



## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА НА ВОСТОКЕ ЦЕНТРАЛЬНО-ТУНГУССКОЙ (СЮГДЖЕРСКОЙ) НГО РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

С. А. Моисеев, А. М. Фомин, Д. В. Маслов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Основные перспективы нефтегазоносности восточной части Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО связаны с терригенными отложениями венда и нижнего кембрия. Одним из наиболее перспективных является ботуобинский продуктивный горизонт, к которому приурочены многочисленные залежи в Непско-Ботуобинской НГО. На востоке Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО также имеются значительные перспективы для выявления крупных скоплений нефти и газа в этом горизонте. В работе дана характеристика строения и обоснованы перспективы нефтегазоносности ботуобинского горизонта в восточной части Сюгджерской НГО. На основании детальной корреляции показано, что горизонт здесь залегает в виде трех изолированных разновозрастных баровых тел. Приведена оценка ресурсов углеводородов ботуобинского горизонта.

**Ключевые слова:** Сюгджерская НГО, венд, горизонт, баровая система, ресурсы нефти и газа.

## PETROLEUM PROSPECTS AND ESTIMATION OF RESOURCES OF BOTUOBA HORIZON IN THE EAST OF THE CENTRAL-TUNGUSKA (SYUGDZHER) PETROLEUM REGION OF THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA)

S. A. Moiseev, A. M. Fomin, D. V. Maslov

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Russia

The main petroleum prospects of the eastern part of the Central Tunguska (Syugdzher) petroleum region (PR) are associated with terrigenous deposits of Vendian and Lower Cambrian. The Botuoba productive horizon is one of the most promising. Numerous deposits are associated with this horizon in the Nepa-Botuoba PR. In the east of the Central Tunguska (Syugdzher) PR, there are also significant prospects for identifying large oil and gas accumulations in this horizon. The paper describes the structure and substantiates petroleum prospects of the Botuoba horizon in the eastern part of the Central Tunguska (Syugdzher) PR. On the basis of detailed correlation, it is shown that the horizon in the area under study occurs in the form of three isolated uneven-aged bars. An estimation of hydrocarbon resources of the Botuoba horizon is presented.

**Keywords:** Syugdzher petroleum region, Vendian, horizon, bar system, hydrocarbon resources.

DOI 10.20403/2078-0575-2018-3-25-34

В 2009 г. была введена в эксплуатацию первая очередь трубопроводной системы ВСТО-1 от г. Тайшета до пос. Сковородино. Спустя 3 года подключена вторая очередь проекта (ВСТО-2) от Сковородино до Козьмино. В 2018 г. ООО «Транснефть – Восток» планирует перекачать по трубопроводной системе ВСТО-1 более 66 млн т нефти. Такое увеличение вызвано новыми объемами транспортировки нефти в Китай. Кроме того, в 2019 г. планируется начать поставки газа в Китай по строящемуся газопроводу «Сила Сибири». В этих условиях представляется необходимым определение перспективных территорий для поисков и разведки месторождений нефти и газа, расположенных в непосредственной близости от действующей трубопроводной системы.

Одной из таких территорий является восточная часть Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО, расположенная к северу от Среднеботуобинского месторождения, которое введено в промышленную эксплуатацию в 2013 г. [4, 6, 12, 13] (рис. 1).

Глубокое бурение в Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО начато в 1962 г. (Мархинская опорная скв. 1), а в 1965 г. структурно-поисковая

скв. 2 вскрыла полный разрез кембрийских и вендских отложений общей толщиной около 2000 м.

С 1982 по 1992 г. на основе разработанной ПГО «Ленанефтегазгеология» комплексной программы регионального изучения нефтегазоносности Сюгджерской НГО пробурено 17 параметрических и поисковых скважин. Всего в Центрально-Тунгусской НГО было пробурено 36 глубоких скважин, из которых 27 вскрыли отложения верхнего протерозоя.

Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д 1970–1980 гг. позволили установить ряд локальных поднятий. В 2011–2013 гг. были выполнены региональные сейсморазведочные работы методом МОГТ-2Д объемом 1488,2 км к юго-востоку от Тюкянской полувадины [14] (восточная часть Центрально-Тунгусской НГО). По данным бурения и сейсморазведки выявлено отсутствие терригенных отложений венда на западе изучаемой территории, а на востоке толщина терригенной части разреза достигает 376 м [11].

При сопоставлении геологических разрезов вендских терригенных отложений территорий восточных районов Центрально-Тунгусской (Сюг-

