centers, migration routes, oil and gas accumulation zones, productive horizons, composition of oil

**For citation:** Rapatskaya L. A. Oil and gas complexes as a material expression of geofluid dynamic systems. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use*. 2022;45(4):345-366. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-4-345-366>.

## Введение

В последние десятилетия XX и начале XXI века в работах по геологии нефти и газа ряда ученых, таких как Г. Л. Поспелов, А. Е. Гуревич, О. В. Равдоникас, С. М. Сапрыгин, А. В. Кудельский, Р. Г. Гарецкий, Р. Е. Айзенберг, Б. А. Соколов, Э. А. Абля, Н. П. Запивалов, И. П. Попов, В. Н. Нестеров, В. В. Харахинов, А. А. Семянов, С. И. Шленкин, А. Ф. Глебов, активно развивается флюидодинамическое направление исследований, для которого характерно появление и исследование понятия «флюидодинамическая система». В 1989 г. на Всесоюзном совещании «Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов» в Ашхабаде Б. А. Соколов и В. Е. Хаин представили (гео)флюидодинамическую модель нефтегазообразования в осадочных бассейнах, в которой раскрылся главный механизм превращения осадочного бассейна в нефтегазоносный. Литосфера рассматривалась как материальная система – вместилище флюидов как продуктов дегидратации и дефлюидизации органического вещества и пород во взаимодействии с энергетической системой, обеспечивающей тепломассоперенос в масштабе осадочного бассейна.

## Материалы и методы исследования

В основе предлагаемой флюидодинамической модели лежат представления о нефтегазообразовании как универсальном процессе, закономерно сопровождающем развитие любого осадочного бассейна [1–3]. Определение флюидодинамической системы применитель-

но к нефти и газу дано в монографии Б. А. Соколова, Э. А. Абля: «Углеводородные растворы, генерируемые очагами генерации нефти и газа, являются примером банальной дефлюидизации нефтегазоматеринских пород осадочного бассейна – ординарной флюидодинамической системой» [1]. Следует отметить, что в физическом выражении флюидодинамическая система, как и любая другая, является объектом крайне нестабильным, изменяющимся во времени и пространстве, но имеющим свое достаточно равновесное вещественное выражение в виде нефтегазоносного комплекса. Физическое состояние флюидодинамической системы характеризуется целым рядом взаимосвязанных параметров: температурой, давлением, объемом и массой [4, 5]. Соотношения этих параметров определяют динамику флюидодинамической системы, интенсивность генерации и насыщения углеводородами, направление миграции флюидов, формирование и фазовый состав залежей [6].

По современным представлениям «нефтяная система» – это комплекс отложений определенной области развития нефтегазоносного бассейна, связанный проявлением процессов формирования нефтегазоносности<sup>1,2</sup>. Нефтяная система включает нефтегазоматеринские свиты, пути миграции углеводородов, породы-коллекторы, флюидоупоры и ловушки, а также контролируется благоприятным сочетанием их появления в геологическом времени и пространстве.

В основу флюидодинамической концепции нефтегазообразования положено представление о единстве триады, состоящей из таких

<sup>1</sup> Мальцева А. К., Бакиров Э. А., Ермолкин В. И., Ларин В. И., Каламкарров Л. В., Рожков Э. Л. Геология нефти и газа и нефтегазоносные провинции: учебник для вузов. М.: Изд-во ГАНГ, 1998. 175 с.

<sup>2</sup> Рапацкая Л. А., Тонких М. Е., Вахромеев А. Г., Буглов Н. А. Нефтегазоносные комплексы: учебник для студентов вузов. Иркутск: Изд-во ИРНТУ, 2016. 451 с.



объектов: очаг генерации ↔ место образования флюидов; пути миграции ↔ каналы движения флюидов; зоны аккумуляции ↔ местоскопления флюидов ⇒ флюидодинамическая система.

В вещественном физико-химическом выражении эту триаду можно представить как нефтегазоносный комплекс, включающий следующее: местоскопление ↔ резервуар; резервуар ↔ ловушка; ловушка ↔ коллектор, флюидоупор ⇒ нефтегазоносный комплекс.

Классификация нефтегазоносного районирования А. А. Бакирова основана на тектоническом принципе, на котором построена иерархическая система с выделением таких единиц соподчинения, как нефтегазоносная территория, область, район, зона, месторождение, залежь углеводородов<sup>3</sup>. Нефтегазогеологическое районирование проводится не только пространственно, но и в геологическом разрезе исследуемых территорий. Основными единицами разреза являются нефтегазоносная формация, региональный, субрегиональный, зональный нефтегазоносные комплексы, нефтегазоносный горизонт, нефтегазоносный пласт.

В естественных сложных разрезах крупных региональных структур выделяют литолого-стратиграфические подразделения, которые состоят из нескольких формаций или их частей. Эти литолого-стратиграфические подразделения А. А. Бакиров предложил называть нефтегазоносными комплексами, или региональными нефтегазоносными комплексами<sup>4</sup>. Следует отметить, что важной характеристикой региональных нефтегазоносных комплексов является возраст, то есть стратиграфическое положение в разрезе.

Каждый региональный нефтегазоносный комплекс охватывает некую совокупность осадочных пород, составляющую три части этого комплекса: нефтепроизводящую (нефтематеринскую) толщу; нефтесодержащую (коллекторскую) толщу, где нефть или газ накапливаются, образуя местоскопление; перекрываю-

щую (экранирующую) толщу, обеспечивающую сохранность залежей. Иногда в разрезе эти толщи повторяются, причем неоднократно, создавая крупные резервуары углеводородов.

Сибирская платформа характеризуется самым масштабным возрастным диапазоном нефтегазоносных комплексов по разрезу. Ранее<sup>5</sup> нами были выделены:

- рифейский нефтегазоносный комплекс краевых (перикратонных) и интракратонных рифейских бассейнов Байкитской антеклизы, Катангской седловины – самый древний нефтегазоносный комплекс на планете;

- вендский (венд-кембрийский) и кембрийский нефтегазоносные комплексы Непско-Ботуобинской антеклизы, Ангаро-Ленской ступени и Предпатомского прогиба;

- пермско-мезозойские газоносные комплексы Вилюйской синеклизы и Предверхоанского прогиба;

- мезозойские нефтегазоносные комплексы Енисей-Хатангского, Анабаро-Хатангского и Лено-Анабарского прогибов;

- кайнозойский газоносный комплекс озера Байкал – самый молодой на планете.

Древнейшие нефтегазоносные комплексы приурочены к Лено-Тунгусской синеклизе (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) Сибирской платформы, на которой выделено до 26 нефтегазоносных областей. Наиболее изучены Непско-Ботуобинская, Ангаро-Ленская, Байкитская, Собинская и Катангская нефтегазоносные области, содержащие две трети разведанных запасов углеводородного сырья Восточной Сибири. По оценке Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук и Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья, общие количество ресурсов на территории и акватории Восточной Сибири и Дальнего Востока составляет: нефти – 20–22 млрд т; попутного газа – 1,5–2 трлн м<sup>3</sup>; свободного газа – 58–61 трлн м<sup>3</sup>; конденсата – 3–5 млрд т.

<sup>3</sup> Мальцева А. К., Бакиров Э. А., Ермолкин В. И., Ларин В. И., Каламкарров Л. В., Рожков Э. Л. Геология нефти и газа и нефтегазоносные провинции: учебник для вузов. М.: Изд-во ГАНГ, 1998. 175 с.

<sup>4</sup> Там же.

<sup>5</sup> Рапацкая Л. А., Тонких М. Е., Вахромеев А. Г., Буглов Н. А. Нефтегазоносные комплексы: учебник для студентов вузов. Иркутск: Изд-во ИРНТУ, 2016. 451 с.



Для каждой нефтегазоносной области по результатам геолого-разведочных работ определены свои уровни промышленной нефтегазоносности – региональные нефтегазоносные комплексы. Залежи нефти и газа установлены в рифейском, рифей-вендском, вендском и верхневендско-нижнекембрийском нефтегазоносных комплексах.

В пределах региональных нефтегазоносных комплексов выделяются зоны нефтегазонакопления, занимающие относительно небольшую, но наиболее перспективную часть с соответствующей системой ловушек, то есть такому их сочетанию, которое подчинено одному из основных факторов (структурному, литологическому или гидродинамическому), играющему решающую роль при нефтегазонакоплении. Степень обогащенности зон нефтегазонакопления относительно смежных территорий и характер распределения залежей определяются почти исключительно условиями аккумуляции углеводородов и сохранностью сформированных залежей в ходе последующей истории геологического развития региона. Если систему ловушек характеризует неоднородность пород по физическим параметрам (пористости проницаемости), то механизм аккумуляции определяется свойствами заключенных в коллекторах флюидов.

Многие исследователи считают, что наиболее активно процессы массопереноса во флюидных потоках осуществляются в зонах долгоживущих глубинных разломов, маркирующих борта региональных континентальных прогибов, поднятий и рифтогенных структур. Острую полемику в общей схеме образования нефтяных и газовых залежей «генерация – миграция – аккумуляция» вызывает первый пункт, связанный с источником углеводородов и путями их миграции, но при всех возможных вариантах генерации флюидодинамические процессы играют ключевую роль.

На территории Сибирской платформы выделяют две нефтегазоносные провинции: Лено-Тунгусскую (2,9 млн км<sup>2</sup>), охватывающую всю центральную часть платформы с древними рифей-нижнепалеозойскими нефтегазоносными комплексами, и Хатангско-Виллюйскую (0,5 млн км<sup>2</sup>) с верхнепалеозой-мезозойскими нефтегазоносными комплексами.

