

УДК 550.36:553.041:553.98

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ ГЕОТЕРМИИ И БУРЕНИЯ)

Лобова Галина Анатольевна,

канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры геофизики Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 635050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: lobovaga@tpu.ru

Пракойо Феликс Санто,

аспирант кафедры геофизики Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, д. 30. E-mail: felix.santo@yahoo.com

Ахметов Ермак Мауленович,

канд. геол.-минерал. наук, зав. кафедрой геофизики Казахского национального технического университета им. К.И. Сатпаева, Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, д. 22. E-mail: aem.47@mail.ru

Исаева Ольга Степановна,

руководитель Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу», Россия, 634034, г. Томск, ул. Мокрушина, д. 9, стр. 16. E-mail: isaeva_sah@mail.ru

Актуальность исследований: необходимость воспроизводства и расширения ресурсной базы нефтепромыслов юго-востока Западной Сибири.

Цель исследований: определить и предложить первоочередные районы для поисков и освоения доюрского нефтегазонасного комплекса на слабоизученной территории Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления.

Объект исследований: доюрские резервуары – коллекторы триасовой коры выветривания и коллекторы палеозойского фундамента. Коллекторы коры выветривания образованы по глинисто-кремнистым породам и вулканитам кислого состава, флюидоупором служат ниже-среднеюрские глинистые толщи. Вторичные коллекторы в коренном фундаменте развиты по метаморфическим и магматическим породам, флюидоупорами могут служить глинистые образования коры выветривания или непроницаемые породы внутри фундамента.

Методы исследований включают геокартирование резервуаров, анализ распределения плотности генерированных нефтей, оценку и анализ распределения плотности ресурсов первично-аккумулированных нефтей, районирование резервуаров по степени перспективности.

В результате исследований систематизирован комплекс геолого-геофизических данных по объекту изучения. Дана объемно-площадная характеристика доюрских резервуаров – по данным глубокого бурения построены карты толщин и качества коллекторов, с учетом петротипов коренных пород и интенсивности разрывной тектоники. Проанализировано распределение плотности генерированных нефтей, полученное на основе картирования по геотемпературному критерию палеоочагов генерации в тогурских материнских отложениях. Построены карты распределения относительной плотности аккумулятивных ресурсов, и выполнено районирование резервуаров. Предложены первоочередные зоны поисков для резервуара коры выветривания – северо-восточный борт Усть-Тымской мегавпадины, для резервуара пород фундамента – северо-восточный склон Северо-Парабельской мегамоноклинали и южная часть Пыжинского мезопргиба. Результаты демонстрируют технологию прогнозирования нефтегазонасности, с привлечением палеотемпературного моделирования. Сделан вывод о ценности данных геотермии, позволяющих решать концептуальную задачу об источнике углеводородов.

Ключевые слова:

Доюрские резервуары, плотность ресурсов нефтей, районирование, геотермия, Усть-Тымская мегавпадина.

Введение

О перспективах нефтегазонасности пород фундамента Западно-Сибирской плиты еще в 30–40-е гг. XX в. высказывались И.М. Губкин, Н.С. Шатский, М.М. Чарыгин, М.К. Коровин [1]. Позднее, в 70-е гг., перспективность доюрских отложений в отношении нефтегазонасности отмечали в своих работах А.А. Трофимук, В.С. Сурков, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, Ю.Г. Эрвье, Н.П. Запивалов [2 и др.]. Однако ряд вопросов поисков нефти в доюрском основании до сих пор не

сит дискуссионный характер, открытие месторождений в доюрском нефтегазонасном комплексе имеет скорее случайный характер, чем закономерный [3].

Усть-Тымская мегавпадина расположена в переходной зоне Левобережье-Правобережье р. Обь, в Томской области (рис. 1). Интерес к этой территории обуславливается определенной общностью нефтегазовой геологии с нефтепромысловыми районами Нюрольской мегавпадины. Кроме того, эта зона, как *переходная*, интересна тем, что расшире-

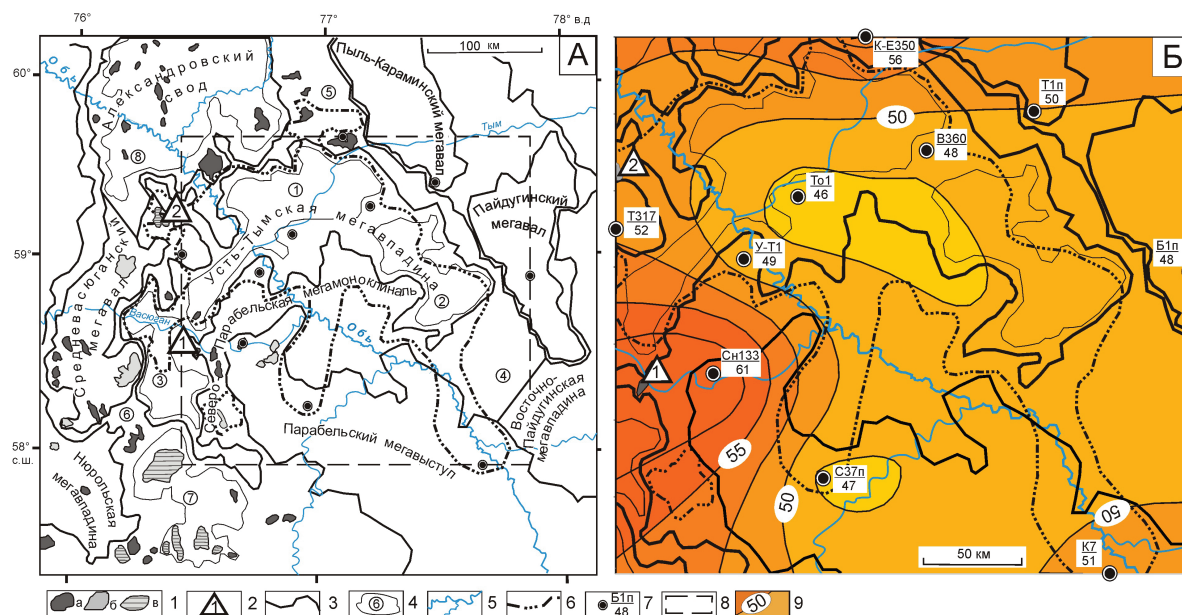


Рис. 1. Обзорная схема территории исследования (А) на структурно-тектонической основе [5] и схема распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания [6, с уточнениями] (Б): 1 – месторождения: а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное; 2 – условный номер месторождения с залежами в доюрском НГК; границы тектонических элементов: 3 – I порядка, 4 – II порядка и условный номер структуры; 5 – речная сеть; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты; 7 – скважина палеотемпературного моделирования: в числителе условный индекс, в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока, мВт/м²; 8 – контур территории построения прогнозных карт; 9 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока, мВт/м². Месторождения: 1 – Ясное, 2 – Чкаловское. Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Сампатский мезопрогиб, 4 – Зайкинская мезоседловина, 5 – Караминская мезоседловина, 6 – Шингинская мезоседловина, 7 – Пудинское мезоподняtie, 8 – Трайгородский мезовал. Скважины: К-Е350 – Киев-Еганская 350, Т1п – Тымская 1 параметрическая, Б1п – Береговая 1 параметрическая, К7 – Колпашевская 7, С37п – Сенькинская 37 параметрическая, Сн133 – Снежная 133, У-Т1 – Усть-Тымская 1, Т01 – Толпаровская 1, Т317 – Трассовая 317, В360 – Вертолетная 360

Fig. 1. Review scheme of the territory under study (A) on structural and tectonic base [5] and pattern of heat flow density value distribution from pre-Jurassic basement [6, with clarification] (B): 1 – fields: a – oil, b – gas, v – gas-condensate; 2 – reference number of the oilfield with deposits in pre-Jurassic oil-and-gas bearing complex; boundaries of tectonic elements of the: 3 – I order, 4 – II order and reference number of the structure; 5 – river system; 6 – boundary of the distribution area of Togur strata; 7 – well of paleotemperature modeling: conventional index is in numerator, rated value of heat flow density is in denominator, mW/m²; 8 – contour of the territory of plotting forecast maps; 9 – isolines of the values of heat flow design density, mW/m². Oil fields: 1 – Yasnoe, 2 – Chkalovskoe. Structures of the II order: 1 – Negotsky meso-deflection, 2 – Pyzhinsky meso-deflection, 3 – Sampatsky meso-deflection, 4 – Zaykinskaya meso-saddle, 5 – Karaminskaya meso-saddle, 6 – Shinginskaya meso-saddle, 7 – Pudinskoe meso-high, 8 – Traygorodsky meso-bar. Oil fields: K-E350 – Kiev-Eganskaya 350, T1n – Tymskaya 1 parametric, B1n – Beregovaya 1 parametric, K7 – Kolpashevskaya 7, S37n – Senkinskaya 37 parametric, Sn133 – Snezhnaya 133, U-T1 – Ust-Tymskaya 1, T01 – Tolparovskaya 1, T317 – Trassovaya 317, V360 – Vertoletnaya 360

ние ресурсной базы углеводородов (УВ) Томской области возможно за счет новых земель в Правобережье Оби. Здесь перспективы связываются с нижнеюрскими и доюрскими резервуарами [4].