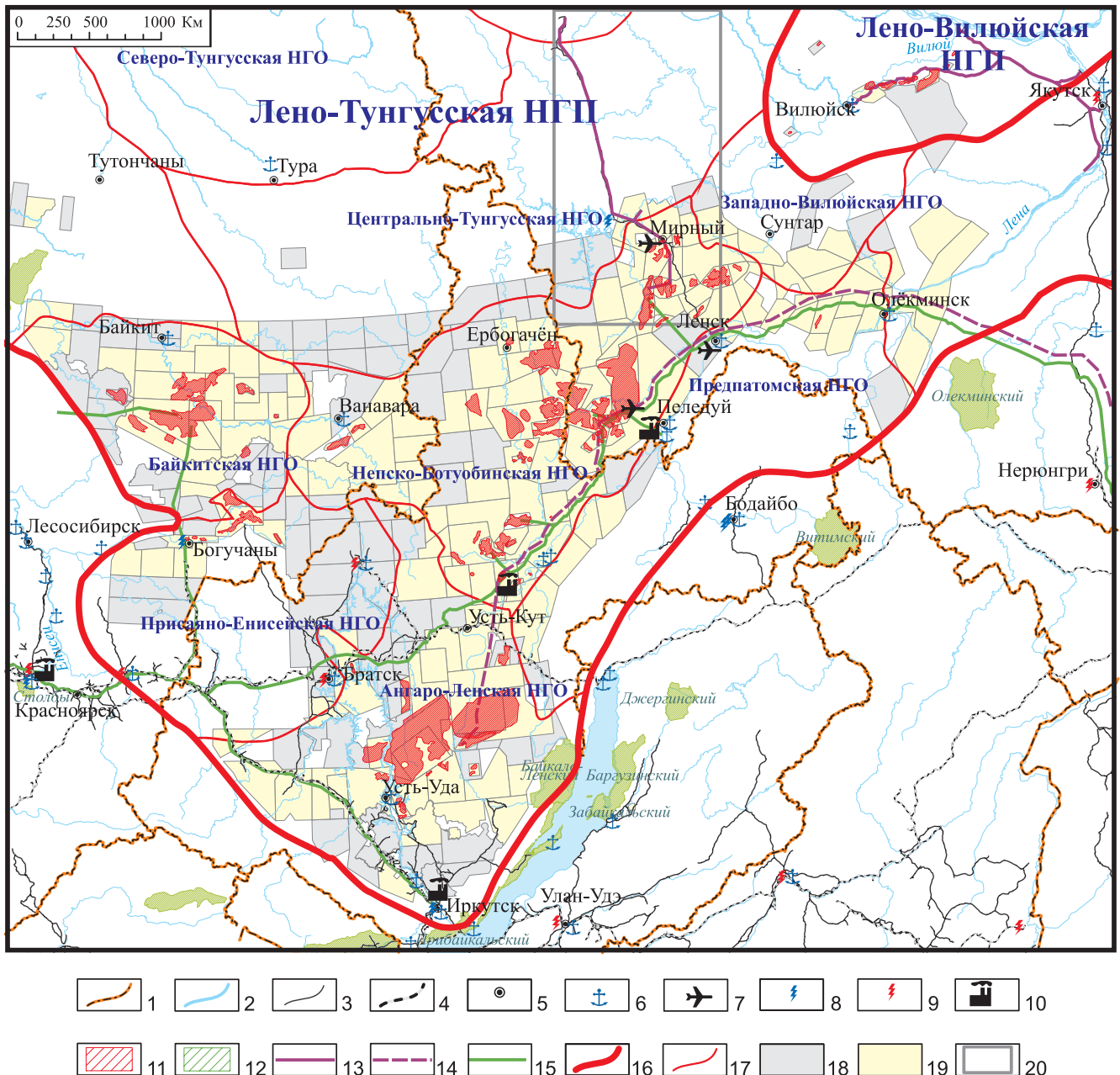


Рис. 1. Обзорная карта южной части Сибирской платформы

1 – административные границы; 2 – гидросеть; 3 – автодороги; 4 – железные дороги; 5 – населенные пункты; 6 – речные порты; 7 – аэропорты; 8 – ГЭС; 9 – ТЭЦ; 10 – НПЗ; 11 – месторождения; 12 – заповедники; газопроводы: 13 – действующие, 14 – строящийся; 15 – нефтепроводы действующие; границы: 16 – НГП, 17 – НГО; участки фонда недр: 18 – нераспределенного, 19 – распределенного; 20 – территория исследования

джерской) НГО и северных районов Непско-Ботубинской было выявлено много общего. Так же как и в Непско-Ботубинской, в разрезе терригенного венда Центрально-Тунгусской НГО отмечены ботубинский ( $B_5$ ), улаханский ( $B_{5a}$ ), талахский ( $B_{13}$ ), вилочанский ( $B_{14}$ ) песчаные потенциально продуктивные горизонты.

Ботубинский горизонт (пласт  $B_5$ ) вскрыт девятью скважинами в пределах Тюянской полувадины. Толщина горизонта на рассматриваемой территории (север НБА и Тюянская полувадина) меняется от 2 м (Бахчинская 2431) до 31 м (Дюданская 2910), причем максимальные значения (17–31 м) зафиксированы в северной ее половине

(скважины Эйикская 3430 и Мархино-Андоийская 3231 – 24–30 м; Накынская 2950, Дюданская 2910 и Онхойдохские 2520, 2521 – 17–31 м).

В Мархинско-Андоийской скв. 3231 ботубинский горизонт (2575–2602 м) – это песчаники мелко-среднезернистые кварцевые на слабом глинистом и регенерационном кварцевом цементе. В средней и нижней частях интервала они содержат битумный цемент, а при раскалывании коричневатосерых их разностей ощущается запах конденсата. Общий вынос керна по горизонту 82 %. Бурение проводилось на глинистом растворе плотностью 1160–1240 кг/м<sup>3</sup>. Интервал 2520,6–2589,0 м испытан в открытом стволе при депрессии на пласт



14,7 МПа, получена смесь пластовой воды (71 %) с фильтратом бурового раствора (ФБР) (29 %) плотностью 1250 кг/м<sup>3</sup> и дебитом 6,75 м<sup>3</sup>/сут. Значения пористости по лабораторным определениям составили от 2,0 до 8,9 %, в среднем 7,1 %.

В *Эйикской скв. 3430* ботубобинский горизонт (2201–2231 м) сложен песчаниками средне-мелкозернистыми с прослоями аргиллитов и песчаниками разномелкозернистыми с редким гравием и плоской галькой аргиллитов. Общий вынос керн по горизонту 41 %. Бурение проводилось на глинистом растворе плотностью 1190–1240 кг/м<sup>3</sup>. Интервал 2182,5–2226,5 м испытан в открытом стволе при депрессии на пласт 8,4 МПа, притока не получено. Значения пористости по ГИС изменяются от 0,7 до 8 %.

В *Накынской скв. 2950* ботубобинский горизонт (3029–3060 м) представлен переслаиванием песчаников (до 90 %) коричневатого-светло-серых мелкозернистых с прослоями мелко-среднезернистых на контактовом регенерационном кварцевом и пятнистом пойкилитовом ангидритовом цементе. Верхние 7,2 м песчаников обильно пропитаны светло-коричневым битумом. Порода сильно пахнет конденсатом. Общий вынос керн по горизонту составил 82 %. Бурение горизонта проводилось на полимерно-солевом (гельфосфатном) растворе с добавками ОЭЦ-Т и асбестовой пасты плотностью 1150–1180 кг/м<sup>3</sup>. Интервал 3034,1–3067,3 м испытан в открытом стволе, при депрессии на пласт 14,5 МПа притока не получено. Пористость по керну достигает 10,2 %.

В *Дюданской скв. 2910* ботубобинский горизонт (3378–3409 м) сложен песчаниками мелкозернистыми и мелко-среднезернистыми кварцевыми на кварцевом регенерационном цементе с резким запахом конденсата. Общий вынос керн по горизонту 52 %. Бурение проводилось на гельфосфатном растворе. Интервал 3363,6–3398,3 м испытан дважды в открытом стволе при депрессии на пласт 17,5 МПа, получен приток газированной пластовой воды (>50 %), ФБР и промывочной жидкости плотностью 1207 кг/м<sup>3</sup> и дебитом 6,1–8,5 м<sup>3</sup>/сут. Пористость песчаников по ГИС в инт. 3388–3398 м составила в среднем 7,1 %, пластовое давление на глубине 3127,3 м – 30,77 МПа.

В *Ханнинской скв. 3220* ботубобинский горизонт (2950–2973 м) в верхней части (7 м) представлен песчаниками мелкозернистыми алевритистыми, средне-мелкозернистыми, средне-крупнозернистыми и разномелкозернистыми гравелитистыми на кварцево-глинистом цементе. В некоторых прослоях в поровом цементе присутствует коричневый битум. Цемент равномерно пятнистый пойкилитовый ангидритовый и регенерационный кварцевый, на свежем сколе ощущается запах конденсата. Общий вынос керн по горизонту 82,6 %. Бурение горизонта проводилось на глинистом минерализованном растворе. Интервал 2949,5–2994,0 м испытан в открытом стволе, при депрессии на пласт 18,87 МПа

получен приток газированной пластовой воды хлоркальциевого типа (рН 4,0) плотностью 1300 кг/м<sup>3</sup> и дебитом 69,7 м<sup>3</sup>/сут. Пористость песчаников по ГИС составила в среднем 8,9 %.

