

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В МЕЗОЗОЙСКИХ СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВЫХ СТРУКТУРАХ ПРИМОРЬЯ, ДАЛЬНИЙ ВОСТОК РОССИИ

В.П. Нечаев^{1,2}, В.М. Лосиц³, И.Ю. Чекрыжов¹, А.И. Агошков²

¹ ФГБУН Дальневосточный геологический институт ДВО РАН, пр. 100 лет Владивостоку 159, г. Владивосток, 690022; e-mail: nechaev@fegi.ru

² ФГАОУВПО Дальневосточный федеральный университет, Инженерная школа, кампус ДВФУ, о. Русский, нп Аякс 10, г. Владивосток, 690922

³ НП «Ассоциация Инженерные изыскания в строительстве», филиал «АИИС-Дальний Восток», Владивосток, ул. Пограничная 15а, г. Владивосток, 690091

Поступила в редакцию 7 апреля 2015 г.

В статье пересматриваются взгляды на перспективы нефтегазоносности Приморья и его тектоническое строение. В частности, предлагаются оригинальная тектоническая схема региона и генерализованный геологический разрез его земной коры, основанные на архивных материалах геологических фондов, литературных источниках и личных наблюдениях авторов. В Приморье имеются мощные скопления углеродсодержащих, нефтегазопроизводивших пород, накопившихся в юрско-раннемеловое время – самую нефтегазопродуктивную эпоху в истории Земли. В изобилии также представлены потенциальные ловушки: антиклинальные складки, выполненные пористыми песчаниками в переслаивании с глинистыми сланцами и, чаще, разнообразные зоны трещиноватости и рассланцевания. Все они сконцентрированы во фронтальных зонах складчато-надвигового пояса средне-мелового возраста Сихотэ-Алиня. В этом поясе обнаружены следы миграции нефти и газа, которая продолжается до сих пор. Они включают выделения нефти, битумов, метана и тяжелых углеводородов из поверхностных источников, горных выработок и буровых скважин, газеогхимические аномалии, включения метана в гранитах и углеродистые метасоматиты. Кроме того, обнаруживается определенное структурное и геодинамическое сходство нашего региона с восточной Венесуэлой, гигантские нефтегазовые запасы которой хорошо разведаны. Таким образом, все собранные данные говорят о том, что в Приморье можно ожидать так называемую трудную нефть, основные залежи которой находятся в сложных горно-геологических условиях складчато-надвиговых структур. В результате исследования значительно расширен список приморских объектов, перспективных на нефть и газ, за счет зон интенсивной складчато-надвиговой тектоники. Одна из них располагается между Арсеньевским и Центральным Сихотэ-Алинским разломами, где надвиги сопряжены с левосторонними сдвигами северо-восточной ориентировки. Две другие вырисовываются на юге и севере Приморья, где они сопряжены с правосторонними сдвигами северо-западного направления.

Ключевые слова: нефть, газ, складчато-надвиговые структуры, аккреционные комплексы, угленосные впадины, юра, ранний мел, Приморье.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящей работе мы пересматриваем нефтегазовые перспективы Приморского края, которые, возможно, сильно занижены из-за недоучета потенциала юрско-раннемелового складчатого комплекса. В данной связи пересматриваются также представления о глубинном геологическом строении региона, в котором недооценены складчато-надвиговые дис-

локации и переоценены сбросо-сдвиговые. Это позволяет поменять приоритеты в оценке перспектив нефтегазоносности юга ДВ России.

Углеводородное сырье в Приморье ищут уже второе столетие. Наиболее масштабно это происходило в 60-х годах прошлого века, когда на юге края было пробурено около 20 структурно-картировочных скважин глубиной около 1000 м и одна параметриче-

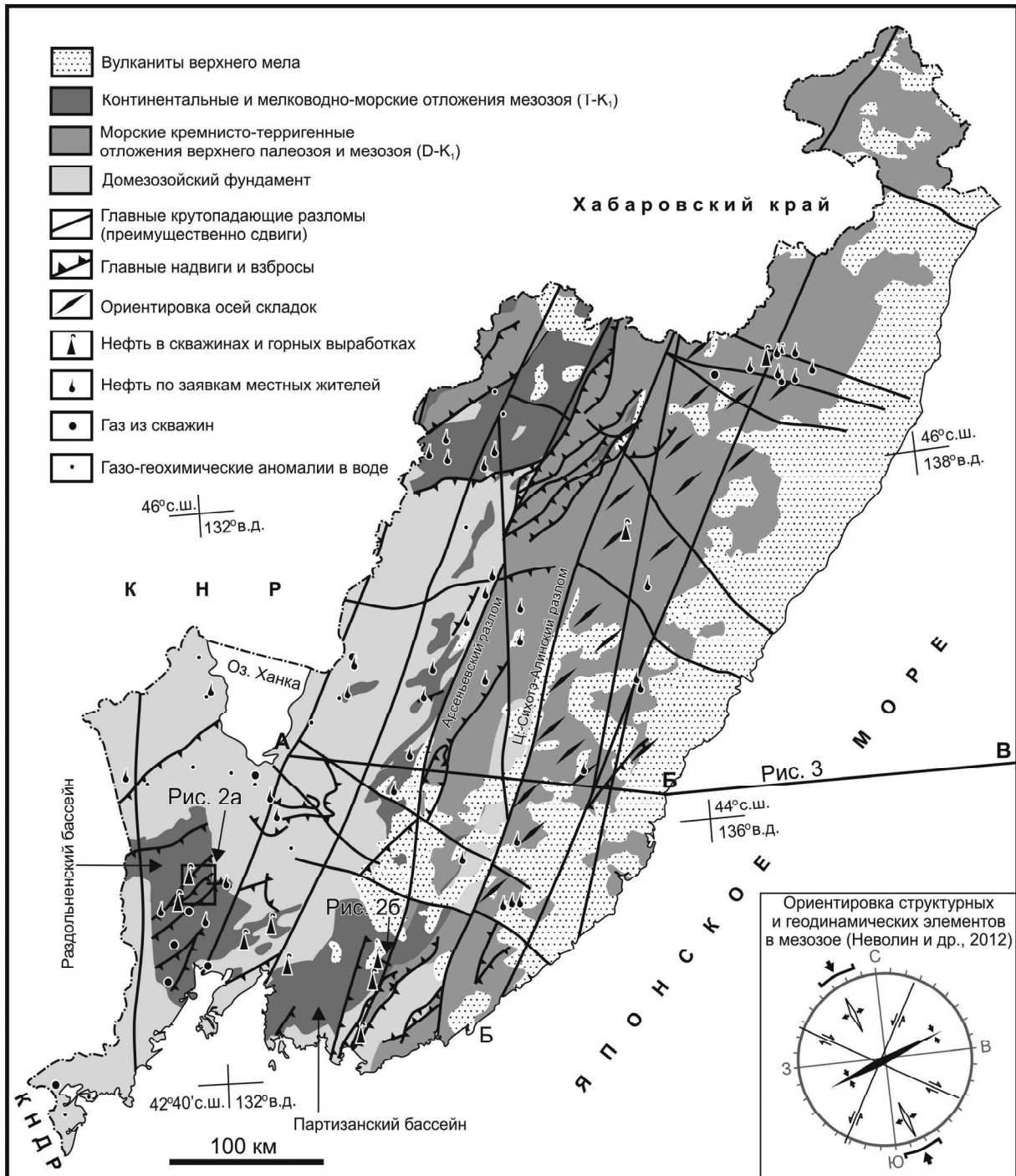


Рис. 1. Схема мезозойской тектоники и проявлений нефтегазоносности Приморского края. Составлена по фоновым материалам с использованием тектонических схем из [6, 7, 19, 27, 28].

