

УДК 550.8

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.А. Конторович^{1,2}, А.Э. Конторович¹, Д.В. Аюнова^{1,2}, С.М. Ибрагимова¹,
Л.М. Бурштейн^{1,2}, А.Ю. Калинин^{1,2}, Л.М. Калинина¹, К.И. Канакова^{1,2}, Е.А. Костырева¹,
М.В. Соловьев^{1,2}, Ю.Ф. Филиппов^{1,2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия

²Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия

Статья посвящена анализу геологического строения и перспективам нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири, включающих Томскую, Новосибирскую, Омскую области и юго-запад Красноярского края в левобережной части Енисея.

В процессе проведенных исследований проанализировано тектоническое строение фундамента, сделан вывод, что большую часть исследуемой территории занимает Центрально-Западно-Сибирская зона поздних герцинид, на северо-востоке Томской области и прилегающей территории Красноярского края развит Предьенисейский верхнепротерозойско-палеозойский осадочный суббассейн, залегающий на добайкальском фундаменте; построены регионально-зональные модели рифей-кембрийских отложений Предьенисейской субпровинции и палеозойских отложений в зоне распространения герцинид; проанализирован вещественный состав и возраст пород доюрского основания; выполнен анализ перспектив нефтегазоносности верхнепротерозойско-палеозойских отложений, выделены нефтегазоперспективные блоки и объекты; разработаны сейсмогеологические критерии выявления и детального картирования палеозойских нефтегазоперспективных объектов; построены сейсмогеологические модели эталонных месторождений.

Палеозой, рифей, венд, кембрий, девон, карбон, триас, известняки, глинисто-кремнистые породы, магматические породы, граниты, эрозионно-тектонические выступы, кора выветривания, сейсмостратиграфия, залежь, месторождение

GEOLOGICAL STRUCTURE AND PROSPECTS OF HYDROCARBON POTENTIAL OF PALEOZOIC DEPOSITS IN SOUTHEASTERN REGIONS OF WEST SIBERIA

V.A. Kontorovich, A.E. Kontorovich, D.V. Ayunova, S.M. Ibragimova, L.M. Burshtein, A.Yu. Kalinin,
L.M. Kalinina, K.I. Kanakova, E.A. Kostyрева, M.V. Solovyev, Yu.F. Filippov

In this paper we analyze the geological structure and prospects of hydrocarbon potential of the Paleozoic deposits in southeastern regions of West Siberia, including the Tomsk, Novosibirsk, Omsk regions and the southwest of the Krasnoyarsk Territory in the left-bank part of the Yenisei River. In the process of our studies, we analyzed the tectonic structure of the basement and made a conclusion that most of the studied area is occupied by the Central West Siberian zone of Late Hercynides. In the northeast of the Tomsk region and the adjacent area of the Krasnoyarsk Territory, the cis-Yenisei Upper Proterozoic–Paleozoic sedimentary subbasin, lying on the pre-Baikal basement, developed. We constructed regional-zonal models of the Riphean–Cambrian deposits of the cis-Yenisei subprovince and Paleozoic deposits in the area of distribution of Hercynides and analyzed the material composition and age of the rocks of the pre-Jurassic basement. We assessed hydrocarbon potential of the Upper Proterozoic–Paleozoic deposits, identified prospective blocks and objects, developed seismogeological criteria to identify and map in detail the Paleozoic oil and gas prospective reservoirs and constructed seismogeological models of reference fields.

Palaeozoic, Riphean, Vendian, Cambrian, Devonian, Carbon, Triassic, limestones, argillaceous-siliceous rocks, igneous rocks, granites, erosion-tectonic protrusions, weathering crust, seismic stratigraphy, reservoir, deposit

ВВЕДЕНИЕ

Палеозой Западной Сибири является объектом исследования геологов, геофизиков и нефтяников на протяжении семи десятилетий.

На ранних стадиях изучения Западно-Сибирского бассейна взгляды специалистов на перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений этого региона существенно отличались. В тридцатые годы XX столетия И.М. Губкин и позднее в конце пятидесятых—начале шестидесятых годов В.П. Казаринов,

© Конторович В.А., Конторович А.Э., Аюнова Д.В., Ибрагимова С.М., Бурштейн Л.М. ✉, Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канакова К.И., Костырева Е.А., Соловьев М.В., Филиппов Ю.Ф., 2024

✉ e-mail: Levi@ipgg.sbras.ru

Л.И. Ровнин, Н.Н. Ростовцев, Ф.Г. Гулари, И.И. Нестеров полагали, что в Западной Сибири наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности будут мезозойские отложения. Н.С. Шацкий, М.К. Коровин, Н.А. Кудрявцев в тридцатые—сороковые годы XX в. связывали основные перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирского бассейна с палеозойскими отложениями.

Еще в 1936 г. М.А. Усов опубликовал работу, в которой отмечал, что на территории Западной Сибири палеозойские отложения по аналогии с Алтае-Саянской складчатой областью, Уралом и складчатыми окраинами Сибирской платформы будут сильно дислоцированы и не смогут обладать высокими перспективами нефтегазоносности.

Впоследствии эту точку зрения серией специальных исследований детально обосновали и развили А.Э. Конторович, В.С. Сурков, В.С. Бочкарев, О.Г. Жеро, Л.В. Смирнов, А.Н. Фомин, А.С. Фомичев и др. Согласно мнению этих ученых, в Западной Сибири палеозойский комплекс пород, безусловно, обладал высоким потенциалом. Однако на большей части этого бассейна осадочные комплексы испытывали влияние процессов герцинской складчатости, вслед за которыми последовал длительный перерыв в осадконакоплении и раннетриасовый рифтогенез, что привело к разрушению уже сформировавшихся залежей и высокому метаморфизму этих отложений.

Признавая высокие перспективы нефтегазоносности мезозоя Западной Сибири, А.А. Трофимук и В.С. Вышемирский очень высоко оценивали и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений этого региона. А.А. Трофимук в 70-х годах прошлого столетия, уже после открытия серии уникальных и крупных нефтегазовых месторождений в мезозойских отложениях, называл палеозойский комплекс пород «золотой подложкой» мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и считал А.Э. Конторовича своим «главным оппонентом» в этом вопросе.

Результаты многолетних исследований позволяют сделать вывод, что палеозой Западной Сибири не сопоставим по запасам и ресурсам с юрскими и меловыми отложениями осадочного чехла, но, безусловно, в отдельных районах провинции обладает потенциалом и представляет интерес в отношении нефтегазоносности.

Согласно выполненной в 2017 г. количественной оценки, начальные геологические ресурсы условных углеводородов (УУВ) палеозойского комплекса составляют 4—5 % от суммарных запасов и ресурсов мезозоя, порядка 20 млрд т.

В настоящее время на территории Западной Сибири в палеозойских отложениях открыто более 60 месторождений нефти и газа, непромышленные притоки и нефтепроявления зафиксированы более чем на 100 площадях.

География палеозойских открытий чрезвычайно широка: от Малоичского месторождения (Новосибирская область) на юге до Новопортовского (северо-запад ЯНАО) на севере, от Приуральской зоны на западе ХМАО до Восточно-Верхнекомбарского месторождений (Томская область) на востоке. Если учесть непромышленные притоки нефти и нефтепроявления в скважинах Лемок-1 и Восточно-Пайдугинская-1, расположенных вблизи Енисейского кряжа, то в поле нефтегазоносности палеозоя попадет практически весь Западно-Сибирский бассейн (рис. 1).

Несмотря на то, что палеозой Западной Сибири является объектом исследований геологов и геофизиков на протяжении многих десятилетий, этот комплекс пород остается одним из наименее изученных. Если для



Рис. 1. Палеозойские месторождения углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

1 — государственная (а) и административные (б) границы; 2 — граница Западно-Сибирской НГП; 3 — палеозойские месторождения УВ.

мезозойских отложений отношение стоящих на балансе запасов к начальным геологическим ресурсам составляет 45 %, то для палеозоя этот параметр не превышает 1.5 %.

Юго-восток Западной Сибири является одним из регионов провинции, в котором палеозой представляет повышенный интерес в отношении нефтегазоносности. В настоящее время на этой территории промышленные залежи углеводородов в палеозойских отложениях открыты на 30 месторождениях, в том числе в Томской области — 25, в Новосибирской — 3, в Омской — 2. Непромышленные притоки нефти и газа получены на 13 площадях.

Согласно выполненной в ИНГГ СО РАН количественной оценки на территории Томской и Новосибирской областей, начальные геологические ресурсы углеводородов составляют 2106 млн т, извлекаемые 871 млн т. В этом регионе палеозойские ресурсы УУВ составляют 33 % от ресурсов мезозоя и 25 % суммарных ресурсов УУВ палеозоя и мезозоя. В структуре запасов на долю палеозоя приходится 9 % суммарных запасов УУВ этого региона.

Значительный вклад в изучение геологического строения, стратиграфии, тектоники, литологии, геохимии и нефтегазоносности палеозоя Новосибирской и Томской областей и примыкающих к ним районов юго-запада Красноярского края внесли В.И. Биджаков, В.С. Бочкарев, В.С. Вышемирский, В.П. Данилова, Н.Н. Дашкевич, В.Н. Дуботолов, Е.А. Елкин, А.С. Ефимов, О.Г. Жеро, Н.П. Запивалов, И.А. Иванов, В.А. Каштанов, А.Г. Клец, В.А. Кондрашов, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, Ю.А. Косыгин, В.И. Краснов, В.А. Кринин, Г.Н. Перозио, С.В. Сараев, Л.В. Смирнов, О.Ф. Стасова, В.С. Сурков, З.Я. Сердюк, Г.И. Тищенко, А.А. Трофимук, Ю.Ф. Филиппов, А.Н. Фомин, А.С. Фомичев и многие другие.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

В настоящее время преобладает мнение о гетерогенном строении доюрского основания Западно-Сибирской геосинеклизы. Эта позиция последовательно обосновывалась и подтверждалась по мере появления геологических и геофизических данных начиная с 50-60-х годов прошлого столетия [Дербилов, 1958; Фотиади, Сурков, 1967; Жеро и др., 1968; Геологическое строение..., 1971; Конторович и др., 1975; Сурков, Жеро, 1981; Сурков и др., 1996, 1998; Геология..., 2000; и др.].

На большей части Западно-Сибирской геосинеклизы фундамент представлен сочленяющимися зонами (блоками, областями) платформенных и орогенно-складчатых сооружений разного возраста консолидации, перекрытых мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом, мощность которого на севере достигает 12 км, на юго-востоке Западной Сибири составляет в среднем 2—3 км.

Исследуемая территория расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы, на разном расстоянии от складчатого обрамления (рис. 2). Ближе всего расположена Томь-Колыванская складчатая зона, являющаяся северо-восточной ветвью герцинской Обь-Зайсанской системы. Она заполнена структурно-формационными комплексами пород девона—карбона, пронизанными интрузиями основного, кислого и среднего состава позднего палеозоя.

Погребенное под осадочный чехол Западно-Сибирской геосинеклизы продолжение Томь-Колыванской складчатой зоны выделено в составе Центрально-Западно-Сибирской зоны поздних герцинид (блок VI, см. рис. 2) [Сурков, Жеро, 1981, Мегакомплексы..., 1986]. Эти образования получили широкое распространение и составляют фундамент на большей части территории Томской области.

В Центрально-Западно-Сибирской зоне поздних герцинид установлены многочисленные тела магматических пород кислого состава, представленные преимущественно гранитами среднепозднепалеозойского и пермско-триасового возраста. Структурно-формационные зоны и крупные антиклинорные и синклинорные структуры разделены глубинными разломами, которые маркируются образованиями ультраосновных интрузий.

На крайнем юго-западе Томской области к Центрально-Западно-Сибирской зоне поздних герцинид примыкают ранние герциниды, являющиеся северо-западным продолжением Чарской зоны ранних герцинид Восточного Казахстана (блок VIII, см. рис. 2).

Срединные массивы. В пределах поля поздних герцинид выделяются два устойчивых срединных массива [Сурков, Жеро, 1981]. На севере Новосибирской и юге Томской областей выделен Межовский устойчивый массив байкалит (блок V), на севере Томской области и сопредельных территориях ХМАО — Усть-Тымский срединный массив ранних каледонид (блок IV, см. рис. 2).

В пределах обоих массивов палеозойские образования переработаны позднегерцинскими движениями в окраинных частях и существенно меньше затронуты пликативными и дизъюнктивными деформациями в центральных.

Рифтовая система. Центрально-Западно-Сибирская зона поздних герцинид осложнена серией грабен-рифтов, формирование которых происходило в раннем триасе [Сурков, Жеро, 1981; Мегакомплексы..., 1986]. Они выполнены вулканогенно-осадочным комплексом преимущественно основного состава, в его составе преобладают базальты.

На исследуемой территории расположены Колтогорско-Уренгойский, Усть-Тымский и Чузиковский грабен-рифты. Колтогорско-Уренгойский рифт является крупнейшей стержневой рифтовой зоной в доюрском основании Западно-Сибирской геосинеклизы и протягивается почти меридионально через всю Западную Сибирь, уходя в Карское море. Более мелкие Усть-Тымский и Чузиковский рифты локализованы на территории Томской области и ориентированы в северо-северо-восточном направлении.

В юго-восточном обрамлении Западно-Сибирской геосинеклизы широко распространены орогенно-складчатые сооружения ранних каледонид — Кузнецко-Алатауская зона с Минусинскими впадинами

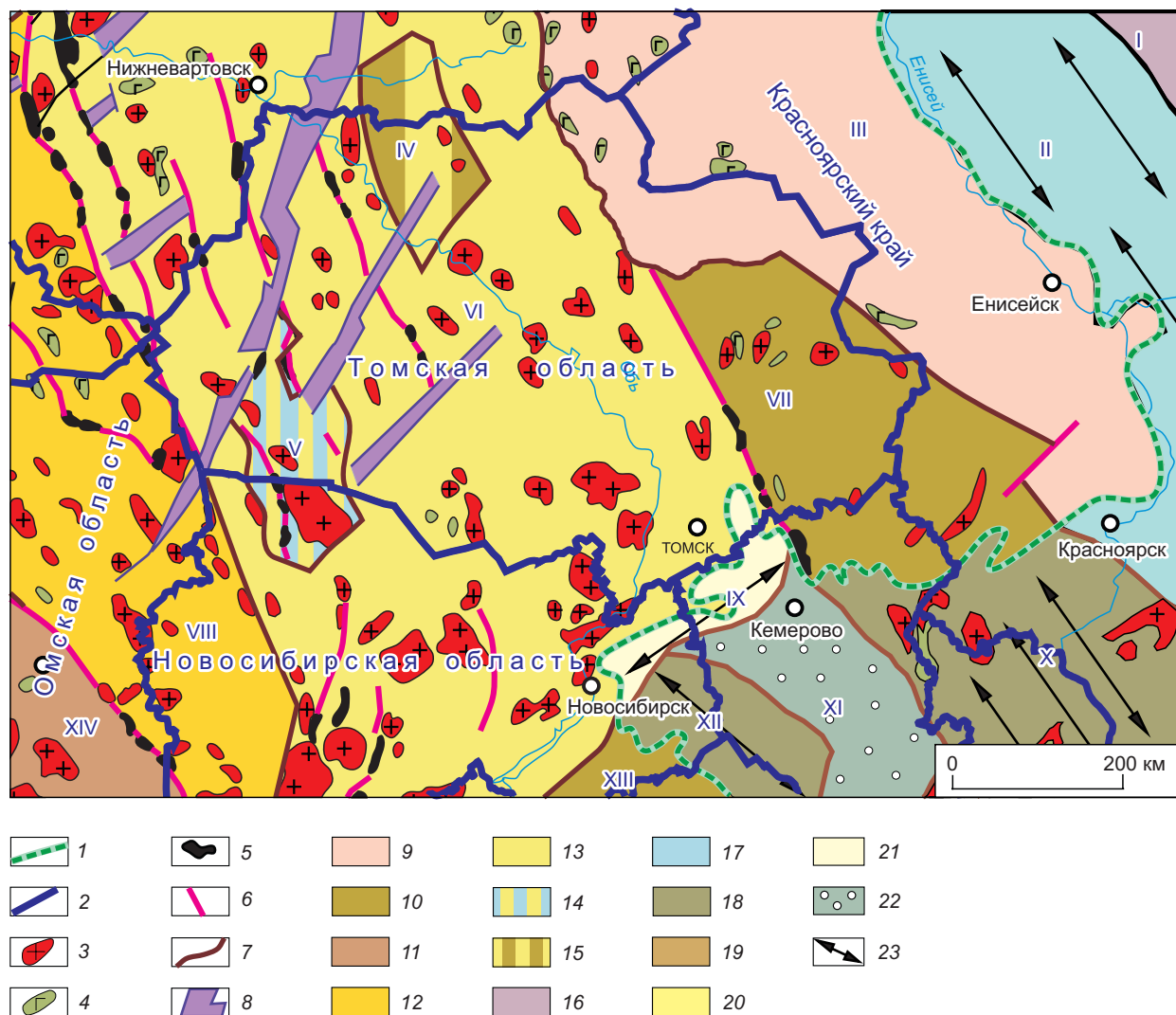


Рис. 2. Тектоническая карта фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы и ее обрамления, по [Сурков, Жеро, 1981] с уточнениями и дополнениями.