Объектом настоящих прогнозных исследований являются доюрские резервуары – коллекторы триасовой коры выветривания и коллекторы коренных пород фундамента.

Основной нефтегенерирующей толщей для нижнеюрского и доюрского НГК является тогурская свита с рассеянным органическим веществом (РОВ) гумусово-сапропелевого типа [7]. Толщины тогурской свиты достигают 50 м, концентрация $C_{орг}$ – до 5 %, катагенетическая преобразованность РОВ – на уровне градации $МК_1^1$ – $МК_2$, что определяет региональный генерационный потенциал свиты. Тогурская свита картируется [5] в центральных и восточных частях мегавайдины, а так-

же заливообразно – в северной и юго-восточной части Парабельского мегавыступа и озерообразно – в южной части Северо-Парабельской мегамоноклинали (рис. 1А). Кроме того, отложения тогурской свиты встречены в разрезе скв. 20 и 22 месторождения Ясное.

Проблематичность миграции нефти из тогурских отложений в нижележащие коллекторы находит разрешение в результатах послойного изучения «прямыми» методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений. Так, согласно полученным результатам по Рогожниковской группе месторождений Красноленинского свода [8, 9], расстояние вертикального межпластового перемещения УВ из нижнеюрской (нефтепроизводящей) зоны в доюрские разуплотненные отложения составляет 150...250 м.

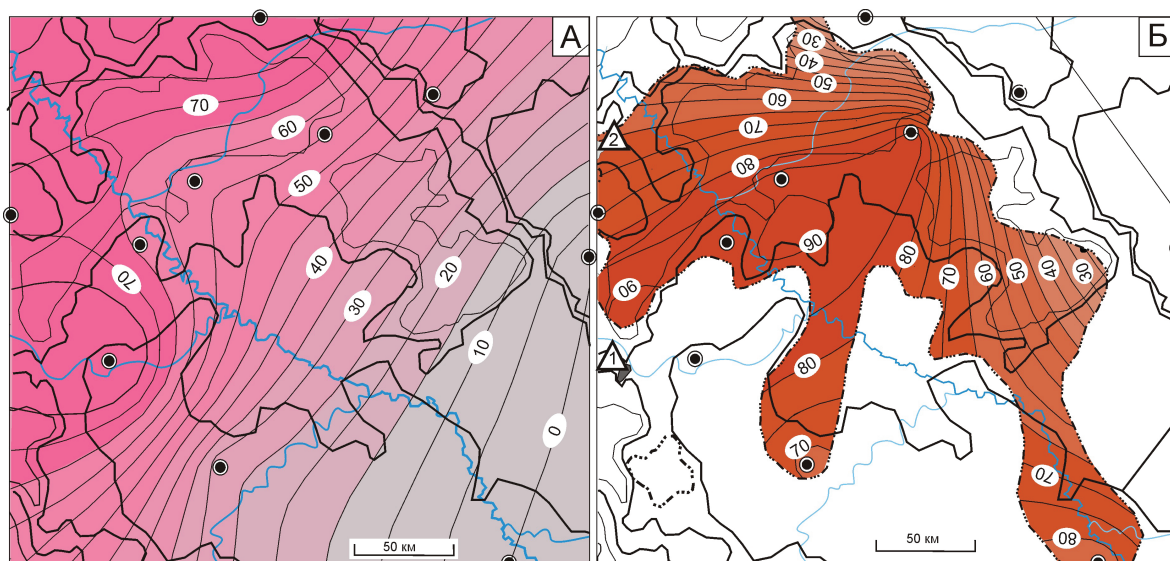


Рис. 2. Схематические карты распределения значений плотности генерированных баженовских (А) и тогурских (Б) нефтей Усть-Тымской мегавпадины (значения изолиний в усл. ед.). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 2. Contour maps of distribution of generated bazhenov (A) and togur (Б) oils density values in Ust-Tym megadepression (values of isolines are in arbitrary units). The rest symbols are the same as in Fig. 1

Ранее [6, 10] выполнены расчеты плотности теплового потока из основания осадочного разреза (рис. 1Б) и сделана оценка распределения плотности генерированных баженовских и тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и структур её обрамления (рис. 2). Оценка выполнена на основе применения метода палеотемпературного моделирования [11, 12] для разрезов 10 представительных скважин (рис. 1) и картирования по геотемпературному критерию палеоочагов генерации нефти.

Балансовая модель процессов нефтегазообразования [13] позволила по геотемпературному критерию выполнить картирование очагов интенсивного образования нефтей из РОВ тогурских отложений: с 95°C – вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Примененный подход оценки плотности генерированных нефтей [14] кумулятивно учитывает динамику геотемператур материнских отложений, изменение расчетной плотности генерированных ресурсов напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. Известно, что превышение значения энергии активации керогена обеспечивается за счет прироста геотемпературы [15, 16].

Оценка плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей выполнена в условных единицах, что является достаточным для последующего площадного районирования. На локальном участке распространения тогурской свиты (в юго-западной части территории исследований) плотность генерированных ресурсов тогурских нефтей не могла быть корректно оценена из-за отсутствия здесь представительной скважины, необходимой для палеотемпературных расчетов.

Цель настоящих исследований – определить и предложить первоочередные районы (участки) для изучения и освоения доюрских резервуаров – коллекторов коры выветривания и коллекторов палеозойского фундамента. Кроме того, проведенные исследования и результаты, изложенные в [6, 10] и ниже, призваны продемонстрировать технологию использования данных геотермии в решении задач нефтегазовой геофизики.

Геотермия – это ценный геофизический метод и при решении фундаментальных геодинамических и палеоклиматических проблем [17–22], и в региональных нефтегеологических и металлогенических исследованиях [23–25], и в прогнозно-поисковых работах [26–28]. Особая ценность данных геотермии проявляется в прогнозно-поисковых исследованиях. Ценность состоит в том, что на начальном этапе исследований по геотемпературному критерию определяются очаги генерации нефти. Так решается концептуальная задача о «главном источнике» углеводородов, решение которой определяет эффективность стратегии поисков [29].

Краткая характеристика нефтегазоносности территории

В Усть-Тымском нефтегазоносном районе (НГР) выделяются следующие НГК: палеозойский с нефтегазоносным горизонтом зоны контакта, нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, позднетоар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский).

В палеозойском НГК улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами обладают породы, развитые по измененным карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям палеозоя.

Перспективы связываются и с триасовой корой выветривания по метаморфическим и магматическим породам палеозоя. В пределах Усть-Тымской мегавпадины открыты залежи углеводородов в отложениях коры выветривания на Ясном и Чкаловском месторождениях (табл. 1). Получены прямые признаки нефтенасыщения пород коры выветривания при бурении скв. Толпаровской 2.

Нижнюю часть *нижнеюрского НГК* слагают породы урманской свиты с пластами Ю₁₇₋₁₆. Верхнюю часть НГК представляют песчано-глинистые отложения салатской свиты, в юго-восточной части территории – пешковской свиты с пластами Ю₁₅.

Среднеюрский НГК формируется в объеме тюменской свиты, в которой выделяется серия резервуаров (Ю₁₄₋₂).

Верхнеюрский НГК объединяет отложения, формировавшиеся в разных фациальных условиях. В западной части территории исследований формируется васюганская свита. Разрез верхневасюганской подсвиты содержит песчаные пласты, совокупность которых формирует регионально-нефтегазоносный горизонт Ю₁.

Меловой НГК охватывает разрез неокома и характеризуется преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов. Залежи приурочены к клиноформному и шельфовому комплексам.

