

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/19\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/19_2019)

УДК 550.8.05:551.72/.732:553.981/982 (571.1)

**Филиппов Ю.Ф., Сараев С.В.**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук» (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, [PhilippovYF@ipgg.sbras.ru](mailto:PhilippovYF@ipgg.sbras.ru), [SaraevSV@ipgg.sbras.ru](mailto:SaraevSV@ipgg.sbras.ru)

## **ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*Статья посвящена изучению потенциальных нефтегазоносных комплексов верхнепротерозойско-кембрийских отложений Предъенисейского осадочного бассейна, одного из слабоизученных объектов доюрского фундамента на востоке Западно-Сибирской плиты. С использованием новых данных региональной сейсморазведки и бурения параметрических скважин проведены палеогеографические реконструкции и литолого-фациальный анализ потенциальных резервуаров бассейна, выполнено их районирование. Сравнительный анализ потенциальных нефтегазоносных комплексов бассейна указывает на их идентичность с таковыми на Сурингдаконском своде Южно-Тунгусской нефтегазоносной области. Рассмотрены тектонические факторы, исторические условия генерации и сохранности потенциальных залежей углеводородов. Полученные результаты важны для региональной оценки перспектив нефтегазоносности региона и могут использоваться в практических целях для подготовки программ недропользования и выработки стратегии освоения углеводородных ресурсов в этом регионе.*

**Ключевые слова:** *нефтегазоносный комплекс, верхнепротерозойско-кембрийские отложения, палеогеографические реконструкции, перспективы нефтегазоносности, Предъенисейский осадочный бассейн, Западная Сибирь.*

Результаты проведенных ИНГГ СО РАН в последние годы исследований подтверждают высказанные в 80-90-е гг. прошлого столетия на основании геофизических исследований предположения (В.В. Бененсон, Н.Н. Дашкевич, В.А. Каштанов, С.А. Степанов и др.) о том, что в левобережье Енисея на юго-востоке Западно-Сибирской плиты (ЗСП) под мезозойскими отложениями получил развитие мощный неопротерозойско-нижнепалеозойский осадочный бассейн ([Конторович и др., 2006; Филиппов, 2016, 2017] и др.). Площадь наиболее изученной его южной части составляет около 190 тыс. км<sup>2</sup>, а объем осадочного выполнения - около 1 млн. км<sup>3</sup>. Мировой опыт показывает, что такие крупные объекты обычно располагают значительными ресурсами углеводородов (УВ), и только недостаточная изученность часто не позволяет оценить их реальный нефтегазовый потенциал. Особенно это касается древних (докембрийских и палеозойских) бассейнов с долгой и сложной тектонической историей, и погруженными на значительные глубины нефтегазоносными осадочными комплексами.

Использование новых скважинных материалов и большого объема сейсмической информации позволило существенно уточнить геологическую модель, разработать

стратиграфическую схему, выполнить палеогеодинамические и палеогеографические реконструкции, изучить петрофизические характеристики толщ и геохимические особенности органического вещества (ОВ) ([Конторович и др., 2006, 2011a, 2011b; Сараев, Филиппов, Батурина, 2013; Филиппов, Сараев, Коровников, 2014; Гражданкин и др., 2015; Филиппов, 2016, 2017] и др.). В частности, полученные данные позволили наметить границы распространения (в разрезе и в плане) основных литофациальных комплексов, связанных с палеогеографической зональностью ([Сараев, Филиппов, Батурина, 2013; Стратиграфия нефтегазоносных..., 2016; Филиппов, 2016, 2017] и др.).

Изучение доюрских разрезов в скважинах показывает, что вскрытые вендские и кембрийские отложения идентичны разновозрастным осадочным комплексам на западной окраине Сибирской платформы (СП) и образуют с ними закономерные фациальные ряды, характерные для пассивных окраин кратонов. Это означает, что с этого возрастного рубежа западная граница Сибирского кратона уже совпадает с границей причленившегося к нему Касско-Туруханского микроконтинента ([Филиппов, 2017] и др.), ограничиваясь на западе Палеоазиатским океаном. На его окраине формируется терригенно-карбонатный (местами эвапоритовый) плитный комплекс Предъенисейского осадочного бассейна, который частично перекрывает складчатые комплексы Енисейского кряжа и Туруханского поднятия.

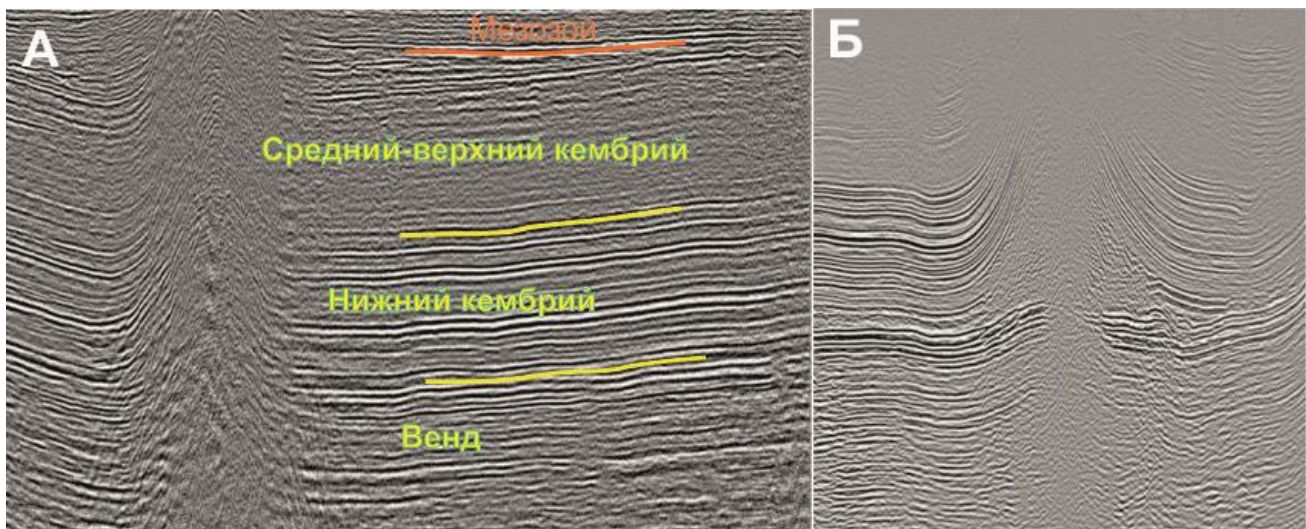
При этом выявленное сходство литофаций и вертикальной последовательности венд-кембрийских чехольных образований Предъенисейского бассейна с разновозрастными отложениями на юго-западе СП не ограничивается только данными бурения. Сравнительный анализ волновой картины, характерной для вендских и кембрийских комплексов на сейсмических разрезах центральной части бассейна и юго-западных районов СП, также показывает, что они имеют идентичное строение. Более того, в ряде случаев это сходство распространяется на весь вертикальный разрез от венда до кембрия включительно, вплоть до совпадения отдельных отражающих горизонтов (рис. 1).

Также аналогичны по строению и характеру проявления элементы соляного тектогенеза, наблюдаемые как в южной части Предъенисейского бассейна (Касский вал), так и в Приенисейской зоне СП (Троицко-Михайловский вал) (рис. 2).

Это свидетельствует о том, что, по крайней мере, с венда и в течение всего кембрия осадочные комплексы восточных частей Предъенисейского бассейна формировались синхронно с аналогичными комплексами юго-западных районов СП, под влиянием одних и тех же тектонических импульсов, и идентичной трансгрессивно-регрессивной цикличности. Это, в свою очередь, дает основания для сравнения потенциальных нефтегазоносных комплексов Предъенисейского бассейна с таковыми на западе СП, в частности, с Сурингдаконской литофациальной зоной, где нефтегазоносность аналогичных отложений

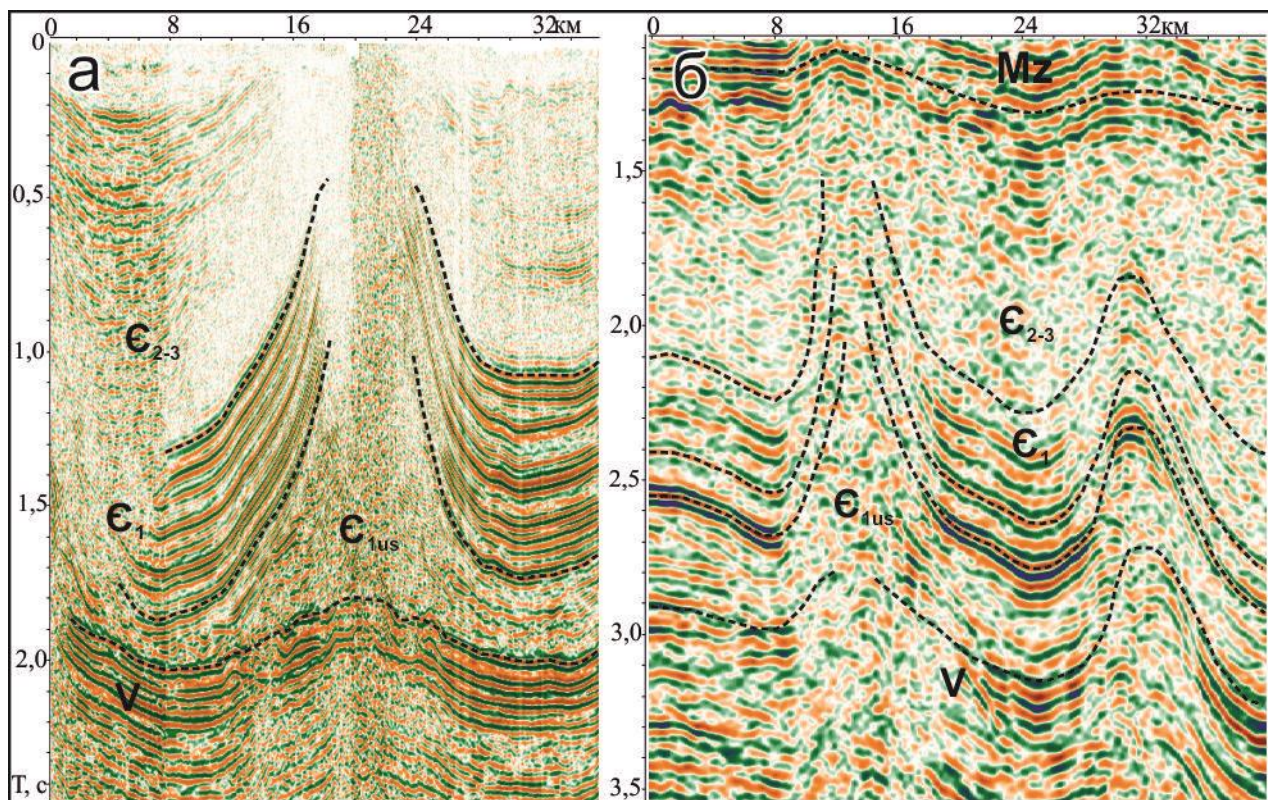


доказана (месторождения Таначи-Моктаконского нефтегазоносного района).



**Рис. 1. Характерная волновая картина для вендских и кембрийских комплексов на сейсмических разрезах**

*А - ЗСП (Предъенисейский бассейн, центральная часть); Б - СП (Приенисейская синеклиза, Троицко-Михайловский вал).*



**Рис. 2. Типичные соляные структуры на временных сейсмических разрезах**

*а) юго-запад Сибирской платформы, Приенисейская синеклиза, Троицко-Михайловский вал; б) юго-восток Западно-Сибирской геосинеклизы, Предъенисейский бассейн. Є - кембрий, Мz - мезозой, v - венд.*

Результаты проведенного литофациального районирования и установления литолого-палеогеографической зональности в общем виде можно представить на субширотном разрезе

(рис. 3) и палеогеографических схемах поздневендско-кембрийских уровней (рис. 4).