1 — граница Западно-Сибирской геосинеклизы, 2 — административная граница, 3 — магматические породы кислого состава, 4 — магматические породы основного состава, 5 — магматические породы ультраосновного состава, 6 — разломы, 7 — границы зон разного времени стабилизации, 8 — триасовые рифты; 9—15 — зоны разного возраста консолидации в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы: 9 — зоны стабилизации в добайкальскую эпоху (до позднего рифея), 10 — зоны стабилизации в раннекаледонскую эпоху (C), 11 — зоны стабилизации в каледонскую эпоху (S), 12 — зоны стабилизации в раннегерцинскую эпоху (C₁), 13 — зоны стабилизации в позднегерцинскую эпоху (C₂—P), 14 — байкалиты, переработанные в герцинскую эпоху (C₁—P), 15 — ранние каледониды, переработанные в герцинскую эпоху (C₁—P); 16—22 — платформенные и орогенно-складчатые зоны обрамления: 16 — добайкальского возраста (до позднего рифея), 17 — байкальского возраста (R₁), 18 — раннекаледонского возраста (C), 19 — каледонского возраста (S), 20 — раннегерцинского возраста (C₁), 21 — позднегерцинского возраста (C₂—P), 22 — среднепалеозойско-мезозойский субплатформенный чехол, 23 — преобладающая ориентировка основных тектонических структур. Цифрами обозначены: I — Сибирская платформа; II — Енисейско-Саянская складчатая зона; III — Предьенисейская зона добайкалит; IV — Усть-Тымский устойчивый массив; V — Межовский устойчивый массив; VI — Центрально-Западно-Сибирская зона поздних герцинид; VII — Кузнецко-Алатауская зона ранних каледонид; VIII — Салымская зона ранних герцинид; IX — Томь-Колыванская складчатая зона; X — Кузнецко-Алатауская складчатая зона; XI — Кузнецкий прогиб; XII — Салаирская складчатая зона; XIII — Салаирская зона ранних каледонид; XIV — Казахстанская зона каледонид.

ми, Западно-Саянская, Салаирская и Горно-Алтайская зоны. Тектонические границы между зонами разломные, обычно подчеркнутые мощными ультрабазитовыми или офиолитовыми комплексами. Эти структурно-формационные зоны интенсивно интродуцированы кислыми и основными магматитами.

Кузнецко-Алатауская складчатая зона ранних каледонид, погружаясь под чехол Западно-Сибирской геосинеклизы, охватывает небольшую по площади территорию, в том числе юго-восточную часть Томской области (блок VII, см. рис. 2). Возраст стабилизации этих сооружений происходил в раннем палеозое. Западная граница Кузнецко-Алатауской зоны контролируется разломом, который подчеркнут телами ультраосновного состава.

К востоку от Западно-Сибирской геосинеклизы расположена древняя Сибирская платформа (блок I, см. рис. 2), в ее основании развит добайкальский архейско-протерозойский фундамент, перекрытый верхнепротерозойско-палеозойскими платформенными отложениями. Западно-Сибирская геосинеклиза и Сибирская платформа разделены Енисейско-Саянской зоной байкалит (Енисейский кряж, Восточный Саян, Туруханский выступ) (блок II, см. рис. 2).

По современным данным верхнепротерозойско-палеозойский осадочный чехол Сибирской платформы погружается под мезозойско-кайнозойский чехол Западно-Сибирской геосинеклизы, где он по аналогии с Сибирской платформой залегает на архейско-протерозойском фундаменте [Бененсон и др., 1987; Каштанов, Филиппов, 1994; Конторович и др., 2000, 2003, 2004, 2006а; Елкин и др., 2000; Беляев, Башарин, 2001; Конторович, Конторович, 2006; Филиппов, 2017; и др.]. В фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы добайкальская орогенно-складчатая зона, перекрытая верхнепротерозойско-фанерозойским осадочным чехлом, тянется в виде узкой полосы в левобережье р. Енисей, на севере захватывает Гыданский полуостров и уходит в акваторию Карского моря и Енисей-Хатангский региональный прогиб (блок III, см. рис. 2).

В рамках нефтегазгеологического районирования развитое на востоке Западной Сибири поле верхнепротерозойско-палеозойских платформенных отложений получило название Предьенисейской субпровинции [Конторович и др., 2003, 2006а; и др.].

РЕГИОНАЛЬНАЯ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Выше было отмечено, что на большей части исследуемой территории фундамент представлен палеозойскими образованиями, претерпевшими влияние процессов позднегерцинской складчатости (конец перми—начало триаса). В этой зоне также выделяется серия раннетриасовых рифтов, заполненных преимущественно базальтами, которые также относятся к комплексу основания — фундаменту.

На востоке Западной Сибири, в частности на северо-востоке Томской области и юго-западе Красноярского края, фундамент имеет добайкальский возраст (конец среднего—начало позднего рифея) и здесь верхнепротерозойские и палеозойские (рифей—ордовик) комплексы сложены слабодислоцированными платформенными отложениями.

На юго-востоке Западной Сибири палеозойское основание повсеместно перекрыто юрой. В этом регионе на временных сейсмических разрезах к кровле доюрского основания (подшве мезозойско-кайнозойского осадочного чехла) приурочен отражающий горизонт Φ_2 , кровля юры контролируется отражающим горизонтом Б.

Центрально-Западно-Сибирская зона поздних герцинид. В зоне герцинид, где слагающие фундамент палеозойские отложения представлены сильнометаморфизованными дислоцированными толщами, на временных сейсмических разрезах ниже приуроченного к кровле палеозоя отражающего горизонта Φ_2 фиксируется хаотический энергетически невыразительный рисунок сейсмической записи (рис. 3).

Предьенисейская субпровинция. На северо-востоке Томской области и сопредельных территориях Красноярского края в зоне, где фундамент имеет добайкальский возраст и перекрыт мощной толщей верхнепротерозойско-палеозойских платформенных отложений, ниже горизонта Φ_2 выделяется серия энергетически выраженных отражающих горизонтов, залегающих несогласно с мезозойским осадочным комплексом. В этой зоне между палеозоем и мезозоем выделяется региональная поверхность несогласия, на которой и формируется отражающий горизонт Φ_2 , разделяющий рифейско-нижнепалеозойский и мезозойско-кайнозойский структурные ярусы верхнепротерозойского фанерозойского осадочного чехла; к кровле добайкальского фундамента, характеризующегося хаотическим рисунком сейсмической записи приурочен отражающий горизонт F [Конторович и др., 2006а; и др.].

Срединные массивы. Выше было отмечено, что на исследуемой территории в зоне развития герцинид выделяются Межовский и Усть-Тымский срединные массивы, в центральных частях которых палеозойские отложения слабо дислоцированы и сохранили платформенный облик. На сейсмических профилях, пересекающих срединные массивы, ниже горизонта Φ_2 также выделяются устойчивые энергетически выраженные отражающие горизонты, контролирующие геологические границы, залегающие несогласно с кровлей палеозоя.

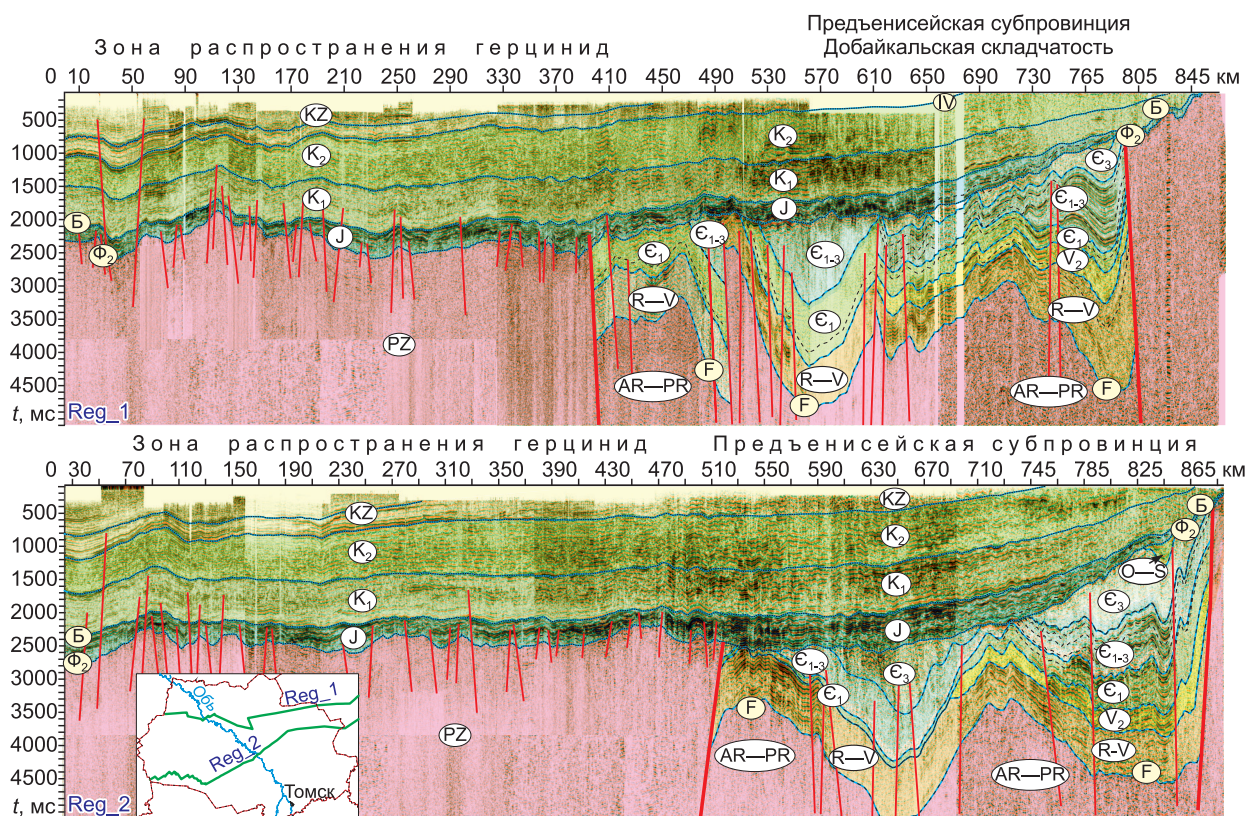


Рис. 3. Сейсмогеологические разрезы по региональным профилям Reg_1 и Reg_2.

На сейсмическом разрезе по профилю, расположенному в пределах Усть-Тымского срединного массива, в палеозойской части разреза выделяется серия отражающих горизонтов, регионально воздымающихся в восточном направлении и срезающихся границей несогласия между палеозоем и юрой (рис. 4).

На разрезе, характеризующем строение Межевского массива в палеозойской части, выделяется серия устойчивых отражающих горизонтов и в восточной части фиксируется волновая картина, типичная для карбонатных органогенных построек (см. рис. 4).

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

При решении задач нефтегазовой геологии принципиально важной является информация о глубинах залегания и рельефе (морфологии) целевых геологических объектов. Для решения этой задачи на базе комплексной интерпретации сейсмических материалов и данных глубокого бурения строятся структурные карты и специализированные тектонические карты и схемы. Последние представляют собой генерализованные структурные поверхности, на которых выделяются положительные и отрицательные тектонические элементы различных порядков.

На юго-востоке Западной Сибири сейсморазведочные работы МОВ и глубокое бурение проводятся с конца 40-х годов прошлого столетия (МОГТ с 1973 г.) За этот период накоплен гигантский фактический материал: отработаны сотни тысяч километров сейсмических профилей, пробурено более 1000 глубоких скважин, вскрывших палеозойское основание, анализ которых позволяет кондиционно картировать структурные поверхности различных геологических комплексов, в том числе и кровли доюрского основания.

В ИНГГ СО РАН на базе комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов на территории Западной Сибири построен набор структурных карт, в том числе структурные карты по подошве мезозойско-кайнозойского осадочного чехла — кровле палеозойского основания (горизонт Φ_2) и кровле юры (горизонт Б). Последняя традиционно используется в качестве базового реперного уровня для построения тектонических карт осадочного чехла.

Сравнительный анализ структурных поверхностей по горизонтам Φ_2 и Б показал, что все крупные положительные и отрицательные структуры, выделяемые на тектонической карте по кровле юры, находят отражения и в структурной поверхности доюрского основания.

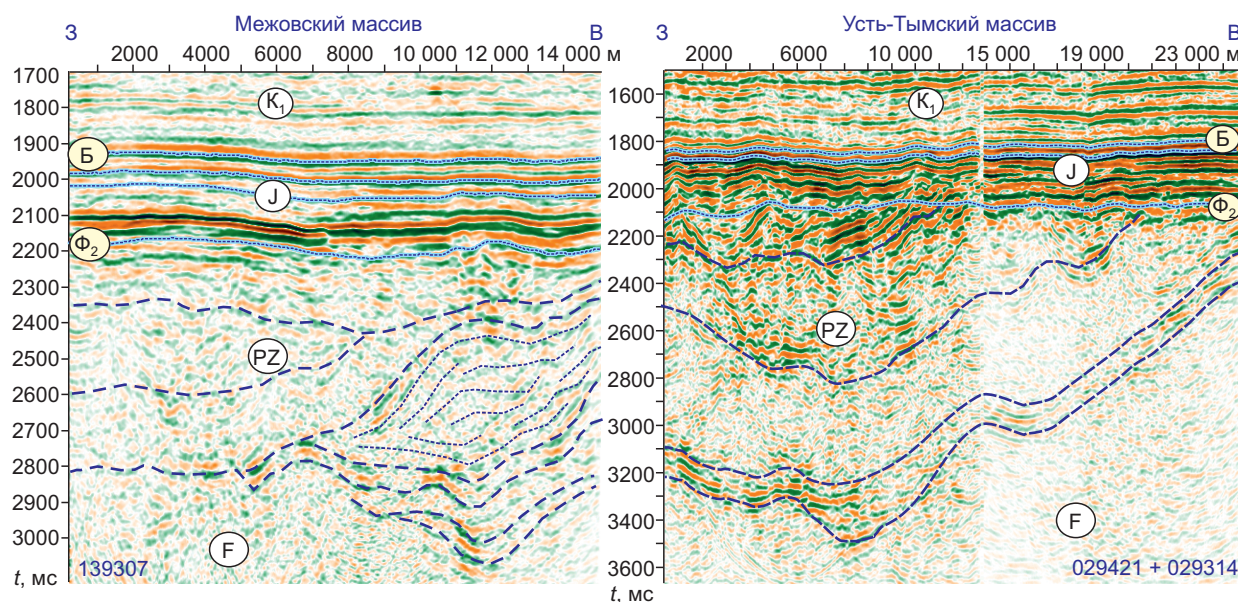


Рис. 4. Сейсмогеологическая характеристика Межовского и Усть-Тымского срединных массивов.

На исследуемой территории рельеф кровли палеозоя в значительной степени подобен рельефу кровли юры, но характеризуется существенно большей контрастностью (рис. 5). В этом регионе перепады абсолютных отметок отражающего горизонта Φ_2 лежат в диапазоне от -3700 до $+16$ м, перепад составляет 3716 м, что на 950 м больше, чем в структурном плане кровли юрского структурного яруса. Минимальные отметки фиксируются в наиболее приподнятой части Барабинско-Пихтовской моноклизы, расположенной в южной части Томской области, максимальные — на западе области, в осевых частях крупных депрессий, в Колтогорском мегапрогибе и Нюрольской межавпадине.

В рельефе подошвы осадочного чехла в западной части исследуемого региона выделяются четыре положительные структуры I порядка, формирующие две вытянутые в северо-северо-восточном направлении приподнятые зоны — западную, включающую Нижневартовский (1) и Каймысовский (2) своды, и восточную, в пределах которой расположены Александровский свод (3) и Среднеवासюганский мегавал (4). К юго-востоку от Среднеवासюганского мегавала расположены Пудинское (5) и Горелоярское (6) мезоподнятия (см. рис. 5).