Нефтегенерирующей толщей для мелового и верхнеюрского НГК являются верхнеюрские баженовские отложения и ее возрастные аналоги. Анализ распределения (рис. 2А) показывает, что на юго-восток (Правобережье Оби) расчетная плотность генерированных баженовских нефтей закономерно и существенно уменьшается. А плотность ресурсов тогурских нефтей (рис. 2Б) высока во всей области распространения тогурской свиты. Поэтому приоритетными для изучения определены нижнеюрские и палеозойские отложения на землях распространения тогурской свиты [6].

Распространение резервуара отложений коры выветривания

НГК, приуроченный к корам выветривания разновозрастных пород фундамента, выходящего на доюрскую поверхность, назван нефтегазоносным горизонтом зоны контакта – НГТЗК [30]. Наиболее высокими емкостными свойствами обладают породы коры выветривания, образованные по кремнисто-карбонатным, глинисто-кремнистым породам и вулканитам кислого состава различного возраста [31, 32]. Флюидоупором для залежей в резервуарах коры выветривания служат нижне-среднеюрские глинистые толщи. Наши исследования ограничены зоной распространения тогурской свиты, а значит, для открытых здесь залежей покрывкой будут служить нижнеюрские локальный левинский и/или региональный китербютский флюидоупоры. При выклинивании нижнеюрских толщ роль покрывки выполняют среднеюрские локальные лайдинская и/или леонтьевская глинистые пачки (В.С. Сурков и др. «Литолого-фациальные...», 1999, материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»).

С использованием фондовых материалов (В.И. Волков «Создание систематизированной ...», 2000, Томский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу») проанализированы результаты бурения 38 скважин, вскрывших доюрский фундамент. На схематической карте (рис. 3А), построенной по вскрытым толщинам, отмечается неравномерное площадное распространение отложений кор выветривания. От максимальных значений на периферии к центру территории исследования идет уменьшение толщин до полного выклинивания.

С использованием фондовых материалов (В.С. Сурков, Л.В. Смирнов «Структурно-формационные зоны ...», 2000, Смирнов Л.В. и др. «Сопоста-

Таблица 1. Характеристика месторождений Усть-Тымской мегавпадины с залежами в доюрском нефтегазоносном комплексе
Table 1. Characteristic of the fields of Ust-Tym megadepression with deposits in pre-Jurassic oil-and-gas bearing complex

Нефтегазоносная область Oil-and-gas bearing area	НГР Petroleum district	Месторождение Oil field	Категория по запасам Category by reservoir	НГК Oil-and-gas bearing complex	Фазовое состояние Phase state	Пласт, горизонт Bed, horizon
Пайдугинская Payduginskaya	Усть-Тымский Ust-Tym	Ясное Yasnoe	Мелкое Small	Верхнеюрский Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁ ⁴
				Доюрский Pre-Jurassic	Нефть/oil	НГТЗК Oil-and-gas bearing horizon of contact surface
Васюганская Vasyuganskaya	Средне-Васюганский Srednevasyugansky	Чкаловское Chkalovskoe		Верхнеюрский Upper-Jurassic	Нефть разгазированная Dead oil	Ю ₁ ¹
				Доюрский Pre-Jurassic	Нефть, конденсат, газ Oil, condensate, gas	НГТЗК Oil-and-gas bearing horizon of contact surface
					Нефть/Oil	PZ

Данные из «Государственного баланса запасов ..., 2012» (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»).

The data are from «State balance of reservoirs..., 2012» (fund materials of Tomsk branch of «Territory fund of geological information in Siberian Federal district»)

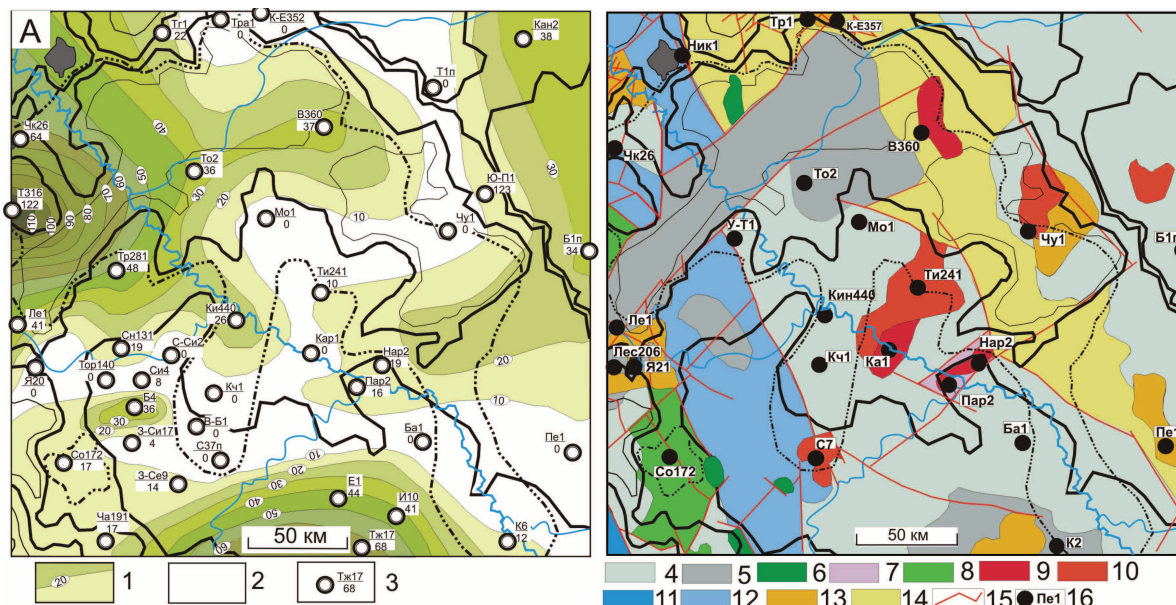


Рис. 3. Схематические карты распространения пород коры выветривания (А) и распространения петротипов пород фундамента [33, 34] (Б) Усть-Тымской мегавпадины. А: 1 – изопакхиты отложений коры; 2 – зона отсутствия коры выветривания; 3 – скважина, использованная для построения карты изопакхит: в числителе условный индекс, в знаменателе – мощность коры. Б: фации комплексов пород фундамента: 4 – аспидная; 5 – базальтовая; 6 – базиты; 7 – глинисто-кремнистая; 8 – глинисто-сланцевая; 9 – гранодиориты; 10 – гранитоиды; 11 – карбонатная; 12 – терригенно-карбонатная; 13 – риолитовая; 14 – терригенная; 15 – тектонические нарушения; 16 – скважина, вскрывшая породы фундамента, ее условный индекс. Остальные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 3. Contour maps of distribution of weathering crust rocks (A) and basement rock petrotypes [33, 34] (B) in Ust-Tym megadepression. A: 1 – isopachytes of crust deposits; 2 – area without weathering crust; 3 – the well used for plotting the map of isopachytes: conventional index in numerator, crust depth is in denominator. B: facies of basement rock complexes: 4 – aspid; 5 – basalt; 6 – basite; 7 – argillaceous-siliceous; 8 – argillaceous-shaly; 9 – granodiorites; 10 – granitoids; 11 – carbonate; 12 – terrigenous-carbonate; 13 – rhyolite; 14 – terrigenous; 15 – tectonic faults; 16 – the well tapping the basement rock, its conventional index. The rest symbols are the same as in Fig. 1

вительный анализ ...», 2002, Томский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу») и опубликованных данных [33, 34] проанализированы петротипы пород фундамента, выходящих на доюрскую поверхность (рис. 3Б). Гранитоидные, гранодиоритовые и риолитовые магматические тела, имеющие здесь распространение, подвергаясь гипергенным процессам, создают предпосылки к образованию коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Таким образом, зоны выхода глинисто-кремнистых и магматических пород кислого состава на поверхность фундамента учтем как зоны распространения улучшенных коллекторов. Образование коры выветривания по породам аспидной формации, как и по глинисто-сланцевым формациям, не способствует формированию хороших коллекторов [35]. Коллекторы с неблагоприятными ФЕС формируются в коре выветривания, образованной по магматическим породам основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации. Учтем и зоны коллекторов коры выветривания с неблагоприятными ФЕС (рис. 4А).