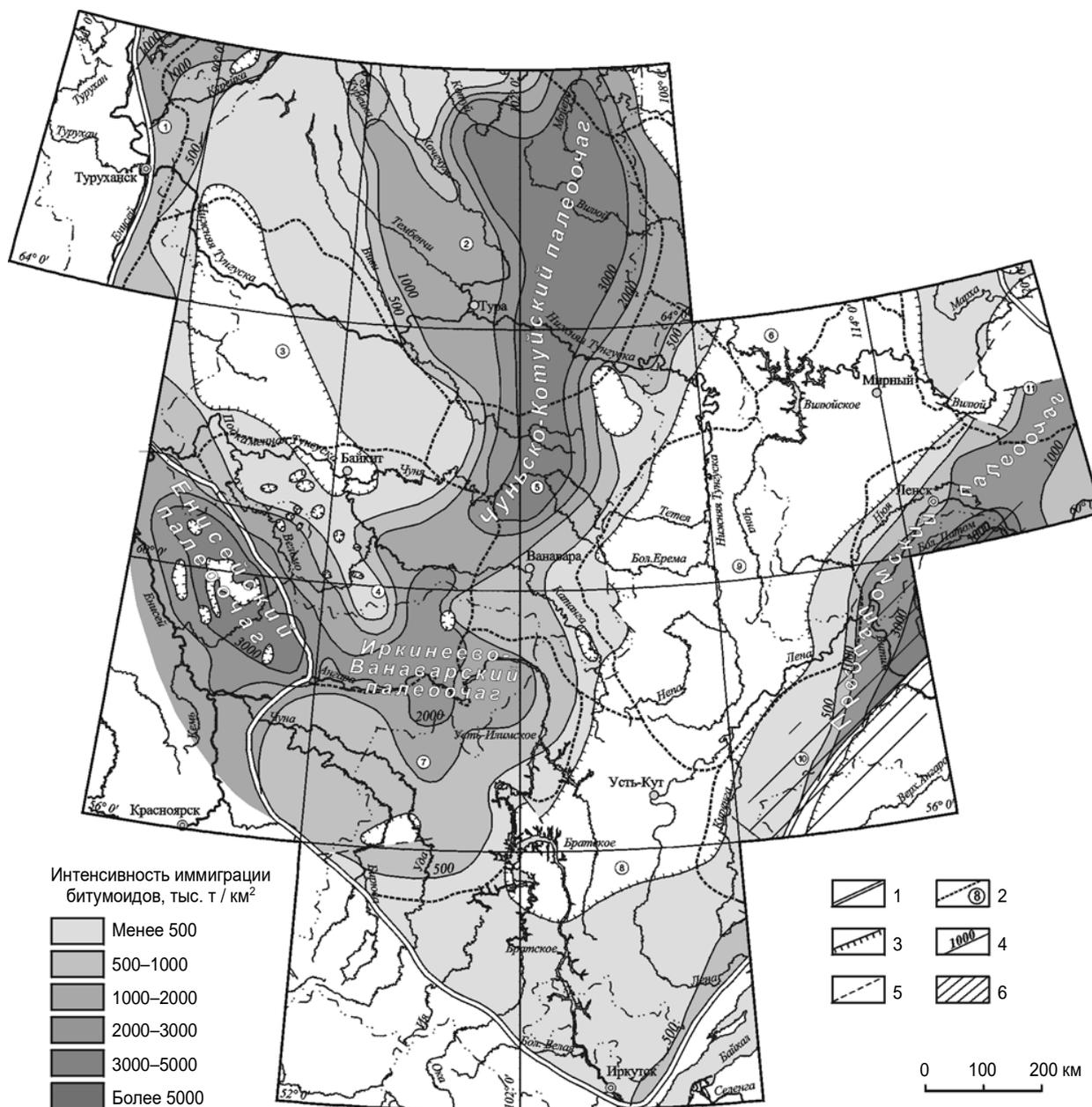
По окраинам платформа окружена перикратонными (краевыми) прогибами: с севера – Енисей-Хатангским, с северо-востока – Предверхоянским, с востока-юго-востока – Предпатомским и с запада – Предъенисейским и Ангари-Котуйским. Все прогибы обладают определенной общностью признаков: значительным прогибанием в течение длительного времени; накоплением мощных толщ осадков с большим количеством органики; интенсивным прогревом в процессе дальнейшего развития, то есть могут служить очагами генерации углеводородов. По площадям распространения, объемам нефтегазоносных толщ, интенсивности процессов нефтегазообразования на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции В. И. Соболев с соавторами выделяют несколько крупных палеочагов нефтегазообразования, размещение которых в значительной мере определяется положением крупных осадочных палеобассейнов – Енисейского, Чуньско-Котуйского, Иркинеево-Ванаварского и Предпатомского (рис. 1) [7].

Тектонические структуры с одноименными нефтегазоносными областями, как правило, территориально сопряжены с прогибами, к которым приурочены очаги нефтегазогенерации. Так, Байкитская нефтегазоносная область на территории Байкитской антеклизы граничит с запада с Енисейским палеочагом (современный Енисейский кряж), а Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область на территории Непско-Ботуобинской антеклизы с востока и юго-востока граничит с Предпатомским палеочагом (современный Предпатомский прогиб).

На сводах Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, где расположены крупные скопления углеводородов, вендские терригенные и карбонатные породы базальных уровней вендско-кайнозойского разреза местами налегают на кристаллические комплексы фундамента. Это может означать, что здесь непосредственно под породами-коллекторами нет нефтематеринских отложений, а углеводороды попали в них из очагов нефтегазогенерации путем не вертикальной, а латеральной миграции. Можно предположить, что область генерации углеводородов, аккумулированных на сводах Непско-Ботуобинской и Байкитской

антеклиз, расположена в пределах пространственно и структурно разделяющей их Катангской седловины.

Сама идея сопряжения процессов генерации и аккумуляции углеводородов не нова. Академиком А. А. Трофимуким такие объекты



**Рис. 1. Схематическая карта интенсивности эмиграции битумоидов в рифейских отложениях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [7]:**

1–3 – границы: 1 – Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 2 – нефтегазоносных областей (1 – Турухано-Норильский нефтегазоносный район, 2 – Северо-Тунгусская, 3 – Южно-Тунгусская, 4 – Байкитская, 5 – Катангская, 6 – Сюджержская, 7 – Присяяно-Енисейская, 8 – Ангаро-Ленская, 9 – Непско-Ботубобинская, 10 – Предпатомская, 11 – Западно-Вилуйская области), 3 – современного распространения отложений; 4 – изолинии интенсивности эмиграции битумоидов, тыс. т/км<sup>2</sup>; 5 – разрывные нарушения; 6 – зоны шарьяжных перекрытий

**Fig. 1. Schematic map of bitumoid emigration intensity in the Riphean deposits of the Lena-Tunguska oil and gas province [7]:**

1–3 – boundaries of: 1 – the Lena-Tunguska oil and gas bearing province, 2 – oil and gas bearing areas (1 – Turukhano-Norilsk oil and gas bearing area, 2 – North-Tunguska, 3 – South-Tunguska, 4 – Baikit, 5 – Katanga, 6 – Sugdzherskaya, 7 – Sayan-Yenisei, 8 – Angara-Lena, 9 – Nepa-Botuoba, 10 – Fore-Patoma, 11 – West-Viluy areas), 3 – modern distribution of sediments; 4 – isolines of bitumoid emigration intensity, thousand t/km<sup>2</sup>; 5 – faults; 6 – areas of overthrust-folding overlaps

описывались как «котлы-реакторы» [8]. А. Э. Конторович обосновывал совмещение (сближение) очагов нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления геодинамической концепцией нафтидогенеза в осадочных бассейнах [9]. Д. И. Дробот, оценивая колоссальные объемы углеводородов положительных структур Непско-Ботубинской антеклизы, Ангаро-Ленской ступени и Байkitской антеклизы, объяснял их чрезвычайную насыщенность месторождениями углеводородов сопряжением с генерационными комплексами нефтегазообразования древних Прибайкало-Патомского и Приенисейско-Иркинеевско-Чадобецкого очагов [10].

**Байkitская антеклиза (рифейский нефтегазоносный комплекс).** Байkitская антеклиза принадлежит южной части Байkitской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и граничит на западе с Енисейским кряжем, а на востоке – с Курейской синеклизой (рис. 2). Главными объектами поисков месторождений углеводородов с промышленной нефтегазоносностью здесь являются рифейский комплекс с залежами нефти (или газа) в карбонатных коллекторах каверно-трещинного типа, вендский комплекс с залежами в терригенных коллекторах порового и трещинно-порового типа, а также венд-нижнекембрийский комплекс с зале-

жами в карбонатных коллекторах каверново и каверно-порового типа.

В центральной части Камовского свода Байkitской антеклизы бурением вскрыты разрезы кембрия, венда, рифея и выделены две зоны нефтегазонакопления: Юрубчено-Тохомская с рифейским нефтегазоносным комплексом и Оморинская с вендским нефтегазоносным комплексом. Зоны объединены в Куюмбинско-Юрубчено-Тохомский ареал.

Куюмбинско-Юрубчено-Тохомский ареал – уникальный нефтегазогеологический объект не только для Сибирской платформы, но и для территории всей планеты. Гигантское скопление углеводородов в виде двух крупнейших месторождений – Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского – было обнаружено здесь в древнейшем рифейском карбонатном каверново-трещинном резервуаре, характеризующимся чрезвычайной сложностью строения. А. А. Трофимук назвал его Куюмбо-Юрубчено-Тайгинским супергигантом [12]. В позднем докембрии (рифей, венд) на месте современного Байкало-Патомского нагорья накопились мощные толщи, обогащенные органическим веществом. Образовавшиеся на значительных глубинах в соответствующих термобарических условиях, они сформировали крупнейший Предпатомский палеочаг нефтегазообразования, миграция углеводо-

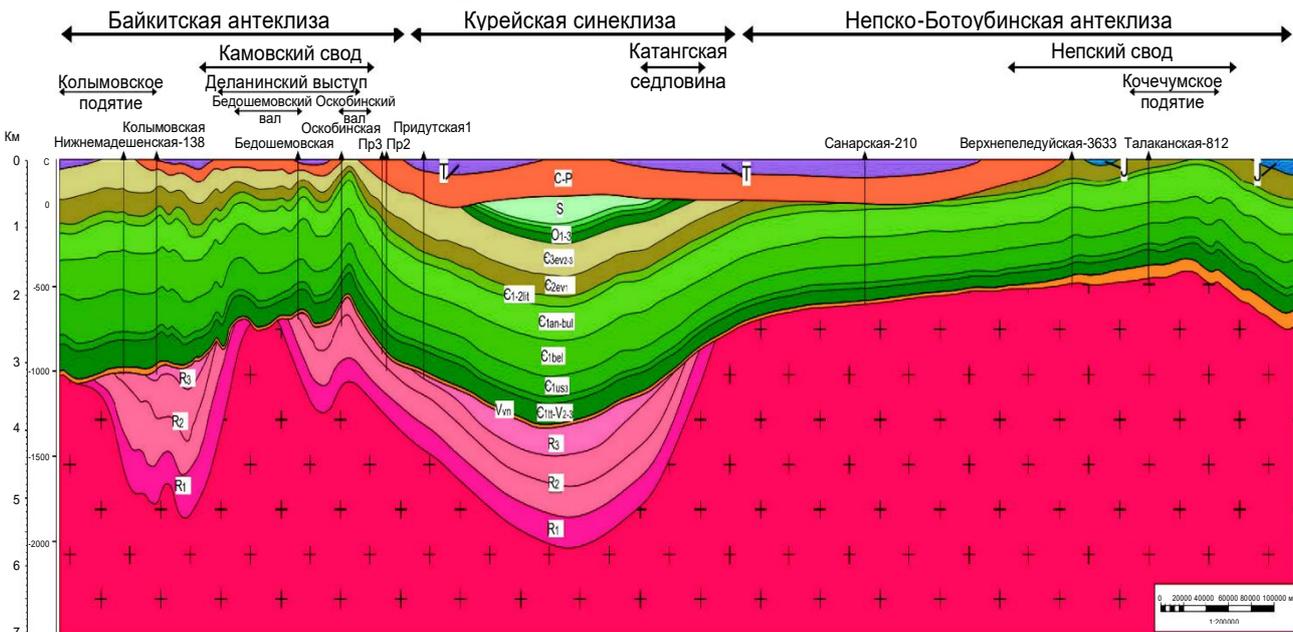


Рис. 2. Сейсмогеологический профиль Байkitской антеклизы по линии II-II [11]  
Fig. 2. Seismogeological profile of the Baykitская antekliza along the line II-II [11]



родов из которого проходила в резервуары сопряженных положительных структур Байкитской антеклизы (см. рис. 1). Присутствие в разрезах кембрия и частично венда мощных соленосных толщ обеспечило в дальнейшем необходимые условия для длительного сохранения скоплений углеводородов. Архейско-нижнепротерозойский кристаллический фундамент Байкитской антеклизы вскрыт глубоким бурением на ряде площадей (Юрубченская, Куюмбинская и другие) на глубинах 2–4 км. Осадочный чехол представлен отложениями рифейского, вендского, кембрийского возрастов и частично маломощными отложениями более молодого возраста. Общая мощность отложений осадочного чехла во впадинах может превышать 7–10 км [13].