В пределах этих положительных структур абсолютная глубина залегания горизонта Φ_2 в среднем составляет 2400—2800 м. Наименьшие глубины, составляющие 2000 м, фиксируются в осевой части Александровского свода, где развит крупный Кривоуцкий гранитный батолит, представляющий собой контрастный эрозионно-тектонический выступ фундамента.

Между цепочками крупных поднятий расположена вытянутая в северо-северо-восточном направлении крупная депрессионная зона, в северной части которой расположен Колтогорский мегапрогиб (14), в южной — Нюрольская межавпадина (15). В пределах этих депрессий абсолютные отметки кровли фундамента лежат в диапазоне от 3700 в осевых частях до 2800 м на бортах, в зонах сочленения с положительными структурами I порядка.

К юго-востоку от Нюрольской межавпадины находится Межовский мегавыступ, в пределах которого рельеф палеозоя регионально воздымается на юго-восток, в направлении обрамления Западно-Сибирской геосинеклизы.

В зоне сочленения Пудинского мезоподнятия, Калгачского мезовыступа, Межовского мегавыступа и Нюрольской межавпадины расположена Чузиско-Чижапская мезоседловина (20), в пределах которой открыто большинство палеозойских залежей юго-востока Западной Сибири. На этой территории палеозой залегает на абсолютных глубинах 2650—2900 м.

К востоку от Александровского свода (3) и Среднеवासюганского мегавала (4) находится Усть-Тымская межавпадина (16), имеющая подковообразную форму. Глубина залегания горизонта Φ_2 в пределах этой депрессии составляет 2800—3300 м.

К югу от Усть-Тымской межавпадины расположен Парабельский мегавал (9) — крупная положительная структура I порядка. Мегавал вытянут в северо-западном направлении и осложнен серией поднятий II—IV порядков. В пределах структуры абсолютные отметки кровли палеозоя изменяются в диапазоне от 2600 до 2150 м.

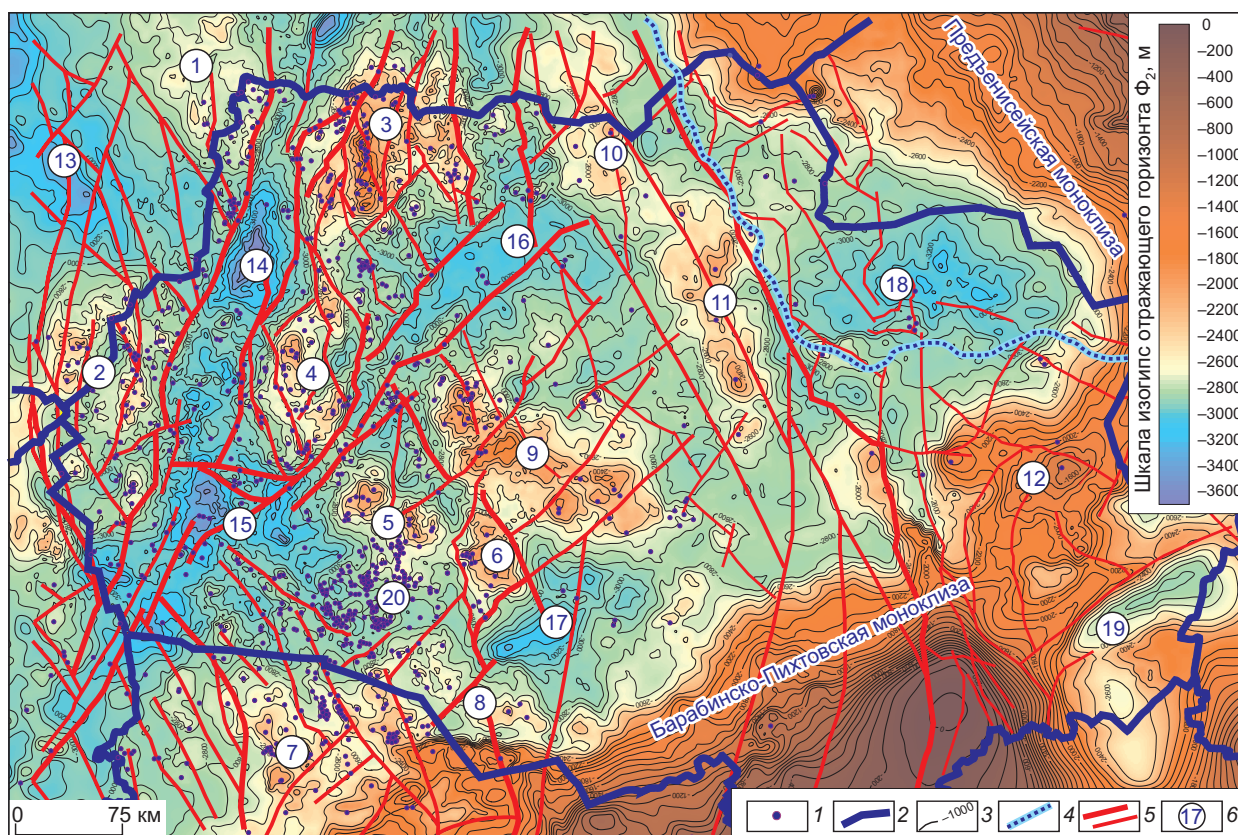


Рис. 5. Структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 (подошва осадочного чехла). Томская область и прилегающие территории.

1 — глубокие скважины, вскрывшие палеозой; 2 — административная граница; 3 — изогипсы отражающего горизонта Φ_2 ; 4 — граница Предбенисейской субпровинции; 5 — разломы: основные и вспомогательные; 6 — номера крупных тектонических элементов. Крупные тектонические элементы: положительные: 1 — Нижневартовский свод, 2 — Каймысовский свод, 3 — Александровский свод, 4 — Среднеасианский мегавал, 5 — Пудинское мезоподнятие, 6 — Горелоярское мезоподнятие, 7 — Межовский мегавыступ, 8 — Калгачский мезовыступ, 9 — Парабельский мегавал, 10 — Пыль-Караминский мегавал, 11 — Пайдугинский мегавал, 12 — Владимировский свод; отрицательные: 13 — Ханты-Мансийская мегавпадина, 14 — Колтогорский мегапрогиб, 15 — Нюрольская мегавпадина, 16 — Усть-Тымская мегавпадина, 17 — Бакчарская мегавпадина, 18 — Восточно-Пайдугинская мегавпадина, 19 — Тегульдская мегавпадина; промежуточные: 20 — Чузиско-Чижаянская мезоседловина.

Между Барабинско-Пихтовской моноклизой на юге и Парабельским мегавалом на севере находится Бакчарская мегавпадина (17). Депрессия имеет изометричную форму; глубина залегания горизонта Φ_2 составляет 3000—3400 м.

К востоку от Усть-Тымской мегавпадины в северо-северо-западном направлении вытянутая приподнятая зона — Куржинская гряда, осложненная Пыль-Караминским (10) и Пайдугинским (11) мегавалами. В пределах этой приподнятой зоны глубина залегания палеозойского основания составляет 2250—2800 м.

Все рассмотренные выше структуры расположены в поле герцинид, где приуроченный к кровле палеозоя отражающий горизонт Φ_2 характеризует рельеф кровли фундамента.

Восточно-Пайдугинская мегавпадина (18) (северо-восток Томской области) находится в зоне, где фундамент имеет добайкальский возраст, и здесь приуроченный к кровле палеозоя отражающий горизонт Φ_2 характеризует строение кровли неопротерозойско-палеозойского структурного яруса осадочного чехла. Восточно-Пайдугинская мегавпадина имеет изометричную форму, глубина залегания кровли палеозоя составляет 3000—3400 м.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ПОРОД ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ

В настоящее время по литологии пород доюрского основания юго-востока Западной Сибири накоплен богатый фактический материал. На территории Томской области доюрские образования вскры-

Возраст выходящих на поверхность доюрского основания отложений на юго-востоке Западной Сибири лежит в широком диапазоне от венда до нижнего триаса включительно [Елкин и др., 2001; Филиппов и др., 2014а, 2014б, 2017; Конторович и др., 2021]. В зоне распространения герцинид в западной и центральной частях Томской, а также в Новосибирской и Омской областях и на поверхность фундамента выходит преимущественно девон—нижний карбон, пермь слагает отдельные, как правило, незначительные по размерам блоки; в пределах Колтогорско-Уренгойского, Усть-Тымского и Чузикского грабен-рифтов фундамент представлен раннетриасовыми базальтами (рис. 6).

На северо-востоке Томской области и прилегающих территорий Красноярского края в зоне развития добайкальского фундамента верхняя часть палеозойского основания представлена преимуще-



80

ственно кембрием [Конторович и др., 1991, 2000, 2003, 2021; Филиппов и др., 2014а, 2014б]; в пределах контрастных эрозионно-тектонических выступов палеозой полностью размыт и мезозойско-кайнозойские отложения залегают на докембрийских комплексах.

Вещественный состав. В кровле доюрского основания залегают различные типы пород — магматические (от ультраосновных до кислых), метаморфические и осадочные. Осадочные карбонатные толщи сложены органогенными, биокластическими, глинистыми и кремнистыми известняками; терригенные — переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Метаморфические породы представлены главным образом глинистыми сланцами; кислые магматические породы — гранитами и кварцевыми порфиритами. На значительных по площади территориях в кровле доюрского основания залегают раннетриасовые эффузивы основного и среднего состава, сформировавшиеся в процессе раннетриасового рифтогенеза.

По площади различные типы отложений палеозоя и нижнего триаса распределены неравномерно. Вулканогенно-осадочный комплекс триаса развит преимущественно на западе рассматриваемой территории, главным образом в Колтогорском мегапрогибе, Нюрольской и Усть-Тымской мегаблоках.

Эффузивные породы кислого состава и интрузивные гранитные тела распространены локально и слагают контрастные эрозионно-тектонические выступы доюрского основания, такие как Кривошунский и Межевский гранитные батолиты и Моисеевский и Обской эрозионно-тектонические выступы.

Наиболее перспективный в отношении нефтегазоносности карбонатный комплекс распространен на западе и востоке рассматриваемой территории и имеет ограниченное развитие в центральной части. На северо-востоке Томской области в Предъенисейской зоне развиты вендские и кембрийские карбонаты, в западной части — известняки девона—карбона.

В тектоническом плане среднепалеозойские карбонаты слагают доюрское основание в Чузикско-Чижарской мезоседловине, на значительных частях Александровского свода и Среднеазиатского мегаблока. Отдельные карбонатные блоки выходят на доюрскую поверхность в пределах Пудинского мезоподнятия, Парбельского мегаблока и Нижнеартовского свода. В этих зонах также широко распространены глинисто-кремнистые и глинисто-кремнисто-карбонатные отложения.

В пределах Каймысовского свода, расположенного на западе Томской области, доюрские образования сложены преимущественно терригенными глинистыми породами; терригенные породы и глинистые сланы также широко распространены в центральной части Томской области.

Пермские отложения, представленные вулканогенно-осадочными и терригенными отложениями, получили развитие на ограниченной территории; в Томской области, пермская глинисто-алевролитопесчаная толща вскрыта скважинами только на Нижнетабаганской площади, расположенной в Чузикско-Чижарской мезоседловине.

По отложениям коренного палеозоя развиты коры выветривания различной мощности и состава.

Перспективы нефтегазоносности

На юго-востоке Западной Сибири выделяются две крупные зоны, в которых перспективы нефтегазоносности палеозоя связаны с различными осадочными комплексами, типами объектов и нефтепроизводящими породами: Предъенисейский верхнепротерозойско-палеозойский осадочный бассейн и зона распространения герцинитов [Конторович и др., 1991, 2000, 2003, 2006а, 2006б, 2018; Конторович, Калинина, 2019].

Предъенисейская субпровинция. Выше было отмечено, что в восточной части Западной Сибири получило развитие широкое поле рифейско-нижнепалеозойских платформенных отложений, представляющее собой погруженную под мезозойско-кайнозойский чехол Западной Сибири часть Сибирской платформы, выделенную в составе Предъенисейской потенциально нефтегазоносной субпровинции (рис. 7) [Конторович и др., 2003, 2006а; и др.].

В восточной части Предъенисейской субпровинции, на юго-западе Красноярского края в раннем кембрии существовал солеродный суббассейн, являющийся окраинной частью (заливом) огромного Восточно-Сибирского эвапоритового бассейна, развитого к востоку от Енисейского кряжа (см. рис. 7).

Этот бассейн по периферии был ограничен системой барьерных рифов, фрагмент которых вскрыт параметрической скв. Восток-4 [Конторович и др., 2012], пробуренной вблизи границы с Томской областью.

В западной части Предъенисейской субпровинции, на территории Томской области отложения кембрия формировались в более глубоководных условиях, и здесь развит безсолевой терригенно-карбонатный разрез. В скважинах Восток-1 и Восток-3 [Конторович и др., 2008а, 2008б] в отложениях нижнего—среднего кембрия выделена черносланцевая, обогащенная органическим веществом пайдугинская свита, являющаяся генетическим и возрастным аналогом куанамской формации — основной кембрийской нефтепроизводящей толщи на Сибирской платформе [Парфенова и др., 2004; Конторович и др., 2008а, 2008б; Филиппов, Сараев, 2019; и др.].

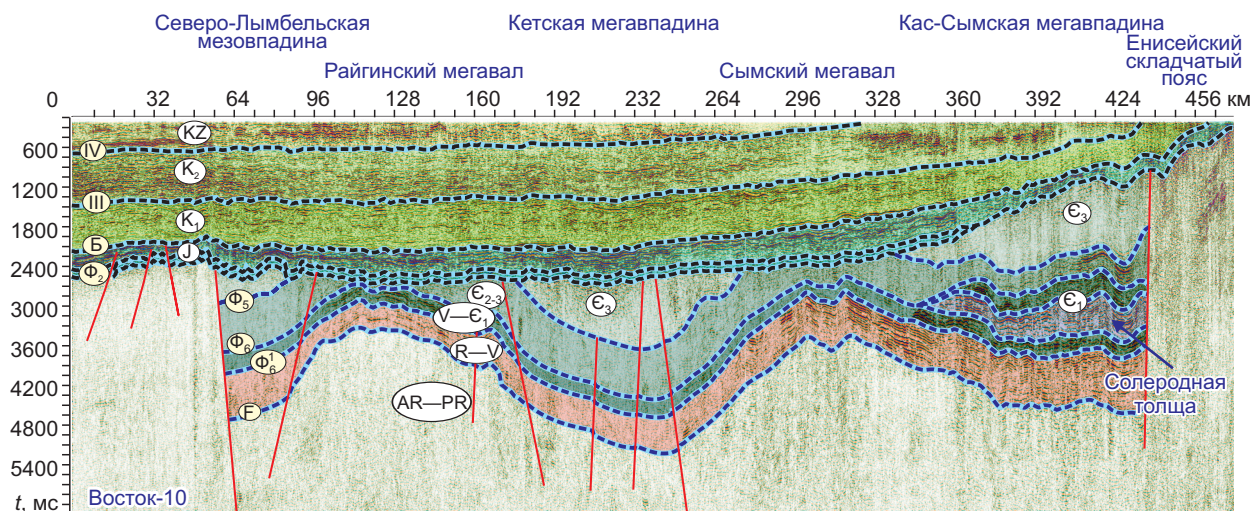


Рис. 7. Сейсмогеологическая характеристика рифей-кембрийских отложений Предъенисейской субпровинции.

Потенциал верхнепротерозойско-раннепалеозойских отложений Предъенисейской субпровинции подтверждается и результатами бурения скв. Лемок-1, в которой установлены прямые признаки нефтеносности кембрийских отложений. Выполненный в ИНГГ СО РАН геохимический анализ показал, что углеводороды скв. Лемок-1 аналогичны древним нефтям расположенной на территории Сибирской платформы Юрубчено-Тохомской зоны нефтенакопления, и их источником являются рифейские нефтепроизводящие толщи [Конторович и др., 2000, 2011; и др.].

Смена фациальной обстановки наложила отпечаток и на перспективы нефтегазоносности верхнепротерозойско-палеозойских отложений Предъенисейской субпровинции. На востоке, на территории Красноярского края наибольший интерес вызывают кембрийские карбонатные отложения, где резервуары могут быть связаны с органогенными постройками и зонами выщелачивания солей.

Результаты петрофизических исследований керна скважин Восток-1 и Восток-3 показали [Конторович и др., 2008а, 2008б; Филиппов, Сараев, 2019; и др.], что на территории Томской области кембрийские отложения характеризуются в целом низкими коллекторскими свойствами, а вендские отложения пойгинской и котоджинской свит, сложенные пластово-строматолитовыми, обломочными доломитизированными известняками, содержат высокочемкие кавернозные коллекторы. Общее количество пор в доломитах пойгинской и котоджинской свит венда достигает 10—20 %, проницаемость достигает $(3.1—63.4) \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности венда представляют крупные положительные структуры и горсты, в пределах которых эти отложения залегают на относительно небольших глубинах, наиболее близко к кровле доюрского основания. К таким объектам относятся куполовидные поднятия и валы, осложняющие Райгинский и Ажарминский мегавалы, входящие в состав Райгинско-Ажарминской гряды (рис. 8).