В *Садынской скв. 3420* ботубобинский горизонт (3134–3145 м) – это песчаники мелкозернистые, алевритистые кварцевые, массивные на глинисто-доломитовом цементе с включениями темно-коричневого битума в порах и в регенерационном кварцевом цементе. На свежем сколе ощущается слабый запах газоконденсата. Общий вынос керн по горизонту составил 66,7 %. Бурение горизонта проводилось на глинистом минерализованном растворе. Интервал 2949,5–2994,0 м испытан в открытом стволе, при депрессии на пласт 18,87 МПа получен приток газированной пластовой воды дебитом 69,7 м<sup>3</sup>/сут.

В *Онхойдохской скв. 2520* ботубобинский горизонт (2583–2601 м) составлен песчаниками средне-мелкозернистыми с тонкими прослойками гравелитов разномелкозернистых песчаных в верхней половине слоя и переслаиванием песчаников и аргиллитов алевритистых плитчатых в нижней. В верхней половине песчаники пропитаны битумом. Перекрывающие их доломито-ангидриты мелкокавернозные, в кавернах присутствуют капли вязкой темно-коричневой нефти. Общий вынос керн по горизонту составил 57,7 %.

В указанной скважине при испытании отложений нижней части чаяндинской свиты и верхней части талахской свиты (2590–2637 м) получен интенсивный приток (дебит 296 м<sup>3</sup>/сут) газированной воды. Ботубобинский горизонт вскрыт на глинисто-минерализованном растворе плотностью 1260 кг/м<sup>3</sup> при пластовом давлении 31 МПа и температуре пласта 13 °С. Горизонт представлен четырьмя пластами-коллекторами (2584,0–2584,6 м, 2584,8–2586,4 м, 2587,2–2586,0 м, 2596,8–2598,6 м), которые разделены маломощными покрывками. Несмотря на высокую остаточную нефтенасыщенность, эти пласты-коллекторы по результатам интерпретации комплекса ГИС были квалифицированы как водоносные.

В *Онхойдохской скв. 2521* ботубобинский горизонт вскрыт в инт. 2619,0–2637,0 м и состоит из двух пластов-коллекторов (2619,0–2622,0 м, 2635,0–2637,0 м), разделенных маломощной покрывкой. Верхний пласт – это песчаники мелкозернистые кварцевые с линзовидно-волнистой и косою слоистостью с редкими линзами аргиллитов (менее 5 %). Прослоями песчаники сцементированы слабо: рассыпаются в песок. Покрывка между пластами сложена аргиллитом доломитовым алевритистым с прерывистой горизонтальной слойчатостью и доломитом микрозернистым с многочисленными линзочками и стяжениями ангидрита коричневатого-серого и примесью терригенного кварца песчаной размерности. Нижний пласт – песчаники крупно-среднезернистые, средне-мелкозернистые и мелкозернистые кварцевые на базально-поровом, участками на пойкилитовом ангидритовом и битумно-глинистом цементе. По результатам интерпретации





комплекса ГИС данные пласты квалифицированы как продуктивные, обводненные (продукт + вода). Это было подтверждено результатами опробования испытателем пластов в инт. 2593,8–2651,0 м (получен приток пластовой воды  $1,6 \text{ м}^3$  плотностью  $1277 \text{ кг/м}^3$  с пленкой нефти). При повторном его испытании при  $H_{\text{дин}} = 1240 \text{ м}$  получено  $3,46 \text{ м}^3/\text{сут}$  воды с растворенным газом и пленкой нефти. При опробовании инт. 2582,9–2628 м (бюкская свита + верхняя часть чаяндинской) притока не получено. При проведении опробования пласта на кабеле (ОПК) на глубине 2657,2 м (чаяндинская свита) получено 2 л нефти.

Анализ приведенных данных позволяет нам сделать вывод о том, что отсутствие притоков углеводородов из ботуобинского горизонта в значительной мере связано с несовершенством методов вскрытия и испытания пласта в условиях низких пластовых давлений и температур. Скважины в пределах Сюджжерской НГО были пробурены в основном в 1982–1991 гг., при этом отложения терригенного венда вскрывались на глинистом растворе с удельным весом  $1200\text{--}1260 \text{ кг/м}^3$ , что приводило к кольматации песчаников. Ботуобинский горизонт, как правило, испытывался в открытом стволе испытателем пласта, в результате чего в большей части скважин были получены притоки воды или фильтрата бурового раствора часто с повышенной газонасыщенностью и пленкой нефти. В порах песчаников отмечалось наличие капельно-жидкой нефти и повышенное содержание битума.

Аналогичная ситуация со вскрытием и испытанием ботуобинского горизонта отмечена на ряде других площадей. В частности, на начальных этапах разведки Среднеботуобинского месторождения вскрытие исследуемого горизонта проводилось на глинистых растворах, а промышленные притоки нефти и газа стали получать только после перехода на ВИЭР (высококонцентрированные инверторные эмульсионные растворы). Уместно также вспомнить разведку Тас-Юряхского месторождения: в начале 1970-х гг. после бурения трех скважин были получены слабые притоки нефти, ФБР или воды, тогда изучение месторождения было законсервировано на многие годы.

Сложные термобарические условия требуют тщательного подхода к выбору буровых растворов при вскрытии продуктивных горизонтов.

Одним из наглядных положительных примеров этому является бурение и испытания Нелятской скв. 2591 в 1993 г. Ботуобинский горизонт (2147,6–2164,4 м) был вскрыт на асбогелевом растворе плотностью  $1200 \text{ кг/м}^3$  при пластовом давлении  $16,8 \text{ МПа}$  и температуре пласта  $10,2 \text{ }^\circ\text{C}$ . В верхней половине он представлен песчаниками среднезернистыми кварцевыми горизонтально-слоистыми с капельно-жидкой нефтью в порах и запахом конденсата на свежем сколе. В нижней половине наблюдаются песчаники мелкозернистые кварцевые слабо сцементированные, отмечено выделение газа. Общий вынос керна

по горизонту составил  $61,4 \%$ . Интервал 2147–2165 м испытан прибором ПКС-80 с заполнением скважины нефтью. Был получен интенсивный приток газа дебитом  $372 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ .