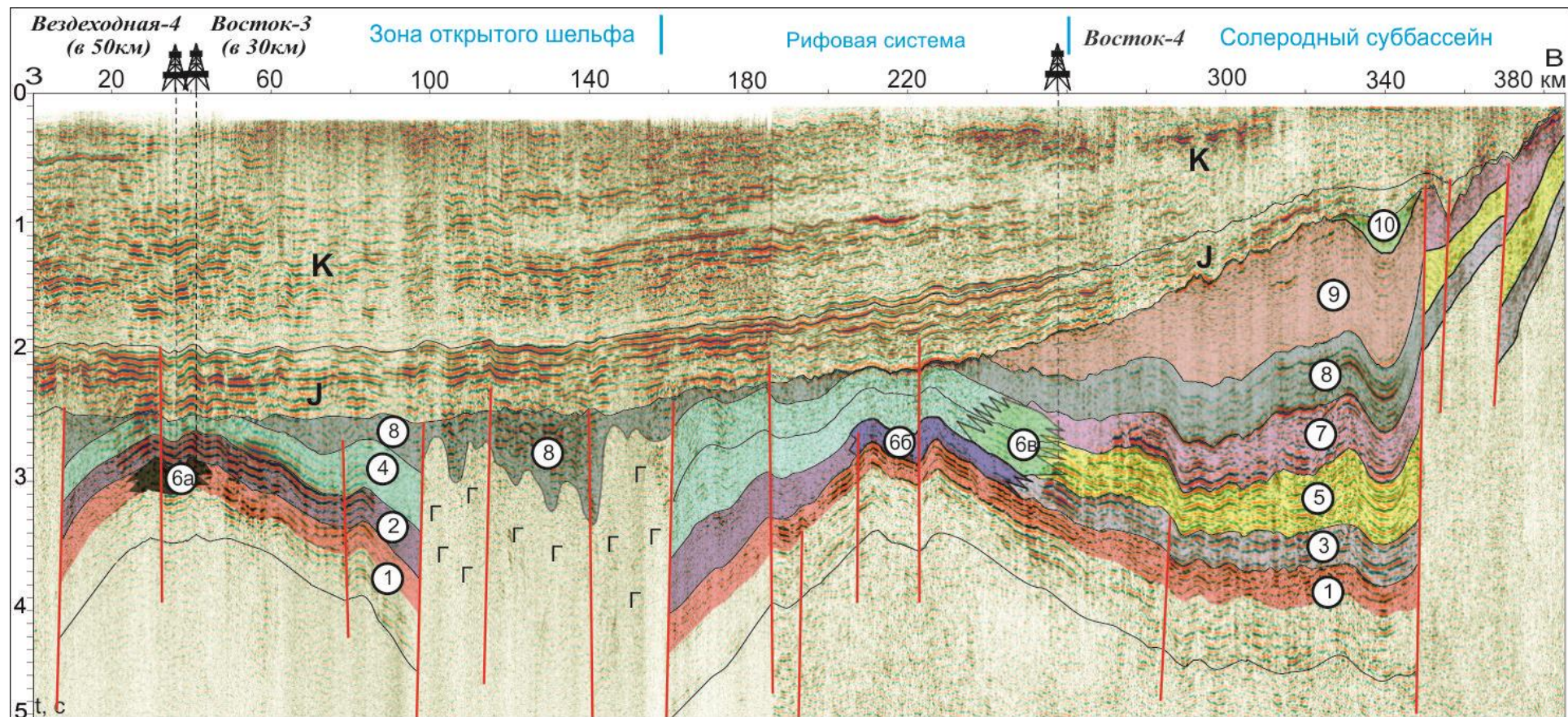
*Палеогеографические реконструкции на поздневендское и кембрийское время.*

Наиболее древние (из изученных бурением) - поздневендские отложения на территории Предъенисейского бассейна вскрыты в скважинах Восток-3, Аверинская-150 и в естественных обнажениях Енисейского кряжа на правом берегу Енисея. Полученные данные по скважинам, наряду с геофизическими материалами и выполненными ранее палеогеографическими построениями по территории СП ([Геология нефти..., 1981; Мельников, 2009] и др.) и левобережью Енисея [Сараев, Филиппов, Батурина, 2013; Стратиграфия нефтегазоносных..., 2016; Филиппов, 2016, 2017], указывают на то, что рассматриваемая территория в поздневендское время являлась краевой частью огромного Восточно-Сибирского солеродного бассейна. Важным элементом выявленной палеогеографической зональности является закартированная по обрамлению бассейна рифовая система, представляющая в плане полосу северо - северо-западного простирания шириной в десятки километров. По всей видимости, эта цепь барьерных рифов разделяла относительно замкнутую эвапоритовую зону на востоке и зону открытого моря на западе.

К востоку от барьерного рифа зона обломочных шлейфов рифовой системы сменяется эвапоритовыми отложениями доломит-ангидритового состава, вскрытыми скв. Аверинская-150. В разрезе преобладают отложения, характерные для штормовой седиментации, в результате которой сульфатные и карбонатные первичные илы сохранялись только в виде тонкослоистых штормовых турбидитов. На месте Енисейского кряжа, на протяжении, как минимум, позднего венда и кембрия, существовала палеоостровная система, конфигурация и площадь которой частично изменялись со временем. В позднем венде эта система, вероятнее всего, служила активной областью сноса с формированием толщ прибрежных песчаных отмелей с признаками эвапоритизации, а также строматолитовых окаймляющих рифов. К востоку от палеоостровов располагался Восточно-Сибирский солеродный бассейн ([Геология нефти..., 1981; Мельников, 2009] и др.). Состав его отложений в это время мало чем отличался от карбонатно-сульфатных осадков в пределах его западного фрагмента («предъенисейского» залива).

В раннекембрийское (усольское) время внутренняя граница унаследованной рифовой системы слегка продвинулась к западу, при этом площадь терригенно-карбонатно-вулканогенных отложений по сравнению с поздним вендом несколько сократилась, а солеродная часть бассейна выросла. Барьерный риф, следуя на север в направлении современного течения Енисея, вероятно, соединялся с рифовой системой Игарско-Норильской фациальной области.

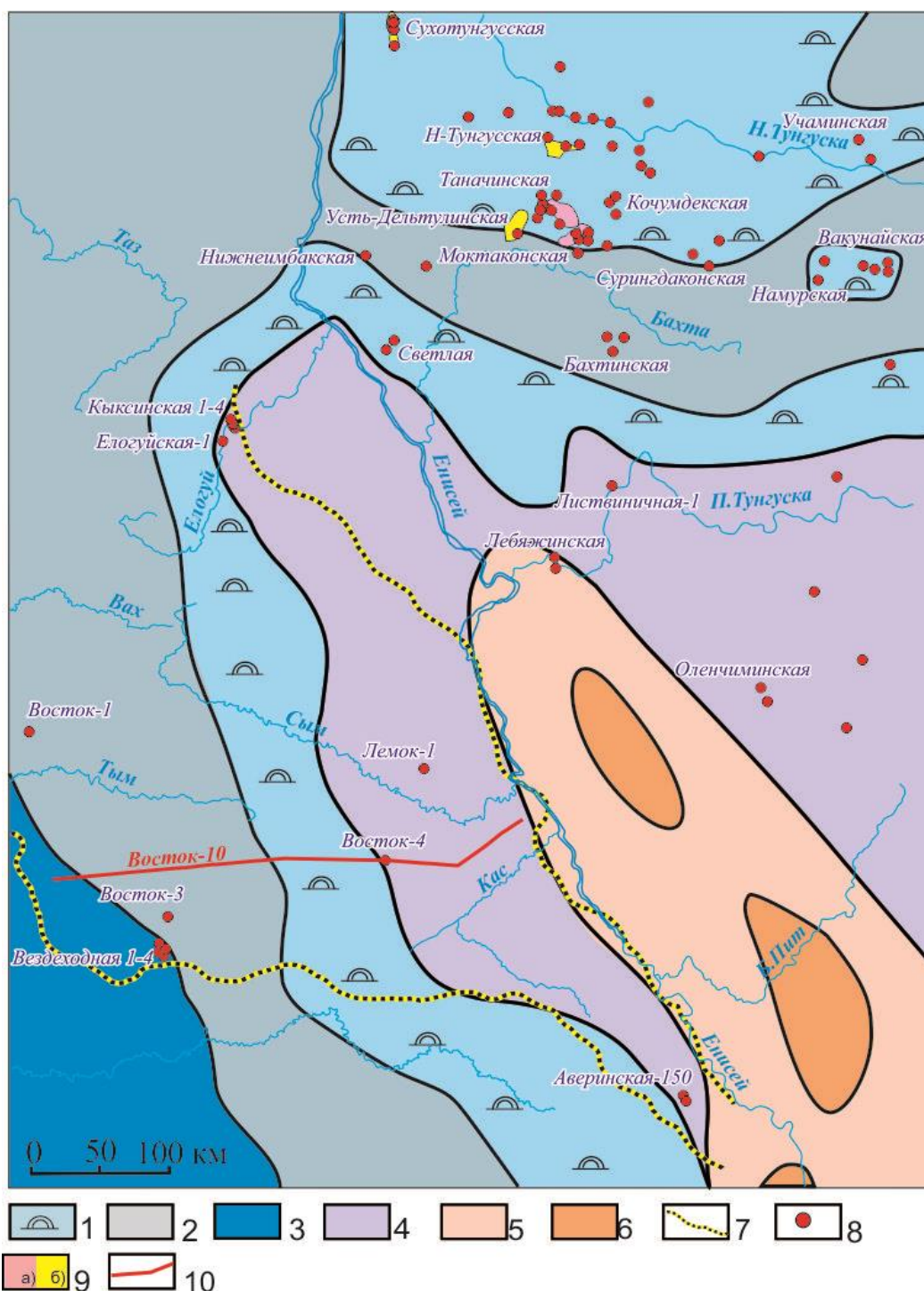




**Рис. 3. Литолого-фациальные комплексы Предньисейского осадочного бассейна по линии регионального сейсмического профиля Восток-10**  
(по [Гражданкин и др., 2015])

Цифрами показаны комплексы: 1 - поздневендский (пойгинско-котоджинский) доломитовый рифогенный (шлейфовый); 2 - поздневендский (райгинский) терригенно-известняковый рифогенный (шлейфовый); 3 - раннекембрийско-поздневендский терригенно-сульфатно-доломитовый эвапоритовый; 4 - ранне-среднекембрийский (чурбигинско-пайдугинский) кремнисто-глинисто-карбонатный черносланцевый; 5 - раннекембрийский (усольский) эвапоритовый карбонатно-соленосный; 6 - рифогенный (биогермный) (а - пойгинско-котоджинский, б - райгинский, в - раннекембрийский); 7 - раннекембрийский (тыйско-аверинский) сульфатно-карбонатный эвапорит-рифогенный; 8 - среднекембрийский (елогуйско-нижнеэвенкийский) доломит-известняковый закрытого шельфа; 9 - позднекембрийский (верхнеэвенкийский (пыжгинский)) карбонатно-терригенный красноцветный и пестроцветный закрытого шельфа; 10 - раннепалеозойский (ордовик-силур?) карбонатный. Отложения: К – меловые, J - юрские.





