

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОНЫ КОНТАКТА ПАЛЕОЗОЙСКИХ И МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции)

В.А. Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Коптюга, 3, Россия

Исследование посвящено разработке критериев оценки перспектив нефтегазоносности горизонта зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК) в Западной Сибири. Объект исследований — Чузикско-Чижапская зона нефтегазоаккумуляции, расположенная на юго-востоке региона, в Парабельском районе Томской области.

В отложениях Чузикско-Чижапской зоны на контакте палеозоя и мезозоя открыты месторождения нефти и газа на Арчинской, Урманской, Герасимовской, Калиновой, Северо-Калиновой, Тамбаевской, Останинской, Северо-Останинской и других площадях. Залежи углеводородов в НГГЗК приурочены к породам различного состава и возраста: органогенным, доломитизированным и кремнистым известнякам, а также глинисто-кремнистым породам девона и карбона.

На базе комплексного анализа данных глубокого бурения и сейсморазведочных материалов рассмотрена модель геологического строения Чузикско-Чижапской зоны, сформулированы критерии нефтегазоносности образований коренного палеозоя и коры выветривания и предложены методические приемы выделения сложно построенных нефтегазоперспективных объектов в верхней части палеозойских отложений.

Нефтегазоносность зоны контакта, коренной палеозой, кора выветривания, эрозионно-тектонический выступ, временной разрез, динамический анализ, месторождение, залежь, нефть, газ, коллектор, известняки, глинисто-кремнистые породы, Чузикско-Чижапская зона.

PETROLEUM POTENTIAL OF RESERVOIRS AT THE PALEOZOIC-MESOZOIC BOUNDARY IN WEST SIBERIA: SEISMOGEOLOGICAL CRITERIA (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation)

V.A. Kontorovich

The study aims at developing petroleum potential criteria for reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia, by the example of the Chuzik-Chizhapka regional oil and gas accumulation in the Parabel District (Tomsk Region).

Oil and gas accumulations in formations of the Paleozoic-Mesozoic boundary were discovered in the Archinskoe, Urmanskoe, Gerasimovskoe, Kalinovoe, Severo-Kalinovoe, Tambaevskaya, Ostaninskoe, Severo-Ostaninskoe, and other fields within the Chuzik-Chizhapka zone. Hydrocarbons are hosted by reservoirs of different lithologies and ages, including Devonian and Carboniferous organic, dolomite, and siliceous limestones and argillaceous-siliceous rocks.

Synthetic interpretation of seismic profiling and log data was used to model the geological structure of the Chuzik-Chizhapka regional accumulation, to develop potential criteria for reservoirs of the Paleozoic basement and weathering zone, and to suggest methods for detection of complex traps in upper Paleozoic strata.

Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary, Paleozoic basement, weathering zone, eroded tectonic uplift, seismic cross section, dynamic analysis, oil and gas field, oil, gas, hydrocarbon reservoir, limestones, argillaceous-siliceous rocks, Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation

ВВЕДЕНИЕ

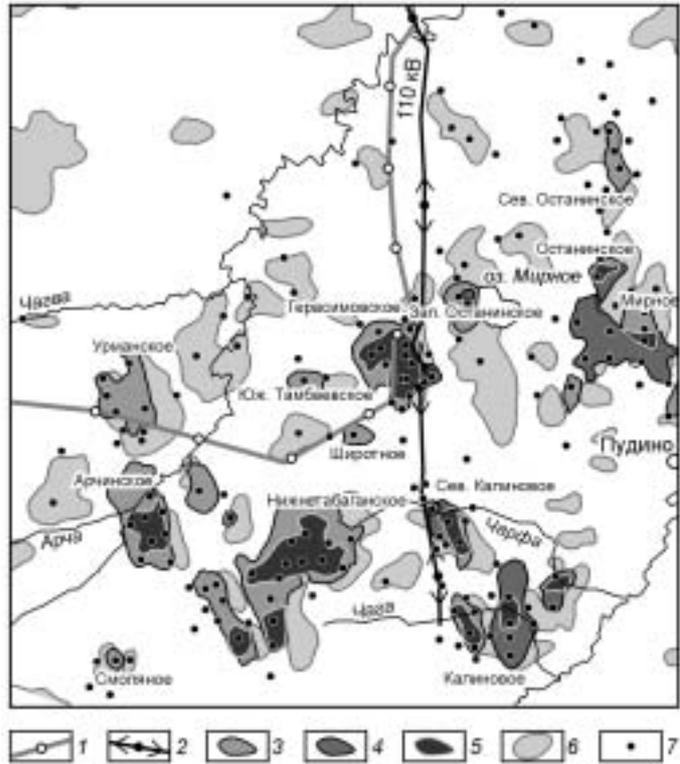
Настоящая работа, выполненная на базе анализа геолого-геофизических материалов по Чузикско-Чижапской зоне нефтегазоаккумуляции, посвящена разработке критериев оценки перспектив нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (рис. 1).

Чузикско-Чижапская зона, расположенная на территории Парабельского района Томской области, в нефтегазоносном отношении является уникальной. В отличие от большинства районов юго-востока Западной Сибири, где месторождения нефти и газа приурочены главным образом к верхнеюрским песчаным резервуарам горизонта Ю₁, здесь этаж нефтегазоносности существенно расширен и залежи углеводородов сконцентрированы в антиклинальных, структурно-литологических, литологических, структурно-стратиграфических, тектонически экранированных ловушках верхней, средней юры и в нефтегазоносном горизонте зоны контакта (НГГЗК) палеозойских и мезозойских отложений.

В частности, на исследуемой территории залежи нефти и газа в НГГЗК открыты на Арчинском, Урманском, Герасимовском, Калиновом, Северо-Калиновом, Тамбаевском, Останинском, Северо-Останинском и других месторождениях (см. рис. 1).

