



ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ И ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЮГДЖЕРСКОЙ НГО

А. М. Фомин, С. А. Моисеев, В. А. Топешко

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

На территории Сюгджерской нефтегазоносной области выделяются следующие перспективные нефтегазоносные комплексы: вендский терригенный, венд-нижнекембрийский карбонатный, нижне-реднекембрийский карбонатный, верхнекембрийский – нижнеордовикский. Выполненный детальный анализ позволил оценить перспективы каждого из них. Наибольшими перспективами обладает ботубинский горизонт вендского терригенного комплекса. Талахский и вилучанский горизонты характеризуются низкими перспективами из-за повышенного градиента изменения их толщин, что способствовало накоплению «мусорных» грубозернистых, плохо отсортированных песчаных пород. Венд-нижнекембрийский карбонатный комплекс отличается низкими коллекторскими свойствами и оценивается относительно невысоко. Показано, что основные перспективы могут быть связаны с клиноформным комплексом, залегающим на нефтематеринской куонамской свите среднего кембрия. Построена принципиально новая карта перспектив нефтегазоносности Сюгджерской НГО, где выделены две зоны повышенных перспектив нефтегазоносности.

Ключевые слова: Лено-Тунгусская НГП, нефтегазоносность, венд, нижний кембрий.

DESCRIPTION OF PETROLEUM PLAYS AND APPRAISAL OF PETROLEUM CONTENT OF THE SYUGDZHER PETROLEUM REGION

A. M. Fomin, S. A. Moiseev, V. A. Topeshko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Within the Syugdzher petroleum region, there are the following promising petroleum plays: terrigenous Vendian, carbonaceous Vendian – Lower Cambrian, carbonaceous Lower-Middle Cambrian, and Upper Cambrian – Lower Ordovician. The detailed analysis allowed the authors to appraise the prospects of every play. The most promising is the Botubinsky horizon in the terrigenous Vendian play. The Talakhsy and Vilyuchansky horizons are characterised by small prospects due to increased thickness gradient, which favoured accumulation of dirty coarse-grained and poorly sorted sandy rocks. The carbonaceous Vendian – Lower Cambrian play is characterised by poor reservoir properties and was appraised at a low rate. The authors have established that the main prospects may be connected to the clinoform complex overlying the source Kuonamskaya Formation in the Middle Cambrian. A breakthrough map of the petroleum prospects of the Syugdzher petroleum region was built with outlining two zones of increased petroleum prospects.

Keywords: Lena-Tunguska petroleum province, petroleum content, Vendian, Lower Cambrian.

DOI 10.20403/2078-0575-2017-1-43-53

В пределах Сюгджерской НГО и на прилегающей территории Анабарской НГО давно известны многочисленные прямые признаки нефтегазоносности. Так, в процессе проводки колонковых скважин в районах кимберлитовых трубок отмечались многочисленные газо- и нефтепроявления [7]. При геолого-съёмочных работах отмечены обширные участки выходов на поверхность отложений, обогащенных органическим веществом и битумоидами. Одно из таких проявлений относится к кембрийским отложениям в районе р. Верхний Кенелекан [6].

В 1962–1964 гг. в пределах Мархинского вала была пробурена Мархинская опорная скв. 1, в 1964–1965 гг. – структурно-поисковая скв. 2, вскрывшие разрез кембрийских и вендских отложений общей толщиной около 2000 м. В Мархинской скв. 1 в разрезе буюской свиты в инт. 1810–1830 м вскрыт нефтеносный пласт. При опробовании венд-кембрийских отложений в Мархинской скв. 2 отмечены значительные нефтегазопроявления.

С 1974 г. на северо-западе изучаемой территории в районе пос. Айхал для изучения кимберлитовых трубок проводятся сейсморазведочные исследования МОВ, МОГТ. В начале 1980-х гг. на региональных профилях по отражающему горизонту КВ выявлен ряд локальных структур, наиболее крупные из них (Батырская, Алымджахская, Мегеляхская, Онхойдохская, Чучуканская) стали объектами для постановки детализированных сейсморазведочных работ.

Параметрическое бурение в пределах Сюгджерской НГО начато в 1983 г. В 1984 г. по инициативе главного геолога ПГО «Ленанефтегазгеология» В. Е. Бакина была подготовлена программа регионального изучения нефтегазоносности Сюгджерской седловины (отв. исп. В. С. Ситников). В 1985–1991 гг. пробурено 28 параметрических и поисковых скважин. Залежей углеводородов не выявлено. Связано это было с несовершенством методики вскрытия и испытания пласта в условиях низких пластовых давлений. В частности, в скважинах в пределах

Сюгджерской НГО отложения терригенного венда вскрывались на глинистом растворе с удельным весом 1200–1260 кг/м³, что приводило к колюматации продуктивных горизонтов и, как следствие, снижению дебита скважины.

В 2006–2008 и в 2011–2013 гг. выполнены региональные геофизические работы в зоне сочленения Сюгджерской и Западно-Вилуйской НГО (междуречье Мархи и Ыгыатты) на Вилуйско-Мархинской площади [4, 5]. На основании анализа проведенных исследований, данных бурения и изучения геофизических работ прежних лет намечен целый ряд структурных элементов, характерных для моноклинальных склонов (структурных носов, заливов, приподнятых зон, отдельных структур) (рис. 1). В результате выявлено 16 структурно-тектонических зон, в которых прогнозируются неантиклинальные ловушки различных типов [4]. Это позволяет по-новому взглянуть на перспективы нефтегазоносности восточной части Сюгджерской НГО.

Разрез осадочного чехла территории исследования представлен вендскими, кембрийскими, ордовикскими, юрскими и четвертичными отложениями. Выделяется несколько перспективных нефтегазоносных комплексов (НГК): вендский терригенный, венд-нижнекембрийский карбонатный, нижне-среднекембрийский карбонатный, верхнекембрийский – нижнеордовикский.

Вендский терригенный комплекс детально изучен глубоким бурением в расположенном юж-

нее Ботуобинском нефтегазоносном районе. В Сюгджерской НГО эти отложения развиты в пределах Тюкянской полувпадины, где толщина комплекса изменяется от 0 м в Онкучахской скв. 2861 до 376 м в Среднемархинской скв. 2250 (рис. 2, 3).

В Сюгджерской НГО доказано распространение ботуобинского, талахского и, возможно, вилучанского продуктивных горизонтов.

Наибольшие перспективы нефтегазоносности связывают с **ботуобинским продуктивным горизонтом**, который прослеживается в виде узкой полосы шириной 20–40 км вдоль западного борта Тюкянской полувпадины (рис. 4). Глубина кровли горизонта с запада на восток меняется от 2600 до 3900 м.

