

УДК 553.98:551.763:550.836

РАЙОНИРОВАНИЕ ПЛОТНОСТИ АККУМУЛЯЦИИ НЕФТИ ДОЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ВОСТОЧНО-ПАЙДУГИНСКОЙ ВПАДИНЫ (С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСЧЕТНЫХ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МАТЕРИНСКОЙ ТОГУРСКОЙ СВИТЫ)

Исаев Валерий Иванович¹,
isaevvi@tpu.ru

Лобова Галина²,
lobovaga@tpu.ru

Меренкова Анна Сергеевна¹,
a.merenckowa@yandex.ru

Осипова Елизавета Николаевна¹,
osipovaen@tpu.ru

Исаева Ольга Степановна³,
isaeva_sah@mail.ru

Коржов Юрий Владимирович⁴,
ykor1962@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Литва, 31102, Висагинас, ул. Висагино, 25-25.

³ Томский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу», Россия, 634034, г. Томск, ул. Мокрушина, 9, стр. 16.

⁴ Югорский государственный университет, Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

Актуальность. Для стабилизации падающего уровня добычи нефти на юго-востоке Западной Сибири выполняется изучение и освоение востока Томской области, его нераспределенного фонда недр. Обоснованность выбора территории исследований определяется перспективностью и недоизученностью правобережья реки Оби.

Цель: восполнение ресурсной базы ТЭК Томской области на этапе определения перспективных районов и участков для проведения прогнозно-поисковых исследований.

Объект: нижнеюрская нефтематеринская тогурская свита, резервуары коры выветривания и палеозоя территории Восточно-Пайдугинской депрессии.

Предмет: термодинамический режим очагов генерации тогурской нефти, емкостные свойства коллекторов доюрских резервуаров.

Задача: выполнить зональное районирование доюрского комплекса Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур обрамления на основе комплексирования классификаций петротипов пород фундамента, термодинамических характеристик нефтематеринской тогурской свиты и распределения толщин коры выветривания.

Методы. Изучение плотности генерации углеводородов тогурской свитой основано на палеотемпературных реконструкциях осадочных пород в каждый момент времени развития бассейна при известных значениях температур на поверхности (палеоклимат) и значениях теплового потока, заданных в основании осадочного чехла. Районирование резервуаров коры выветривания и палеозоя выполнено на основе условной классификации петротипов пород фундамента, комплексирования трех цифровых параметров, а именно весовых коэффициентов потенциала формирования коллекторов различными петротипами, значений плотности генерации нефти и значений толщин коры выветривания. При ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти первым по важности признаком принят весовой коэффициент потенциала петротипов пород фундамента, вторым – плотность генерации тогурской нефти и третьим – толщина коры выветривания.

Результаты. К зоне с максимальной перспективностью резервуара палеозоя отнесен участок западного мыса Владимировского мегавыступа – северо-восточного борта Варгатского мезопрогиба. К зоне с высокой перспективностью отнесены участки Белоноговского мезоподнятия – северной части области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, северо-восточный склон Белоярского мезовыступа. К зоне с максимальной перспективностью резервуара коры выветривания отнесены участки северо-восточного борта Варгатского мезопрогиба, западного мыса Владимировского мегавыступа, северной части области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа и области сочленения северо-западного склона Владимировского мегавыступа и северо-восточного борта Восточно-Пайдугинской мегавпадины. К зоне с высокой перспективностью отнесены участки северной части Варгатского мезопрогиба и юго-восточного склона Белоярского мезовыступа, восточного склона Белоярского мезовыступа и юго-западного склона Варгатского мезовыступа, западной и восточной частей Белоноговского мезоподнятия.

Выводы. Зоны максимальных и высоких прогнозных перспектив резервуаров коры выветривания и палеозоя рекомендуется учитывать при планировании поисков доюрских залежей нефти на северо-востоке Томской области. Вместе с тем результаты исследований способствуют развитию методологии и теории геотермического метода как метода разведочной геофизики.

Ключевые слова:

палеотемпературные реконструкции нефтематеринской свиты, резервуары коры выветривания и палеозоя, условная классификация петротипов пород фундамента, цифровое районирование и ранжирование, северо-восток Томской области.

Введение

Настоящие прогнозно-поисковые исследования на основе ранее выявленных и закартированных катагенетических очагов генерации УВ выполняются для Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления. Этот инициативный проект зонального изучения и оценки поисковых перспектив на углеводороды (УВ) нераспределенного фонда недр Правобережья Оби реализуется томской научной группой геотермиков. При этом делается акцент на доюрский нефтегазоносный комплекс (НГК), залежи в котором относятся к трудноизвлекаемой нефти [1, 2]. Здесь основной нефтематеринской формацией является имеющая широкое распространение тогурская свита [3]. Исследования опираются на тектонические схемы районирования и классификации структур палеозойского фундамента по В.С. Суркову (1981) и юрского структурного яруса по В.А. Конторовичу (2002).

Согласно тектоническому районированию доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты [4], в пределах территории исследования выделяются структуры трех циклов тектоногенеза (рис. 1). Западную часть занимают структуры позднегерцинской складчатости – Нарымско-Колпашевская внутренняя впадина и Пыль-Караминский мегантиклинорий, с осью простирания с северо-запада на юго-восток. Восточнее этого блока располагаются структуры салаирского диастрофизма: на севере небольшой фрагмент Ажарминского прогиба, далее Алипский прогиб и, южнее, граничащий с ним Улулюльско-Среднечулымский выступ.

По юрскому структурному ярусу территория исследований приурочена [5] к структуре I порядка – Восточно-Пайдугинской мегавпадине, на востоке граничащей с Владимировским мегавыступом, на северо-западе – с Пайдугинским мегавалом, на юго-западе – со структурой II порядка – Зайкинской мезоседловиной, на юге – с переходной зоной к структуре внешнего пояса Западно-Сибирской плиты – Барабинско-Пихтовской моноклизе.

Для территории исследований выполнено палеотемпературное моделирование в разрезах 26 глубоких скважин [6]. Установлено, что величина плотности теплового потока в основании осадочного разреза – на кровле фундамента – изменяется в пределах 36–56 мВт/м². В качестве инструмента исследований применяется хорошо апробированный метод, основанный на палеотемпературных реконструкциях осадочных пород в каждый момент времени развития бассейна при известных значениях температур на поверхности (палеоклимат) и значениях теплового потока, заданных в основании осадочного чехла [7]. Авторский метод палеотемпературного моделирования, в части тектоно-седиментационных и геотемпературных реконструкций, является аналогом известных зарубежных и российских систем бассейнового моделирования [8–12]. Выявлены и закартированы на 11 ключевых моментах геологического времени, начиная с покурского (114 млн лет назад), очаги генерации тогурской нефти. Максимальные палеотемпературы очагов достигают 130–145 °С, 62 и 24,0 млн лет

назад, очаги «работают» на протяжении последних 92 млн лет.

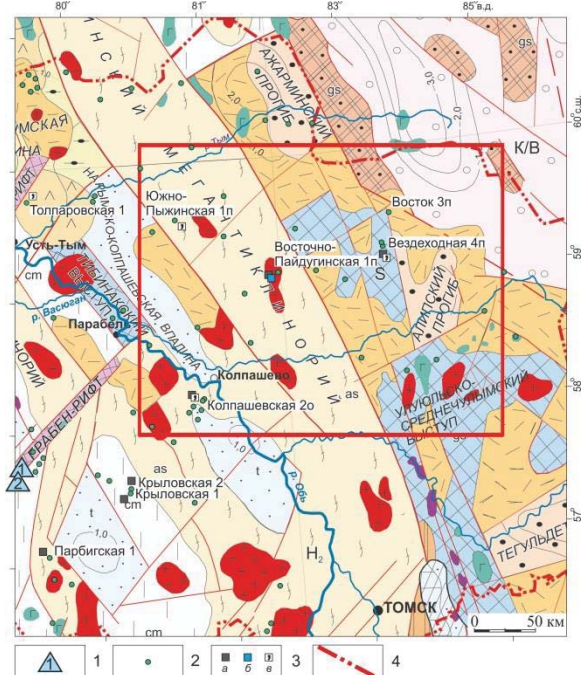


Рис. 1. Обзорная схема нефтегазоносности восточной части Томской области на фрагменте тектонической карты фундамента [4]: 1 – месторождение газа и газоконденсата с залежами в доюрском НГК и его условный номер; 2 – глубокая скважина за пределами месторождений; 3 – скважина за пределами месторождения с прямыми признаками нефтегазоносности в доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), газа (б); запах нефти в керне (в); 4 – административная граница Томской области. Месторождения: (1) – Восточно-Верхнекомбарское, (2) – Верхнекомбарское. Красным прямоугольным контуром ограничена территория настоящих исследований

Fig. 1. Overview scheme of oil and gas presence of the Tomsk region eastern part on the fragment of the foundation tectonic map [4]: 1 – gas and gas condensate field with deposits in the pre-Jurassic oil and gas complex and its conditional number; 2 – deep well outside the fields; 3 – well outside the field with direct signs of oil and gas potential in the pre-Jurassic oil and gas complex: non-commercial inflow of oil (a), gas (b); smell of oil in the core (v); 4 – administrative boundary of Tomsk region. Hydrocarbon fields: (1) – East Verkhnekombarskoe, (2) – Verkhnekombarskoe. The area of present study is limited by the red rectangular contour

Перспективные земли для поисков в доюрском разрезе закартированы экспресс-оценкой относительной плотности генерации тогурской нефти (рис. 2). Это практически вся собственно Восточно-Пайдугинская мегавпадина, включая Варгатский мезопрогиб, а также западная часть Владимировского мегавыступа (западный склон Белоноговского мезоподнятия) и восточная часть Парабельского мегавыступа (северо-восточный склон Колпашевского мезовала).