Рис. 1. Выкопировка из обзорной карты (Чузикско-Чижапская зона нефтегазонакопления).

1 — нефтепроводы, 2 — линии электропередач; 3—5 — месторождения: 3 — нефтяные, 4 — газовые, 5 — газоконденсатные; 6 — локальные поднятия, 7 — скважины.



Можно утверждать, что в настоящее время образования зоны контакта палеозоя и мезозоя наиболее хорошо изучены именно в этом регионе, а сама Чузикско-Чижапская зона может служить полигоном для разработки методических приемов картирования сложно построенных нефтегазоперспективных объектов в НГГЗК.

КРАТКАЯ ИСТОРИЧЕСКАЯ СПРАВКА

Палеозойские отложения юго-восточных районов Западной Сибири привлекают внимание исследователей на протяжении нескольких десятилетий.

В 1975 г. в работе „Геология нефти и газа Западной Сибири“ были рассмотрены особенности строения фундамента Западно-Сибирской плиты и выполнен анализ закономерностей распространения в пространстве и времени палеозойских зон нефтегазонакопления [Геология..., 1975].

В 1981 и 1986 годах опубликованы две монографии под редакцией академика В.С. Суркова, посвященные анализу тектонического строения фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы [Сурков, Жеро, 1981; Сурков, Трофимук, 1986].

В процессе исследований палеозойских образований юго-восточных районов Западной Сибири большое внимание уделялось изучению вещественного состава и стратиграфии этих отложений. На ранних этапах освоения региона значительный вклад в изучение литологии палеозойских образований внесли В.В. Коротун, З.Я. Сердюк и др.

В 1984 г. под руководством академика А.А. Трофимука вышла работа, где были обобщены результаты изучения палеозойских отложений по Новосибирской, Томской, Омской и Тюменской областям [Органическая геохимия..., 1984].

Впоследствии возраст и состав доюрских образований неоднократно уточнялся в работах Е.А. Елкина (ОИГГМ), В.И. Краснова (СНИИГГиМС), В.С. Бочкарева (ЗапСибНИГНИ) и многих других. Систематические исследования стратиграфии палеозойских отложений Томской области проводились в Томском государственном университете.

В 2001 г. в ИГНГ СО РАН в рамках серии „Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири“ опубликована монография, обобщающая результаты многолетних исследований палеозойских отложений Западной Сибири [Елкин и др., 2001].

Изучением коллекторских свойств и закономерностей формирования в палеозойских отложениях месторождений нефти и газа на протяжении нескольких десятилетий занимался коллектив ТО СНИИГГиМСа под руководством А.Э. Конторовича и И.А. Иванова [Конторович и др., 1991].

На протяжении многих лет в СНИИГГиМСе и ОИГГМ СО РАН проводятся систематические исследования геохимии углеводородов, посвященные, в частности, проблеме изучения связей нефтематеринские породы—нефти [Органическая геохимия..., 1984; Конторович и др., 1998]. Геохимические исследования, выполненные специалистами лаборатории органической геохимии ИГНГ СО РАН, позволили сделать вывод о наличии двух источников залежей углеводородов в эрозионно-тектонических выступах доюрского фундамента на юго-востоке Западной Сибири. Нефти, генетически связанные с нефтепроизводящими породами палеозоя, имеют своим источником аквагенное органическое вещество, накапливавшееся в морских обстановках. Нефти, генетически связанные с юрскими отложениями, формировались за счет органического вещества озерно-болотных и озерно-аллювиальных отложений, в первую очередь отложений тогурской свиты.

ВОЗРАСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРОД, РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

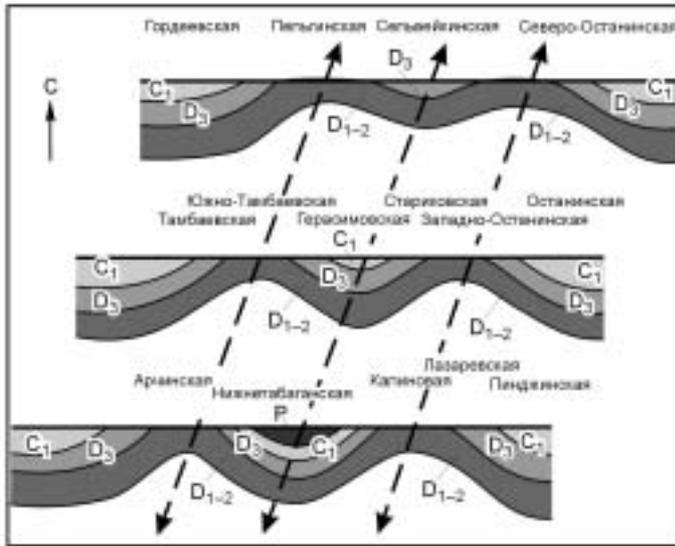


Рис. 2. Региональная модель тектонического строения палеозойских отложений Чузыкско-Чижапской зоны нефтегазонакопления.

Штриховые линии — оси складок.

В Чузыкско-Чижапской зоне нефтегазонакопления доюрские образования представлены породами, различающимися как по вещественному составу, так и по возрасту. В частности, на исследуемой территории возраст домезозойских отложений лежит в диапазоне от раннего девона (на Лавровском валу — силура) до перми. Учитывая, что пермские отложения развиты на исследуемой территории только в пределах Нижнетабаганской площади, представлены схожей с корой выветривания терригенной толщей пород континентального генезиса и имеют относительно небольшие мощности, в рамках настоящих исследований они наряду с отложениями коры выветривания были отнесены к горизонту М (кора выветривания).

Анализ результатов возрастных датировок отложений верхней части коренного палеозоя позволил сделать вывод о том, что в центральной части Чузыкско-Чижапской зоны получила развитие синклинали складка, осевая часть которой имеет север-северо-восточную ориентировку и проходит по линии площадей: Нижнетабаганская (восточная часть)—Герасимовская—Сельвейкинская (рис. 2).