Куюмбинское газоконденсатно-нефтяное месторождение находится в центральной части Камовского свода Байкитской антеклизы, на структурном выступе северо-восточного склона. Выступ связан с одним из центральных наиболее приподнятых блоков свода и осложнен серией продольных тектонических нарушений. Данное месторождение является первым в мире месторождением, на котором была доказана промышленная нефтегазоносность рифейских карбонатных толщ.

Куюмбинское месторождение входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления, приурочено к природному резервуару в докембрийских, в основном рифейских, преимущественно доломитовых кавернозно-карстово-трещинных породах-коллекторах, перекрытых слабоконтрастным венд-нижнепалеозойским чехлом. Вскрытая мощность рифейских отложений меняется от 0 до 1030 м, глубина до эрозионной поверхности колеблется от 2145 до 2340 м. Продуктивным горизонтом является дезинтегрированная толща рифея, представленная преимущественно доломитами, а флюидоупором служат сульфатно-карбонатные отложения верхнего венда [13].

В рифейских отложениях месторождения открыто несколько залежей углеводородов: Северо-Куюмбинская, Южно-Куюмбинская I, Южно-Куюмбинская II, отделенных друг от друга узкой зоной пород-неколлекторов. Залежи расположены на глубинах 2,4–2,5 км и отличаются существенной неравномерностью

продуктивности (приточности), связанной с резко неоднородным строением рифейского резервуара. Границами залежей служат выступы фундамента, выходы на эрозионную поверхность преимущественно глинистых толщ рифея и отдельные разломы. Северо-Куюмбинская залежь нефтегазовая, массивная, сводовая, стратиграфически, литологически и тектонически ограниченная, высота ее достигает 250 м, из них 170 м составляет нефтяная часть. Южно-Куюмбинская залежь по типу аналогична Северо-Куюмбинской залежи высотой до 80 м [14].

Нефть продуктивных отложений Куюмбинского газоконденсатно-нефтяного месторождения особо легкая (средняя плотность нефти в стандартных условиях составляет 0,819 г/см<sup>3</sup>), маловязкая (вязкость – 6,4 мПа·с). По содержанию смол нефть относится к малосмолистому типу, количество смолистых компонентов равно 3,83 %, малопарафинистая (0,9 % парафина), малосернистая (0,127 % серы). Свободный газ продуктивных отложений по составу относится к метановым. Содержание метана составляет в среднем 76,97 % [15].

*Катангская седловина (рифей-вендский нефтегазоносный комплекс).* Катангская впадина (седловина) служит своеобразным переходным «мостиком» между крупными положительными и отрицательными структурами юга Сибирской платформы: Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклизами, Присаяно-Енисейской и Курейской синеклизами. В пределах этой структуры установлены самые древние рифейские отложения: нижняя – ереминская – толща рифея, вскрытая вблизи границы с гранитоидами кристаллического фундамента.

Собинское нефтегазоконденсатное месторождение в соответствии с нефтегазогеологическим районированием приурочено к Катангской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах Собинского вала, входящего в состав структур Собинско-Тэтэринского выступа, осложненного локальными поднятиями. Вал является крупной горстообразной структурой, амплитуда его вертикального смещения превышает 200 м.



Геологический разрез месторождения представлен отложениями протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя, залегающих на породах консолидированного гетерогенного фундамента архей-протерозойского возраста. Общая толщина осадочных отложений в пределах района по геофизическим данным составляет от 3 до 7 км. Максимальная вскрытая толщина осадочного разреза равна 3713 м (скважина Собинская-131).

Нефтегазоносность Собинского месторождения связана с подсолевыми горизонтами песчаников ванаварской свиты венда. Единичные проявления газа отмечались также в вышележащих терригенных отложениях оскобинской свиты венда. Месторождение многозалежное. Залежи пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные. Главными факторами скопления нефти и газа является наличие литологических ловушек, связанных с выклиниванием песчаных пластов венда по направлению к Камовскому своду.

Основными нефтегазогенерирующими толщами считаются глинистые породы аянской свиты рифея, обогащенные органическим веществом. Основная часть углеводородов мигрировала по поверхности несогласия между рифеем и вендом, заполняя ловушки в вендских породах. Кроме того, установлено уменьшение мощности битумонасыщенных пластов и изменение состава нафтидов от малых к нефтям вверх по склону Собинского поднятия, что свидетельствует о генетической связи ванаварской битумной залежи и нефтегазоконденсатных месторождений в пределах Собинско-Тэтэринского выступа, сформировавшихся за счет латеральной миграции [16].

Нефти Собинского нефтегазоконденсатного месторождения легкие и средние (плотностью 0,824–0,859 г/см<sup>3</sup>), малопарафинистые (1,28–3,58 масс. % парафина), малосернистые и сернистые (0,24–1,28 масс. % серы), смолистые (13–14 масс. % смол и асфальтенов). Конденсаты характеризуются низкой плотностью, смолистостью, практически не содержат парафина.

Газовые залежи в основном метанового состава, содержат тяжелые углеводороды, преимущественно этан, а также азот и гелий.

Свободный газ содержит: метана – 62,9–75 %; гомологов метана – до 7,1 %; азота – 23–28,1 %; углекислого газа – 0,2 %. Отмечается высокое (до 0,58 %) содержание гелия. Характерной особенностью газов является повышенное содержание азота, в отдельных пробах достигающее 30–59 %. Сухие высокоазотные газы приурочены к присводовой части месторождения, к крыльям они сменяются более жирными.

*Непско-Ботуобинская антеклиз* (вендский нефтегазоносный комплекс). Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область по площади соответствует Непско-Ботуобинской антеклизе и входит в состав главного пояса нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В этом поясе находятся почти все открытые в провинции месторождения углеводородов, приуроченные к положительным структурам: Камовскому, Непскому сводам, Мирнинскому выступу, Собинском валу [17].

Отложения осадочного чехла Непско-Ботуобинской антеклизы залегают на эродированной поверхности пород кристаллического фундамента архей-протерозойского возраста (рис. 3).

Они представлены в основном гранитами, гранодиоритами, в меньшей мере сланцами. На рифейской пенепленизированной поверхности на глубинах 3104–3474 м залегают породы нижнего палеозоя: терригенный комплекс осадков ушаковской свиты (124 м) венда – кембрия и нижнемотской подсвиты (247 м) нижнего кембрия. Непско-Ботуобинская антеклиз (особенно ее северная часть) отличается особо благоприятным расположением на стыке трех крупнейших отрицательных структурных элементов Сибирской платформы (Тунгусский, Вилуйский и Патомский депоцентры).

На ранних этапах формирования осадочного чехла вплоть до среднего кембрия в осадочных бассейнах указанных структур происходила интенсивная генерация углеводородов с одновременной миграцией в сторону приподнятых участков платформы, одним из которых служила Непско-Ботуобинская антеклиз. Источником флюидов для Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области является

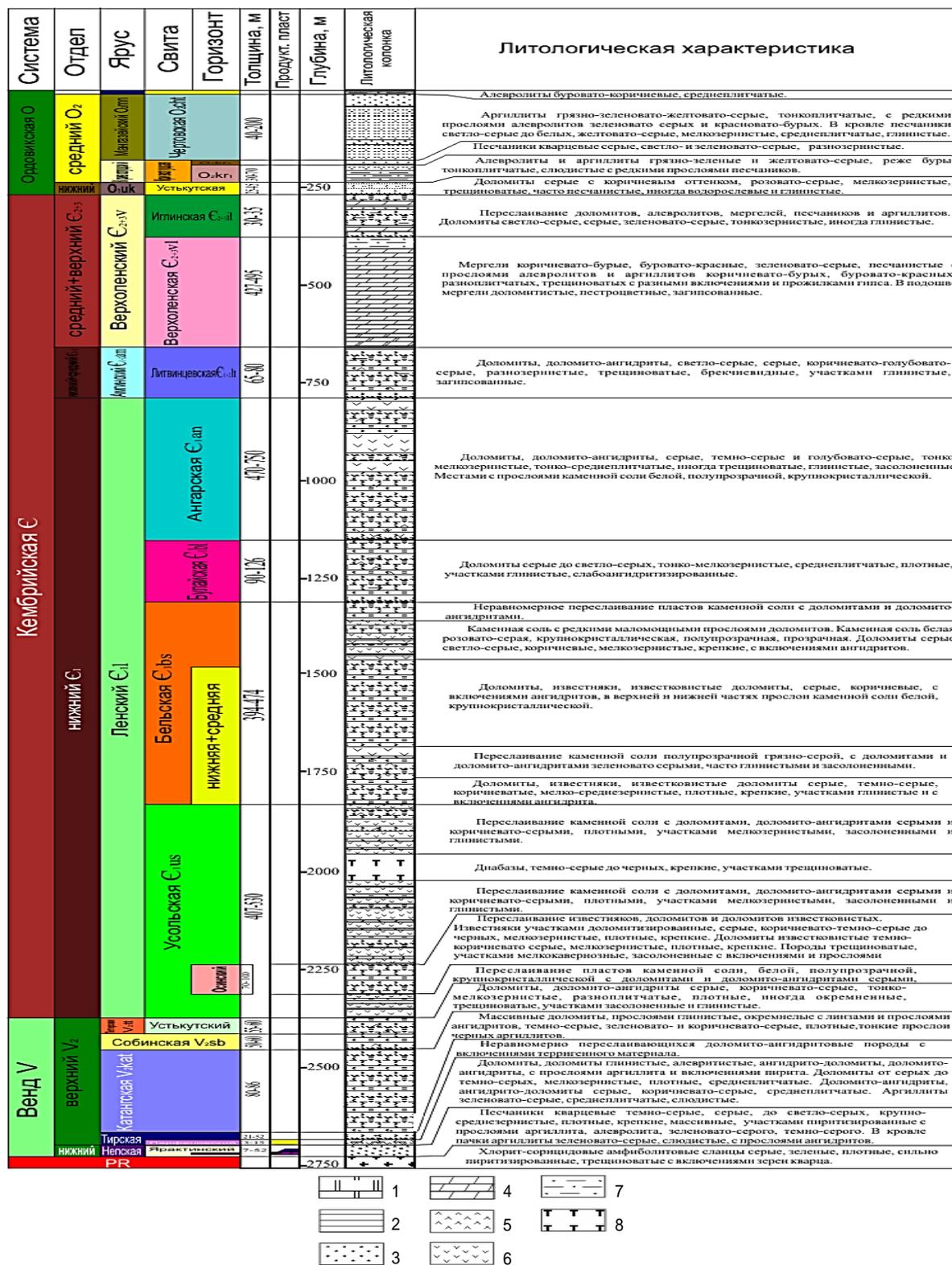


Рис. 3. Сводный геолого-геофизический разрез центральной части Непско-Ботубобинской антеклизы<sup>6</sup>:

1 – доломиты; 2 – аргиллиты; 3 – песчаники; 4 – мергели; 5 – ангидриты; 6 – соли; 7 – алевролиты; 8 – траппы

Fig. 3. Summary geological and geophysical section of the central part of the Nepa-Botuoba antecline<sup>6</sup>:

1 – dolomites; 2 – mudstones; 3 – sandstones; 4 – marls; 5 – anhydrites; 6 – salts; 7 – siltstones; 8 – traps

<sup>6</sup> Рапацкая Л. А., Иванов А. Н., Буглов Н. А. Геология нефти и газа: учеб. пособие. Иркутск: Изд-во ИРНТУ, 2014. 451 с.



