



УДК (553.98:551.243.4):550.8(571.53–13)

ВЕРХНЕЛЕНСКОЕ СВОДОВОЕ ПОДНЯТИЕ – ГЛАВНЫЙ ОБЪЕКТ ПОДГОТОВКИ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ЮГЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А. Г. Вахромеев^{1,2}, А. С. Смирнов^{3,5}, А. М. Мазукабзов¹, И. В. Горлов^{1,3}, Н. В. Мисюркеева^{1,4},
Г. Я. Шутов⁶, В. В. Огибенин³

¹Институт земной коры, Иркутск, Россия; ²Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия; ³ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия; ⁴ООО «Сигма-гео», Иркутск, Россия; ⁵Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; ⁶Институт физики земли РАН, Москва, Россия

Современные итоги геолого-разведочных работ на уникальном Ковыктинском газоконденсатном месторождении в Иркутской области рассмотрены как результат развития концептуальных представлений о перспективах нефтегазоносности юга Сибирской платформы. Детально проработаны известные представления разных лет о геологической позиции месторождения, локализованные запасы которого составляют более 2,7 трлн м³. Учтен значительный по объему массив накопленных данных глубокого бурения и полевой геофизики о строении осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента южной и юго-восточной частей кратона, включая новейшие геолого-геофизические данные. Сделан вывод, что наиболее корректно результаты более чем 70-летних работ на нефть и газ укладываются в геологическую модель крупного Верхнеленского неотектонического сводового поднятия, предложенную в 1980-е гг. геологами ВостСибНИИГГиМС Мингео СССР. Унаследованное поднятие с нижнего палеозоя и до современного времени сформировано «перекосом» ложа осадочного чехла платформенной части амфитеатра и неравномерными вертикальными движениями Ангаро-Ленского и Ангаро-Саянского краевых прогибов в результате тектонических движений разной амплитуды. Намечены и обоснованы контуры Ангаро-Ковыктинской зоны нефтегазоаккумуляции – объекта первоочередных геолого-разведочных работ с целью прироста ресурсной базы природного газа на юге Иркутской области.

Ключевые слова: Ковыктинское газоконденсатное месторождение, Ангаро-Ковыктинская зона нефтегазоаккумуляции, Верхнеленское поднятие, краевые (рифейские) прогибы, шарьяжно-надвиговая тектоника, виргации линейной складчатости.

THE UPPER LENA ARCHED UPLIFT IS THE MAIN OBJECT OF PREPARING A RESOURCE BASE OF HYDROCARBONS IN THE SOUTH OF THE SIBERIAN PLATFORM

A. G. Vakhromeev^{1,2}, A. S. Smirnov^{3,5}, A. M. Mazukabzov¹, I. V. Gorlov^{1,3}, N. V. Misyurkeeva^{1,4},
G. Ya. Shutov⁶, V. V. Ogibenin³

¹Institute of the Earth's Crust SB RAS, Irkutsk, Russia; ²Institute of the Subsoil Use, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia; ³Gazprom Geologorazvedka, Tyumen, Russia; ⁴Sigma-geo, Irkutsk, Russia; ⁵Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia; ⁶O.Yu.Schmidt Institute of Physics of the Earth RAS, Moscow, Russia

The current results of geological exploration at the unique Kovyktinskoye gas condensate field (GCF) in the Irkutsk Region are considered as a result of the development of conceptual ideas about the prospects of oil and gas potential in the south of the Siberian Platform. At the initial stage of oil and gas exploration, this area was called the Irkutsk Amphitheater, oil-and-gas-bearing, sedimentary basin. Later, most of it was included in the Angara-Lena Petroleum Region. The authors worked out in detail the well-known ideas of different years about the geological position of the unique Kovyktinskoye gas condensate field, whose localized reserves today amount to more than 2.7 trillion m³. A considerable volume of accumulated data of deep drilling and field geophysics on the structure of the sedimentary cover and the crystalline basement surface of the southern and southeastern part of the craton, including the latest geological and geophysical data, was taken into account. It is concluded that the most correct results of more than 70-year exploration for oil and gas fit into a geological model of the major Upper Lena neotectonic arched uplift proposed by geologists of the USSR MINGEO VostSibNIIGGiMS in the 1980s. The inherited uplift from the Lower Paleozoic to the present time is formed by a “skew” bed of sedimentary cover of the platform part of the amphitheater and irregular vertical movements of the fore deeps – the Angara-Lena and Angara-Sayan ones – as a result of tectonic movements differing in amplitude. Contours of the Angara-Kovykta oil and gas accumulation zone, the object of high-priority geological exploration, with the aim of increasing the resource base of natural gas in the south of the Irkutsk Region, were outlined and justified.

Keywords: Kovyktinskoye gas condensate field, Angara-Kovykta oil and gas accumulation zone, Upper Lena uplift, marginal (Riphean) depressions, overthrust tectonics, virgations of linear folding.

DOI 10.20403/2078-0575-2019-3-38-56

По мнению акад. А. Э. Конторовича [13], именно доразведка уникальных месторождений Ковыктинского в Иркутской области и Чаяндинского в Реп-

спублике Саха (Якутия) позволит прирастить значительные объемы запасов газа и газового конденсата. Геолого-разведочными работами (ГРП) установле-



но, что основные перспективы прироста запасов УВ сосредоточены в вендском комплексе [23, 29, 30]. Балансовые запасы природного газа и газового конденсата Ковыктинского газоконденсатного месторождения (КГКМ) превышают 2,7 трлн м³. По итогам реализуемой ООО «Газпром геологоразведка» программы ГРП планируется довести их до 3,0–3,2 трлн м³. Представления о геологическом строении КГКМ корректируются по результатам ГРП [1, 8, 32, 34, 43]. Объектом научной дискуссии пока остаются контуры и строение Ковыктинской (или Ангаро-Ковыктинской) зоны нефтегазоаккумуляции (ЗНГА) Иркутского нефтегазоносного бассейна (НГБ) [1, 3, 8, 26, 36] и ее геолого-структурное положение, т. е. общий структурный и литологический контур территории, на которой размещены природные резервуары, залежи и месторождения УВ.

Ковыктинское месторождение занимает значительную площадь, охватывающую юго-восточную часть Иркутского амфитеатра Сибирской платформы, и по особенностям геологического строения и значительному объему углеводородов является уникальным объектом. Согласно «Тектонической схеме Сибирской платформы», месторождение располагается в низах нижнепалеозойского чехла Ангаро-Ленской ступени (Ангаро-Ленского палеопроггиба) и тяготеет к зоне перехода от Непско-Ботуобинской антеклизы к Верхнеленской палеовпадине и к зоне сочленения платформенной области с Предпатомским региональным прогибом [30, 38, 39]. Месторождение находится на восточном фланге Верхнеленской палеовпадины, которая оконтурена по мощностям раннепалеозойских образований и соленасыщенности [4, 6].

Осадочный чехол рассматриваемой территории сложен венд-нижнепалеозойскими и частично рифейскими образованиями суммарной толщиной до 6000 м (по новым сейсморазведочным данным). Он построен ритмично и составляет закономерную последовательность в смене парагенезов формаций в вертикальном и горизонтальном направлениях [5, 14, 41]. Во внутренних частях региона разрез фанерозойского чехла представляет собой трехслойную систему, в которой средняя часть соленосная. К периферии Сибирской платформы соленосные породы замещаются сульфатно-карбонатными. Литолого-структурные особенности строения разреза позволяют выделить подсолевой, соленосный и надсолевой комплексы [3, 4, 6].

В *подсолевой* комплекс предположительно входят осадки байкальской серии нижнего венда (ранее датировались как верхний рифей, здесь бурением не изучены), терригенные отложения верхнего венда (ушаковская, непская свиты и их аналоги), карбонаты венда и нижнего кембрия. Комплекс с угловым несогласием залегает на породах фундамента, конформно облегая его поверхность. Отложения подсолевого комплекса являются основной газосодержащей толщей региона. В чорской свите

венда выделяются продуктивные боханский и парфеновский горизонты; ниже в подошве ухаковской свиты – базальный.

В *соленосный* комплекс входят образования усольской, бельской, булайской, ангарской и литвинцевской свит нижнего – среднего кембрия, преимущественно эвапориты, известняки, доломиты и ангидриты, переслаивающиеся между собой. Внутри отчетливо выделяются отдельные достаточно мощные пласты карбонатов (осинский пласт в низах усольской свиты, доломиты в бельской и булайской), а также большое количество более мелких прослоев, которые составляют компетентный каркас, способствующий передаче напряжений на значительные расстояния. В то же время наличие мощных пластов солей [4, 6, 22, 25, 26, 36, 37] обеспечивает высокую подвижность пород комплекса, что подтверждается присутствием большого количества зон срыва и скольжения. Наиболее мощные проявления соляного тектогенеза характерны для усольского и ангаро-литвинцевского интервалов. Не исключено, что по результатам текущих ГРП на Хандинской площади и южнее в краевом прогибе будут установлены вендские (тирские) соли, ранее выявленные бурением в Прибайкальском палеопроггибе.

Надсолевой комплекс представлен карбонатно-терригенными породами красноцветной формации среднего – верхнего кембрия (верхоленская, илгинская свиты) и ордовика (усть-кутская, криволицкая, чертовская, макаровская).

Уникальное по локализованным запасам Ковыктинское ГКМ – основной и пока не до конца разведанный объект Ангаро-Ковыктинской зоны нефтегазоаккумуляции. Значительные по протяженности контуры месторождения в настоящее время картируются условно и определяются разбуренностью площади. Одна из опубликованных версий расположения и контуров Ангаро-Ковыктинской ЗНГА рассмотрена в работе Н.В. Мельникова с соавторами [23]. Исходя из принципов выделения зон нефтегазоаккумуляции как геологических объектов, принято рассматривать их с двух сторон. «С одной стороны, это геологический объект, выделяющийся на фоне остального осадочного чехла особенностями строения и историей развития, позволившими сформировать и сохранить месторождения нефти, газа и конденсата. С другой – это основной объект нефтегазопоисковых работ, и от того, насколько верно нефтяники представляют его ресурсный потенциал, настолько грамотно и успешно будут спланированы и проведены поиски и разведка месторождений углеводородов» [23, с. 1161–1162]. Базой для выделения и обоснования зон нефтегазоаккумуляции, оценки их ресурсного потенциала были и остаются важнейшие особенности их геологического строения.

Ангаро-Ковыктинская ЗНГА установлена Н. В. Мельниковым и др. в центральной части Ангаро-Ленской НГО, а ее восточная граница – это при-



ная граница Ангаро-Ленской ступени и Предпатомского регионального прогиба (РП): «Здесь открыто и разведано уникальное по запасам газа Ковыктинское месторождение с залежью в парфеновском горизонте венда. В непосредственной близости от него выявлены Чиканское, Ангаро-Ленское и Нарьягинское газоконденсатные месторождения. Ангаро-Ленское на начальной стадии изученности также оценивается как уникальное по запасам газа. Чиканское месторождение считается крупным, а Нарьягинское мелким по запасам УВ. Основные продуктивные горизонты, в которых установлена продуктивность, – парфеновский и боханский» [23, с. 1161].

«Четких структурных границ у зоны нет. Газоконденсатные залежи приурочены к неантиклинальным литологически ограниченными ловушкам на структурных террасах и мысах. Ковыктинское месторождение приурочено к одноименному структурному выступу, но его замыкание на востоке по данным бурения Хандинских скважин по парфеновскому горизонту еще не установлено. Площадь зоны 28800 км², нелокализованные извлекаемые ресурсы нефти оцениваются в 10 млн т, ресурсы газа – в 1700 млрд м³» [25, с. 1161]. Таким образом, расположение территории Ковыктинской ЗНГН как в общепринятом представлении [3, 14, 30, 42], так и в понимании Н. В. Мельникова и др. [23] рассматривалось в пределах юго-восточной моноклинали Ангаро-Ленской ступени, т. е. в пределах платформенной НГО. Причем перспективы связывались именно с приуроченностью к природному резервуару терригенного венда. Только парфеновский продуктивный горизонт чорской свиты является объектом ГРП [8]. Положительной геологической структурой, с точки зрения геологов-нефтяников является так называемый Ковыктинский выступ [3, 42].