В зонах выклинивания (Онкучахская площадь) горизонт представлен песчаниками разномасштабными, глинистыми, тонкослоистыми, прослоями с мелкой галькой зеленовато-серых аргиллитов.

Максимальные толщины ботуобинского горизонта (более 25 м) вскрыты на Садынской и Накынской площадях, где он представлен мелко-, среднезернистыми и реже средне-крупнозернистыми песчаниками на порово-базальном, глинисто-доломитовом, контактовом регенерационном кварцевом и пятнистом пойкилитовом ангидритовом цементе с небольшой примесью темно-коричневого битума. Встречаются также гальки и гравий алевролитов и аргиллитов зеленовато-серых алевритистых. Текстура породы массивная или тонкогоризонтально-слоистая. Породы плотные, крепкие.

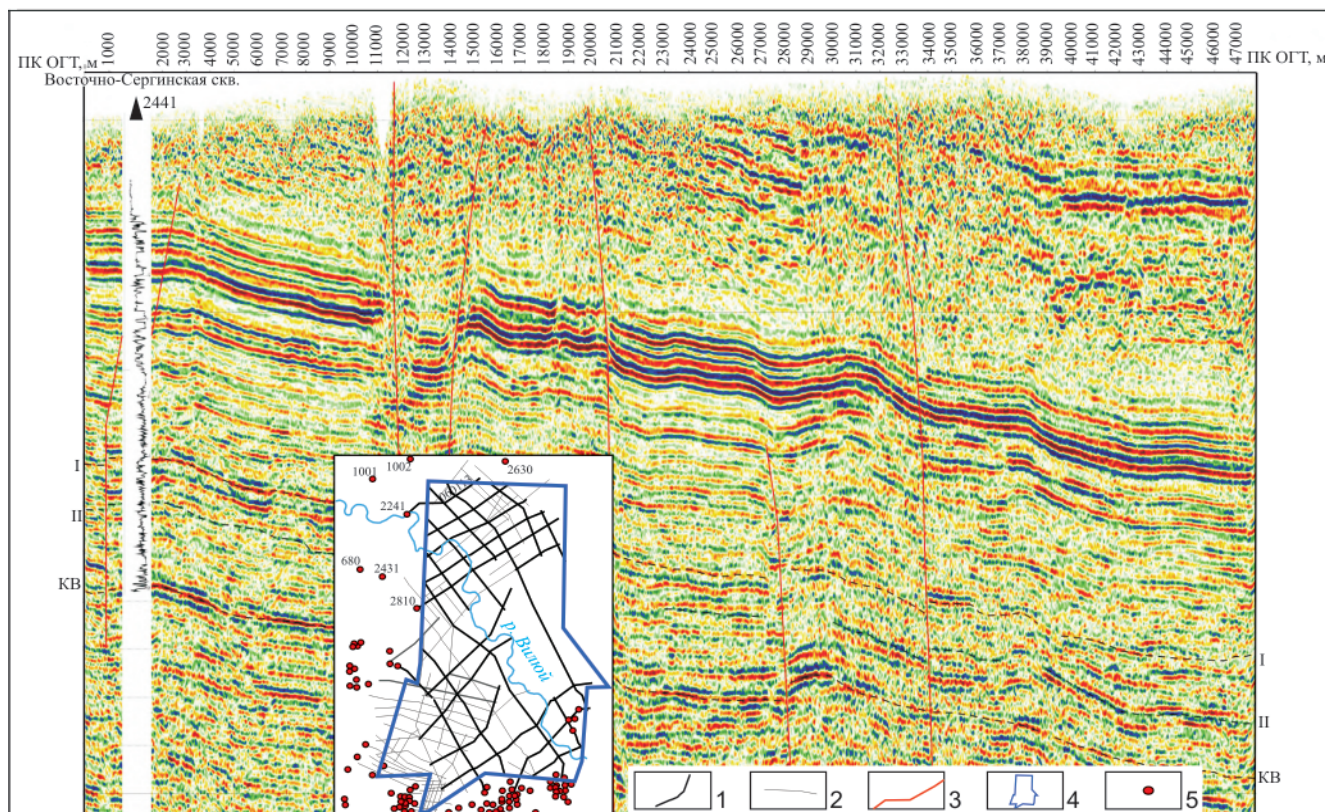


Рис. 1. Мигрированный временной разрез 060113 (по А. А. Евграфову и др., 2013)

Профили: 1 – Вилуйско-Мархинской с/п 1/06-08, 2 – прошлых лет, 3 – текущий; 4 – контур участка работ; 5 – скважины глубокого бурения

