

## **ААЛЕН-БАЙОССКИЙ РЕЗЕРВУАР КАК НОВЫЙ ОБЪЕКТ ДЛЯ ПОИСКОВ УВ НА ПОЛУОСТРОВЕ ЯМАЛ**

### ***Егор Андреевич Гладышев***

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, инженер лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: egorgladyshev2306@yandex.ru

### ***Николай Юрьевич Наумов***

Центр моделирования Инженерного центра ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина, 423452, Россия, г. Альметьевск, ул. Клары Цеткин, 30, инженер отдела геологического моделирования, e-mail: naumovny@tatneft.ru

### ***Александр Юрьевич Нехаев***

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: nehaev@mail.ru

На основе детальной корреляции уточнено строение леонтьевского флюидоупора и вымского проницаемого комплекса. Качество как флюидоупора, так и проницаемого комплекса высокое, что позволяет рассматривать аален-байосский резервуар как новый перспективный объект для поисков УВ на полуострове Ямал.

**Ключевые слова:** аален-байосский региональный резервуар, леонтьевский флюидоупор, вымский проницаемый комплекс, нефтегазоносность, средняя юра.

## **AALEN-BAJOCIAN RESERVOIR AS A NEW OBJECT FOR EXPLORATION OF HYDROCARBONS IN THE YAMAL PENINSULA**

### ***Egor A. Gladushaev***

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Engineer Laboratory of petroleum geology of arctic regions of Siberia, tel. (383)333-21-09, e-mail: egorgladyshev2306@yandex.ru

### ***Nicholas Yu. Naumov***

Modeling center of Engineering Center of PJSC TATNEFT named after V. D. Shashin, 423452, Russia, Almetyevsk, 30 Clara Zetkin St., Engineer Department of geological modeling, e-mail: naumovny@tatneft.ru

### ***Aleksandr Yu. Nekhaev***

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Ph. D., Research Scientist, Laboratory of petroleum geology of arctic regions of Siberia, tel. (383)333-21-09, e-mail: nehaev@mail.ru

A detailed chronostratigraphical correlation made for Leontievskiy seal and Vymskoye permeable complex whose geological structure has been refined thereby, allowed to estimate the effectiveness of both the seal and the permeable complex as fairly good. Therefore, Aalenian-Bajocian regional reservoir at the Yamal Peninsula is interpreted to be a promising exploration target.

**Key words:** Aalenian-Bajocian regional reservoir, Leontievskiy seal, Vymskoye permeable complex, petroleum potential, middle Jurassic.

Среднеюрские отложения широко распространены на севере Западной Сибири (полуостров Ямал). Но основным объектом поисков нефти и газа в них традиционно являются пласты Ю<sub>2-4</sub> малышевской свиты (батский региональный резервуар) [1, 2]. При этом почти не уделяется внимание нижележащему аален-байосскому региональному резервуару (леонтьевская и вымская свиты). В данной статье рассмотрим строение аален-байосского регионального резервуара и оценим его перспективы.

На полуострове Ямал с момента начала проведения поискового бурения по настоящее время пробурено более 700 глубоких поисковых и разведочных скважин, но изученность среднеюрских отложений по-прежнему остается достаточно низкой. Аален-байосские отложения вскрыты только 130 скважинами, преимущественно в районе Новопортовского и Бованенковского месторождений.

Для уточнения геологического строения флюидоупора и проницаемого комплекса, границ перспективных пластов, зон их выклинивания и областей распространения была выполнена детальная корреляция. Для этого по результатам интерпретации комплекса каротажных диаграмм КС, ПС, ГК, НГК, с учетом редких имеющихся данных описания керна и палеонтологии были построены семь корреляционных профилей: три субширотных и четыре субмеридиональных (рис. 1). Анализ корреляционных профилей позволил уточнить строение перспективных пластов, проницаемого комплекса, флюидоупора и регионального резервуара в целом. На основе проведенной детальной корреляции создана база разбивок аален-байосских отложений, которая использовалась при построении карт толщин, карт качества флюидоупора, проницаемого комплекса и резервуара в целом.