На Райгинско-Ажарминской гряде ИНГГ СО РАН рекомендовал бурение двух поисково-параметрических скважин Восток-7 и Восток-9. Скважина Восток-7 расположена на территории Томской области, в северной части Корбыльского вала; скв. Восток-9 — на территории Красноярского края, в северной части Пограничного вала (см. рис. 8). Абсолютные глубины залегания потенциально-продуктивных вендских отложений в этих скважинах составляют соответственно 2800 и 3100 м.

В настоящее время Предъенисейская субпровинция находится на региональной стадии изучения и промышленных залежей УВ в этом бассейне не выявлено. Результаты выполненных геолого-геофизических исследований позволяют умеренно оптимистично оценивать перспективы нефтегазоносности этой субпровинции. С одной стороны, пробуренные в этом регионе параметрические скважины вскрыли разрез венд-кембрийских субплатформенных отложений, содержащих резервуары, флюидоупоры и нефтематеринские породы, необходимые для формирования месторождений нефти и газа.

В то же время результаты геохимических исследований свидетельствуют о высокой степени катагенетической преобразованности органического вещества.

Зона распространения герцинид. Во внутренних областях Западной Сибири, в зоне развития герцинид залежи углеводородов в палеозойских отложениях связаны с тремя типами пород [Конторович, 2007; Конторович и др., 2018; Конторович, Калинина, 2019]:

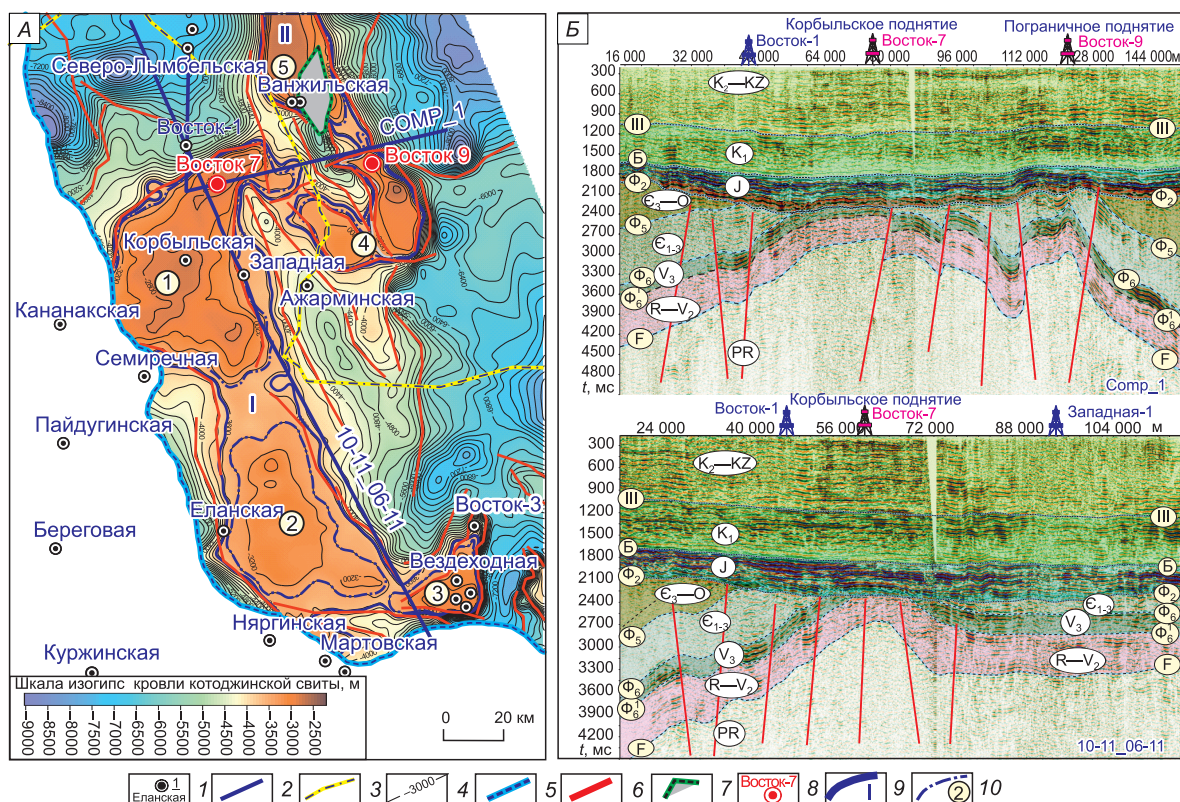


Рис. 8. Структурная карта по кровле венда (А) и композитные сейсмогеологические разрезы по профилям Comp_1 и 10-11_06-11 (Б).

1 — скважины поисковые и параметрические; 2 — композитные сейсмические профили; 3 — административные границы; 4 — изогипсы кровли котоджинской свиты (м); 5 — граница Предьенисейской субпровинции; 6 — разрывные нарушения; 7 — блок магматических пород; 8 — скважина Восток; 9 — структуры I порядка: 1 — Райгинский мегавал; II — Ажарминский мегавал; 10 — положительные структуры II—III порядка: 1 — Лымбельское мезоподнятие, 2 — Северо-Няргинское мезоподнятие, 3 — Вездеходное куполовидное поднятие, 4 — Пограничное куполовидное поднятие, 5 — Ванжильский вал.

— магматическими породами, главным образом гранитами и кислыми эффузивами, в которых залежи углеводородов могут концентрироваться как в трещинных коллекторах коренного палеозоя, так и в перекрывающих их корах выветривания;

— глинисто-кремнистыми породами коры выветривания (горизонт М), развитой по силикатсодержащим породам девона—карбона — кремнистым известнякам и кремнеаргиллитам;

— известняками коренного палеозоя (горизонт М₁).

На юго-востоке Западной Сибири в глинисто-кремнисто-карбонатных блоках фундамента и массивах магматических пород выявлено 30 месторождений, непромышленные притоки углеводородов получены на 13 площадях (таблица). Все промышленные залежи приурочены к верхней части палеозойского основания — нефтегазоносному горизонту зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГТЗК) [Конторович и др., 1964, 1991].

Магматические породы

Большинство залежей углеводородов в гранитах и кислых эффузивах открыты в западной части Западно-Сибирской провинции в Шаимском нефтегазоносном районе Приуральской нефтегазоносной области. В этих районах отложения верхней юры, представленные абалакской и баженовской свитами, в пределах контрастных эрозионно-тектонических выступов, сложенных гранитами и кислыми эффузивами, залегают непосредственно на домезозойском основании, и залежи углеводородов сконцентрированы как в вагулкинской песчаной пачке абалакской свиты, так и в подстилающей ее толще дезынтегрированных палеозойских пород — коре выветривания, которые представляют собой единый резервуар (рис. 9).

Непромышленные притоки нефти из гранитов получены на Чебачьей, Кондаковской и Назинской площадях, которые расположены в пределах Криволучского вала, осложняющего осевую часть Алексан-

Палеозойские месторождения юго-востока Западной Сибири

Месторождение	№ место- рождения	№ блока	Залежь	Горизонт	Вещественный состав	Возраст
Советское	1	II	Н	M ₁	Органогенные известняки	D ₃ —C ₁
Вахское	2	III	Н	M ₁	»	D ₃ —C ₁
Обское	3	Вне блока	Н	M	Кислые эффузивы	P—T
Чкаловское	4	IV	Н	M ₁	Органогенные известняки	D ₃ —C ₁
Речное	5	IV	ГК	M ₁	»	D ₃ —C ₁
Фестивальное	6	Вне блока	Н	M ₁	Серпентиниты (ультраосновные)	D ₁₋₂
Среднеглуховское	7	»	Н	M	Кислые эффузивы	T ₁
Ясное	8	VII	Н	M	Органогенные известняки	D ₃ —C ₁
Лугинецкое	9	VII	НГК	M ₁	»	D ₁₋₂
Северо-Останинское	10	VII	НГК	M ₁	Доломитовые известняки	D ₁₋₂
Останинское	11	VII	ГК	M	Глинисто-кремнистые породы	D ₃ —C ₁
Тамбаевское	12	VII	Н	M ₁	Органогенные известняки	D ₃
Южно-Тамбаевское	13	VII	Н	M ₁	Биокластические известняки	D ₁₋₂
Герасимовское	14	VII	НГК	M	Глинисто-кремнистые породы	C ₁
Арчинское	15	VII	НГК	M ₁	Органогенные известняки	D ₁₋₂
Урманское	16	VII	НГК	M ₁	»	D ₃
Нижнетабаганское	17	VII	НГК	M ₁	»	D ₃ —C ₁
Северо-Калиновое	18	VII	НГК	M	Глинисто-кремнистые породы	D ₃
Калиновое	19	VII	НГК	M	»	D ₃
Кулгинское	20	VII	НГК	M ₁	Биокластические известняки	D ₁₋₂
Южно-Табаганское	21	VII	Н	M ₁	Органогенные известняки	D ₁₋₂
Солоновское	22	VII	Н	M ₁	Биокластические известняки	D ₁₋₂
Селимхановское	23	IV	НГК	M	Брекчии коры выветривания	D ₃ —C ₁
Сатпаевское	24	VII	Н	M ₁	Органогенные известняки	D ₃ —C ₁
Верхнекомбарское	25	VII	ГК	M ₁	»	D ₃ —C ₁
Восточно-Верхнекомбарское	26	VII	Н	M ₁	»	D ₃ —C ₁
Малоичское	27	VII	Н	M ₁	»	D ₁₋₂
Верхтарское	28	VII	Н	M ₁	»	D ₁₋₂
Восточное	29	VII	Н	M	Глинисто-кремнистые породы	D ₃
Ягыл-Яхское	30	IX	Н	M ₁	Органогенные известняки	D ₃ —C ₁

дровского свода. В рельефе кровли палеозоя и юрских стратиграфических уровней Кривоуцкий вал сформирован над Кривоуцким гранитным батолитом, который представляет собой контрастный эрозионно-тектонический выступ фундамента. В наиболее приподнятой продуктивной части выступа нижнесреднеюрские и оксфорд-киммериджские отложения в разрезе отсутствуют и граниты перекрыты нефтепроизводящими породами баженовской свиты (см. рис. 9). Притоки нефти баженовского генезиса получены из верхней дезъинтегрированной части гранитов.

В исследуемом регионе непромышленные притоки нефти из гранитов получены также на Ступенчатой и Западно-Сенькинской площадях.

Незначительный приток парафинистой нефти из туфогравелитов получен в параметрической скв. Восточно-Пайдугинская-1, пробуренной на востоке Томской области, вблизи Предъенисейской субпровинции.

С магматическими породами в этом регионе связано два месторождения — Конторовичевское и Среднеглуховское, которые расположены соответственно в западной части Александровского свода и северо-восточной части Нюрольской мегавадины. На Фестивальном месторождении, которое также находится в Нюрольской мегавадине, приток нефти дебитом 21.5 м³/сут получен из трещиноватых гидротермально переработанных серпентинитов.

Карбонаты, глинисто-кремнистые породы

На юго-востоке Западной Сибири наибольший интерес в отношении развития коллекторов и нефтегазоносности палеозойских образований в центральной части бассейна представляют карбонаты ко-

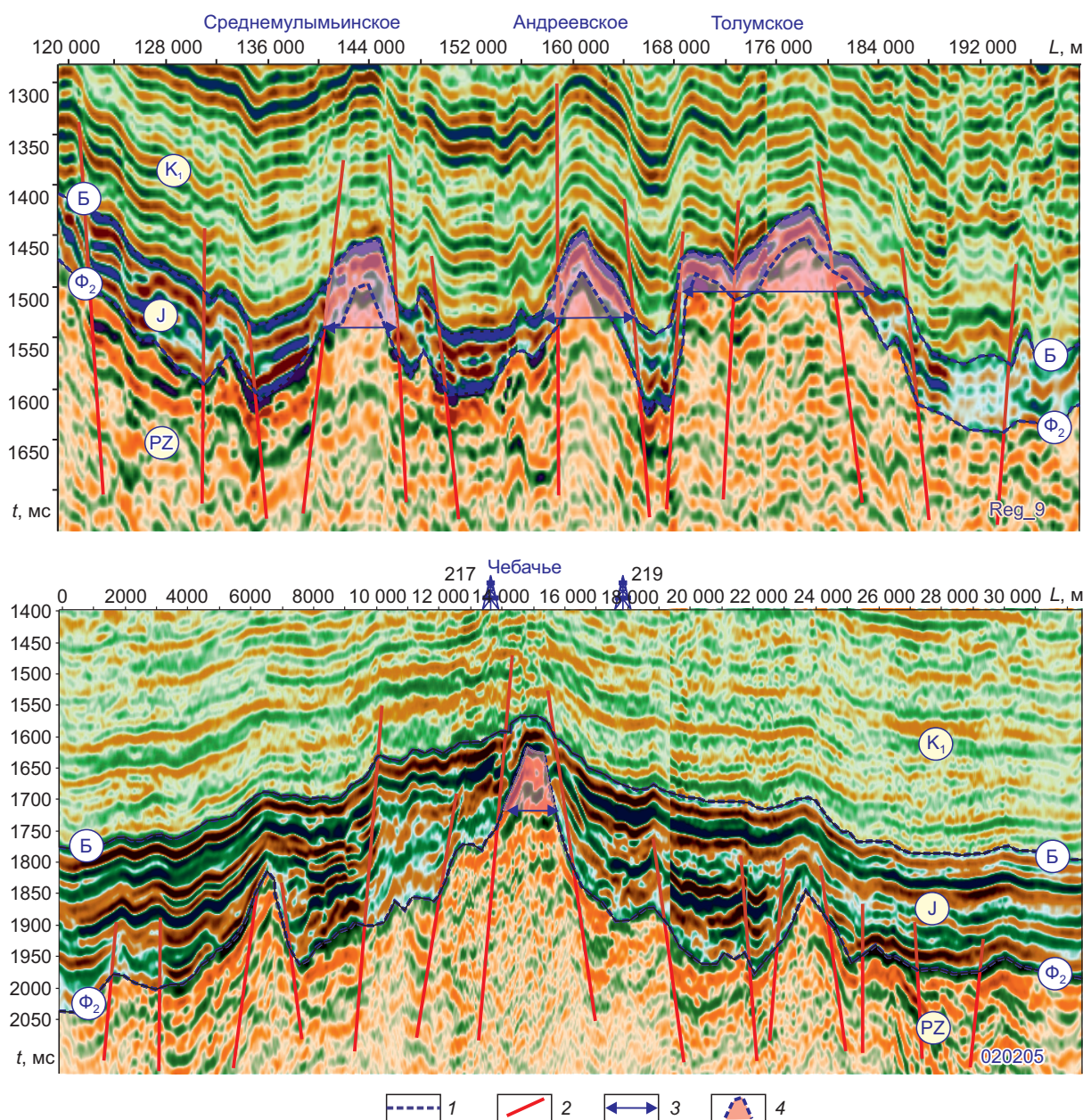


Рис. 9. Сейсмогеологическая характеристика гранитных эрозивно-тектонических выступов.

1 — отражающие сейсмические горизонты; 2 — разломы; 3 — гранитные эрозивно-тектонические выступы; 4 — залежи углеводородов.

ренного палеозоя (горизонт M_1) и глинисто-кремнистые породы коры выветривания (горизонт M), обладающие хорошими фильтрационно-емкостными свойствами [Славкин и др., 1998; Конторович, 2007]. На юго-востоке Западной Сибири в поле герцинит выделяется серия блоков фундамента, в пределах которых палеозой сложен перспективными в отношении нефтегазоносности глинисто-кремнисто-карбонатными породами девона—карбона (см. рис. 6).

Два небольших по размерам перспективных карбонатных блока расположены в западной части Нижневартовского свода. В пределах восточного блока (II, см. рис. 6) на Медведевском поднятии (Советское месторождение) из кавернозных органогенных известняков получен приток нефти дебитом $88.2 \text{ м}^3/\text{сут.}$

В северной части Александровского свода на Северном карбонатном блоке (III, см. рис. 6) промышленные притоки нефти получены из отложений коренного палеозоя на Вахской площади, которая находится на приграничной с Томской областью территории ХМАО.

Крупный Среднеvasюганский массив (IV, см. рис. 6), сложенный известняками девона—карбона, в тектоническом плане охватывает юго-западную часть Александровского свода, большую часть Среднеvasюганского мегавала и северо-западную часть Нюрольской мегавпадины.