Предпатомский прогиб (Предпатомский палеоочаг), где в позднем докембрии (рифей, венд) на больших глубинах накопились мощные толщи, обогащенные органическим веществом, послужившие нефтегазопроизводящими отложениями (см. рис. 1). К такому заключению пришла И. К. Иванова, утверждавшая, что палеотемпературы формирования нефти и конденсатов Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области значительно «превышают возможные термобарические параметры, существовавшие в прошлом на Непском своде (с учетом палеопогружения венд-кембрийских отложений)» [18]. Это позволило предположить, что газоконденсатные и нефтяные залежи здесь были сформированы за счет латеральной миграции флюидов из Предпатомского прогиба, в котором материнские отложения были погружены на большие глубины [18].

Вещественным выражением флюидодинамических систем, сгенерированных в палеоочаге, служат три нефтегазоносных комплекса в осадочном чехле Непско-Ботуобинской антеклизы: кембрийский, венд-кембрийский и вендский, содержащие более 20 продуктивных пластов, выделенных и прослеженных на основе детальной корреляции отложений, анализа литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов продуктивных горизонтов.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение в тектоническом отношении находится в северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода, осложняющего Непско-Ботуобинскую антеклизу, в зоне сочленения его с Мирнинским выступом на севере и Нюйско-Джербинской впадиной Предпатомского прогиба на востоке. Месторождение приурочено к крупной неантиклинальной ловушке, связанной с зоной регионального выклинивания коллекторов венда вверх по восстанию пластов в сторону Непско-Пеледуйского свода. В строении и нефтегазоносности терригенных продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения главную роль играют структурный и литологический факторы. В условиях преимущественного моноклиналиного залегания продуктивных отложений большое влияние на образование неантиклинальных ловушек ока-

зывают многочисленные разрывные нарушения [19].

Геологический разрез месторождения представлен нижнепротерозойскими породами кристаллического фундамента, а также вендскими, кембрийскими, юрскими и четвертичными отложениями осадочного чехла, большая часть которого сложена терригенно-карбонатными отложениями венда и галогенно-карбонатными отложениями кембрия.

В пределах Чаяндинского месторождения промышленные скопления углеводородов выявлены в трех горизонтах: ботуобинском, хамакинском и талахском [19]. Также на ограниченной площади продуктивен вилючанский горизонт, но по строению газовой залежи он составляет единый резервуар с талахским горизонтом. Основные запасы нефти приурочены к залежи ботуобинского продуктивного горизонта, высота которого достигает 330 м.

Большинство исследователей считает ботуобинский горизонт возрастным аналогом парфеновского. Он приурочен к нижней (ботуобинской) подсвите бюксской свиты венда, на 85–90 % сложен преимущественно кварцевыми, полевошпаткварцевыми мелко-среднезернистыми песчаниками мощностью от 15 до 36 м.

Залежи ботуобинского горизонта являются в основном газоконденсатными с нефтяными оторочками. В плане ботуобинский горизонт представляет собой песчаную линзу весьма прихотливой формы, вытянутую в северо-восточном направлении, мощность которой меняется от 0 до 28 м. Наибольшие мощности фиксируются в пределах чаяндинской моноклинали, наименьшие – в пределах нижнехамакинской структурной террасы. Глубины залегания горизонта – 1540–1970 м. Горизонт обладает высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Пористость его в среднем равна 12–14 % и в отдельных случаях достигает 20 %, проницаемость –  $(200–300) \cdot 10^{-3}$  мкм, наиболее высокие значения достигают  $2000 \cdot 10^{-3}$ . Для залежей характерны anomalно низкие пластовые температуры (9–3,1 °С) и давление (11,97–13,28 МПа). Нефть характеризуется плотностью 0,884 г/см<sup>3</sup>, вязкостью 11,81 мПа·с, малосмолистостью, малопарафинистостью, малосернистостью.



Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение общей площадью 2,4 тыс. км<sup>2</sup> является крупнейшим в Иркутской области и вторым по величине на востоке России. Месторождение относится к Восточно-Сугдинскому нефтегазоносному участку Непско-Ботубобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В геоструктурном отношении оно приурочено к северо-западной периклинали Чоно-Пеледуйского поднятия в пределах присводовой части Непско-Ботубобинской антеклизы и связано со сложнопостроенной структурой размером 65×45 км.

Верхнечонское месторождение уникально по степени сложности геологического строения. Это обусловлено сочетанием тектонических нарушений, сопровождавшихся внедрением траппов, высокой минерализацией пластовых вод, резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов по площади и разрезу из-за неустойчивости литологического состава коллекторов, их засоления и полного выклинивания [20].

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения рифея, нижнего, среднего и верхнего кембрия и каменноугольной системы, которые со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на породах фундамента архей-протерозойского возраста. Общая толщина осадочных отложений изменяется от 1176 до 1729 м, не считая толщины залегающих среди них траппов.

В разрезе осадочной толщи Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения выявлен ряд промышленно нефтегазоносных и перспективных горизонтов, имеющих доказанную нефтегазоносность и региональное распространение: верхнечонский, преображенский, устькутский, христофоровский и атовский.

Основным объектом промышленной разработки является верхнечонский горизонт, в котором сосредоточены 82 % извлекаемых запасов месторождения, в том числе 72 % запасов категории С<sub>1</sub>. Верхнечонский горизонт отличается блоковым строением с высокой степенью неоднородности, гидрофобным засоленным коллектором и низкой пластовой

температурой. Нефть горизонта имеет плотность 0,85 г/см<sup>3</sup> и является среднепарафинистой (1,2 масс. % парафина), малосернистой (0,4 масс. % серы), малосмолистой (5,7–7,8 масс. % смолы). Газ – метановый (80–92 %), содержание тяжелых гомологов – до 18–20 %, плотность – 0,667–0,731 г/см<sup>3</sup>.

*Ангаро-Ленская ступень (вендский нефтегазоносный комплекс).* Ангаро-Ленская ступень (прогиб) представляет собой моноклинали, ограниченную на востоке и северо-востоке озером Байкал и Байкальской складчатой областью, на севере – Катангской седловиной, на западе и северо-западе – Непско-Ботубобинской антеклизой. Ангаро-Ленская ступень является областью широкого развития терригенно-карбонатных и соленосных пород позднекембрийского и раннепалеозойского возрастов, мощность которых колеблется от 600 до 800 м. Разрез осадочных отложений имеет платформенный характер и представлен породами рифея, венда, кембрия и ордовика. Мощность рифейских отложений составляет 0,3–5,4 км, вендских отложений – 0,4–0,5 км, палеозойских отложений – 2,5 км. Ангаро-Ленская нефтегазоносная область охватывает всю территорию Ангаро-Ленской ступени и юго-западную оконечность Непско-Ботубобинской антеклизы. Площадь ее равняется 170 тыс. км<sup>2</sup>.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение является одним из крупнейших в мире и самым крупным месторождением в Восточной Сибири. В тектоническом плане оно расположено на Ангаро-Ленской ступени и приурочено к пологому моноклиналильному склону Ковыктинско-Жигаловской структурной террасы, осложненной Ковыктинским структурным носом. Согласно нефтегеологическому районированию, территория месторождения относится к Ангаро-Ленской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Ковыктинская зона газонакопления включает три участка недр: Ковыктинский, Чиканский и Хандинский, которые примыкают друг к другу и по сути приурочены к одной большой неструктурной ловушке.

В геологическом строении района Ковыктинского газоконденсатного месторождения принимают участие породы кристаллического

фундамента протерозойского возраста и осадочные породы нижнего палеозоя. Непосредственно на древнем фундаменте на глубинах 3104–3474 м залегает терригенный комплекс осадков ушаковской свиты (124 м) венда – кембрия и нижнемотской подсвиты (247 м) нижнего кембрия. В разрезе осадочного чехла выделяется три нефтегазоносных комплекса: рифейский карбонатный, вендский терригенный и нижнекембрийский карбонатный. Они вмещают 12 продуктивных горизонтов мощностью от 10 до 100 м (рис. 4). Главным продук-

тивным горизонтом, к которому приурочены основные залежи углеводородов, является парфеновский горизонт венда регионального распространения, занимающий самую верхнюю часть разреза терригенного венда [21].

Горизонт сложен разнозернистыми кварц-полевошпатовыми и кварцевыми косослоистыми песчаниками дельтовых и аллювиальных фаций мощностью 40–80 м. Продуктивными являются пласты П1 и П2 мощностью 14–33 и 38–54 м соответственно.

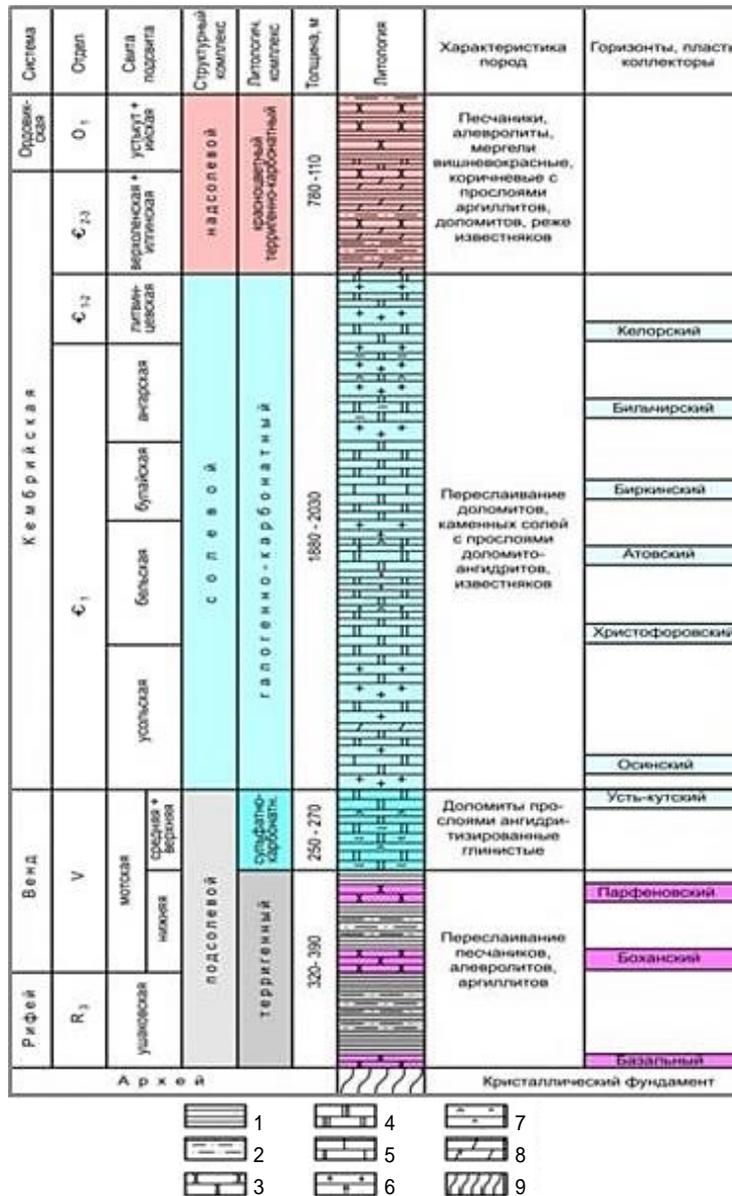


Рис. 4. Сводный стратиграфический разрез месторождений Ковыктинской группы [21]: 1 – аргиллиты; 2 – алевролиты; 3 – песчаники; 4 – доломиты; 5 – известняки; 6 – каменная соль; 7 – ангидриты; 8 – мергели; 9 – кристаллические породы