Здесь вскрыты наиболее молодые отложения, датируемые поздним девоном—ранним карбоном—пермью. Складка погружается в южном направлении: в северной части синклинали на Сельвейкинской площади образования палеозоя датированы поздним девоном, в центральной части на Герасимовской площади — ранним карбоном, в южной на Нижнетабаганской площади под юрские отложения выходят пермские образования. Ширина складки составляет в среднем 10—15 км.

К западу и востоку от синклинали складки получили развитие две вытянутые в север-северо-восточном направлении зоны, где вскрыты отложения нижнего—среднего девона. Именно в этих зонах развиты наиболее древние породы, а сами эти зоны представляют собой антиклинальные складки (см. рис. 2).

Осевая часть западной антиклинальной складки проходит по линии площадей Арчинская—Южно-Тамбаевская—Пельгинская, восточной — Калиновская—Западно-Останинская—Северо-Останинская. Ширина этих зон в среднем также составляет 10—15 км. Далее на запад и восток вновь происходит омолаживание отложений, залегающих в верхней части палеозоя, что свидетельствует о наличии здесь синклинали зон. На западе верхнедевонские известняки вскрыты на Урманской и Тамбаевской площадях, на востоке образования верхнего девона—нижнего карбона — на Останинской и Мирной площадях.

Таким образом, проведенный анализ позволил выделить на исследуемой территории серию постседиментационных антиклинальных и синклинали складок, относящихся, очевидно, к складкам регионального сдавливания, сформировавшимся в результате герцинской тектонической активизации. По положению осевой поверхности складки близки к симметричным, по отношению крыльев — к нормальным.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ПОРОД ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ. ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПАЛЕЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Коренной палеозой. Анализ кернового материала, полученного в скважинах Чузыкско-Чижапской зоны, позволяет отметить, что образования коренного палеозоя представлены здесь шестью основными типами пород: эффузивные породы, глинистые известняки, органогенные известняки, кремнистые известняки, терригенные породы, сланцы. В северо-западной части рассматриваемой территории, отвечающей Нюрольской мегавпадине, получили развитие эффузивные породы, сформировавшиеся в процессе раннетриасового рифтогенеза (рис. 3).

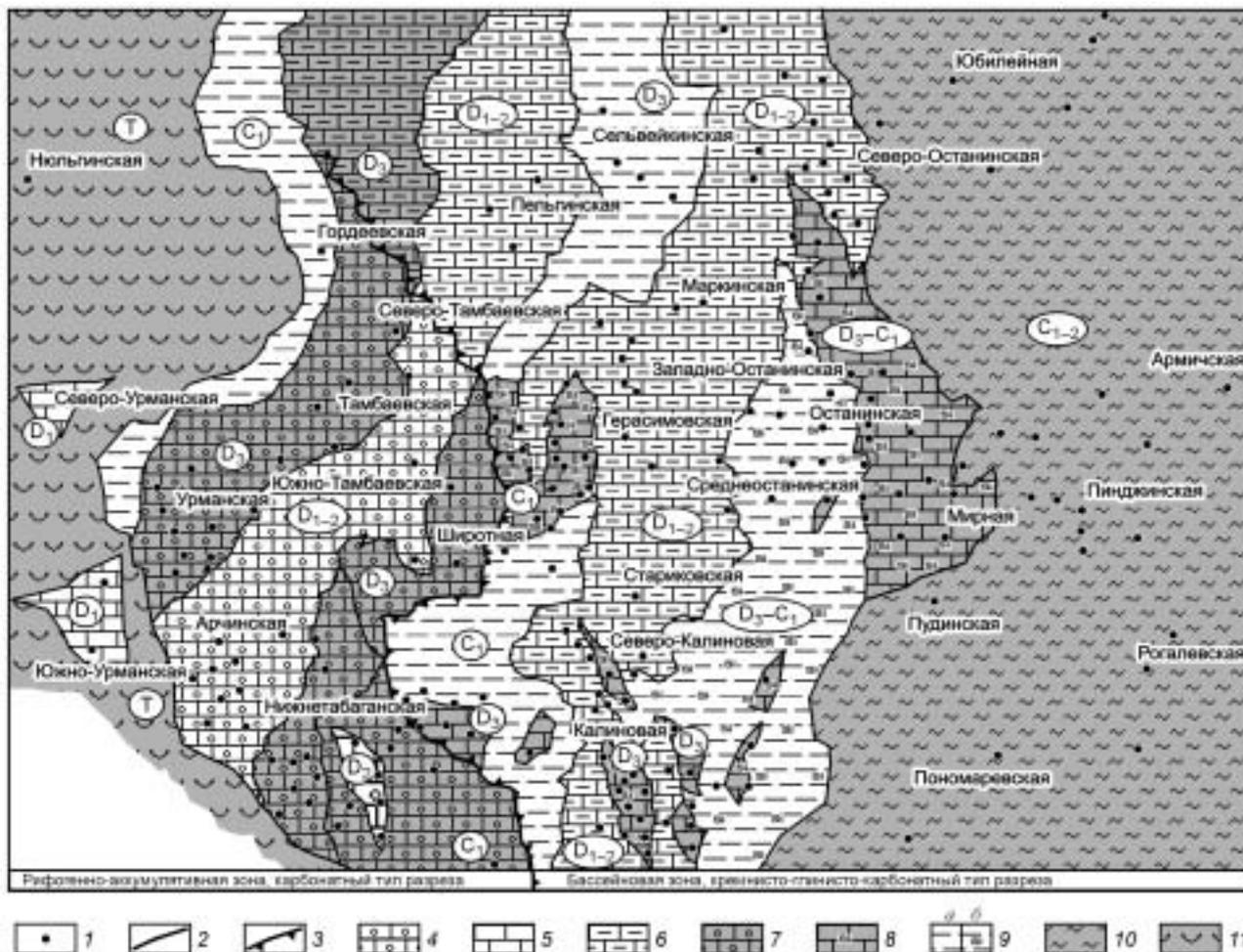


Рис. 3. Карта вещественного состава коренных пород доюрского основания (Чузыкско-Чижапская зона).