В настоящей статье ранее выделенные перспективные земли (только по критерию плотности генерации тогурской нефти, более 30 о. ед.) будут, с учетом прогноза коллекторов доюрского НГК (пласты М и М₁), конкретизированы и рекомендованы к планированию поисковых геофизических работ.

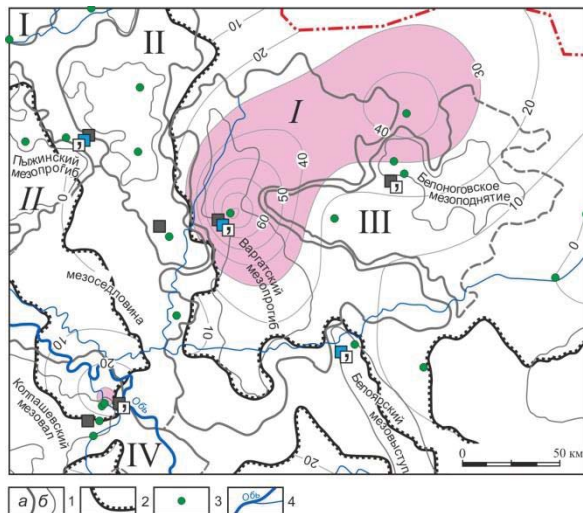


Рис. 2. Территория исследований на тектонической схеме осадочного чехла [5]. Схематическая карта изолиний распределения интегрального температурно-временного показателя R (о. ед.), характеризующего плотность генерации тогурской нефти (с учетом мощности материнской свиты) [6]. Перспективные земли ($R > 30$ о. ед.) показаны красно-розовой заливкой. 1 – границы тектонических структур I (а) и II (б) порядка; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина, вскрывшая доюрский комплекс, в том числе с прямыми признаками нефтегазоносности; 4 – речная сеть. Структуры I порядка: положительные: I – Пыль-Караминский мегавал, II – Пайдугинский мегавал; III – Владимировский мегавыступ; IV – Парабельский мегавыступ; отрицательные: I – Восточно-Пайдугинская мегавпадина, II – Усть-Тымская мегавпадина. Остальные обозначение – на рис. 1

Fig. 2. Study area on the sedimentary cover tectonic scheme [5]. Schematic map of isolines of the integral temperature-time indicator R (r.u.) distribution, characterizing the Togur oil generation density (taking into account the thickness of the oil source suite) [6]. Promising lands ($R > 30$ r.u.) are shown with red-pink shading. 1 – boundaries of tectonic structures of the I (a) and II (b) orders; 2 – boundary of the Togur suite distribution; 3 – well penetrated the pre-Jurassic complex, including those with direct signs of oil and gas potential; 4 – river network. Structures of the first order: positive: I – Pyl-Karamen megaswell, II – Paidugin megaswell; III – Vladimirov megaprotrusion; IV – Parabel megaprotrusion; negative: I – East-Paidugin megadepression, II – Ust-Tym megadepression. See the rest of the designation in Fig. 1

Изучение и оценка перспектив нефтегазоносности осуществляется с использованием осадочно-миграционной теории нафтидогенеза. Проектом принята рабочая кон-

цепция о вертикальной миграции углеводородов как преимущественной [13–16].

Характеристика вещественного состава палеозойского фундамента

Согласно карте вещественного состава палеозойского фундамента восточной части Томской области [17] (рис. 3) проводим выделение основных групп петротипов и их приуроченности следующим образом:

Терригенные и терригенно-карбонатные породы осадочной формации преимущественно приурочены к структурам позднегерцинской складчатости – Нарымско-Колпашевской внутренней впадине, а также к структурам салаирского диастрофизма – Ажарминскому и Алипскому прогибам и их обрамлению.

Границы распространения карбонатных и доломитовых пород осадочной формации четко соотносятся с границами двух контуров салаирских и каледонских выступов-горстов (один расположен западнее Алипского прогиба, второй приурочен к Улюлюльско-Среднечулымскому выступу), а также в зонах распространения байкальских выступов-горстов, локализованных в северо-восточной части территории исследования. Сюда же относятся преимущественные по площади, эффузивно-карбонатные породы эффузивно-осадочной формации.

- Породы аспидной формации слагают Пыль-Караминский мегантиклинорий с осью простирания с северо-запада на юго-восток.
- Породы магматической формации условно можно разделить на две группы по западной границе Пыль-Караминского мегантиклинория – на востоке от нее преимущественно расположены интрузии кислого состава, представленные гранитоидами, на западе – разности основного и ультраосновного состава (базиты и ультрабазиты).

Классификация групп петротипов пород фундамента по потенциалу формирования коллекторов в верхних горизонтах палеозоя

Скопления УВ палеозойского НГК аккумулируются в пласте М₁, который расположен в отложениях внутреннего палеозоя. На территории исследования нет месторождений, связанных с залежами в пласте М₁.

Приуроченность пород, представленных тремя группами петротипов четырех типов формаций образования, к зонам с разной степенью вероятности образования коллектора в верхних горизонтах палеозоя и различными фильтрационно-емкостными характеристиками отражена в табл. 1.

Палеозойские образования представлены широким спектром петрографических разновидностей (рис. 3). С точки зрения возможности образования и качества коллектора [18–23] мы условно классифицировали отложения фундамента на три группы (табл. 1): первая группа петротипов образует пустотное пространство с «лучшими» фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), вторая группа – с «хорошими» ФЕС, третья группа – с «плохими» ФЕС.