В пределах этого карбонатного массива расположены Чкаловское и Речное месторождения, на которых палеозойские залежи локализованы в нижнесреднедевонских доломитизированных известняках.

В пределах Среднеvasюганского блока непромышленные притоки углеводородов из палеозойских отложений получены также на Северо-Васюганской и Мыльджинской площадях.

К югу от Среднеvasюганского находится крупный Чузиско-Чижапский карбонатно-глинисто-кремнистый блок (V, см. рис. 6), к которому приурочено большинство палеозойских залежей юго-востока Западной Сибири. На этой территории в палеозойских отложениях открыто 16 промышленных залежей, в том числе 11 в карбонатах (горизонт M_1) и 5 в глинисто-кремнистых породах коры выветривания (горизонт M). В практике нефтепоисковых работ эта территория получила название Чузиско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции. Промышленные притоки нефти из органогенных, биокластических и доломитизированных известняков коренного палеозоя (горизонт M_1) получены на Арчинском, Верхтарском, Кулгинском, Лугинском, Малоичском, Северо-Останинском, Нижнетаганском, Тамбаевском, Урманском, Южно-Тамбаевском и Южно-Таганском месторождениях; залежи в глинисто-кремнистой коре выветривания, развитой по кремнистым известнякам таганской свиты (нижний карбон), кремнеаргиллитам чагинской (верхний девон) и кехорегской свит (нижний карбон), открыты на Герасимовской, Останинской, Калиновой, Северо-Калиновой и Восточной площадях. В западной части блока в пределах Лавровского вала непромышленные притоки нефти получены из нижнесреднедевонских карбонатов на Еллей-Игайской, Среднеюлаевской и Хылькинской площадях.

К востоку и северо-востоку от Чузиско-Чижапской зоны нефтеаккумуляции расположены соответственно Горелоярский карбонатный (VII) и Северо-Парабельский глинисто-кремнисто-карбонатный (VI, см. рис. 6) блоки. Горелоярский блок, в пределах которого палеозойские залежи углеводородов открыты на Верхнекомбарской, Сатпаевской, Селимхановской и Восточно-Верхнекомбарской площадях, в тектоническом плане приурочен к одноименному куполовидному мезоподнятию. Газоконденсатная залежь Верхнекомбарского месторождения и нефтяные залежи Восточно-Верхнекомбарского и Сатпаевского месторождений локализованы в органогенных известняках верхнего девона—нижнего карбона; нефтегазоконденсатная залежь Селимхановского месторождения — в брекчиевидных отложениях коры выветривания.

В западной части Северо-Парабельского блока на Ясной площади приток нефти получен из глинисто-кремнистых пород коры выветривания.

Нефтепроизводящие породы

В ИНГГ СО РАН на протяжении многих десятилетий проводятся геохимические исследования нефтей и битумоидов Западной Сибири [Конторович и др., 1964, 1980, 1998, 2000, 2006а, 2011; Вышемирский, 1984; Фомин, 2004, 2011; Костырева, 2005; Конторович, Костырева, 2023; и др.].

Выполненный в ИНГГ СО РАН геохимический анализ углеводородов-биомаркеров показал, что источниками углеводородов для формирования залежей в палеозойском комплексе пород служили как континентальные отложения базальных горизонтов юры, в первую очередь, тогурской свиты, так и внутрипалеозойские морские нефтематеринские формации [Конторович и др., 1964, 1995; Костырева, 2005].

Нефти континентального генезиса (террагенное органическое вещество). Залежи углеводородов, связанные с континентальными нефтепроизводящими толщами, формировались за счет миграции углеводородов из обогащенных зрелым органическим веществом юрских базальных горизонтов, в первую очередь, из озерной тогурской свиты в близлежащие эрозивно-тектонические выступы фундамента, в пределах которых палеозойские отложения содержали высокеемкие коллекторы. На юго-востоке Западной Сибири углеводороды континентального генезиса выявлены на Чкаловской, Верхнекомбарской, Пономаревской, Пешковской и Дедовской площадях [Костырева, 2005].

Нефти морского генезиса (аквагенные). На большей части Западной Сибири палеозойские отложения претерпели процессы герцинской складчатости, вслед за которыми последовал длительный перерыв в осадконакоплении и раннетриасовый рифтогенез. Эти процессы привели к высокой степени метаморфизма палеозойских толщ и разрушению палеозойских месторождений.

В то же время существование залежей углеводородов, связанных с внутрипалеозойскими морскими нефтепроизводящими формациями, подтверждается не только результатами геохимических исследований, но и фактическими данными. На юго-востоке Западной Сибири в Чузиско-Чижапской зоне пробурены две скважины, глубина которых превышает 4500 м: Еллей-Игайская-2 на территории Томской области и Малоичская-4 в Новосибирской области. В обеих скважинах из интервалов, расположенных значительно глубже кровли палеозоя, получены притоки нефти морского генезиса.

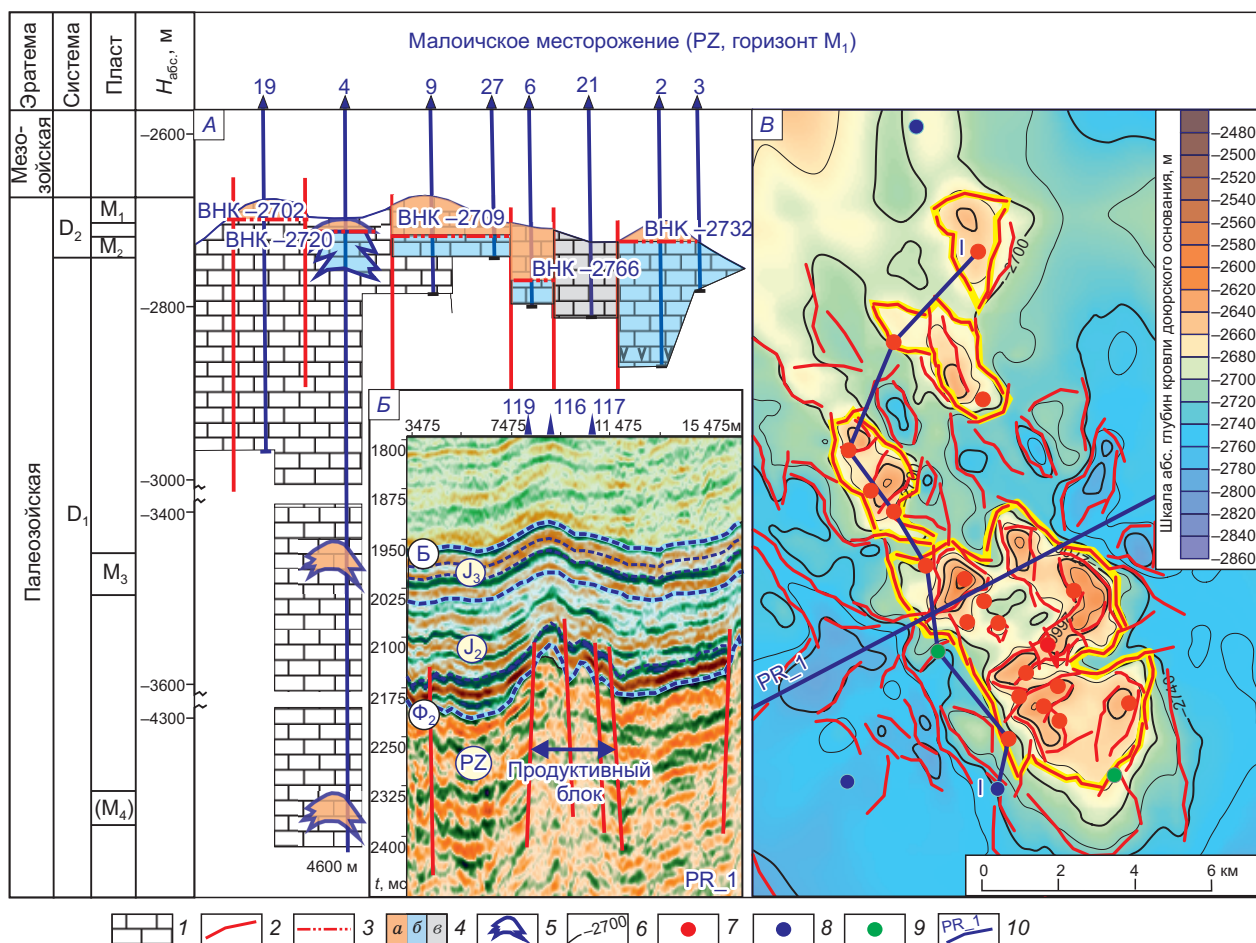


Рис. 10. Малоичское нефтяное месторождение.

А — геологический разрез, *Б* — сейсмический разрез, *В* — структурная карта по горизонту Φ_2 (кровля палеозоя).

1 — карбонаты; *2* — разрывные нарушения; *3* — ВНК; *4* — блоки с залежами нефти (*а*), воды (*б*), сухие (*в*); *5* — рифогенные постройки; *б* — изогипсы горизонта Φ_2 (м); *7–9* — скважины с притоками: *7* — нефти, *8* — воды, *9* — сухие; *10* — положение сейсмического профиля, геологического разреза.

В скважине Малоичская-4 из интервала $-4450 \dots -4560$ м (1600 м ниже кровли палеозоя) получен приток морской нефти дебитом $0.68 \text{ м}^3/\text{сут}$ (рис. 10); в скв. Еллей-Игайская-2 из интервала $-3805 \dots -4049$ м (1000 м ниже кровли палеозоя) также получены притоки углеводородов морского генезиса: дебит нефти, газа и воды составил соответственно 1.84, 38.7 тыс., $19.76 \text{ м}^3/\text{сут}$. Очевидно, что эти залежи могут быть связаны только с внутripалеозойскими нефтепроизводящими формациями.

Выше было отмечено, что на юго-востоке Западной Сибири развиты два устойчивых срединных массива — Усть-Тымский и Межовский, в центральных частях которых палеозойские отложения слабо-дислоцированы и не претерпели влияния герцинской складчатости.

Чузикско-Чижапская зона нефтенакопления расположена в пределах Межовского срединного массива, где внутripалеозойские отложения слабо-метаморфизованы и, вероятно, сохранили свой потенциал. Следует отметить, что к северу от исследуемого региона на территории ХМАО значительная часть выявленных палеозойских залежей приурочена к Уват-Ханты-Мансийскому срединному массиву.

Вероятно, палеозойские залежи, связанные с внутripалеозойскими морскими нефтепроизводящими формациями, следует ожидать только в пределах таких слабо-дислоцированных блоков. На Межовском срединном массиве и вблизи него притоки нефти морского генезиса из палеозойских отложений получены на Останинской, Калиновой, Южно-Урманской, Еллей-Игайской, Малоичской, Верхтарской и Ягыл-Яхской площадях, морские битумы выявлены в скважинах Салатская-1, Майзаская-1, Восточная-3, Раздельная-3. Морские битумоиды также обнаружены в скв. Восточно-Никольская-1, расположенной в южной части Усть-Тымского срединного массива, и скважинах Восток-1, -3, Лемок-1, Тый-

ская-1 Предъенисейской субпровинции [Конторович и др., 2000, 2011; Костырева, 2005; Конторович, Костырева, 2023; и др.].

Нефти и битумоиды смешанного генезиса, формировавшиеся за счет генерации углеводородов морскими и континентальными нефтепроизводящими формациями, установлены на Герасимовской и Болтной площадях, которые расположены в Межовской зоне, а также в скважинах Вездеходная-4 и Восточно-Пайдугинская-1, которые пробурены вблизи Предъенисейского осадочного бассейна [Костырева, 2005].

КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Анализ геолого-геофизических материалов показал, что нефтегазоперспективные объекты в образованиях коренного палеозоя и коры выветривания характеризуются своеобразным геологическим строением и коллекторы в этих отложениях формировались в различных тектонических условиях.

Коренной палеозой (горизонт M_1). Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности образований коренного палеозоя являются органогенные и доломитизированные известняки, в верхней части которых в результате экзогенных процессов формировались кавернозно-трещиноватые коллекторы, обладающие повышенной емкостью. Интерес в отношении нефтегазоносности представляют сложенные этими породами малоамплитудные выступы фундамента либо расположенные на моноклиналях и в относительно погруженных зонах блоки, перекрытые маломощной (менее 10 м) корой выветривания. Связано это с тем, что развитые по органогенным известнякам и доломитам коры выветривания, как правило, представлены непроницаемыми брекчированными карбонатно-глинисто-алевритистыми породами. Эти коры не только бесперспективны в отношении развития коллекторов, но и препятствуют процессам выщелачивания и карстообразования коренного палеозоя и, как следствие, формированию коллекторов. Глинистые известняки и развитые по ним коры выветривания не содержат коллекторов и бесперспективны в отношении нефтегазоносности.

Карбонатным выступам доюрского основания, находящимся в поле аналогичных по составу пород, как правило, свойственны фоновые значения амплитуд горизонта Φ_2 либо на них может происходить некоторое (существенно менее значительное, чем на глинисто-кремнистых блоках) падение амплитудно-энергетических характеристик сейсмической записи. Не перекрытые корой выветривания моноклинальные и погруженные перспективные блоки органогенных и доломитизированных известняков, как правило, отображаются на временных разрезах аномально высокими амплитудно-энергетическими характеристиками отражающего горизонта Φ_2 .

Кора выветривания (горизонт M). Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности коры выветривания представляют контрастные эрозионно-тектонические выступы, сложенные силикатсодержащими породами в первую очередь кремнистыми известняками и кремнеаргиллитами, подвергавшиеся интенсивным процессам дезинтеграции. На этих блоках формировались обладающие хорошими коллекторскими свойствами коры выветривания глинисто-кремнистого состава. При этом, чем контрастней были выступы, тем большие по толщине коры выветривания на них формировались. В пределах эрозионно-тектонических выступов, сложенных кремнистыми известняками, резервуарами для залежей углеводородов могут служить не только коры выветривания, но и породы коренного палеозоя, в которых формирование трещинных коллекторов связано с процессами дизъюнктивной тектоники и гидротермальной проработки.

На сейсмических разрезах глинисто-кремнистые эрозионно-тектонические выступы характеризуются резким понижением амплитудно-энергетических параметров приуроченного к кровле палеозоя отражающего горизонта Φ_2 , а сами выступы отображаются на сейсмических разрезах низкоамплитудным хаотическим рисунком сейсмической записи. Аналогичные волновые поля фиксируются в пределах нефтегазоперспективных выступов доюрского основания, сложенных гранитами и кислыми эффузивами.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭТАЛОННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Залежи горизонта M_1

Малоичское месторождение. Классическим примером залежи углеводородов в эрозионно-тектоническом выступе фундамента, сложенном органогенными и доломитизированными известняками, является Малоичское месторождение, расположенное в южной части Западной Сибири на территории Новосибирской области.