Леонтьевский флюидоупор представлен породами леонтьевской свиты (аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников). Толщина его колеблется от 20 м на юго-западе (Западно-Яротинская скв. 300) до 150 м на северо-востоке (Южно-Тамбейская скв. 79). Средняя толщина флюидоупора – 95 м. Содержание песчаных и алевролитовых прослоев значительно (20–30 %) в краевых частях района исследования (Западно-Яротинская, Усть-Юрибейская, Новопортовская площади). Но на большей части территории, согласно проведенным исследованиям, доля песчаников в нем составляет не более 5 %. Исходя из толщин флюидоупора и присутствия прослоев песчаников и алевролитов, качество леонтьевского флюидоупора в центральных, северных и восточных областях прогнозируется как среднее и высокое. Области низкого и пониженного качества выделяются только на западе и юго-западе.

Вымский проницаемый комплекс представлен алевролитопесчаноглинистыми породами вымской свиты. Толщина проницаемого комплекса варьируется от 50 м на юго-западе (Западно-Яротинская площадь) до 150 м на северо-востоке (Южно-Тамбейская площадь). Средняя толщина проницаемого комплекса – 116 м. Толщина песчаников увеличивается с юго-запада на север и восток с 27 м (Верхнереченская площадь) до 103 м (Бованенковская площадь).