1 — скважины, 2 — границы блоков, 3 — граница рифогенно-аккумулятивной и бассейновой зон; известняки: 4 — нижнего девона, 5, 6 — нижнего—среднего девона: 5 — органогенные, 6 — глинистые; 7 — органогенный известняк верхнего девона—нижнего карбона; 8 — кремнистые известняки верхнего девона—нижнего карбона; 9 — породы верхнего девона—нижнего карбона: а — терригенные, б — кремнистые терригенные; 10 — глинистые сланцы нижнего—среднего карбона; 11 — раннетриасовые эффузивы.

Эффузивные породы и туфы, слагающие вместе с терригенными породами единые эффузивно-терригенные толщи, широко распространены в кехорегской свите раннего карбона и средневазюганской толще среднего карбона. В Чузыкско-Чижапской зоне эти отложения развиты в восточной части.

Глинистые известняки раннего—среднего девона широко распространены на исследуемой территории и вскрыты скважинами на Среднеостантинской, Маркинской, Калиновой, Северо-Калиновой, Западно-Остантинской, Северо-Остантинской и Пельгинской площадях.

Кремнистые известняки, датируемые поздним девонем и ранним карбоном, получили развитие соответственно на Калиновой и Герасимовской площадях. Породы этого же состава вскрыты скв. 21 Северо-Калиновой площади и рядом скважин Остантинской и Мирной площадей, расположенных на востоке Чузыкско-Чижапской зоны.

Терригенные породы на рассматриваемой территории распространены в зоне сочленения Нижне-табаганской и Герасимовской площадей, где их возраст определен как ранний карбон, и на Сельвейкинской площади, где получили развитие позднедевонские аргиллиты.

В восточной части Чузыкско-Чижапской зоны, к западу от блока, к которому приурочена основная палеозойская нефтяная залежь Остантинского месторождения, скважинами на значительную глубину вскрываются терригенные породы фаменского яруса позднего девона, которые представлены кремнеаргиллитами чагинской свиты.

Органогенные известняки распространены исключительно в юго-западной части исследуемой территории. На Арчинской, Южно- и Северо-Тамбаевской площадях эти образования датированы ранним—средним девонем, на Урманской и Тамбаевской — поздним девонем, на Нижнетабаганской — поздним девонем—ранним карбоном.

Остановимся на характере распределения пород позднедевонско-раннекаменноугольного возраста с учетом рассмотренной ранее региональной тектонической модели (см. рис. 2, 3).

В южной части синклинали складки на Нижнетабаганской площади под пермскими отложениями залегают органогенные известняки верхнего девона—нижнего карбона, формирование которых происходило в мелководно-морских условиях на небольших глубинах в рифогенно-аккумулятивной зоне (карбонатный тип разреза). Далее на север, на Герасимовской площади развиты кремнистые известняки нижнего карбона, образовавшиеся в более глубоководных условиях, отвечающих бассейновой зоне (кремнисто-глинисто-карбонатный тип разреза). Еще далее на север на Сельвейкинской площади палеозойские отложения верхнего девона представлены еще более глубоководными аргиллитами.

Такой характер формирования осадков свидетельствует о том, что в пределах Нижнетабаганско-Сельвейкинской синклинали складки имеет место нормальное распределение фаций, отвечающих постепенному увеличению глубины бассейна в северном направлении. Реально погружение дна бассейна шло не в северном, а в северо-восточном направлении. Об этом свидетельствует тот факт, что на востоке Чузикско-Чижапской зоны в пределах Останинской площади также получили развитие относительно глубоководные кремнистые известняки и глинисто-кремнистые терригенные отложения верхнего девона—нижнего карбона. Рифогенно-аккумулятивные органогенные верхнедевонские карбонаты вскрыты, как было отмечено ранее, на Урманской и Тамбаевской площадях, расположенных в самой западной части района исследований.

Аналогичная палеогеографическая обстановка, вероятно, имела место и в раннем—среднем девоне. Нижнесреднедевонские органогенные известняки, отвечающие рифогенно-аккумулятивной зоне и получившие развитие на Арчинской, Южно- и Северо-Тамбаевской площадях, в северо-восточном направлении замещаются более глубоководными глинистыми известняками. В пределах Калиново-Северо-Останинской зоны (осевой части восточной антиклинальной складки) нижнесреднедевонские образования представлены исключительно глинистыми известняками.

Кора выветривания. Очевидно, что породы различного состава формируют различные коры выветривания.

Анализ геолого-геофизических материалов Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления свидетельствует о том, что в процессе дезинтеграции глинистых известняков образовывались глинистые коры выветривания, схожие по облику с отложениями тогурской свиты.

Органогенные известняки, как правило, перекрыты брекчированными корами выветривания, преимущественно, глинисто-известковистого состава.

Из приведенной выше характеристики палеозойского разреза следует, что в Чузикско-Чижапской зоне источником глинисто-кремнистых кор выветривания могли служить только силикатосодержащие кремнеаргиллиты и кремнистые известняки чузикской, чагинской, тамбаевской и кехорегской свит, датированные поздним девонем—ранним карбоном.

Выполненный анализ позволяет кратко сформулировать основные выводы.

1. В девоне—раннем карбоне глубина морского бассейна увеличивалась в северо-восточном и восточном направлениях. В юго-западной части Чузикско-Чижапской зоны формировались органогенные известняки, в северо-восточной и восточной — более глубоководные кремнисто-глинисто-карбонатные породы.