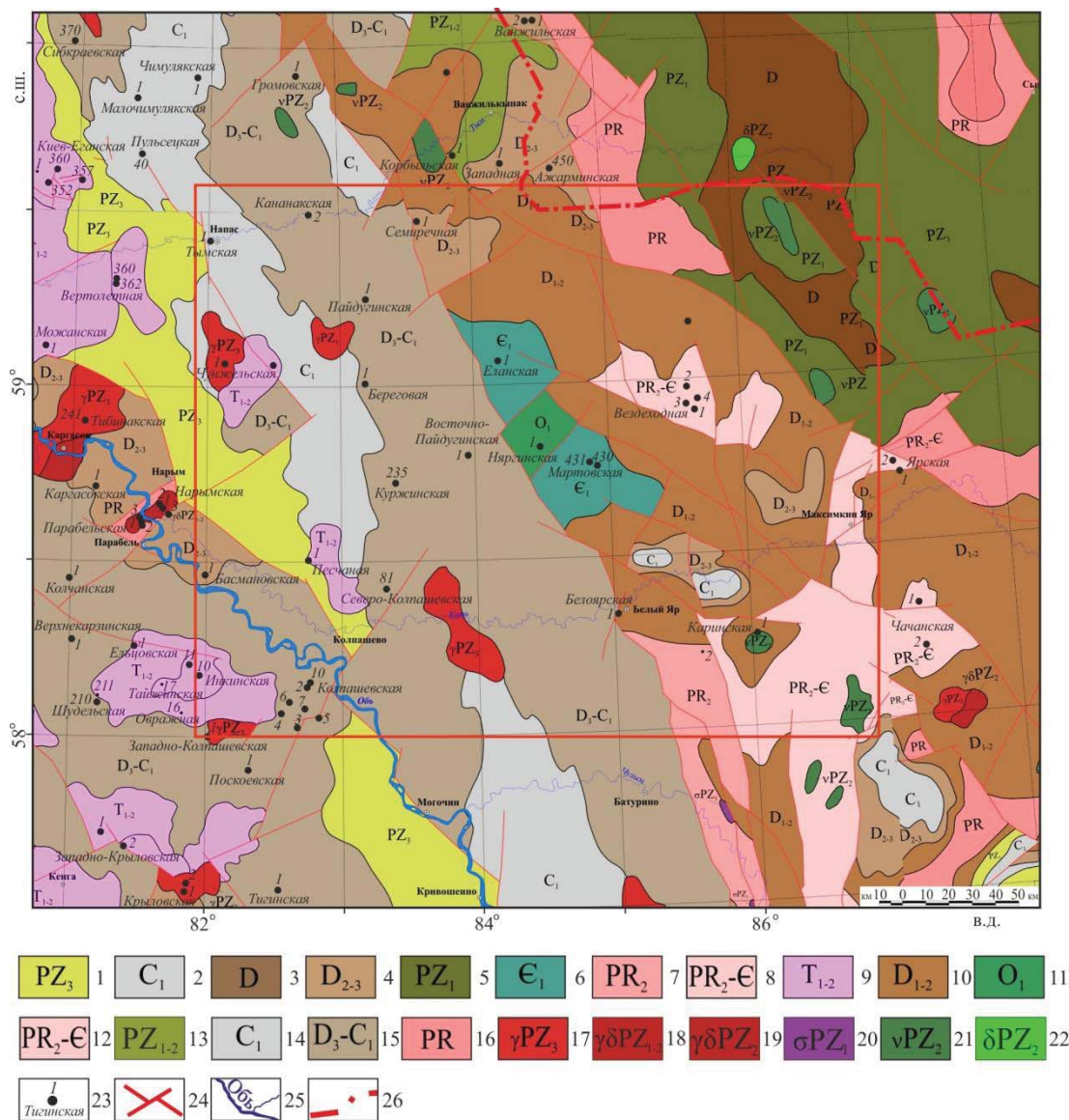


Рис. 3. Территория исследований Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления. Фрагмент карты вещественного состава палеозойского фундамента восточной части Томской области [17] с дополнениями: формации с указанием возраста формирования (1–17): 1–8 – осадочные (1–4 – терригенные, 5, 6 – терригенно-карбонатные, 7 – карбонатная, 8 – доломитовая); 9–13 – эффузивно-осадочные (9 – базальтовая, 10 – андезитово-базальтовая, 11–13 – эффузивно-карбонатные); 14–16 – метаморфические (14, 15 – аспидные, 16 – глинисто-кремнистая); 17–22 – магматические (17–19 – гранитоиды, 20 – ультрабазиты, 21 – базиты, 22 – диориты); 23 – скважина, вскрывшая палеозойские отложения, её номер, площадь бурения; 24 – разрывные нарушения; 25 – речная сеть; 26 – граница Томской области. Красным прямоугольным контуром показана территория исследований

Fig. 3. Study area of the East-Paidugun megadepression and its framing structures. Fragment of the map of the Paleozoic basement material composition of the Tomsk region eastern part [17] with additions: formations indicating the formation age (1–17): 1–8 – sedimentary (1–4 – terrigenous, 5, 6 – terrigenous-carbonate, 7 – carbonate, 8 – dolomitic); 9–13 – effusive-sedimentary (9 – basalt, 10 – andesite-basalt, 11–13 – effusive-carbonate); 14–16 – metamorphic (14, 15 – slate, 16 – clay-siliceous); 17–22 – igneous (17–19 – granitoids, 20 – ultramafic, 21 – mafic, 22 – diorites); 23 – well penetrated the Paleozoic deposits, its number, drilling area; 24 – discontinuous violations; 25 – river network; 26 – boundary of the Tomsk region. The area of present study is shown by the red rectangular contour

Первая группа представлена карбонатными отложениями, а также интрузивными породами кислого состава, в которых протекают процессы формирования трещиноватости, эпигенетические минералогические процессы [21, 22, 24–27].

Вторая группа пород фундамента, в которых могут образоваться коллекторы с «хорошими» ФЕС,

представлена терригенно-карбонатными [22, 25, 28], а также метаморфическими породами [28, 29].

В третью группу включают плотные глинистые разности и магматические породы основного состава, образующие «плохие» коллекторы [21, 22, 29]. При выветривании породы этой группы петротипов могут стать покрывками для палеозойских залежей.

Таблица 1. Классификация областей распространения петротипов пород палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в верхних горизонтах палеозоя, принятая при нефтегеологическом районировании

Table 1. Classification of the rock petrotypes distribution areas of the Paleozoic basement according to the potential for the formation of reservoirs in the Paleozoic upper horizons, adopted in the petrogeological zoning

Группа петротипов, объединенных в один класс Group of petrotypes combined into one class	Степень вероятности образования коллектора/общая характеристика ФЕС этой зоны Probability degree of reservoir formation/general characteristics of reservoir properties of this zone	Петротип формации осадочной/эффузивно-осадочной/метаморфической/интрузивной (рис. 3) Petrotype of sedimentary/effusive-sedimentary/metamorphic/intrusive formation (Fig. 3)	Весовой коэффициент при районировании палеозоя Weighting factor for Paleozoic zoning
1	Степень высокая/зона с «лучшими» ФЕС. High probability/zone with «best» reservoir properties	Карбонатные и доломитовые породы позднепротерозойского и позднепротерозойского-кембрийского возраста осадочной формации. Эффузивно-карбонатные породы раннеордовикского, ранне- и среднепалеозойского, позднепротерозойского-кембрийского возраста эффузивно-осадочной формации. Гранитоиды ранне-и среднепалеозойского, среднепалеозойского и позднепалеозойского возраста магматической формации. Carbonate and dolomite rocks of Late Proterozoic and Late Proterozoic-Cambrian age of sedimentary formation. Effusive-carbonate rocks of the Early Ordovician, Early and Middle Paleozoic, Late Proterozoic-Cambrian age of the effusive-sedimentary formation. Granitoids of Early and Middle Paleozoic, Middle Paleozoic and Late Paleozoic age of igneous formation	2
2	Степень средняя/зона с «хорошими» ФЕС. Medium probability/zone with «good» reservoir properties	Терригенные породы позднепалеозойского, раннекаменноугольного, девонского, средне- и позднедевонского возраста, терригенно-карбонатные породы раннекембрийского и раннепалеозойского возраста осадочной формации. Аспидные породы раннекаменноугольного и позднедевонского-раннекаменноугольного возраста, глинисто-кремнистые породы протерозойского возраста метаморфической формации. Ультрабазиты раннепалеозойского возраста магматической формации. Terrigenous rocks of Late Paleozoic, Early Carboniferous, Devonian, Middle and Late Devonian age, terrigenous-carbonate rocks of Early Cambrian and Early Paleozoic sedimentary formation. Slate rocks of the Early Carboniferous and Late Devonian-Early Carboniferous age, clay-siliceous rocks of the Proterozoic age of the metamorphic formation. Early Paleozoic ultramafic rocks of the igneous formation	1
3	Степень низкая/зона с «плохими» ФЕС. Low probability/zone with «bad» reservoir properties	Андезит-базальтовые породы ранне- и среднедевонского возраста, базальтовые породы ранне- и среднетриасового возраста эффузивно-осадочной формации. Базиты среднепалеозойского возраста, диориты среднепалеозойского возраста магматической формации Andesite-basalt rocks of Early and Middle Devonian age, basalt rocks of Early and Middle Triassic age of effusive-sedimentary formation. Basites of the Middle Paleozoic age, diorites of the Middle Paleozoic age of the igneous formation	0

На основе вышеописанного разделения петротипов на группы построена схема распределения областей весовых коэффициентов районирования со значениями 0, 1 и 2 (рис. 4).

Районирование и ранжирование резервуара палеозоя

Районирование резервуара палеозоя выполнено на основе комплексирования двух цифровых параметров – значений весовых коэффициентов потенциала формирования коллекторов различными петротипами и значений плотности генерации нефти.

По результатам картировочного комплексирования – совмещения схемы распределения интегрального температурно-временного показателя R (рис. 2), характеризующего плотность генерации нефти, и схемы областей весовых коэффициентов петротипов палеозойского фундамента (рис. 4) выделены 4 пер-

спективные зоны (рис. 5), которые, в свою очередь, подразделяются на участки.

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в палеозойском резервуаре первым по важности признаком принят номер группы петротипов пород фундамента, а вторым по важности признаком принята плотность генерации тогурской нефти.

К участку зоны с максимальной перспективностью (по ранжиру первой) относится участок западного мыса Владимировского мегавыступа – северо-восточного борта Варгатского мезопрогиба со значениями плотности генерации нефти более 30 о. ед. и распространением коллекторов, относящихся к первой группе петротипов. На этом участке палеозой скважинами не вскрыт.

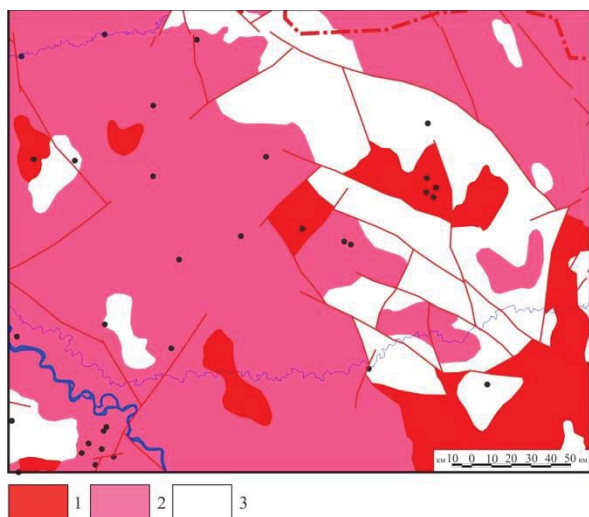


Рис. 4. Территория исследований Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления. Схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в верхних горизонтах палеозоя (областей весовых коэффициентов 0, 1 и 2): 1 – область распространения первой группы петротипов (весовой коэффициент 2); 2 – область распространения второй группы петротипов (весовой коэффициент 1); 3 – область распространения третьей группы петротипов (весовой коэффициент 0). Остальные обозначения – на рис. 3

Fig. 4. Study area of the East-Paidugin megadepression and its framing structures. Scheme of distribution of the Paleozoic basement petrotype groups according to the potential for the reservoirs formation in the upper horizons of the Paleozoic (areas of weight coefficients 0, 1 and 2): 1 – distribution area of the first group of petrotypes (weight coefficient 2); 2 – distribution area of the second group of petrotypes (weight coefficient 1); 3 – distribution area of the third group of petrotypes (weight coefficient 0). See the rest of the designation in Fig. 3

К участкам зоны с высокой перспективностью (по ранжиру второй) относятся участки Белоноговского мезоподнятия, северной части области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, северо-восточного склона Белоярского мезовыступа с плотностью генерации нефти от 10 до 30 о. ед. и с коллекторами первой группы петротипов. Здесь при бурении скважины Вездеходная 4п в интервале палеозоя получены прямые признаки нефтегазоносности (рис. 5).