**Рис.4. Литолого-палеогеографическая схема Предъенисейского бассейна и смежных территорий Сибирской платформы на ранне-среднекембрийское (гойонско-амгинское) время (с использованием материалов по Сибирской платформе [Мельников и др., 2014])**  
 1 - система строматолитовых барьерных рифов, включая тыловые шлейфы; 2 - зоны некомпенсированного прогибания, заполненные черносланцевыми глинисто-кремнистыми, карбонатно-глинистыми отложениями; 3 - терригенно-карбонатно-вулканогенные отложения задугового (окраинного) бассейна; 4 - эвапоритовые отложения эпиконтинентального моря (каменные соли, глинисто-ангидрит-доломитовые отложения); 5 - терригенные и обломочно-карбонатные (с признаками эвапоритизации) отложения прибрежной зоны эпиконтинентального моря с изменчивой солёностью вод; 6 - область мобилизации и сноса (островная суша с расчленённым рельефом); 7 - границы Предъенисейского осадочного бассейна; 8 - скважины вскрывшие кембрийские комплексы; 9 - контуры месторождений (а - нефтегазовые, б - газовые); 10 - линия сейсмопрофиля «Восток-10».

В пределах барьерной рифовой системы в раннекембрийское время происходило формирование широкой (до 100 км) полосы отложений передового шлейфа на открытой стороне шельфа. В скв. Восток-4 (на границе солеродного бассейна и рифовой системы) отложения, одновозрастные усольским, представлены относительно мелководными обломочными осадками тыловых карбонатных шлейфов, а эвапоритовые разности - только сульфатно-карбонатными осадками, развитыми по периферии солеродного залива. Силикатный материал практически отсутствует ввиду удаленности от потенциального источника сноса - Енисейской палеоостровной системы. Появляется он только в верхних частях разреза в виде тефры ультракалиевого состава и эолового разноса [Сараев, Филиппов, Батурина, 2013; Сараев, 2015; Стратиграфия нефтегазоносных..., 2016].

Непосредственно в Предъенисейском солеродном суббассейне, как и в прилегающей части Восточно-Сибирского солеродного бассейна, в усольское время происходило преимущественное отложение галита. В прибрежной части «енисейских» палеоостровов в раннелебяжинское время формировались мелководные терригенно-карбонатные и обломочные карбонатные отложения. К западу от рифовой системы характер одновозрастных отложений резко меняется – он становится более глубоководным и замедленным (уменьшение мощности более чем в десять раз).

В позднегойонский-раннеамгинский век (пайдугинское время) в предрифовой зоне началось формирование углеродсодержащих отложений, характерных для куонамского комплекса на СП. Это время характеризуется наиболее высоким стоянием уровня моря. Площадь развития барьерной рифовой системы, видимо, значительно сократилась и превратилась в цепочку обособленных водорослевых рифов, между которыми существовали сравнительно широкие проходы, обеспечивающие более свободное поступление морских вод нормальной солёности в восточном направлении. На севере цепочка органогенных построек, по-видимому, соединялась с Таначи-Дельтулинской или Южной рифовыми краевыми системами (см. рис. 4).

Высокий уровень морских вод и направленность течений на восток способствовали накоплению углеродсодержащих планктоногенных кремнисто-глинисто-карбонатных осадков, являющихся аналогами отложений куонамского типа на СП. Наиболее высокие содержания углеродистого и кремнистого вещества характерны для предрифовой части бассейна (разрезы скважин Восток-1 и Восток-3). В тыловой части рифового барьера на этом уровне исчезает кремнистое вещество, чёрная окраска пород сменяется на тёмно-серую. Эта часть разреза в скважинах к востоку от рифа маркируется, в первую очередь, по синхронно повышенным значениям ГК в карбонатных породах. Можно констатировать, что пайдугинская свита является типичным аналогом керогенсодержащих отложений на СП

(иниканская, куонамская, синская, шумнинская свиты) и указывает на продолжение зоны их накопления, существовавшей в тойонско-амгинское время по периферии СП.

В восточной части Предъенисейского бассейна, как и на большей части примыкающей с востока территории Восточно-Сибирского солеродного, в это время происходило отложение пород смешанного ангидрит-доломит-глинистого состава. В разновозрастных разрезах терригенно-карбонатных отложений вблизи «енисейских» палеоостровов сколько-нибудь заметной примеси углеродистого вещества не отмечается.

С позднеамгинского времени начинается быстрое заполнение предрифовой впадины, которое заканчивается в позднем кембрии, в позднеэвенкийское время. Рифовая гряда перестает существовать, вероятно, мигрируя далее на запад и поставляя карбонатный материал, а некомпенсированная в пайдугинское время впадина полностью заполняется осадками. Единичные маломощные слои строматолитовых образований, встречающиеся в этом месте бассейна в разрезе скважин Восток-1 и Восток-4, представляют, по-видимому, редкие биостромы. В северо-западной части бассейна накапливались глинистые, карбонатно-глинистые красноцветные, пестроцветные мелководные осадки, на что указывают маломощные редкие, но распределённые по всему разрезу прослои строматолитов и оолитов. В существовавшем в это время седиментационном бассейне преобладали штормовые турбидиты с более редкими прослоями интракластовых брекчий. Вблизи «енисейских» палеоостровов формировались шлейфы морских грубообломочных и песчаных осадков, которые протягивались далеко на запад.

Анализ палеогеографических материалов во временном диапазоне от позднего венда до позднего кембрия включительно, прежде всего, позволяет сделать вывод о длительном существовании на территории Предъенисейского бассейна трёх фациальных областей - двух контрастных суббассейнов (на западе и востоке территории) и разделяющей ее рифовой системы.

К нефтематеринским отложениям (помимо подстилающих и пока неизученных неопротерозойских комплексов) может быть отнесена пайдугинская свита, формирование которой проходило к западу от барьерной рифовой системы. Далее на север аналоги этих керогенсодержащих отложений прослеживаются в Игарско-Норильской фациальной области в составе шумнинской свиты.

Мощность свиты в единственном полном пересечении – разрезе скв. Восток-1, составляет около 120 м. На удалении от границы с рифом мощность доманикитовых отложений должна уменьшаться, но при этом увеличиваться содержание ОВ в породах, как это наблюдается в неполном (25 м) разрезе свиты в скв. Восток-3.

Следует отметить, что пайдугинскую свиту, как потенциально нефтематеринский



комплекс, по-видимому, следует объединять с подстилающей и близкой ей по генезису нижнекембрийской углеродсодержащей чурбигинской свитой.

Что касается распространения перспективных коллекторов в разрезе, природа которых связана с седиментационными и палеогеографическими закономерностями, то наиболее важная роль должна принадлежать области развития барьерной рифовой системе. К сожалению, пока не имеется ни одного полного разреза в центральной части этой области (известны разрезы только окраинных, в основном, шлейфовых, ее фрагментов). Поэтому к оценке перспектив этой области можно подойти только с общих позиций, используя в качестве эталона аналогичную геологическую ситуацию в Сурингдаконской литофациальной зоне СП.

По предварительным оценкам ширина полосы барьерного рифа могла варьировать во времени от наиболее широкой (до 150 км) в поздневендское время до 70 км в усольское время и до 50 км в ранне-среднекембрийское (пайдугинское) время. Мощность отложений рифовой системы в районе с развитием каркасных построек, по-видимому, сравнима с мощностью порождённых рифовой грядой, шлейфовых отложений, вскрытых скважинами.

Перспективы обнаружения хороших коллекторов в одновозрастных отложениях двух других областей, разделённых рифовой системой, значительно ниже. В зарифовом солеродном суббассейне интерес может представлять только область, непосредственно примыкающая к реконструируемому архипелагу островов на месте Енисейского кряжа, где в качестве перспективных отложений могут выступать прибрежные рифы, а также синхронные им песчаные прибрежные толщи с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Проблема может возникнуть только в сохранности залежей из-за повышенной тектонической мобильности в районе «шовной» зоны Енисейского тектонического пояса и относительной удаленности коллекторов от источников УВ флюидов Предъенисейского бассейна.

К потенциальным коллекторам в составе рифовой системы нужно отнести также горизонты развития карста, синхронного формированию рифа, которые фиксируются, в частности, в аверинской свите в пределах тылового склона рифа (разрез скв. Восток-4) и в зарифовой части (скважины Аверинская-150 и Тыйская-1). На этом уровне возможно существование выдержанного на большой площади горизонта карстовых брекчий и связанных с ними участков с первичной порово-каверновой и крупнополостной пустотностью.

Бассейновые, в том числе и флишоидные отложения, формировавшиеся в предрифовом суббассейне на ранней стадии некомпенсированного прогибания в райгинское, чурбигинское, пайдугинское время, могут быть отнесены к региональным флюидоупорам для ниже залегающих потенциальных коллекторов.

Кроме того, быстрое заполнение некомпенсированного прогиба сформировало мощную (более 1600 м) толщу заполнения (пуджелгинская, поделгинская, кондесская, шеделгинская

свиты), при этом происходило изменение характера осадконакопления от флюидного с преобладанием карбонатных, терригенно-карбонатных турбидитов в нижней части толщи к мелководному с появлением оолитовых слоев в верхней её части. Поэтому, если нижнюю часть толщи заполнения можно рассматривать как невысокого качества флюидоупор, то верхнюю треть (верхняя часть кондесской и шеделгинская свиты) – уже в качестве коллекторов.

В позднеэвенкийское (пыжинское) время характер распределения потенциальных седиментационных коллекторов и флюидоупоров коренным образом меняется. На большом пространстве Предъенисейского бассейна формируются мелководные слоистые сульфатно-глинисто-карбонатные отложения, являющиеся региональным флюидоупором для всех залегающих ниже коллекторов, связанных с погребенной рифовой системой.

В свою очередь, эвапоритовые отложения, представленные каменной солью, ангидритами, пелитоморфными доломитами, в центральной части Приенисейского солеродного суббассейна могут играть роль непроницаемого барьера при сублатеральном с запада на восток движении УВ флюидов (от области распространения потенциально нефтематеринских отложений пайдугинской свиты).

Кроме седиментационной природы коллекторов, в карбонатных комплексах бассейна широко распространены вторичные трещиноватые и совмещённые с ними пористо-каверновые зоны, приуроченные к участкам дробления и другим проявлениям тектонических процессов.

**Потенциальные резервуары.** О потенциальных резервуарах Предъенисейского бассейна древнее венда говорить сложно, поскольку отложения этого возраста скважинами пока не вскрыты, а на сеймических разрезах ниже предполагаемой вендской толщи наблюдается хаотичная волновая картина, вызванная существенной дислоцированностью и метаморфизмом рифейских комплексов во время предвендских коллизионных процессов (причленением Касско-Туруханского микроконтинента к структурам Енисейского кряжа) ([Филиппов, 2017] и др.). Кроме того, за редким исключением глубины залегания довендского комплекса лежат в пределах 5-8 км на наиболее поднятых участках.

Это касается и вопроса о возможном генерационном потенциале рифейских нефтематеринских пород. Согласно выполненным палеогеодинамическим реконструкциям бассейна ([Филиппов, 2017] и др.), возраст окончания аккреционных процессов и, соответственно, начала формирования новой пассивной континентальной окраины, вероятнее всего, лежит в пределах 600-650 млн. лет. Это означает, что мощные высокоуглеродистые и потенциально нефтематеринские рифейские комплексы, формировавшиеся по аналогии с одновозрастными отложениями Енисейского кряжа на окраинах микроконтинента, должны



залегать ниже платформенного осадочного заполнения бассейна и, судя по сейсмическим данным, значительно дислоцированы. Ближе всего, такие рифейские отложения известны на Енисейском кряже (кординский, удерейский, раннепотоскуйский, шунтарский, рыбинский, мокринский, токминский, сухохребтинский уровни среднего-верхнего неопротерозоя), их аналоги на СП (нижнетунгусская свита Туруханского района, мадринская, вэдрэшевская, аянская и ирэмэкэнская толщи Байкитской антеклизы и др.).