ская – на глубину 2858 м. В результате территория Приморья была признана перспективной только на мелкие месторождения углеводородного сырья [21].

Все нефтепоисковые скважины и большинство сопровождающих геолого-геофизических работ были проведены в мезозой-кайнозойских угленосных впадинах, заполненных относительно слабо перемятыми

песчано-глинистыми отложениями преимущественно континентального происхождения на глубину 2–3, реже 5–7 км (рис. 1). Эти же впадины долго и интенсивно изучались с применением горных выработок и буровых скважин на предмет их основного полезного ископаемого – угля, а также попутных выделений метана [27]. Начиная с 80-х годов там же проводилась

газогеохимическая съемка [21]. Итогом работ было обнаружение массовых выделений метана и других газов с участием тяжелых углеводородов нефтяного ряда, приуроченных, чаще всего, к глубинным разломам. Кроме того, в некоторых скважинах и горных выработках были зафиксированы выделения битумов и нефти [8, 21].

Следует отметить, что анализ геолого-геофизических материалов, сопровождавший поиски, привел исследователей к выводу, что помимо угленосных бассейнов перспективным на нефть и газ в регионе является Главный Сихотэ-Алинский синклиниорий [21, 25] (центральная часть поля морских кремнисто-терригенных отложений на рис. 1). От упомянутых выше угленосных бассейнов эта структура принципиально отличается тем, что она заполнена сильно дислоцированными морскими терригенными породами нижнего мела мощностью более 10 км [7]. Главный Сихотэ-Алинский синклиниорий был назван перспективным на нефть и газ, но полноценные поиски там организованы не были.

Проблема в том, что вся Сихотэ-Алинская система представляет собой горно-складчатое сооружение, в котором крутые складки сочетаются с многочисленными разломами преимущественно надвигового и сдвигового характера, а также гранитоидными интрузиями. В дополнение ко всему, они на значительной части перекрыты эффузивами Восточно-Сихотэ-Алинского вулканического пояса.

В традиционных представлениях гипотезы биогенного происхождения нефти, углеводородный потенциал докайнозойских складчатых систем должен быть в значительной степени разрушен тектоническими стрессами, региональным метаморфизмом и проявлениями магматизма, которые мобилизуют углеводороды и способствуют улетучиванию их через развитую сеть глубинных разломов. Кроме того, усиленный водообмен внутри горно-складчатых сооружений приводит к окислению и вымыванию углеводородов из создавшихся при складчатости ловушек, а их остатки уничтожаются интенсивной поверхностной эрозией [3]. Эти представления находят свое подтверждение в статистике. Согласно классическому обзору [38], из 877 гигантских полей нефти и газа 304 (35 %) относятся к обстановкам пассивных континентальных окраин, 271 (31 %) – внутриконтинентальных рифтов, 173 (20 %) – межконтинентальных коллизий, 71 (8 %) – локальных коллизий (аккреция террейнов, дуга-континет, пологая субдукция), 50 (6 %) – при-сдвиговых бассейнов (strike-slip, большей частью относящихся к трансформным границам плит) и 8 (1 %) – субдукционных окраин, не усложненных коллизиями. Сихотэалинские мезозойские сформированы

на континентальной окраине, геодинамическая обстановка которой эволюционировала от кососубдукционной в юре до трансформной или пассивной окраинноморской в раннем мелу [7, 20, 22, 30]. В середине мела глубоководный осадочный бассейн захлопнулся в результате столкновения континента, скорее всего, с островной дугой, а его отложения были смяты и консолидированы. Таким образом, накопление юрско-нижнемеловых глубоководных отложений Сихотэ-Алиния происходило в геодинамических обстановках, которые считаются не самыми нефтегазопродуктивными.

В противовес традиционным взглядам часто приводятся факты нахождения промышленных скоплений нефти и газа в трещинных ловушках среди магматических и глубоко метаморфизованных пород, а также в зонах тектонических покровов, надвигов и других разломов. При этом имеется в виду гипотеза неосадочного происхождения углеводородов, связывающая формирование их месторождений с потоками глубинных флюидов [9, 14, 34]. Действительно, если скопления нефти и газа подпитываются притоком углеводородов из глубин Земли, то важны только их актуальные каналы (глубинные разломы) и ловушки, которых в складчатых сооружениях гораздо больше, чем в структурах платформенного типа. Материнские же породы в таком контексте малозначимы.

Не становясь на крайние позиции, следует признать, что источниками месторождений углеводородов могут быть и погруженные на несколько километров осадочные толщи и более глубокие источники. Вместе с тем, традиционные представления об осадочном происхождении нефти привели к открытию многих ее месторождений [38]. Очевидно, что в большинстве случаев осадочный процесс опосредует миграцию углеводородов из недр Земли к приповерхностным залежам, и роль материнских осадочных толщ в формировании месторождений нефти и газа трудно переоценить.

В этой связи необходимо отметить, что глубоководные отложения Сихотэ-Алиния накопились в самую нефтегазоматеринскую эпоху в истории Земли. Согласно сводке Геологической службы США [36], позднеюрские и раннемеловые осадочные породы являются источниками большинства (54 %) мировых запасов нефти и газа, включая месторождения таких богатейших регионов, как Ближневосточный, Западно-Сибирский и Карибский. Кроме того, статистический анализ характеристик месторождений нефти и газа в складчато-надвиговых системах привел М. Купера [33] к выводу, что их относительно небольшие запасы обусловлены не тем, что такие системы малопродуктивны по природе, а тем, что их трудно изучать из-за

сложности геологического строения. В большинстве случаев поисковики предпочитали более простые регионы. Видимо, так и произошло с Приморьем, поиски на территории которого были свернуты в связи с обнаружением нефти в Западной Сибири. Складчатые системы имеют сейчас наибольший потенциал для открытия новых месторождений. И эти месторождения могут быть достаточно крупными, как это установлено на Ближнем Востоке (Загрос) или юго-восточной окраине Карибского бассейна (восточная Венесуэла, Тринидад и Табаго).

ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ И МЕТОДИКА ЕЕ ОБРАБОТКИ

Данная работа является преимущественно компилятивной, но многие ее рассуждения и выводы подкрепляются личными наблюдениями авторов во время многочисленных полевых исследований, проводимых начиная с восьмидесятых годов прошлого столетия. Особенно ценными, при этом, были картографические работы Приморской поисково-съёмочной экспедиции с участием В.М. Лосива, являющегося одним из авторов настоящей работы. Обработывая архивные материалы ПГО Приморгеология, среди которых можно особо выделить отчеты Л.Д. Мирошникова, И.П. Смилги, И.А. Шехоркина, Н.Г. Мельникова, В.П. Коковина и В.В. Племя, а также литературные данные [6, 7, 19, 21, 27–29 и многие другие], авторы стремились опереться на максимально достоверные данные, подтвержденные прямыми геологическими наблюдениями в естественных обнажениях и, если возможно, по горным выработкам и буровым скважинам. Второстепенное значение (там, где нельзя обойтись, например, при обсуждении глубинного строения) придавалось геофизике [2, 23, 26].

Обсуждение

Вещественный аспект

Перспективы морских отложений Сихотэ-Алиня на нефть и газ выглядят намного предпочтительнее, чем таковые континентальных угленосных формаций Приморья уже потому, что мощность первых в разы больше (10 км и более), чем вторых (обычно до 2–3, иногда до 5–7 км) [6, 7, 27]. Следует отметить, что под морскими отложениями Сихотэ-Алиня здесь понимаются все юрско-нижнемеловые глубоководные отложения региона, включая олистостромы и вмещаемые ими экзотические блоки и пластины кремнистых и карбонатных пород океанического типа, имеющие палеозойско-мезозойский возраст. Наиболее мощно среди этих комплексов представлены турбидиты нижнего мела в составе выделявшегося до 1986 г. Главного синклиория Сихотэ-Алиня [6], в настоящее время

называемого Журавлевским террейном [30]. На рис. 1 они преобладают к востоку от Центрального Сихотэ-Алинского разлома. Еще восточнее они, совместно с блоками раннемеловой островной дуги и нижнемеловыми аккреционными комплексами, погребены под верхнемеловыми вулканитами Восточно-Сихотэ-Алинского пояса. К западу, между Центральным Сихотэ-Алинским и Арсеньевским разломами, турбидиты слагают верхние части юрских аккреционных комплексов. К югу этот комплекс выклинивается.

Что касается рассеянного органического вещества, то по его валовым содержаниям определенное преимущество имеют угленосные формации. Так, по данным И.П. Смилги и В.И. Тихомирова, $C_{\text{орг}}$ в нижнемеловых терригенных породах Сихотэ-Алиня составляет от 0.1 до 0.34 % в среднем по изученным толщам. В то же время одновозрастные отложения Партизанского бассейна характеризуются значениями 0.03–0.57 %, а Раздольненского – 0.17–1.78 %. Впрочем, в глубоководных мезозойских отложениях складчатого Сихотэ-Алиня также зафиксированы высокоуглеродистые отложения. Ю.Г. Волохин и др. [4, 5] обнаружили до 6.5 % органического углерода во фтанитах при средних значениях 1.1–1.5 % для всей кремневой формации, формирующей низы стратиграфического разреза мезозойского Сихотэ-Алиня. Следует отметить, что эти породы, несмотря на свою небольшую (десятки метров) истинную мощность, многократно повторены в разрезе аккреционных комплексов, формируя коллаж тектонических пластин. В результате их эффективная мощность часто составляет многие сотни метров, и их нефтегазоматеринская роль могла быть очень значительной. В палеогене в угленосных бассейнах Южного Приморья среднее содержание $C_{\text{орг}}$ определено на уровне 1.52 % [18].

Отмеченное преимущество угленосных континентальных отложений перед глубоководно-морскими, возможно, кажущееся, если рассматривать фиксируемые содержания $C_{\text{орг}}$ лишь как остаточные. Мезозойские складчатые комплексы региона явно претерпели более сильное термодинамическое воздействие, чем отложения наложенных угленосных формаций. Соответственно, уровень мобилизации и выноса углеводородов из них выше. На существование этого процесса указывает повышенная битуминозность органики глубоководно-морских пород. В частности, она оказалась в диапазоне 3.7–4.3 % при содержаниях $C_{\text{орг}}$ от 2.07 до 2.92 % (по 3 пробам) в триасово-юрских кремнистых отложениях Сихотэ-Алиня [12], что дает 0.1–0.2 % на вал породы. Битуминозность мезозойско-кайнозойских мелководных осадков Южного Приморья не превышает 0.04 % в среднем по толщам [18]. Для кайнозойских отложений характерно от-

сутствие битумов в породах без органики. Напротив, отложения мезозоя, даже лишенные органического углерода, содержат в среднем 0.0025–0.005 % битумов, прямо свидетельствуя о миграции углеводородов в мезозойских толщах. Как подтверждение этому можно расценить находки в мезозойских терригенных, кремнистых и карбонатных породах Дальнегорского рудного района углеродистых метасоматитов с изотопным составом углерода $\delta^{13}\text{C}$ PDB от -23.8 ‰ до -32.8 ‰ [1], близким таковому в кремнистых породах Сихотэ-Алиня (от -27.3 ‰ до -30.2 ‰) [4]. Такие же значения характерны для сырой нефти [24]. Прямое свидетельство движения углеводородов в Сихотэ-Алинских мезозоидах – это находки в них высачивающейся нефти, твердых битумов и выделений метана. Так, по фондовым данным, в бассейне р. Красной (верховья р. Верхняя Уссурка) в трещинах нижнемеловых песчаников наблюдались твердые битумы типа гатчетита. В нижнем течении р. Светловодная (бассейн р. Бикин) со дна старицы всплывали нефтяные пленки, а вода старицы содержит хлороформенный битумоид А (0.015 %) и соли нафтеновых кислот. В районе Тетюхинского полиметаллического рудника из разведочных скважин отмечено выделение горючего газа, содержащего до 60 % метана.