К участкам зоны последующих перспектив (по ранжиру третьей) относятся участки северной части Варгатского мезопрогиба и сочленения северо-западного склона Владимировского мегавыступа и северо-восточного борта Восточно-Пайдугинской мегавпадины с плотностью генерации нефти от 10 до 30 о. ед. и распространением коллекторов, относящихся ко второй группе петротипов. Перспективность участков согласуется с наличием прямых признаков УВ при испытании фундамента в разрезе скважины Восточно-Пайдугинская 1п (рис. 5).

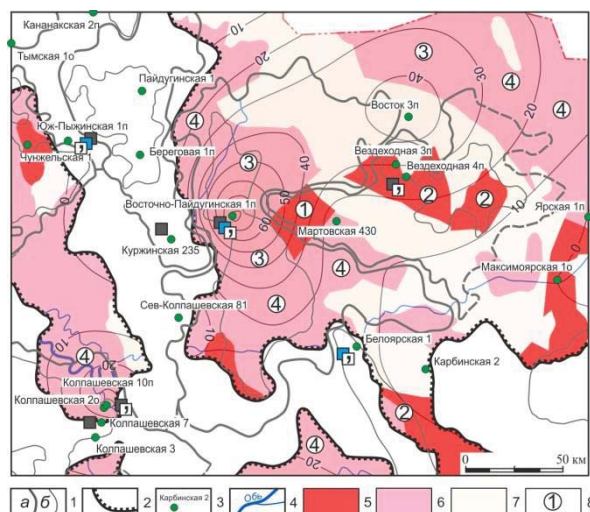


Рис. 5. Районирование и ранжирование перспектив нефтегазоносности резервуара палеозоя: 1 – границы тектонических структур I (а) и II (б) порядка [5]; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина, вскрывшая доюрский комплекс, в том числе с прямыми признаками нефтегазоносности; 4 – речная сеть; 5 – область распространения первой группы петротипов палеозоя; 6 – область распространения второй группы петротипов палеозоя; 7 – область распространения третьей группы петротипов палеозоя; 8 – перспективный участок, его номер в ранжировании. Ранжирование районов/участков в соответствии со степенью перспективности (номер группы петротипов пород фундамента/плотность генерации тогурской нефти, о. ед.): 1 – 1/более 30; 2 – 1/10–30; 3 – 2/более 30; 4 – 2/10–30

Fig. 5. Zoning and ranking of prospects for oil and gas potential of the Paleozoic reservoir: 1 – tectonic structures boundaries of the I (a) and II (b) order [5]; 2 – distribution boundary of the Togur suite; 3 – well penetrated the pre-Jurassic complex, including those with direct signs of oil and gas potential; 4 – river network; 5 – distribution area of the Paleozoic petrotypes first group; 6 – distribution area of the Paleozoic petrotypes second group; 7 – distribution area of the Paleozoic petrotypes third group; 8 – promising area, its number in the ranking. Ranking of areas/sites in accordance with the degree of prospects (number of the basement rocks petrotypes group/density of Togur oil generation, o.u.): 1 – 1/more than 30; 2 – 1/10–30; 3 – 2/more than 30; 4 – 2/10–30

К участкам зоны пониженных перспектив (по ранжиру четвертой) относятся шесть участков, характеризующихся распространением петротипов второй группы и плотностью генерации тогурской нефти 10–30 о. ед. На большей части этих участков палеозой скважинами не вскрыт, в двух случаях получены «вода» и «сухо».

Участки зон, оцененных как неперспективные, характеризующиеся распространением петротипов третьей группы – с потенциально плохими ФЕС или с низкой плотностью генерации тогурской нефти – менее 10 о. ед. На этих участках палеозой в скважинах

либо не испытан, либо при испытаниях получен отрицательный результат.

Распределение толщин коры выветривания

Резервуар коры выветривания выделен [5] как нефтегазоносный горизонт зоны контакта (НГГЗК) или пласт М. Этот резервуар слагают перм-триасовые отложения, их изопакиты приведены на карте, построенной нами по разбивкам 68 глубоких скважин (рис. 6).

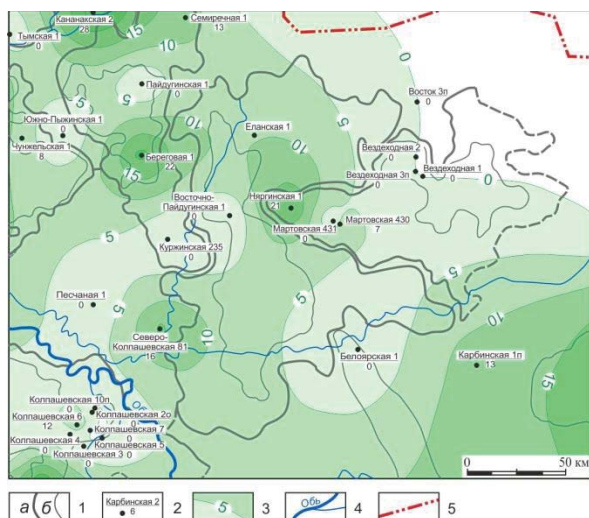


Таблица 2. Классификация областей распространения петротипов пород палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания, принятая при нефтегеологическом районировании

Table 2. Classification of the rock petrotypes distribution areas of the Paleozoic basement according to the potential for the formation of reservoirs in the weathering crust, adopted in the petrogeological zoning

Группа петротипов, объединенных в один класс Group of petrotypes combined into one class	Степень вероятности образования коллектора/общая характеристика ФЕС этой зоны Probability degree of reservoir formation/general characteristics of reservoir properties of this zone	Петротип формации осадочной/эффузивно-осадочной/метаморфической/интрузивной (рис. 3) Petrotype of sedimentary/effusive-sedimentary/metamorphic/intrusive formation (Fig. 3)	Весовой коэффициент при районировании коры выветривания Weighting factor for weathering crust zoning
1	Степень высокая/зона с «лучшими» ФЕС. High probability/zone with «best» reservoir properties	Карбонатные и доломитовые породы позднепротерозойского и позднепротерозойского-кембрийского возраста осадочной формации. Эффузивно-карбонатные породы раннеордовикского, ранне- и среднепалеозойского, позднепротерозойского-кембрийского возраста эффузивно-осадочной формации Carbonate and dolomite rocks of Late Proterozoic and Late Proterozoic-Cambrian age of sedimentary formation. Effusive-carbonate rocks of the Early Ordovician, Early and Middle Paleozoic, Late Proterozoic-Cambrian age of the effusive-sedimentary formation	2
2	Степень средняя/зона с «хорошими» ФЕС. Medium probability/zone with «good» reservoir properties	Терригенные породы позднепалеозойского, раннекаменноугольного, девонского, средне- и позднедевонского возраста, терригенно-карбонатные породы раннекембрийского и раннепалеозойского возраста осадочной формации. Аспидные породы раннекаменноугольного и позднедевонского-раннекаменноугольного возраста метаморфической формации Terrigenous rocks of Late Paleozoic, Early Carboniferous, Devonian, Middle and Late Devonian age, terrigenous-carbonate rocks of Early Cambrian and Early Paleozoic sedimentary formation. Slate rocks of the Early Carboniferous and Late Devonian-Early Carboniferous age	1
3	Степень низкая/зона с «плохими» ФЕС Low probability/zone with «bad» reservoir properties	Андезит-базальтовые породы ранне- и среднедевонского возраста, базальтовые породы ранне- и среднетриасового возраста эффузивно-осадочной формации. Базиты магматической формации Andesite-basalt rocks of Early and Middle Devonian age, basalt rocks of Early and Middle Triassic age of effusive-sedimentary formation. Basites of the igneous formation	0

Схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания (рис. 7) почти аналогична схеме распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов во внутреннем палеозое (рис. 4). Это свидетельствует о весьма близких потенциалах петротипов формировать коллекторы как в фундаменте, так и в коре выветривания. Конечно, на схожесть схем влияет и ограниченность перечня петротипов, представленных в пределах территории исследований.

Районирование и ранжирование резервуара коры выветривания

Районирование резервуара коры выветривания основывается на комплексировании значений трех параметров: весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами, плотности генерации тогурской нефти и толщины коры выветривания (рис. 8).

По результатам картировочного комплексирования – совмещения схемы распределения интегрального температурно-временного показателя R (рис. 2), характеризующего плотность генерации нефти, схемы распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания (рис. 7) и схемы изопакит

коры выветривания (рис. 6), выделены 9 перспективных зон (рис. 8), которые, в свою очередь, подразделяются на участки.