Однако уже в работах А. Э. Конторовича и др. [17, 19], Г. Я. Шутова [47] геологическая позиция Ковыктинского ГКМ рассматривалась на склоне Ангаро-Ботуобинской антеклизы в зоне сочленения Байкало-Вилуйского (Предбайкало-Патомского регионального) краевого прогиба с Ангаро-Ленской ступенью (АЛС). Согласно уточненной схеме тектонического районирования Сибирской платформы [38] восточная граница Хандинской части КГКМ и Нарьягинского ГКМ картируются уже в контурах Предпатомского РП [1, 12, 26]. По нашему представлению, геологическая позиция двух месторождений УВ (Ковыктинского в современных контурах промышленной газоносности [1, 8] и Нарьягинского), восточные ограничения которых в природном резервуаре венда подтверждены бурением в пределах Предпатомского РП, являются важным аргументом в пользу расширения контуров Ангаро-Ковыктинской ЗНГН. По результатам глубокого бурения и испытания скважин нам представляется, что зона нефтегазоаккумуляции пограничная, локализованная в узле сочленения АЛС и Предбайкало-Предпатомского регионального краевого прогиба

[10, 30, 42]. Другими словами, по результатам ГРП последних лет Ковыктинская ЗНГН расширена на восток за счет юго-западного борта Предпатомского РП (одноименный НГБ) [26, 29, 30] и, что крайне важно, локализована в зоне сочленения этих региональных тектонических структур. Северная граница рассматриваемой ЗНГН смещена на север и, очевидно, включает Южно-Усть-Кутскую площадь и Нарьягинское ГКМ. По Н. В. Мельникову и др. [23], юго-восточная граница включает Чиканское ГКМ. По нашему мнению, она должна быть пересмотрена. Доказанные бурением геолого-структурные границы Ковыктинской зоны нефтегазоаккумуляции представляются нам той базой, на основе которой можно уточнить нефтегазогеологическое районирование.

Не отрицая роль литологического и тектонического факторов в ограничении природных резервуаров, вмещающих известные газоконденсатные залежи, вспомним, что на начальном этапе поисков на Ковыктинском ГКМ одним из первых было представление об объекте поисковых работ на нефть и газ [47] как о крупном (рис. 1) Верхнеленском антиклинальном поднятии или своде [3, 7, 18, 31 и др.] в северо-восточной части Ангаро-Ленской ступени, имеющем асимметричное строение со смещенной на восток осью субмеридионального простирания. Это поднятие окаймлено Усть-Ордынской мезокайнозойской впадиной с юга, крупными валообразными структурами Божеханского, Качугского и Хандинского валов и разбито Жигаловским разломом на два блока – южный Тутурский и северный Ковыктинский. В работе [5] в сопоставимых контурах выделены Ангаро-Ленское крупное валообразное неотектоническое поднятие (суммарная амплитуда 350–450 м, максимальная в сводовой части поднятия до 550 м) и Приленская зона предрифтовых структур.

Верхнеленское сводовое поднятие, в северо-восточной части Иркутского амфитеатра описано в работах [7, 46]. Первоначально поднятие было отражено на неотектонических картах [3, 7, 10, 11, 31, 46] и сопоставлено с крупной глыбой архейского возраста в фундаменте. Разломы в фундаменте, ограничивающие это поднятие, выделены в работах К. А. Савинского (1972 г.), уточнены на картах Г. Л. Митрофанова, А. П. Таскина (1984 г.), А. С. Барышева и др. (1999 г.) и обобщены в публикации ВНИГРИ [9]. По режиму проявления тектонических движений в новейший этап оно отнесено к областям горообразования. Суммарные амплитуды неотектонических поднятий здесь 500–1000 м [6], максимальные до 1500 м [7]. Верхнеленское сводовое поднятие – это наиболее крупный структурно-тектонический элемент в пределах АЛС и сопредельных структур с унаследованным развитием с мезозоя (ордовик), т. е. докайнозойским положительным трендом блоковых движений фундамента и осадочного чехла [3, 5, 18, 37]. Границы поднятия являются тектонически обусловленными и геоди-

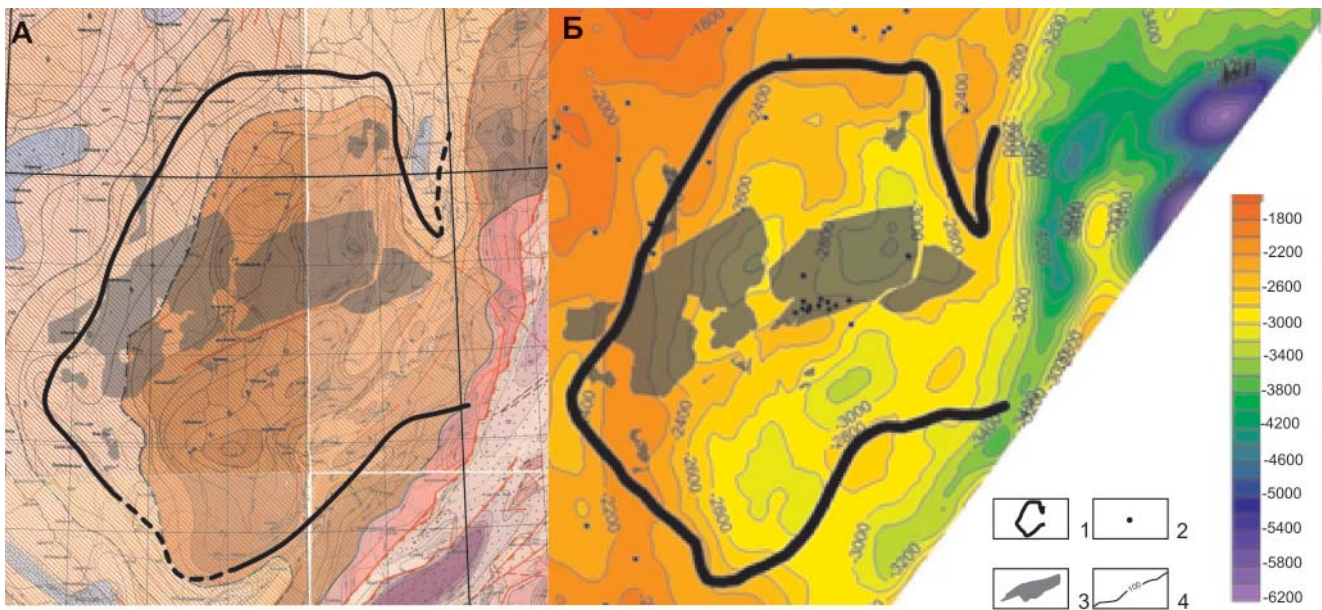


Рис. 1. Контуры Верхнеленского сводового поднятия: А – по геоморфологическим построениям [11]; Б – по гравиметрическим данным ООО «Газпром геологоразведка» (2018)

1 – контур поднятия; 2 – скважины глубокого бурения, вскрывшие фундамент; 3 – контуры месторождений; 4 – прогнозные глубины фундамента в области сводового поднятия

намически унаследованными и контролируются магистральными разломами в фундаменте юга кратона (рис. 2), положительной асимметричной мегаструктурой в чехле и контурами обрамляющих его прогибов (Предбайкальско-Предпатомского, Илимского и Предсаянского). Поднятие характеризуется наиболее приподнятой частью в области седловины (в районе пос. Карам), которая по границе с вендскими образованиями разделяет Предпатомскую и Предбайкальскую ветви краевого прогиба. Осевая линия с изгибом трассируется вдоль области сочленения платформенной моноклинали с каждым из этих прогибов.

Перспективы нефтегазоносности Верхнеленского «свода» обоснованы Г. Я. Шутовым [47], который рассматривал его структуру по кровле осинского горизонта усольской свиты. Важно, что по комплексу благоприятных признаков нефтегазоносности он положительно оценивал не только центральную платформенную часть АЛС, но и зону ее сочленения с Предбайкальским прогибом, включая и сам прогиб [47]. Здесь южнее Ангаро-Ковыктинской ЗНГН на юго-востоке Ангаро-Ленской НГО была намечена Верхоленско-Кудинская ЗНГН, которая «протягивается полосой с юго-запада на северо-восток вдоль Предбайкальского рифейского палеопргиба. На вендском уровне здесь бурением изучена структурная терраса, в пределах которой на пути миграции УВ из прогиба в благоприятных структурных условиях, похожих на Ангаро-Ковыктинскую зону, прогнозируются газовые залежи в парфеновском и боханском горизонтах венда. Площадь зоны оценена в 17200 км², нелокализованные ресурсы газа 1400 млрд м³» [23, с. 1161].

Г. Я. Шутов полагал [47], что крупное (а по новым данным ГРП [1, 8] уникальное) Верхнеленское поднятие (рис. 2–4) на юге и юго-западе ограничено Куленгской седловиной и Божеханским валом [16], на востоке и юго-востоке – Прибайкальским и Предпатомским региональными прогибами. Северо-западное и северное погружения формируют современный структурный план моноклинали склона Ангаро-Ленской ступени. Таким образом, намеченная Верхоленско-Кудинская ЗНГН [23] также находится в контуре Верхнеленского сводового поднятия: это южная часть единой Ангаро-Ковыктинской зоны нефтегазоаккумуляции. Иначе говоря, южные контуры Ангаро-Ковыктинской ЗНГН по геологоструктурному признаку необходимо рассматривать по Предбайкальскому прогибу, ограничивая их с юга по Божеханскому валу. Таким образом, в пределах одной структуры объединяются две известные зоны [25] с прежним названием – Ангаро-Ковыктинскую. В свою очередь, Ковыктинский блок (выступ) [3, 30, 42] – это северная часть единого сводового поднятия. При первых этапах ГРП здесь картировалась серия локальных поднятий по кровле карбонатного венда (так называемый Раздольненский вал) [47].

Установлено, что Предбайкальский палеопргиб [41], а позже Предбайкальский новейший прогиб развивались унаследованно в течение длительного геологического времени [3, 5, 6, 40]. Он имеет четкие геологические границы с Верхнеленским сводовым поднятием, определенные как по кровле кристаллического фундамента (см. рис. 3), так и по структурным планам рифея – терригенного венда (Божеханский вал в отложениях венда, выявленный по результатам бурения Божеханской скв. 1 [13]) и галогенно-карбонатного кембрия

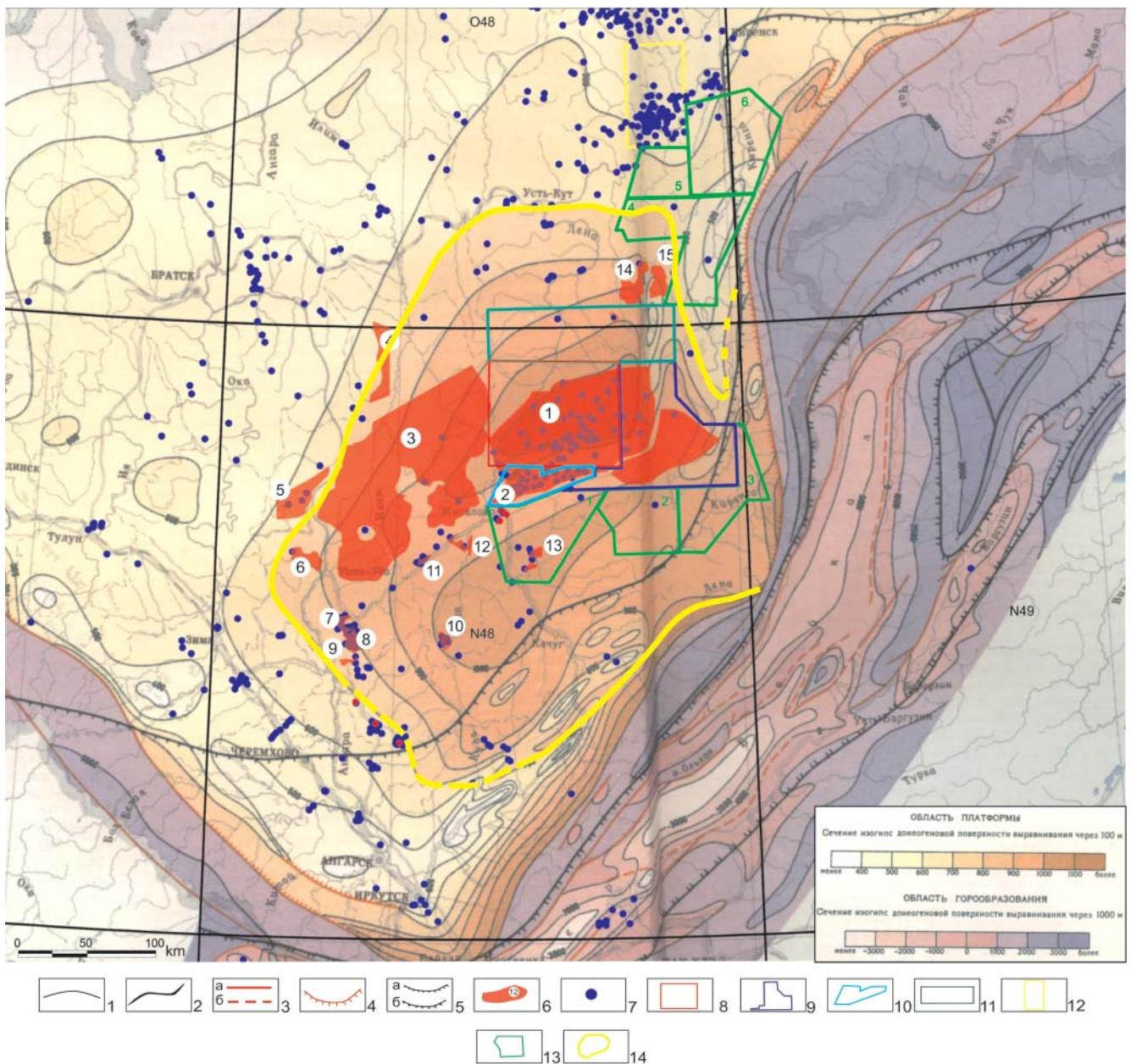


Рис. 2. Сопоставление контуров углеводородных месторождений Ангаро-Ленской ступени юга Предпатомского РП (2016 г.) с границами Верхнеленского неотектонического поднятия [44]