Особый случай представляют кайнозойские угленосные бассейны – Партизанский, Нижнебикинский, Верхнебикинский, Ванчинский и др. Наиболее изучен из них Партизанский бассейн. Нижнемеловые угленосные отложения там, как предполагается, перекрывают тектонический покров палеозойских пород, надвинутый на юрско-нижнемеловой складчатый комплекс Сихотэ-Алиня [7, 23]. Здесь в шахтах неоднократно наблюдались высачивания нефти, а выделения метана происходят регулярно. Исследована нефть из трещины, секущей крупнозернистый песчаник на горизонте 517 шахты Центральная [18]. Ее плотность 0.816, состав: С – 83.9 %, Н – 13.9 %, О+N – 1.5%, S – 0.04 %. Содержание парафинов – до 10 %. Содержание ароматических углеводородов – до 8.5 % (± 3.5 %) на дистиллатную часть; коэффициент ароматизации – около 0.05. Битуминологический анализ показал содержание масел – 98.6 %, смол (силикагелевых) – 1.4 %, в том числе бензольных – 0.88 %, спиртобензольных – 0.52 %. Асфальтенов нет. В газопроявлениях Партизанского бассейна зафиксировано высокое содержание тяжелых углеводородов (ТУ) – 2.08 %, указывающее, по мнению А.И. Обжирова с соавторами [21], на происхождение какой-то их части из фундамента, а не из окружающих угленосных толщ. Фундаментом в данном случае могут служить мезозойские осадочные толщи морского происхождения, оказавшиеся под угленосными отложениями в

результате надвигания [7]. Другим объяснением относительно высокого содержания ТУ в газах может быть то, что органика Партизанского угольного бассейна, продуцирующая этот газ, имеет повышенный уровень термической зрелости. Для сравнения, концентрация ТУ в газах на угольных месторождениях к западу от Сихотэ-Алинской складчатой системы не превышает 1.2 % (Артемовском – 0.56 %, Тавричанском – 1.2 %, Подгородненском – 0.53 %).

Перспективной в отношении нефтегазоносности особенностью района Партизанского бассейна является также то, что, по данным сейсмических исследований, под интенсивно смятым тектоническим покровом здесь залегают относительно менее деформированные отложения (юрско-нижнемеловые глубоководные?). Кроме того, на севере бассейна, в районе поселков Муравейка и Пшеницыно на глубине 800 м в сейсмических данных выделяется яркое пятно, которое идентифицируется как залежь нефти [13]. На севере региона, в кайнозойских бикинских бассейнах обнаружены многочисленные метанопроявления, «привязанные» к разломам [21]. В кайнозойской Ванчинской впадине, расположенной в центральном Сихотэ-Алине, один из авторов статьи наблюдал радужные пленки у родника.

Структурный аспект

На юге Дальнего Востока России широко развиты мезозойские левосторонние сдвиги [10, 19, 28, 29]. Эти сдвиги до сих пор признаются структурообразующими для Сихотэ-Алинского складчатого пояса. К ним привязываются практически все мелкие рифтогенные и складчато-надвиговые структуры мезозойских дислокаций, наибольшее количество которых задокументировано вдоль всего Сихотэ-Алиня между Арсеньевским и Центральным Сихотэ-Алинским разломами (Самаркинский террейн), а также в западном, южном и юго-восточном Приморье (Вознесенский, Сергеевский и Таухинский террейны) [7, 11, 15–17].

Наиболее достоверные из этих структур показаны вместе с основными сдвигами на рис. 1. Здесь же помещена диаграмма мезозойских структурных и геодинамических элементов, раскрывающая природу главных дислокаций региона [19]. Рис. 2 демонстрирует структурные особенности Раздольненской и Партизанской угленосных впадин, выявленные на основе крупномасштабных геологоразведочных работ, включая бурение. Из приведенных материалов вытекает, что складчатые структуры морских отложений Сихотэ-Алиня и континентальных угленосных впадин мезозоя, а также их внутренние покровно-надвиговые

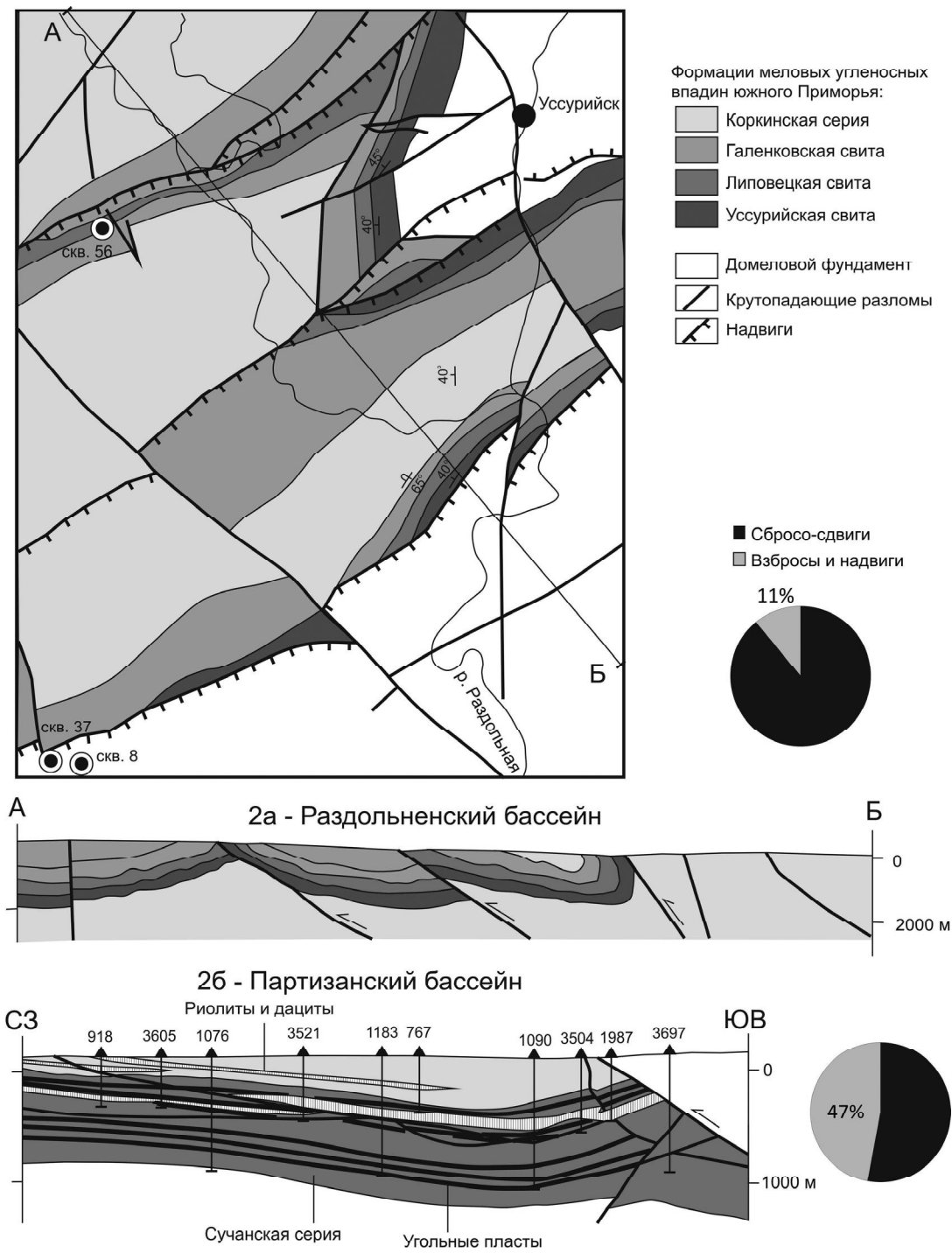


Рис. 2. Тектоническая схема и геологический разрез Раздольненского бассейна, по [7], а также геологический разрез Партизанского бассейна и статистика разрывных нарушений различной природы в них [27].