Малоичский эрозионно-тектонический выступ осложнен серией разделенных разломами поднятий и впадин, формирующих блоковое строение объекта (см. рис. 10). Анализ результатов испытаний показал, что залежи нефти в карбонатах и перекрывающей их глинисто-кремнистой коре выветривания, толщина которой на месторождении не превышает 8—10 м, гидродинамически связаны, а залежи отдельных блоков, напротив, экранированы друг от друга и каждый из них характеризуется своим уровнем

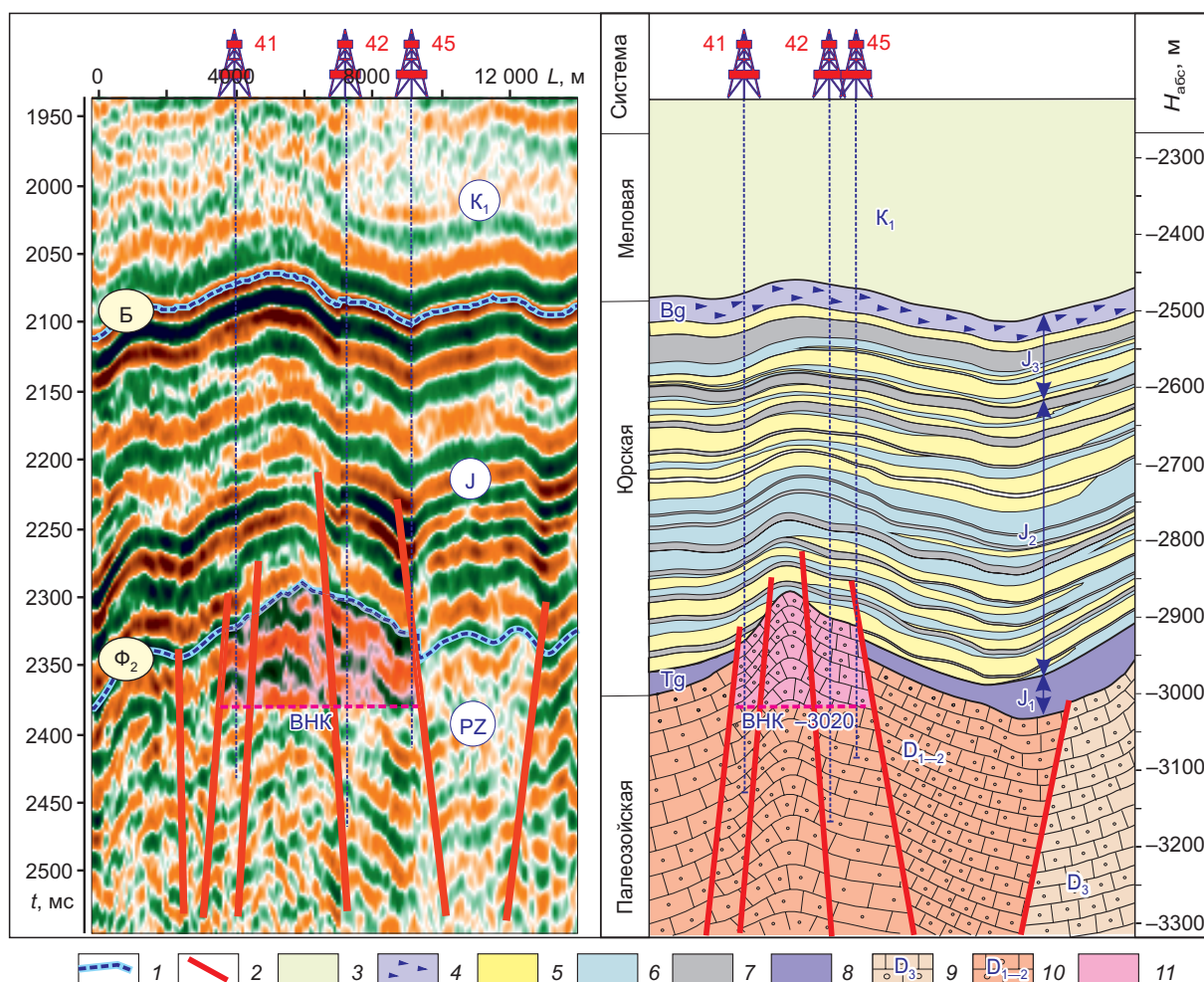


Рис. 11. Временной сейсмический и геологический разрезы (Арчинское месторождение).

1 — отражающие горизонты; 2 — разломы; 3 — меловые отложения; 4 — баженовская свита; 5 — песчаники; 6 — аргиллиты и алевролиты; 7 — угли; 8 — тогурская свита; 9 — карбонатные породы верхнего девона; 10 — карбонатные породы нижнего и среднего девона; 11 — залежь углеводородов.

нем водонефтяного контакта (ВНК), который изменяется на месторождении в диапазоне от -2700 до -2770 м.

Арчинское месторождение расположено в западной части Чузикско-Чижапской зоны и приурочено к выступу доюрского основания, сложенному органогенными известняками раннего—среднего девона. Структура осложнена большим количеством разрывных нарушений, секущих палеозой и затухающих в нижней—средней юре. Притоки углеводородов из палеозойских отложений Арчинского месторождения получены в интервале абсолютных глубин $-2917...-3068$ м. Учитывая, что в рельефе кровли горизонта Φ_2 , Арчинское поднятие оконтурено на абсолютной отметке -2990 м, очевидно, что палеозойская залежь контролируется не классической антиклинальной ловушкой, а эрозионно-тектоническим выступом и со всех сторон экранирована разломами (рис. 11).

Южно-Тамбаевское месторождение. Выше было отмечено, что перспективы нефтегазоносности органогенных и доломитизированных известняков связаны не только с эрозионно-тектоническими выступами. В частности, к моноклиальной зоне приурочены нефтяные залежи Тамбаевского и Южно-Тамбаевского месторождений, на которых промышленные притоки нефти получены из нижнедевонских органогенных известняков.

На Южно-Тамбаевской площади в продуктивной скв. № 75 кора выветривания в разрезе отсутствует и на девонских карбонатах залегает юра; испытания горизонта M_1 было проведено в верхней 30-метровой толще органогенных известняков, притоки нефти составили $7-81$ м³/сут (рис. 12, 13).

В скважинах 76 и 77 толщина развитой по органогенным известнякам глинистой коры выветривания составляет $30-40$ м. В скважине 76 при совместном испытании коренного палеозоя и коры выветри-

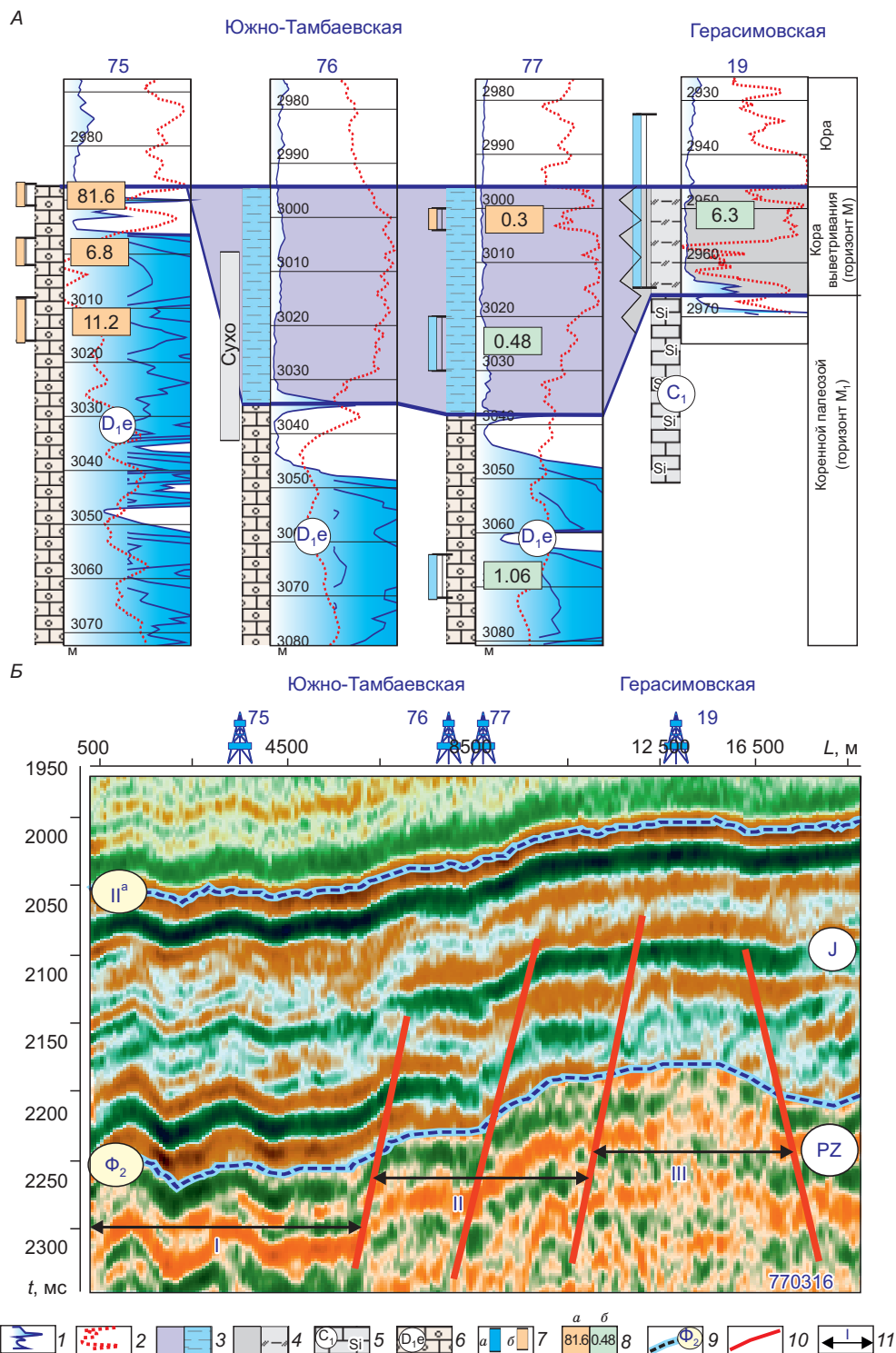


Рис. 12. Геолого-геофизическая характеристика палеозойских отложений (Южно-Тамбаевское месторождение).

А — корреляционная схема палеозойских отложений, *Б* — временной сейсмический разрез.

1, 2 — электрический каротаж: кривая КС (1), кривая ПС (2); 3 — глинистая кора выветривания; 4 — кремнисто-глинистая кора выветривания; 5 — кремнистые известняки нижнего карбона; 6 — органогенные известняки нижнего девона; 7 — результаты испытаний: вода (*а*), нефть (*б*); 8 — количественные результаты испытаний (m^3): *а* — нефть, *б* — приток воды; 9 — отражающие сейсмические горизонты; 10 — разломы; 11 — палеозойские блоки: I — органогенные известняки, перекрытые 30—40-метровой корой выветривания, II — органогенные известняки, перекрытые 30—40-метровой корой выветривания, III — глинисто-кремнистые породы.

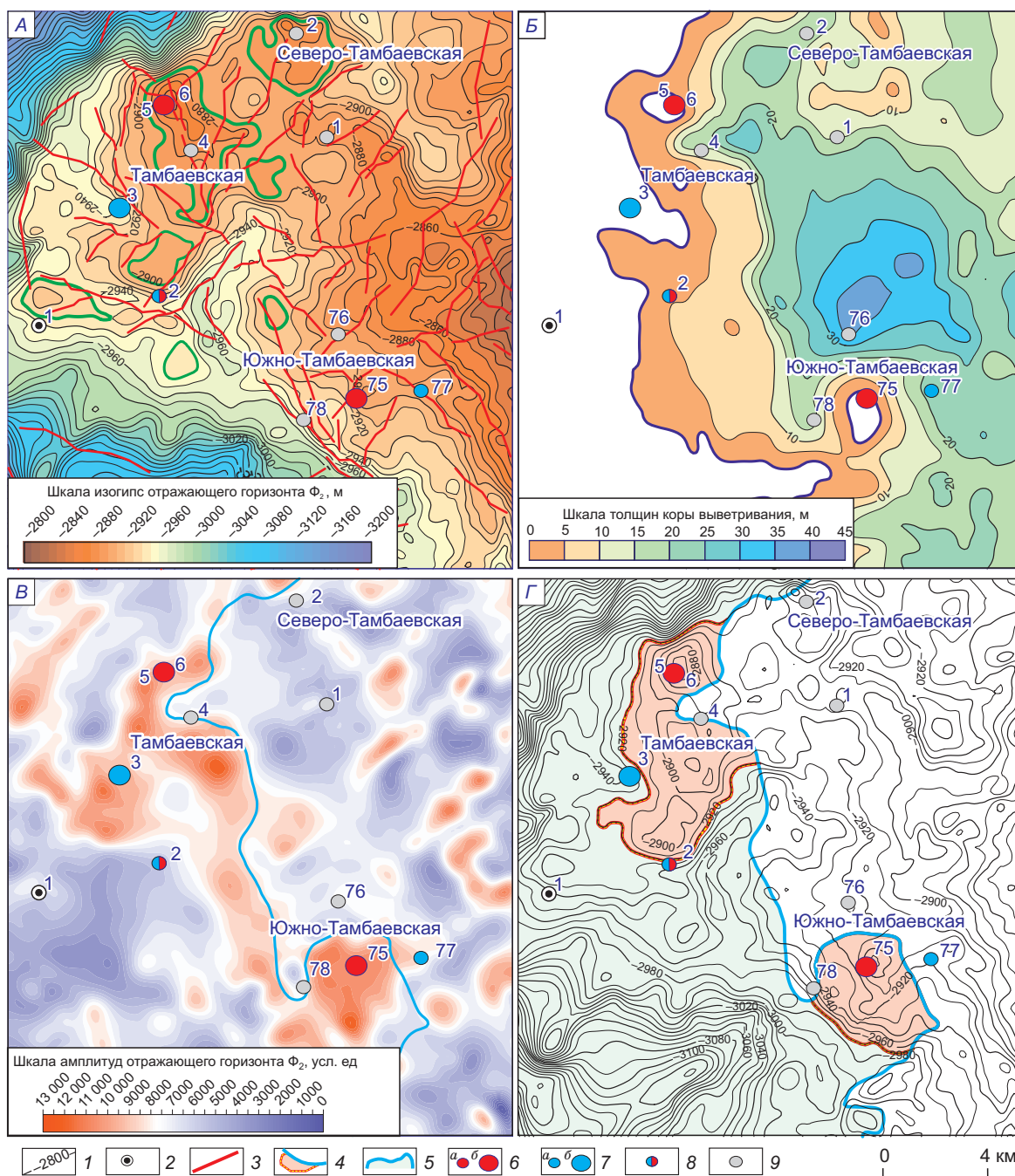


Рис. 13. Тамбаевское и Южно-Тамбаевское месторождения (горизонт M_1).

A — структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 , *B* — карта толщин коры выветривания, *B* — карта амплитуд отражающего горизонта Φ_2 , *Г* — модели месторождений.

I — изогипсы горизонта Φ_2 ; 2 — скважины; 3 — разломы; 4 — структурно-литологические залежи; 5 — зоны, перспективные для формирования коллекторов; результаты испытаний: 6 — нефть <1.5 м³/сут (*a*), >80 м³/сут (*b*); 7 — вода <1.5 м³/сут. (*a*), >80 м³/сут (*b*); 8 — нефть, вода <1.5 м³/сут; 9 — сухо.

вания притока не получено; в скв. № 77 дебит нефти из глинистой коры выветривания составил 0.3 м³/сут, при испытании органогенных известняков коренного палеозоя получен приток воды 1.06 м³/сут.

Выше отмечалось, что информацию о геологическом строении палеозоя несут амплитудные характеристики отражающего горизонта Φ_2 .

Отсутствие эрозионно-тектонических выступов фундамента на рассматриваемом объекте предопределило то, что в данном случае амплитудные характеристики приуроченного к кровле палеозоя

отражающего горизонта Φ_2 определяются исключительно акустическими свойствами палеозойских отложений.

Учитывая, что карбонатные отложения обладают аномально высокими скоростями и плотностями, а отложения коры выветривания по акустическим характеристикам близки к юре, в зонах развития известняков, не перекрытых корой выветривания, амплитуды отраженных волн должны быть максимальными.

Приведенный на рис. 12 временной разрез пересекает Южно-Тамбаевский продуктивный блок, которому свойственны аномально высокие значения амплитуд горизонта Φ_2 (скв. 75). В северо-восточном направлении этот блок сменяется аналогичными по составу, но перекрытыми мощной корой выветривания карбонатами, на которых амплитудно-энергетические характеристики сейсмического горизонта Φ_2 существенно падают (скв. 76, 77). Наименьшими значениями амплитуд отражающего горизонта Φ_2 характеризуется расположенный в восточной части профиля слабоконтрастный эрозионно-тектонический выступ, перекрытый глинисто-кремнистой корой выветривания (скв. Герасимовская-19).

Аналогичное строение имеет расположенное на севере рассматриваемой территории Тамбаевское месторождение, на котором в скв. 6 из блока органогенных известняков получен промышленный приток нефти дебитом 150 м³/сут.

Анализ распределения рассчитанных по сейсмическим данным динамических характеристик волнового пакета Φ_2 по площади позволяет выделить на рассматриваемой территории поле повышенных энергий, которое ассоциируется с зоной развития перекрытых маломощной (менее 10 м) корой выветривания органогенных карбонатов, перспективных в отношении нефтегазоносности (см. рис. 13).

Зона повышенных амплитуд пересекает исследуемую территорию в северо-восточном направлении, и изолиния, отвечающая граничной толщине коры выветривания, равной 10 м, проходит по ее восточной границе. В высокоамплитудные аномалии волнового поля попали все высокодебитные скважины: в скважинах Южно-Тамбаевская-75 и Тамбаевская-6 из верхней части девонских органогенных известняков получены притоки нефти дебитами соответственно 81 и 150 м³/сут; в скв. Тамбаевская-3 получен приток пластовой воды дебитом 115 м³/сут с пленкой нефти. В зонах, характеризующихся пониженными амплитудами волнового пакета Φ_2 , отвечающих развитию коры выветривания толщиной более 10—15 м, расположены все низкодебитные и сухие скважины.

Залежи горизонта М (кора выветривания)

Герасимовское месторождение приурочено к глинисто-кремнистым отложениям коры выветривания, развитым по кремнистым известнякам верхнего карбона (рис. 14—16).