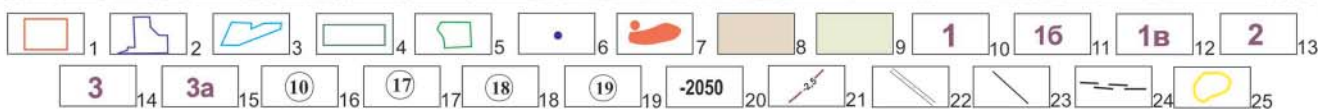
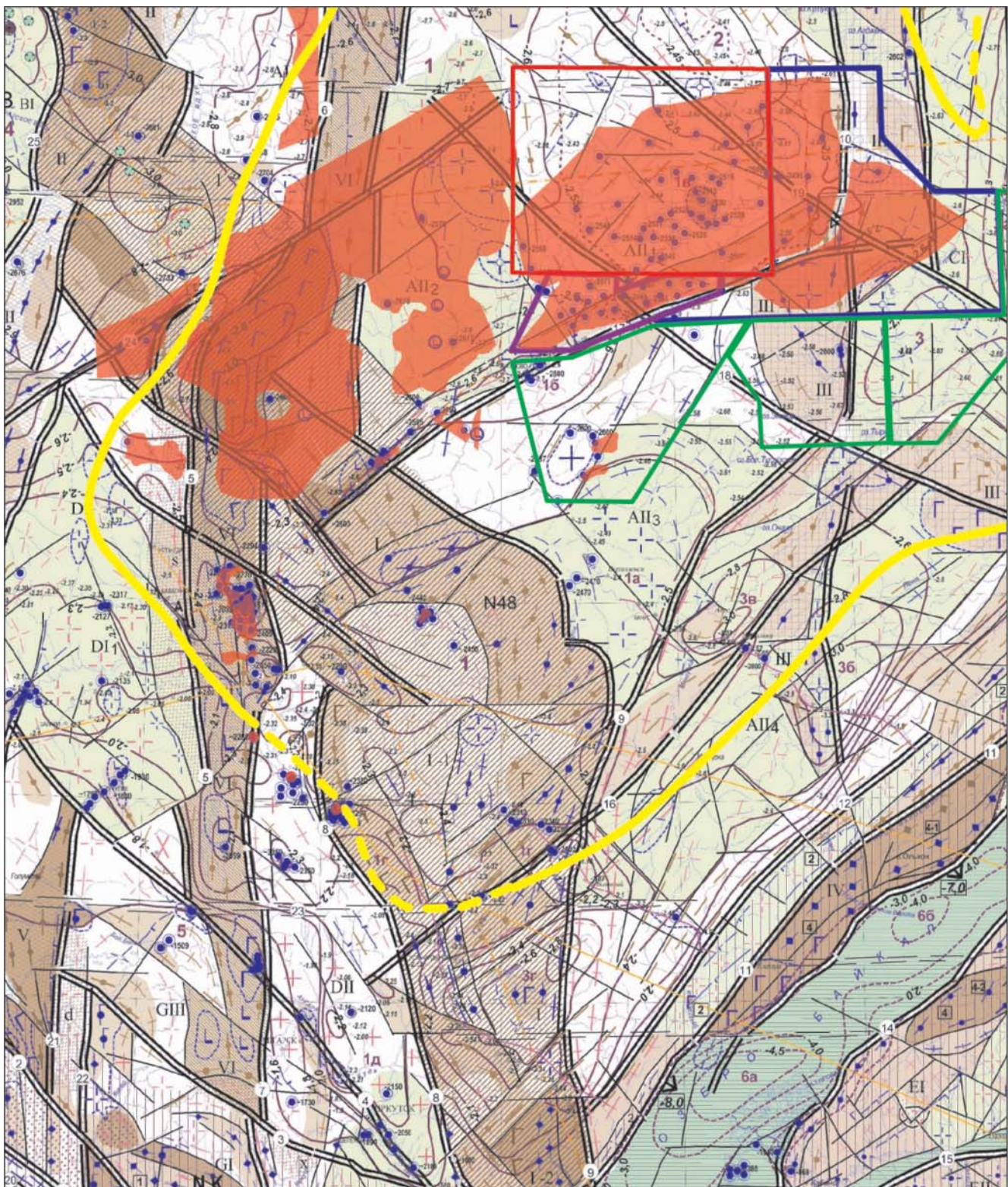
1 – изогипсы донеогеновой поверхности выравнивания; 2 – оси сводовых поднятий; 3 – разломы: а – установленные, б – предполагаемые; 4 – флексуры, осложненные разломами; 5 – внешние границы области землетрясений: а – 7 баллов, б – 9 баллов; 6 – месторождения и залежи УВ (1 – Ковыктинское, 2 – Чиканское, 3 – Ангаро-Ленское, 4 – Ангаро-Илимское, 5 – Левобережное, 6 – Заславское, 7 – Балаганкинское, 8 – Атовское, 9 – Шамановское, 10 – Христофоровское, 11 – Балыхтинское, 12 – Знаменское, 13 – Тутурское, 14 – Нарьягинское, 15 – Таежное); 7 – скважины глубокого бурения; 8–12 – лицензионные участки: 8 – Ковыктинский, 9 – Хандинский, 10 – Чиканский, 11 – Южно-Усть-Кутский, 12 – Северо-Марковский; 13 – участки недр нераспределенного фонда: 1 – Тутурской, 2 – Нотайский, 3 – Ульканский, 4 – Верхнеульканский, 5 – Казаркинский, 6 – Нижнекиренский; 14 – контур Верхнеленского неотектонического поднятия

(Ахинский вал). Еще резче выражены его границы с Байкальской группой рифтовых структур, где они совпадают с интенсивно активизированными разломами, амплитуды смещений по которым в но-

вейшее время достигли 700–1000 м. Здесь пробурена параметрическая Прибайкальская скв. 1, вскрывшая качергатскую свиту трехчленного байкальского комплекса.

Рис. 3. Сопоставление контура Верхнеленского свода и доказанного контура газоносности КГКМ на карте поверхности гетерогенного кристаллического фундамента по [9] в области Верхнеленского сводового поднятия

1–4 – лицензионные участки: 1 – Ковыктинский, 2 – Хандинский, 3 – Чиканский, 4 – Южно-Усть-Кутский; 5 – участки нераспределенного фонда недр; 6 – скважины глубокого бурения; 7 – месторождения и залежи УВ; 8 – зоны развития



плотных и значительно плотных образований кристаллического фундамента; 9 – области значительного корового разуплотнения; 10–15 – основные структурные элементы поверхности кристаллического фундамента: 10 – Ангаро-Ленская ступень, 11 – Жигаловский прогиб, 12 – Ковыктинская структурная терраса, 13 – Непско-Ботуобинская антеклиза, Усть-Кутский свод, 14 – Прибайкальский прогиб, 15 – Ульканская впадина; 16–19 – основные разломы, в том числе структурные швы: 16 – Хандинский, 17 – Верхнеленско-Коченгский, 18 – Орлингский, 19 – Жигаловский; 20 – абсолютные отметки кровли, м; 21 – изогипсы кровли поверхности дорифейского кристаллического фундамента, км; 22–24 – тектонические нарушения: 22 – основные, 23 – второстепенные, 24 – зоны трещиноватости субширотного плана; 25 – контур Верхнеленского неотектонического поднятия

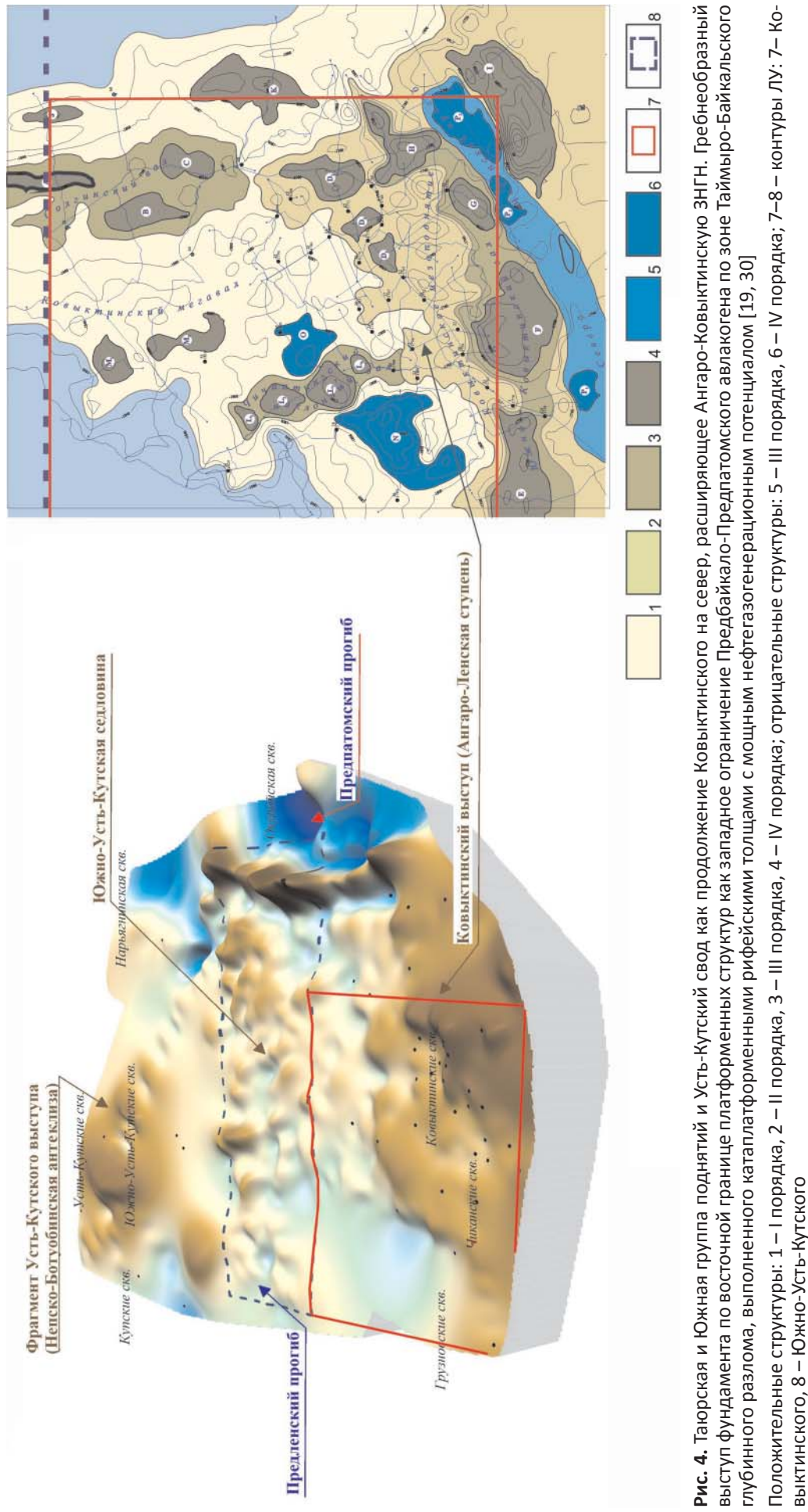


Рис. 4. Таюрская и Южная группа поднятий и Усть-Кутский свод как продолжение Ковыктинского на север, расширяющее Ангаро-Ковыктинскую ЗНГН. Гребнеобразный выступ фундамента по восточной границе платформенных структур как западное ограничение Предбайкало-Предплатомского авлакогена по зоне Таймыро-Байкальского глубинного разлома, выполненного катаплатформенными рифейскими толщами с мощным нефтегазогенерационным потенциалом [19, 30]
 Положительные структуры: 1 – I порядка, 2 – II порядка, 3 – III порядка, 4 – IV порядка, 5 – III порядка, 6 – IV порядка; 7–8 – контуры ЛУ; 7 – Ковыктинского, 8 – Южно-Усть-Кутского