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в резервуаре коры выветривания первым по важности признаком принят номер группы (весовой коэффициент) петротипов пород фундамента, вторым по важности признаком принята плотность генерации тогурской нефти и третьим (последним) по важности признаком принята толщина коры выветривания.

К участкам с максимальной перспективностью относятся участки с распространением коллекторов *первой группы петротипов* и со значениями *плотности генерации нефти более 30 о. ед.* Эти участки в свою очередь подразделяются на более или менее перспективные в соответствии с увеличением/уменьшением толщины коры выветривания, соответственно:

- к участкам с толщиной коры выветривания более 10 м (по ранжиру первой) относится участок северо-восточного борта Варгатского мезопрогиба;
- к участкам с толщиной коры выветривания от 5 до 10 м (по ранжиру второй) относится участок западного мыса Владимировского мегавыступа;
- к участкам с толщиной коры выветривания 0–5 м (по ранжиру третьей) относятся участки северной

части области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, сочленения северо-западного склона Владимировского мегавыступа и северо-восточного борта Восточно-Пайдугинской мегавпадины.

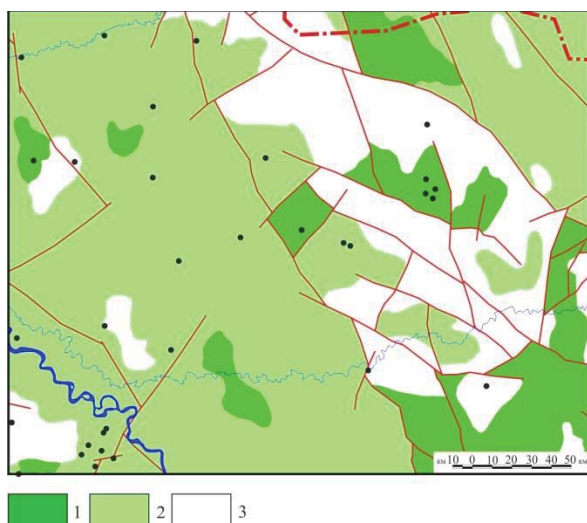


Рис. 7. Территория исследований Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления. Схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания (областей весовых коэффициентов 0, 1 и 2): 1 – область распространения первой группы петротипов (весовой коэффициент 2); 2 – область распространения второй группы петротипов (весовой коэффициент 1); 3 – область распространения третьей группы петротипов (весовой коэффициент 0). Остальные обозначения – на рис. 3

Fig. 7. Study area of the East-Paidugin megadepression and its framing structures. Scheme of distribution of the Paleozoic basement petrotype groups according to the potential for the reservoirs formation in the weathering crust (areas of weight coefficients 0, 1 and 2): 1 – distribution area of the first group of petrotypes (weight coefficient 2); 2 – distribution area of the second group of petrotypes (weight coefficient 1); 3 – distribution area of the third group of petrotypes (weight coefficient 0). See the rest of the designation in Fig. 3

На участках 1 и 2 кора выветривания скважинами не вскрыта. На одном из участков ранжира 3 кора выветривания вскрыта скважинами Вездеходная 3п и Вездеходная 4, однако пласт М не был испытан [6].

К участкам зоны с высокой перспективностью относятся участки с распространением коллекторов первой группы петротипов и со значениями плотности генерации нефти от 10 до 30 о. ед. Эти участки в свою очередь также подразделяются на более или менее перспективные в соответствии с увеличением/уменьшением толщины коры выветривания:

- к участкам с толщиной коры выветривания более 10 м (по ранжиру четвертой) относятся участки северной части Варгатского мезопрогиба и юго-восточного склона Белоярского мезовыступа;

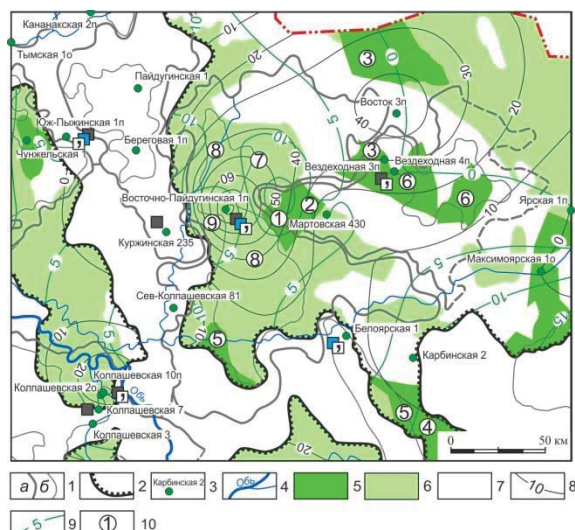


Рис. 8. Районирование и ранжирование резервуара коры выветривания: 1 – границы тектонических структур I (а) и II (б) порядка [5]; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина, вскрывшая доюрский комплекс, в том числе с прямыми признаками нефтегазоносности; 4 – речная сеть; 5 – область распространения первой группы петротипов палеозоя; 6 – область распространения второй группы петротипов палеозоя; 7 – область распространения третьей группы петротипов палеозоя; 8 – изолиния значения плотности генерации тогурской нефти (о. ед.); 9 – изолиния толщины (изопакта) коры выветривания (м); 10 – перспективный участок, его номер в ранжировании. Ранжирование районов/участков в соответствии со степенью перспективности (группа петротипов пород фундамента/плотность генерации тогурской нефти, о. ед./толщина коры выветривания, м): 1 – 1/более 30/более 10; 2 – 1/более 30/5–10; 3 – 1/более 30/0–5; 4 – 1/10–30/более 10; 5 – 1/10–30/5–10; 6 – 1/10–30/0–5; 7 – 2/более 30/более 10; 8 – 2/более 30/5–10; 9 – 2/более 30/0–5

Fig. 8. Zoning and ranking of the weathering crust reservoir: 1 – tectonic structures boundaries of the I (a) and II (b) order [5]; 2 – distribution boundary of the Togur suite; 3 – well penetrated the pre-Jurassic complex, including those with direct signs of oil and gas potential; 4 – river network; 5 – distribution area of the Paleozoic petrotypes first group; 6 – distribution area of the Paleozoic petrotypes second group; 7 – distribution area of the Paleozoic petrotypes third group; 8 – promising area, its number in the ranking; 9 – isoline of the weathering crust thickness (isopach) (m); 10 – promising site, its number in the ranking. Ranking of areas/sites in accordance with the degree of prospects (group of basement rocks petrotypes/density of Togur oil generation, o.u./thickness of weathering crust, m): 1 – 1/more than 30/more than 10; 2 – 1/more than 30/5–10; 3 – 1/more than 30/0–5; 4 – 1/10–30/more than 10; 5 – 1/10–30/5–10; 6 – 1/10–30/0–5; 7 – 2/more than 30/more than 10; 8 – 2/more than 30/5–10; 9 – 2/more than 30/0–5

- к участкам с толщиной коры выветривания от 5 до 10 м (по ранжиру пятой) относятся участки восточного склона Белоярского мезовыступа и юго-западного склона Варгатского мезовыступа;

- к участкам с толщиной коры выветривания 0–5 м (по ранжиру шестой) относятся участки западной части Белоноговского мезоподнятия и восточной части Белоноговского мезоподнятия.

На всех участках зоны с высокой перспективностью кора выветривания скважинами не вскрыта.

К участкам зоны последующих перспектив относятся участки с распространением коллекторов *второй группы петротипов*. Эти участки в свою очередь также подразделяются на более или менее перспективные в соответствии с увеличением/уменьшением значения плотности генерации нефти и толщины коры выветривания, соответственно:

- к участкам со значением плотности генерации более 30 о. ед. и толщиной коры выветривания более 10 м (по ранжиру седьмой) относится участок северо-восточного борта Варгатского мезопрогиба;
- к участкам со значением плотности генерации от 10 до 30 о. ед. и толщиной коры выветривания 5–10 м (по ранжиру восьмой) относятся участки северного борта Варгатского мезопрогиба и центральной части Варгатского мезопрогиба;
- к участкам со значением плотности генерации более 30 о. ед. и толщиной коры выветривания 0–5 м (по ранжиру девятой) относится участок западного борта Варгатского мезопрогиба.

Кора выветривания вскрыта лишь в пределах участка 9 в разрезе скважины Восточно-Пайдугинская 1п. В результате испытания получен приток бурового раствора со стружками нефти и выделением газа при испытании (рис. 8).

К зоне участков, расположенных в конце списка ранжирования, относятся остальные участки, которые характеризуются распространением петротипов фундамента второй группы петротипов. В пределах этой зоны кора выветривания вскрыта скважинами Колпашевская 10п и Колпашевская 7, но не испытана.

К зонам участков, оцененных как неперспективные, приурочены участки, характеризующиеся распространением петротипов фундамента третьей группы, потенциально формирующих кору выветривания с плохими ФЕС, а также участки с плотностью генерации тогурской нефти менее 10 о. ед. В пределах перечисленных зон находятся скважины Восток 3п и Карбинская 2, в которых пласт М не испытан, а также скважина Чунжельская 1, в которой при испытании пласта М совместно с тюменской свитой приток флюида получен не был [6].