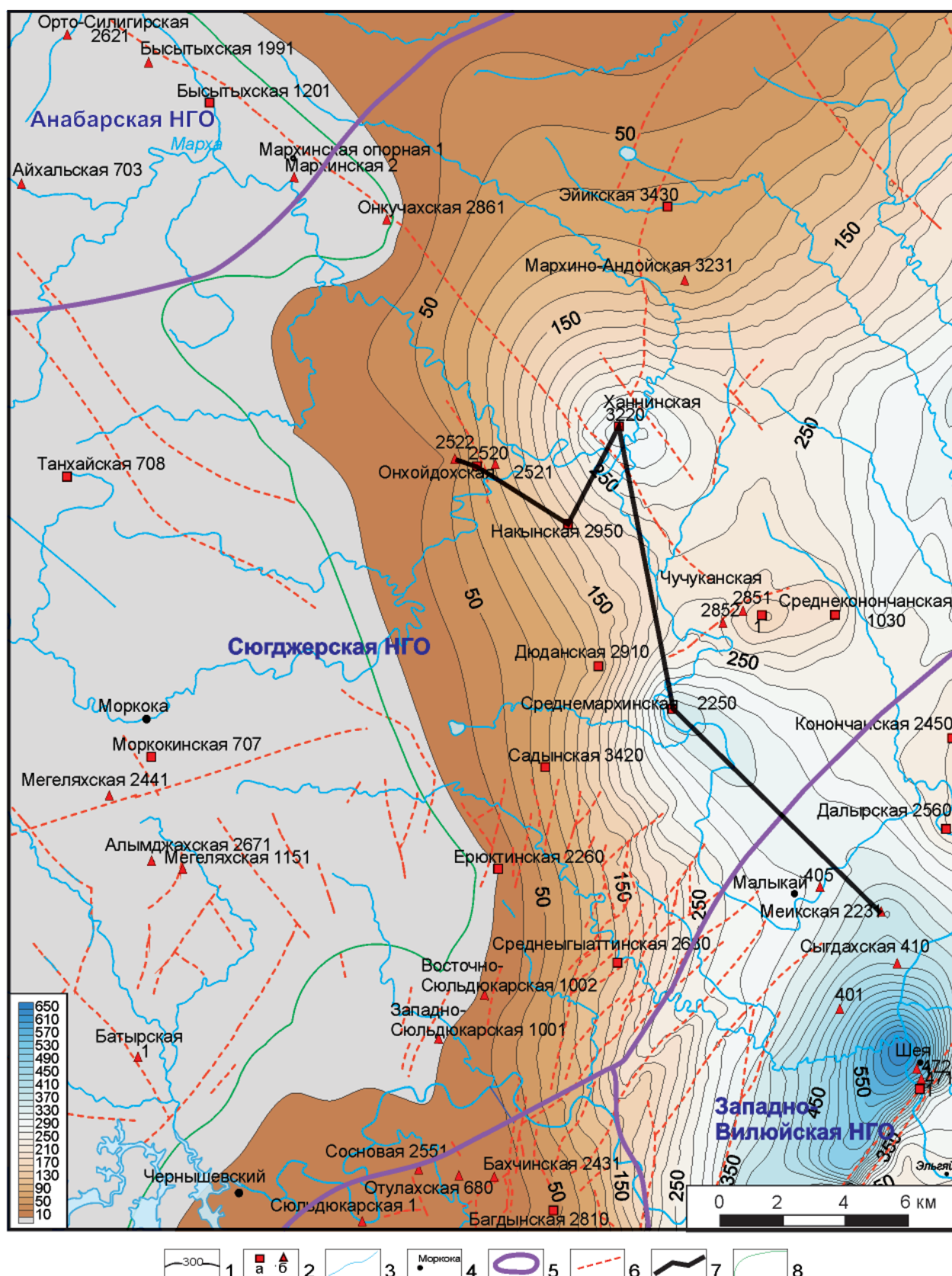
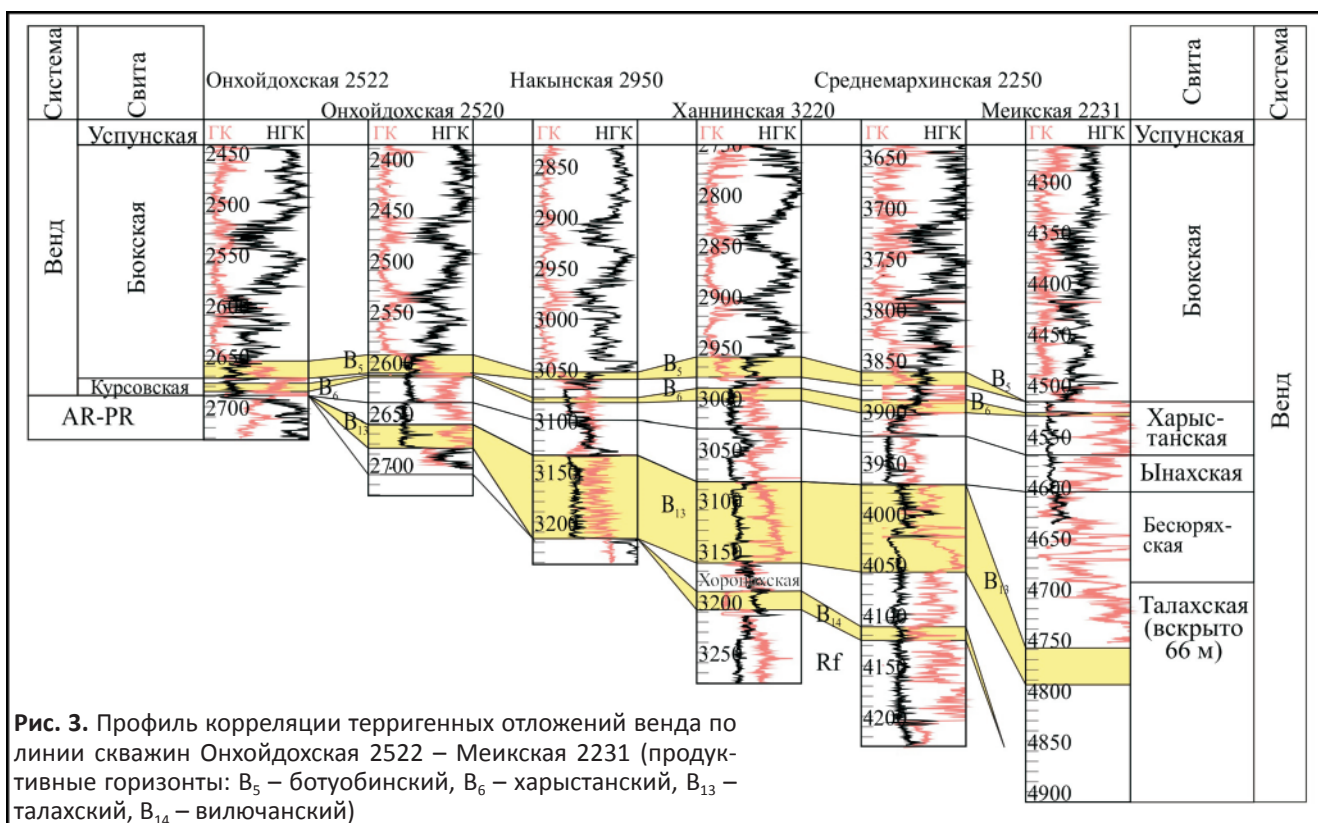


Рис. 2. Карта толщин непского регионального горизонта на востоке Сюджерской НГО

1 – изопакеты; 2 – скважины: а – параметрические, б – поисковые; 3 гидросеть; 4 – населенные пункты; 5 – границы НГО; 6 – разломы; 7 – линия профиля корреляции; 8 – линия выклинивания терригенного венда

В большинстве скважин на свежем скеле керна ощущается запах газоконденсата. В целом доля песчаников в разрезе горизонта может достигать 90 %. В разрезе ботубобинский горизонт имеет ярко выра-

женную линзовидную форму. Здесь горизонт, так же как и в соседнем Ботубобинском нефтегазоносном районе, формировался в условиях баровой системы [5]. Емкостно-фильтрационные свойства пес-



чаников, определенных в Онхойдохской скв. 2521, следующие: пористость 6–15 %, проницаемость до $2,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², нефтенасыщенность 32–48 %.

Ботубобинский горизонт опробован на Дюданской, Ерюктинской, Онкучахской, Онхойдохской, Мархинско-Андонойской, Накынской и Эйикской площадях, на остальных площадях опробовался терригенный комплекс целиком. В отдельных случаях опробование осуществлялось совместно с залегающими выше доломитами буюкской свиты.