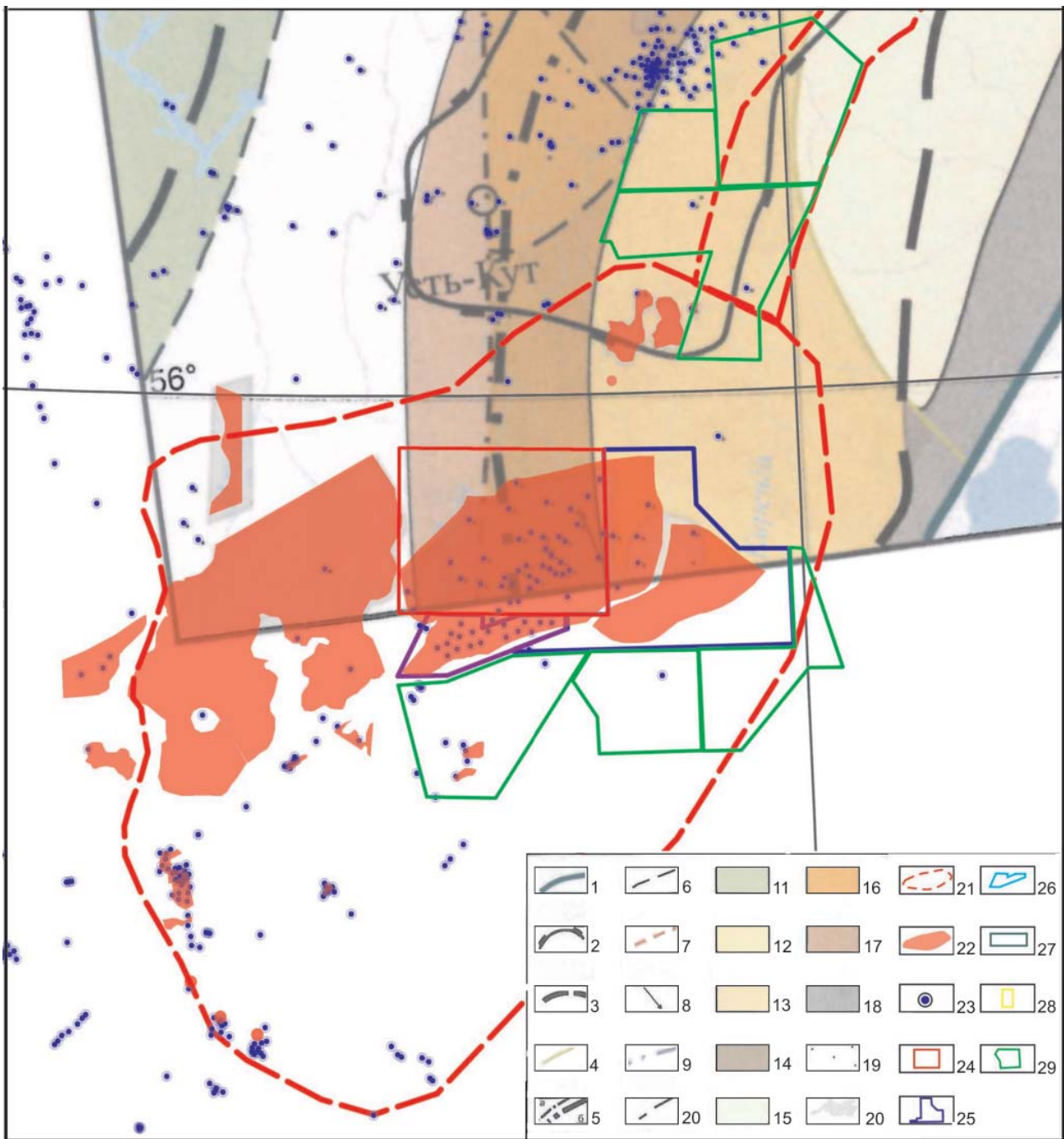


Рис. 5. Сопоставление Главной шарнирной зоны нефтегазонакопления Непско-Ботубобинской антеклизы [24] и обоснованных в настоящей статье контуров единой Ангаро-Ковыктинской ЗНГН, объединенной с Верхоленско-Кудинской (на основе модели Н. В. Мельникова и др. [23] с учетом результатов ГРП [1, 8] последних лет)

Границы: 1 – Лено-Тунгусской провинции, 2 – Непско-Ботубобинской антеклизы, 3 – основных байкальских структур; 4 – рампы детачмента из венда в нижний кембрий; 5 – шарниры ранне- (а) и позднегерцинский (б); 6 – граница выклинивания песчаников терригенного венда; 7 – основные разрывы; 8 – перемещение части УВ из Ербогаченской ЗНГН в направлении Пришарнирной ЗНГН; 9 – раннекаледонский раздел областей сжатия и растяжения; 10 – граница выклинивания песчаников терригенного венда; 11 – Иркинеево-Чадобецкая нефтегазонаосная область; 12–17 – ЗНГН: 12 – Ербогаченская, 13 – Марковско-Чаяндинская, 14 – Паршинско-Талаканская, 15 – Ленская аллохтонная, 16 – Мирнинско-Ботубобинская, 17 – Пришарнирная; 18 – область частичного или полного разрушения скоплений УВ; 19 – глубокие скважины; 20 – месторождения нефти и газа; 21 – контуры Ангаро-Ковыктинской ЗНГН, объединенной с Верхоленско-Кудинской; 22 – месторождения; 23 – скважины глубокого бурения; лицензионные участки: 24 – Ковыктинский, 25 – Хандинский, 26 – Чиканский, 27 – Южно-Усть-Кутский, 28 – Северо-Марковский; 29 – участки нераспределенного фонда недр

Важно рассмотреть и Предсаянский новейший прогиб, совпадающий с Предсаянским нижнепалеозойским палеопрогибом и Иркутской мезозойской впадиной, выполненной юрскими толщами. Про-

гиб имеет асимметричное строение, северное его крыло (АЛС) пологое, а южное, примыкающее к Восточному Саяну, крутое, осложненное разломами и флексурами.

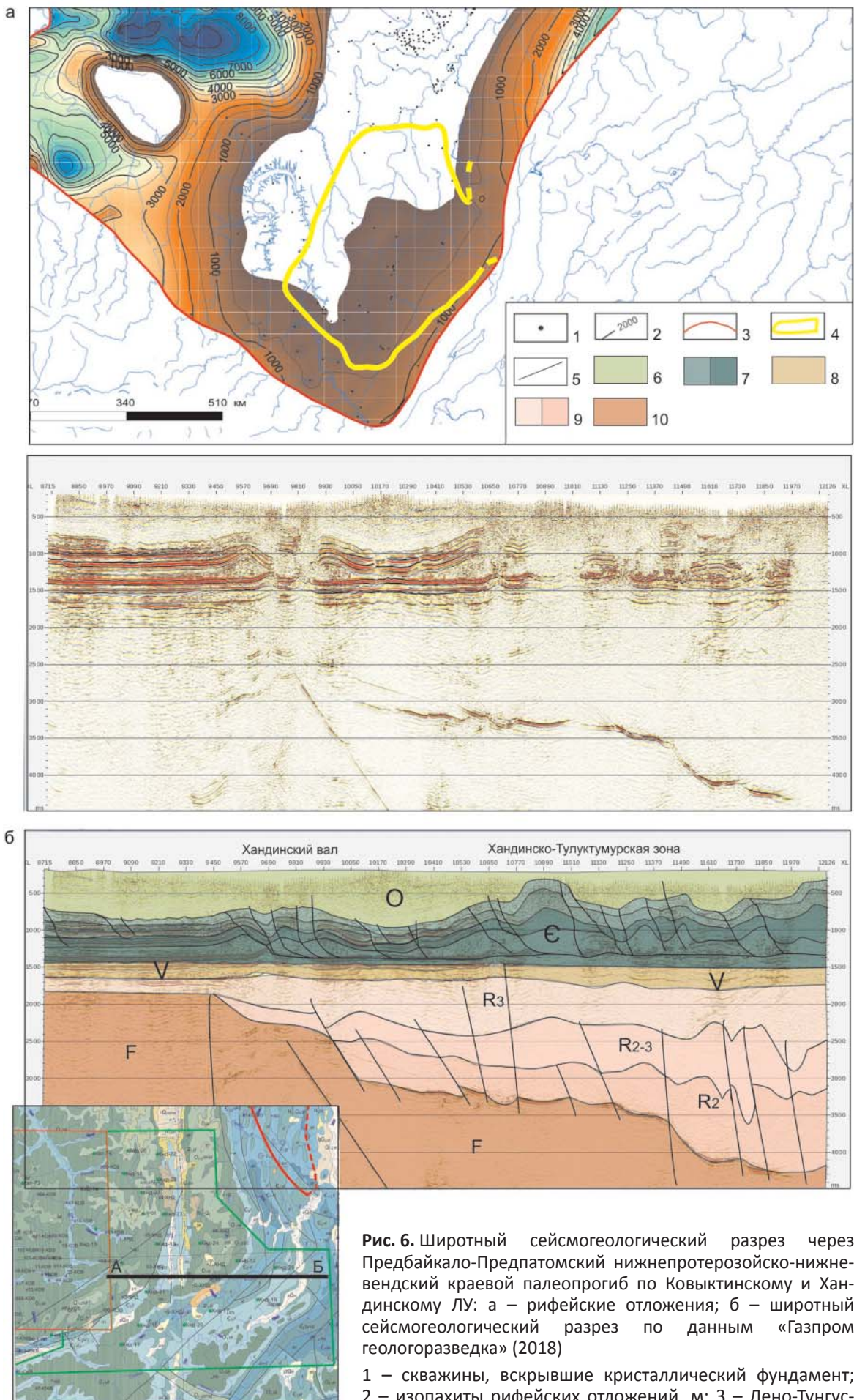


Рис. 6. Широтный сейсмогеологический разрез через Предбайкало-Предпатомский нижнепротерозойско-нижневендский краевой палеопргиб по Ковыктинскому и Хандинскому ЛУ: а – рифейские отложения; б – широтный сейсмогеологический разрез по данным «Газпром геологоразведка» (2018)

1 – скважины, вскрывшие кристаллический фундамент; 2 – изопакиты рифейских отложений, м; 3 – Лено-Тунгус-

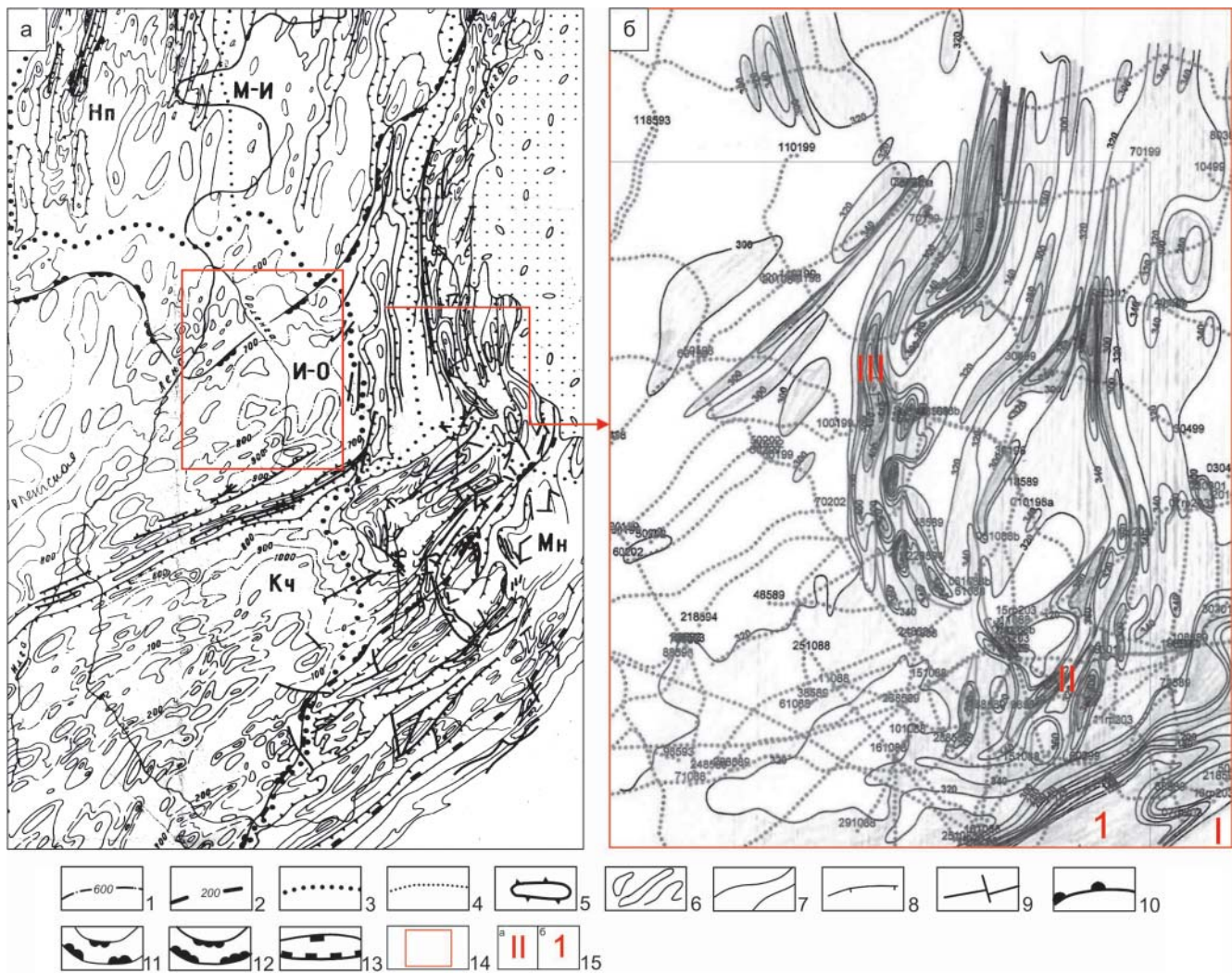


Рис. 7. Позиция Ковыктинского ГКМ на схеме складчатости осадочного чехла юга Сибирской платформы по [8] с детализацией картины линейной аллохтонной складчатости на структурной карте центрального блока КГКМ по отражающему горизонту N_3 (кровля нижнеангарской подсвиты нижнего кембрия, бильчирский горизонт) (по А. В. Малых, 1987; А. Г. Вахромееву и др., 2006)