Заключение

Для новой территории, расположенной в северо-восточной части Томской области, и новых стратиграфических уровней Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления выполнены палеотектонические и палеотемпературные реконструкции осадочных разрезов 26 глубоких скважин. Проведено картирование очагов генерации тогурской нефти на 11 ключевых моментах геологического времени, начиная с покурского (114 млн лет назад). По результатам экспресс-оценки плотности генерации УВ выделены перспективные земли для поисков залежей в нижнеюрском и доюрском разрезе [6].

В настоящей работе для территории исследований выполнена условная классификация областей распространения петротипов пород палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов во внутренних горизонтах палеозоя и в коре выветривания.

Районирование и ранжирование территории по плотности первичной аккумуляции нефти в породах палеозоя основывается на комплексировании значений двух параметров – весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород и плотности генерации тогурской нефти. К зоне с *максимальной перспективностью* отнесен участок западного мыса Владимировского мегавыступа – северо-восточного борта Варгатского мезопрогиба. На этом участке палеозойский разрез скважинами не вскрыт. К зоне с *высокой перспективностью* отнесены участки Белоноговского мезоподнятия, северная часть области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, северо-восточный склон Белоярского мезовыступа. Здесь при бурении скважины Вездеходная 4п в интервале палеозоя получены прямые признаки нефтегазоносности.

Районирование и ранжирование территории по плотности первичной аккумуляции нефти в резервуаре коры выветривания основываются на комплексировании значений трех параметров – весового коэффициента потенциала формирования коллекторов различными петротипами пород фундамента, плотности генерации тогурской нефти и толщине коры выветривания. К зоне с *максимальной перспективностью* отнесены участки северо-восточного борта Варгатского мезопрогиба, западного мыса Владимировского мегавыступа, северной части области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа и области сочленения северо-западного склона Владимировского мегавыступа и северо-восточного борта Восточно-Пайдугинской мегавпадины. На этих участках кора выветривания скважинами не вскрыта. К зоне с *высокой перспективностью* относятся участки северной части Варгатского мезопрогиба и юго-восточного склона Белоярского мезовыступа, восточного склона Белоярского мезовыступа и юго-западного склона Варгатского мезовыступа, западной и восточной частей Белоноговского мезоподнятия. На участках зоны с высокой перспективностью кора выветривания скважинами не вскрыта.

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в резервуарах палеозоя и коры выветривания первым по важности признаков принят весовой коэффициент потенциала петротипов пород фундамента, вторым – плотность генерации тогурской нефти и третьим – толщина коры выветривания.

Зоны *максимальных и высоких перспектив* рекомендуется учитывать при планировании поисков доюрских залежей нефти на северо-востоке Томской области.

Давно отмечено [41], что одним из перспективных направлений воспроизводства сырьевой базы нефтегазового комплекса Томской области является изучение и освоение нераспределенного фонда недр, к которому относится недоизученное правобережье Оби. Проведенные исследования определенно уменьшают недоизученность востока Томской области.

Нужно обратить внимание на еще один аспект значимости результатов наших исследований на северо-востоке Томской области. Геотермия давно стала неотъемлемой частью исследований при решении

фундаментальных вопросов строения, динамики литосферы и более глубоких оболочек Земли. Становление геотермии как прикладного метода (метода разведочной геофизики) происходит сравнительно недавно, особенно в части прогнозно-поисковых исследований на нефть и газ. В этом контексте результаты, приведенные в настоящей статье, в комплексе с ранее опубликованными результатами [6], способствуют развитию методологии и теории геотермического метода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Blackburn G. Petroleum geology of the Pre-Jurassic // *Russian Oil & Gas Technologies*. – 2012. – V. 28. – P. 58–69.
2. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia) / V.I. Isaev, S.G. Kuzmenkov, R.Sh. Ayupov, Yu.A. Kuzmin, G.A. Lobova, P.A. Stulov // *Геофизический журнал* – 2019. – Т. 41. – № 1. – С. 33–43.
3. Карта распределения плотности теплового потока восточной части Томской области / В.И. Исаев, Г. Лобова, А.С. Меренкова, Е.Н. Осипова, С.Г. Кузьменков, А.Н. Фомин // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 4. – С. 37–52.
4. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
5. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
6. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Восточно-Пайдугинской мегаплатины (юго-восток Западной Сибири) / А.С. Меренкова, В.И. Исаев, Г. Лобова, Е.Н. Осипова // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2022. – Т. 17. – № 3. – С. 1–39. URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/69e/24_2022.pdf (дата обращения 17.08.2022).
7. Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефте-материнской баженской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) / В.И. Исаев, А.А. Искоркина, Г.А. Лобова, В.И. Старостенко, С.А. Тихоцкий, А.Н. Фомин // *Физика Земли*. – 2018. – № 2. – С. 124–144.
8. Yalcin M.N., Littke R., Sachsenhofer R.F. Thermal history of sedimentary basins. – Berlin: Springer Verlag, 1997. – 167 p.
9. Gas generation and accumulation in the West Siberian basin / R. Littke, B. Cramer, P. Gerling, N.V. Lopatin, H.S. Poelchau, R.G. Schaefer, D.H. Welte // *AAPG Bulletin*. – 1999. – V. 83. – № 10. – P. 1642–1665.
10. Makhous M., Galushkin Y.I. Basin analysis and modeling of the burial, thermal and maturation histories in sedimentary basins. – Paris: Technip, 2005. – 380 p.
11. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. – Heidelberg: Springer, 2009. – 476 p.
12. Terrestrial heat flow and crustal thermal structure in the northern slope of Tazhong uplift in Tarim Basin / Y. Liu, N. Qiu, H. Li, A. Ma, J. Chang, J. Jia // *Geothermics*. – 2020. – V. 83. – P. 1–14. URL: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101709> (дата обращения 29.08.2022).
13. Mechanism of hydrocarbon migration of Paleozoic clastic rocks in Western Section of the Tabei Uplift, Tarim Basin: YM34 silurian accumulations as a case / W. Guan, M. Zha, T. Li, J. Qu, F. Li, L. Deng, Y. Tan, C. Zhang // *Proc. of the International Field Exploration and Development Conference*. – Singapore, 2018. – P. 782–797.
14. Генезис углеводородов юрского и доюрского комплексов Чистинного месторождения (зона Колтогорско-Уренгойской палеорифта) / Ю.В. Коржов, Г.А. Лобова, В.И. Исаев, А.И. Стариков, М.Я. Кузина, С.А. Орлов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 10. – С. 111–125.
15. Handhal A.M., Al-Shahwan M.F., Chafeet H.A. Interpretation of hydrocarbon generation, migration and thermal history of Mesopotamian basin Southern Iraq based 1D Petromod software // *Iraqi Geological Journal*. – 2020. – V. 53. – № 1B. – P. 29–56.
16. Мельник И.А., Недоливко Н.М., Зимица С.В. Вторичные карбонаты юрских песчаных отложений как показатели продуктивности палеозоя // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 32–38.
17. Сурков В.С., Лотышев В.И. Отчет о НИР по проекту 2Н1-10 «Разработать геологическую модель мезозойского основания Западно-Сибирской плиты на базе комплексной интерпретации материалов бурения, сейсмических данных и потенциальных полей» (заключительный). Кн. 1, 2. – Новосибирск: ФГУП «СНИИГГиМС», 2007. – 125 с., 134 с.
18. Niab D., Dinaldson E.C. *Petrophysics*. – Oxford: Elsevier, 2004. – 926 p.
19. Duan S., Wojtanowicz A.K. Theoretical and experimental investigation of water in oil transverse dispersion in porous media // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Denver, Colorado, 2008. – P. 1376–1401.
20. Carstens H. Finding oil – using geochemistry // *Exploration worldwide*. – 2008. – V. 5. – № 5. URL: <https://www.geoexpro.com/articles/2008/05/finding-oil-using-geochemistry> (дата обращения 01.08.2022).
21. Ковешников А.Е. Порода-коллекторы доюрских карбонатно-кремнисто-глинистых отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // *Известия Томского политехнического университета*. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 138–142.
22. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудно-извлекаемых запасов) / Г.А. Лобова, В.И. Исаев, С.Г. Кузьменков, Т.Е. Лунёва, Е.Н. Осипова // *Геофизический журнал*. – 2018. – Т. 40. – № 4. – С. 73–106.
23. Yabe S., Fukuchi R., Hamada Y. Simultaneous estimation of in situ porosity and thermal structure from core sample measurements and resistivity log data at Nankai accretionary prism // *Earth Planets Space*. – 2019. – V. 71. – P. 1–15.
24. Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? / E. Ablya, D. Nadezhkin, E. Bordyg, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M.A. Sugden, P.F. van Bergen // *Organic Geochemistry*. – 2008. – V. 39. – № 8. – P. 1176–1184.
25. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А.В. Ступакова, А.В. Соколов, Е.В. Соболева, Т.А. Кирюхина, И.А. Курасов, Е.В. Бордюг // *Георесурсы*. – 2015. – № 2. – С. 63–76.
26. Краснощеклова Л.А., Гарсия Бальса А.С., Белозеров В.Б. Условия образования вторичных доломитов в палеозойских карбонатных коллекторах Северо-Останинского месторождения (Западная Сибирь) по данным микрокриотермометрии // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 8. – С. 208–219.
27. Porosity enhancement potential through dolomitization of carbonate reservoirs, a case of study from the Euphrates Graben fields, East Syria / Y. Ibrahim, V.P. Morozov, M.E. Kadi, A. Alaa // *Petroleum*. – 2021. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.05.005> (дата обращения 08.08.2022).
28. Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2016. – V. 43. – 7 p.

29. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты / А.В. Тугарева, Г.А. Чернова, Н.П. Яковлева, Л.В. Мороз // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 58–66.
30. Волков В.И. Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области. – Томск: ОАО «Томскнефтегазгеология», 2001. – 199 с.
31. Абросимова О.О. Нефтегазоносность доюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Т. 1. – Томск: ГалаПресс, 2000. – С. 193–194.
32. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижарской зоны нефтегазонакопления (Томская область) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
33. Ковешников А.Е., Недолилко Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
34. Михайлец Н.М. Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 5. – С. 54–56.
35. Immenhauser A. Towards a definition of the deep burial realm in carbonate diagenesis // 34th International Meeting of Sedimentologists: abstract book. – Rome, 2019. – 1170 p.
36. Effects of weathering and fracturing on the physical properties of different types of volcanic rock: Implications for oil reservoirs of the Zhongguai relief, Junggar Basin, NW China / K. Zhanga, Z. Wanga, Y. Jiang, A. Wanga, B. Xiang, N. Zhou, Y. Wang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 193. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107351> (дата обращения 29.08.2022).
37. Structural division of granite weathering crusts and effective reservoir evaluation in the western segment of the northern belt of Dongying Sag, Bohai Bay Basin, NE China / M. Zhu, Z. Liu, H. Liu, X. Li, S. Liang, J. Gong, P. Zhang // Marine and Petroleum Geology. – 2020. – V. 121. URL: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104612> (дата обращения 29.08.2022).
38. The porosity in heterogeneous carbonate reservoir rocks: tectonic versus diagenetic imprint – a multi-scale study from the Hyblean Plateau (SE Sicily, Italy) / R. Maniscalco, E. Fazio, R. Punturo, R. Cirrincione, A.D. Stefano, S. Distefano, M. Forzese, G. Lanzafame, G.S. Leonardi, S. Montalbano, A.G. Pellegrino, A. Raele, G. Palmeri // Geosciences. – 2022. – V. 12. – № 4. URL: <https://doi.org/10.3390/geosciences12040149> (дата обращения 08.08.2022).
39. Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11–12. – С. 22–30.
40. Diagenetic facies and reservoir porosity evaluation of deep high-quality clastic reservoirs: a case study of the Paleogene Shahejie Formation, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, China / J. Yang, T. Wang, Y. Ji, H. Wu, Z. He, J. Zhang, Y. Zhang, L. Meng, Y. Feng // Energy Exploration and Exploitation. – 2021. – V. 39. – № 4. – P. 1097–1122.
41. Ростовцев В.Н., Резник С.Н. Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в правобережье Оби Томской области. – Томск: Изд-во Том. Ун-та, 2004. – 164 с.

Поступила 03.09.2022 г.

Прошла рецензирование 17.09.2022 г.

Информация об авторах

Исаев В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Лобова Г., доктор геолого-минералогических наук, независимый эксперт по нефтегазовой геологии и геофизики.

Меренкова А.С., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Осипова Е.Н., кандидат геолого-минералогических наук, старший преподаватель отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Исаева О.С., руководитель Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу».

Коржов Ю.В., кандидат химических наук, доцент Института нефти и газа Югорского государственного университета.

UDC 553.98:551.763:550.836

ZONING OF THE OIL ACCUMULATION DENSITY OF THE EAST-PAIDUGIN DEPRESSION JURASSIC RESERVOIRS (USING CALCULATED THERMODYNAMIC PARAMETERS OF THE OIL SOURCE TOGUR SUITE)

Valery I. Isaev¹,
isaevvi@tpu.ru

Galina Lobova²,
lobovaga@tpu.ru

Anna S. Merenkova¹,
a.merenkova@yandex.ru

Elizaveta N. Osipova¹,
osipovaen@tpu.ru

Olga S. Isaeva³,
isaeva_sah@mail.ru

Yuri V. Korzhov⁴,
ykor1962@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² 25-25, Visagino street, Visaginas, 31102, Lithuania.

³ Tomsk branch of the FBI «Territorial fund of geological information for the Siberian Federal District»,
bld. 16, 9, Mokrushin street, Tomsk, 634034, Russia.

⁴ Yugra State University,
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russia.

The relevance of the study. The study and development of the unallocated subsoil fund of the Tomsk region east is being carried out to stabilize the falling level of oil production in the southeast of Western Siberia. The choice validity of the study area is determined by the prospects and underexploration of the Ob River right bank.

The main aim of the research is to replenish the resource base of the Tomsk region fuel and energy complex at the stage of identifying promising areas and sites for predictive and exploratory research.

The objects of the research are the Lower Jurassic oil source Togur suite, weathering crust and Paleozoic reservoirs of the East-Paidugin depression territory.

The subjects of the research are the thermodynamic regime of Togur oil generation sources, the capacitive properties of pre-Jurassic reservoirs.

The task of the research is to perform zonal zoning of the pre-Jurassic complex of the East-Paidugin megadepression and framing structures based on the integration of basement rock petrotype classifications, thermodynamic characteristics of the oil source Togur suite and the distribution of weathering crust thicknesses.

Research methods. The study of the hydrocarbons generation density by the Togur suite is based on paleotemperature reconstructions of sedimentary rocks at each moment in the development of the basin at known temperatures on the surface (paleoclimate) and heat flow values given at the base of the sedimentary cover. The zoning of the weathering crust and Paleozoic reservoirs was carried out on the basis of a conditional classification of foundation rocks petrotypes, the integration of three digital parameters, namely, the weight coefficients of the potential for the formation of reservoirs by various petrotypes, the values of oil generation density and the values of weathering crust thicknesses. When ranking sites according to the density of primary oil accumulation, the weight coefficient of the basement rock petrotype potential was taken as the first important feature, the density of Togur oil generation was the second, and the thickness of the weathering crust was the third.

Results. Areas of the Vladimirov megaprotrusion western cape and the Vargat mesotrough northeastern side is assigned to the zone with the maximum prospects for the Paleozoic reservoir. Highly promising areas include areas of the Belonogov mesouplift, the northern part of the East-Paidugin junction megadepression and the Vladimirov megauplift, and the Beloyar mesouplift northeastern slope. The zone with the highest potential for the weathering crust reservoir includes areas of the Vargat mesotrough northeastern side, the Vladimirov megadepression western cape, the northern part of the junction of the East-Paidugin megadepression and the Vladimirov megadepression, and the area of the junction of the Vladimirov megadepression northwestern slope and the East-Paidugin megadepression northeastern edge. The zone with high prospects includes areas of the Vargat mesoprotrusion northern part and the Beloyar mesoprotrusion southeastern slope, the Beloyar mesoprotrusion eastern slope and the Vargat mesoprotrusion southwestern slope, the Belonogov mesouplift western and eastern parts.

Conclusions. The zones of maximum and high predictive prospects for weathering crust and Paleozoic reservoirs are recommended to be taken into account when planning the search for pre-Jurassic oil deposits in the Tomsk region northeast. Along with that, research results visibly promote development of the methodology and the theory of Geothermics as of Exploration Geophysics method.

Key words:

oil source suite paleotemperature reconstruction, weathering crust and Paleozoic reservoirs, conditional classification of foundation rocks petrotypes, digital zoning and ranking, northeast of Tomsk region.

REFERENCES

1. Blackburn G. Petroleum geology of the Pre-Jurassic. *Russian Oil & Gas Technologies*, 2012, vol. 28, pp. 58–69.
2. Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G.A., Stulov P.A. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia). *Geofizicheskiy zhurnal*, 2019, vol. 41, no. 1, pp. 33–43.