Fig. 4. Summary stratigraphic section of the Kovykta group deposits [21]: 1 – mudstones; 2 – siltstones; 3 – sandstones; 4 – dolomites; 5 – limestones; 6 – rock salt; 7 – anhydrites; 8 – marls; 9 – crystalline rocks



Газоконденсатные залежи выявлены в пластах П1 и П2 парфеновского горизонта. Продуктивная часть разреза характеризуется аномальными термобарическими условиями: пластовая температура достигает 57 °С, пластовое давление составляет 24,4–25,9 МПа, что на 4,7 МПа ниже гидростатического. Конденсаты месторождения относятся к типу легких метановых, однако фракционный состав их более обширен (до 300 °С), а углеводородный более богат компонентами. Они содержат керосиновую и дизельную топливные фракции. Конденсаты малосернистые (0,07–0,13 % серы), малосмолистые, малопарафинистые (0,07–0,17 % парафина), плотность их меняется от 686 до 748,3 кг/м<sup>3</sup>.

Вилюйская синеклиза и Предверхоанского прогиб – мезозойские газонаосные и газоконденсатные комплексы. Вилюйская синеклиза территориально занимает в основном бассейн реки Вилюй. На севере она наложена на Анабаро-Оленекскую антеклизу, на юге – на Среднеленский перикратонный прогиб, а на востоке флексурным перегибом отделена от Предверхоанского краевого прогиба, развитие с которым шло синхронно в течение второй половины юры и в мелу. Нефтегазоносные геологические системы этих региональных структур объединяются в Лено-Вилюйскую нефтегазоносную провинцию, в которую включены Лено-Вилюйская, Приверхоанская и Лено-Анабарская нефтегазоносные области. В отличие от месторождений Непско-Ботубинской антеклизы и Предпатомского прогиба, локализующихся в отложениях венда и нижнего кембрия, в Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции продуктивные горизонты известны в верхнепалеозойско-мезозойских отложениях, поэтому в литературе по геологии их разделяют на две нефтегазоносные провинции: Лено-Тунгусскую венд-кембрийскую и Лено-Вилюйскую пермь-мезозойскую [22].

Нефти пермских и триасовых отложений имеют плотность 0,84–0,86 г/см<sup>3</sup>, являются малосернистыми, малосмолистыми (до 5 % смол) и высокопарафинистыми (до 14 % парафина), доля аренов в них достигает 38 %. Нефти юрских отложений очень тяжелые (0,93 г/см<sup>3</sup>), малосернистые и малосмолистые, имеют долю аренов до 52 %, что сбли-

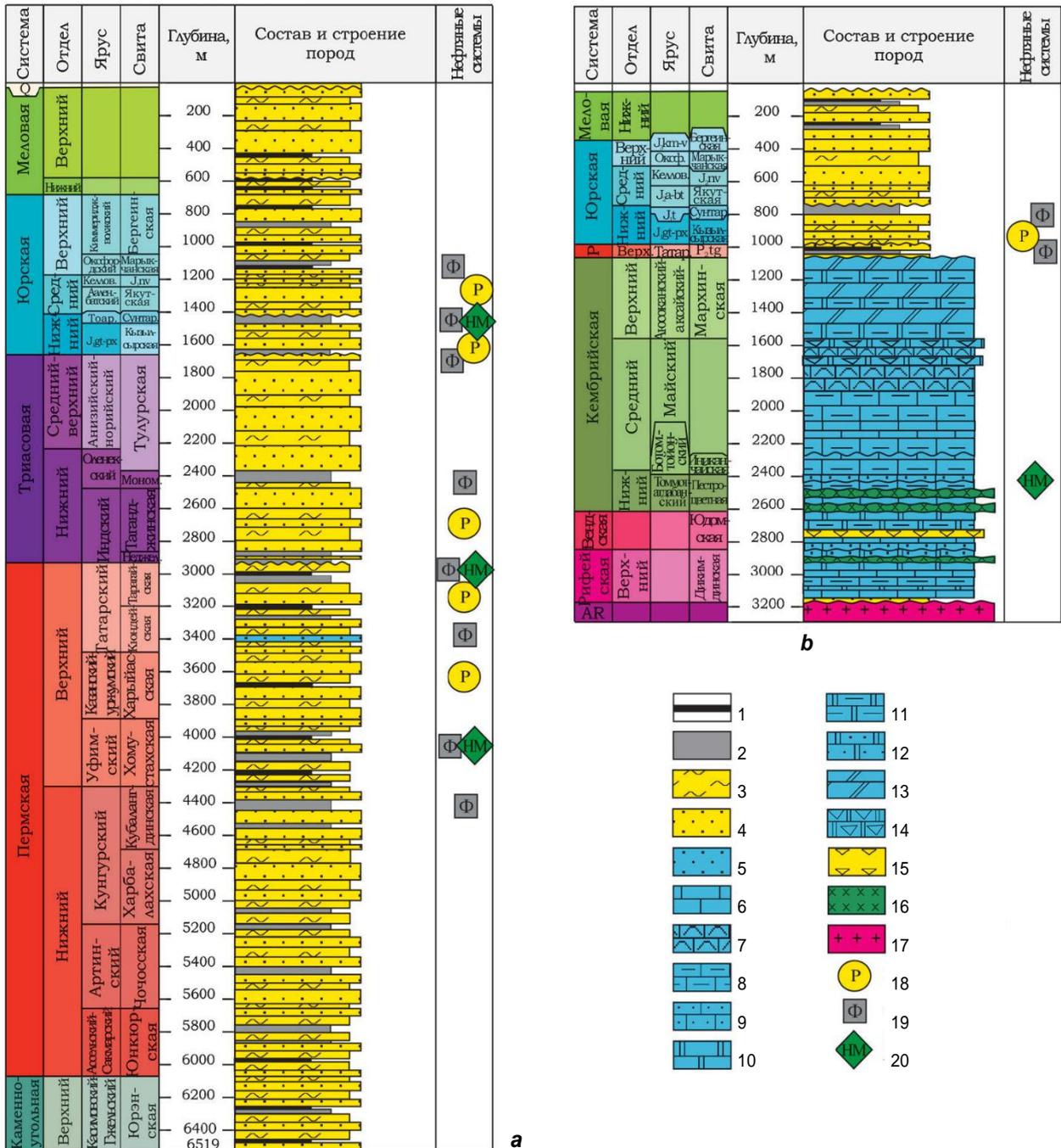
жает их с нефтью кембрийских толщ Бахтинского мегавыступа Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Газовые конденсаты пермских и триасовых отложений имеют плотность 0,74–0,79 г/см<sup>3</sup>, преимущественно метановый состав (до 56,2 % метана), доля нафтеновых углеводородов в них достигает 47 %, ароматических – 21 %. Газовые конденсаты юрских отложений обладают плотностью 0,83 г/см<sup>3</sup> и по составу являются метановыми.

Средневилюйское газоконденсатное месторождение входит в состав Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции. Открыто месторождение в 1965 г., разрабатывается с 1975 г. В тектоническом отношении оно приурочено к одноименной локальной структуре, осложняющей западный склон Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы. Средневилюйское локальное поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания размером 34×22 км и амплитудой около 350 м. Структурные планы поднятия по юрским и нижнетриасовым отложениям совпадают. В пределах Средневилюйской структуры ярко выраженных дизъюнктивных нарушений не выявлено.

По характеру геологического строения, условиям залегания и степени выдержанности коллекторов продуктивных пластов месторождение является сложным и относится к категории мезозалежных. По типу строения ловушки, контролирующей месторождение, характеризуется как пластовое сводовое, по числу продуктивных горизонтов является многопластовым.

Разрез осадочных отложений изучен бурением до глубины 6519 м. Вскрытая его часть снизу вверх представлена верхнепалеозойскими (каменноугольные, пермские), мезозойскими (триасовые, юрские, меловые) и четвертичными отложениями (рис. 5). В разрезе выделяются верхнепермский, нижнетриасовый, среднетриасовый, нижнеюрский и среднеюрско-меловой газогидродинамические комплексы, которые разделены региональными флюидоупорами, преимущественно глинистого состава. Разрез Средневилюйского месторождения характеризуется большим этажом газонаосности.



**Рис. 5. Литолого-стратиграфическая схема Вилуйской синеклизы по данным бурения скважин Средне-Вилуйской-27 и Баппагайской-1 [22]:**

a – центральная часть (Хапчагайский вал), скважина Средне-Вилуйская-27;  
 b – Южный борт, скважина Баппагайская-1

- 1 – угли; 2 – аргиллиты; 3 – алевролиты; 4 – песчаники; 5 – песчаники известковистые; 6 – песчаники «чистые»; 7 – известняки водорослевые; 8 – известняки глинистые; 9 – известняки песчанистые; 10 – доломиты «чистые»; 11 – доломиты глинистые; 12 – доломиты песчанистые; 13 – мергели доломитовые; 14 – брекчии доломитовых пород; 15 – брекчии терригенных пород; 16 – долериты; 17 – породы кристаллического фундамента; 18 – резервуары; 19 – флюидоупоры; 20 – нефтематеринские толщи

**Fig. 5. Lithological and stratigraphic diagram of the Vilyui syncline based on drilling data of Sredne-Vilyuyskaya-27 and Bappagayskaya-1 wells [22]**

a – central part (Khapchagai swell), Sredne-Vilyuiskaya-27 well; b – South wall, Bappagayskaya-1 well

- 1 – coals; 2 – mudstones; 3 – siltstones; 4 – sandstones; 5 – calcareous sandstones; 6 – “clean” sandstones; 7 – algal limestones; 8 – clayey limestones; 9 – sandy limestones; 10 – “clean” dolomites; 11 – clayey dolomites; 12 – sandy dolomites; 13 – dolomite marls; 14 – breccias of dolomitic rocks; 15 – breccias of terrigenous rocks; 16 – dolerites; 17 – rocks of crystalline foundation; 18 – reservoirs; 19 – reservoir cap rocks; 20 – oil source strata



Промышленные притоки газа и газа с конденсатом получены из юрских, триасовых и пермских отложений в интервале глубин от 950 до 2950 м. Глубина залегания продуктивных пластов варьирует от 1430 до 4180 м. Основными продуктивными отложениями являются песчаники нижнего триаса, в котором выделяются горизонты Т1-I, Т1-II, Т1-III, а главным объектом разработки – горизонт Т1-III, с которым связано 97 % запасов газа и конденсата всего месторождения. Продуктивный горизонт Т1-III приурочен к нижней части мономской свиты нижнего триаса, выполняющей роль экрана. Он перекрывается и подстилается аргиллитами и представлен несколькими песчаными пластами, не выдержанными по простиранию [23]. Эффективные толщины горизонта изменяются от 10 до 50 м, среднее значение коэффициента открытой пористости составляет 20 %, коэффициента газонасыщенности – 65 %. Содержание стабильного конденсата – 60 г/м<sup>3</sup>. Плотность газа – 585–657 кг/м<sup>3</sup>. Состав газа: CH<sub>4</sub> – 90,6–95,3 %; N<sub>2</sub> – 0,5–0,85 %; CO<sub>2</sub> – 0,3–1,3 %.