1–2 – стратизогипсы: 1 – по кровле нижнеустькутской подсвиты раннего ордовика, 2 – по подошве верхоленьской свиты среднего – позднего кембрия; 3–4 – границы: 3 – областей линейной и брахиформной складчатости, 4 – зон складок (И-О – Илимско-Орленская, Кч – Качугская, М-И – Марковско-Ичерская, Нп – Непская); 5–7 – контуры: 5 – антиклинальных складок амплитудой более 100 м, 6 – пологих брахиантиклиналей, антиклиналей и полуантиклиналей (структурных носов), 7 – моноклиналей; 8–9 – разрывные нарушения: 8 – преимущественно взбросо-надвигового типа (бергштрихами показано направление падения плоскостей сместителей), 9 – с неустановленным падением поверхностей; 10–12 – районы распространения структур с галитовыми ядрами: 10 – преимущественно ангарскими, 11 – ангарско-усольскими, 12 – усольскими; 13 – район распространения структур с предполагаемыми гипсоангидритовыми ядрами; 14 – центральный блок КГКМ и отражение Верхнеленского поднятия в виргациях складчатости; 15 – валы и прогибы: а – I – Жигаловский, II – Большеириньский, III – Орлингский, б – 1 – Бурунгино-Береинский прогиб

По нашему мнению, одним из глобальных геологических процессов (с позиции теории нефтидогенеза), определивших процессы миграции и вторичной аккумуляции и сохранения огромных масштабов углеводородных газов [19] в Иркутском нефтегазоносном бассейне (НГБ) была многоэтапная (с нижнего кембрия) тектоническая перестройка. Ангаро-Присяянский раннепалеозойский краевой прогиб опускался интенсивнее, чем Ангаро-

Ленский. Последующее воздымание Иркутского амфитеатра в конце юры также проходило с перекосом – более амплитудным поднятием восточной части амфитеатра относительно погружения его южной и юго-западной в юрское время и отставанием западной области поднятия по амплитуде в последующие эпохи [5, 40].

Кайнозойский этап воздымания усилил тектонический перекосок, что доказано анализом дефор-

сая провинция; 4 – Верхнеленское неотектоническое поднятие; 5 – предполагаемые тектонические нарушения; 6–9 – отложения: 6 – ордовикские терригенно-карбонатные, 7 – кембрийские галогенно-карбонатные, 8 – вендские терригенные, 9 – рифейского комплекса; 10 – фундамент

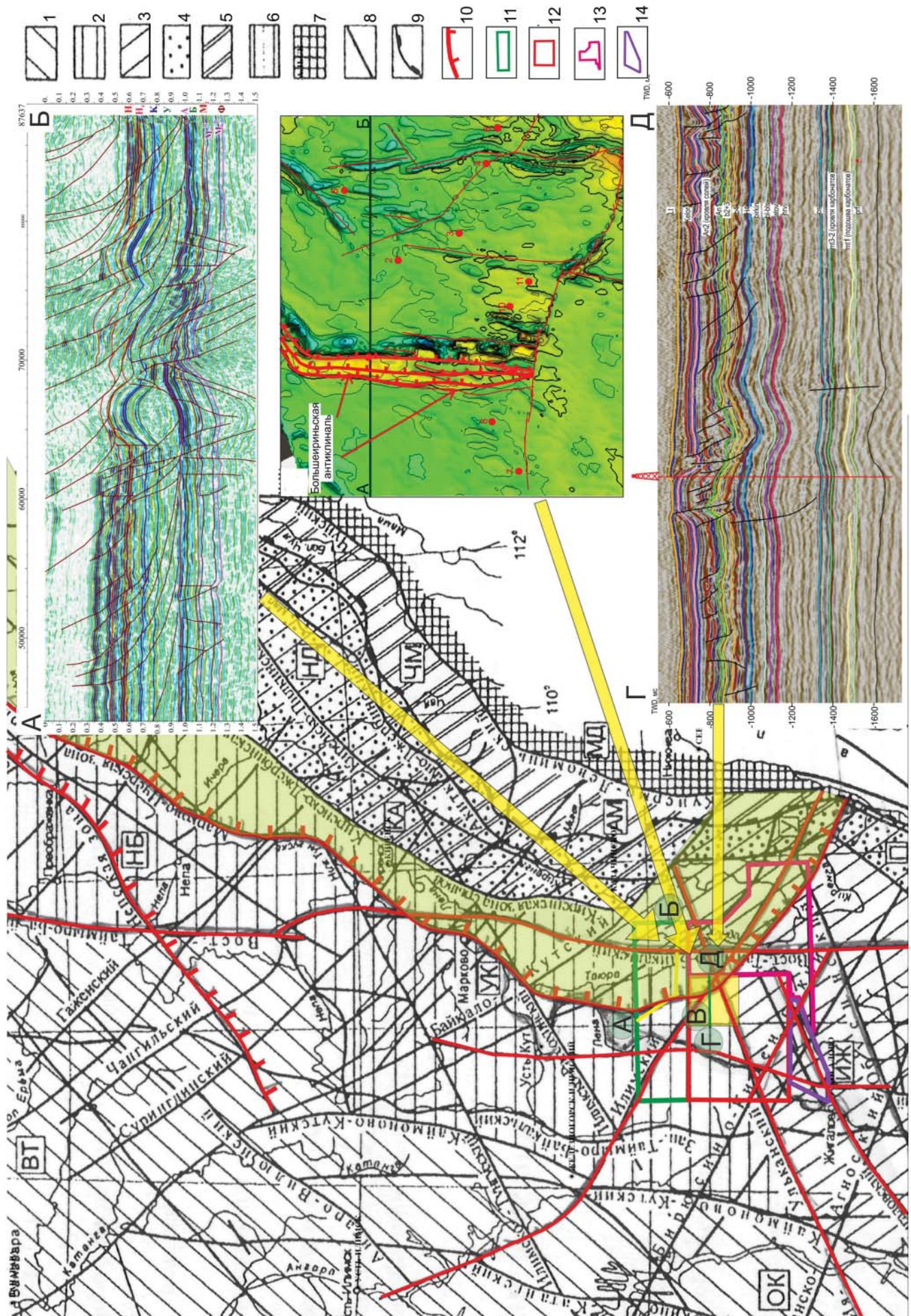




Рис. 8. Детализация внутреннего строения Большеириньского вала как составной части, фрагмента левого южного крыла Марковско-Ичерской надвиговой пластины (В. И. Сизых, М. П. Лобанов, 2004), по новейшим данным сейсморазведки 3D и бурения [5]

1 – западная нефтегазоносная зона (Ангаро-Вилуйская), секторы Окино-Катангский южный (ОК), Вилуйско-Тунгусский северный (ВТ); 2 – центральная нефтегазоносная зона (Непско-Ботуобинско-Бельская), секторы Непско-Ботуобинский северный (НБ), Усть-Кутский центральный (УК), Бельский южный (Б); восточная нефтегазоносная зона (Предсаяно-Предбайкало-Патомская): 3 – платформенный склон, слабо затронутый процессами шарьяжно-надвиговых дислокаций, секторы Иркутско-Жигаловский (ИЖ), Предсаяно-Предбайкало-Предпатомский, состоящий из: 4 – палеопрогибов Присаянского (ПР), Прибайкальского (П), Патомского (ПТ), Нюя-Джербинского (НД), 5 – зоны шарьяжно-надвиговых перекрытий с поднадвиговыми резервуарами углеводородного сырья: Ульканская (У), Актикано-Миньская (АМ), Кутимо-Абчадская (КА), Чуя-Миньская (ЧМ), Ленская (Л); 6–7 – кристаллический фундамент: 6 – шарьированный, вскрытый на краевых поднятиях, 7 – архей-протерозойский, подвергшийся деформированию вплоть до зон смятия метаморфно-метасоматическими процессами (корни шарьяжно-надвиговых ансамблей); 8 – разломы: Главный Саянский (ГС), Ольхонский (О), Мамско-Даванский (МД) – современная граница чехла Сибирской платформы; 10 – система надвиговых дислокаций в осевой части рамповой Большеириньской аллохтонной антиклинали (вала); лицензионные участки: 11 – Южно-Усть-Кутский, 12 – Ковыктинский, 13 – Хандинский, 14 – Чиканский

мации донеогеновой поверхности выравнивания [5, 7, 40]. Сформировалась моноклираль с подъемом в сторону Предбайкальского (Прибайкальского) палеопргиба, уклон которой, безусловно, повлиял на направленность миграции УВ. Также сформировалась седловина, разделяющая Предпатомский и Предбайкальский палеопргибы [40]. Это обусловило смену направленности миграции рассеянного ОВ из глубинной зоны интенсивного газообразования в области перикратонного опускания в Прибайкалье [19] в область поднятия.

Таким образом, современная геолого-структурная позиция уникального Ковыктинского ГКМ с сателлитами, как и зоны нефтегазоаккумуляции, которую оно венчает, тектонически обусловлена. В конечной фазе тектоникой сформированы встречные векторы миграционных потоков гигантских объемов рассеянного УВ [19, 30] в область Верхнеленского поднятия с платформенной части АЛС и Ангаро-Присаянского краевого прогиба в природных резервуарах терригенного рифея, венда и карбонатного кембрия, а также из краевых прогибов восточного борта кратона.

Следовательно, Верхнеленское сводовое поднятие есть наиболее крупный структурно-тектонический элемент в пределах АЛС и сопредельных структур с унаследованным с мезозоя (ордовик) докайнозойским положительным трендом блоковых движений фундамента и осадочного чехла [5]. При этом тектонически обусловленными и геодинамически унаследованными являются границы поднятия, которые контролируются магистральными разломами в фундаменте юга кратона (см. рис. 3) Верхнеленского свода и обрамляющих его прогибов (Предбайкальско-Предпатомского, Илимского и Предсаянского). Из сопоставления местоположения глубоких скважин с притоками УВ следует (см. рис. 2), что в контуре Верхнеленского поднятия оказались практически все известные месторождения и скважины с проявлениями УВ (Осинские, Бильчирские и Парфеновские), непромышленные газоконденсатные залежи на Балаганкинской, Христофоровской, Рудовской, Знаменской, Балыхтинской, Осинской, Бильчирской,

Радуйской и Парфеновской площадях, Атовское, Левобережное, Заславское и Тутурское месторождений, включая и крупные предварительно оцененные Ангаро-Ленское, Чиканское и уникальное Ковыктинское ГКМ с сателлитами. Накопленные с 1980-х гг. результаты ГРП, а также новые сейсморазведочные материалы 2D и 3D и данные глубокого бурения за последних 50 лет на АЛС и уникальном Ковыктинском месторождении – все это корректно укладывается в приведенную геолого-структурную модель [1, 8, 21, 44].

По новым данным сейсморазведки прослежена цепочка локальных поднятий фундамента от Ковыктинского месторождения на север, составляющих и продляющих (см. рис. 4) Оолгинский (Иреньский) вал; уточнено строение Таюрской группы поднятий, которая ограничена с востока Хандинским разломом и валом, с запада – Илимской депрессией субмеридионального простираения по кровле фундамента по долине р. Лена.