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей в отложениях коры выветривания и районирование резервуара зоны контакта

При использовании карты распределения плотности генерированных тогурских нефтей (рис. 2Б) и карты толщин отложений коры выветривания (рис. 3А), построена схематическая карта распределения относительной плотности первично-аккумулятивных тогурских нефтей в резервуаре коры выветривания (рис. 4А).

Карта названа схематической картой распределения относительной плотности ресурсов. Здесь относительная плотность ресурсов понимается так. Если на участке скв. Вертолетная 362 (В362) плотность ресурсов резервуара оценена в 20 усл. ед., а на участке скв. Чкаловская 26 (Чк26) – в 40 усл. ед. (рис. 4А), то это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность ресурсов резервуара в 2 раза меньше, чем плотность ресурсов на втором участке (отношение 1:2).

На рис. 4А видно, что район с наибольшей плотностью ресурсов (более 20 усл. ед.) протягивается широкой полосой с запада на восток, охваты-

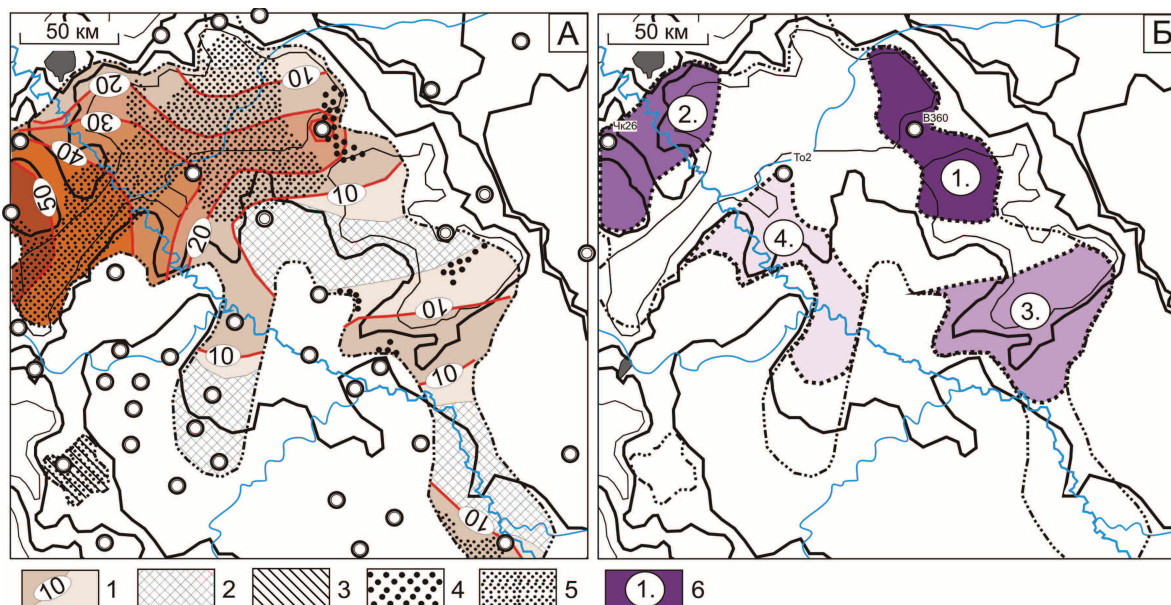


Рис. 4. Схема соотношения распределения плотности генерированных тогурских нефтей и качества коллекторов в резервуаре коры выветривания (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в отложениях коры выветривания (Б) Усть-Тымской мегавпадины. А: 1 – изолинии плотности генерированных нефтей, усл. ед.; 2 – зона отсутствия коры выветривания в пределах распространения тогурской свиты; 3 – зона отсутствия оценки плотности генерированных тогурских нефтей; 4 – зона коллекторов коры выветривания с улучшенными ФЕС; 5 – зоны коллекторов коры выветривания с неблагоприятными ФЕС. Б: 6 – перспективный участок, номер ранжирования. Интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности земель. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3А

Fig. 4. Map of relation of generated togur oil density distribution with collector quality in weathering crust reservoir (A) and map of selection of high priority areas for searching hydrocarbon deposits in weathering crust formations (B) in Ust-Tym megadepression. A: 1 – isolines of generated oil density, arbitrary units; 2 – area without weathering crust within togur strata; 3 – area without estimation of generated togur oil density; 4 – area of reservoirs of weathering crust with the advanced porosity and permeability; 5 – areas of weathering crust reservoirs with negative porosity and permeability. Б: 6 – potential area, ranking number. The intensity of area coloring is proportional to the degree of the area potential. The rest symbols are the same as in Fig. 3A

вая южные склоны Трайгородского мезавала, западную и центральную части Неготского мезопрогиба, северо-западный локальный участок Северо-Парабельской мегамоноклинали и затем, значительно сужаясь, охватывает юго-восточный борт Неготского мезопрогиба и прилегающую зону сочленения с Пыжинским мезопрогибом и северным склоном Северо-Парабельской мегамоноклинали.

В табл. 2 приведено сопоставление *результатов районирования резервуара коры выветривания* (рис. 4Б) и данных по испытанию отложений зоны контакта в глубоких скважинах.

Выделение первоочередных участков для поисков в отложениях коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины проводим с учетом качества коллектора в резервуаре. Наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляет *участок 1*, который объединяет земли северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. В пределах этого участка расположена скважина Вертолетная 360 (В360), при бурении которой были вскрыты доюрские породы, но испытание на продуктивность в этой части разреза не проводилось.

Северный борт Неготского мезопрогиба и зона его сочленения с восточным склоном Трайгородского мезовала – перспективный *участок 2*. При «среднем» качестве коллектора на этом участке отмечается высокое значение относительной плотности тогурских нефтей, а полученный приток УВ из интервала коры выветривания при испытании в скв. 26 Чкаловского месторождения (Чк26) подтверждает высокую перспективность этого участка.

Перспективный *участок 3* тектонически приурочен к южному борту Пыжинского мезопрогиба и зоне его сочленения на юге – с северной частью Зайкинской мезоседловины, на западе – с восточным склоном Северо-Парабельской мегамоноклинали. Однако о прямых признаках нефтенасыщения разреза на этом участке сведений в настоящее время нет.

Локальный *участок 4*, расположенный в центральной части Северо-Парабельской мегамоноклинали и сопредельном южном врезе Усть-Тымской мегавпадины, по ранжированию идет на четвертом месте. При бурении скв. Толпаровская 2 (То2) из интервала коры выветривания был поднят керн с признаками нефтенасыщения, что подтверждает перспективность этого участка.

Таблица 2. Сопоставление результатов районирования резервуара коры выветривания и данных по испытанию отложений зоны контакта глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины (*ранжирование по степени перспективности)**Table 2.** Comparison of the results of weathering crust reservoir zoning and the data on testing the deposits of contact area of deep wells in Ust-Tym megadepression (*ranking by potential degree)

Район, участок* (рис. 4Б) Region, area* (Fig. 4B)	Ресурсы, усл. ед./ качество коллектора Resources, arb. units/ Reservoir quality	Скважины, распо- ложенные в районе Wells in the region	Результаты испытания Test results			Нефте- проявле- ния Oil show
			Пласт (объект) Bed (object)	Приток, м ³ /сут Influx, m ³ /day	Тип флюида Fluid type	
1	10–20/улучшенные ФЕС (advanced porosity and permeability)	Вертолетная 360 (B360) Vertoletnaya 360	НГГЗК Oil-and-gas bea- ring horizon of contact surface	Не испытывался Was not tested		–
2	20–50/«средние» ФЕС («medium» porosity and permeability)	Чкаловская 26 (Чк26) Chkalovskaya 26		50	Нефть кон- денсат, газ Oil, conden- sate, gas	–
3	10/улучшенные ФЕС (advanced porosity and permeability)	–	–	–	–	
4	10–20/«средние» ФЕС («medium» porosity and permeability)	Толпаровская 2 (То2) Tolparovskaya 2	НГГЗК Oil-and-gas bea- ring horizon of contact surface	–	–	В керне In core
За пределами распростра- нения тогурской свиты Out of togur strata expansion	–	Никольская 3 Nikolskaya 3		1,6	Вода Water	–

Результаты испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», геологических отчетов Каргасокской нефтеразведочной экспедиции (фондовые материалы Томского филиала ФГУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»).

The test results of deep wells were studied and reduced from initial «well histories», geological reports of Kargasok petroleum exploration expedition (fund materials of Tomsk branch of «Territory fund of geological information in Siberian Federal district»).