2. В герцинское время в результате процессов тектонической активизации в исследуемом районе была сформирована серия постседиментационных антиклинальных и синклинали складок, относящихся к складкам регионального сдавливания. В центральной части зоны развита погружающаяся в южном направлении синклинали складка, к западу и востоку от которой расположены две антиклинальные складки. Далее на запад и восток вновь происходит омолаживание отложений, залегающих в верхней части палеозоя, что свидетельствует о наличии здесь синклинали зон.

3. В период предъюрского перерыва в осадконакоплении по образованиям палеозоя формировалась кора выветривания. В процессе дезинтеграции глинистых известняков образовывались глинистые коры выветривания, схожие по облику с отложениями тогурской свиты. Органогенные известняки формировали брекчированные коры выветривания глинисто-известковистого состава. Источником глинисто-кремнистых кор выветривания служили силикатосодержащие кремнеаргиллиты и кремнистые известняки.

КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НГГЗК

Коренные известняки. На юго-востоке Западной Сибири, в частности в исследуемом районе, карбонатные отложения получили достаточно широкое распространение. В то же время далеко не каждый

карбонатный массив обладает коллекторскими свойствами и содержит залежи углеводородов. Так, в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазонакопления в скважинах Калиновой, Герасимовской, Западно-Останинской, Маркинской, Верхнеостанинской и других площадей, вскрывших среднедевонские глинистые известняки, при испытаниях притоков получено не было. Аналогичная ситуация имеет место и в случае с кремнистыми известняками, например на Северо-Калиновой площади.

Широко известно, что наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются органогенные известняки, отвечающие рифогенно-аккумулятивной зоне, которые в процессе дезинтеграции и карстообразования формировали высокочемкие кавернозно-трещиноватые коллектора.

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что не все скважины, вскрывающие массивы органогенных известняков, являются продуктивными или даже водоносными. Классическим примером этой ситуации служит Нижнетабаганская площадь, где органогенные известняки не являются коллекторами. Причины этого явления будут рассмотрены ниже.

Относительно глубоководные глинистые и кремнисто-глинисто-карбонатные породы особого интереса в отношении нефтегазоносности не представляют. В то же время существуют условия, при которых породы этого типа могут являться коллекторами и содержать залежи углеводородов. На исследуемой территории это относится главным образом к кремнистым известнякам, из которых получены притоки нефти в скв. 5 Герасимовской и скв. 6 Калиновой площадей. Анализ имеющихся геолого-геофизических материалов позволяет выделить такие благоприятные для формирования коллекторов условия:

— наличие в пределах эрозионно-тектонических выступов контрастных блоков доюрского основания, находящихся в напряженном состоянии и осложненных многочисленными разрывными нарушениями, в пределах которых могли формироваться трещиноватые коллекторы. Учитывая обилие разрывных нарушений в пределах таких блоков, нельзя исключать позитивного влияния процессов гидротермальной проработки, способствовавших формированию коллекторов в кремнистых карбонатах;

— наличие залежей углеводородов в кремнисто-глинистых корах выветривания, перекрывающих эрозионно-тектонические выступы, сложенные кремнистыми известняками (этот критерий, скорее, является косвенным — если глинисто-кремнистая кора выветривания водоносна, то вероятность существования залежи в подстилающих кремнистых известняках невелика).

На различную природу коллекторов в органогенных и кремнистых известняках Чузикско-Чижапской зоны указывает то, что продуктивность органогенных пород, как правило, связана исключительно с верхней, незначительной по мощности (20—40 м) частью карбонатного разреза. Такая ситуация имеет место на Арчинском, Урманском, Южно-Тамбаевском месторождениях, расположенных в западной части рассматриваемой территории. Залежи углеводородов в кремнистых известняках приурочены к локальным тектонически экранированным блокам, в пределах которых коллекторы развиты на значительную глубину. Например, на Калиновой площади интервал разреза, в пределах которого кремнистые известняки продуктивны, превышает 140 м.

Кора выветривания. Очевидно, что далеко не все коры выветривания могут обладать хорошими коллекторскими свойствами и способны концентрировать значительные скопления углеводородов. На это обстоятельство, в частности указывают результаты, полученные на Нижнетабаганской, Западно-Останинской и других площадях. Несмотря на то, что здесь развита кора выветривания, перекрывающая известняки, залежи углеводородов в ней отсутствуют.

Выше было отмечено, что в процессе физического и химического выветривания по органогенным и глинистым известнякам формируются брекчированные коры и коры преимущественно глинистого состава. Эти образования, на наш взгляд, не только бесперспективны в отношении развития коллекторов, но и оказывают негативное влияние на формирование залежей углеводородов в подстилающих их известняках. Связано это с тем, что наличие коры, перекрывающей карбонаты, препятствует процессам выщелачивания и карстообразования и, как следствие, образованию каверн и пустот, которые и являются основным „вместилищем“ углеводородов в органогенных известняках. Именно такая ситуация имеет место на Нижнетабаганской площади, где органогенные известняки не являются коллекторами.

Заметим, что на исследуемой территории все залежи в органогенных известняках и доломитах связаны с зонами, где карбонатные массивы не перекрыты корой выветривания, либо она маломощна (менее 10 м). Такая обстановка имеет место на Арчинской, Урманской, Тамбаевской, Южно-Тамбаевской, Северо-Калиновой, Северо-Останинской и Нижнетабаганской (скв. 4) площадях.

Итак, коры выветривания, сформировавшиеся по органогенным и глинистым известнякам, не представляют интереса в отношении развития коллекторов, и их присутствие в разрезе является неблагоприятным фактором для формирования залежей углеводородов в подстилающих карбонатах, т. е. чем больше мощность коры выветривания, тем ниже перспективы нефтегазоносности органогенных известняков.