В структурном плане кровли палеозоя Герасимовское поднятие имеет изометричную форму и несколько вытянуто в северном направлении. Структура оконтурена на отметке –2760 м, имеет амплитуду 65 м и площадь 43 км².

В рельефах кровли фундамента и мезозойских осадочных комплексов Герасимовская структура сформирована над двумя эрозионно-тектоническими выступами фундамента, которые отделены относительно погруженным блоком, представленным непроницаемыми глинистыми известняками среднего девона (см. рис. 14).

Сложенные кремнистыми породами эрозионно-тектонические выступы на временных сейсмических разрезах обладают аномально низкими амплитудно-энергетическими характеристиками горизонта Φ_2 (см. рис. 14, 15). На карте средних по модулю амплитуд, рассчитанных в интервале верхней части палеозойских отложений, выделяются две зоны пониженных энергетических характеристик сейсмической записи, отвечающие выступам кремнистых пород (см. рис. 15). Эти зоны разделены полем повышенных амплитуд волнового пакета Φ_2 , которое соответствует зоне развития бесперспективных в отношении нефтегазоносности девонских глинистых известняков.

Блок I (см. рис. 15) контролирует палеозойскую залежь горизонта М, которая на юго-западе и востоке ограничена разломами, на севере — водонефтяным контактом.

Блок II выделен в качестве Западно-Герасимовской структурно-тектонической ловушки. В северной, наиболее погруженной части этого объекта в скв. 19 из глинисто-кремнистой коры выветривания получен приток воды с пленкой нефти (см. рис. 15).

Коренной палеозой. Выше было отмечено, что наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности горизонта М являются контрастные высокоамплитудные выступы фундамента, в присводовых частях которых формировались наибольшие по толщине и обладающие улучшенными емкостными характеристиками коры выветривания. На Герасимовском месторождении мощность горизонта М от склонов структуры к своду увеличивается с 10—15 до 70—80 м (см. рис. 16).

На Герасимовском месторождении в скв. 5 промышленные притоки нефти также получены из кремнистых известняков коренного палеозоя. Эрозионно-тектонический выступ, к которому приурочена залежь Герасимовского месторождения, не монолитен и разбит большим количеством разломов, которые делят его на отдельные блоки. Скважина 5, вскрывшая залежь горизонта М₁, пробурена в южном

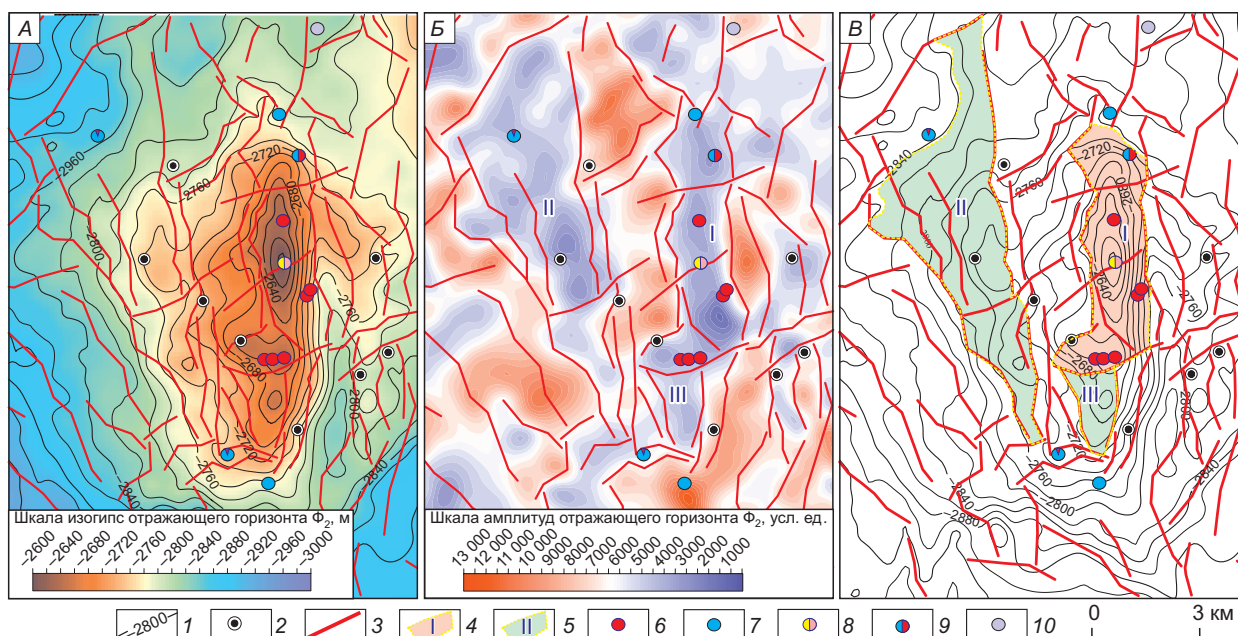


Рис. 14. Герасимовское месторождение в отложениях горизонта М (кора выветривания):

А — структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 , *Б* — карта амплитуд отражающего горизонта Φ_2 , *В* — модель залежи и нефтегазоперспективных объектов. 1 — изогипсы горизонта Φ_2 ; 2 — скважины; 3 — разломы; 4 — нефтяная залежь горизонта М (I — Герасимовская); 5 — структурно-тектонические ловушки: II — Западно-Герасимовская, III — Южно-Герасимовская; результаты испытаний: 6 — нефть; 7 — вода; 8 — газ, конденсат; 9 — нефть, вода; 10 — сухо.

приподнятом блоке, аналогичную залежь в кремнистых известняках коренного палеозоя можно ожидать в пределах наиболее контрастного северного блока. В пределах этого блока пробурена скв. 7, испытания горизонта M_1 в ней не проводились (см. рис. 15).

Калиновое, Северо-Калиновое месторождение. К аналогичным высокоамплитудным эрозионно-тектоническим выступам приурочены сконцентрированные в глинисто-кремнистых породах горизонта М залежи углеводородов на Калиновом и Северо-Калиновом месторождениях, расположенных к югу от Герасимовской площади (рис. 17).

Залежи горизонта М структурно-тектонические, приурочены к контрастным эрозионно-тектоническим выступам кремнистых известняков нижнего карбона, перекрытых глинисто-кремнистой корой выветривания.

Коренной палеозой. На этих месторождениях промышленная нефтегазоносность также связана с образованиями коренного палеозоя.

На Калиновой площади залежи горизонта M_1 локализованы в наиболее контрастных, интенсивно разбитых разломами эрозионно-тектонических блоках, сложенных кремнистыми известняками. В скважине 6 притоки нефти получены из 164-метрового интервала коренного палеозоя, притоков воды не получено. По результатам испытаний ВНК залежи может быть надежно проведен на абсолютной глубине 2875 м. В скважине 10 приток нефти получен при совместном испытании коры выветривания и верхней части коренного палеозоя: по данным ГИС, продуктивный интервал горизонта M_1 составляет 182 м, от кровли коренного палеозоя до абсолютной отметки –2950 м.

На Северо-Калиновом месторождении залежь коренного палеозоя имеет принципиально иное строение. На этой площади верхнедевонские кремнистые известняки горизонта M_1 не являются коллекторами и залежей углеводородов не содержат. На севере и западе Северо-Калиновое эрозионно-тектоническое выступ, контролирующей залежь горизонта М, граничит с относительно погруженными блоками фундамента, сложенными органогенными известняками нижнего—среднего девона.

Выше было отмечено, что перспективы нефтегазоносности органогенных известняков связаны с блоками, перекрытыми маломощной (< 10 м) корой выветривания. На Северо-Калиновом поле органогенных известняков пробурены две скважины. В скважине 25 карбонаты перекрыты юрой, кора отсутствует; при испытании горизонта M_1 получены притоки нефти дебитами 5.0—123.5 м³/сут; в скв. 24 мощность коры выветривания, развитой по органогенным известнякам, составляет 8 м; из верхней части горизонта M_1 получены притоки нефти, ниже — приток воды с пленкой нефти.

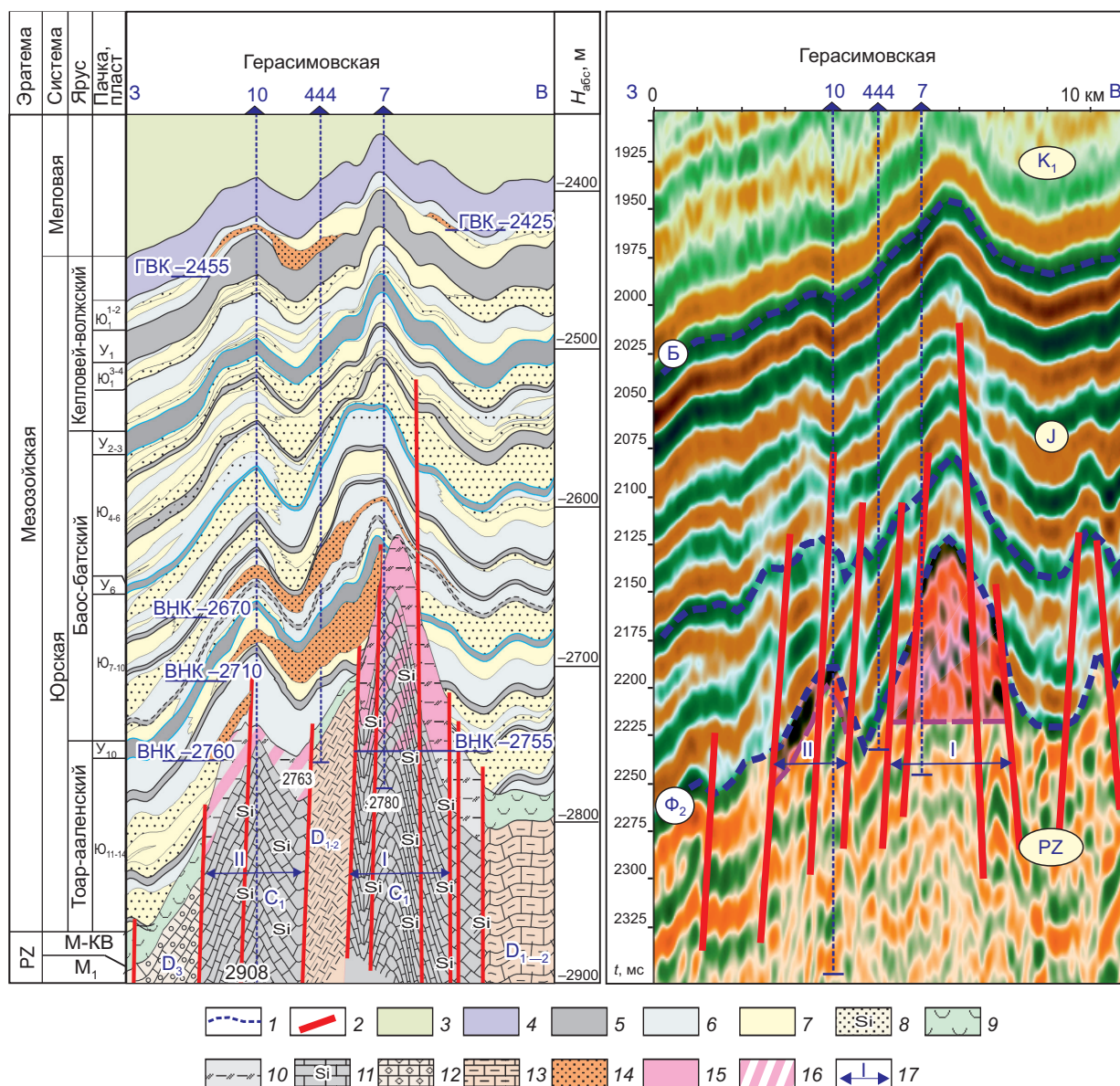


Рис. 15. Сейсмический временной и геологический разрезы (Герасимовское месторождение).

1 — отражающие сейсмические горизонты; 2 — разломы; 3 — меловые отложения; 4 — баженская свита; 5 — угли и углистые аргиллиты; 6 — алевролиты и аргиллиты; 7 — непроницаемые песчаники; 8 — проницаемые песчаники; 9 — глинистая кора выветривания; 10 — глинисто-кремнистая кора выветривания; 11 — кремнистые известняки (C_1); 12 — органогенные известняки (D_3); 13 — глинистые известняки (D_{1-2}); 14 — юрские залежи УВ; 15 — палеозойские залежи УВ; 16 — перспективные объекты; 17 — эрозионно-тектонические выступы: I — Герасимовский, II — Западно-Герасимовский. ГВК — газодяной контакт.

Вскрытые скважинами 24 и 25 нефтяные залежи горизонта M_1 являются структурно-тектоническими, отделены разломом, приурочены к разным блокам и характеризуются разными уровнями ВНК.

Завершая сейсмогеологическую характеристику эталонных месторождений, приведем сейсмический и геологический разрезы по профилю, пересекающему Останинскую и Северо-Останинскую палеозойские залежи (рис. 18). На рисунке красным цветом показаны скважины, в которых из палеозойских отложений получены промышленные притоки УВ, синим — скважины, давшие при испытании отрицательный результат.

На Северо-Останинском месторождении нефтегазоконденсатная залежь сконцентрирована в доломитизированных известняках нижнего—среднего девона и контролируется погруженным тектонически экранированным блоком. На сейсмических разрезах продуктивный блок отображается трехфазным колебанием — волновым пакетом PZ, характеризующимся аномально высокими амплитудами сейсмической записи.

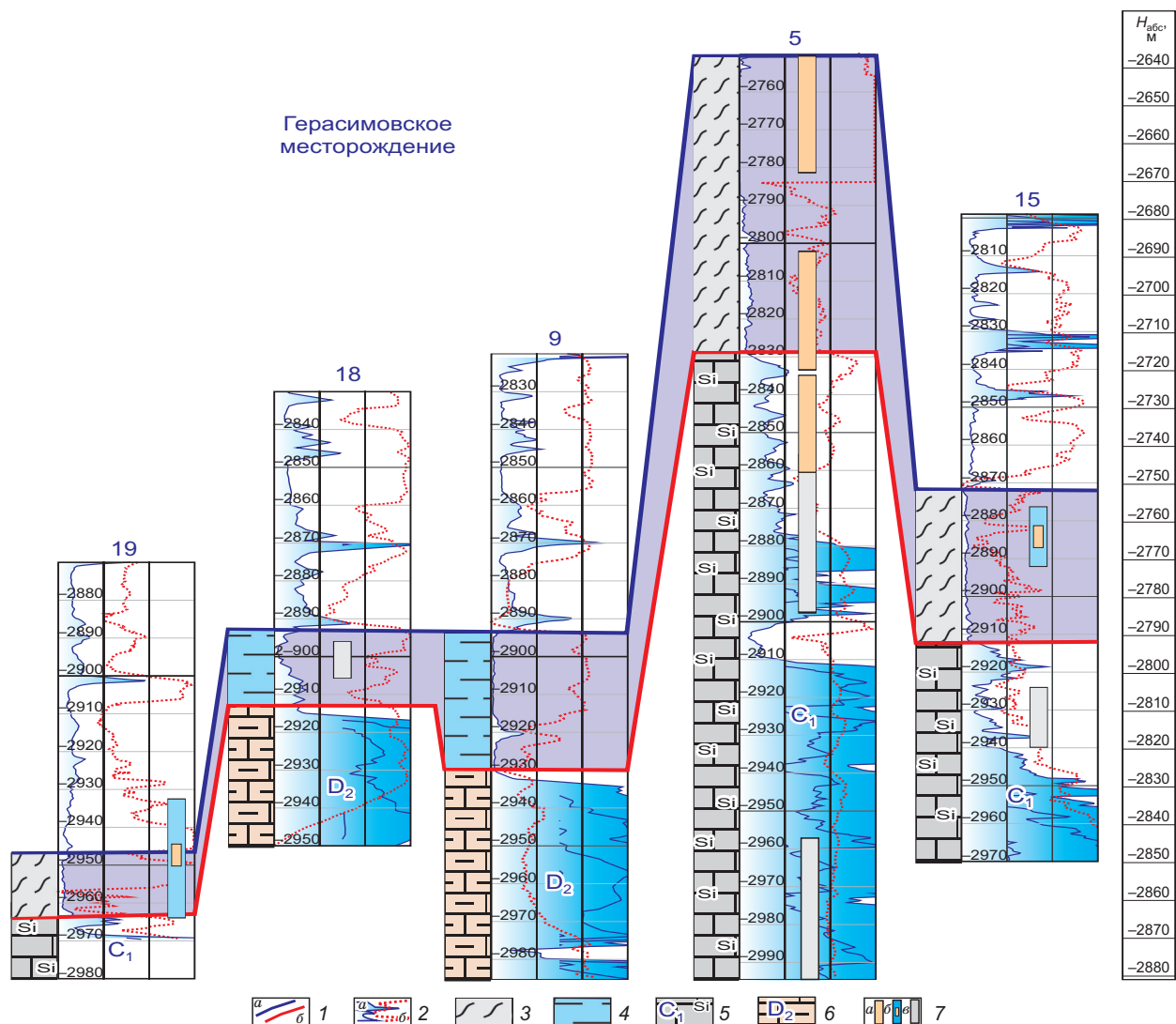


Рис. 16. Корреляционная схема палеозойских отложений Герасимовского месторождения.