Можно отметить, что резервуар НГГЗК, вскрытый скв. Никольская 3 за пределами распространения нефтематеринской тогурской свиты, водонесен.

Таким образом, выделяем и предлагаем первоочередной район для изучения и освоения резервуара коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины – участок 1 – зону северо-восточного борта мегавпадины, где высокая плотность ресурсов аккумулярованных тогурских нефтей и улучшенные ФЕС коллекторов.

Палеозойский резервуар

В доюрском НГК, наряду с резервуаром коры выветривания, интерес представляют и залежи УВ в гетерогенном разновозрастном резервуаре коренного фундамента [36]. Скопления УВ в коренных породах фундамента образуют как массивные, так и тектонически, литологически экранированные локальные залежи. Залежи приурочены к вторичным коллекторам по осадочным, метаморфическим и магматическим породам. Флюидопорами могут служить глинистые образования коры выветривания или экраны из непроницаемых карбонатных или магматических пород внутри палеозойского фундамента.

Основной нефтегенерирующей толщей для образований залежей УВ в верхних толщах коренных пород фундамента, как и для резервуара коры выветривания, являются отложения тогурской свиты [7]. Экспериментальные исследования показали, что вклад юрского источника для залежей

доюрского НГК при определенных структурно-формационных условиях достигает 98 % [37].

Наилучшими ФЕС обладают коллекторы, образованные в результате метасоматической проработки магматических пород кислого состава и глинисто-кремнистые разности. В зонах распространения магматических пород основного и ультраосновного состава, а также глинистых сланцев существуют неблагоприятные условия для формирования вторичных коллекторов [38–42].

Формирование вторичных коллекторов происходит в тектонически ослабленных зонах активной флюидомиграции. Такие зоны напрямую связаны с проявлением дизъюнктивной тектоники, вызывающей повышенную трещиноватость горных пород, что само по себе влечет за собой улучшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Таким образом, наличие кислых магматических пород или глинисто-кремнистых образований является критерием (руководящим признаком) для выделения в коренном фундаменте областей с потенциально улучшенными ФЕС. А интенсивность разрывной тектоники является руководящим признаком для разделения этих областей на зоны с лучшими, хорошими и удовлетворительными ФЕС.

При использовании схемы распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (рис. 3Б), выделены области пород фундамента с потенциально улучшенными ФЕС, потенциально средними ФЕС и с потенциально неблаго-

приятными ФЕС (рис. 5А). Затем, с учетом интенсивности разрывной тектоники в фундаменте, определены зоны коллекторов с лучшими, хорошими и удовлетворительными ФЕС.

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей в коренных породах фундамента и районирование палеозойского резервуара

Сопоставлением зон коллекторов лучших, хороших и удовлетворительных ФЕС с распределением значений плотности генерированных тогурских нефтей, выделены и проранжированы четыре перспективных участка (рис. 5Б).

1 участок, представленный зоной коллекторов с лучшими ФЕС, объединяет земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопргиба. Разломы трассируют границы и пересекают вкрест простирания тектонические структуры в пределах всего участка. К разломам приурочены выходы гранитов. Значения плотно-

сти ресурсов тогурских нефтей изменяются от 85 усл. ед на западе до 25 усл. ед. на востоке.

2 участок, представленный зоной коллекторов с хорошими ФЕС, протягивается вдоль северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. Здесь в фундаменте присутствуют гранитоиды, в северной части участка закартирован разлом. Плотность ресурсов тогурских нефтей высокая – возрастает от 50 до 80 усл. ед.

3 участок также представлен зоной коллекторов с хорошими ФЕС. Участок занимает земли у южного вреза Северо-Парабельской мегамоноклинали и сопредельную часть Парабельского мегавыступа. На юге участка картируется небольшой Сенькинский гранитный массив, который разбит серией разломов. Плотность ресурсов тогурских нефтей высокая – от 70 до 85 усл. ед.

4 участок, представленный зоной коллекторов с удовлетворительными ФЕС, приурочен к сочленению северо-западного борта Усть-Тымской мегавпадины и структур прилегающего Александровского свода. Территория разбита серией разло-

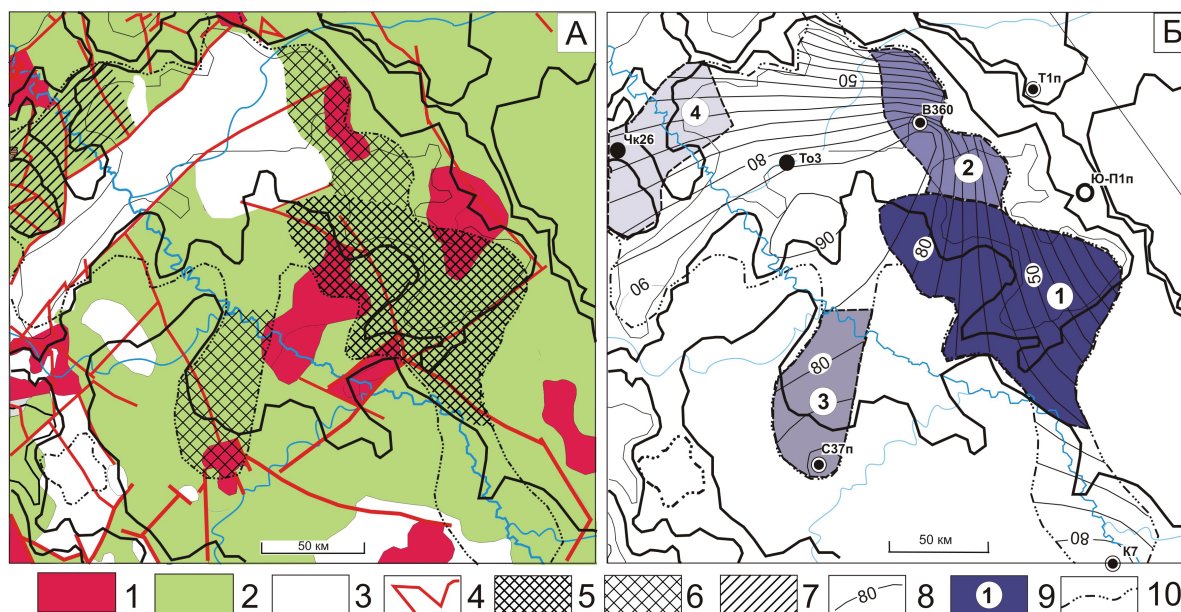


Рис. 5. Схема распределения петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в палеозойском резервуаре (Б) Усть-Тымской мегавпадины. А: 1 – область петротипов пород с потенциально улучшенными ФЕС; 2 – область петротипов пород с потенциально средними ФЕС; 3 – область петротипов пород с потенциально неблагоприятными ФЕС; 4 – тектонические нарушения; 5 – зона коллекторов с лучшими ФЕС; 6 – зона коллекторов с хорошими ФЕС; 7 – зона коллекторов с удовлетворительными ФЕС. Б: 8 – изолинии значений плотности генерированных тогурских нефтей, усл. ед.; 9 – перспективный участок, номер ранжирования (интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности участка); 10 – граница распространения нефтематеринской тогурской свиты. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1, 3

Fig. 5. Map of distribution of rock petrotypes, tectonic faults and reservoir quality in Paleozoic basement (А) and map of selection the areas of high priority for searching the hydrocarbon deposits in Paleozoic reservoir (Б) in Ust-Tym megadepression. А: 1 – area of rock petrotypes with potentially advanced porosity and permeability; 2 – area of rock petrotypes with potentially medium porosity and permeability; 3 – area of rock petrotypes with potentially negative porosity and permeability; 4 – tectonic faults; 5 – area of reservoirs with the best porosity and permeability; 6 – area of reservoirs with good porosity and permeability; 7 – area of reservoirs with sufficient porosity and permeability. Б: 8 – isolines of the values of generated togur oil density, arb. units; 9 – potential area, ranking number (intensity of area coloring is proportional to the degree of the area potentiality); 10 – boundary of distribution of oil source togur strata. The rest symbols are the same as in Fig. 1, 3

мов разной направленности. Плотность ресурсов тогурских нефтей варьирует от 50 до 80 усл. ед.