*Енисей-Хатангский, Анабаро-Хатангский и Лено-Анабарский прогибы (мезозойские нефтегазоносные комплексы)*<sup>7</sup>. Енисей-Хатангский нефтегазоносный бассейн, охватывающий одноименный региональный прогиб, расположен в западной половине Таймырской изменности и ограничен двумя плато: Бырранга на севере и Путорано на юге. Прогиб разделяет Сибирскую платформу и Таймырскую складчатую область и одновременно является составной частью зоны мезозойско-кайнозойских депрессий, протягивающейся от Западно-Сибирской геосинеклизы через Анабаро-Хатангскую седловину до Вилуйской гемисинеклизы.

С позиции тектоники плит Енисей-Хатангский нефтегазоносный бассейн рассматривается как структура, сформированная над внутриконтинентальной рифтовой системой доюрского возраста. Это доказывается большой мощностью осадочного чехла (8–14 км в центре и 5–6 км по бортам), общим утонением литосферы под прогибом с подъемом поверхности Мохоровичича, а также градиентным ха-

рактером строения потенциальных геофизических полей, связанных, по всей вероятности, с развитием ультраосновных интрузий.

Мезозойские нефтегазоносные комплексы Енисей-Хатангского, Анабаро-Хатангского и Лено-Анабарского прогибов отличаются от пермско-мезозойских комплексов Вилуйской синеклизы и Предверхожанского прогиба структурным положением. Все они приурочены к крупной региональной геологической системе – мезозойскому Енисей-Хатангскому палеорифту.

По литологическому составу разрезы палеорифта близки осадочным комплексам Западно-Сибирской плиты (западная часть палеорифта) и разрезу Вилуйской синеклизы (восточный фланг палеорифта). В частности, значительные залежи углеводородов восточного фланга залегают не только в отложениях мезозоя, но и в пермских отложениях палеозоя (Южно-Тягинское месторождение нефти и другие).

Осадочный чехол Енисей-Хатангского регионального прогиба представлен преимущественно карбонатными и терригенными отложениями рифея, венда, нижнего и верхнего палеозоя, триаса, юры и мела общей мощностью 12 км (рис. 6) [24].

В нефтегазоносном отношении Енисей-Хатангский региональный прогиб входит в состав одноименной нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В пределах открыто 17 месторождений нефти и газа. Большая часть залежей углеводородов сконцентрирована в нижнемеловых отложениях, два месторождения связаны с верхнемеловыми отложениями, три приурочены к юре. Большинство месторождений газозовые и газоконденсатные. Наиболее изученными и перспективными на поиски углеводородов являются субаквальные отложения юрско-мелового комплекса, в составе которого выделено девять региональных (субрегиональных) и зональных резервуаров: шесть – в юрских, две – в нижнемеловых и один – в верхнемеловых отложениях, перекрытых флюидоупорами [25].

<sup>7</sup> Анабаро-Хатангскую седловину условно рассматривают в составе Енисей-Хатангского прогиба.

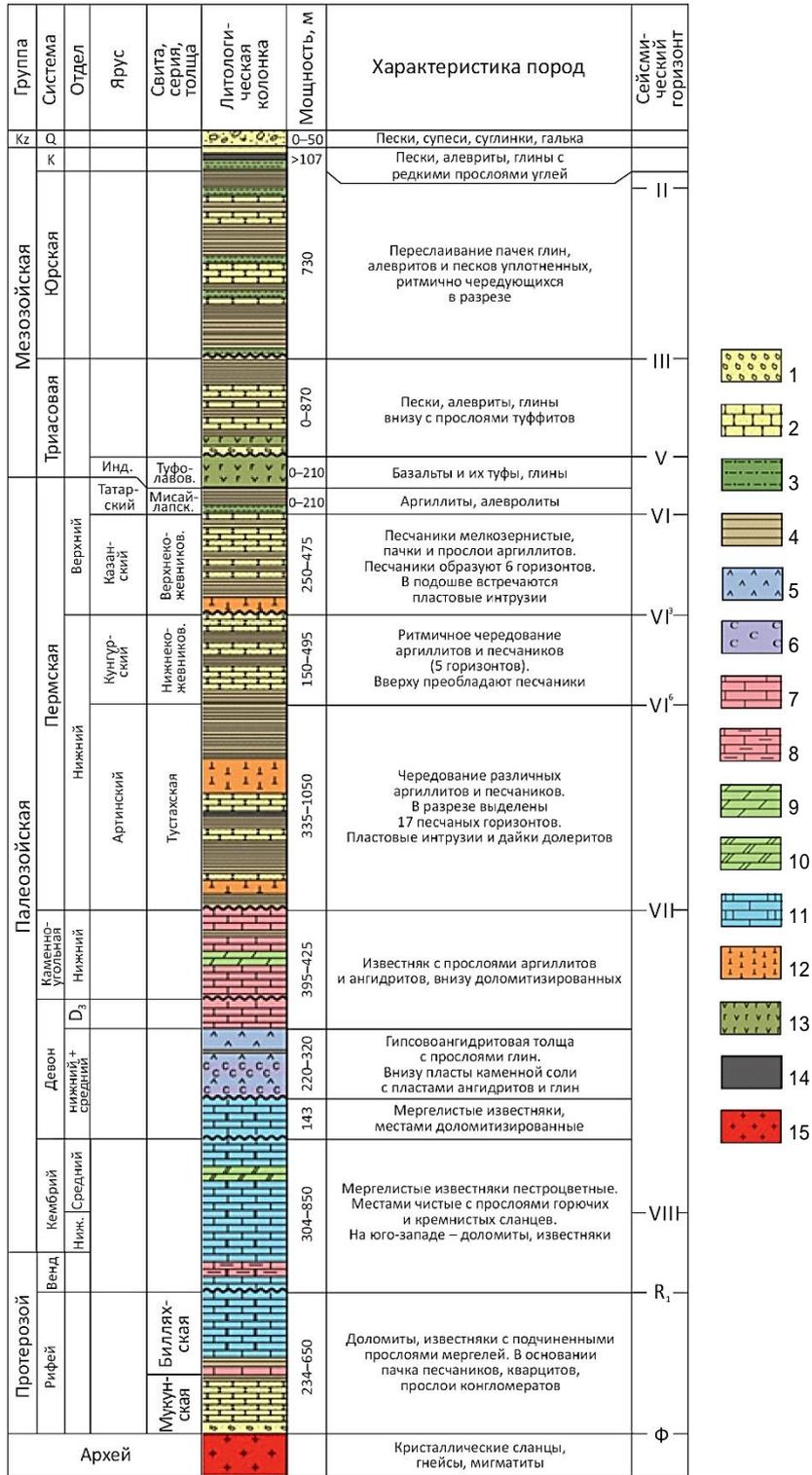


Рис. 6. Сводный литолого-стратиграфический разрез Анабаро-Хатангской седловины по материалам бурения [25]:

- 1 – пески, гравелиты; 2 – песчаник; 3 – алевролит; 4 – аргиллит; 5 – ангидрит, гипс; 6 – соль; 7 – известняк; 8 – известняк глинистый; 9 – мергель; 10 – мергель доломитовый; 11 – известняк мергелистый, доломитизированный; 12 – пластовые интрузии и дайки долеритов; 13 – базальты, туффиты; 14 – уголь; 15 – кристаллические сланцы, гнейсы, мигматиты

Fig. 6. Summary lithological and stratigraphic section of the Anabar-Khatanga saddle based on drilling materials [25]:

- 1 – sands, gravelstones; 2 – sandstone; 3 – siltstone; 4 – mudstone; 5 – anhydrite, gypsum; 6 – salt; 7 – limestone; 8 – clayey limestone; 9 – marl; 10 – dolomitic marl; 11 – dolomitic marl limestone; 12 – sills and dolerite dikes; 13 – basalts, tuffites; 14 – coal; 15 – crystalline schists, gneisses, migmatites



Месторождения нефти и газа Енисей-Хатангского прогиба отличаются многопластовостью, сложным блоковым строением залежей, обусловленным многочисленными разрывными нарушениями по всему разрезу, и многофазовым состоянием залежей [26]. Разрывные нарушения в основном представлены сбросами, характеризующимися либо серией ступенчатых разрывов, либо сложнопостроенной полосой крупных трещин.

Мессояхское газовое месторождение (Восточно-Мессояхское и Западно-Мессояхское) считается предельно сложным для промышленного освоения. Научная и практическая значимость Мессояхского месторождения определяется следующим:

– это самое северное из разрабатываемых нефтяных месторождений в России;

– на фоне таких гигантов, как Уренгойское, Самотлорское, Медвежье, Мессояхское месторождение с запасами около 24 млрд м<sup>3</sup>, утвержденными Государственной комиссией по запасам, можно назвать карликом, но именно оно сыграло роль мощного катализатора в исследовании природных газогидратов в мире;

– Мессояхское месторождение было одним из первых месторождений, в которых был накоплен серьезный опыт промышленной разработки газогидратных залежей [26, 27].

В тектоническом плане Мессояхское месторождение относится к одноименной локальной структуре, осложняющей сводовую часть Танамско-Малохетского мегавала Енисей-Хатангского регионального прогиба. В нижнемеловых отложениях эта структура представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания размерами 18×10 км с амплитудой 100 м [27].

Геологический разрез месторождения сложен песчано-глинистыми отложениями среднеюрского, ниже- и верхнемелового, палеоценового возраста, перекрытыми четвертичными осадками (рис. 7).

Продуктивная толща представлена алевролитовыми породами с прослоями глин и известковистых песчаников. Выявленная залежь приурочена к сложнопостроенной толще в кровле резервуара, которая делится на две части. Верхняя сложена частым переслаива-

нием алеврито-глинистых и песчанистых пород, которые в пределах ловушки меняют мощность от 15 до 74 м. Нижняя часть толщи сложена преимущественно песчаниками и песками, продуктивная мощность которых достигает 56 м. По типу ловушки залежь относится к массивным, сводовым. Проведенные исследования показали, что вверху залежи часть газа находится в виде гидрата, а нижележащая, подстилающая ее часть содержит газ в свободном состоянии. Коэффициент открытой пористости коллекторов изменяется в пределах 16–38 % при средней величине в 25,5 % [27]. Максимальный дебит газа из залежи составил 179 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Вместе с газом в небольшом количестве получена нефть плотностью 0,93 г/см<sup>3</sup>. По составу газ сухой метановый (содержание СН<sub>4</sub> – 99 %).

### Результаты исследования и их обсуждение

На основе вышеизложенного можно утверждать следующее:

1. Флюидодинамические процессы при всех возможных вариантах онтогенеза углеводородов играют ключевую роль в образовании залежей нефти и газа.