Анализируя неудачи при проведении нефтегазопроисковых работ в Центрально-Тунгусской (Сюджжерской) НГО, следует обратить внимание на низкий уровень подготовки структур к бурению, что затрудняет процесс работ [4, 12].

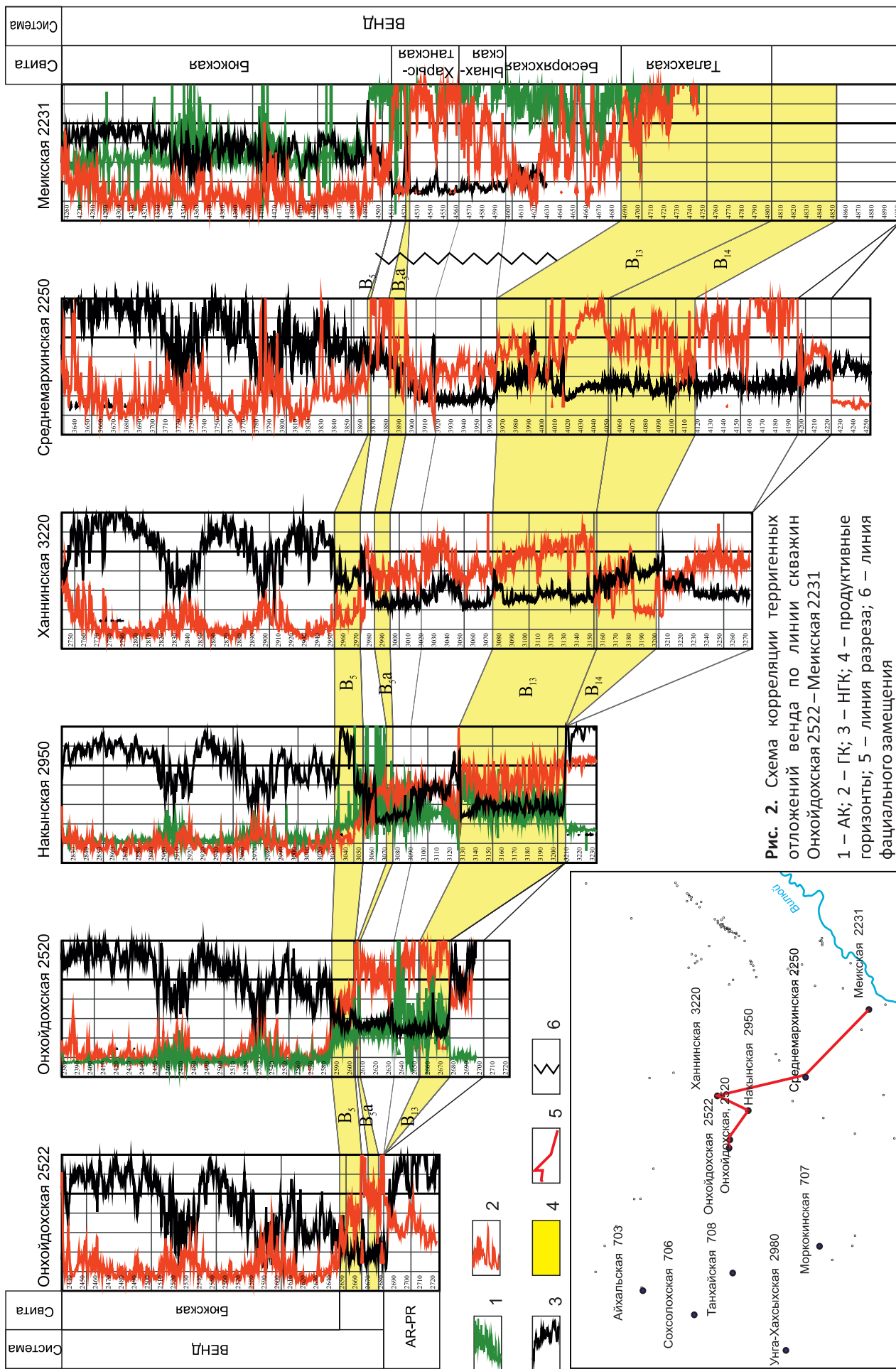
Кроме ботуобинского, в восточной части Центрально-Тунгусской (Сюджжерской) НГО выявлен еще ряд продуктивных горизонтов.

*Улаханский горизонт* ( $B_{5a}$ ), один из основных продуктивных в северных районах Мирнинского выступа, по нашим построениям, залегает непосредственно под ботуобинским и представлен в основном переслаивающимися среднезернистыми, мелко-среднезернистыми и мелкозернистыми кварцевыми песчаниками с хорошей сортировкой обломочного материала. Прослой крупно-среднезернистых разностей встречены только на юго-востоке области его распространения.

*Талахский горизонт* ( $B_{13}$ ) в Центрально-Тунгусской (Сюджжерской) НГО горизонт в 11 скважинах. В западной части НГО горизонт отсутствует. Максимальная его толщина в Накынской скв. 2950 составляет 82 м (рис. 2). По литологическому составу талахский горизонт весьма неоднороден, что проявляется в сложном неравномерном переслаивании гравелитов, разнозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники кварц-полевошпатовые, в качестве цементирующего материала на различных участках территории и в различных интервалах разреза присутствуют хлорит, гидрослюда, доломит и ангидрит. Породы, слагающие горизонт, представлены гранулометрическими разностями от гравелитов до аргиллитов, но их содержание несколько изменяется как по площади, так и по разрезу. При этом зависимости между составом и толщиной горизонта не наблюдается. В разрезе горизонта зернистость песчаников повсеместно уменьшается снизу вверх. Водонасыщенные коллекторы талахского горизонта распространены локально, на рассматриваемой территории – только в Эйикской скв. 3430, толщина их 6,2 м.

*Вилучанский горизонт* ( $B_{14}$ ) вскрыт на Ханнинской (46 м) и Среднемархинской (67 м) площадях, где сложен песчаниками разнозернистыми гравелитистыми до гравелитов песчанистыми на глинистом цементе или мелкозернистыми песчаниками с участками переслаивания песчаников и аргиллитов. Восточнее Среднемархинской площади горизонт может быть вскрыт на глубинах от 5000 м и ниже.