В Онхойдохской скв. 2521 ботубобинский горизонт представлен двумя пластами-коллекторами (2619,0–2622,0 и 2635,0–2637,0 м), разделенными глинистой перемычкой. При проведении ИП в инт. 2593,8–2651 м получен приток пластовой воды (объем 1,6 м³, плотность 1277 кг/м³) с пленкой нефти. При повторном испытании инт. 2593,8–2651 м при $H_{\text{дин}} = 1240$ м получено 3,46 м³/сут воды с растворенным газом и пленкой нефти.

На других площадях получены притоки воды с растворенным газом (скважины Онкучахская 2861, Мархинско-Андоная 3231, Дюданская 2910).

Южнее Накынской площадки региональный флюидоупор над карбонатными и терригенными отложениями венда представлен галогенно-карбонатными породами юрегинской свиты нижнего кембрия (аналог верхнеусольской подсвиты), пласты каменной соли составляют здесь до половины мощности свиты. Севернее (от Онхойдохской до Эйикской площади) каменная соль как региональный флюидоупор в кембрийских отложениях отсутствует, а юрегинская свита замещается бессолевыми талахской. В отсутствии регионального флюидоупора

субэкраном для ботубобинского горизонта служат породы буюкской свиты, представленные доломитами от тонко- до мелкозернистых с обильными стяжениями магнезита, ангидритистые, прослоями глинистые, окремненные с многочисленными микростилолитовыми швами. На Мархинско-Андонойской площади доломиты разбиты закрытыми субвертикальными трещинами, на стенках которых присутствуют примазки темно-коричневого битума с запахом газоконденсата.

Результаты испытаний, проведенных ПГО «Ленанефтегазгеология», в целом свидетельствуют о низкой битуминозности терригенных отложений венда в юго-восточной части Сюгджерской НГО. Однако получение подвижной нефти на Онхойдохской площади и достаточно высокие газоподказания, зафиксированные в процессе бурения скважин на данной площади, а также относительно большая толщина отложений (18–22 м) позволяют достаточно высоко оценить перспективы нефтегазоносности терригенных отложений венда в восточной части Сюгджерской НГО (Онхойдохская площадь).

Принимая во внимание активную дизъюнктивную тектонику на востоке Сюгджерской НГО, с уверенностью можно говорить, что недостатка в ловушках нефти и газа здесь не будет. Это дает возможность высоко оценить перспективы нефтегазоносности территории на открытие месторождений углеводородов в ботубобинском горизонте.

Талахский горизонт приурочен к талахской свите венда. В Сюгджерской НГО горизонт вскрыт в 11 скважинах, в западной ее части отсутствует.

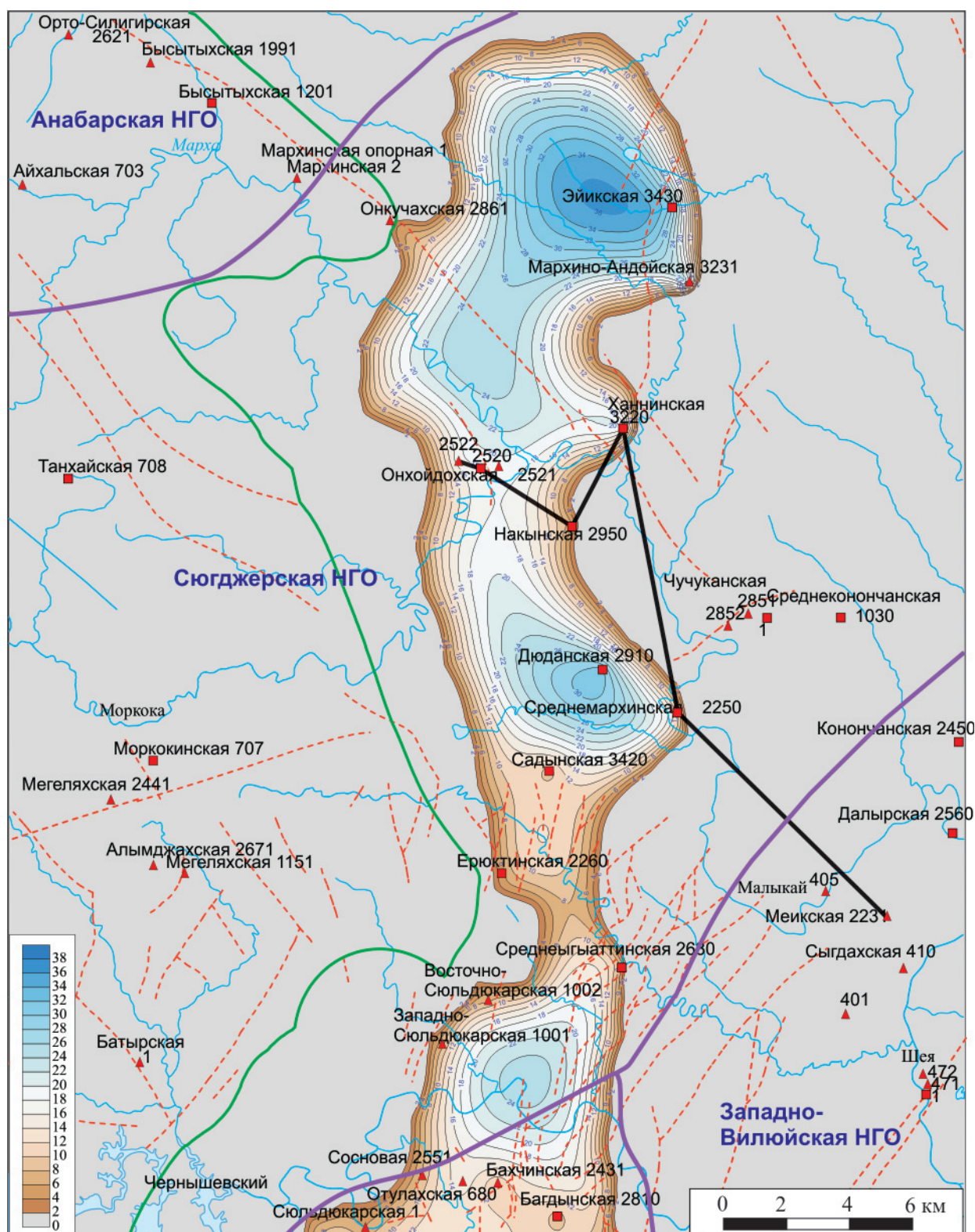


Рис. 4. Карта толщин ботубинского продуктивного горизонта

Усл. обозн. см. на рис. 2

Максимальная его толщина в Онхойдохской скв. 2520 составляет 66 м (рис. 3, 5).