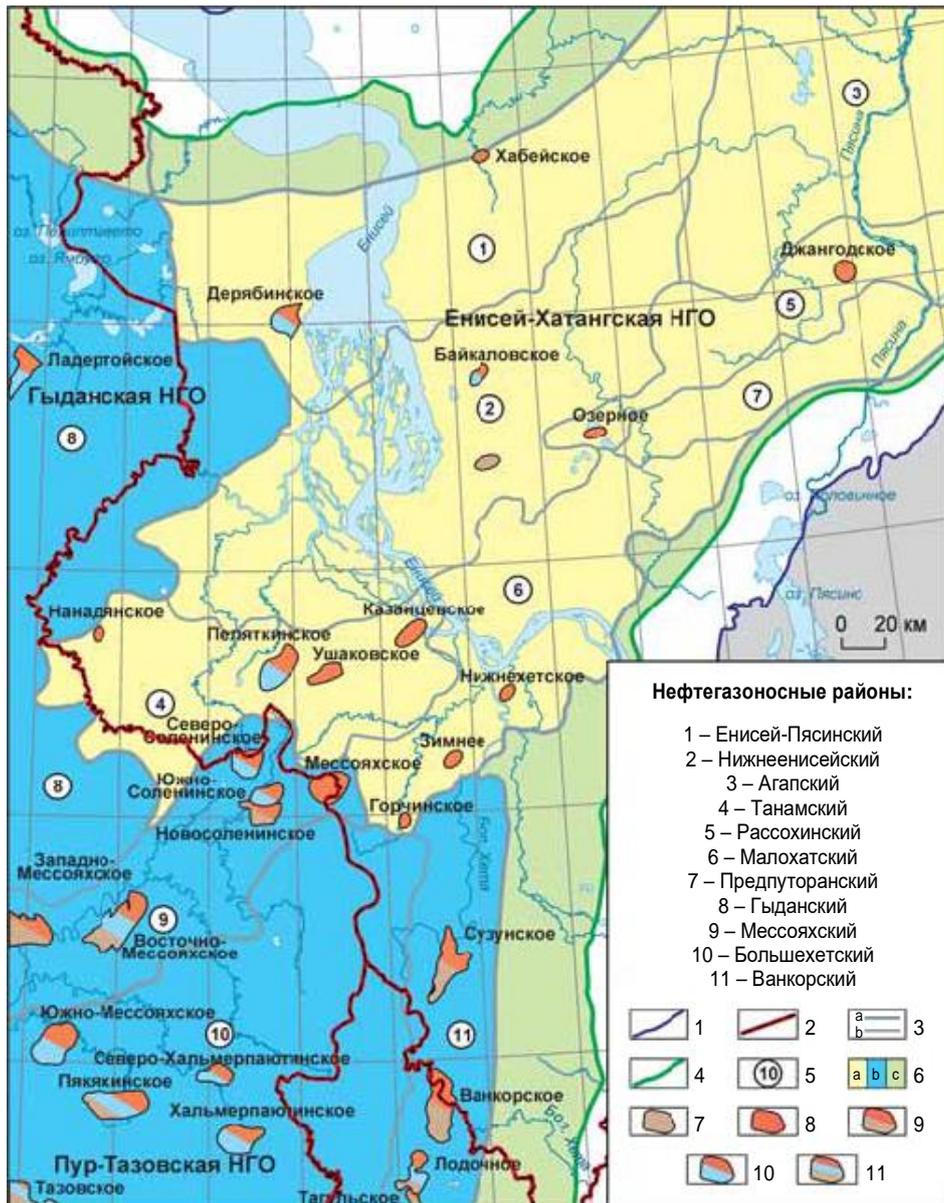
2. Геофлюидодинамическая система, как и любая другая система – объект крайне нестабильный, изменяющийся во времени и пространстве, но имеющий свое достаточно равновесное вещественное выражение – нефтегазоносный комплекс.

3. Нефтегазоносные комплексы, выделение которых является результатом комплексирования геологических, геохимических и геофизических исследований, служат вещественным выражением геофлюидодинамических систем разного возраста и распространены по всему стратиграфическому разрезу, а также по всей площади Сибирской платформы.

4. Литологический состав нефтегазоносных комплексов самый разнообразный, но преобладают в нем терригенные и карбонатные породы.

5. На Сибирской платформе выделены возможные очаги генерации углеводородов и возможные направления миграции флюидов.

6. Нефти разрезов месторождений разных



**Рис. 7. Схема нефтегазогеологического районирования Енисей-Хатангского регионального прогиба [28]:**

1 – граница мезозойско-кайнозойского осадочного чехла; 2 – административные границы; 3 – границы нефтегазоносных областей (а) и нефтегазоносных районов (b); 4 – границы перспективных земель; 5 – номера нефтегазоносных районов; 6 – перспективные земли: а – нефтегазоносные районы Хатангско-Вилуйской нефтегазоносной провинции, b – нефтегазоносные районы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с – нефтегазоносные районы Лено-Тунгусской провинции; 7–11 – месторождения углеводородов: 7 – нефтяные, 8 – газовые, 9 – газонефтяные, 10 – газоконденсатные, 11 – нефтегазоконденсатные

**Fig. 7. Diagram of the oil and gas geological zoning of the Yenisei-Khatanga regional trough [28]:**

1 – boundary of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover; 2 – administrative boundaries; 3 – boundaries of oil and gas bearing areas (a) and oil and gas bearing districts (b); 4 – boundaries of promising lands; 5 – numbers of oil and gas bearing districts; 6 – promising lands: a – oil and gas bearing districts of Khatanga-Vilyuyskaya oil and gas bearing province, b – oil and gas bearing districts of West Siberian oil and gas bearing province, c – oil and gas bearing districts of Lena-Tunguska province; 7–11 – hydrocarbon deposits: 7 – oil, 8 – gas, 9 – gas-oil, 10 – gas condensate, 11 – oil-gas condensate

возрастных комплексов значительно отличаются по составу и плотности: протерозойские нефти по составу нефтено-метановые, в основном легкие и средние (0,8–0,86 г/см<sup>3</sup>), малосернистые (0,1–0,28 %), содержание смол в них – 0,8–14,4 % (до 27 % в Юрубчено-

Тохомской зоне), парафинов – 0,3–3,3 %. Нефть из отложений рифея и венда нефтено-метанового типа имеет плотность 0,8–0,86 г/см<sup>3</sup>, малосернистая (0,1–0,28 % серы), смол содержит в интервале от 0,8–14,28 масс. %, парафинов – 0,3–3,3 масс. %. Плотность



нефти терригенных вендско-нижнекембрийских отложений изменяется от 0,8 до 0,88 г/см<sup>3</sup>, нефть содержит повышенные количества серы (0,28–1 масс. %) и смол (до 15,5 масс. %). Нефти карбонатных вендско-нижнекембрийских отложений (осинский горизонт) имеют плотность 0,8–0,9 г/см<sup>3</sup>, доля серы в них составляет 0,1–1,4 масс. %, смол – 1–24 масс. %, отмечено наименьшее количество метаново-нафтеновых углеводородов (61–63 масс. %) [17]. В то же время «по имеющимся многочисленным данным, нефти Сибирской платформы относятся к единому генетическому типу, для которого характерно преобладание метановых углеводородов. Один из важных признаков углеводородного состава – преобладание изоалканов над алканами, повышенное содержание фитана». Тем не менее последнее утверждение представляется спорным, так как на территории Сибирской платформы следует учитывать наличие нескольких нефтегазоносных провинций [29].

## Заключение

Нефтегазоносные комплексы представляют собой подразделения высокого ранга в разрезах нефтегазоносных бассейнов Сибирской платформы и выделены во всех основных стратиграфических подразделениях геологической шкалы. Если принять за данность, что они являются вещественным выражением природных геологических систем разного возраста, то можно предполагать, что последние существовали на протяжении всей геологической истории существования Земли, но их самореализация проходила в условиях наиболее благоприятного сочетания глобальных общепланетарных факторов – климатических, геоструктурных и геохимических. Реальным подтверждением существования геологических систем служат многочисленные месторождения углеводородов разнообразного фазового состояния и разного возраста.

## Список источников

1. Соколов Б. А., Абля Э. А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: Геос, 1999. 76 с.
2. Запивалов Н. П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео, 2003. 195 с.
3. Скачек К. Г., Ларичев А. И., Бостриков О. И., Гриценко С. А., Видик С. В. Флюидодинамическое моделирование в нижних горизонтах осадочного чехла Среднеобской нефтегазоносной области Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5. № 2. [Электронный ресурс]. URL: [https://www.ngtp.ru/rub/6/19\\_2010.pdf](https://www.ngtp.ru/rub/6/19_2010.pdf) (18.08.2022).
4. Magoon L. B., Dow W. G. The petroleum system – from source to trap. Richardson: American Association of Petroleum Engineers, 2012. 644 p.
5. Pang X-Q., Jia C-Z., Wang W-Y. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // Petroleum Science. 2015. Vol. 12. P. 1–53. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>.
6. Хаин В. Е., Соколов Б. А., Марасанова Н. В. Геофлюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. 1988. № 1. С. 60–62.
7. Соболев П. Н., Шиганова О. В., Дыхан С. В. Перспективы увеличения нефтегазового потенциала докембрийских отложений Лено-Тунгусской провинции // Геология нефти и газа. 2009. № 6. С. 62–71.
8. Трофимук А. А., Молчанов В. И., Параев В. В. Особенности геодинамических обстановок формирования гигантских месторождений нефти и газа // Геология и геофизика. 1998. Т. 39. № 5. С. 673–682.
9. Конторович А. Э. Общая теория нафтидогенеза // Базисные концепции, пути построения. Теоретические и региональные проблемы теории нефти и газа. Новосибирск: Наука, 1991. С. 29–44.
10. Дробот Д. И., Пак В. А., Деятеликов Н. М., Хохлов Г. А., Карпышев А. В., Бердников И. Н. Нефтегазоносность докембрийских отложений Сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 1. С. 110–120.
11. Ступакова А. В., Хведчук И. И., Сауткин Р. С., Коробова Н. И., Сивкова Е. Д. Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы) // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2. С. 31–41. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.31-41>.
12. Трофимук А. А. Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение – супергигант Красноярского края: основы технико-экономического обоснования разработки. Новосибирск: Изд-во ОИГГМ, 1992. 59 с.
13. Харахинов В. В., Шленкин С. И., Зеренинов В. А., Рябенко В. Н., Зощенко Н. А. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазоаккумуляции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 1. [Электронный ресурс]. URL: [https://www.ngtp.ru/rub/4/12\\_2011.pdf](https://www.ngtp.ru/rub/4/12_2011.pdf) (18.08.2022).
14. Мельников Н. В., Смирнов Е. В., Масленников М. А., Процко А. Н., Боровикова Л. В. Геологические предпосылки прироста минерально-сырьевой базы



Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи // Геология и геофизика. 2017. Т. 58. № 3-4. С. 586–601. <https://doi.org/10.15372/GiG20170321>.

15. Ситников В. С., Павлова К. А., Севостьянова Р. Ф. Перспективы нефтеносности центральных районов Западной Якутии // Геология нефти и газа. 2018. № 6. С. 63–72. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-6-63-72>.

16. Дыхан С. В. Поверхностные газогеохимические поля над залежами углеводородов Собинского месторождения // Дегазация Земли – геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: материалы Междунар. конф. памяти акад. П. Н. Кропоткина (Москва, 20–24 мая 2002 г.). М.: Геос, 2002. С. 322–325.