Как отмечалось ранее, имеющиеся материалы свидетельствуют о том, что большинство залежей углеводородов коры выветривания (горизонта М) приурочены к глинисто-кремнистым отложениям, формирование которых могло происходить за счет разрушения и дезинтеграции силикатосодержащих пород,

образовавшихся в бассейновых условиях. Можно предполагать, что чем интенсивнее происходили процессы физического и химического выветривания, тем лучше коллекторские свойства глинисто-кремнистых пород и больше их мощность. На исследуемой территории именно в пределах наиболее контрастных эрозионно-тектонических выступов доюрского основания, сложенных кремнистыми известняками (Герасимовская, Калиновая и Останинская площади) сформировались наибольшие по толщине коры выветривания кремнисто-глинистого состава. К этим выступам и приурочены наиболее крупные в исследуемом районе залежи углеводородов в горизонте М.

В результате приходим к выводу — чем больше мощность коры выветривания, развитой по силикатосодержащим породам, в первую очередь кремнистым известнякам, тем выше перспективы формирования в них коллекторов и как следствие залежей углеводородов.

Остановимся еще на одном моменте. За редким исключением залежи углеводородов в НГГЗК, вне зависимости от того связаны они с корой выветривания либо с образованиями коренного палеозоя, приурочены к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания. Так, в частности, залежи углеводородов в „коренных“ известняках получили развитие в пределах Арчинского и Урманского эрозионно-тектонических выступов, а в кремнисто-глинистых отложениях коры выветривания — в пределах Герасимовского, Останинского и Калинового блоков.

Очевидно, что именно выступы доюрского основания наиболее интенсивно подвергались эрозионным процессам, протекавшим в период предъюрского перерыва в осадконакоплении. Чем гипсометрически выше располагались эти блоки и чем контрастнее они были, тем интенсивнее происходили процессы дезинтеграции и тем более мощные коры выветривания на них формировались. Этот тезис подтвержден фактическими материалами. На рис. 4 приведена зависимость толщины коры выветривания от толщины юры (волжского палеорельефа доюрского основания) и от современных абсолютных глубин залегания доюрского основания. Оба графика характеризуют обратную связь — чем контрастнее палеовыступ и чем выше он гипсометрически, тем больше мощность коры выветривания.

Учитывая вышесказанное, можно полагать, что наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности образований коренного палеозоя, представленного органогенными известняками, являются эрозионно-тектонические выступы, не обладавшие высокой контрастностью, которые незначительно возвышались над эрозионной поверхностью. В такой зоне, в частности, расположены Арчинское и Урманское месторождения. На склоны Арчинского выступа выклиниваются отложения тогурской свиты, а сам выступ перекрыт отложениями аалена. На Урманском месторождении раннетогурские аргиллиты тогурской свиты являются флюидоупором для залежи углеводородов в органогенных известняках. На этих объектах, мощность отложений юры в пределах которых составляет 400—480 м, кора выветривания практически не формировалась.

Выше было отмечено, что одним из источников углеводородов для формирования залежей в НГГЗК, является тогурская свита. Очевидно, что в таких условиях создается благоприятное взаимоотношение нефтепроизводящие породы—коллектор, что еще более повышает перспективы нефтегазоносности органогенных известняков в пределах слабоконтрастных эрозионно-тектонических выступов доюрского основания, расположенных в относительно погруженных участках палеорельефа.

В пределах Герасимовского, Калинового, Западно-Останинского контрастных эрозионно-тектонических выступов, перекрытых байосскими отложениями и расположенных гипсометрически существенно выше как в современном рельефе, так и в палеоплане (мощность юрских отложений сокращена до 300 м), сформировались коры выветривания значительной мощности.

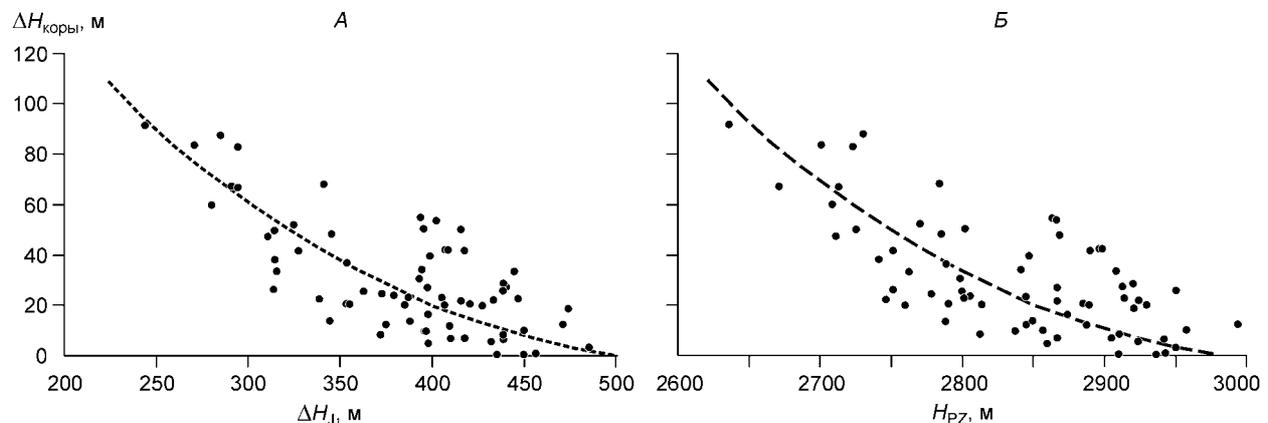


Рис. 4. Зависимости толщины коры выветривания от толщины юрских отложений (А) и абсолютных глубин залегания доюрского основания (Б).