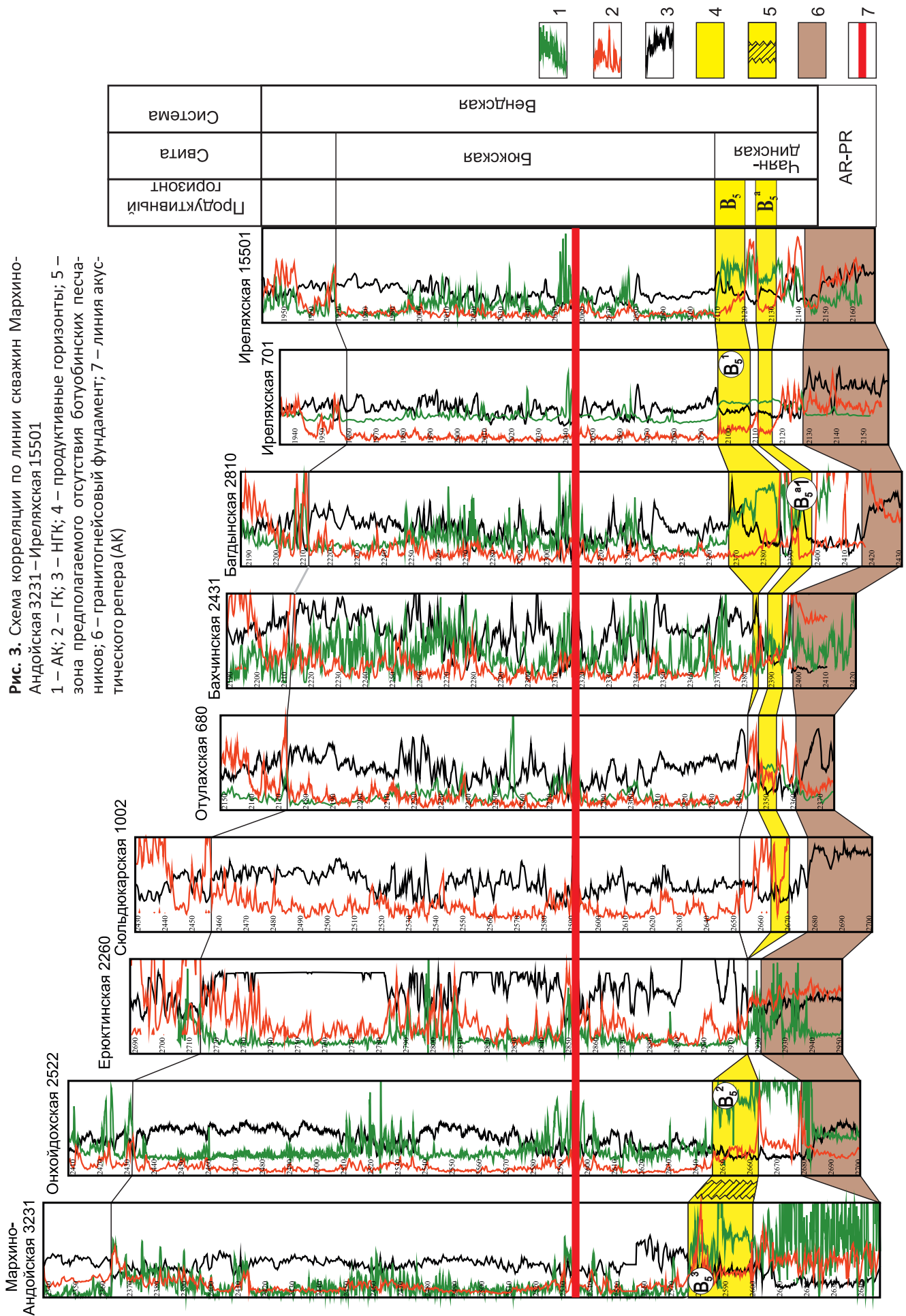
Результаты бурения параметрических и поисковых скважин в восточной части Центрально-Тунгусской (Сюджжерской) НГО, данные геолого-технологических исследований и материалы ГИС позволяют достаточно высоко оценивать перспективы нефтегазоносности этой обширной территории [2, 7, 8].



**Рис. 2.** Схема корреляции терригенных отложений венда по линии скважин Онхойдохская 2522 – Меикская 2231

1 – АК; 2 – ГК; 3 – НГК; 4 – продуктивные горизонты; 5 – линия разреза; 6 – линия фациального замещения

Рис. 3. Схема корреляции по линии скважин Мархино-Андоysкая 3231 – Иреляхская 15501  
 1 – АК; 2 – ГК; 3 – НГК; 4 – продуктивные горизонты; 5 – зона предполагаемого отсутствия ботубинских песчаников; 6 – гранитоидный фундамент; 7 – линия акустического репера (АК)