17. Мельников Н. В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. № 8. С. 196–205.

18. Иванова И. К., Чалая О. Н., Каширцев В. А. Палеотемпературные условия формирования газоконденсатных систем на востоке Сибирской платформы // Наука и образование. 2003. № 3. С. 50–52.

19. Рыжов А. Е., Крикунов А. И., Рыжова Л. А., Канунникова Н. Ю. Уточнение геологической модели Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. 2011. № 1. С. 132–145.

20. Рапацкая Л. А. Влияние особенностей геологического строения Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения на систему его разработки и эксплуатации. *Науки о Земле и недропользование*. 2020. Т. 43. № 3. С. 350–363. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-350-363>.

21. Юрова М. П., Томилова Н. Н. Разломно-блоковые модели залежей углеводородов Мирнинского свода Непско-Ботуобинской антеклизы // Вести газовой науки. 2012. № 1. С. 139–147.

22. Фролов С. В., Карнюшина Е. Е., Коробова Н. И., Бакай Е. А., Курдина Н. С., Крылов О. В. [и др.]. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Виллюйского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2. С. 13–30. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30>.

23. Сафронов А. Ф., Сивцев А. И., Черненко В. Б. Нефтегазоносность нижнемезозойских отложений Хапчагайского мегавала Виллюйской синеклизы // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 8. С. 1263–1269.

24. Афанасенков А. П., Обухов А. Н., Чикишев А. А., Шайдаков В. А., Бордюг А. В., Каламкарров С. Л. Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. 2018. № 1. С. 7–27.

25. Дмитриевский А. Н., Еремин Н. А., Шабалин Н. А. Сейсмологическая характеристика разреза осадочного чехла арктической зоны Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2018. № 1. С. 29–47.

26. Адзынова Ф. А., Сухоносенко А. Л. Мессояхское газогидратное месторождение // Газохимия. 2010. № 11. С. 38–40.

27. Макогон Ю. Ф., Омельченко Р. Ю. Мессояха – газогидратная залежь, роль и значение // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2012. № 3. С. 5–19.

28. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1027–1050.

29. Парфёнова Н. М., Косякова Л. С., Григорьев Е. Б., Шафиев И. М., Логинов В. А., Наренков Р. Ю. [и др.]. Нефтяной потенциал Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Вести газовой науки. 2021. № 2. С. 63–80.

## References

1. Sokolov B. A., Ablya E. A. *Fluid dynamic model of oil and gas formation*. Moscow: Geos; 1999. 76 p. (In Russ.).

2. Zapivalov N. P., Popov I. P. *Fluid dynamic models of oil and gas fields*. Novosibirsk: Geo; 2003. 195 p. (In Russ.).

3. Skachek K. G., Larichev A. I., Bostrikov O. I., Gritsenko S. A., Vidik S. V. Fluid-dynamic simulation in the sedimentary cover lower horizons of the Sredneob petroleum region, Western Siberia. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*. 2010;5(2). Available from: [https://www.ngtp.ru/rub/6/19\\_2010.pdf](https://www.ngtp.ru/rub/6/19_2010.pdf) [Accessed 18<sup>th</sup> August 2022]. (In Russ.).

4. Magoon L. B., Dow W. G. *The petroleum system – from source to trap*. Richardson: American Association of Petroleum Engineers; 2012. 644 p.

5. Pang X-Q., Jia C-Z., Wang W-Y. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins. *Petroleum Science*. 2015;12:1-53. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>.

6. Khain V. E., Sokolov B. A., Marasanova N. V. Geofluid dynamic factor in sedimentary basin tectonics and

oil and gas content. *Geologiya nefiti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*. 1988;1:60-62. (In Russ.).

7. Sobolev P. N., Shyganova O. V., Dykhan S. V. Prospects of increase in oil and gas potential of pre-cambrian deposits of Leno-Tungus province. *Geologiya nefiti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*. 2009;6:62-71. (In Russ.).

8. Trofimuk A. A., Molchanov V. I., Paraev V. V. Peculiarities of geodynamic settings of formation of gigantic petroleum deposits. *Geologiya i geofizika*. 1998;39(5):673-682. (In Russ.).

9. Kontorovich A. E. General theory of naphthidogenesis. In: *Bazisnye kontseptsii, puti postroeniya. Teoreticheskie i regional'nye problemy teorii nefiti i gaza = Basic concepts, construction ways. Theoretical and regional problems of oil and gas theory*. Novosibirsk: Nauka; 1991, p. 29–44. (In Russ.).

10. Drobot D. I., Pak V. A., Devyatilov N. M., Khokhlov G. A., Karpyshev A. V., Berdnikov I. N. Oil and gas potential of Precambrian deposits of the Siberian platform, prospects of their hydrocarbon potential preparation and development. *Geologiya i geofizika*. 2004;45(1):110-120. (In Russ.).



11. Stoupakova A.V., Khvedchuk I.I., Sautkin R.S., Korobova N.I., Sivkova E.D. Reforming of deposits in ancient oil and gas basins (on the example of deposits of the Baikit Antecline eastern slope of the Siberian Platform). *Georesursy*. 2019;21(2):31-41. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.31-41>.
12. Trofimuk A. A. *Kuyumbo-Yurubcheno-Taiga gas and oil field as a supergiant of the Krasnoyarsk Territory: fundamentals of the feasibility study of the development*. Novosibirsk: United Institute of Geology, Geophysics and Mineralogy; 1992. 59 p. (In Russ.).
13. Kharakhinov V. V., Shlenkin S. I., Zereninov V. A., Ryabchenko V. N., Zoschenko N. A. Petroleum potential of Precambrian strata of Kuyumbinskoyurubcheno-Tokhmsky oil and gas accumulation area. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*. 2011;6(1). Available from: [https://www.ngpt.ru/rub/4/12\\_2011.pdf](https://www.ngpt.ru/rub/4/12_2011.pdf) [Accessed 18<sup>th</sup> August 2022]. (In Russ.).
14. Mel'nikov N. V., Smirnov E. V., Maslennikov M. A., Protsko A. N., Borovikova L. V. Geologic prerequisites for increment of the mineral resources base of the Yurubchen-Kuyumba petroleum production center. *Geologiya i geofizika*. 2017;58(3-4):586-601. (In Russ.). <https://doi.org/10.15372/GiG20170321>.
15. Sitnikov V. S., Pavlova K. A., Sevost'yanova R. F. Oil potential of the central part of the Western Yakutia. *Geologiya nefiti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*. 2018;6:63-72. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-6-63-72>.
16. Dykhan S. V. Surface gas-geochemical fields over the Sobinsky hydrocarbon deposits. In: *Degazatsiya Zemli – geodinamika, geoflyuidy, nefit' i gaz: materialy Mezhdunar. konf. pamyati akad. P. N. Kropotkina = Degassing of the Earth – geodynamics, geofluids, oil and gas: proceedings of the international conference in memory of the Academician P. N. Kropotki*. 20–24 May 2002, Moscow. Moscow: Geos; 2002, p. 322–325. (In Russ.).
17. Mel'nikov N. V. Oil and gas bearing complexes of the Lena-Tunguska province. *Geologiya i geofizika*. 1996;37(8):196-205. (In Russ.).
18. Ivanova I. K., Chalaya O. N., Kashirtsev V. A. Paleotemperature formation conditions of gas condensate systems in the east of the Siberian platform. *Nauka i obrazovanie*. 2003;3:50-52. (In Russ.).
19. Ryzhov A. E., Krikunov A. I., Ryzhova L. A., Kanunnikova N. Yu. Refining the geological model of the Chayandinsky oil and gas condensate field. *Vesti gazovoi nauki*. 2011;1:132-145. (In Russ.).
20. Rapatskaya L. A. The features of the geological structure of the Verkhnechonsky oil and gas condensate field and their influence on the field development and operation system. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use*. 2020;43(3):350-363. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-350-363>.
21. Yurova M. P., Tomilova N. N. Fault-block models of hydrocarbon deposits of the Mirny arch of the Nepa-Bot-uoba antecline. *Vesti gazovoi nauki*. 2012;1:139-147. (In Russ.).
22. Frolov S. V., Karnyushina E. E., Korobova N. I., Bakay E. A., Kurdina N. S., Krylov O. V., et al. Features of the structure, sedimentary complexes and hydrocarbon systems of the Leno-Vilyuisky oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*. 2019;21(2):13-30. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30>.
23. Safronov A. F., Sivtsev A. I., Chernenko V. B. Oil potential of the lower Mesozoic deposits of the Khapchagai megaswell of the Vilyui syncline. *Geologiya i geofizika*. 2014;55(8):1263-1269. (In Russ.).
24. Afanasenkov A. P., Obukhov A. N., Chikishev A. A., Shaydakov V. A., Bordyug A. V., Kalamkarov S. L. Tectonic setting of the northern surroundings of the Siberian platform based on the integrated study of geological and geophysical data. *Geologiya nefiti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*. 2018;1:7-27. (In Russ.).
25. Dmitrievsky A. N., Eremin N. A., Shabalin N. A. The seismic behaviour of the sedimentary cover section in the arctic zone of the Siberian platform. *Geologiya nefiti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*. 2018;1:29-47. (In Russ.).
26. Adzynova F. A., Sukhonosenko A. L. Messoyakha gas hydrate field. *Gazokhimiya*. 2010;11:38-40. (In Russ.).
27. Makogon Yu. F., Omel'chenko R. Yu. Messoyakha – gas hydrate deposit, its role and significance. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*. 2012;3:5-19. (In Russ.).
28. Kontorovich V. A. The tectonic framework and petroleum prospects of the western Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya i geofizika*. 2011;52(8):1027-1050. (In Russ.).
29. Parfenova N. M., Kosyakova L. S., Grigoryev E. B., Shafiev I. M., Loginov V. A., Narenkov R. Yu., et al. Petroleum potential of Lena-Tunguska oil-gas-bearing province. *Vesti gazovoi nauki*. 2021;2:63-80. (In Russ.).

#### Информация об авторе / Information about the author



#### Рапацкая Лариса Александровна,

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,  
профессор кафедры прикладной геологии,  
геофизики и геоинформационных систем,  
Институт недропользования,  
Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Россия,  
[raplarisa@yandex.ru](mailto:raplarisa@yandex.ru).

**Larisa A. Rapatskaya,**

Cand. Sci. (Geol. & Mineral.), Associate Professor,  
Professor of the Department of Applied Geology,  
Geophysics and Geoinformation Systems,  
Institute of Subsoil Use,  
Irkutsk National Research Technical University,  
Irkutsk, Russia,  
raplarisa@yandex.ru.

**Вклад автора / Contribution of the author**

Автор выполнил исследовательскую работу, на основании полученных результатов провел обобщение, подготовил рукопись к печати.

The author performed the research, made a generalization on the basis of the results obtained and prepared the copyright for publication.

**Конфликт интересов / Conflict of interests**

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

The author declares no conflicts of interests.

*Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.*

*The final manuscript has been read and approved by the author.*

**Информация о статье / Information about the article**

Статья поступила в редакцию 13.09.2022; одобрена после рецензирования 19.10.2022; принята к публикации 16.11.2022.

The article was submitted 13.09.2022; approved after reviewing 19.10.2022; accepted for publication 16.11.2022.