На рис. 1 можно увидеть расположение бассейнов в структуре Приморья.

элементы ориентированы однообразно в направлении ЮЗ-СВ, отражая направление мезозойского сжатия. Соответственно, именно мезозойские складчато-надвиговые движения следует признать главными структурообразующими в Сихотэ-Алинском склад-

чатом поясе и его ближайшем окружении. Похоже, сдвиги лишь серьезно усложнили картину, являясь побочным результатом косоого (по отношению к континентальной окраине) тектонического стресса. В количественном отношении они ожидаемо преоблада-

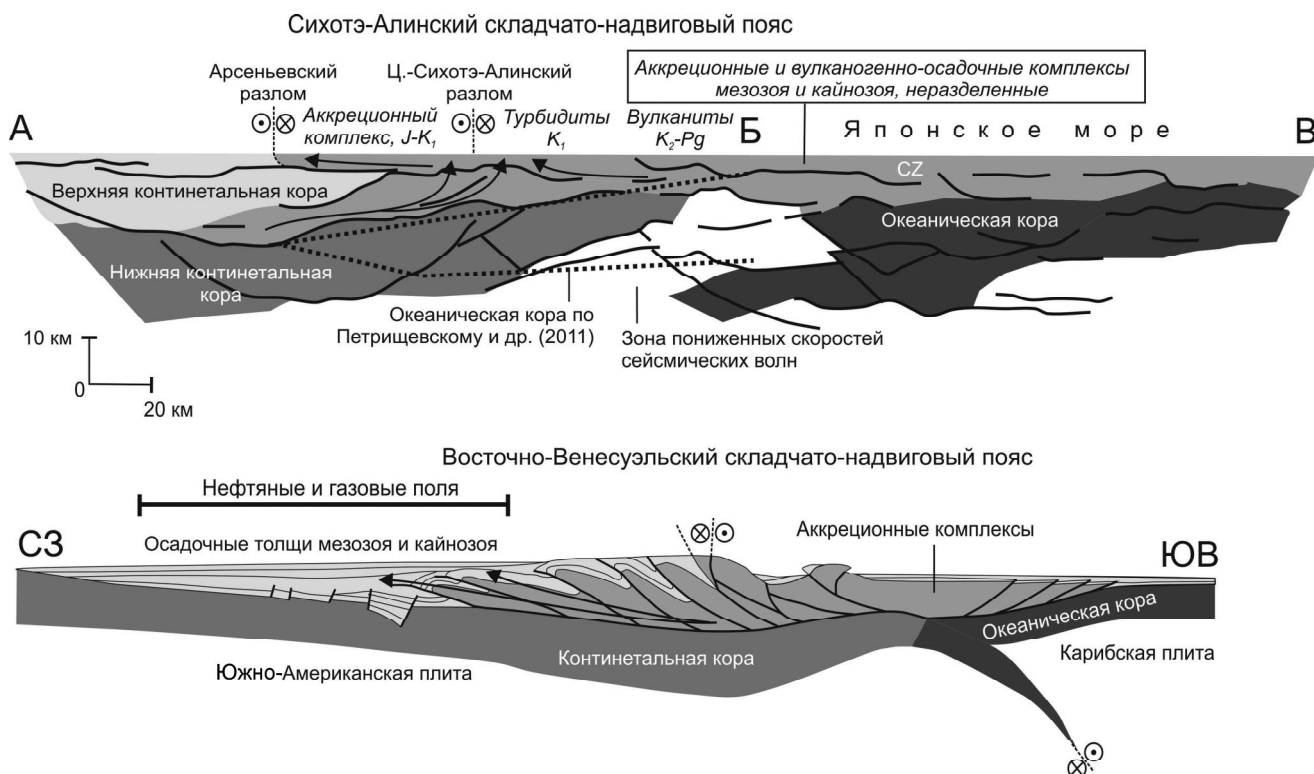


Рис. 3. Схематические геологические разрезы земной коры вкост Сихотэ-Алинского и Восточно-Венесуэльского складчато-надвиговых поясов, на основе схем из [23, 26, 37].

Жирными линиями обозначены сейсмические отражающие границы, черные стрелки указывают возможные пути миграции углеводородов. Положение Сихотэ-Алинского разреза по линии А-Б-В в структуре Приморья показано на рис. 1.

ют, формируясь, по-видимому, позднее сопряженных структур сжатия (см. круговые диаграммы на рис. 2). Впрочем, соотношение взбросов и надвигов, с одной стороны, и сбросо-сдвигов, с другой, в юго-восточном направлении увеличивается так, что в Партизанском бассейне между ними наблюдается почти паритет (47 и 53 %, соответственно). Это указывает, что источник тектонического стресса находился на юго-востоке, где предполагается раннемеловая локальная коллизия островной дуги и океанического поднятия [20]. В среднем мелу масштаб коллизии мог увеличиться за счет столкновения дуги с континентальной окраиной. В результате дуга, по всей видимости, была расколота, ее фрагменты перемещены по левосторонним сдвигам в северо-восточном направлении, а нижнемеловые турбидиты задугового бассейна зажаты между фрагментами дуги и континентом.

Эта картина хорошо вписывается в палеогеодинамические построения, по которым описываемый регион в юрско-раннемеловое время представлял собой транспрессивную континентальную окраину. Ее осложняющими элементами были косая субдукция со стороны тихоокеанской плиты, островная дуга и задуговой бассейн с турбидитами [7, 20, 22, 30, 35,

39]. В общих чертах она напоминает восточно-венесуэльскую окраину, сформированную при косой конвергенции Южно-Американской и Карибской плит в позднем мезозое и кайнозое [37, 40–42]. Эта нефтегазоносная провинция хорошо разведана новейшими геофизическими методами в сочетании с интенсивными буровыми работами и, благодаря этому, может служить примером для расшифровки малоизученной глубинной структуры Приморья. При этом не должны быть забыты и существенные отличия между регионами, в числе которых более простая геологическая структура венесуэльской транспрессивной окраины. Последнее связано с тем, что на нее не наложена сложная последующая история, которая в случае Сихотэ-Алиния включает разнообразные окраинно-континентальные процессы, в том числе обширный магматизм андийского типа в позднем мелу [22, 30].