Наличие аналогичных комплексов в Предъенисейском бассейне, их состав, мощности, степень денудации, генерационный потенциал и степень преобразованности на сегодняшний день неизвестны. Судя по хаотичной волновой картине на сейсмических профилях ниже подошвы венда осадочные комплексы сильно деформированы и метаморфизованы. Значительная степень (до апокатагенеза) преобразованности ОБ вышележащих верхневендских отложений указывает на то, что более древние комплексы должны иметь, как минимум, аналогичные, а вероятнее всего, и более высокие показатели.

Не исключен вариант нахождения докембрийских потенциально нефтематеринских толщ и в составе верхнепротерозойского осадочного комплекса (моложе 600-650 млн. лет), но конкретных данных для такого вывода пока нет. Выполненные ранее оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских комплексов этого возраста на СП показывают, что, в целом, мощных осадков этого возраста с высоким нефтегенерационным потенциалом в ближайших районах платформы и Енисейского кряжа не отмечается. Исключение составляют маломощные обогащенные  $S_{орг}$  прослои аргиллитов ванаварской свиты непского горизонта и оскобинской (чистяковской) свиты тирского горизонта венда. И хотя содержания  $S_{орг}$  в этих прослоях иногда может достигать до 2-8%, мощность этих прослоев, очевидно, мала для существенной роли в региональных нефтегенерационных процессах СП. Этот тезис убедительно обосновывает в своей диссертации Ю.А. Филиппов [Филиппов, 2015], хотя и отмечает возможность существования дополнительного вендского нефтегенерационного источника в погруженных частях бассейна, где мощности свит и содержание  $S_{орг}$  увеличиваются.

Более оптимистичный взгляд на нефтегазогенерационный потенциал вендского комплекса на СП высказывает Т.К. Баженова с коллегами [Баженова, Дахнова, Можегова, 2011]. По их расчетам масштабы генерации вендских нефтегенерационных комплексов суммарно близки к таковым для куонамской свиты, правда, не в последнюю очередь за счет широкого латерального распространения. По мнению Т.К. Баженовой, вендские нефтегазоматеринские горизонты «обеспечивают нефтегазоносность Непско-Ботуобинской антеклизы и частично Байкитской антеклизы, Катангской седловины и Ангарской зоны складок».

В пределах Предъенисейского бассейна бурением в 2-х скважинах вскрыты только верхневендские существенно карбонатные комплексы. Геохимический анализ ОБ и пиролитические исследования проводились в одной из них – Восток-3 [Конторович и др., 2011б]. За исключением редких тонких слоек и стилолитовых швов, содержание  $C_{орг}$ , в целом, низкое – сотые и десятые доли %. Элементный состав керогена и данные пиролиза указывают на очень высокий уровень катагенеза ОБ (апокатагенез), которое полностью исчерпало свой генерационный потенциал. Анализ состава УВ-биомаркеров свидетельствует о планктоногенном и бактериогенном характере ОБ, сходного по составу с кембрийским ОБ вышележащих толщ. Наличие в составе битумоидов венда и кембрия аллохтонных битумоидов разных биогеохимических подгрупп свидетельствует о весьма интенсивных генерационных и миграционных процессах в этих отложениях и, кроме того, подтверждает миграцию УВ из разных источников.

Что представляют собой потенциальные вендские и кембрийские резервуары?

В *верхневендском* разрезе скв. Восток-3 по данным изучения керна и ГИС выделяется мощный с многочисленными потенциальными пластами пойгинский резервуар, выше него – котоджинский, еще выше по разрезу - 3 менее выраженных райгинских резервуара (рис. 5).

Отложения *пойгинского коллектора* общей мощностью до 300 м представлены, в основном, пластово-строматолитовыми доломитами, позднее перекристаллизованными. В керне иногда встречается пустотное пространство (полости перекристаллизации и каверны выщелачивания), частично заполненное битуминозным веществом. Общий объем порово-каверновых полостей в отдельных прослоях может достигать 15-20% (в нефрагментированном керне до 2,6%). Их максимальный размер составляет 15 x 5 мм. Проницаемость в изученных образцах не превышала  $0,2 \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. По значениям пористости и проницаемости породы соответствуют коллекторам со средней (группа Б, класс V) и низкой (группа В, класс VI) емкостью. Частая фрагментация керна (из-за чего часто невозможно определить пористость в лабораторных условиях) и его низкий выход свидетельствуют о значительной и решающей роли трещиноватости в формировании коллектора, качество которого может оказаться значительно выше (до класса III группы Б.), чем в измеренных интервалах.

По данным ГИС в составе резервуара выделяется до 10 отдельных маломощных (первые метры) пластов с пористостью от 6 до 24%. Испытаны только 4 из них, получен малодобитный (18, 18, 25 и 33 м<sup>3</sup>/сут) приток пластовой воды, общая минерализация которой составила 83 г/л.

*Котоджинский коллектор* мощностью около 90 м (интервал 4410-4500 м) в отличие от пойгинского практически лишен пластово-строматолитовых доломитов, что связано с изменением глубины бассейна. В нем преобладают средне- и микрозернистые доломиты с интенсивной трещиноватостью.



Большая часть доломитов перекристаллизована с образованием каверно-порового пространства и множества стилолитовых швов. Стилолиты разной степени зрелости и развитые по ним поры и каверны выщелачивания часто заполнены углеродистым веществом, достигая местами до 3-4% содержания в породе. В целом, количество пор и каверн в этом резервуаре меньше, а пустотное пространство определяется, главным образом, порами, тогда как в пойгинской преобладают каверны. Общее количество пор в перекристаллизованных доломитах может достигать 10-15%. По результатам петрофизических исследований образцов (в наиболее трещиноватых участках керна цилиндры не удалось изготовить), пористость меняется от 0,1 до 16,2%. Средний диапазон изменения проницаемости - от тысячных долей до  $0,7 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , в наиболее пористых прослоях проницаемость возрастает до 3 -  $60 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . По данным ГИС выделяются 3 маломощных пласта с максимальной пористостью до 20%. Испытания не проводились.

*Райгинские коллекторы* хорошо обособляются по ГИС и приурочены к трём крупным циклопачкам в составе одноименной свиты. Каждый циклит в нижней части сложен обломочными известняками с прослоями песчаников, алевролитов и углеродсодержащих аргиллитов, а в верхней части – пелитоморфными известняками. По данным ГИС породы резервуаров характеризуются невысокими фильтрационно-емкостными свойствами: максимальная пористость - около 6-8% при слабой проницаемости. По результатам лабораторных петрофизических исследований пористость в межрезервуарных прослоях в целом не превышает 0,1%, проницаемость -  $\leq 0,001 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , что позволяет отнести их к флюидоупорам. Их мощности и состав можно оценить по разрезу на рис. 5.

В целом, по положению в разрезе и фациальной приуроченности верхневендские резервуары Предъенисейского бассейна являются аналогами таковых в составе тэтэрских, собинских и катангских толщ СП, в частности - усть-кутского горизонта-коллектора, потенциальная нефтегазоносность которого подтверждена, в частности, в правобережье Енисея на Моктаконской площади на западе Южно-Тунгусской НГО. Главное отличие состоит в значительном увеличении мощности «предъенисейского» карбонатного разреза по сравнению с «приенисейским» аналогом и закономерным возрастанием количества отдельных пластов-коллекторов. Коллекторские свойства пластов в значительной мере варьируются по разрезу, но в целом сопоставимы.

По сейсмическим данным (см. рис. 3) ниже вскрытых верхневендских отложений осадочный разрез без видимых несогласий наращивается 2-х километровой толщиной, предположительно вендского (или эдиакарского) возраста.

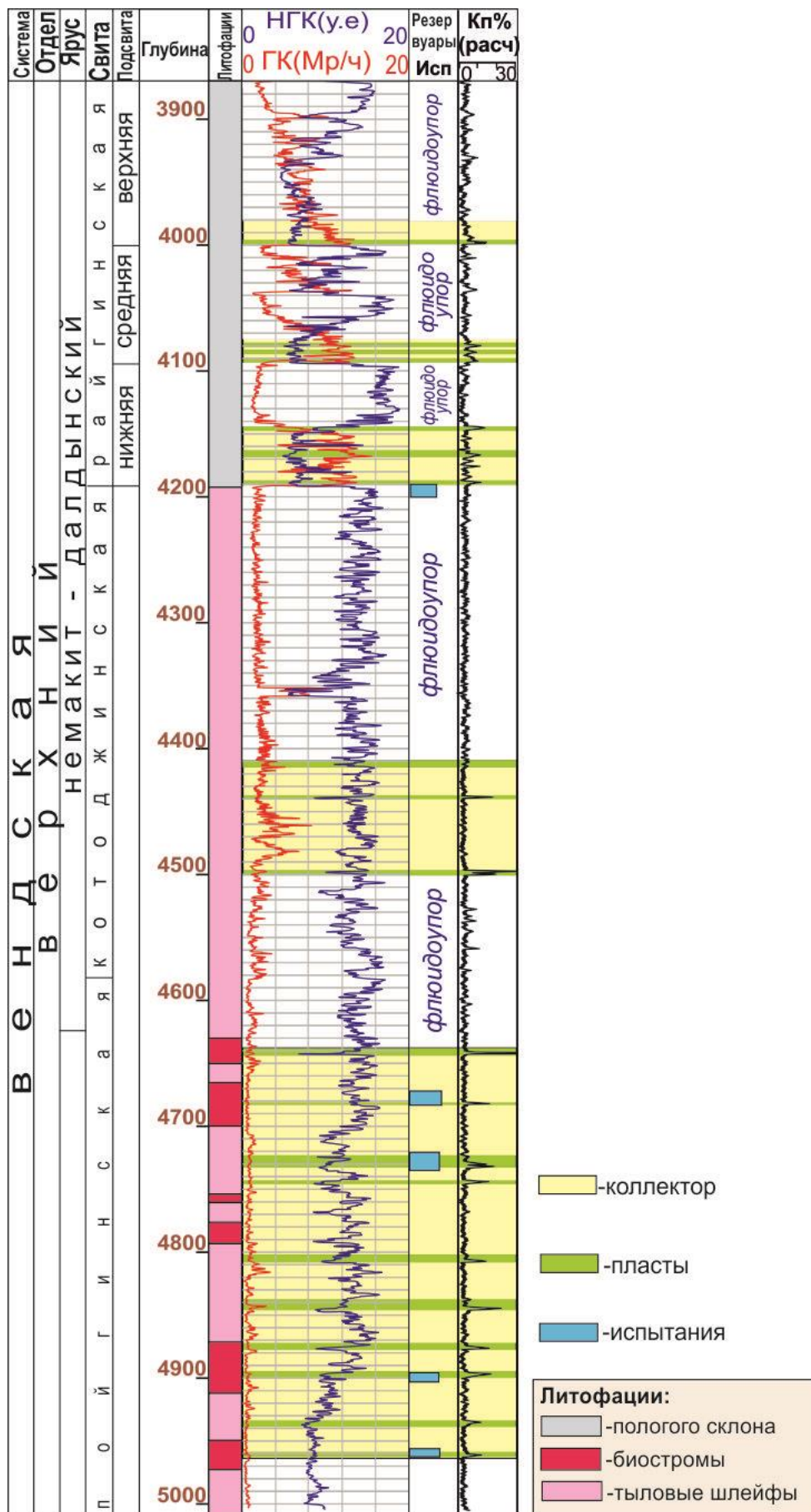


Рис. 5. Литолого-стратиграфическая колонка с резервуарами в кембрийском разрезе скв. Восток-4



В этом случае исключен вариант присутствия в разрезе терригенного венда, который на смежных территориях СП выделяется в объеме непского и тирского региональных горизонтов (ванаварская и оскобинская свиты), со стратиграфическим и угловым несогласием залегающих на эрозионной поверхности рифея. По данным сейсморазведки их мощность, за редким исключением, не превышает 120-140 м. В качестве возможного местного источника сноса для них могли выступать блоки кристаллического фундамента, фиксируемые по сейсмическим данным в центральной части Южно-Тунгусской НГО ([Филипцов, 2011] и др.), при этом можно предположить общее региональное уменьшение доли терригенных толщ (особенно грубозернистых и незрелых разностей) к западу от источника и замещении их на глинисто-сульфатно-карбонатные и карбонатные, как это наблюдается в разрезе скважин Чункинская-282 и Аргишская-273, в противоположном, восточном борту Сурингдаконского выступа. Коллекторы, представленные пластами и линзами песчаников (до 20-22% пористости), хорошо изучены на месторождениях Байкитской и Катангской НГО.