Талахский горизонт представлен грубозернистыми, плохо отсортированными песчаниками и гравелитами. Для верхней и нижней частей горизонта типичны лучшие характеристики петрофизических параметров. Горизонт формировался в период трансгрессии морского бассейна. Кластиче-

ский материал переносился аллювиально-пролювиальными потоками с выступов гранитогнейсового фундамента Сюгджерской седловины и Анабарской антеклизы. Анализ полученных данных позволяет сделать вывод о том, что наиболее благоприятные условия для формирования залежей углеводородов в талахском горизонте связаны с территорией распространения пролювиально-аллювиальных и мел-

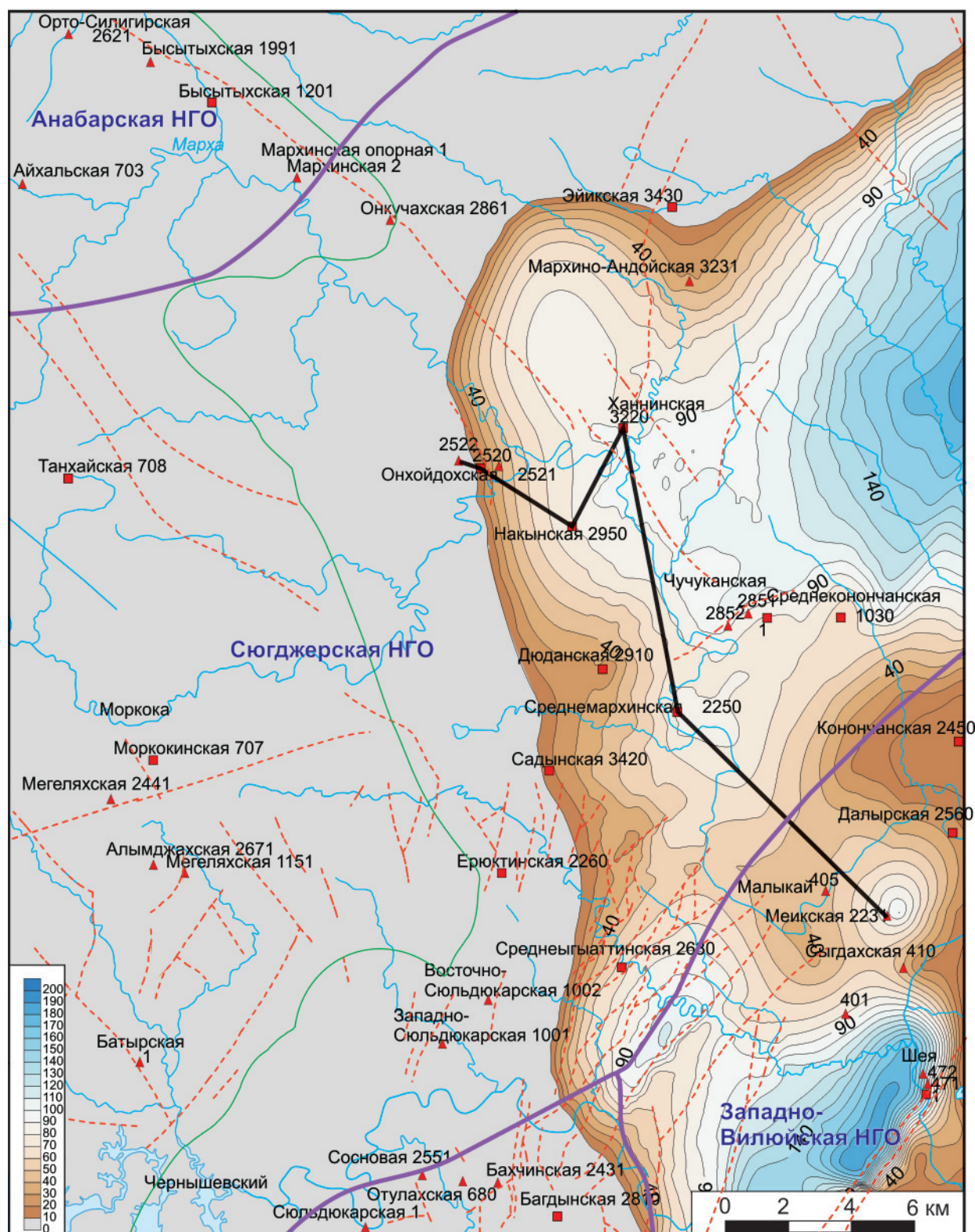


Рис. 5. Карта толщин талахского продуктивного горизонта

Усл. обозн. см. на рис. 2

ководно-морских осадков с толщинами горизонта до 20 м [10]. По результатам петрофизического анализа керна и шлама общая пористость этих отложений в Среднемархинской скв. 2250 (инт. 4001–4003, 4005–4012 м) достигает 13 %, что позволяет выделить здесь два водонасыщенных пласта-коллектора гранулярного типа, при испытании которых получен приток воды дебитом 15,7 м³/сут. Водонасыщенные

коллекторы толщиной 6,2 м в талахском горизонте выделены также в Эйикской скв. 3430.

Южнее, в Непско-Ботубобинской НГО талахский горизонт распространен практически повсеместно, исключая северо-западную часть. Коллекторы в нем развиты локально (в сводовых частях структур) и имеют незначительную мощность. Главная зона развития коллекторов – ближайшее обрамление



палеосуши, особенно в районах развития отложенных прибрежно-морской зоны, где песчаники горизонта наиболее хорошо отсортированы и содержат минимальное количество глинистого цемента. Распространение этой зоны, видимо, будет совпадать с зоной развития отложений ботубобинского горизонта.

Покрышкой для потенциальных залежей УВ могут служить глинистые породы арылахской пачки. В разрезе самого горизонта также присутствуют локальные экраны.

Все сказанное позволяет предположить, что на территории Сюджерской НГО в талахском горизонте могут быть выявлены мелкие литологически и тектонически экранированные залежи. Возможно, что в восточной части НГО в связи с более благоприятными литологическими условиями отложения талахского горизонта будут играть большую роль в нефтегазоносности вендского терригенного комплекса.

Вилучанский продуктивный горизонт распространен на востоке Тюкянской полувпадины на глубинах от –3400 м до –5000 м. Горизонт вскрыт на Ханнинской и Среднемархинской площадях, где сложен песчаниками разнотекстурными гравелитистыми до гравелитов песчаных на глинистом цементе или мелкозернистыми песчаниками с участками переслаивания песчаников и аргиллитов.

Венд-нижнекембрийский подсолевой карбонатный комплекс имеет региональное распространение. В нем выделяются юрхский и осинский продуктивные горизонты.

С учетом литологических особенностей строения осинский горизонт разделяется на две части: верхнюю (О-I) и нижнюю (О-II).