Наше представление о строении земной коры региона, основанное на данных глубинного сейсмического зондирования, гравиметрии и геологического картирования [2, 23, 26], иллюстрирует рис. 3. Для сравнения на нем также приведен генерализованный глубинный разрез восточной Венесуэлы [37]. Мы внесли в эту модель идею расщепления аккреционного

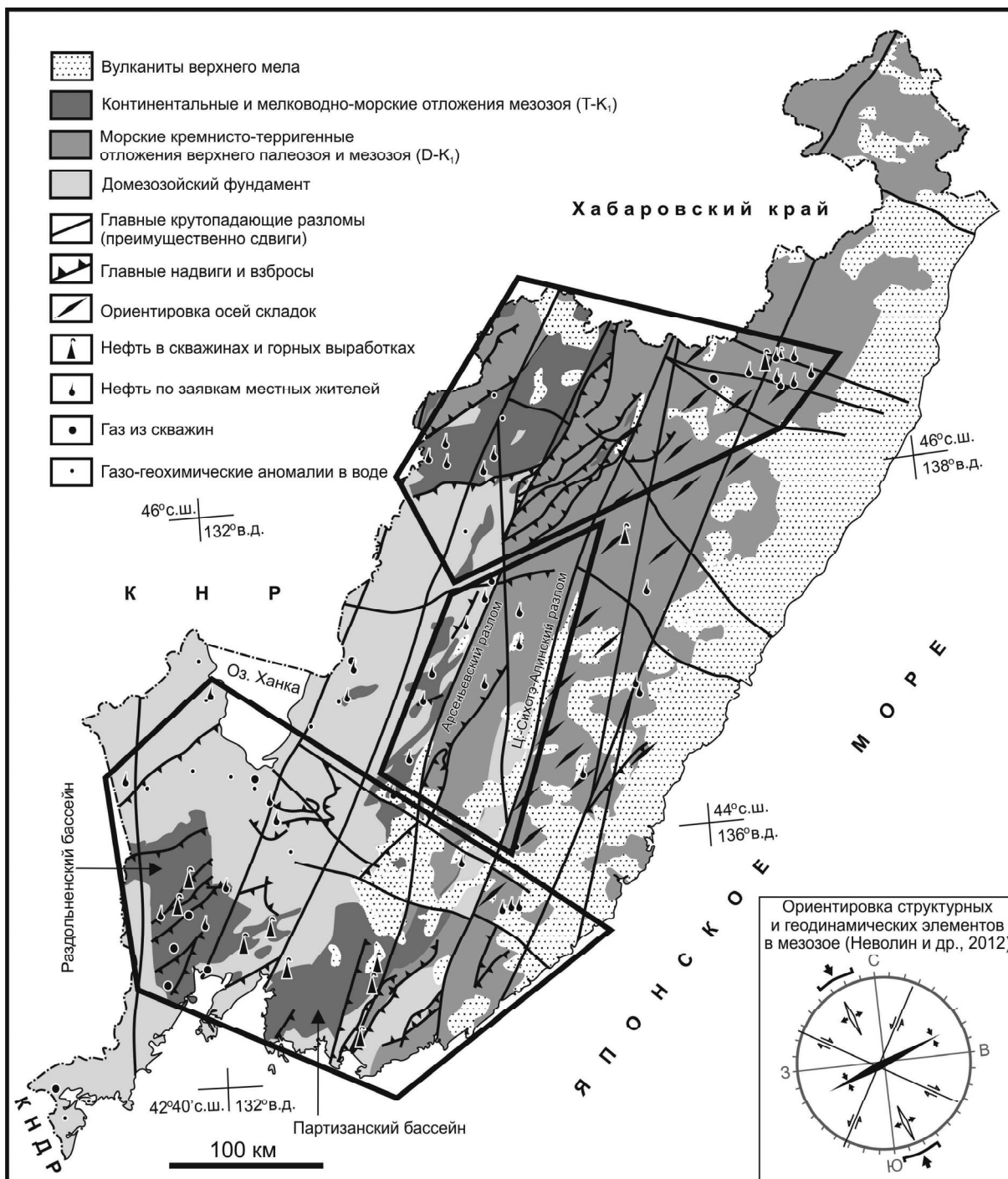


Рис. 4. Площади, перспективные на нефть и газ в складчато-надвиговых структурах (выделены жирными черными линиями), на схеме мезозойской тектоники и проявлений нефтегазоносности Приморского края.

комплекса Сихотэ-Алиня на покровную часть, соответствующую классическому представлению о складчато-надвиговых структурах бордерленда, и субдукционную составляющую, погружающуюся под континент. В пользу первой прямо свидетельствуют многочисленные блоки океанических кремней и карбонатов в олистостромах, надвиги юго-восточного падения

в меланже [6, 7, 15, 16] и сейсмика [13]. Субдукция подтверждается гравиметрическими данными [23], а также прямыми геологическими наблюдениями, по которым подвиги преобладают в структуре аккреционных комплексов центрального Сихотэ-Алиня [7, 15]. Согласно имеющимся палеогеодинамическим реконструкциям [7, 20, 22, 30], косая субдукция могла

преобладать, главным образом, в юре, а собственно надвигание – в раннем и среднем мелу.

Тектонические покровы и сопряженные с ними пликативные дислокации являются главными структурами, локализирующими залежи нефти и газа в складчато-надвиговых поясах [33]. Именно такая картина вырисовывается в восточной Венесуэле [40, 42], где можно предположить движение углеводородов от материнских пород морского происхождения, тектонически и литостатически сжатых в местах нагромождения аккреционных комплексов, к ловушкам, концентрирующимся во фронтальной зоне надвигов. В Сихотэ-Алинском подвижном поясе эти пути могут быть гораздо сложнее, прежде всего из-за того, что здесь сочетались разнохарактерные тектонические движения, включая субдукцию, обдукцию и сдвиговые перемещения.

Что касается нефтегазовых ловушек, то одна из самых обычных из них представляет собой песчано-сланцевую толщу в антиклинали, где коллектором служит пористый песчаник, а крышкой – пластичный глинистый сланец. Таких структур в мезозойско-кайнозойских угленосных впадинах Приморского края достаточно много, и многие из них имеют связь с юрско-нижнемеловыми складчатыми комплексами Сихотэ-Алиния по разломам. В сихотэ-алинских мезозоидах потенциальных ловушек еще больше. Степень изменения пород здесь, правда, такова, что на осадочные коллекторы типа пористых песчаников рассчитывать не приходится. Зато в изобилии присутствуют разнообразные тектонические брекчии, трещиноватость и интенсивное рассланцевание в зонах надвигов и сдвигов, а также в основаниях тектонических чешуй и покровов. Кроме того, прекрасными коллекторами могут оказаться погребенные коры выветривания в карбонатах. Их огромные блоки заключены в юрско-нижнемеловых олистостромах и меланже, широко распространенных в аккреционных комплексах по краям Сихотэ-Алинского синклиория [7, 15].