Северная оконечность этой группы поднятий через седловину соединяется с Усть-Кутским сводом, а южная переходит в Ковыктинский выступ. Весьма показательным, по нашему мнению, является сопоставление контуров Главной пришарнирной зоны нефтегазоаккумуляции (по П. Н. Соболеву и А. В. Мигурскому) Непско-Ботуобинской антеклизы, эволюция и положение которой детально рассмотрены А. В. Мигурским и П. Н. Соболевым [24], с предложенными в настоящей статье контурами Ангаро-Ковыктинской ЗНГН (рис. 5). Очевидно, эта седловина (см. рис. 4) геологически разграничивает Главную пришарнирную [24] и Ангаро-Ковыктинскую ЗНГН.

Восточные ограничения Ковыктинского и Нарьягинского ГКМ и разделяющего их Южно-Усть-Кутского ЛУ в природном резервуаре венда подтверждены сейсморазведкой и бурением [8, 26] в принятых контурах Предпатомского РП. Их геологическая позиция – важный аргумент в пользу предложенных нами границ и локализации Ангаро-Ковыктинской ЗНГН в области современного Верхнеленского мезокайнозойского поднятия (см. рис. 1, 2). Мы полагаем, что зона нефтегазона-

копления пограничная [1]) – в узле сочленения АЛС, Предпатомского и Предбайкальского краевых прогибов [3, 15, 30, 42]. В пользу кайнозоя как конечного этапа эволюции нафтидогенеза свидетельствует наличие ловушек в природных резервуарах автохтона, наиболее изученного глубоким бурением, которые «собирают» миграционные потоки УВ с запада (АЛС) и с востока (Предпатомский РП).

Из рис. 5 следует, что Ангаро-Ковыктинская ЗНГН является продолжением Главной пришарнирной ЗНГН, несмотря на то что эволюция этих зон в геологическом времени протекала по-разному: вторая «застыла» в своем развитии в позднем палеозое (авторы [24] оценили окончательную структурную перестройку как позднегерцинскую); первая активно формировалась в мезозое, кайнозое, вероятно, этот процесс продолжается и на современном этапе.

Другими словами, по данным ГРП последних лет контуры Ангаро-Ковыктинской ЗНГН расширены на восток (за счет юго-западного склона Предпатомского РП в зоне их сочленения), на север (за счет включения Таюрских структур) и на юго-юго-восток до Предбайкальского прогиба и Божеханского вала [16] как юго-восточного ограничения поднятия.

Современное строение Ковыктинского месторождения и сопредельных участков, месторождений и залежей УВ рассматривается нами в двух структурно-тектонических ярусах [1, 2, 17, 20]. Нижний представлен толщей верхнего рифея (рис. 6), несогласно перекрытого отложениями венда (автохтон), и «припаян» [6] к поверхности фундамента. Ортоплатформенные отложения венда, кембрия, ордовика несогласно перекрывают рифейские авлакогеновые толщи [21, 41], и Ковыктинское ГКМ расположено именно над западной границей рифейского палеопргиба-авлакогена (рис. 6, 7), над границей выклинивания толщ верхнего протерозоя – нижнего венда [1]. В этом ярусе (автохтоне) в парфеновском горизонте венда локализованы основные извлекаемые запасы природного газа и газового конденсата месторождения и его сателлитов. Выше по разрезу природные мегарезервуары карбонатного венда и кембрия в аллохтоне осложнены шарьяжно-надвиговой тектоникой, линейной и брахиформной складчатостью [1, 4, 8, 25, 26, 33, 36, 38], менее изучены по керновому материалу, не испытаны на продуктивность в скважинах [1, 8, 6–8, 32, 34, 44], поскольку пока исключены из объектов целенаправленного геологического изучения.

В кайнозое в результате динамического взаимодействия южной части Сибирской платформы и Байкальской горной области возникли условия интенсивного горизонтального сжатия [6, 22]. В этой обстановке развивались процессы выжимания и выдвигания отдельных блоков фундамента. Резкая активизация неотектонических движений привела к значительному (до 1500 м) воздыманию Верхнеленского сводового поднятия [6, 7, 40] и его

дифференциация на отдельные блоки. Наиболее раздробленной в пределах свода оказалась верхняя (надсолевая) часть разреза осадочного чехла. Одновременно с этим формировалась Байкальская раздвиговая впадина – рифтовая зона, в створе которой был создан обширный фронт повышенных тангенциальных напряжений [6, 20, 22].

Тангенциальное давление со стороны Байкальской горной области на положительную краевую структуру обусловило значительное усложнение структуры осадочного чехла и его цоколя – фундамента юго-восточной краевой части платформы [6, 22, 37]. Современное строение ее структурных планов окончательно сформировалось в кайнозое (см. рис. 2, рис. 7) в более активном геодинамическом режиме, чем в сопредельных платформенных структурах, с участием как вертикальных блоковых, так и тангенциальных послойно-поярусных перемещений крупных аллохтонных пластин осадочного чехла в области влияния краевых горно-складчатых сооружений Байкало-Патомского надвигового пояса [22]. Такой режим относят к переходным от активного краевых горно-складчатых областей к спокойным платформенным (эпейрогеническим). В реализации современных напряжений в области сочленения Прибайкальского и Ачитканно-Непского секторов существенное значение придается вертикальным блоковым движениям земной коры [22]. Ковыктинское ГКМ в трактовке А. В. Сметанина увязано с неотектоническим поднятием амплитудой до 1500 м [37, с. 70]. Подобную модель неокайнозойского поднятия (см. рис. 2), контуры которого практически совпадают с таковыми по [46, 47], и близкие по величине амплитуды детально обосновал А. Г. Золотарев [7].

В модель формирования детачмента и крупно-амплитудных по горизонтальному смещению надвигов Байкало-Патомского надвигового пояса [28, 34, 37, 39] логично укладывается и картина виргаций (рис. 8) линейной складчатости [2, 17, 25, 33], по которым выделяется Ковыктинский выступ, т. е. северная часть Верхнеленского свода. Это геологическая модель, на основе которой в 2006 г. сотрудниками СНИИГГиМС выявлено и передано для параметрического бурения Чайкинское куполовидное поднятие [33, 38].

Виргации, изменение направления простираения главных осей линейной складчатости в зоне сочленения Жигаловского и Хандинского валов могут быть геологическим аргументом «клавишного», поэтапного воздымания отдельных блоков от Ковыктинского выступа на юг и развитием (проградацией) линейной аллохтонной складчатости в несколько этапов. Жигаловский и Хандинский валы по сравнению с известными линейными структурами соляной складчатости [4] наиболее разрушены в осевых частях и к новейшему времени деградировали.

Аллохтонная складчатость более молодая, предположительно наложенная на структурный



план, сформированный на рубеже силура – девона, ярко проявлена в отдельных свитах (усольской и ангарской на КГКМ). В качестве примера приведем детализацию строения Большеириньского аллохтонного вала как рампового ограничения внутрислойной надвиговой системы – дуплекса [2] (см. рис. 8), сформированного в области изменения вектора напряжений с юго-восточного на северное и северо-западное в левом крыле Марковско-Ичерской надвиговой пластины Ажиткано-Непского сектора Байкало-Патомского надвигового пояса (по новейшим данным сейсморазведки 3D).

Выводы

Основываясь на результатах ГРП последних лет, авторы пришли к выводу, что контуры продуктивности КГКМ по парфеновскому горизонту венда следует расширить в области южного замыкания Предпатомского РП на Ковыктинском, Хандинском, Чиканском и Южно-Усть-Кутском ЛУ, а гипсометрические отметки резервуара месторождения растут (по кровле горизонта) в юго-восточном направлении в сторону наиболее приподнятой области Верхнеленского поднятия.

Кроме того, следует акцентировать внимание на следующем.

1. Положение Ангаро-Ковыктинской ЗНГН в области современного кайнозойского Верхнеленского сводового поднятия – одного из трех крупнейших в Лено-Тунгусской провинции (наряду с Чайкинско-Чоно-Пеледуйским и Юрубчено-Тохомским сводами) – с мезозоя [10] является определяющим геолого-структурным фактором миграции, аккумуляции и локализации газоконденсатных ресурсов УВ. Границы сложной Ангаро-Ковыктинской ЗНГН контролируются контурами Верхнеленского свода. Она локализована в зоне сочленения двух крупнейших тектонических структур юга Сибирской платформы – АЛС и Предбайкало-Предпатомского РП. Окончательное формирование современного строения ее структурных планов происходило в кайнозое (см. рис. 2, 3, 6) в более активном геодинамическом режиме в сравнении с платформенным. Это способствовало активизации как вертикальных блоковых, так и тангенциальных послойно-поярусных перемещений крупных аллохтонных пластин осадочного чехла в зоне динамического воздействия Байкало-Патомского надвигового пояса.

2. Моноклиальный склон АЛС от Ангарских структур, до Ковыктинского выступа [30, 42], на котором в течение почти 70 лет проводятся основные ГРП на УВ сырьё, является только частью гигантского сводового поднятия. Унаследованное поднятие с нижнего палеозоя и до современного времени сформировало «перекося» ложа и осадочного чехла платформенной части амфитеатра. Это явление сопровождалась неравномерными субвертикальными движениями Ангаро-Ленского и Ангаро-Саянского краевых прогибов в результате различных по ампли-

туде тектонических движений. Наличие экранирующих литологических и тектонических ограничений поднятия с юга и юго-востока может быть выявлено по результатам ГРП. Изложенное в настоящей статье представление о едином гигантском Верхнеленском сводовом поднятии в Иркутском НГБ не только коренным образом меняет наше представление о геологической модели уникального Ковыктинского ГКМ, но и дает принципиально новое структурно-геологически обоснованное представление о контурах Ангаро-Ковыктинской ЗНГН.

3. Локализация газоконденсатного месторождения-гиганта в зоне сочленения двух региональных геологических структур (и двух НГО – типично платформенной и перикратонной) – веское основание для пересмотра геологической модели формирования структурного плана природных резервуаров, процессов миграции и аккумуляции сухого газа [19] и их заполнения газоконденсатными пластовыми углеводородными системами на заключительном кайнозойском этапе переформирования залежей УВ [11, 43]. Анализ материалов ГРП по КГКМ и смежным площадям (Ангаро-Ленской, Нарьягинской, Южно-Усть-Кутской, Ульканской, Нотайской, Чиканской, Тутурской, Рудовской, Знаменской, Христофоровской (Северо-Куленгской) и др.) позволяют утверждать, что перспективы нефтегазоносности Ковыктинской ЗНГН связаны с тремя природными мегарезервуарами: 1) рифейским (нижневендским), 2) верхневендским терригенным и карбонатным (автохтон), 3) кембрийским карбонатным (аллохтон). Распределение пустотного пространства в каждом из этих мегарезервуаров подчинено своей геологической природе и также развивалось многоэтапно [10, 11, 26, 30, 35, 45]. Картирование распределения проницаемых резервуаров нефти и газа в разрезе требует постановки работ по геологическому изучению территории юго-восточной части поднятия сейсморазведочными работами и бурением. Природные мегарезервуары карбонатного венда и кембрия в аллохтоне осложнены шарьяжно-надвиговой тектоникой, линейной и брахиформной складчатостью, менее охарактеризованы керновым материалом, специальными исследованиями и испытанием скважин, поскольку пока исключены из объектов целенаправленного геологического изучения. Полагаем, что при сохранении темпов ГРП в парфеновском продуктивном горизонте терригенного венда следует сформировать дополнительную программу ГРП по экстенсивной подготовке ресурсной базы УВ в выше- (карбонатный венд, кембрий) и нижележащих (боханский, базальный, трещинные резервуары рифея) нефтегазоносных комплексах разреза осадочного чехла.

4. На геологическое изучение и поиски газоконденсатных залежей и месторождений перспективны территории в пределах общей структуры неотектонического Верхнеленского свода, основного положительного структурного элемента Анга-



ро-Ленской ступени. Они включают как восточные относительно КГКМ области поднятия в пределах Карамской и Куленгской седловин, так и западные борты южной части Предпатомского осадочного бассейна [30] – Казачинской депрессии Предпатомского регионального прогиба [26]. Здесь на Южно-Усть-Кутском ЛУ в первой поисковой скважине (2019 г.) по результатам ГДК-ОПК, а также испытания под защитой обсадной колонны получено подтверждение о газовом насыщении целевого интервала разреза.

Поисково-разведочные работы на УВ сырье в южной части Верхнеленского поднятия в области Куленгской седловины, Ахинского и Божеханского валов, где бурение проектировалось на основе 6-кратного МОВ, КМПВ, заморожены более чем полвека назад. Однако новые данные ГРП в северной части поднятия и фондовые материалы однозначно указывают на высокие перспективы открытия в юго-западной части Верхнеленского свода значительных по масштабам скоплений УВ в автохтоне и в аллохтоне.