3. Isaev V.I., Lobova G., Merenkova A.S., Osipova E.N., Kuzmenkov S.G., Fomin A.N. Heat flow density distribution map of the foundation roof in the Eastern part of the Tomsk Region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 4, pp. 37–52. In Rus.
4. Surkov V.S., Zhernov O.G. *Fundament i razvitiye platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [The basement and platform development of Western Siberian Plate]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 143 p.
5. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoyско-kaynozoysskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic and Cenozoic rocks in the south-eastern part of Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
6. Merenkova A.S., Isaev V.I., Lobova G., Osipova E.N. Heat flow and thermal history of the Togur formation (Lower Jurassic) sources rocks and data about petroleum bearing East-Paidugin megadepression (South-East of Western Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2022, vol. 17, no. 3, pp. 1–39. In Rus. Available at: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/69e/24_2022.pdf (accessed 17 August 2022).
7. Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskii S.A., Fomin A.N. Mesozoic–Cenozoic climate and Neotectonic events as factors in reconstructing the thermal history of the source-rock Bazhenov formation, Arctic Region, West Siberia, by the example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 2018, vol. 54, no. 2, pp. 310–329. In Rus.
8. Yalcin M.N., Littke R., Sachsenhofer R.F. *Thermal history of sedimentary basins*. Berlin, Springer Verlag, 1997. 167 p.
9. Littke R., Cramer B., Gerling P., Lopatin N.V., Poelchau H.S., Schaefer R.G., Welte D.H. Gas generation and accumulation in the West Siberian basin. *AAPG Bulletin*, 1999, vol. 83, no. 10, pp. 1642–1665.
10. Makhous M., Galushkin Y.I. *Basin analysis and modeling of the burial, thermal and maturation histories in sedimentary basins*. Paris, Technip, 2005. 380 p.
11. Hantschel T., Kauerauf A.I. *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Heidelberg, Springer, 2009. 476 p.
12. Liu Y., Qiu N., Li H., Ma A., Chang J., Jia J. Terrestrial heat flow and crustal thermal structure in the northern slope of Tazhong uplift in Tarim Basin. *Geothermics*, 2020, vol. 83, pp. 1–14. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101709> (accessed 29 August 2022).
13. Guan W., Zha M., Li T., Qu J., Li F., Deng L., Tan Y., Zhang C. Mechanism of hydrocarbon migration of Paleozoic clastic rocks in Western Section of the Tabei Uplift, Tarim Basin: YM34 silurian accumulations as a case. *Proc. of the International Field Exploration and Development Conference*. Singapore, 2018. pp. 782–797.
14. Korzhov Yu.V., Lobova G.A., Isaev V.I., Starikov A.I., Kuzina M.Ya., Orlov S.A. Genesis of hydrocarbons of Jurassic and pre-Jurassic complexes of Chistinnoe field (Koltogorsk Urengoy paleorift area). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 10, pp. 111–125. In Rus.
15. Handhal A.M., Al-Shahwan M.F., Chafeet H.A. Interpretation of hydrocarbon generation, migration and thermal history of Mesopotamian basin Southern Iraq based 1D Petromod software. *Iraqi Geological Journal*, 2020, vol. 53, no. 1B, pp. 29–56.
16. Melnik I.A., Nedolivko N.M., Zimina S.V. Secondary carbonates of Jurassic sandy deposits as indicators of Paleozoic productivity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 32–38. In Rus.
17. Surkov V.S., Lotyshev V.I. *Otchet o NIR po projektu 2N1-10 «Razrabotat geologicheskuyu model mezozoysskogo osnovaniya Zapadno-Sibirskoy plity na baze kompleksnoy interpretatsii materialov bureniya, seysmicheskikh dannykh i potentsialnykh poley» (zaklyuchitelnyy)*. [Research report on the project 2N1-10 «To develop geological model of the pre-Mesozoic basement of Western Siberian Plate on the base of comprehensive interpretation of drilling, seismic and potential fields data» (final)]. Book 1, Book 2. Novosibirsk, FGUP «SNIIGGiMS» Publ., 2007. 125 p., 134 p.
18. Niab D., Dinaldson E.C. *Petrophysics*. Oxford, Elsevier, 2004. 926 p.
19. Duan S., Wojtanowicz A.K. Theoretical and experimental investigation of water in oil transverse dispersion in porous media. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, 2008. pp. 1376–1401.
20. Carstens H. Finding oil – using geochemistry. *Exploration worldwide*, 2008, vol. 5, no. 5. Available at: <https://www.geoexpro.com/articles/2008/05/finding-oil-using-geochemistry> (accessed 1 August 2022).
21. Koveshnikov A.E. The reservoirs in the pre-Jurassic calcareous, siliceous, argillaceous rocks of Western Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 1, pp. 138–142. In Rus.
22. Lobova G.A., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Luneva T.E., Osipova E.N. Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves). *Geofizicheskiy zhurnal*, 2018, vol. 40, no. 4, pp. 73–106. In Rus.
23. Yabe S., Fukuchi R., Hamada Y. Simultaneous estimation of in situ porosity and thermal structure from core sample measurements and resistivity log data at Nankai accretionary prism. *Earth Planets Space*, 2019, vol. 71, pp. 1–15.
24. Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., Van Bergen P.F. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 2008, vol. 39, no. 8, pp. 1176–1184.
25. Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy*, 2015, vol. 61, no. 2, pp. 63–76. In Rus.
26. Krasnoshchekova L.A., Garcia A.S., Belozero V.B. Conditions for formation of secondary dolomites in Paleozoic carbonate reservoirs of North-Ostaninsk field (Western Siberia) according to microcryothermometric data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 8, pp. 208–219. In Rus.
27. Ibrahim Y., Morozov V.P., Kadi M.E., Alaa A. Porosity enhancement potential through dolomitization of carbonate reservoirs, a case of study from the Euphrates Graben fields, East Syria. *Petroleum*, 2021. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.05.005> (accessed 8 August 2022).
28. Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43, 7 p.
29. Tugareva A.V., Chernova G.A., Yakovleva N.P. Moroz M.L. Geological structure and oil and gas potential of the pre-Jurassic deposits of the central part of the West Siberian plate. *Oil and Gas Studies*, 2017, no. 5, pp. 58–66. In Rus.
30. Volkov V.I. *Sozdanie sistemativirovannoy operativnoy geologo-geofizicheskoy informatsii dlya obespecheniya temacheskikh i nauchno-issledovatel'skikh rabot na territorii Tomskoy oblasti* [Creation of systematized operational geological and geophysical information for ensuring thematic and research works in Tomsk Region]. Tomsk, Tomskneftegasgeologiya Publ., 2001. 199 p.
31. Abrosimova O.O. Neftegazonosnost doyrskikh otlozheniy yugovostoka Zapadno-Sibirskoy plity [Oil and gas potential of the pre-Jurassic rocks in the southeastern of Western Siberian Plate]. *Materialy regionalnoy konferentsii geologov Sibiri, Dalnego Vostoka i Severo-Vostoka Rossii* [Proceedings of the Regional conference for geologists of Siberia, Far East and the northeast of Russia]. Tomsk, GalaPress, 2000. Vol. 1, pp. 193–194.
32. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizharka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 422–428. In Rus.
33. Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. Weathering crusts on the pre-Jurassic rocks of Western Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 77–81. In Rus.
34. Mikhaylets N.M. Formation of hydrocarbon deposits in weathering crust of basement rocks of West Siberia. *Russia, Exposition Oil Gas*, 2012, no. 5, pp. 54–56. In Rus.
35. Immenhauser A. Towards a definition of the deep burial realm in carbonate diagenesis. *34th International Meeting of Sedimentologists: abstract book*. Rome, 2019. 1170 p.

36. Zhanga K., Wanga Z., Jiang Y., Wanga A., Xiang B., Zhou N., Wang Y. Effects of weathering and fracturing on the physical properties of different types of volcanic rock: Implications for oil reservoirs of the Zhongguai relief, Junggar Basin, NW China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107351> (accessed 29 August 2022).
37. Zhu M., Liu Z., Liu H., Li X., Liang S., Gong J., Zhang P. Structural division of granite weathering crusts and effective reservoir evaluation in the western segment of the northern belt of Dongying Sag, Bohai Bay Basin, NE China. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, vol. 121. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104612> (accessed 29 August 2022).
38. Maniscalco R., Fazio E., Punturo R., Cirrincione R., Stefano A.D., Distefano S., Forzese M., Lanzafame G., Leonardi G.S., Montalbano S., Pellegrino A.G., Racle A., Palmeri G. The porosity in heterogeneous carbonate reservoir rocks: tectonic versus diagenetic imprint – a multi-scale study from the Hyblean Plateau (SE Sicily, Italy). *Geosciences*, 2022, vol. 12, no. 4, pp. 1–28. Available at: <https://doi.org/10.3390/geosciences12040149> (accessed 8 August 2022).
39. Syngaevskiy P.E., Khafisov S.F. Formatsiya kory vyvetrivaniya v osadochnom tsikle Zapadno-Sibirskogo basseyna [The weathering crust formation in the sedimentary cycle in Western Siberian basin]. *Geologiya nefii i gaza*, 1999, no. 11–12, pp. 22–30.
40. Yang J., Wang T., Ji Y., Wu H., He Z., Zhang J., Zhang Y., Meng L., Feng Y. Diagenetic facies and reservoir porosity evaluation of deep high-quality clastic reservoirs: A case study of the Paleogene Shahejie Formation, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, China. *Energy Exploration and Exploitation*, 2021, vol. 39, no. 4, pp. 1097–1122.
41. Rostovtsev V.N., Reznik S.N. *Yurskiy kompleks Chulym-Tymskogo mezhdurechya – perspektivnyy obyekty dlya poiskov nefii i gaza v pravoberezhie Obi Tomskoy oblasti* [The Jurassic play of Chulym-Tym interfluvium – a prospective object for oil and gas searching in the right bank of the river Ob in the Tomsk Region]. Tomsk, Tomsk University Publ., 2004. 164 p.

Received: 3 September 2022.
Reviewed: 17 September 2022.

Information about the authors

Valery I. Isaev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Galina Lobova, Dr. Sc., independent expert in the field of oil and gas geology and geophysics.

Anna S. Merenkova, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Elizaveta N. Osipova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Olga S. Isaeva, director, Tomsk branch of the FBI «Territorial fund of geological information for the Siberian Federal District».

Yuri V. Korzhov, Cand. Sc., associate professor, Yurga State University.