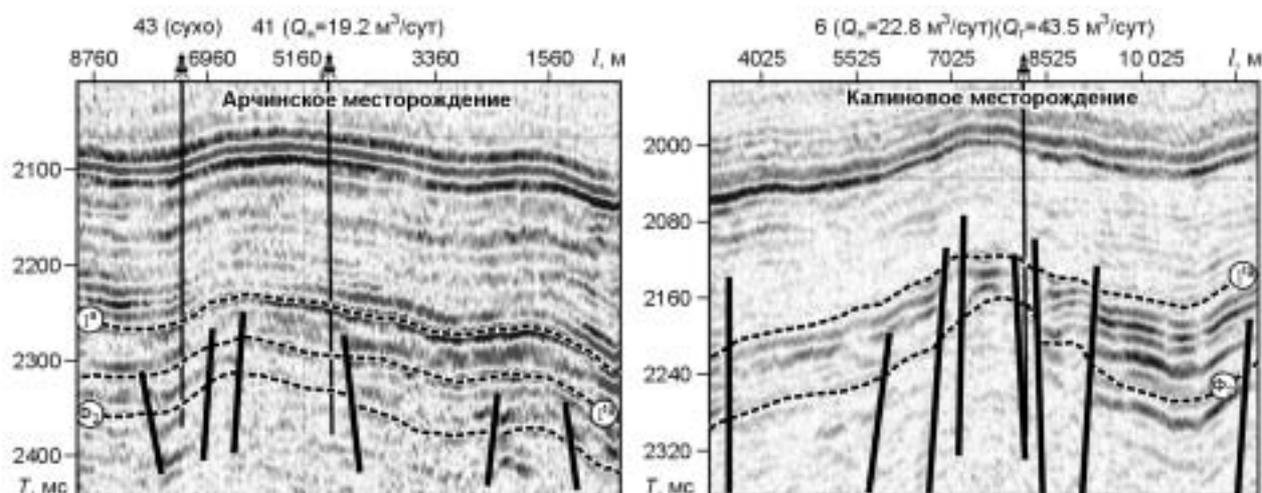


Рис. 5. Эрозионно-тектонические выступы доюрского основания, сложенные органогенными (Арчинская площадь) и кремнистыми (Калиновое месторождение) известняками.

В качестве примера (рис. 5) приведены фрагменты временных разрезов, характеризующих строение и контрастность Арчинского и Калинового эрозионно-тектонических выступов.

Кратко сформулируем основные выводы:

1. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности коренного палеозоя (горизонт M_1) являются эрозионно-тектонические выступы, сложенные органогенными известняками и не перекрытые корой выветривания. Такими объектами являются не обладавшие высокой контрастностью блоки доюрского основания, которые незначительно возвышались над эрозионной поверхностью.

2. Интерес в отношении развития трещиноватых коллекторов могут представлять кремнистые известняки, слагающие, напротив, контрастные, осложненные большим количеством разрывных нарушений эрозионно-тектонические блоки, перекрытые кремнисто-глинистой корой выветривания, содержащей залежи углеводородов.

3. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности коры выветривания (горизонт M) являются контрастные эрозионно-тектонические выступы, сложенные силикатосодержащими породами, в первую очередь кремнистыми известняками и кремнеаргиллитами, подвергавшиеся интенсивным процессам дезинтеграции, в пределах которых формировались коры выветривания глинисто-кремнистого состава.

Результаты анализа позволяют говорить о том, что для оценки перспектив нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений необходимы следующие материалы:

- карта вещественного состава пород коренного палеозоя;
- карта вещественного состава коры выветривания;
- структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 — карта по кровле коры выветривания;
- структурная карта по кровле коренного палеозоя;
- карта толщин коры выветривания.

Районирование исследуемой территории по возрасту и составу коренных пород, слагающих доюрское основание, может быть реализовано с использованием всей совокупности сейсмогеологических данных. В частности, в рамках выполненных исследований построение карты вещественного состава палеозойских отложений Чузикско-Чижапской зоны было реализовано на базе:

— анализа результатов, полученных в процессе исследований (структурные карты, палеоструктурные карты, карта дизъюнктивной тектоники, карты распределения динамических параметров сейсмической записи и т. д.);

— скважинных данных о вещественном составе и возрасте пород коренного палеозоя и коры выветривания;

— региональной модели строения палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири, опубликованной в работах Е.А. Елкина, В.И. Краснова и др. [Елкин и др., 2001];

— региональной модели тектонического строения палеозойских отложений Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции, приведенной в предыдущих разделах.

Построение структурной карты по кровле доюрского комплекса и идеология, положенная в основу выделения и трассирования разрывных нарушений, относится к классу задач, которые традиционно

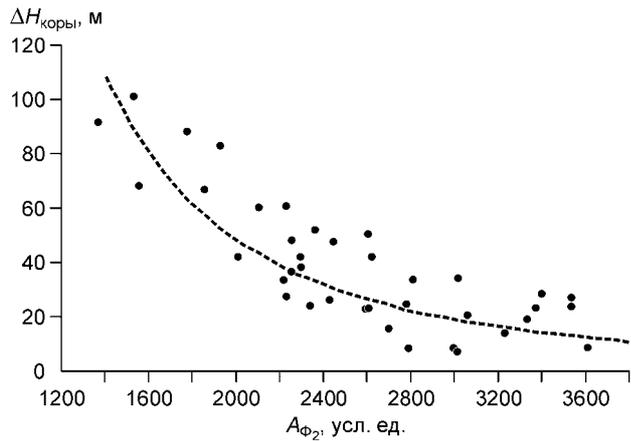


Рис. 6. Зависимость толщины коры выветривания от амплитуды горизонта Φ_2 .

Площади: Герасимовская, Западно-Останинская, Калиновая, Северо-Калиновая.

решаются посредством интерпретации сейсморазведочных материалов и данных глубокого бурения. Очевидно также, что структурная карта по кровле коренного палеозоя может быть получена путем вычитания мощности коры выветривания из структурной поверхности по подошве юры.

Если предложенная выше модель формирования коллекторов (залежей) верна, то принципиально важными при оценке перспектив нефте-

газонасности НГГЗК являются сведения о составе и толщине отложений коры выветривания.