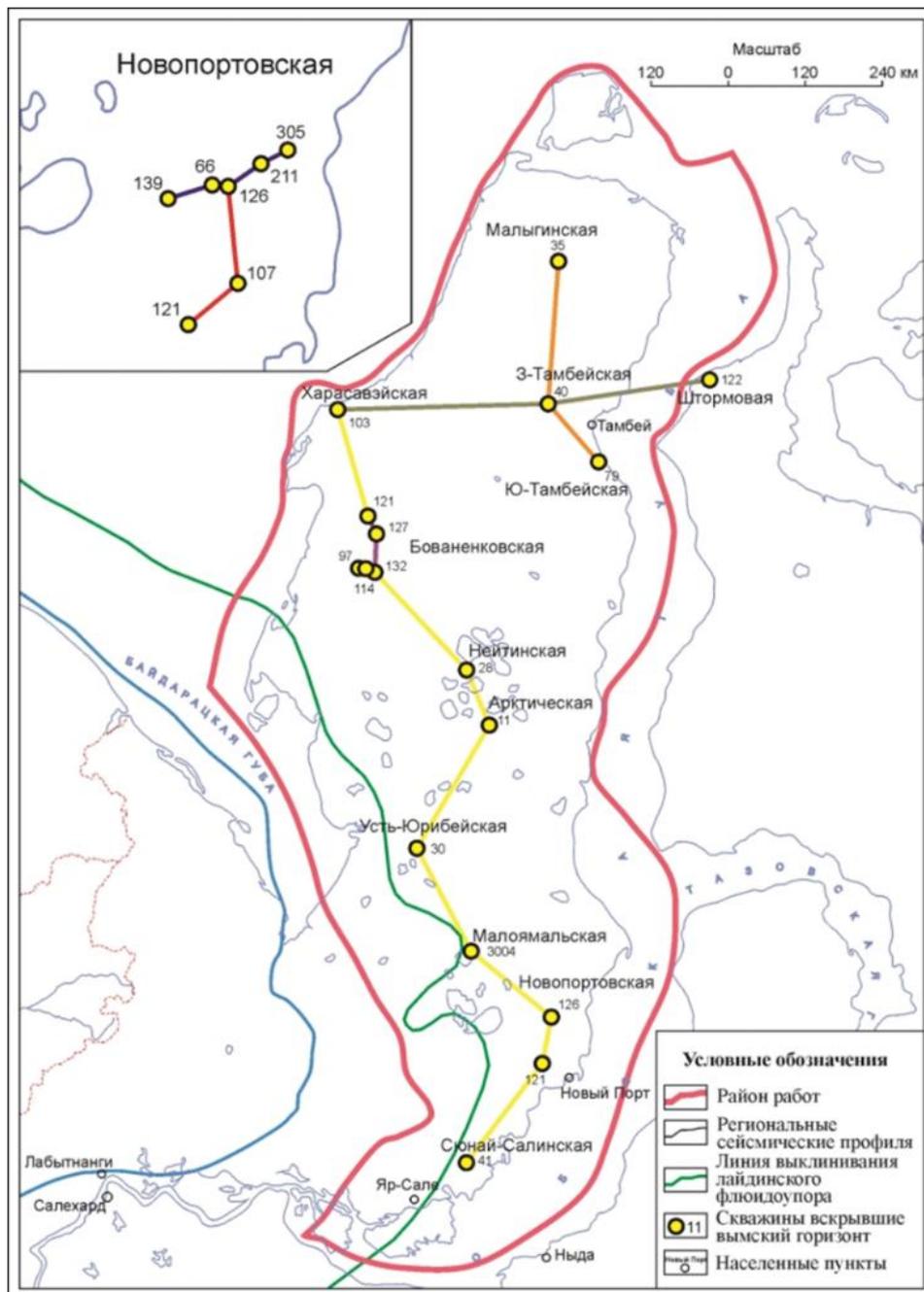


Рис. 1. Схема расположения корреляционных профилей среднеюрских отложений аален-байосского регионального резервуара Ямальской НГО

Фильтрационно-емкостные свойства вымского проницаемого комплекса характеризуются следующими показателями. Открытая пористость песчаников изменяется от 8 до 23 %, с преобладающим интервалом 11–16 %, а межзерновая проницаемость – от 0,01 до  $98 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (единичные наблюдения), с преобладающим интервалом  $0,01-1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> [3]. Качество проницаемого комплекса на исследуемой территории преимущественно высокое и весьма высокое.

На основе карт качества флюидоупора и проницаемого комплекса построена карта качества аален-байосского регионального резервуара (рис. 2).