В *кембрийском* разрезе скв. Восток-4 по результатам исследований керна и интерпретации ГИС выделяются 4 потенциальных резервуара (проницаемых комплексов (коллекторов), перекрытых мощными флюидоупорами) (рис. 6).

*Нижнеоксымский коллектор* приурочен к нижней части оксымской свиты и является возрастным аналогом осинского горизонта, широко распространенного в Лено-Тунгусской провинции СП. На территории Сурингдаконского выступа ему соответствует моктаконский горизонт. Вскрыт в интервале 4953-5105 м, его общая мощность составляет 152 м, но, судя по сейсмическим данным, мощность в направлении центральной части бассейна может быть и больше. В составе резервуара по данным ГИС в интервалах 4993-4996 м и 5028-5036 м выделяются два наиболее перспективных пласта мощностью 3 м и 8 м, характеризующиеся общей пористостью до 10 и 15%. В местах наибольшего развития пустот значения могут достигать 20%, а на участке керна в интервале 5009,6-5015,5 м они составляют 30-50% от объема породы. Коллектор представлен пористыми, кавернозными, трещиноватыми доломитами, часто строматолитовой природы. Развитие пористости и кавернозности в доломитах обязано процессам перекристаллизации и выщелачивания. При этом часто фиксируются вторичные пустоты и каверны выщелачивания, образованные по трещинам и стилолитовым швам. Микро- и макротрещины (открытые и закрытые) более всего развиты по строматолитовым и зернистым типам карбонатов. К постседиментационным процессам в доломитах относится также и окремнение.

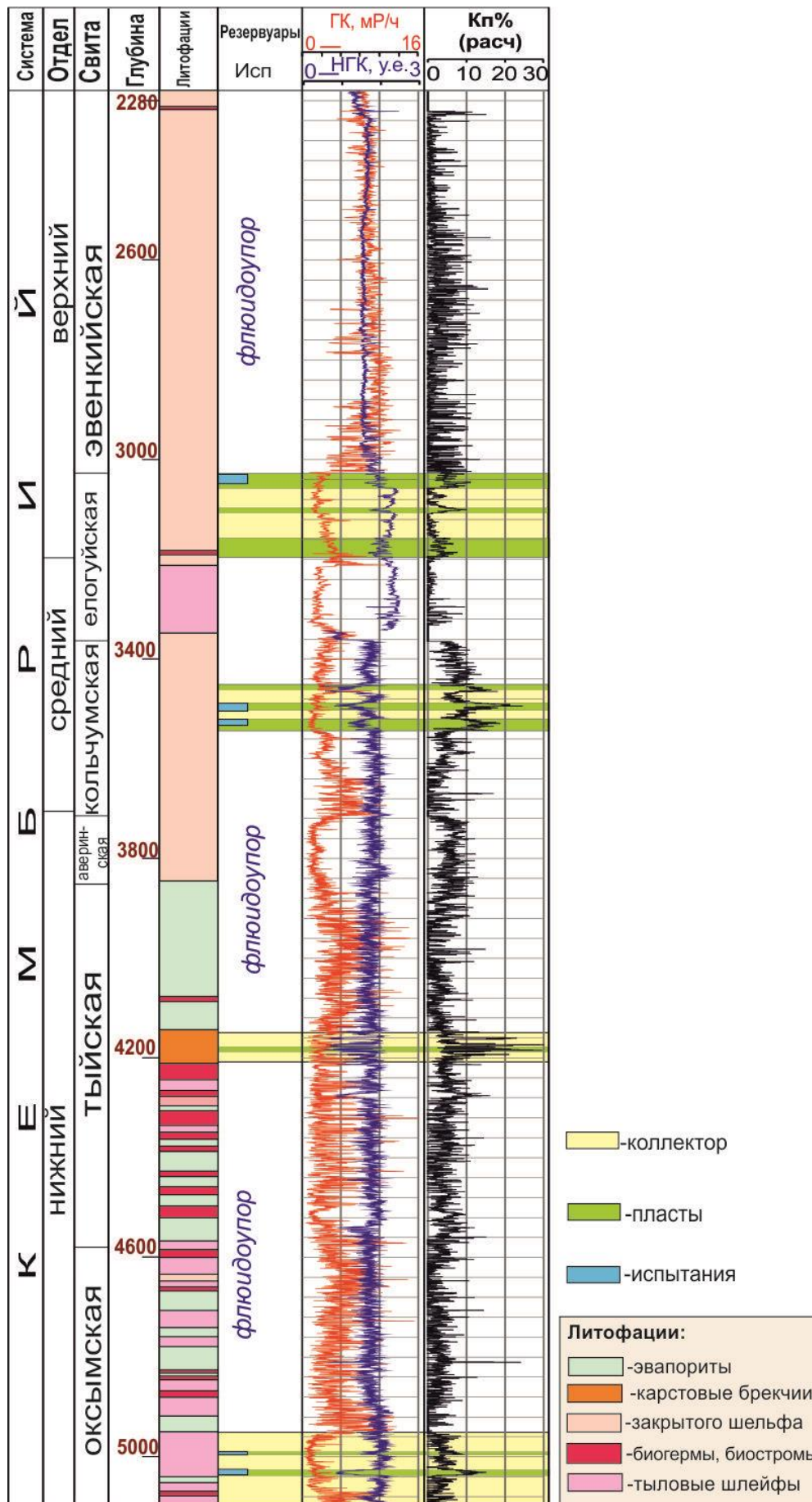


Рис. 6. Литолого-стратиграфическая колонка с резервуарами в верхневендском разрезе скв. Восток-3

В лабораторных условиях, ввиду сильной трещиноватости пород, определялись фильтрационно-емкостные характеристики лишь монолитных образцов порово-кавернозных доломитов. В пределах нижней подсвиты оксымской свиты их пористость варьирует от 5,8% до 11,4%, проницаемость меняется от  $1,5 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $12500 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . В наиболее пористо-кавернозных разностях везде фиксируется сильный запах нефти. Доломиты в этом интервале по значениям пористости и проницаемости соответствуют коллекторам с высокой (группа А, класс I) и средней (группа Б, класс III и IV) емкостью по классификации К.И. Багринцевой [Багринцева, 1977].

При испытании интервала 5028-5036 м получен слабый приток пластовой воды с запахом сероводорода плотностью  $1,13 \text{ г/см}^3$ . Максимальный дебит скважины составил  $2,83 \text{ м}^3/\text{сут}$  при СДУ = 2009 м. Пластовая температура на глубине 5036 м –  $93,4^\circ\text{C}$ . При совместном испытании интервалов 5028–5036 м и 4993–4996 м получен приток пластовой воды плотностью  $1,13\text{--}1,14 \text{ г/см}^3$ . Максимальный дебит составил  $15,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ . при СДУ = 1749,5 м и депрессии на пласт 186,6 атм. Общий объем притока с двух интервалов -  $62,6 \text{ м}^3$ . Пробы, дегазированные и извлеченные из камер ВПП-300 на скважине, имеют незначительный газовый фактор (несколько пузырей при вскрытии камеры). Все пробы, отобранные с двух интервалов, характеризуются сильным запахом сероводорода и наличием темно-серой взвеси. Минерализация воды составляет 209 г/л. К сожалению, качество проведенных испытаний в этой скважине и несоответствие их регламентирующим нормам не позволяет считать их достоверными.

В целом, сочетание порово-кавернозного коллектора с трещинным делает нижнеоксымский (осинский) резервуар одним из наиболее перспективных в домезозойской части разреза скв. Восток-4, что и подтверждают полученные лабораторные данные.

На прилегающих территориях Сурингдаконского выступа СП соответствующий резервуар (моктаконский) также обладает хорошими коллекторскими характеристиками и имеет высокие перспективы – в нем обнаружены нефтяная и газовая залежи на Моктаконском и Усть-Дельтулинском месторождениях соответственно.

В восточной (засолоненной) части Предъенисейского бассейна отложения этого уровня вскрыты единственной скв. Аверинская-150, где коллекторов не выявлено из-за доминирующего присутствия каменной соли и ангидритов.

*Тыйский (бельский) коллектор* выделен в средней части одноименной свиты в интервале 4150-4215 м. В его составе преобладают карстовые брекчии ангидрит-известково-доломитового состава. Основная масса разреза характеризуется пористостью до 4,5% (в среднем 1,2% по керну) и проницаемостью до  $7 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  (в большинстве десятые доли). Расчетные по каротажу коэффициенты пористости могут превышать 10-20%. С учетом



каротажных данных мощность доломитовых брекчий составляет около 70 м. Пачка содержит раздробленные тектонизированные зоны (до 20-40% объема). Присутствие карстовых брекчий и наличие тектонизированных зон, как известно [Максимович, Быков, 1978], указывает на высокую вероятность формирования трещинно-кавернозного коллектора в резервуаре, что подтверждается также материалами интерпретации ГИС. В целом, доломитовые брекчии по значениям пористости и проницаемости соответствуют коллекторам со средней (группа Б, класс V) и низкой (группа В, класс VI) емкостью. При этом в составе резервуара по данным ГИС в интервале 4180-4187 м выделяется перспективный пласт толщиной 7 м, который характеризуется максимальными значениями общей пористости до 30%, испытание не проводилось. Региональный флюидоупор – сульфатно-галогенно-доломитовая толща верхнетыйской подсвиты.

В восточной, более засоленной части бассейна, этому уровню соответствует интервал 3146-3270 м в скв. Лемок-1, где разрез представлен мелкообломочными, часто брекчированными доломитами, выше и ниже которых наблюдается переслаивание доломитов и ангидритов. В скважинах Аверинская-150 (интервал 1400-1560 м) и Тыйская-1 (некоторые уровни в интервале 800-1200 м) отложения этого уровня (бельская свита) сложены обломочными карбонатами (карстовые брекчии обрушения). Породы часто сильно кавернозны, на ряде уровней керн рассыпается.

На Сурингдаконском выступе бельскому уровню соответствует группа горизонтов-коллекторов с подтвержденной нефтегазоносностью на Моктаконском, Таначинском и Усть-Дельтулинском месторождениях: подсолевой, кочумдекский и абакунский (А-III – А-V). Как и в Предъенисейской зоне, региональным флюидоупором для этих горизонтов служат сульфатно-галогенно-доломитовые отложения сурингдаконской свиты.

Булайский и ангарский уровни в этой части Предъенисейского бассейна малоперспективны, как и большая часть аналогичного разреза на сурингдаконском выступе.