Состав коры выветривания, как было отмечено ранее, определяется литологией дезинтегрируемых пород. Следовательно, наличие карты вещественного состава пород коренного палеозоя позволяет решить эту задачу.

Что касается карты толщин коры выветривания, то очевидно, что в реальных условиях на значительной по площади территории закартировать поверхность коренного палеозоя по сейсмическим временным разрезам, выбрав и откоррелировав соответствующий отражающий горизонт, не представляется возможным. Кровля палеозойских отложений в целом и особенно в пределах эрозионно-тектонических выступов является незеркальной шероховатой поверхностью. Именно поэтому, вне зависимости от вещественного состава слагающих пород, все выступы доюрского основания в волновом сейсмическом поле отображаются резким падением амплитудно-энергетических характеристик волны Φ_2 .

В то же время эта проблема не является неразрешимой. Выше были приведены зависимости толщины коры выветривания от толщины юрских отложений и абсолютных глубин залегания доюрского основания, которые позволяют, в первом приближении, решить эту задачу. Эти параметры не являются единственными. В пределах зон развития кремнисто-глинистых пород толщина коры (степень проработки) находит отражение, в частности, в динамических параметрах сейсмической записи. В качестве примера на рис. 6 приведена зависимость толщины горизонта М от значений средних амплитуд горизонта Φ_2 , построенная по скважинам Герасимовской, Калиновой и Северо-Калиновой площадей.

Таким образом, комплексирование этих и ряда других как сейсмических, так и палеоструктурных параметров может служить вполне надежной основой для картирования толщины коры выветривания.

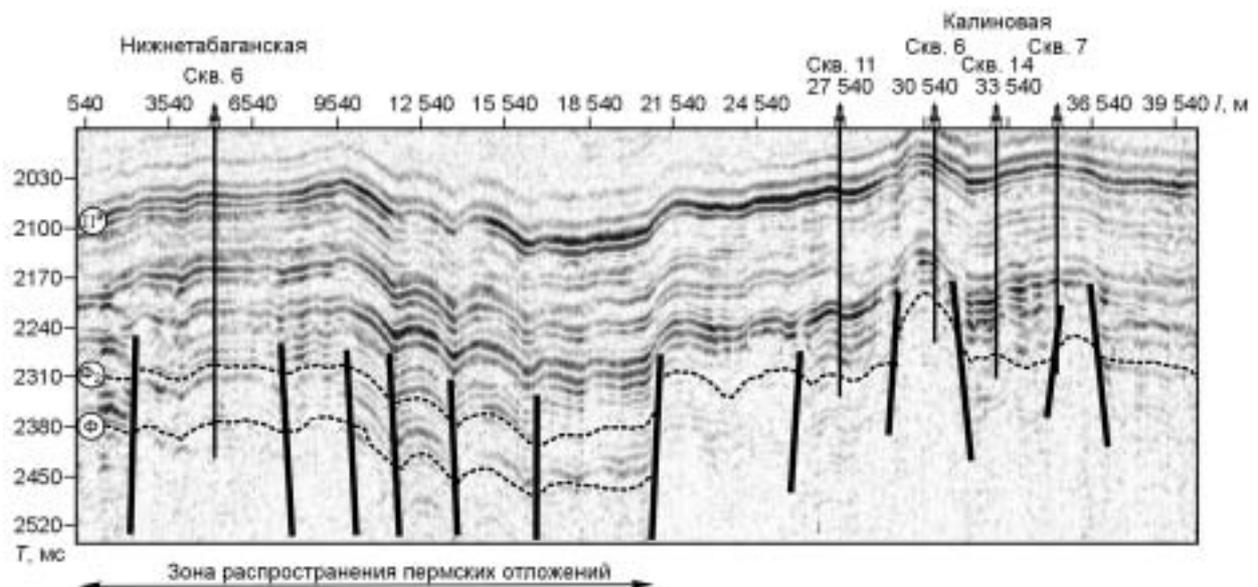


Рис. 7. Фрагмент временного разреза по профилю 831212 (Нижнетабаганская—Калиновая площади).

Анализ, выполненный для Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции, показал, что в этом районе толщина горизонта М изменяется от 0 до 180 м, составляя на большей части территории 20—30 м. Наибольшие толщины горизонта отмечены в зонах, где развиты пермские отложения и в пределах наиболее контрастных эрозионно-тектонических выступов докембрийского основания, сложенных кремнистыми известняками позднедевонского и раннекарбонного возрастов. В пределах этих объектов мощности горизонта М достигают 80—140 м.

Следует отметить, что в отличие от коры выветривания пермские терригенные отложения, развитые в палеодепрессийных, относительно слабодислоцированных зонах, достаточно надежно отображаются на временных сейсмических разрезах (рис. 7), что позволяет разделить эти два комплекса пород.

Сформулированные в работе критерии оценки перспектив НГГЗК и разработанные методические приемы послужили основой при комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и глубокого бурения в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазоаккумуляции. По результатам выполненного анализа построена карта зонального прогноза перспектив нефтегазоносности НГГЗК, уточнены модели геологического строения месторождений нефти и газа, связанных с коллекторами разного типа, и выделена серия новых сложно построенных нефтегазоперспективных объектов как в коренных известняках, так и в отложениях коры выветривания. Используемые в работе методические подходы могут послужить основой при оценке перспектив нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений и в других регионах Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

Геология нефти и газа Западной Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова и др. М., Недра, 1975, 680 с.

Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К., Белова Е.В., Дубатов В.Н., Изох Н.Г., Клец А.Г., Конторович А.Э., Перегудов Л.Г., Сенников Н.В., Тимохина И.Г., Хромых В.Г. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал „Гео“, 2001, 163 с.

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

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

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

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

*Рекомендована к печати 10 марта 2006 г.
А.Э. Конторовичем*

*Поступила в редакцию
30 ноября 2005 г.*