В настоящей статье авторы развивают методологию геологического изучения краевых прогибов юга Сибирской платформы и зон их сочленения с платформенными структурами и НГО, которая доложена ранее [3, 9, 26, 37, 44 и др.] на выездной комиссии Роснедр по рассмотрению пятилетних планов работ по геологическому изучению территорий России и Арктического шельфа на нефть и газ в 2015, 2016 гг. в Иркутске и Красноярске, на выездных заседаниях газовой комиссии ПАО «Газпром» по рассмотрению планов работ по геологическому изучению недр в 2015–2019 гг.

Сегодня, оглядываясь назад, нам хотелось бы подчеркнуть тот колоссальный вклад, который внесли иркутские геологи, геофизики и буровики в организацию геолого-разведочных работ на Ковыктинском месторождении. Именно Именно Сергей Сергеевич Перов, Борис Леонидович Рыбьяков и Марк Мионович Мандельбаум, активно поддержав Геннадия Яковлевича Шутова в обосновании перспектив нефтегазоносности крупного Верхнеленского поднятия, вопреки мнению многих специалистов-скептиков смогли реализовать решение о проведении сейсморазведочных работ и пионерного бурения. Организация бурения первых скважин (270, 281) была выполнена под руководством начальника Криволукской нефтегазоразведочной экспедиции Павла Андреевича Оскорбина, главного инженера Геннадия Петровича Черенцова, главного геолога Александра Михайловича Панькова. Именно они вместе с большим производственным коллективом «подняли» невероятно тяжелый стартовый этап работ на месторождении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Выявление** и картирование флюидонасыщенных анизотропных каверново-трещинных коллекторов Ковыктинского газоконденсатного место-

рождения / А. С. Смирнов, А. Г. Вахромеев, А. Р. Курчиков и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 5 (329). – С. 412.

2. **Гайдук В. В., Прокопьев А. В.** Методы изучения складчато-надвиговых поясов. – Новосибирск: Наука, 1999. – 160 с.

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

4. **Дубровин М. А.** Соляная тектоника Верхнеленской впадины Сибирской платформы. – Новосибирск: Наука, 1979. – 95 с.

5. **Жарков М. А., Замараев С. М.** История тектонического развития юга Сибирской платформы // Вопросы сравнительной тектоники древних платформ. – М.: Наука, 1964. – С. 135–145.

6. **Замараев С. М.** Краевые структуры южной части Сибирской платформы. – М.: Наука, 1967. – 247 с.

7. **Золотарев А. Г.** Рельеф и новейшая структура Байкало-Патомского нагорья. – Новосибирск: Наука, 1974. – 120 с.

8. **Интеграция** геолого-геофизических данных – путь к созданию достоверной модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения / А. С. Смирнов, И. В. Горлов, Н. Н. Яицкий и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 56–66.

9. **Карта** глубинного строения: карта дифференцированного гранитно-метаморфического слоя (по поверхности кристаллического фундамента). Масштаб 1:1 000 000. N-48 (Иркутск) / ВСЕГЕИ, Иркутск-геофизика, ИГЭ; сост. А. Г. Пашкова. – Иркутск, 2010.

10. **Карта** новейшей тектоники нефтегазоносных областей Сибири. Масштаб 1:2500 000 / под ред. В. В. Гребенюка, М. П. Гришина, Ф. Г. Гурари и др.). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1978.

11. **Карта** новейшей тектоники юга Восточной Сибири. Масштаб: 1:1 500 000 / ВостСибНИИГГиМС, ИГУ, Аэрогеология; ред. А. Г. Золотарев, П. М. Хренов, отв. исп. В. М. Белоусов. – М., 1981. – 4 л.

12. **Комплексная** характеристика и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нефти и газа верхневендско-нижнекембрийского аллохтонного карбонатного макрокомплекса Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) / Г. Г. Шемин, А. В. Мигурский, М. Ю. Смирнов и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 1 (33). – С. 33–55.

13. **Конторович А. Э.** Состояние, перспективы и проблемы развития нефтегазового и угольного комплексов Сибири в ближайшие десятилетия // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 4. – С. 3–13.

14. **Конторович А. Э., Мельников Н. В., Старосельцев В. С.** Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1975. – С. 4–21.



15. **Конторович А. Э., Рыбьяков Б. Л., Самсонов В. В.** Перспективы нефтегазоносности западного участка БАМа // Советская геология. – 1985. – № 10. – С. 8–14.
16. **Королюк И. К.** Особенности строения валов южной части Прибайкалья на примере Божеханского поднятия // Тектоника нефтегазоносных областей Сибири. – М.: Наука, 1967. – С. 60–70.
17. **Ларионова Т. И.** Признаки перспективности участков скопления углеводородов в аллохтоне складчато-надвиговых территорий // Геология, тектоника, металлогения Северо-Азиатского кратона: матер. Всерос. науч. конф. Т. 1. – Якутск: СВФУ, 2011. – С. 59–62.
18. **Леви К. Г., Кульчицкий А. А.** Поверхности выравнивания северо-восточной части Байкальской рифтовой зоны // Рельеф и четвертичные отложения Станового нагорья. – М.: Наука, 1981. – С. 19–35.
19. **Лено-Тунгусская** провинция – перспективный регион для создания новой базы добычи нефти и газа на Востоке СССР / А. Э. Конторович, М. М. Мандельбаум, В. С. Сурков и др. // Геология и геофизика. – 1986. – № 1. – С. 3–14.
20. **Логачев Н. А.** История и геодинамика Байкальского рифта // Геология и геофизика. – 2003 – Т. 44, № 5. – С. 391–406.
21. **Лукинов В. И.** Авлакогены Сибирской платформы // Критерии оценки перспектив нефтегазоносности и направления геолого-разведочных работ на Сибирской платформе. – М.: ВНИГНИ, 1988. – С. 56–66.
22. **Мазукабзов А. М.** Структура и геодинамика южной окраины Сибирского кратона: автореф. дис. ... д. г.-м. н. – Иркутск, 2003. – 33 с.
23. **Мельников Н. В., Мельников П. Н., Смирнов Е. В.** Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 8. – С. 1151–1163.
24. **Мигурский А. В., Соболев П. Н.** Эволюция зон нефтегазонакопления в Непско-Ботуобинской антеклизе в фанерозое // Геология и минеральные ресурсы Сибири. – 2016. – № 2. – С. 27–40.
25. **Мигурский А. В., Ефимов А. С., Старосельцев В. С.** Новые направления нефтегазопроисловых работ в Предпатомском региональном прогибе (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 19–27.
26. **Модели** строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нефти и газа Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) / под ред. Г. Г. Шемина. – Новосибирск: Гео, 2017. – 560 с.
27. **Неотектонический** этап активизации краевой области Сибирского кратона как конечная фаза формирования Ковыктинской зоны нефтегазонакопления / А. Г. Вахромеев, И. В. Горлов, А. С. Смирнов и др. // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): матер. совещ. Вып. 15. – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2017. – С. 26–29.
28. **Нефтегазоносность** рифейских и вендских осадочных толщ Сибирской платформы / В. Е. Бакин, В. Н. Воробьев, В. М. Евтушенко и др. // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск, 1981. – С. 25–42.
29. **Нефтегазоносные** бассейны и регионы Сибири. Вып. 7. Непско-Ботуобинский регион / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук. – Новосибирск, 1994. – 76 с.
30. **Нефтегазоносные** бассейны и регионы Сибири. Вып. 8. Иркутский бассейн / А. Э. Конторович, Н. В. Мельников, В. Н. Воробьев и др. – Новосибирск, 1995. – 59 с.
31. **Новейшая** тектоника (неотектоника) Байкальского региона // Атлас «Байкал». Новейшая тектоника. Масштаб: 1:4 000 000 / ред. Г. И. Галазий. – М., 1993. – 160 с.
32. **Новые** газоперспективные объекты в кембрийских отложениях Ковыктинского ГКМ / И. В. Горлов, А. С. Смирнов, С. Ф. Игнатъев и др. // тез. докл. Междунар. конф. «ЕАГО GeoBaikal 2016». – Иркутск, 2016. – DOI: 10.3997/2214–4609.201601706
33. **Опыт** изучения Чайкинского поднятия – крупного объекта нефтепоисковых работ на Сибирской платформе / А. В. Мигурский, В. С. Старосельцев, Н. В. Мельников и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 4. – С. 14–25.
34. **Предпосылки** локализации и перспективы газоносности сложнопостроенных залежей УВ в венд-кембрийских отложениях юга Сибирской платформы (на примере Ковыктинского ГКМ) / И. В. Горлов, Н. В. Мисюркеева, А. Г. Вахромеев и др. – СПб., 2018. – DOI: 10.3997/2214–4609.201800223.
35. **Самсонов В. В., Ларичев А. И.** Перспективные нефтегазоносные комплексы и зоны южной части Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – № 3. – С. 1–28.
36. **Сизых В. И.** Шарьяжно-надвиговая тектоника окраин древних платформ. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001. – 154 с.
37. **Сметанин А. В.** Опыт динамической интерпретации гравитационных аномалий. – Иркутск, 2000. – 85 с.
38. **Старосельцев В. С.** Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. – Новосибирск: Наука, 2008. – 212 с.
39. **Стратиграфия** нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н. В. Мельников, М. С. Якшин, Б. Б. Шишкин и др. – Новосибирск: Гео, 2005. – 428 с.
40. **Структура** и история развития Предбайкальского предгорного прогиба / С. М. Замараев, О. М. Адаменко, Г. В. Рязанов и др. – М.: Наука, 1976. – 136 с.
41. **Сурков В. С.** Лено-Тунгусский рифей-палеозойский бассейн // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 33–36.



42. **Тектоническая** карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. Масштаб 1:5 000 000 / В. С. Старосельцев, Н. В. Мельников, М. П. Гришин и др. – Новосибирск: СНИИГиМС, 2012.

43. **Уточнение** геологического строения Ковыктинского ГКМ на основе выполненных газоконденсатных исследований / Я. В. Бельтиков, И. В. Горлов, П. Н. Кокарев, А. Н. Ларионова // Тез. докл. Междунар. конф. «ЕАГО ГеоBaikal 2016». – Иркутск, 2016. – DOI: 10.3997/2214-4609.201601716.

44. **Уточнение** геологической модели восточной части Ковыктинского ГКМ с учетом новых геолого-геофизических данных / И. В. Горлов, А. С. Смирнов, Н. В. Мисюркеева и др. // ЕАГО – ГеоBaikal-2018. – DOI: 10.3997/2214-4609.201802059.

45. **Филипцов Ю. А., Старосельцев В. С.** Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2009. – № 6. – С. 40–56.

46. **Флоренсов Н. А., Логачев Н. А., Кузнецов М. Ф.** Неотектоническая карта юга Восточной Сибири. Масштаб 1:1 000 000 // Атлас Иркутской области. – М.; Иркутск, 1962. – С. 22–23.

47. **Шутов Г. Я.** Верхнеленское сводовое поднятие – новый перспективный объект для поисков залежей газа в Ангаро-Ленской НГО // Геология нефти и газа. – 1987. – № 1. – С. 5–9.