Пласт О-II по литологическим и петрофизическим параметрам аналогичен нижележащему юрхскому горизонту. Пласт О-I имеет ряд принципиальных отличий. Литологически он представлен переслаиванием водорослевых и оолитовых известняков и доломитов, образующих протяженные сложно построенные биостромные массивы. Немаловажную роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств пласта играет трещиноватость.

Закономерности распространения карбонатных коллекторов к настоящему времени изучены слабо, четких критериев для их прогнозирования нет. Можно предположить, что в наиболее приподнятых частях Сюджерской НГО будут развиты кавернозно-трещиноватые коллекторы. Распространение коллекторов на осинско-юрхском уровне контролируется, видимо, их приуроченностью к тектоническим мобильным зонам, в пределах которых карбонатные породы неоднократно выводились в приповерхностные условия. К таковым относится северо-восточная часть рассматриваемой территории, тяготеющая к Вилучско-Мархинской системе разломов. Региональный флюидопор, представленный пластами каменной соли юрегинской сви-

ты, присутствует только южнее Накынской площади, что существенно снижает перспективы нефтегазоносности отложений.

По данным испытаний на осинско-юрхском уровне пласты-коллекторы водонасыщены, а в ряде скважин (Эйикской 3430, Мархинско-Андонойской 3231 и др.) уплотнены.

Нижнесреднекембрийский карбонатный комплекс восточных районов Сюджерской НГО расположен в Турухано-Иркутско-Олекминском, Юдомо-Оленекском и Анабаро-Синском фациальных регионах [8, 9]. Первый интерпретируется как лагунно-шельфовая область, второй – как область открытого мелкого моря, а третий – как зона крайнего мелководья. Главным структурным элементом Анабаро-Синского фациального региона является раннесреднекембрийская Западно-Якутская барьерная рифовая система.

В соленасыщенной части разреза нижнего и среднего кембрия (Турухано-Иркутско-Олекминский фациальный регион) в Ангара-Ленской и Непско-Ботубобинской НГО обнаружены несколько продуктивных горизонтов (атовский, христофоровский и др.). Коллекторы межсолевых горизонтов не выдержаны по площади, что снижает перспективы их нефтегазоносности.

В ичерской и метегерской свитах (E_2 , верхний отдел тойонского – амгинский ярус) выявлены карбонатные коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, однако признаков их нефтенасыщения не найдено. Из залегающих выше отложений олекминской и эльганской свит в Онхойдохской скв. 2522 при бурении получены притоки газированной воды с пленкой нефти.

В известняках пестроцветных глинистых и мергелях сыгдахской свиты (E_2 , томмотский и атдабанский ярусы – аналог средне- и верхнеусольской подсвит и юрегинской свиты) включений битумов не обнаружено. Косвенные признаки их наличия выражены здесь в коричневой окраске пятнисто-полосчатых светло-серых известняков, в налетах и примазках черного органического вещества по плоскостям наложения и стилолитовым швам, в запахе битума.

Значительно более перспективными могут быть отложения среднего кембрия в Юдомо-Оленекском и Анабаро-Синском фациальных районах Сюджерской НГО.

С начала майского века на большей южной части Сибирской платформы на территории бывшего солеродного бассейна до системы кембрийских барьерных рифов устанавливается континентальный режим, зафиксированный предверхоленским перерывом в осадконакоплении. В открытых морях за пределами системы кембрийских барьерных рифов продолжается осадконакопление, формируются рифовые пояса, отдельные банки и рифы. В майском регрессирующем бассейне накапливается огромная масса обломочного органогенно-