*Верхнекольчумский коллектор* выделен в средней части верхней подсвиты одноименной свиты в интервале 3450-3545 м только по данным ГИС и керном не представлен. В его составе выделяется три доломитовых пласта толщиной 12, 16 и 23 м. Значения пористости пластов, согласно результатам интерпретации ГИС, должны составлять 18-25%. Эти же данные свидетельствуют о преимущественно поровом типе коллектора. При испытании пластов в интервале 3520-3532 м и совместном испытании пластов в интервалах 3520-3532 м и 3487-3503 м получен приток минерализованной воды плотностью 1,05 г/см<sup>3</sup> (вероятно – фильтрата бурового раствора). Максимальный дебит - 98 м<sup>3</sup>/сут. Общий объем притока с двух интервалов составил 621 м<sup>3</sup>. Температура - 72°C.

Восточнее, в скв. Лемок-1 по данным ГИС верхнекольчумскому уровню разреза

соответствует доломитовая толща (интервал 2450-2710 м) без существенной глинистой и ангидритовой составляющих. Впрочем, качество коллекторов здесь оцениваются ниже.

На территории Южно-Тунгусской НГО на этом уровне выделяется продуктивный и перспективный дельтулинско-таначинский резервуар, проницаемая часть которого представляет собой карбонатный (в частности, водорослевые доломиты таначинской свиты) порово-каверно-трещинный коллектор с очень хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Из этого резервуара получены притоки УВ на ряде месторождений Сурингдаконского выступа.

*Елогуйский коллектор*, состоящий из трех обособленных пластов, выделяется в верхней части одноименной свиты в интервалах 3028-3057, 3097-3107, 3157-3195 м соответственно. Средний пласт охарактеризован керном, представленным оолитово-комковатыми известняками с раскристаллизованным, базальным иловым цементом, претерпевшим доломитизацию. Значения пористости в нем изменяются от 0,8% до 5,4%, составляя в среднем около 3%. Пустотное пространство имеет межзерновую и межкристаллическую природу. Для пород характерна неравномерная пропитка битуминозным веществом. Верхний и нижний пласты по данным ГИС и шламовому материалу представлены преимущественно известняками и глинистыми известняками. Значения пористости по результатам интерпретации ГИС составляют в среднем около 5%, достигая в верхнем пласте 11%, а в нижнем - 8%. Эти же данные говорят о преимущественно трещинно-каверновом и каверновом типах коллектора пластов резервуара.

Испытанию подверглась только верхняя половина верхнего пласта, откуда получен приток минерализованной воды плотностью 1,04 г/см<sup>3</sup>. Максимальный дебит составил 4,53 м<sup>3</sup>/сут. Минерализация воды – 67 г/л. Пластовая температура - 64,5°C.

В скв. Лемок-1 верхнеелогуйская часть разреза (интервал 2100-2270 м) также может рассматриваться в качестве коллектора, она представлена пористыми и кавернозными биотурбированными мелкообломочными карбонатными породами. В кавернах отмечены выделения черных пластичных битумов, керн часто пятнами пропитан нефтью. Керном охарактеризованы 2 небольших интервала подсвиты.

В западной части бассейна выявленные коллекторские уровни отсутствуют – в скважинах Восток-1 и Восток-3 весь нижнекембрийский разрез сильно редуцирован по мощности и представлен бассейновыми фациями глинистых известняков с очень низкими емкостными и фильтрационными свойствами.

На этом же стратиграфическом уровне Южно-Тунгусской НГО (Тынепская литофациальная зона) также фиксируется перспективный (имбакский) резервуар, сложенный известняками.

Флюидоупором для нижнеоксымского коллектора может служить верхнеоксымская подсвета и нижнии фрагменты тыйской свиты общей мощностью около 800 м. Большая их часть сложена переслаивающимися доломитами и ангидритами, включающими слойки глинистого вещества. Фильтрационно-емкостные свойства образцов характеризуются очень малой пористостью (первые проценты) и проницаемостью ( $< 0,001 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , редко до  $2-4 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ).

Флюидоупором для тыйского коллектора служат глинисто-доломитовые и ангидритовые отложения верхней части тыйской, а также глинисто-карбонатные аверинской и нижней части кольчумской свит общей мощностью около 400 м. В испытанных образцах практически отсутствует проницаемость. На экранирующих свойствах пород положительно сказывается также наличие глинистого вещества и тонкая плотная структура эвапоритов.

Хороших флюидоупоров между верхнекольчумским и елогуйским коллекторами не фиксируется, тем не менее, по данным ГИС нижняя подсвета елогуйской свиты, особенно верхняя ее часть, характеризуется наличием примеси глинистого вещества и пониженными значениями пористости. Мощность этой части отложений составляет не менее 80 м.

Общим региональным флюидоупором для всех выделенных коллекторов служат отложения эвенкийского уровня, представленные известково-доломитовыми алевроаргиллитами. По петрофизическим данным породы характеризуются низкой пористостью, в целом не превышающей 1%, и практически полным отсутствием проницаемости. Положительным фактором улучшения флюидоупорных свойств эвенкийской свиты является присутствие глинистой составляющей в карбонатных и терригенных породах, широкое распространение тонких прослоев аргиллитов, развитие диагенетического кальцита и ангидрита. Для рассматриваемых пород трещиноватость не характерна.

***Районирование резервуаров по степени перспективности.*** Одним из результатов проведенных палеогеографических реконструкций является установление в границах Предъенисейского бассейна существования двух важных с точки зрения оценки потенциальной нефтегазоносности сопредельных палеогеоморфологических структур и соответствующих им фациальных зон. Это предрифовый некомпенсированный прогиб с нефтематеринскими высокоуглеродистыми отложениями (пайдугинская свита) и потенциально продуктивная барьерная рифовая система шириной в десятки километров, с крутым склоном в сторону некомпенсированного суббассейна. Благоприятное сочетание фациально-палеогеографических факторов позволяет высоко оценить общие перспективы нефтегазоносности Предъенисейского бассейна с этих позиций.

Согласно принятым классификациям резервуаров по масштабности распространения ([Геология нефти..., 1981] и др.) выделенные резервуары можно отнести к рангу зональных (возможно – региональных), и соответственно, к рангу потенциально нефтегазоносного



горизонта (возможно - комплекса).

Отсутствие достаточного количества данных по всей территории бассейна не позволяет классифицировать потенциальные резервуары по качеству, как это сделано, в частности, для аналогичных отложений на СП ([Геология нефти..., 1981] и др.). Тем не менее, с учетом выявленного распространения (в разрезе и плане) проницаемых комплексов, флюидоупоров, их литологии и генезиса можно попытаться качественно дифференцировать территорию бассейна по степени перспективности резервуаров.

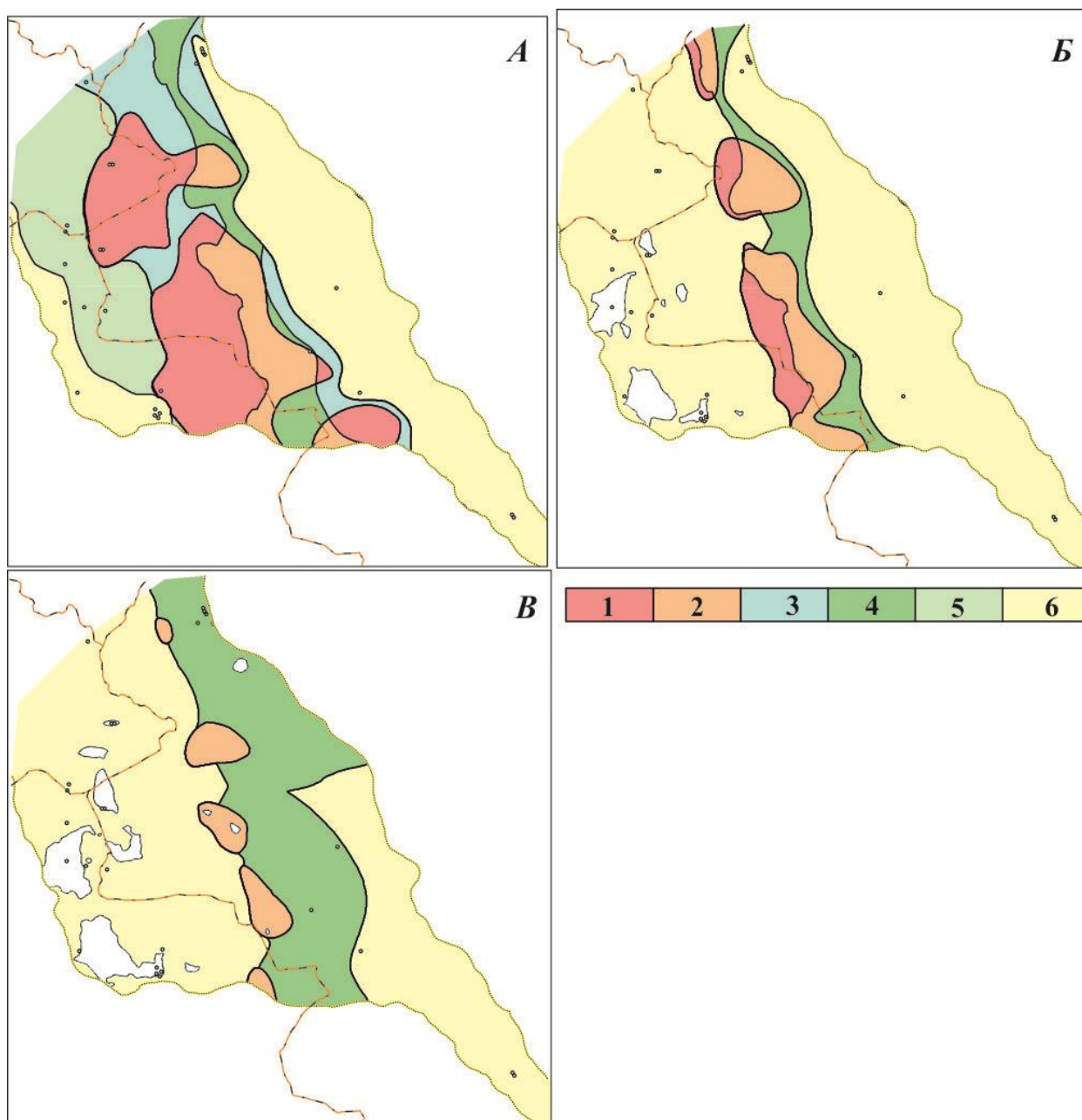
С этой целью выделенные резервуары (проницаемые комплексы и флюидоупоры) подразделены на соответствующие классы. Проницаемые комплексы по генезису представляют собой биогермы, обломочные органогенные карбонатные породы (предрифовые и зарифовые шлейфы) и бассейновые (дистальные) карбонатные породы. Флюидоупоры условно отнесены к эвапоритовым (каменная соль, ангидрит) и глинисто-карбонатным. В соответствии с этим выделены предполагаемые зоны распространения 6 типов (классов) резервуаров (рис. 7).

Различие между группами резервуаров «1» и «3», с одной стороны, и «2» и «4», с другой, состоит в том, что в первом случае флюидоупор непосредственно перекрывает проницаемый комплекс, а во втором - между проницаемой частью и флюидоупором залегает комплекс пород, который в нефтегазовой геологической литературе часто называют «полупокрышками». Во втором случае при прочих равных условиях перспективы резервуаров будут ниже.

Кроме этого, необходимо учитывать роль вторичных изменений пород, которые преимущественно вели к ухудшению их фильтрационно-емкостных свойств, что уменьшило качество резервуаров нефти и газа. В этой связи важным направлением поисков хороших коллекторов (помимо связанных с условиями первичной седиментации и палеогеографической зональностью) может стать поиск зон разуплотнения, вторичной трещиноватости и кавернозности. Примером этого является Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления на Байкитской антеклизе СП. При этом, особое внимание следует обратить на предперерывные карбонатные комплексы, перекрытые надежными флюидоупорами.