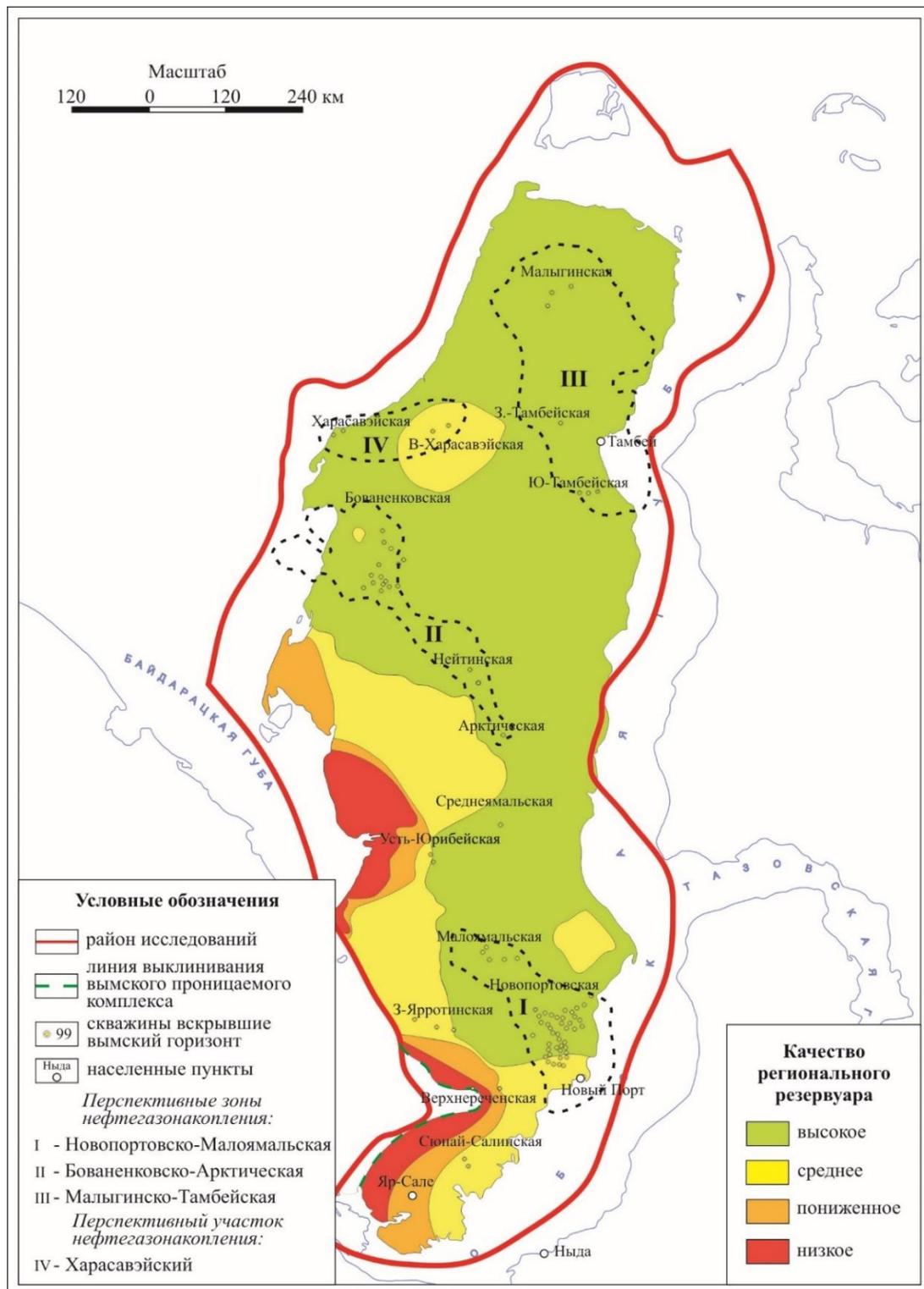


Рис. 2. Карта качества аален-байосского регионального резервуара Ямальской НГО и возможных перспективных зон нефтегазоаккумуляции

Земли с высоким качеством широко распространены и занимают северную, центральную и восточную части территории. Земли среднего качества расположены в пределах Пайхойско-Новоземельской мегамоноклизы и север-

ной части Восточно-Пайхойской моноклизы. Земли с пониженным качеством распространены ограниченно на юго-востоке исследуемой территории и являются переходными к низкокачественным. Земли с низким качеством резервуара простираются вдоль линии выклинивания, а также в пределах Щучьинского мезовала.

В 16 скважинах (Арктическая, Бованенковская, Западно-Тамбейская, Новопортовская, Южно-Тамбейская площади) проведены испытания отложений аален-байосского резервуара. В 10 объектах из 27 были получены притоки газа.

Проведенные исследования и комплексный анализ построений других исследователей (тектоническая карта, карты катагенетической преобразованности органического вещества и масштабов генерации углеводородов [4–6]) позволили выделить на рассматриваемой территории наиболее перспективные зоны: Новопортовско-Малоямальская зона нефтегазонакопления, Бованенковско-Арктическая и Малыгинско-Тамбейская зоны преимущественно газонакопления, а также отдельно Харасавэйский перспективный участок (рис. 2).

Полученные данные свидетельствуют, что по ряду показателей аален-байский резервуар не уступает вышележащими батскому. Наличие в проницаемом комплексе мощных слоев песчаников, их фильтрационно-емкостные свойства, хорошее качество флюидоупора, доказанная газоносность свидетельствуют о перспективности аален-байосского резервуара. И его можно рассматривать как новый объект для поиска газа.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Выделение главных нефтегазоносных объектов на севере Западной Сибири в связи с освоением месторождений нефти и газа / А. М. Брехунцов, В. С. Бочкарев, В. Н. Бородкин, Н. П. Дещеня // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 5. – С. 4–15.
2. Шемин Г. Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.
3. Шемин Г. Г., Нехаев А. Ю. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств и закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания нефтегазоносных резервуаров юры севера Западно-Сибирской НГП // Горные ведомости. – 2005. – № 12. – С. 16–23.
4. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.
5. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
6. Нехаев А. Ю., Москвин В. И. Оценка масштабов генерации УВ нижнеюрских отложений севера Западной Сибири // ГЕО-Сибирь-2010. VI Междунар. науч. конгр. : сб. материалов в 6 т. (Новосибирск, 19–29 апреля 2010 г.). – Новосибирск : СГГА, 2010. Т. 2, ч. 2. – С. 52–56.

© Е. А. Гладышев, Н. Ю. Наумов, А. Ю. Нехаев, 2017