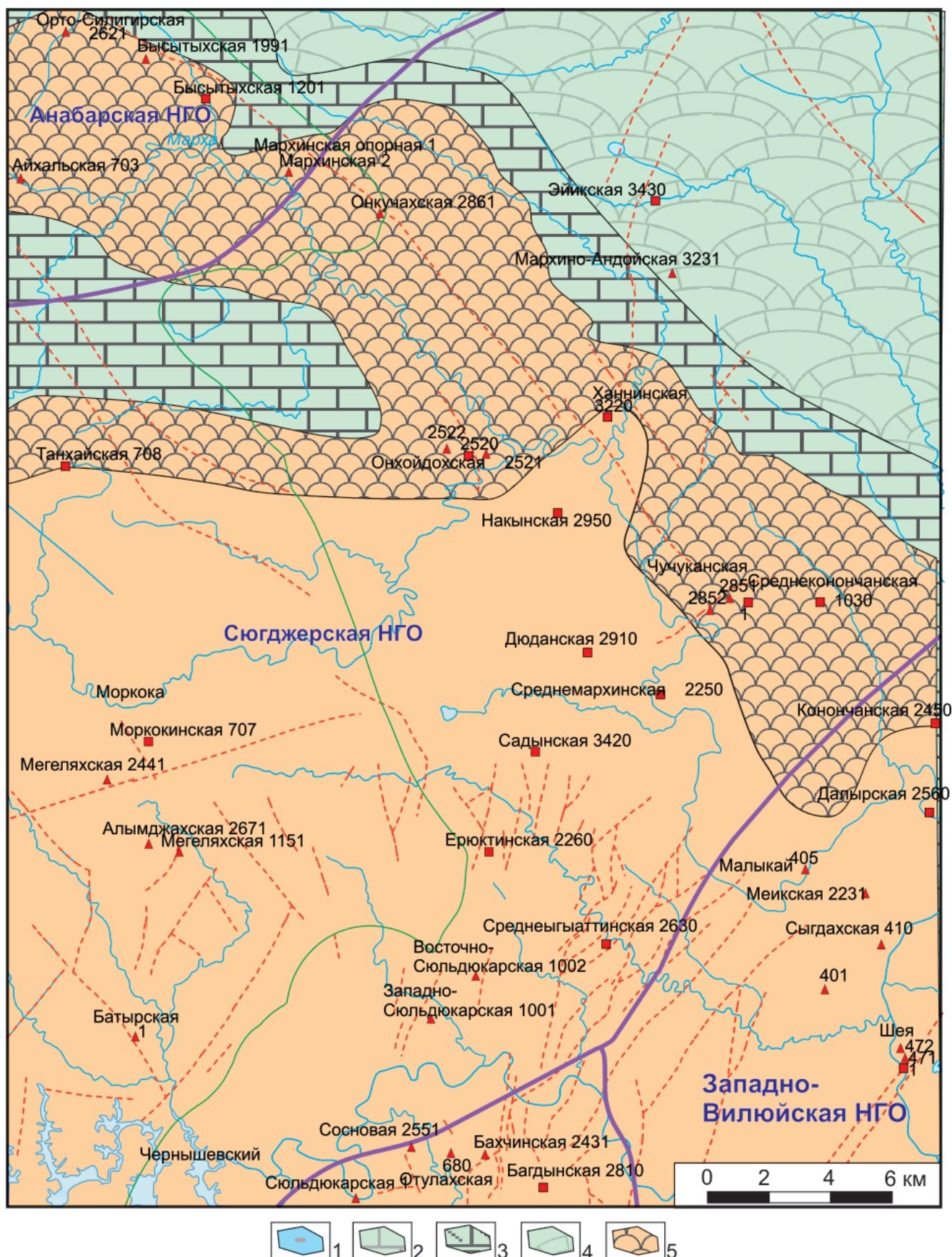


Рис. 6. Палеогеографическая схема Сюджерской НГО в майском веке

1 – открытое море, относительно глубокое; мелкое море: 2 – область накопления карбонатных и сульфатно-карбонатных илов), 3 – область накопления хемогенно-биогенных карбонатных илов, 4 – область накопления обломочных карбонатных илов клиноформного типа; 4 – раннесреднекембрийская Западно-Якутская барьерная рифовая система на границе всхолмленной суши и открытого моря. Остальные усл. обозн. см. на рис. 2

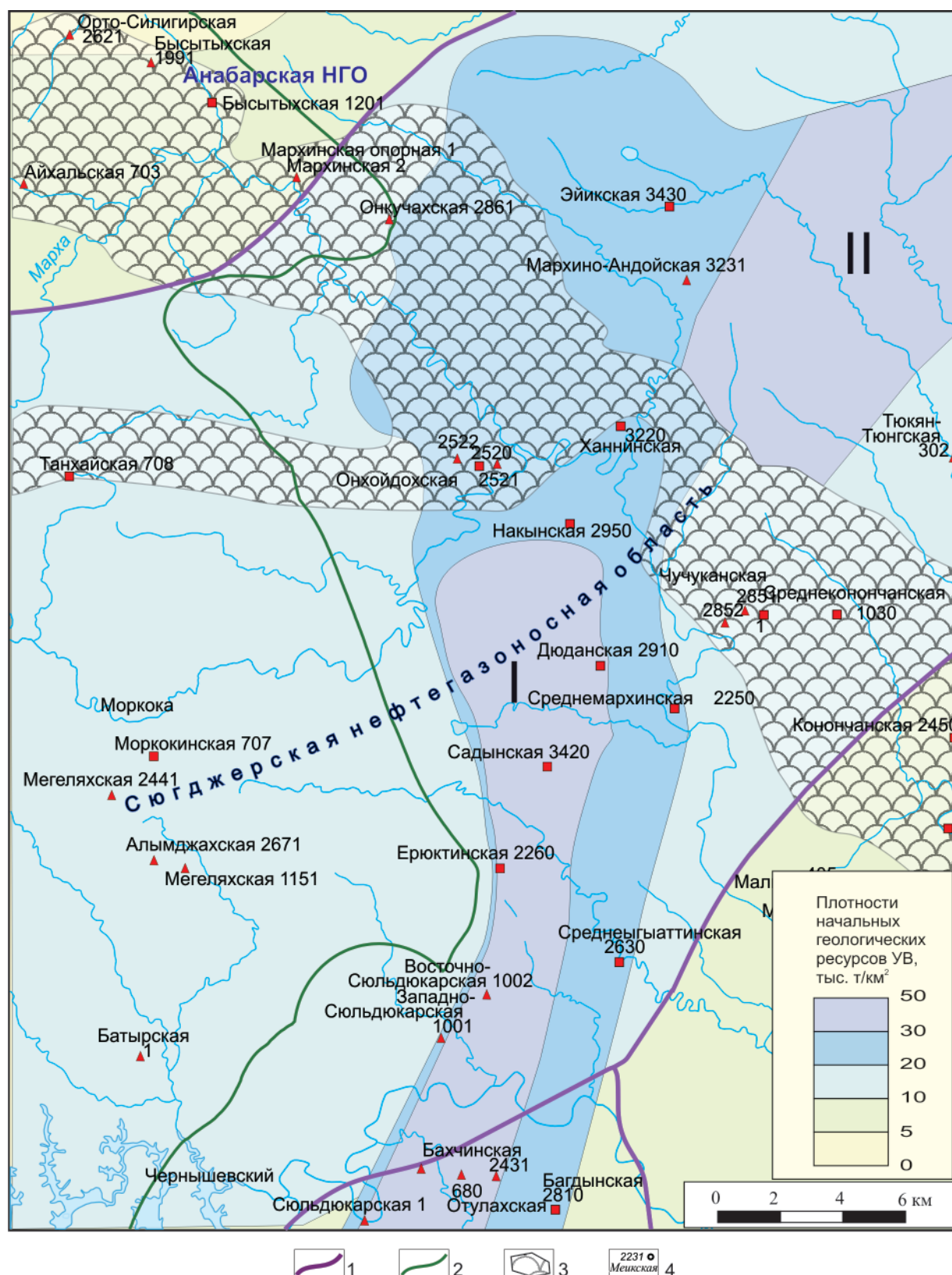


Рис. 7. Схема перспектив нефтегазоносных комплексов Сюджерской НГО

1 – границы нефтегазоносных областей; 2 – линия выклинивания терригенного венда; 3 – раннесреднекембрийская Западно-Якутская барьерная рифовая система; 4 – скважина и ее номер; зоны повышенных перспектив нефтегазоносности, связанные: I – с ботубинским горизонтом, II – с клиноформным комплексом среднего кембрия и куонамской свитой

карбонатного материала. Этот комплекс отложений формирует серию сигмовидных клиноформных тел, которые также могут быть резервуарами

нефти и газа. Нельзя исключать, что этот комплекс на отдельных территориях имеет аюсокканский (Є₂) возраст (рис. 6).



По мнению В. А. Асташкина и В. Е. Савицкого, формирование толщи происходило у подножья склона на стыке «голодного» бассейна и барьерного сооружения в процессе его роста и разрушения. Ее гранулометрический состав закономерно меняется в сторону открытого моря от грубообломочного вблизи барьера до тонкообломочного в направлении к куонамским отложениям. Она формировалась на достаточно большой глубине при нормальной минерализации окружающей морской воды, что обусловило высокую первичную пористость и ее последующую сохранность [1–3].

Поскольку комплекс непосредственно залегает на нефтепроизводящей куонамской свите нижнего – среднего кембрия, то в этой части резервуара с высокой степенью вероятности можно прогнозировать наличие крупных нефтяных залежей.