1 — границы кровли коры выветривания (а) и коренного палеозоя (б); 2 — кривые КС (а) и ПС (б); 3 — кора выветривания глинисто-кремнистого состава; 4 — глинистая кора выветривания; 5 — кремнистые известняки; 6 — глинистые известняки; 7 — испытания: нефть (а), вода с пленкой нефти (б), сухо (в).

На Останинском месторождении залежь углеводородов приурочена к осложненному разломами эрозивно-тектоническому выступу фундамента, сложенному кремнистыми известняками верхнего девона, и локализована в развитой по ним глинисто-кремнистой коре выветривания. В волновых сейсмических полях продуктивного выступа свойственно резкое падение амплитудно-энергетических характеристик отражающего горизонта Φ_2 , ниже которого развит хаотический рисунок сейсмической записи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящая работа посвящена анализу геологического строения и перспективам нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири.

В процессе проведенных исследований:

1. Проанализировано структурно-тектоническое строение доюрского основания, построены регионально-зональные модели верхнепротерозойско-палеозойских отложений Предьенисейского осадочного бассейна и зоны распространения герцинид, выполнен анализ вещественного состава и возраста пород доюрских комплексов.
2. Выполнен анализ перспектив нефтегазоносности верхнепротерозойско-палеозойских отложений и сделаны выводы:

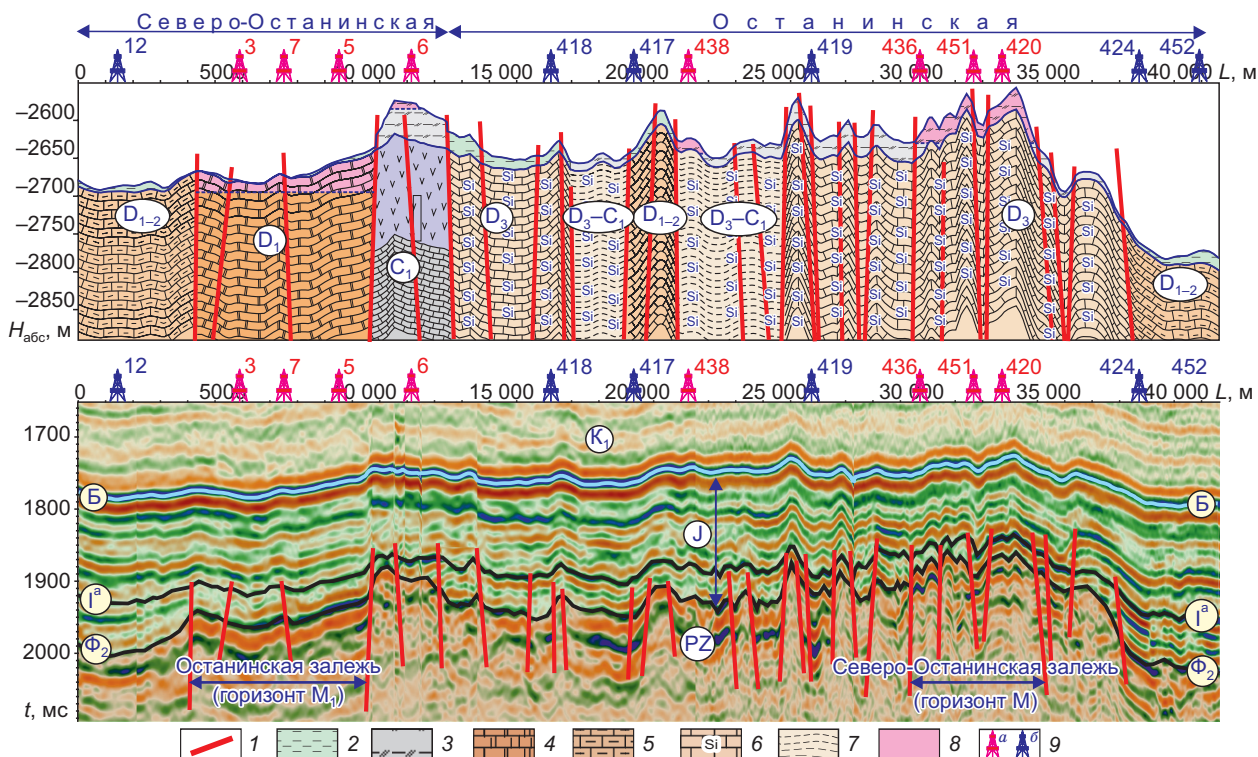


Рис. 18. Геологический и сейсмический разрезы по профилю, пересекающему Останинское и Северо-Останинское месторождения.

1 — разломы; 2 — глинистая кора выветривания; 3 — глинисто-кремнистая кора выветривания; 4 — доломитизированные известняки; 5 — глинистые известняки; 6 — кремнистые известняки; 7 — терригенные породы; 8 — залежи; 9 — скважины: а — продуктивные, б — водоносные и сухие.

— большая часть палеозойских залежей локализована в девонских органогенных и доломитизированных известняках (горизонт M_1). С этими литологическими разностями связаны залежи на 25 месторождениях;

— в глинисто-кремнистой коре выветривания (горизонт М), развитой по кремнистым известнякам табганской свиты (нижний карбон), кремнеаргиллитам чагинской (верхний девон) и кехорегской (нижний карбон) свит открыто шесть месторождений — Герасимовское, Останинское, Калиновое, Северо-Калиновое, Селимхановское и Восточное;

— на территории Томской области открыто три залежи в верхней дезинтегрированной части магматических пород: Обское и Среднеглуховское месторождения связаны с кислыми эффузивами триаса, Фестивальное с ультраосновными породами — серпентинитами; непромышленные притоки нефти получены из гранитов Кривоуццкого батолита, Ступенчатого и Западно-Сенькинского блоков.

Большинство палеозойских месторождений приурочено к эрозионно-тектоническим выступам фундамента, исключение составляют залежь Северо-Останинского месторождения, контролируемая погруженным тектонически экранированным блоком доломитизированных известняков, и структурно-литологические залежи в органогенных известняках Тамбаевского и Южно-Тамбаевского месторождений, которые расположены на моноклинали.

5. Разработаны сейсмогеологические критерии выявления и детального картирования нефтегазоперспективных объектов, построены модели эталонных месторождений.

Работа выполнена по государственной программе фундаментальных научных FWZZ-2022-0007

ЛИТЕРАТУРА

Беляев С.Ю., Башарин А.К. Современная структура, история формирования и нефтегазоносность зоны сочленения Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (4), с. 736—745.

Бененсон В.А., Самсонов А.В., Дашкевич Н.Н., Сибгатуллин В.Г., Кондрашов В.А. Геологическое строение и прогноз нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1987, № 9, с. 36—41.

Вышемирский В.С., Запивалов Н.П., Бадмаева Ж.О., Бененсон В.А., Доильницын Е.Ф., Дубатовлов В.Н., Зингер А.С., Кунин Н.Я., Московская В.И., Перцева А.П., Рыжкова С.М., Сердюк З.Я., Фомин А.Н., Шугуров В.Ф., Ямковая Л.С., Яшина С.М. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, Наука, 1984, 189 с.

Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты (по геологическим и геофизическим данным) / Под ред. Э.Э. Фотиади, В.С. Суркова. Л., Недра, 1971, 208 с.

Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. Западная Сибирь / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова. СПб, Изд-во ВСЕГЕИ, 2000, 477 с.

Дербиков И.И. Тектоника фундамента и чехла Западно-Сибирской эпигерцинской платформы и их взаимосвязь: Автореф. дис... д.г.-м.н. Томск, Политехнический институт, 1958, 19 с.

Елкин Е.А., Конторович А.Э., Сараев С.В., Тищенко В.М., Анастасиева С.А., Бахарев Н.К., Богуш О.И., Вараксина И.В., Изох Н.Г., Клец А.Г., Конторович В.А., Коровников И.В., Лучинина В.А., Сенников Н.В., Таныгин Г.И., Филиппов Ю.Ф. Новые данные по стратиграфии палеозоя крайнего юго-востока Западно-Сибирской плиты (по материалам глубокого бурения на Вездеходной площади, Томская область) // Геология и геофизика, 2000, т. 41 (7), с. 943—951.

Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К., Белова Е.В., Дубатовлов В.Н., Изох Н.Г., Клец А.Г., Конторович А.Э., Перегудов Л.Г., Сенников Н.В., Тимохина И.Г., Хромых В.Г. Стратиграфия нефтегазовых бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001, 163 с.

Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Сурков В.С. О перспективах нефтегазоносности доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика, 1968 (11), с. 3—11.

Каштанов В.А., Филиппов Ю.Ф. Геологическая интерпретация материалов сейсмопрофилирования МОГТ лево- и правобережья р. Енисей и перспективы нефтегазоносности докембрийских и палеозойских отложений. Новосибирск, 1994, 28 с. (Препринт / ОИГТМ СО РАН; № 3).

Конторович А.Э., Костырева Е.А. Распределение органического углерода в кембрии Предьенисейского суббассейна // Геология и геофизика, 2023, т. 64 (7), с. 1008—1017, doi: 10.15372/GiG2023109.

Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология нефтегазовых районов Сибири. Сборник научных трудов. Новосибирск, 1964, вып. 32, ч. 1, с. 27—39.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.

Конторович А.Э., Олли И.А., Биджаков В.И., Богородская Л.И., Зуева Т.Н., Иванов И.А., Стасова О.Ф., Тимошина И.Д. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Труды СНИИГГиМС, 1980, вып. 275, с. 4—24.

Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е., Краснов В.И., Перозин Г.Н. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск, 1991, с. 152—171.

Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.И., Андрусович В.Е., Борисова Л.С., Данилова В.П., Казанский Ю.П., Меленевский В.Н., Солотчина Э.П., Шурыгин Б.Н. Опорный разрез и нефтегазогенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западно-Сибирская плита) // Геология и геофизика, 1995, т. 36 (6), с. 110—126.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Стасова О.Ф. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири // Геохимия, 1998, № 1, с. 3—17.

Конторович А.Э., Ефимов А.С., Кригин В.А., Хоменко А.В., Гилянская Л.Г., Данилова В.П., Меленевский В.Н., Костырева Е.А., Махнева Е.Н., Юдина Н.Т. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности кембрия и верхнего протерозоя юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика, 2000, т. 41 (12), с. 1615—1636.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф., Бурштейн Л.М., Каштанов В.А., Хоменко А.В. Предьенисейская нефтегазоносная субпровинция — новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту). Материалы научного совещания по программе фундаментальных исследований (г. Иркутск, 20—23 октября 2003 г.). Иркутск, Изд-во Института географии СО РАН, 2003, с. 123—127.

Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Ефимов А.С., Конторович В.А., Кригин В.А., Филиппов Ю.Ф., Хоменко А.В. Особенности геологического строения, геодинамическая модель и перспективы нефтегазоносности западной окраины Сибирского кратона // Эволюция тектонических процессов в истории Земли. Материалы 37-го тектонического совещания, Новосибирск, 10—13 февраля 2004 г. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004, т. 1, с. 245—248.

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

Конторович А.Э., Варламов А.И., Гражданкин Д.В., Карлова Г.А., Клец А.Г., Конторович В.А., Сараев С.В., Терлеев А.А., Беляев С.Ю., Ефимов А.С., Кочнев Б.Б., Наговицин К.Е., Постников А.А., Филиппов Ю.Ф. Разрез венда восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-3) // Геология и геофизика, 2008а, т. 49 (12), с. 1238—1247.

Конторович А.Э., Варламов А.И., Емешев В.Г., Ефимов А.С., Клец А.Г., Комаров А.В., Конторович В.А., Коровников И.В., Сараев С.В., Филиппов Ю.Ф., Варакина И.В., Глинских В.Н., Лучинина Н.В., Новожилова Н.В., Пегель Т.В., Сенников Н.В., Тимохин А.В. Новый тип разреза кембрия в восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-1) // Геология и геофизика, 2008б, т. 49 (11), с. 1119—1128.

Конторович А.Э., Костырева Е.А., Сараев С.В., Меленевский В.Н., Фомин А.Н. Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скважин Восток-1 и Восток-3) // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (6), с. 737—750.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Коровников И.В., Сараев С.В., Сенников Н.В., Филиппов Ю.Ф., Варламов А.И., Ефимов А.С., Филиппов Ю.А., Постников А.А., Терлеев А.А., Карлова Г.А., Наговицин К.Е., Токарев Д.А., Батурина Т.П., Губин И.А., Кочнев Б.Б., Новожилова Н.В., Лучинина В.А. Разрез кембрия в восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (по результатам бурения параметрической скважины Восток-4) // Геология и геофизика, 2012, т. 53 (10), с. 1273—1284.

Конторович А.Э., Варламов А.И., Ефимов А.С., Конторович В.А., Коровников И.В., Кригин В.А., Сараев С.В., Сенников Н.В., Филиппов Ю.Ф. Стратиграфическая схема кембрийских отложений юга предъенисейской части Западной Сибири // Геология и геофизика, 2021, т. 62 (3), с. 443—465.

Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции) // Геология и геофизика, 2007, т. 48 (5), с. 538—547.

Конторович В.А., Конторович А.Э. Геологическое строение докембрийско-палеозойских платформенных отложений в юго-восточных районах Западной Сибири // Отечественная геология, 2006, № 6, с. 62—70.

Конторович В.А., Калинина Л.М. Геологическое строение палеозоя Западной Сибири, модели эталонных месторождений // Бурение и нефть, 2019, № 11, с. 40—47.

Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Поляков А.А., Соловьев М.В. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазоаккумуляции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006б, № 5—6, с. 91—102.

Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Соловьев М.В. Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений // Геология нефти и газа, 2018, № 4, с. 5—15.

Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005, 183 с.

Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Ред. В.С. Сурков. М., Недра, 1986, 149 с.

Парфенова Т.М., Бахтуров С.Ф., Шабанов Ю.Я. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород куонамской свиты кембрия (восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 911—923.

Славкин В.С., Копилевич Е.А., Бакун Н.Н., Гончаров А.В., Тищенко Г.И. Новые направления поисков залежей углеводородов в палеозойском карбонатном комплексе Нюрольской впадины // Геофизика, 1998, № 4, с. 62—68.

Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М., Недра, 1981, 143 с.

Сурков В.С., Коробейников В.П., Крылов С.В., Гришин М.П., Краевский Б.Г., Ларичев А.И. Геодинамические и седиментационные условия формирования рифейских нефтегазоносных комплексов на западной окраине Сибирского палеоконтинента // Геология и геофизика, 1996, т. 37 (8), с. 154—165.

Сурков В.С., Коробейников В.П., Краевский Б.Г. Геостатические тектонические карты раннего (докембрий и палеозой) и позднего (мезозой, кайнозой) неогена территории Сибири м-ба 1:2 500 000 (Объяснительная записка). Новосибирск, 1998, 93 с.

Усов М.А. Фазы и циклы тектогенеза Западно-Сибирского края. Томск, Зап.-Сиб. геол. трест, 1936, 209 с.

Филиппов Ю.Ф. Предьенисейский осадочный бассейн: сейсмогеологическая модель и геодинамическая эволюция // Геология и геофизика, 2017, т. 58 (3—4), с. 455—471.

Филиппов Ю.Ф., Сараев С.В. Потенциально нефтегазоносные комплексы Предьенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2019, т. 14 (2). (Электронный ресурс http://www.ngtp.ru/rub/2019/19_2019.html).

Филиппов Ю.Ф., Конторович В.А., Сенников Н.В. Новый взгляд на схему стратиграфии палеозоя юго-востока Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2014а, № 2С, с. 7—21.

Филиппов Ю.Ф., Сараев С.В., Коровников И.В. Стратиграфия и корреляция кембрийских отложений Предьенисейского осадочного бассейна Западной Сибири // Геология и геофизика, 2014б, т. 55 (5—6), с. 891—905.

Фомин А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 833—842.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского бассейна. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2011, 326 с.

Фотиади Э.Э., Сурков В.С. Строение складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты // Советская геология, 1967, № 2, с. 21—32.