REFERENCES

1. Smirnov A.S., Vakhromeev A.G., Kurchikov A.R., et al. [Identification and mapping of fluid-saturated anisotropic cavernous-fractured reservoirs of the Kovyktinskoye gas condensate field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, Geophysics, and Oil and Gas Field Development*, 2019, no. 5 (329), pp. 4–12. (In Russ.).
2. Gayduk V.V., Prokopyev A.V. *Metody izucheniya skladchato-nadvigovykh pojasov* [Methods for studying fold-thrust belts]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1999. 160 p. (In Russ.).
3. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., eds. *Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Geology of oil and gas of the Siberian platform]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 552 p. (In Russ.).
4. Dubrovin M.A. *Solyanaya tektonika Verkhne-Lenskoy vpadiny Sibirskoy platformy* [Salt tectonics of the Upper Lena Depression of the Siberian Platform]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1979. 95 p. (In Russ.).
5. Zharkov M.A., Zamaraev S.M. [The history of tectonic development of the south of the Siberian platform]. *Voprosy sravnitel'noy tektoniki drevnikh platform* [Problems of the comparative tectonics of ancient platforms]. Moscow, Nauka Publ., 1964, pp. 135–145. (In Russ.).
6. Zamaraev S.M. *Kraevye struktury yuzhnoy chasti Sibirskoy platformy* [Margin structures of the southern part of the Siberian platform]. Moscow, Nauka Publ., 1967. 247 p. (In Russ.).
7. Zolotarev A.G. *Relyef i noveyshaya struktura Baykalo-Patomskogo nagorya* [Relief and the youngest structure of the Baikal-Patom Highlands]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1974. 120 p. (In Russ.).
8. Smirnov A.S., Gorlov I.V., Yaitskiy N.N., et al. [Integration of geological and geophysical data – the path to creating a reliable model of the Kovyktinskoye gas condensate field]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and gas geology*, 2016, no. 2, pp. 56–66. (In Russ.).
9. Pashkova A.G. *Karta glubinnogo stroeniya: karta differentsirovannogo granitno-metamorficheskogo sloya (po poverkhnosti kristallicheskogo fundamenta) masshtaba 1: 1000 000. N-48 (Irkutsk)*. [Map of the deep structure: map of the differentiated granite-metamorphic layer (on the surface of the crystalline basement) at a scale of 1: 1,000,000. N-48 (Irkutsk)]. (In Russ.).
10. Grebenyuk V.V., Grishin M.P., et al., eds. *Karta noveyshey tektoniki neftegazonosnykh oblastey Sibiri. Masshtab 1:2500 000*. [Map of the latest tectonics of oil and gas regions of Siberia. Scale 1: 2,500,000]. Novosibirsk, 1978. (In Russ.).
11. Zolotarev A.G., Khrenov P.M., eds. *Karta noveyshey tektoniki yuga Vostochnoy Sibiri. Masshtab: 1: 1 500 000*. [Map of the latest tectonics of the south of Eastern Siberia. Scale: 1: 1,500,000]. Moscow, 1981. 4 sheets. (In Russ.).
12. Shemin G.G., Migurskiy A.V., Smirnov M.Yu., et al. [A comprehensive characteristics and quantitative assessment of prospects the petroleum content in the regional oil and gas reservoirs of the Upper Vendian – Lower Cambrian allochthonous carbon-bearing macrocomplex at the Predpatom regional trough (Siberian platform)]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2018, no. 1 (33), pp. 33–55. (In Russ.).
13. Kontorovich A.E. [The state, prospects and problems of the development of oil and gas and coal complexes of Siberia in the coming decades]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2010, no. 4, pp. 3–13. (In Russ.).
14. Kontorovich A.E., Melnikov N.V., Staroseltsev V.S. [Oil and gas provinces and areas of the Siberian platform]. *Geologiya i neftegazonosnost' Sibirskoy platformy* [Geology and oil and gas potential of the Siberian platform]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 1975, pp. 4–21. (In Russ.).
15. Kontorovich A.E., Rybyakov B.L., Samsonov V.V. [Prospects for oil and gas potential of the western part of BAM]. *Sovetskaya geologiya – Soviet geology*, 1985, no. 10, pp. 8–14. (In Russ.).
16. Korolyuk I.K. [Structural features of swells in the south of the Baikal Region on the example of the Bozhekhan Uplift]. *Tektonika neftegazonosnykh oblastey Sibiri* [Tectonics of the oil and gas-bearing regions of Siberia]. Moscow, Nauka Publ., 1967, pp. 60–70. (In Russ.).
17. Larionova T.I. [Signs of the prospectivity of hydrocarbon accumulation zones in the allochthon of the folded-thrust territories]. *Geologiya, tektonika, metallogeniya Severo-Aziatskogo kratona: Mater. Vserossiyskoy*



nauchnoy konferentsii [Geology, Tectonics, Metallogeny of the North Asian Craton: Materials of the All-Russian Scientific Conference]. Vol. 1. – Yakutsk, SVFU Publ., 2011, pp. 59–62. (In Russ.).

18. Levi K.G., Kulchitskiy A.A. [Leveling surfaces of the north-eastern part of the Baikal rift zone]. *Relyef i chetvertichnye otlozheniya Stanovogo nagorya* [Relief and Quaternary deposits of the Stanovoi Upland]. Moscow, Nauka Publ., 1981, pp. 19–35. (In Russ.).

19. Kontorovich A.E., Mandelbaum M.M., Surkov V.S., et al. [Lena-Tunguska Province – a promising region for creating a new base for oil and gas production in the East of the USSR]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 1986, no. 1, pp. 3–14. (In Russ.).

20. Logachev N.A. History and geodynamics of the Baikal rift. *Russian Geology and geophysics*, 2003, vol. 44, no. 5, pp. 391–406.

21. Lukinov V.I. [Avlakogens of the Siberian platform]. *Kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti i napravleniya geologo-razvedochnykh rabot na Sibirskoy platforme* [Criteria for assessing the prospects of oil and gas potential and the direction of exploration on the Siberian platform]. Moscow, VNIGNI Publ., 1988, pp. 56–66. (In Russ.).

22. Mazukabzov A.M. *Struktura i geodinamika yuzhnoy okrainy Sibirskogo kratona. Avtoref. diss. ... d. geol.-min. nauk* [Structure and geodynamics of the southern outskirts of the Siberian craton. Author's abstract of the DSc thesis]. Irkutsk, 2003. 33 p. (In Russ.).

23. Melnikov N.V., Melnikov P.N., Smirnov E.V. The petroleum accumulation zones in the geological-prospecting regions of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 906–916.

24. Migurskiy A.V., Sobolev P.N. [Evolution of oil and gas accumulation zones in the Nepa-Botuoba antecline during the Phanerozoic]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2016, no. 2, pp. 27–40. (In Russ.).

25. Migurskiy A.V., Yefimov A.S., Staroseltsev V.S. [New directions of oil and gas exploration in the Predpatom regional trough (Siberian Platform)]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2012, no. 1, pp. 19–27. (In Russ.).

26. Shemin G.G., ed. *Modeli stroeniya i kolichestvennaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti regional'nykh rezervuarov nefiti i gaza Predpatomskogo regional'nogo progiba (Sibirskaya platforma)* [Structural models and a quantitative assessment of the oil and gas prospects of regional oil and gas reservoirs of the Predpatom regional trough (Siberian Platform)]. Novosibirsk, GEO Publ., 2017. 560 p. (In Russ.).

27. Vakhromeev A.G., Gorlov I.V., Smirnov A.S., et al. [Neotectonic stage of activation of the marginal region of the Siberian craton as the final phase of the formation of the Kovyktinskoye oil and gas accumulation zone]. *Geodinamicheskaya evolyutsiya litosfery Tsentral'no-Aziatskogo podvizhnogo poyasa (ot okeana k kontinentu): materialy soveshchaniya. Vyp. 15* [Geo-

dynamic evolution of the lithosphere of the Central Asian mobile belt (from the ocean to the continent): proceedings of the meeting. Vol. 15. Irkutsk, Institute of the Earth's crust]. Irkutsk, Institute of the Earth's Crust Publ., 2017, pp. 26–29. (In Russ.).

28. Bakin V.E., Vorobyev V.N., Evtushenko V.M., et al. [Oil and gas potential of the Riphean and Vendian sedimentary strata of the Siberian Platform]. *Neftegazonosnost' Sibiri i Dal'nego Vostoka* [Oil and gas potential of Siberia and the Far East]. Novosibirsk, 1981, pp. 25–42. (In Russ.).

29. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., et al. *Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Nepsko-Botuobinskiy region* [Oil and gas basins and regions of Siberia. No. 7. Nepa-Botuoba Region]. Novosibirsk, 1994. 76 p. (In Russ.).

30. Kontorovich A.E., Melnikov N.V., Vorobyev V.N., et al. *Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Irkutskiy basseyn* [Oil and gas basins and regions of Siberia. No. 8. Irkutsk Basin]. Novosibirsk, 1995. 59 p. (In Russ.).

31. Galaziy G.I., ed. *Noveyshaya tektonika (neotektonika) Baykal'skogo regiona. Atlas «Baykal»*. Masshtab: 1:4 000 000. [The latest tectonics (neotectonics) of the Baikal region. Atlas «Baikal». The latest tectonics. Scale: 1: 4,000,000]. Moscow, 1993. 160 p. (In Russ.).

32. Gorlov I.V., Smirnov A.S., Ignatyev S.F., et al. *Novye gazoperspektivnye ob'ekty v kembriyskikh otlozheniyakh Kovyktinskogo GKM* [New gas-promising objects in the Cambrian deposits of the Kovyktinskoye gas condensate field]. EAGE – GeoBaikal 2016. Irkutsk. DOI: 10.3997/2214–4609.201601706.

33. Migurskiy A.V., Staroseltsev V.S., Melnikov N.V., et al. [Experience of the Chaikinskoye uplift study – the major object of petroleum exploration on the Siberian Platform]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*. Novosibirsk, 2010, no. 4, pp. 14–25. (In Russ.).

34. Gorlov I.V., Misyurkeeva N.V., Vakhromeev A.G., et al. [Localization and Prospects of Complex Hydrocarbon Gas Deposits in the Vendian-Cambrian Sediments of the South of the Siberian Craton (Kovykta Gas Condensate Field)]. *EAGE – GeoBaikal-2018*. DOI: 10.3997/2214–4609.201800223S. (In Russ.).

35. Samsonov V.V., Larichev A.I. [Promising oil and gas complexes and zones of the southern part of the Siberian platform]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika – Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*, 2008, no. 3, pp. 1–28. (In Russ.).

36. Szykh V.I. *Shar'yazhno-nadvigovaya tektonika okrain drevnikh platform* [Overthrust tectonics of the outskirts of ancient platforms]. Novosibirsk, SB RAS Publ., GEO Branch, 2001. 154 p. (In Russ.).

37. Smetanin A.V. *Opyt dinamicheskoy interpretatsii gravitatsionnykh anomalii* [Experience of the dynamic interpretation of gravitational anomalies]. Irkutsk, 2000. 85 p. (In Russ.).

38. Staroseltsev V.S. *Aktual'nye problemy tektoniki neftegazoperspektivnykh regionov* [Actual problems of



tectonics of oil and gas promising regions]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2008. 212 p. (In Russ.).

39. Melnikov N.V., Yakshin M.S., Shishkin B.B., et al. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Rifey i vend Sibirskoy platformy i ee skladchatogo obramleniya* [Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Riphean and Vendian of the Siberian Platform and its folded frame]. Novosibirsk, Geo Publ., 2005. 428 p. (In Russ.).

40. Zamaraev S.M., Adamenko O.M., Ryazanov G.V., et al. *Struktura i istoriya razvitiya Predbaykal'skogo predgornogo progiba* [The structure and history of the development of the Cis-Baikal submontane trough]. Moscow, Nauka Publ., 1976. 136 p. (In Russ.).

41. Surkov V.S. [Lena-Tunguska Riphean-Paleozoic basin]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1998, no. 10, pp. 33–36. (In Russ.).

42. Staroseltsev V.S., Melnikov N.V., Grishin M.P., et al. *Tektonicheskaya karta neftegazonosnykh provinetsiy Sibirskoy platformy. M: 1:5000 000* [Tectonic map of oil and gas provinces of the Siberian platform. Scale 1: 5,000,000]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 2012. (In Russ.).

43. Beltikov Ya.V., Gorlov I.V., Kokarev P.N., Larianova A.N. *Utochnenie geologicheskogo stroeniya*

Kovyktinskogo GKM na osnove vypolnennykh gazokondensatnykh issledovaniy [Clarification of the geological structure of the Kovyktinskoye gas condensate field based on gas condensate studies]. *EAGE – GeoBaikal 2016*. Irkutsk. DOI: 10.3997/2214–4609.201601716.

44. Gorlov I.V., Misyurkeeva N.V., Buddo I.V., et al. *Utochnenie geologicheskoy modeli vostochnoy chasti Kovyktinskogo GKM s uchetom novykh geologo-geofizicheskikh dannyykh* [Improvement of the Eastern Part of the Kovykta Gas Condensate Field Geological Model in the Light of the New Geological and Geophysical Data]. *EAGE – GeoBaikal-2018*. DOI: 10.3997/2214–4609.201802059.

45. Filiptsov Yu.A., Staroseltsev V.S. [Riphean troughs – the main sources of oil and gas in the western part of the Siberian Platform]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2009, no. 6, pp. 40–56. (In Russ.).

46. Florensov N.A., Logachev N.A., Kuznetsov M.F. *Neotektonicheskaya karta yuga Vostochnoy Sibiri. M-b 1:4000 000. Atlas Irkutskoy oblasti* [Neotectonic map of the south of East Siberia. Scale 1:4 000 000. Atlas of the Irkutsk Region]. Moscow-Irkutsk, GUGK USSR Publ., 1962, pp. 22–23. (In Russ.).

47. Shutov G. Ya. [Upper-Lena arched uplift – a new promising target to prospect for gas pools in the Angara-Lena PR]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1987, no. 1, pp. 5–9. (In Russ.).

© А. Г. Вахромеев, А. С. Смирнов,
А. М. Мазукабзов, И. В. Горлов, Н. В. Мисюркеева
Г. Я. Шутов, В. В. Огибенин, 2019