В Айхальской скв. 703 из толщи светлых доломитов и удачининской свиты были получены притоки воды с растворенным газом дебитом до 24,5 м³/сут, в Чучуканской скв. 1 из удачининской свиты получен приток воды с растворенным газом дебитом до 1,2 м³/сут, из Сохолохской скв. 706 в чукукской свите (по построениям ИНГГ, относящейся к клиноформному комплексу) – приток воды (8,33 м³/сут). Пористость пластов-коллекторов 13–19 %.

Вернекембрийский – нижеордовикский терригенный комплекс широко развит в Сюджерской НГО. Для верхоленской свиты и ее аналогов характерны низкие экранирующие свойства, которые закономерно ухудшаются в северо-восточном направлении. Об этом свидетельствуют многочисленные нефтегазобитумопроявления во всех свитах верхнего кембрия и нижнего ордовика. Возможно, они являются следами разрушения залежей, существующих в более глубоких горизонтах чехла, в том числе в кембрийском карбонатном надсолевом комплексе и его аналогах.

На основании изложенного была построена принципиально новая карта перспектив нефтегазоносности Сюджерской НГО. Выделены две зоны повышенных перспектив нефтегазоносности (рис. 7): первая связана с распространением ботубинского горизонта, вторая – с развитием отложений клиноформного комплекса и нефтематеринской куонамской свиты кембрия.

К востоку от зоны распространения ботубинского горизонта возможно обнаружение залежей в горизонтах V_{13} , V_{14} на глубинах около 5000 м. К северу от рифового барьера в ряде скважин на глубинах 1200–1500 м вскрывается «незрелая» куонамская свита. Перспективы нефтегазоносности здесь относительно невысокие.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Асташкин В. А., Савицкий В. Е. Рифовые системы и перспективы нефтегазоносности Западной Якутии // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1977. – С. 58–68.

2. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы / под ред. В. А. Асташкина. – М.: Недра, 1984. – 181 с.

3. Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии / под ред. В. Е. Савицкого. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1979. – 155 с.

4. Макаров К. К. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности бассейнов рр. Верх. Кенелекан и Силигир на южном склоне Анабарского щита // Материалы по геологии и нефтеносности Якутской АССР. – М.: ВНИГРИ, 1959. – С. 81–106. – (Тр. ВНИГРИ; вып. 130).

5. Макаров К. К., Косолапов А. И. Геологическое строение и перспективы южного склона Анабарской антеклизы на нефть и газ // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов: матер. Всесоюз. совещ. по оценке нефтегазоносности территории Якутии. – М.: Недра, 1968. – С. 341–351.

6. Мельников Н. В. Венд-кембрийский солеродный бассейн Сибирской платформы. Стратиграфия, история развития. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.

7. Нефтегазоносность ботубинского горизонта в зоне сочленения Непско-Ботубинской 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. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. 1 (верхний протерозой и нижний палеозой). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1983. – 215 с.

9. Фомин А. М. Литология и палеогеография таляхского продуктивного горизонта терригенного венда в северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы // Тр. конф. «Тюмень-2009. К эффективности через сотрудничество». – Тюмень, 2009. – С. 83–86.

10. Фомин А. М., Моисеев С. А. Строение и условия формирования ботубинского нефтегазонального горизонта на северо-востоке Непско-Ботубинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2с. – С. 60–65.

REFERENCES

1. Astashkin V.A., Savitskiy V.E. [The reef systems and petroleum potential of Western Yakutia]. *Osnovnyye problemy geologii i geofiziki Sibiri* [Major issues of geology and geophysics of Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1977, pp. 58–68. (In Russ.).

2. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti rifovykh sistem kembriya Sibirskoy platformy* [Geology and petroleum potential of the Cambrian reef systems of Siberian Platform]. Astashkin V.A. ed. Moscow, Nedra Publ., 1984. 181 p. (In Russ.).

3. *Geologiya rifovykh sistem kembriya Zapadnoy Yakutii* [Geology of the Cambrian reef systems of Western Yakutia]. Savitskiy V.E. ed. Novosibirsk, SNIIGGiMS, 1979. 155 p.



4. Makarov K.K. [Geological structure and petroleum potential of the Upper Kenelekan and Siligir river basins at the southern slope of the Anabar shield]. *Proceedings on geology and oil and gas content of the Yakutia ASSR (Tr. VNIGRI — VNIGRI Proceedings)*, 1959, issue 130, pp. 81–106. (In Russ.).

5. Makarov K.K., Kosolapov A.I. [Geological structure and petroleum potential of the southern slope of the Anabar syncline]. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' vostochnoy chasti Sibirskoy platformy i prilegayushchikh rayonov. Materialy Vsesoyuznogo soveshchaniya po otsenke neftegazonosnosti territorii Yakutii* [Geological structure and oil and gas content of the eastern Siberian Platform and the adjacent regions. Proceedings of the all-Union meeting on the appraisal of oil and gas content of Yakutia]. Moscow, Nedra Publ., 1968, pp. 341–351. (In Russ.).

6. Melnikov N.V. *Vend-kembriyskiy solerodnyy basseyn Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya)* [The Vendian-Cambrian salt-bearing basin of the Siberian Platform (stratigraphy, evolution)]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2009. 148 p. (In Russ.).

7. Efimov A.O., Chernova L.S., Fomin A.M., Lebedev M.V. [Oil and gas content of the Botuobinsky

horizon in the junction zone of the Nepa-Botuoba and Anabar synclises]. *Geologiya nefti i gaza — Oil and Gas Geology*, 1991, vol. 45, no. 8, pp. 2–6. (In Russ.).

8. *Resheniya Vsesoyuznogo stratigraficheskogo soveshchaniya po dokembriyu, paleozoyu i chetvertichnoy sisteme Sredney Sibiri, chast' 1 (verkhniy proterozoy i nizhniy paleozoy)* [Decisions of the all-Union stratigraphic meeting on the Precambrian, Proterozoic, and Quaternary system of Middle Siberia, part 1 (Upper Proterozoic and Lower Paleozoic)]. Novosibirsk, SNIIG-GiMS Publ., 1983. 215 p. (In Russ.).

9. Fomin A.M. [Lithology and paleogeography of the Talakhsky producing horizon in the terrigenous Vendian strata of the northwestern Nepa-Botuoba antecline]. *Konferentsiya «Tyumen'-2009. K effektivnosti cherez sotrudnichestvo»* [Conference "Tyumen-2009. Efficiency through Cooperation"]. Tyumen, 2009, pp. 83–86. (In Russ.).

10. Fomin A.M., Moiseev S.A. [The structure and formation conditions of the Botuoba producing horizon in the northeastern Nepa-Botuoba Antecline]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri — Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2014, no. 2s, pp. 60–65. (In Russ.).

© А. М. Фомин, С. А. Моисеев, В. А. Топешко, 2017