Таким образом, мы значительно расширяем список приморских объектов, перспективных на нефть и газ, за счет зон интенсивной складчато-надвиговой тектоники. Одна из них располагается между Арсеньевским и Центральным Сихотэ-Алинским разломами, где надвиги сопряжены с левосторонними сдвигами северо-восточной ориентировки. Две другие предполагаются на юге и севере Приморья, где они сопряжены с правосторонними сдвигами северо-западного направления (рис. 4). При этом Южно-Приморская складчато-надвиговая структура, возможно, протягивается к нефтегазовым полям бассейна Сунляо в Китае, где сейсморазведкой зафиксированы многочисленные надвиги юго-восточного падения в подверхнемеловых толщах и фундаменте [31]. Подобная структура

северной части Приморья может иметь продолжение в Средне-Амурской и Амуру-Зейской впадинах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенный выше анализ геологии Приморья в отношении его нефтегазовых перспектив, с одной стороны, позитивен – здесь могут быть обнаружены промышленные залежи углеводородов. Этот вывод базируется на следующих предпосылках. В Сихотэ-Алине имеются мощные скопления углеродсодержащих пород-источников, накопившихся в юрско-раннемеловое время – самую нефтегазоносную эпоху в истории Земли. Здесь в изобилии представлены потенциальные ловушки, которые в других регионах вмещают огромные залежи углеводородов. Они сконцентрированы во фронтальных зонах складчато-надвигового пояса среднемелового возраста. В этом поясе обнаружены явные следы миграции нефти и газа, которая продолжается до сих пор. Кроме того, мы также видим определенное структурное сходство нашего региона с восточной Венесуэлой, гигантские нефтегазовые запасы которой у всех на слуху. С другой стороны, все собранные данные говорят о том, что здесь следует ожидать так называемую трудную нефть, основные залежи которой находятся в сложных горно-геологических условиях складчато-надвиговых структур. Значит, их поиск и разведка будут непростыми.

Работа выполнена в рамках Программы фундаментальных научных исследований государственных Академий наук на 2013–2020 годы, пункт 66 «Геодинамические закономерности вещественно-структурной эволюции твердых оболочек Земли», тема 1 «Геология палеозон скольжения литосферных плит Востока Азии», раздел 1.5. «Углеводородный потенциал мезозойских складчато-надвиговых структур Приморья».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев В.Ю., Баскина В.А., Томсон И.Н., Якушев А.И. О природе углеродистых пород в зонах дробления в Дальнегорском районе Приморья (черные сланцы или мантийные ильменит-графитовые метасоматиты // Докл. РАН. 2007. Т. 415, № 3. С. 364–369.
2. Аргентов В.В., Гнибиденко Г.С., Попов А.А., Потапов С.В. Глубинное строение Приморья (по данным ГСЗ). М.: Недра, 1976. 90 с.
3. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 2000. 384 с.
4. Волохин Ю.Г., Михайлик Е.В., Бурий Г.И. Триасовая кремневая формация Сихотэ-Алиния. Владивосток: Дальнаука, 2003. 252 с.
5. Волохин Ю.Г., Иванов В.В. Геохимия и металлоносность углеродистых силицитов триаса Сихотэ-Алиния // Литология и полез. ископаемые. 2007. № 4. С. 406–425.