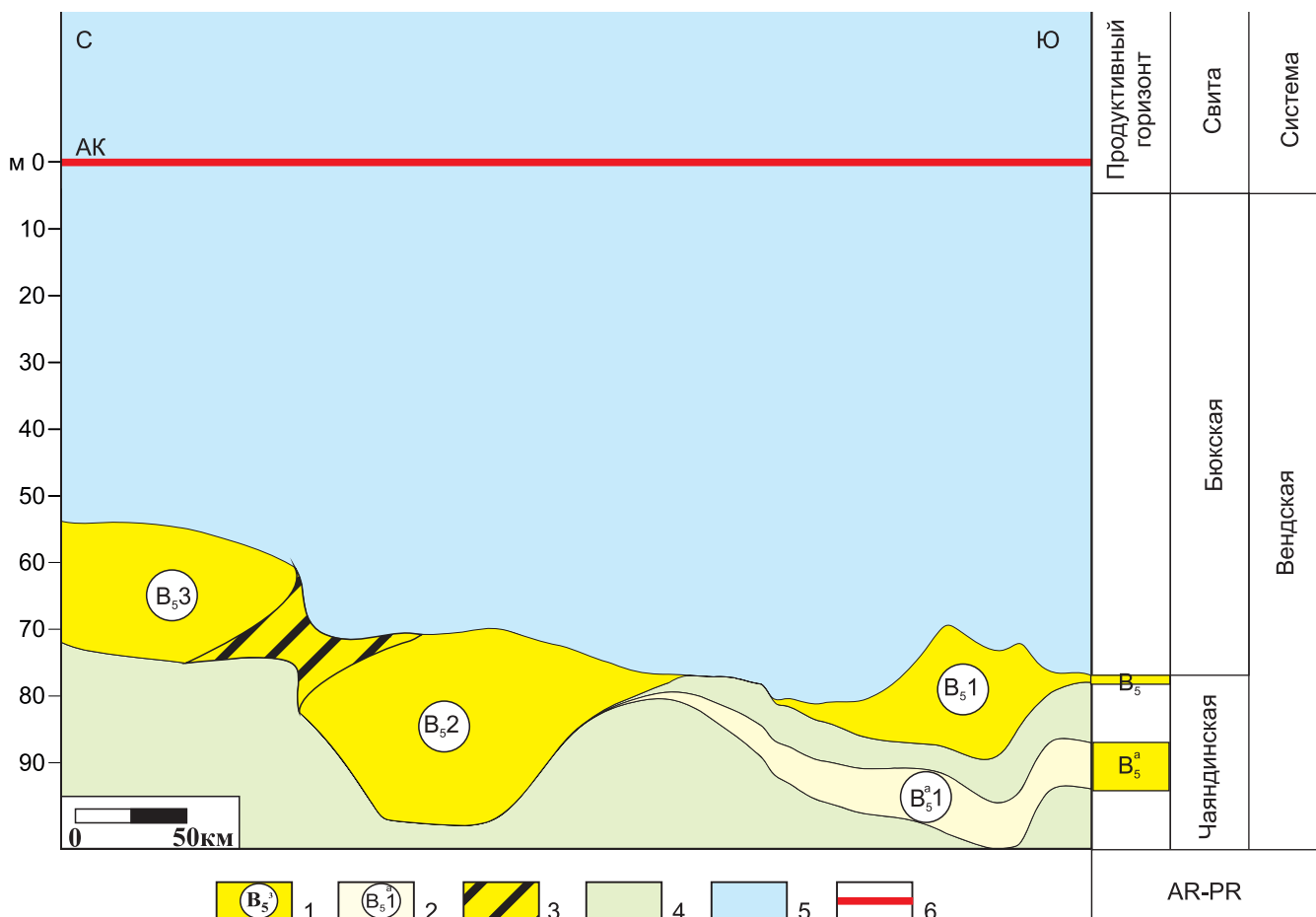


Рис. 4. Палеогеологический профиль по линии I–I

1 – ботубобинский горизонт; 2 – улаханский горизонт; 3 – предполагаемая зона отсутствия отложений ботубобинского горизонта; 4 – преимущественно сульфатно-карбонатные породы бюкской свиты; 5 – терригенные породы чаяндинской свиты; 6 – линия акустического репера

Современное понимание геологического строения вендского терригенного комплекса Тюкянской полувадины и прилегающих территорий, основанное на результатах современных сейсмических материалов, анализе фактического материала на площади исследования и на эталонной территории северо-востока Мирнинского выступа Непско-Ботубобинской антеклизы, позволяют утверждать, что на территории исследования ботубобинский продуктивный горизонт будет базовым объектом разведки.

На основании изучения ботубобинского горизонта можно также сделать заключение, что керном он охарактеризован недостаточно хорошо. Детальный анализ распределения коллекторских свойств песчаников горизонта приведен в работе [1]. Здесь на примере одной из скважин Среднеботубобинского месторождения со 100%-ным отбором керна было показано ухудшение коллекторских свойств в верхней и нижней частях горизонта соответственно за счет доломитизации и глинизации песчаников [1, 5]. Мы предполагаем, что аналогичное распределение цемента в песчаниках возможно и на рассматриваемой территории.

В работе [10] показано, что перерыв в осадконакоплении в подошве ботубобинского горизонта от-

сутствует. В этой же работе предложено выделить чаяндинскую свиту, в состав которой включается ботубобинский горизонт, а ниже с перерывом в осадконакоплении залегает арылахская свита, сложенная алеврито-аргиллитами с линзами ангидрита и прослоями доломитов глинистых.

Ранее мы показали, что ботубобинский горизонт на севере Мирнинского выступа не является монолитным телом, а представлен серией изолированных разновозрастных песчаных тел барового генезиса [11, 12, 13]. В качестве квазиизохронной поверхности выбран глинистый пласт в средней части бюкской подсвиты, характеризующийся повышенными значениями ΔТ и достаточно уверенно выделяющийся в разрезах большинства скважин [3, 7, 11] (рис. 2–4).

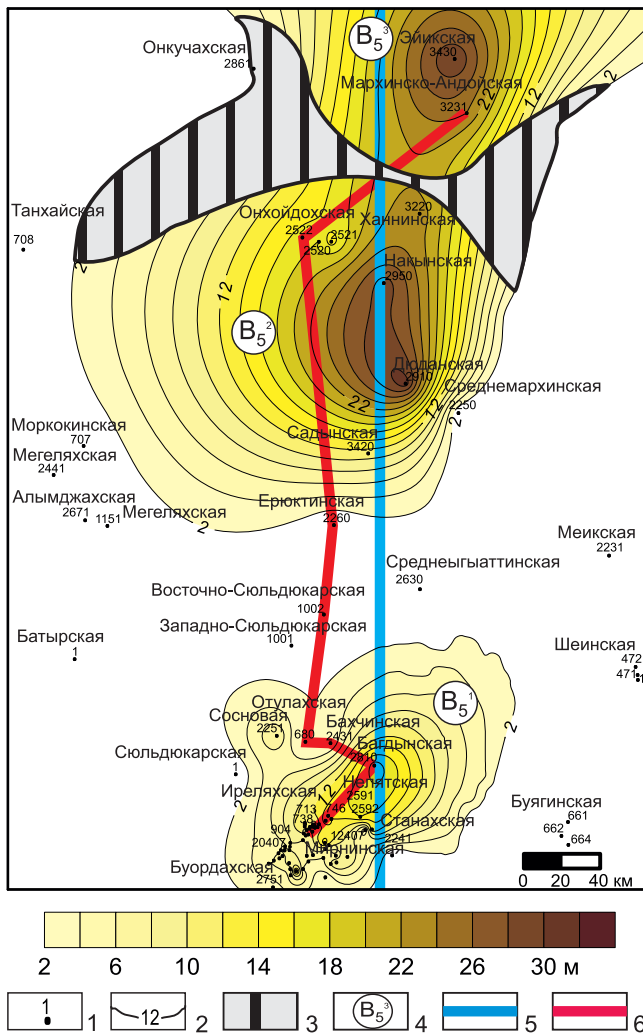
Как можно видеть, на востоке Центрально-Тунгусской НГО выделены три разновозрастных песчаных тела, каждому из которых присвоен свой индекс. В результате анализа толщин между «акустическим репером» и кровлей ботубобинского горизонта можно предположить, что в северном направлении данные постройки омолаживаются. Это, вероятно, связано с трансгрессией моря в раннетирское время.

Первое песчаное тело (B<sub>5</sub><sup>1</sup>) выделяется в районе Мирнинской группы месторождений. Линзовидное



песчаное тело барового генезиса площадью 1615 км<sup>2</sup> вытянуто в виде широкой полосы северо-восточного простирания длиной 140 км. Максимальная толщина ботубинского горизонта в Багдынской скв. 2810 достигает 19 м. Песчаное тело  $B_5^1$  охватывает месторождения Мирнинской, Иреляхской, Бахчинской, Станакской, Нелятской, Багдынской и Нелбинской площадей. Доказано отсутствие ботубинского горизонта в скважинах Ерюктинской 1, Среднеыгыаттинской 2630, Сьюльдюкарских 1002, 1001 (рис. 5).