**Тектонические факторы.** Изучение тектонического строения и проведенные палеогеодинамические реконструкции ([Филиппов, 2017] и др.) позволили предложить геологическую модель Предъенисейского бассейна, рассматривающую верхнепротерозойско-палеозойский комплекс в качестве чехольных образований выделенного здесь Касско-Туруханского микроконтинента (жесткого массива), в результате коллизионных процессов консолидировавшегося в криогении с краевыми частями СП и на рубеже позднего

неопротерозоя развивавшихся уже как единая структура.



**Рис. 7. Схемы распространения резервуаров отдельных классов в осадочных комплексах**

*а) верхневендском, б) нижнекембрийском (усольском), в) нижне-верхнекембрийском.*

*Цветом показаны классы предполагаемых резервуаров (проницаемый комплекс + флюидоупор): 1 - зоны распространения карбонатных коллекторов (биогермы), перекрытых карбонатно-глинистыми (пайдугинская и райгинская свиты) и, частично, эвапоритовыми (каменная соль, ангидриты) флюидоупорами; 2 - зоны распространения карбонатных коллекторов (биогермы), перекрытых карбонатно-глинистыми (пыжнинская толща или кольчумская свит) флюидоупорами; 3 - зоны распространения карбонатных коллекторов (зарифовые тыловые шлейфы), перекрытых эвапоритовыми (усольская свита) или карбонатно-глинистыми флюидоупорами (пайдугинская и райгинская свиты); 4 - зоны распространения карбонатных коллекторов (зарифовые тыловые шлейфы), перекрытых карбонатно-глинистыми (пыжнинская толща или кольчумская свита) флюидоупорами; 5 - зоны распространения карбонатных коллекторов (предрифовые шлейфы и др.), перекрытых карбонатно-глинистыми и, частично, эвапоритовыми флюидоупорами; 6 - зоны распространения коллекторов низкого качества (соленосно-карбонатно-глинистые, терригенно-вулканогенно-карбонатные отложения).*

В такой трактовке западные районы бассейна принадлежали в кембрии к активной окраине материка и располагались в пределах задугового (окраинного) бассейна, который на востоке в тыльной своей части переходил в эпиплатформенный бассейн с корой континентального типа.

Возраст окончания аккреционных процессов и, соответственно, начала формирования новой пассивной континентальной окраины, вероятнее всего, лежит в пределах 600-650 млн. лет. Это означает, что мощные высокоуглеродистые (и потенциально нефтематеринские) рифейские комплексы, формировавшиеся по аналогии с одновозрастными отложениями Енисейского кряжа на окраинах микроконтинента, должны залегать ниже платформенного осадочного заполнения бассейна и, судя по сейсмическим данным, значительно дислоцированы. Не исключен вариант нахождения докембрийских потенциально нефтематеринских толщ и в составе верхнепротерозойского осадочного комплекса (моложе 600-650 млн. лет), но конкретных данных для такого вывода пока нет. В любом случае, на сегодняшний день не известны ни объем докембрийских потенциально нефтепроизводящих толщ, ни их генерационный потенциал.

В отличие от докембрийского этапа, достоверно известно, что в западной части бассейна на рубеже раннего и среднего кембрия существовали условия для накопления высокоуглеродистой (и потенциально нефтепроизводящей) толщи куонамского типа – пайдугинской свиты. По данным бурения позволили оценить ее состав, мощность и содержание органического углерода, а по палеогеографическим реконструкциям – намечен примерный ареал ее распространения.

Анализ тектонических дислокаций и времени проявления магматических процессов позволяет предполагать, как минимум, два значимых периода структурных перестроек осадочных комплексов бассейна, а именно – позднекаледонский и позднегерцинский (пфальцская фаза) тектонические циклы. В первом случае затронуты окраинные (западные и южные) части бассейна (как результат воздействия движений в соседних районах Алтае-Саянской складчатой области), а внутренние части испытали незначительные пликативные дислокации, включая проявления начальных стадий соляного диапиризма. Деструктивное влияние каледонских складчатых процессов могло привести к частичному уничтожению сформированных залежей УВ в западных районах бассейна и способствовать миграции части произведенных УВ.

В течение второго этапа предполагается значительно больший масштаб преобразований, вертикальных движений и эрозии верхних горизонтов. Общее воздымание территории в этот период должно, прежде всего, вывести потенциальные нефтематеринские комплексы из области ГЗН или, по крайней мере, значительно ослабить нефтеобразующие процессы. Кроме



того, в этот период верхние части палеозойского разреза (на большей части территории все осадочные комплексы моложе кембрия, а в районе Райгинско-Ажарминского вала включая весь кембрий) денудированы. В конце этой фазы орогенеза, по-видимому, сформированы основные пликативные структуры верхнедокембрийско-нижнепалеозойского комплекса с проявлением в восточных районах элементов соляной тектоники. С этим периодом также может быть связана значительная потеря или передислокация накопленных ранее УВ, в том числе из-за развития дизъюнктивных нарушений и формирования новых антиклинальных ловушек.

Начиная с юрского времени, когда весь район испытал общее региональное погружение (от 1 км на востоке до 3 км на западе) докембрийские и нижнекембрийские нефтепроизводящие отложения, по всей видимости, могли снова попасть в зону нефтегазообразования, что вызвало очередной небольшой пик образования УВ и миграционных процессов. Многофазность подобных процессов, отмеченная в ходе геохимических исследований ОВ, подтверждает эти предположения. Нет оснований и для возражений против того, что эти процессы могут продолжаться и ныне.

Для проверки этих предположений и детализации динамики процессов нафтидогенеза выполнены палеорекострукции осадконакопления и погружений, термальной истории и реализации нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород ([Филиппов, 2016] и др.).

В целом, можно констатировать, что имеющиеся геолого-геофизические материалы не позволяют однозначно оценить перспективы нефтегазоносности этого региона. Наличие в разрезе мощной толщи осадочных отложений платформенного типа, нафтидопроизводящих пород, региональных резервуаров (осадочных толщ с хорошими коллекторскими свойствами и перекрывающих их мощных флюидоупоров), потенциальных зон нефтегазонакопления, прямые признаки нефтегазоносности и следы масштабных процессов генерации и миграции УВ свидетельствуют о высоких перспективах нефтегазоносности Предъенисейского бассейна. В то же время, геохимические данные и результаты моделирования динамики генерации УВ отражают высокую степень катагенетической преобразованности ОВ и реализацию генерационного ресурса докембрийских и кембрийских нефтематеринских толщ. К неблагоприятным факторам относятся значительные масштабы денудации, имевшие место в герцинское время, древний возраст формирования потенциальных залежей и, как следствие, риски, связанные с их сохранностью в течение длительного периода. Для окончательных выводов о нефтегазоносном потенциале требуется постановка дополнительных сейсморазведочных работ и параметрического бурения.

При этом необходимо отметить, что современное состояние изученности

Предъенисейского бассейна не удовлетворяет требованиям даже регионального этапа. В центральной и восточной частях рассматриваемой территории, которые представляют наибольший интерес в отношении нефтегазоносности, большинство сейсмических временных разрезов характеризуются невысоким качеством, а значительная часть первичной геофизической информации в цифровом виде утрачена. Кроме того, до сих пор существуют значительные территории, не охваченные региональными сейсморазведочными работами совсем. Качество проводимых в скважинах испытаний по разным причинам часто не соответствует их регламентирующим нормам, что не позволяет считать их достоверными. В этой связи, в первую очередь предлагается завершить региональный этап геологического изучения территории бассейна. В этих целях необходимо проведение региональных сейсморазведочных работ (в комплексе с гравиразведкой и аэрогеофизическими исследованиями) и параметрического бурения. Наиболее перспективные объекты и рекомендуемые геологоразведочные работы показаны на карте (рис. 8).

*Работа выполнена в рамках проекта НИР ИНГГ СО РАН и при финансовой поддержке РФФИ и Администрации Томской области, проект 19-45-700009 p\_a.*

### Литература

*Баженова О.К., Дахнова М.В., Можегова С.В.* Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности ее домезозойского мегабассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т. 6. - №2. - [http://www.ngtp.ru/rub/1/17\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf)

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

*Гражданкин Д.В., Конторович А.Э., В.А. Конторович, Сараев С.В., Филиппов Ю.Ф., Ефимов А.С., Карлова Г.А., Кочнев Б.Б., Наговицин К.Е., Терлеев А.А., Федянин Г.О.* Венд Предъенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) // Геология и геофизика. - 2015. - Т. 56 (4). - С. 718-734.

*Конторович А.Э., Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф., Беляев С.Ю., Буриштейн Л.М., Вальчак В.И., Евграфов А.А., Ефимов А.С., Кашистанов В.А., Конторович А.А., Петров В.Н., Хоменко А.В.* Предъенисейская нефтегазоносная провинция - новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2006. - № 5-6. - С. 9-23.

*Конторович А.Э., Костырева Е.А., Сараев С.В., Меленевский В.Н., Фомин А.Н.* Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции Сибири (по результатам

бурения скважин Восток-1 и Восток-3) // Геология и геофизика. - 2011а. - Т.52. - №6. - С. 737-750.

*Конторович А.Э., Костырева Е.А., Сараев С.В., Меленевский В.Н., Фомин А.Н.* Литология и органическая геохимия венда Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скв. Восток-3) // Геология и геофизика. - 2011б. - Т.52. - №9. - С. 1213-1221.

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

*Мельников Н.В., Исаев А.В., Смирнов Е.В., Наумова Е.Г., Донцов М.В., Медюхина Л.В., Масленников М.А.* Фациальное районирование нижнего-среднего кембрия междуречья Подкаменной и Нижней Тунгусок // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. - №3(19). – С.3-17.

*Сараев С.В.* Литолого-фациальная характеристика усольской свиты (нижний кембрий) и ее возрастных аналогов Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири) // Геология и геофизика. - 2015. - Т. 56. - №6. - С. 1173-1188.

*Сараев С.В., Филиппов Ю.Ф., Батурина Т.П.* Палеогеография Предъенисейского осадочного бассейна в венде и кембрии // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: материалы VI Всероссийского литологического совещания (г. Новосибирск, 28-31 октября 2013 г.). – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. - Т. III. - С. 73-76.

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы: в 2-х т. / Ред Ю.Я. Шабанов. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. - Т.1. - 497 с.