В табл. 3 приводится сопоставление результатов районирования палеозойского резервуара и данных, полученных при бурении и испытании скважин, вскрывших фундамент. На *участке 1*, выделенном как первоочередной, прямого подтверждения о нефтегазности нет из-за отсутствия фактического материала. На *участке 2* на Вертолетной площади в скв. 360 палеозойские породы вскрыты, но не испытывались на продуктивность. На *участке 3* имеются данные по скв. 37, пробуренной на Сенькинской площади, при испытании которой притока практически не получено. Прямое подтверждение прогноза получено на *участке 4*, где палеозойские отложения в скв. Чкаловская 26 оказались продуктивными.

Отмечаем, что отложения палеозоя, вскрытые скважинами Тымская 1 (Т1п) и Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1п) за пределами распространения тогурской нефтематеринской свиты, водоносны или без притока.

Таким образом, выделяем и предлагаем первоочередной район для изучения и освоения палеозойского резервуара Усть-Тымской мегавпадины – участок 1, объединяющий земли северо-восточно-

го склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезо-прогиба.

Явно не согласуется наш прогноз по палеозойскому резервуару – высокая плотность ресурсов нефти и неудовлетворительные ФЕС коллектора – с результатами испытания скв. Толпаровская 3 (То3) – табл. 3. Конечно, можно объяснить факт коллектора с удовлетворительным ФЕС положением скважины на продолжении разлома северо-западного простирания, а водонасыщенность коллектора – расформированием залежи под влиянием этого же разлома. Но это дополнительная условность, требующая детальной проработки. Вместе с тем отметим, что в остальном выполненный прогноз нефтегазности и районирование доюрских резервуаров согласуется сопоставлением с данными опробования и испытаний 12 интервалов 9 глубоких скважин.

Выводы

1. Реализованная технология анализа комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которых принадлежит результатам моделирования термической истории нефтематеринских отложений, определила первоочередные райо-

Таблица 3. Сопоставление результатов районирования резервуара палеозойского фундамента и данных бурения и испытания глубоких скважин (*ранжирование по степени перспективности)

Table 3. Comparison of the results of Paleozoic basement reservoir zoning and the data of drilling and testing deep wells (*ranking by prospectivity degree)

Район, участок* (рис. 5Б) Region, area* (Fig. 5B)	Ресурсы, усл. ед./ качество коллектора Resources, arb. units/reservoir quality	Скважины, расположенные в районе Wells in the region	Результаты испытания Test results		
			Пласт (объект) Bed (object)	Приток, м ³ /сут Influx, m ³ /day	Тип флюида Fluid type
1	25...85/лучшие ФЕС (the best porosity and permeability)	–	–	–	–
2	50...80/хорошие ФЕС (good porosity and permeability)	Вертолетная 360 (В360) Vertoletnaya 360	PZ	Не испытывался Was not tested	
3	70...85/хорошие ФЕС (good porosity and permeability)	Сенькинская 37п (С37п) Senkinskaya 37п	PZ	0,25	Фильтрат бурового раствора Drilling mud filtrate
			PZ	«Сухо»/«Dry»	–
4	50...80/удовлетворительные ФЕС (sufficient porosity and permeability)	Чкаловская 26 (Чк26) Chkalovskaya 26	PZ	100..500	Нефть Oil
В пределах распространения тогурской свиты Within togur strata expansion	80/неудовлетворительные ФЕС (insufficient porosity and permeability)	Колпашевская 7 (К7) Kolpashevskaya 7	PZ	0,5	Вода+пленка нефти Water+oil film
			PZ	0,7...4,5	Вода Water
За пределами распространения тогурской свиты Out of togur strata expansion	–	Тымская 1 (Т1п) Tymskaya 1	PZ	0,9	
			PZ	«Сухо» «Dry»	–
		Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1п) Yuzno-Pyzhinskaya 1			

Результаты испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу») и опубликованных данных по скв. Чкаловская 26 [39].

The results of testing deep wells were studied and reduced from the primary «well histories» (fund materials of Tomsk branch of «Territory fund of geological information in Siberian Federal district») and from the published data on the well Chkalovskaya 26 [39].

- ны и участки для изучения и освоения доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины.
2. В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в резервуаре коры выветривания выделена и предложена перспективная зона северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. Эта зона сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и улучшенные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.
 3. В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в палеозойском резервуаре выделен и предложен перспективный участок, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-

ро-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопргиба. Этот участок сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и лучшие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

4. Проведенные исследования и их результаты продемонстрировали технологию и ценность привлечения данных геотермии для прогнозирования нефтегазоносности доюрских резервуаров. На начальном этапе исследований по геотемпературному критерию определены очаги генерации нефти, т. е. решена концептуальная задача о «главном источнике» углеводородов, определяющая эффективность стратегии поисков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нестеров И.И. Проблемы геологии нефти и газа второй половины XX века: избранные труды / под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 608 с.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
3. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири / В.Л. Шустер, С.А. Пуанова, А.В. Самойлова, В.Б. Левянт // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 26–33.
4. 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.
5. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
6. Лобова Г.А. Очаги генерации и первично-аккумулятивные ресурсы баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 122–128.
7. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2011. – 331 с.
8. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода) / Ю.В. Коржов., В.И. Исаев, А.А. Жильцова, О.В. Латыпова // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 1. – С. 113–129.
9. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) / Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, М.Я. Кузина, Г.А. Лобова // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 51–56.
10. Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4. – С. 28–39.
11. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data / R.Yu. Gulenok, V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin, G.A. Lobova, V.I. Starostenko // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – V. 5. – № 4. – P. 273–287.
12. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины / Е.Н. Осипова, Г.А. Лобова, В.И. Исаев, В.И. Старостенко // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
13. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
14. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых нефтегазоносных комплексов Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.
15. Tissot В.Р. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2003. – V. 58. – № 2. – P. 183–202.
16. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 104–110.
17. Low geothermal heat flow of the Urals fold belt – implication of low heat production, fluid circulation or paleoclimate? / I.T. Kukkonen, I.V. Golovanova, Yu.V. Khachay, V.S. Druzhinin, A.M. Kosarev, V.A. Scharov // Tectonophysics. – 1997. – V. 276. – P. 63–85.
18. Spatial distribution of Pleistocene/Holocene warming amplitudes in Northern Eurasia inferred from geothermal data / D.Yu. Demezhko, D.G. Ryzkin, V.I. Outkin, A.D. Duchkov, V.T. Balobaev // Climate of the Past. – 2007. – V. 3. – P. 559–563.
19. Кутас Р.И. Геотермические разрезы земной коры и верхней мантии Черного моря и его северного обрамления // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 6. – С. 50–67.
20. Голованова И.В., Сальманова Р.Ю., Тагирова Ч.Д. Методика расчета глубинных температур с учетом исправленных на влияние палеоклимата значений теплового потока // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 9. – С. 1426–1435.
21. Vertical variation in heat flow on the Kola Peninsula: paleoclimate or fluid flow? / C. Vogt, D. Mottaghy, V. Rath, G. Marquart, L. Dijkshoorn, A. Wolf, C. Clauser // Geophysical Journal International. – 2014. – V. 199. – P. 829–843.
22. Исаев В.И., Рылова Т.Б., Гумерова А.А. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 93–102.
23. Трехмерная геотермическая модель Карского шельфа и прогноз нефтегазоносности / Л.В. Подгорных, М.Д. Хуторской, И.С. Грамберг, Ю.Г. Леонов // Доклады РАН. – 2001. – Т. 380. – № 2. – С. 333–338.
24. Новые данные о тепловом потоке в центральной части Кольского полуострова / В.Н. Глазнев, И.Т. Кукконен, А.Б. Раевский, Я. Екинён // Доклады РАН. – 2004. – Т. 396. – № 1. – С. 1–3.
25. Дучков А.Д., Истомин В.Е., Соколова Л.С. Геотермический метод обнаружения газовых гидратов в донных осадках акваторий // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 7. – С. 920–929.

26. Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика – 2006. – № 3. – С. 101–120.
27. Галушкин Ю.И., Ситар К.А., Куницина А.В. Численное моделирование преобразования органического вещества осадочных горных пород северо-восточного шельфа Сахалина // Океанология. – 2011. – Т. 51. – № 3. – С. 521–531.
28. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the NyuroI'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – V. 55. – P. 1418–1428.
29. Сунгурова О.Г., Мазуров А.К., Исаев В.И. Ресурсоэффективная стратегия поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 147–154.
30. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазонасности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
31. Запивалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерии оценки нефтегазонасности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 341. – С. 226–232.
32. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
33. Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографический состав и история формирования зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на Чкаловском нефтяном месторождении (по данным скважины 26) // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308. – № 3. – С. 36–43.
34. Лифанов В.А. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазонасности нижнеюрских базальных горизонтов юго-востока Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2012. – С. 252–257.
35. Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. – 1990. – № 11–12. – С. 22–30.
36. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation) // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – V. 48. – P. 422–428.
37. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Ю.В. Коржов, М.Я. Кузина, Л.К. Кудряшова, О.Г. Сунгурова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.
38. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа: Изд-во «Тauf», 2002. – 242 с.
39. Density Modeling of the Basement of Sedimentary Sequence and Prediction of Oil-Gas Accumulation: Evidence from South Sakhalin and West Siberia / V.I. Isaev, R.Yu. Gulenok, O.S. Isaeva, G.A. Lobova // Russian Journal of Pacific Geology. – 2008. – V. 2. – № 3. – P. 191–204.
40. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86.
41. Ахметов Е.М., Куддеев Е.И., Истекова С.А. Петрофизическое обоснование и методика интерпретации ГИС в продуктивных пластах месторождения Узень (Казахстан) // Промысловая геофизика в 21-ом веке: Тезисы докладов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – С. 119–121.
42. Isaev V.I., Nguen H.B. Cavitation in Oil-Gas Reservoirs of the Crystalline Basement from the Well Logging Data on the White Tiger Field in Vietnam // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – V. 7. – № 4. – P. 237–246.

Поступила 11.01.2015.

UDC 550.36:553.041:553.98

ASSESSMENT OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE PRE-JURASSIC RESERVOIRS OF UST-TYM MEGADEPRESSION (USING THE DATA OF GEOTHERMICS AND DRILLING)

Galina A. Lobova,

National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E-mail: lobovaga@tpu.ru

Felix S. Prakoyo,

National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E-mail: felix.santo@yahoo.com

Ermek M. Akhmetov,

K.I. Satpayev Kazakh National Technical University, 22, Satpayev Street, Almaty, 050013, Kazakhstan. E-mail: aem.47@mail.ru

Olga S. Isaeva,

Tomsk branch of Federal State Institution «Territorial geological fund across Siberian Federal District», bld. 16, 9, Mokrushin Street, Tomsk, 634050, Russia. E-mail: isaeva_sah@mail.ru

Relevance of research is caused by the necessity to reproduce and expand the resource base of oilfields in southeast of Western Siberia. **The main aim of the research** is to define and propose the priority areas for exploration and development of pre-Jurassic oil and gas complexes in the poorly studied territory of Ust-Tym megadepression and structures of its framing.

Object of research is the pre-Jurassic reservoirs, the collectors of Triassic weathering crust and the collectors of Paleozoic basement. The collectors of weathering crust are formed on clay and siliceous rocks and volcanic rocks of acid composition, the lower-middle Jurassic clay thicknesses serve as fluid seal. The secondary collectors in the bedrock basement are developed on metamorphic and magmatic rocks, clay formations of bark of aeration or impermeable rocks in the basement can serve as fluid seal.

Methods of researches include reservoirs geomapping, analysis of generated oil density distribution, evaluation and analysis of density distribution of primary accumulated oils reservoirs, zoning of reservoirs according to the prospectivity degree.

As a result of researches the authors have systematized the complex of geological and geophysical data on the object of research and have given the volumetric-areal characterization for pre-Jurassic reservoirs – the maps of the total thickness and quality collectors were plotted by the deep drilling, taking into account petro types of bedrocks and intensity of breaking tectonics. The generated oil density distribution, obtained based on mapping by geotemperature criterion of generation paleohearth in Togur maternal deposits, was analyzed. The authors plotted the maps of distribution of accumulated resources relative density, carried out reservoir zoning and proposed the areas of priority for searching for weathering crust reservoir – northeast side of Ust-Tym megadepression, for basement rocks reservoir – the north-eastern slope of the North-Parabel megamonoklin and the Southern-Pyzhinsk mezo-deflection. The results show the technique of predicting oil-and-gas presence with attraction of paleotemperature modeling. The authors made a conclusion on the value of geothermal data, which allow solving a conceptual problem of the source of hydrocarbons.

Key words:

Pre-Jurassic reservoirs, density of oil resources, zoning, geothermy, Ust-Tym megadepression.

REFERENCES

1. Nesterov I.I. *Problemy geologii nefiti i gaza vtoroy poloviny XX veka: izbrannye trudy* [Problems of petroleum geology in the second half of the XXth century: selected works]. Ed. by A.E. Kontorovich. Novosibirsk, SB RAS Publishing House, 2007. 608 p.
2. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ervye Yu.G. *Geologiya nefiti i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology of oil and gas of Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 680 p.
3. Shuster V.L., Punanova S.A., Samoilova A.V., Leviant V.B. *Problemy poiska i razvedki promyshlennykh skopleny nefiti i gaza v treshchinno-kavernoznykh massivnykh porodakh doyrskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri* [Problems of searching and exploring for commercial oil and gas accumulations in fracture-cavernous massive rocks of pre-Jurassic complex of West Siberia]. *Geologiya nefiti i gaza – Geology of oil and gas*, 2011, no. 2, pp. 26–33.
4. Rostovtsev V.N., Reznik S.N. *Yurskiy kompleks chulym-tymskogo mezhdurechya – perspektivnyy obekt dlya poiskov nefiti i gaza v Pravoberezhie Obi Tomskoy oblasti* [The Jurassic complex of Chulym-Tymsk interfluvium – perspective object for searches of oil and gas in the Right bank of Ob of the Tomsk region]. Tomsk, Tomsk university Publ., 2004. 164 p.
5. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegasoznosnost mezozoyско-kaynozoyских otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits of southeastern regions of West Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2002. 253 p.
6. Lobova G.A. *Ochagi generatsii i pervichno-akkumulirovannyye resursy bazhenovskikh neftey ust-tymskoy megavpady* [The generation centers and primary-accumulated resources of Bazhenov oils in the Ust-Tym megadepression]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 1, pp. 122–128.
7. Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegasoznosnost mezozoyских i paleozoyских otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian megabasin]. Novosibirsk, INGG SB RAS Publ., 2011. 331 p.

8. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhiltsova A.A., Latipova O.V. Raspre-delenie aromatischeskikh uglevodorodov v razreze otlozheny nef-tegazonosnykh kompleksov (na primere mestorozhdeny Krasno-leninskogo svoda) [Distribution of aromatic hydrocarbons in a sec-tion of deposits of oil-and-gas complexes (by the example of the fields of the Krasnoleninsk arch)]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2013, vol. 35, no. 1, pp. 113–129.
9. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. Genezis do-yurskikh zalezhey nefi Rogozhnikovskoy gruppy mesto-rozhdeny (po rezul'tatam izucheniya vertikalnoy zonalnosti alka-nov) [Genesis of deposits of oil of Rogozhnikov group of fields (based on the study of the vertical zonation of alkanes)]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 51–56.
10. Lobova G.A. Neftegazonosnost Ust-Tymskoy megavpadiny [Oil-and-gas presence of Ust-Tym mega-depression]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2013, vol. 35, no. 4, pp. 28–39.
11. Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Staro-stenko V.I. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimenta-ry Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravime-try and Geothermy Data. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 273–287.
12. Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. Neftega-zonosnost nizhnemelovykh rezervuarov Nyurolskoy megavpadi-ny [Petroleum potential of the Lower Cretaceous reservoirs of Ny-urolka megadepression]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic Uni-versity*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 14–33.
13. Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. Model katageneza organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoy svity) [The model of katagenesis of organic matter (by the example of Bazhenov Formation)]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078.
14. Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. Lokalizatsiya prognoznykh resursov nefi yursko-melovykh neftegazonosnykh kompleksov Ust-Tymskoy megavpadiny [Probable oil resource localization for Jurassic and Cretaceous oil-and-gas complexes in Ust-Tym mega depression]. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, no. 2, pp. 36–40.
15. Tissot B.P. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, 2003, vol. 58, no. 2, pp. 183–202.
16. Popov S.A., Isaev V.I. Modelirovaniye processov generacii i jemi-gracii uglevodorodov [Modeling of processes of generation and emigration of hydrocarbons]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic Universit*, 2013, vol. 316, no. 1, pp. 104–110.
17. Kukkonen I.T., Golovanova I.V., Khachay Yu.V., Druzhinin V.S., Kosarev A.M., Scharov V.A. Low geothermal heat flow of the Urals fold belt – implication of low heat production, fluid cir-culation or paleoclimate? *Tectonophysics*, 1997, vol. 276, pp. 63–85.
18. Demezko D.Yu., Ryvkin D.G., Outkin V.I., Duchkov A.D., Balobaev V.T. Spatial distribution of Pleistocene/Holocene warming amplitudes in Northern Eurasia inferred from geothermal data. *Climate of the Past*, 2007, vol. 3, pp. 559–563.
19. Kutas R. I. Geotermicheskie razrezy zemnoy kory i verkhney mantii Chernogo morya i ego severnogo obramleniya [The geo-thermal section of the Earth crust and of top mantle of the Black Sea and its northern frame]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2011, vol. 33, no. 6, pp. 50–67.
20. Golovanova I.V., Salmanova R.Yu., Tagirova Ch.D. Metodika rascheta glubinnyykh temperatur s uchetoм ispravlenyykh na vli-yanie paleoklimata znacheny teplovogo potoka [Method for deep-temperature estimation with regard to the paleoclimate influence on the heat flow]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Ge-ophysics*, 2014, vol. 55, no. 9, pp. 1426–1435.
21. Vogt C., Mottaghy D., Rath V., Marquart G., Dijkshoorn L., Wolf A., Clauser C. Vertikal variation in heat flow on the Kola Peninsula: paleoclimate or fluid flow? *Geophysical Journal Inter-national*, 2014, vol. 199, pp. 829–843.
22. Isaev V.I., Rylova T.B., Gumerova A.A. Paleoklimat Zapadnoy Sibiri i realizatsiya generatsionnogo potentsiala neftematerin-skikh otlozheny [Paleoclimate of Western Siberia and implemen-tation of generative potential of oil source deposits]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 324, no. 1, pp. 93–102.
23. Podgornykh L.V., Khutorskoy M.D., Gramberg I.S., Leo-nov Yu.G. Trekhmernaya geotermicheskaya model Karskogo shelfa i prognoz neftegazonosnosti [Three-dimensional geother-mal model of the Karsk shelf and forecast of oil-and-gas content]. *Reports of the Russian Academy of Sciences*, 2001, vol. 380, no. 2, pp.333–338.
24. Glaznev V.N., Kukkonen I.T., Raevsky A.B., Ekinen Ya. Novye dannye o teplovom potoke v tsentralnoy chasti Kolskogo poluo-strova [New data on a thermal stream in the central part of the Ko-la half-island]. *Reports of the Russian Academy of Sciences*, 2004, vol. 396, no. 1, pp. 1–3.
25. Duchkov A.D., Istomin V.E., Sokolova L.S. Geotermichesky met-od obnaruzheniya gazovykh gidratov v donnykh osadkakh akva-tory [A geothermal method for detecting gas hydrates in the bot-tom sediments of water basins]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 2012, vol. 53, no. 7, pp. 920–929.
26. Lopatin N.V. Kontseptsiya neftegazovykh generatsionno-akku-mulyatsionnykh sistem kak integriruyushchee nachalo v obosno-vanii poiskovo-razvedochnykh rabot [The concept of oil and gas generative and accumulative systems as the integrating begin-ning in justification of exploration]. *Geoinformatika*, 2006, no. 3, pp. 101–120.
27. Galushkin Yu.I., Sitar K.A., Kunitsina A.V. Chislennoe modeli-rovaniye preobrazovaniya organicheskogo veshchestva os-adochnykh gornyykh porod severo-vostochnogo shelfa Sakhalina [Numerical modeling of transformation of organic substance of sedimentary rocks of the northeast shelf of Sakhalin]. *Oceanolo-gy*, 2011, vol. 51, no. 3, pp. 521–531.
28. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, pp. 1418–1428.
29. Sungurova O.G., Mazurov A.K., Isaev V.I. Resursoeffektivnaya strategiya poiskov zalezhey nefi v do-yurskom osnovanii Zapad-noy Sibiri [Resource efficient search strategies of oil deposits in the pre-Jurassic base of Western Siberia]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 325, no. 1, pp. 147–154.
30. Kontorovich V.A. Seysmogeologicheskie kriterii neftegazonosno-sti zony kontakta paleozoyckikh i mezozoyckikh otlozheny Zapad-noy Sibiri (na primere Chuzikcko-Chizhapckoy zony neftegazona-kopleniya) [Petroleum potential of reservoirs at the paleozoic-mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (by the example of the chuzik-chizhapka regional oil-gas accumula-tion)]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysic*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 538–547.
31. Zapivalov N.P., Isaev G.D. Kriterii otsenki neftegazonosnosti pa-leozoyckikh otlozheny Zapadnoy Sibiri [Criteria of assessment of oil-and-gas content of Paleozoic deposits of Western Siberia]. *Bulletin of Tomsk state university*, 2010, vol. 341, pp. 226–232.
32. Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. Kory vyverivaniya do-yur-skikh otlozheny Zapadno-Sibirskoy geosineklizy [Weathering rocks of pre-Jurassic rocks of Western-Siberian geosyncline]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 77–81.
33. Nedolivko N.M., Ezhova A.V. Petrografichesky sostav i istoriya formirovaniya zony kontakta paleozoyckikh i mezozoyckikh ot-lozheny na Chkalovskom neftyanom mestorozhdenii (po dannym

- skvazhiny 26) [Petrographic composition and history of the formation of the Paleozoic and Mesozoic sediments on Chkalauski oil deposit (according to the well 26)]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2005, vol. 308, no. 3, pp. 36–43.
34. Lifanov V.A. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i perspektivy neftegazonosnosti nizhneyurskikh bazalnykh gorizontov yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Features of geological structure and petroleum potential of the Lower Jurassic basal horizon southeast of Western Siberia]. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala HMAO* [Realization of oil and gas and ore potential of Khanty Mansiysk autonomous region]. Khanty Mansiysk, Izdat-Naukservis, 2012. Vol. 1, pp. 252–257.
 35. Syngaevsky P.E., Khafizov S.F. Formatsiya kory vyvetrivaniya v osadochnom tsikle Zapadno-Sibirskogo basseyna [Weathering crust formation in the sedimentary cycle of the West-Siberian district]. *Geologiya nefti i gaza – Geology of oil and gas*, 1990, no. 11, pp. 22–30.
 36. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, pp. 422–428.
 37. Isaev V.I., Lobova G.A., Korzhov Yu.V., Kuzina M.I., Kudryashova L.A., Syngurova O.G. *Strategiya i osnovy tekhnologii poiskov uglevodorodov v doyrskom osnovanii Zapadnoy Sibiri* [Strategy and basics technologies of searching hydrocarbons in Pre-Jurassic basement of Western Siberia]. Tomsk, TPU Publ., 2014. 112 p.
 38. Koshlyak V.A. *Granitoidnye kollektory nefti i gaza* [Granitoid collectors of oil and gas]. Ufa, Tau Publ., 2002. 242 p.
 39. Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Isaeva O.S., Lobova G.A. Density Modeling of the Basement of Sedimentary Sequence and Prediction of Oil-Gas Accumulation: Evidence from South Sakhalin and West Siberia. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2008, vol. 2, no. 3, pp. 191–204.
 40. Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. Vtorichno-katageneticheskie preobrazovaniya doyrskikh porod zapadno-sibirskoy geosinklizi [Secondary catagenetic transformations of pre-Jurassic rocks of Western-Siberian geosyncline]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 82–86.
 41. Akhmetov E.M., Kuldeev E.I., Istekova S.A. Petrofizicheskoe obosnovanie i metodika interpretatsii GIS v produktivnykh plastakh mestorozhdeniya Uzen (Kazakhstan) [Petrophysical justification and technique of interpretation of GSW in productive layers of Uzen field (Kazakhstan)]. *Promyslovaya geofizika v 21 veke. Tezisy dokladov* [Trade geophysics in the 21st century. Theses of reports]. Moscow, RSU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2012. pp. 119–121.
 42. Isaev V.I., Nguen H.B. Cavitation in Oil-Gas Reservoirs of the Crystalline Basement from the Well Logging Data on the White Tiger Field in Vietnam. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2013, vol. 7, no. 4, pp. 237–246.

Received: 11 January 2015.