Второе песчаное тело ( $B_5^2$ ) выделено в районе Дюданской площади. Между телами  $B_5^1$  и  $B_5^2$ , согласно интерпретации каротажных данных и анализа керна скважин Сьюльдюкарской, Среднеыгыаттинской и Ерюктинских площадей, выявлено отсутствие песчаных отложений ботубинского горизонта. Песчаное тело  $B_5^2$  площадью 3607 км<sup>2</sup> вытянуто в северо-восточном направлении на 200 км. Максимальной толщины (31 м) ботубинский горизонт достигает в Дюданской скв. 2910 (см. рис. 5).



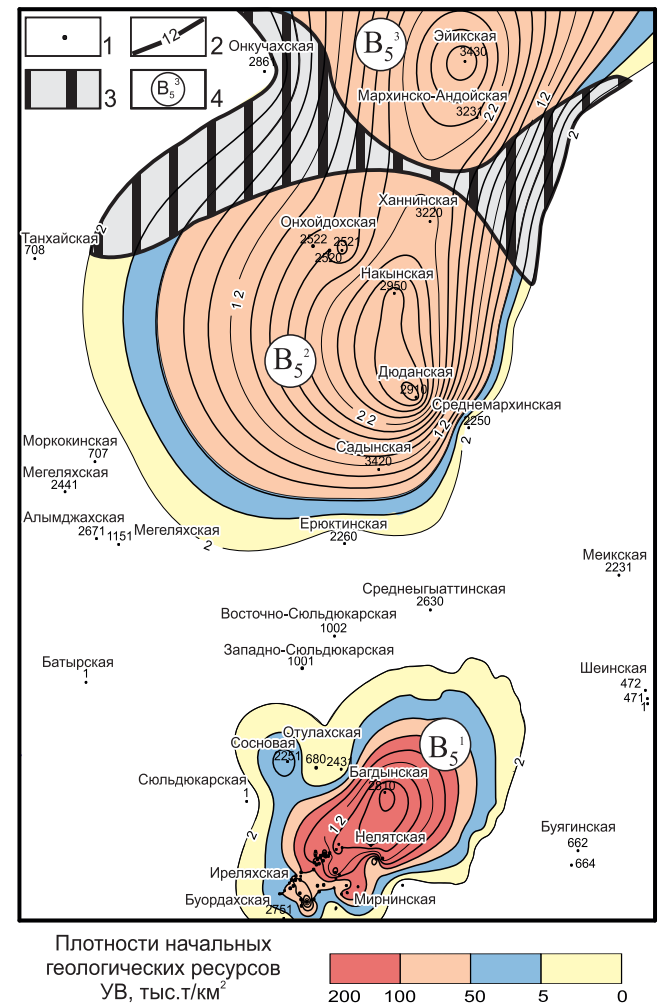
**Рис. 5.** Карта толщин песчаников ботубинского горизонта ( $B_5$ ) [11]

1 – номера скважин; 2 – изопахиты песчаников ботубинского горизонта; 3 – зона предполагаемого отсутствия песчаников ботубинского горизонта; 4 – индекс песчаного тела; 5 – линия палеогеологического профиля I–I'; 6 – линия корреляционного профиля

Третье песчаное тело ( $B_5^3$ ) определено в районе Эйикской площади. Максимальная его толщина, вскрытая в Эйикской скв. 3430, составляет 30 м, площадь – 1109 км<sup>2</sup>. Принимая во внимание ранее установленные закономерности, когда между песчаными телами отмечаются участки отсутствия песчаников ботубинского горизонта, мы предположили, что между скважинами Ханнинской 3220 и Мархино-Андоиской 3231 песчаники ботубинского горизонта будут отсутствовать (см. рис. 5).

На территории исследования была выполнена количественная оценка ресурсов УВ ботубинского горизонта с использованием методов внутренних геологических аналогий [11].

Согласно методическому руководству [4] в качестве эталонного выбирается участок, хорошо изученный геофизическими методами и глубоким бурением, ресурсы которого, по экспертной оценке, не менее чем на 90 % переведены в запасы. Для интервальной оценки ресурсов в настоящей работе были использованы следующие значения плотно-



**Рис. 6.** Карта перспектив нефтегазоносности ботубинского горизонта на востоке Центрально-Тунгусской (Сюдджерской) НГО

1 – номера скважин; 2 – изопахиты песчаников ботубинского горизонта; 3 – зона предполагаемого отсутствия песчаников ботубинского горизонта; 4 – индекс песчаного тела





Интервальная оценка начальных ресурсов углеводородов восточной части Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО

Песчаное тело	Геологические ресурсы								
	УУВ, тыс. т			нефти, тыс. т			газа, млн м <sup>3</sup>		
	Мин.	Ср.	Макс.	Мин.	Ср.	Макс.	Мин.	Ср.	Макс.
V <sub>5</sub> <sup>1</sup>	59780	90075	135030	36445	55945	83720	23335	34130	51310
V <sub>5</sub> <sup>2</sup>	124500	190660	258960	77190	118210	160560	47310	72450	98400
V <sub>5</sub> <sup>3</sup>	50250	74775	100725	31155	46360	62450	19095	28415	38275
ВСЕГО	233530	360510	494715	144790	223515	306730	88740	136995	187985

сти ресурсов углеводородов (тыс. т/км<sup>2</sup>): 0–5, 5–50, 50–100, >100.

Для оценки ресурсов в качестве эталонного объекта была выбрана Мирнинская группа месторождений (Маччобинское, Мирнинское, Станакское, Нелбинское и Иреляхское). Суммарные геологические запасы УУВ по категориям C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> составили 79,5 млн т, из них 48,9 млн т нефти, 30,5 млрд м<sup>3</sup> газа. Интервальная оценка начальных геологических ресурсов УУВ выглядит следующим образом: минимальные 60 млн т, средние 90 млн т, максимальные 135 млн т; геологические ресурсы нефти – 36 млн т, 56 млн т и 84 млн т соответственно, газа – 23 млрд м<sup>3</sup>, 34 млрд м<sup>3</sup>, 51 млрд м<sup>3</sup> соответственно. Максимальная плотность ресурсов приходится на территорию с мощностями ботуобинского горизонта более 8 м (рис. 6).

Учитывая, что в скважинах, пробуренных на территориях распространения второго и третьего песчаных тел (расчетные участки V<sub>5</sub><sup>2</sup>, V<sub>5</sub><sup>3</sup>), промышленных притоков нефти и газа не получено, экспертным путем был принят понижающий коэффициент 0,5 (см. рис. 6).

Результаты оценки приведены в таблице. Как видно, интервальная оценка начальных ресурсов углеводородов восточной части Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО изменяется от 233530 до 494715 тыс. т УВ при среднем значении в 360510 тыс. т УВ. Соотношение нефти и газа примерно одинаково, а максимальные объемы углеводородов приходятся на второе песчаное тело V<sub>5</sub><sup>2</sup>.