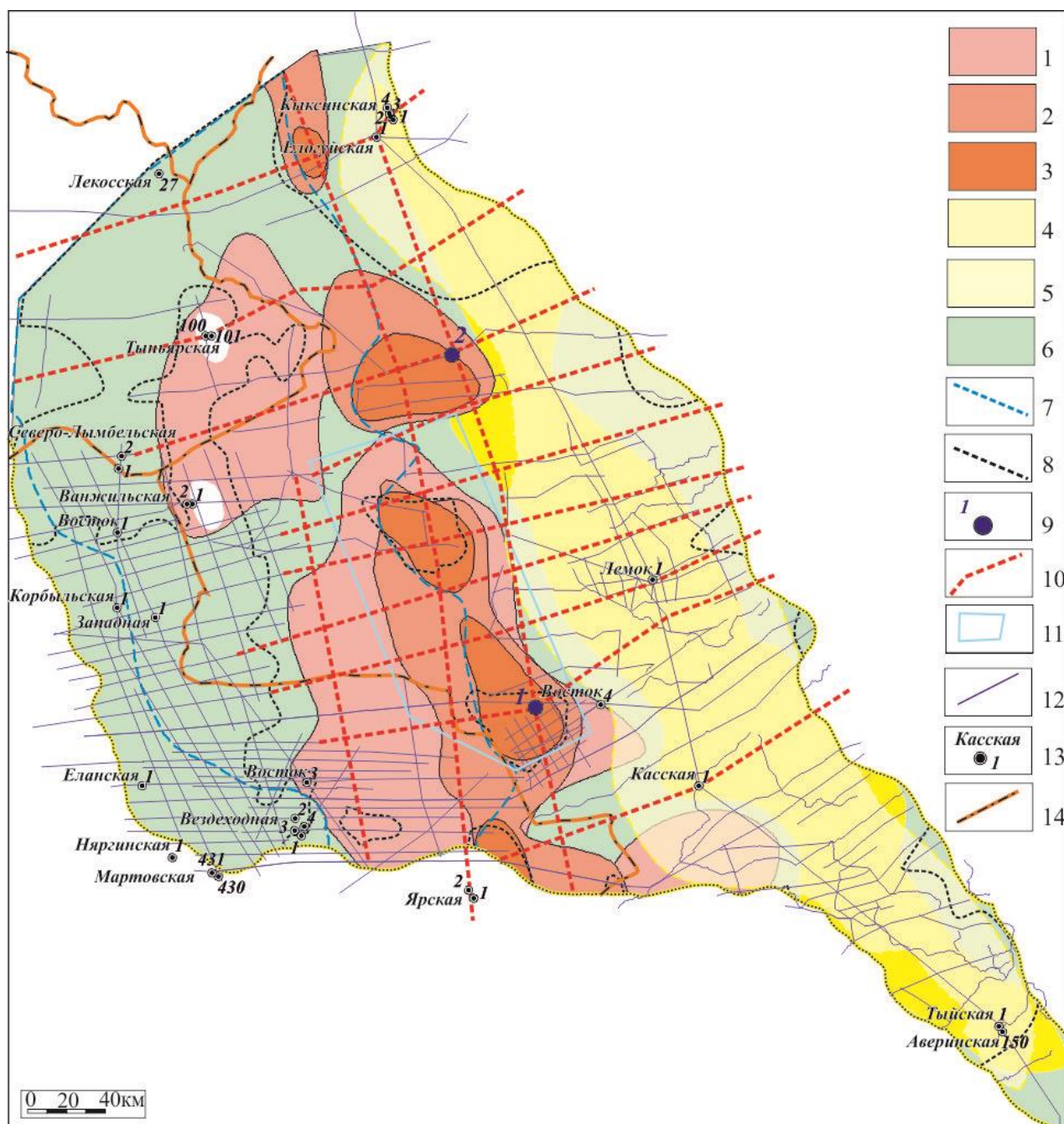
*Филиппов Ю.Ф.* Перспективы нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна // Геология нефти и газа. - 2016. - №6. - С. 35-45.

*Филиппов Ю.Ф.* Предъенисейский осадочный бассейн: сейсмогеологическая модель и геодинамическая эволюция // Геология и геофизика. - 2017. - Т. 58. - №3-4. - С. 455-471.

*Филиппов Ю.Ф., Сараев С.В., Коровников И.В.* Стратиграфия и корреляция кембрийских отложений Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири // Геология и геофизика. - 2014. - Т.55. - №5-6. - С. 891-905.

*Филиппов Ю.А.* Геологическое строение рифейских прогибов западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибирской платформы. - 2011. - № 4 (8). - С. 30-47.

*Филиппов Ю.А.* Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы // Диссертация на соискание учёной степени доктора геолого-минералогических наук. - Красноярск, 2015. – 449 с.



**Рис. 8. Карта перспективных объектов и рекомендуемых геологоразведочных работ**

1 - зоны предполагаемого развития верхневендских биогермов; 2 - зоны предполагаемого развития нижнекембрийских (усольских) биогермов; 3 - зоны предполагаемого развития кембрийских биогермов; 4 - зоны предполагаемого развития верхневендских эвапоритовых отложений; 5 - зоны предполагаемого развития нижнекембрийских эвапоритовых отложений; 6 - зоны предполагаемого развития вендско-кембрийских карбонатных отложений; 7 - предполагаемые границы распространения пайдугинской свиты; 8 - предполагаемые границы распространения пыжинской толщи; 9 - рекомендуемые к бурению параметрические скважины; 10 - рекомендуемые сейсмические работы ОГТ; 11 - рекомендуемые площади для отработки регионально - рекогносцировочной сети сейсмических профилей; 12 - линии сейсмических профилей; 13 - скважины; 14 - административная граница.



**Filippov Yu.F., Saraev S.V.**

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, [FilippovYF@ipgg.sbras.ru](mailto:FilippovYF@ipgg.sbras.ru), [SaraevSV@ipgg.sbras.ru](mailto:SaraevSV@ipgg.sbras.ru)

## POTENTIAL OF PETROLEUM BEARING STRUCTURES OF THE PRE-YENISEI SEDIMENTARY BASIN (SOUTHEAST OF WESTERN SIBERIA)

*The article is devoted to the study of hydrocarbon potential of the Upper Neoproterozoic-Cambrian sections of the Pre-Yenisei sedimentary basin, one of the poorly studied objects of the pre-Jurassic basement in the east of the West Siberian Plate. Using new data of regional seismic prospecting and drilling of parametric wells, paleogeographic reconstructions and lithofacies analysis of potential reservoirs of this basin were carried out, and their zoning was performed. A comparative analysis of potential petroleum bearing structures indicates their similarity with those belonging to Suringdakon arch of the petroleum South Tungus area. Tectonic factors, historical conditions of generation and preservation of potential hydrocarbon accumulation are considered. The results are important for the future regional assessment of the prospects for the region's oil and gas potential and can be used for practical purposes to prepare subsoil use programs and develop a strategy for the development of hydrocarbon resources in the region.*

**Keywords:** petroleum bearing structure, Upper Proterozoic-Cambrian section, paleogeographic reconstructions, petroleum potential, Pre-Yenisei sedimentary basin, Western Siberia.

### References

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. *Verkhniy proterozoy Sibirskoy platformy – osnovnoy istochnik neftegazonosnosti ee domezozoyskogo megabasseyna* [Upper Proterozoic formations of Siberian platform – main source of oil and gas of Pre-Mesozoic megabasin]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2011, vol. 6, no. 2, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/1/17\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf)

Filippov Yu.F. *Perspektivy neftegazonosnosti Pred"eniseyskogo osadochnogo basseyna* [Oil and gas prospects of the Pre-Yenisei sedimentary basin]. *Geologiya nefti i gaza*, 2016, no. 6, pp. 35-45.

Filippov Yu.F. *Pred"eniseyskiy osadochnyy basseyn: seismogeologicheskaya model' i geodinamicheskaya evolyutsiya* [Pre-Yenisei sedimentary basin: seismic-geological model and geodynamic evolution]. *Geologiya i geofizika*, 2017, vol. 58, no. 3-4, pp. 455-471.

Filippov Yu.F., Saraev S.V., Korovnikov I.V. *Stratigrafiya i korrelyatsiya kembriyskikh otlozheniy Pred"eniseyskogo osadochnogo basseyna Zapadnoy Sibiri* [The Cambrian section of the Cis-Yenisei basin (West Siberia): stratigraphy and correlation]. *Geologiya i geofizika*, 2014, vol.55, no. 5-6, pp. 891-905.

Filipstov Yu.A. *Geologicheskoe stroenie rifeyskikh progibov zapadnoy chasti Sibirskoy platformy* [Geological structure of the Riphean troughs of the western part of the Siberian platform]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibirskoy platformy*, 2011, no. 4 (8), pp. 30-47.

Filipstov Yu.A. *Neftegazonosnost' verkhnego proterozoya zapadnoy chasti Sibirskoy platformy* [Oil and gas potential of the Upper Proterozoic of the western part of the Siberian platform]. *Dissertatsiya na soiskanie uchenoy stepeni doktora geologo-mineralogicheskikh nauk*. Krasnoyarsk, 2015, 449 p.

*Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Geology of oil and gas of the Siberian platform]. Editors A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. Moscow: Nedra, 1981, 552 p.

Grazhdankin D.V., Kontorovich A.E., V.A. Kontorovich, Saraev S.V., Filippov Yu.F., Efimov A.S., Karlova G.A., Kochnev B.B., Nagovitsin K.E., Terleev A.A., Fedyanin G.O. *Vend Pred"eniseyskogo osadochnogo basseyna (yugo-vostok Zapadnoy Sibiri)* [Vendian of the Fore-Yenisei sedimentary basin (southeastern West Siberia)]. *Geologiya i geofizika*, 2015, vol. 56 (4), pp. 718-734.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Filippov Yu.F., Belyaev S.Yu., Burshteyn L.M., Val'chak V.I., Evgrafov A.A., Efimov A.S., Kashtanov V.A., Kontorovich A.A., Petrov V.N., Khomenko A.V. *Pred'eniseyskaya neftegazonosnaya provintsia - novyy perspektivnyy ob'ekt poiskov nefiti i gaza v Sibiri* [The Fore-Yenisei petroleum province as a new prospect of oil and gas exploration in Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, no. 5-6, pp. 9-23.

Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Saraev S.V., Melenevskiy V.N., Fomin A.N. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva kembriya Pred'eniseyskoy subprovintsii Sibiri (po rezul'tatam bureniya skvazhin Vostok-1 i Vostok-3)* [Geochemistry of Cambrian Organic Substance of the Pre-Yenisei Sub-Province of Siberia (based on drilling of Vostok-1 and Vostok-3 wells)]. *Geologiya i geofizika*, 2011a, vol. 52, no. 6, pp. 737-750.

Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Saraev S.V., Melenevskiy V.N., Fomin A.N. *Litologiya i organicheskaya geokhimiya venda Pred'eniseyskoy subprovintsii (po rezul'tatam bureniya skv. Vostok-3)* [Lithology and organic geochemistry of the Vendian of the Pre-Yenisei subprovince (according to the results of well drilling Vostok-3)]. *Geologiya i geofizika*, 2011b, vol. 52, no. 9, pp. 1213-1221.

Mel'nikov N.V. *Vend-kembriyskiy solerodnyy basseyn Sibirskoy platformy* [Vendian-Cambrian salt pool of the Siberian platform]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2009, 148 p.

Mel'nikov N.V., Isaev A.V., Smirnov E.V., Naumova E.G., Dontsov M.V., Medyukhina L.V., Maslennikov M.A. *Fatsial'noe rayonirovanie nizhnego-srednego kembriya mezhdurech'ya Podkamennoy i Nizhney Tungusok* [Facial zoning of the lower-middle Cambrian between the Podkamennaya and Lower Tungusok rivers]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, 2014, no. 3(19), pp. 3-17.

Saraev S.V. *Litologo-fatsial'naya kharakteristika usol'skoy svity (nizhniy kembriy) i ee vozrastnykh analogov Pred'eniseyskogo osadochnogo basseyna Zapadnoy Sibiri* [Litologic and facial characteristics of the Lower Cambrian Usol Formation and its age analogs in the Cis-Yenisei sedimentary basin, West Siberia)]. *Geologiya i geofizika*, 2015, vol. 56, no. 6, pp. 1173-1188.

Saraev S.V., Filippov Yu.F., Baturina T.P. *Paleogeografiya Pred'eniseyskogo osadochnogo basseyna v vende i kembrii* [Paleogeography of the Pre-Yenisei sedimentary basin in the Vendian and Cambrian]. *Osadochnye basseyny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoy istorii: materialy VI Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya* (Novosibirsk, 28-31 Oct 2013). Novosibirsk: INGG SO RAN, 2013, vol. III, pp. 73-76.

*Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Kembriy Sibirskoy platformy* [Stratigraphy of Siberian oil and gas basins. Cambrian of the Siberian platform]. Editor Yu.Ya. Shabanov. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2016, vol. 1, 497 p.