6. Геология СССР. Т. XXXII. Приморский край. Ч. 1. Геологическое описание. М.: Недра, 1969. 696 с.
7. Голозубов В.В. Тектоника юрских и нижнемеловых комплексов северо-западного обрамления Тихого океана. Владивосток: Дальнаука, 2006. 231 с.
8. Гресов А.И., Обжиров А.И., Коровицкая Е.В., Шакиров Р.Е. Метаноносность и перспективы освоения ресурсов метана угольных пластов угольных бассейнов юга Дальнего Востока // Тихоокеан. геология. 2009. Т. 28, № 2. С. 103–116.
9. Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь: Материалы Всерос. конф. с междунар. участием, посвящ. 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина, 18–22 октября 2010 г., Москва. М.: ГЕОС, 2010. 712 с.
10. Иванов Б.А. Центральный Сихотэ-Алинский разлом (сдвиг) // Докл. АН СССР. 1961. Т. 138, № 4. С. 43–47.
11. Изосов Л.А., Мельников Н. Г. О чешуйчато-покровных структурах Западного Приморья // Тихоокеан. геология. 1988. Т. 7, № 6. С. 47–53.
12. Киселева О.А., Китаев И.В. Микроэлементы в рассеянном органическом веществе геосинклинальных осадочных пород // Геосинклинальные осадочно-вулканогенные формации советского Дальнего Востока: Сб. статей. Владивосток: ДВО АН СССР, 1987. С. 143–145.
13. Коковин В.П. Сейсмогеологические условия и результаты поисков месторождений углеводородов в осадочных бассейнах Приморья // Проблемы нефтегазоносности Приморского края: Тез. докл. науч.-практ. конф. Владивосток: ДВГИ ДВО РАН, 1996. С. 16.
14. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.
15. Мельников Н.Г., Голозубов В. В. Олистоострововые толщи и конседиментационные тектонические покровы в Сихотэ-Алине // Геотектоника. 1980. № 4. С. 95–106.
16. Мельников Н.Г., Изосов Л.А. Структурно-формационное районирование Приморья // Тихоокеан. геология. 1984. № 1. С. 53–61.
17. Мельников Н.Г., Изосов Л.А. Кайнозойские тектонические покровы и перспективы углефтегазоносности Приморья // Геотектоника. 1990. № 3. С. 80–87.
18. Мирошников Л.Д., Смилга И.П., Шехоркин И.А. Нефть и нефитиды в Приморье // Геология нефти и газа. 1966. № 1. С. 46–49.
19. Неволин П.Л., Уткин В.П., Митрохин А.Н., Кутуб-Заде Т.К. Геологическое строение Западного Приморья: динамика структурирования // Тихоокеан. геология. 2012. Т. 31, № 4. С. 17–37.
20. Нечаев В.П., Мусашино М., Ли Д.У. Юрско-нижнемеловая геодинамическая эволюция восточной окраины Азии: реконструкция по изменению ассоциаций тяжелых минералов осадочных пород // Тихоокеан. геология. 1997. Т. 16, № 6. С. 21–35.
21. Обжиров А.И., Гресов А.И., Шакиров Р.Б., Агеев А.А., Верещагина О.Ф., Яновская О.С., Пестрикова Н.Л., Коровицкая Е.В., Дружинин В.В. Метанопроявления и перспективы нефтегазоносности Приморского края. Владивосток: Дальнаука, 2007. 167 с.
22. Парфенов Л.М., Берзин Н.А., Ханчук А.И., Бадарч Г., Беличенко В.Г., Булгатов А.И., Дриль С.И., Кириллова Г.Л., Кузьмин М.И., Ноклеберг У., Прокопьев А.В., Тимофеев В.Ф., Томуртоого О., Янь Х. Модель формирования орогенных поясов Центральной и Северо-Восточной Азии // Тихоокеан. геология. 2003. Т. 22, № 6. С. 7–41.
23. Петрицевский А.М. Реологическая модель земной коры Южного Сихотэ-Алиня (по гравиметрическим данным) // Тихоокеан. геология. 2011. Т. 30, № 3. С. 50–65.
24. Прасолов Э.М. Изотопная геохимия и происхождение природных газов. Л.: Недра, 1990. 284 с.
25. Проблемы нефтегазоносности Приморского края: Тез. докл. научно-практ. конф. Владивосток: ДВГИ ДВО РАН, 1996. 33 с.
26. Родников А. Г., Забаринская Л.П., Пийп В.Б., Рашидов В.А., Сергеева Н.А. Глубинное строение континентальных окраин региона Японского моря // Вестн. КРАУНЦ. Серия “Науки о Земле”. 2010. № 1. Вып. 15. С. 231–242.
27. Угольная база России. Т. 5. Кн. 1. М.: Геонформмарк, 1997. 371 с.
28. Уткин В.П. Азимутальные перестройки структурных планов Приморья как отражение изменений геодинамических обстановок восточной окраины Азии // Докл. РАН. 2008. Т. 422, № 2. С. 218–222.
29. Уткин В.П. Сдвиговый структурный парагенез и его роль в континентальном рифтогенезе восточной окраины Азии // Тихоокеан. геология. 2013. Т. 32, № 3. С. 21–43.
30. Ханчук А.И., Раткин В.В., Рязанцева М.Д., Голозубов В.В., Гонохова Н.Г. Геология и полезные ископаемые Приморского края. Владивосток: Дальнаука, 1995. 82 с.
31. Лю Чжаоцзюнь, Кириллова Г.Л., Чжан Си Чжоу, Ван Сыминь. Мезозойско-кайнозойские тектоно-стратиграфические комплексы в зоне трансекта Маньчжурия-Суйфэнхэ и прилегающей территории как отражение геодинамической эволюции региона // Тихоокеан. геология. 1997. Т. 16, № 6. С. 36–45.
32. Berdnikov N.V., Karsakov L.P. Methane-bearing fluid inclusions as evidence of the collisional nature of high-alumina granites, northern Sikhote-Alin, Russian Far East // Int. Geol. Rev. 1999. V. 41, N. 7. P. 587–592.
33. Cooper M. Structural style and hydrocarbon prospectivity in fold and thrust belts: a global review / A.C. Ries, R.W.H. Butler, Graham, (Eds). Deformation of the Continental Crust: The Legacy of Mike Coward // Geol. Soc. London Spec. Publ. 2007. V. 272. P. 447–472.
34. Glasby G.P. Abiogenic origin of hydrocarbons: an historical overview // Res. Geol. 2006. V. 56, N. 1. P. 83–96.
35. Isozaki Y., Aoki K., Nakama T., Yanai S. New insight into a subduction-related orogen: Reappraisal on geotectonic framework and evolution of the Japanese Islands // Gondwana Res. 2010. V. 18. P. 82–105.
36. Klemme H.D., Ulmishek G.F. Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors // AAPG Bull. 1991. V. 75. P. 1809–1851.
37. Lugo J., Audemard F. Petroleum geology of Venezuela // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Short Course: Dallas, Texas, 1997. 44 p.
38. Mann P., Gahagan L.M., Gordon M.B. Tectonic setting of the world's giant oil and gas fields / M.T. Halbouty (Ed.) Giant oil and gas fields of the Decade, 1990–1999 // AAPG Memoir. 2003. V. 78. P. 15–105.
39. Maruyama S., Isozaki Y., Kimura G., Terrabayashi M. Paleogeographic maps of the Japanese Islands: Plate tectonic synthesis from 750 Ma to the present // The Island Arc. 1997. V. 5–6. P. 113–134.

40. Parra M., Sanchez G.J., Montilla L., Guzman O.J., Namson J., Jacome M.I. The Monagas Fold–Thrust Belt of Eastern Venezuela. P. I: Structural and thermal modeling // *Mar. Petrol. Geol.* 2011. V. 28, N. 1. P. 40–69.
41. Pindell J., Kennan L. Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and northern South America in the mantle reference frame: an update // *Geol. Soc. London Spec. Publ.* 2009. V. 328. P. 1–55.
42. Sanchez G.J., Baptista N., Parra M., Montilla L., Guzman O. J., Finno A. The Monagas Fold–Thrust Belt of Eastern Venezuela. P. II: Structural and palaeo-geographic controls on the turbidite reservoir potential of the middle Miocene foreland sequence // *Mar. Petrol. Geol.* 2011. V. 28, N. 1. P. 70–80.

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

V.P. Nechaev, V.M. Losiv, I.Yu. Chekryzhov, A.I. Agoshkov

The outlook for hydrocarbon prospecting of Mesozoic fold-thrust structures of Primorye, the Far East of Russia

The paper reviews our knowledge on oil and gas prospects of Primorye and its tectonic structure. In particular, new tectonic scheme of the region and generalized cross-section of its Earth's crust, both based on the local geological archives, literature, and personal field observations are present. In Primorye, there are thick piles of carbonaceous source rocks accumulated in the Jurassic-Early Cretaceous time, which is the petroleum-richest epoch in the Earth's history. The potential petroleum traps are also abundant: anticlinal folds formed by porous sandstones interbedding with claystones and, more often, various zones of fracturing and shearing. They are concentrated in the frontal parts of Mid-Cretaceous fold-thrust belt forming the Sikhote-Alin deep structure. The obvious evidences of hydrocarbon migration that continued till now have been found in this belt. They include oil, naphthine, methane and heavy hydrocarbons from the surface sources, mines and boreholes, as well as gas-geochemical anomalies, methane inclusions in granite, and carbonaceous metasomatite. In addition, the local tectonic structure and geodynamic history resembles, to a certain degree, those of eastern Venezuela, which giant petroleum reserves have been well explored. Thus, all the compiled information suggests that Primorye may contain so called difficult oil, which deposits occur in the complex geological environment of fold-thrust belt. As a result, a range of petroleum prospects in Primorye has been significantly extended. One of them is located between the Arsen'ev and Central Sikhote-Alin Faults, where thrusts are associated with sinistral strike-slip faults. Two others have been outlined in the northern and southern Primorye, where they are accompanied by right-lateral strike-slip faults.

Key words: oil, gas, fold-thrust structures, accretionary complexes, coal-bearing basins, Jurassic, Early Cretaceous, Primorye.