Результаты исследований, представленные в настоящей работе, позволяют сделать вывод о том, что на востоке Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО выделяются три изолированные друг от друга системы песчаных тел в ботуобинском горизонте, которые могут рассматриваться как самостоятельные объекты поисково-разведочных работ.

Выполненная работа и оценка ресурсов позволяют достаточно высоко оценить перспективы нефтегазоносности этой территории и рекомендовать ее для включения в программу лицензирования недр Восточной Сибири.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Варакина И. В., Хабаров Е. М., Пушкарева М. М. Влияние структурно-вещественных параметров на фильтрационно-емкостные свойства

пород ботуобинского горизонта венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 1 (9). – С. 67–74.

2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

3. Лебедев М. В., Чернова Л. С. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – С. 51–64.

4. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / ред. К. А. Клещев и др. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

5. Моисеев С. А., Фомин А. М. Прогноз зон нефтегазоаккумуляции в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Сюгджерской седловины // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: матер. Всерос. науч.-практ. конф. (Якутск, 29–30 марта 2012 г.). Т. II. – Якутск, 2012. – С. 16–19.

6. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, В. И. Вальчак и др. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17–21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: сб. матер. в 4 т. – 2017. – Т. 2, № 1. – С. 57–64.

7. Нефтегазоносность ботуобинского горизонта в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Анабарской антеклиз / А. О. Ефимов, Л. С. Чернова, А. М. Фомин, М. В. Лебедев // Геология нефти и газа. – 1991. – Т. 45, № 8. – С. 2–6.

8. Пустыльников А. М., Чернова Л. С. Магнетитоносный горизонт – новый тип флюидоупоров в отложениях венда – нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. – 1991. – № 6. – С. 17–20.

9. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н. В. Мельников, М. С. Якшин, Б. Б. Шишкин и др. – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2005. – 428 с.

10. Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы / М. В. Лебедев, С. А. Моисеев,



В. А. Топешко, А. М. Фомин // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 874–890.

11. **Тектоническая** карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А. Э. Которович, С. Ю. Беляев, А. А. Которович и др. // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 8. – С. 851–862.

12. **Фомин А. М., Моисеев С. А.** Строение и условия формирования ботубобинского нефтегазоносного горизонта на северо-востоке Непско-Ботубобинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2С. – С 60–65.

13. **Фомин А. М., Моисеев С. А., Павлов Н. Ч.** Особенности строения и условия формирования ботубобинского горизонта в пределах Мирнинского выступа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 8. – С 11.

14. **Фомин А. М., Моисеев С. А., Топешко В. А.** Характеристика нефтегазоносных комплексов и оценка нефтегазоносности Сягдзерской НГО // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 1 (29). – С. 43–53.

## REFERENCES

1. Varaksina I.V., Habarov E.M., Pushkareva M.M. [Influence of structural and material parameters on reservoir and pertaining properties of Vendian Botuoba horizon rocks, the north-eastern Nepa–Botuoba anticline]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2012, no. 1(9), pp. 67–74. (In Russ.).

2. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., eds. *Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Geology of oil and gas of the Siberian platform]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 552 p. (In Russ.).

3. Lebedev M.V., Chernova L.S. (Sibirskaya platforma) [Facies models of terrigenous Vendian deposits of the northeast of the Nepa–Botuoba anticline (Siberian Platform)]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 1996, vol. 37, pp. 51–64. (In Russ.).

4. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii* [Methodological guidelines for quantitative and economic assessments of Russia's oil, gas and condensate resources]. K.A.Kleshchev ed. Moscow, VNIGNI Publ., 2000. 189 p. (In Russ.).

5. Moiseev S.A., Fomin A.M. [Forecast of oil and gas accumulation zones in the junction area of the Nepa-Botuoba and Syugdzher saddles] *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Severo-Vostoka Rossii: Materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Yakutsk, 29–30 marta 2012 g.)* [Geology and Mineral Resources of the northeast of Russia: Proceedings of the All-Russian Scientific and Practical Conference (Yakutsk, March 29–30, 2012)]. Yakutsk, 2012, vol. II, pp. 16–19. (In Russ.).

6. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., et al. [Oil and gas geological zoning of the Siberian Platform (updated version)] *Interexpo GEO-Sibir'-2017. XIII Mezhdunar. nauch. kongr. (g. Novosibirsk, 17–21 aprelya 2017): Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya": Sbornik materialov v 4 t.* [Interexpo GEO-Siberia-2017. XIII Intern. sci. congress. (Novosibirsk, April 17–21, 2017): Intern. sci. conf. "Mining: Mining: Directions and Technologies for Prospecting, Exploration and Development of Mineral Deposits. Economics: Geoecology": Collection of Materials in 4 volumes]. Novosibirsk, 2017, vol. 1, pp. 57–64. (In Russ.).

7. Efimov A.O., Chernova L.S., Fomin A.M., Lebedev M.V. [The oil and gas potential of the Botuoba horizon in the junction area of the Nepa–Botuoba and Anabar anticlines]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1991, vol. 45, no. 8, pp. 2–6. (In Russ.).

8. Pustynnikov A.M., Chernova L.S. [A magnesite horizon is a new type of fluid seal in the Vendian–Lower Cambrian sediments of the Nepa-Botuoba anticline]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1991, no. 6, pp. 17–20. (In Russ.).

9. Melnikov N.V., Yakshin M.S., Shishkin B.B., et al. *Rifey i vend Sibirskoy platformy i ee skladchatogo obramleniya* [Riphean and Vendian of the Siberian Platform and its folded frame]. Novosibirsk, GEO Publ., 2005. 428 p. (In Russ.).

10. Lebedev M.V., Moiseev S.A., Topeshko V.A., Fomin A.M. [Stratigraphy of Vendian terrigenous deposits in the northeast of the Nepa–Botuobiya Anticline]. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 5–6, pp. 691–703.

11. Kontorovich A.E., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.A., et al. [Tectonic map of the Vendian–Lower Paleozoic structural stage of the Lena–Tunguska petroleum province, Siberian Platform]. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 8, pp. 657–667.

12. Fomin A.M., Moiseev S.A. [The structure and conditions for the formation of the Botuoba oil and gas bearing horizon in the north-east of the Nepa-Botuoba anticline]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2014, no. 2С, pp. 60–65. (In Russ.).

13. Fomin A.M., Moiseev S.A., Pavlov N.Ch. [Features of the structure and conditions for the formation of the Botuoba horizon within the Mirninsky protrusion]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2017, no. 8, pp. 411. (In Russ.).

14. Fomin A.M., Moiseev S.A., Topeshko V.A. [Description of petroleum plays and appraisal of petroleum content of the Syugdzher petroleum region]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2017, no. 1 (29), pp. 43–53. (In Russ.).