

УДК 553.98.041:551.73(571.16)

РАЙОНИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ПО ДАННЫМ ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И БУРЕНИЯ)

Лобова Галина Анатольевна¹,
lobovaga@tpu.ru

Лунёва Татьяна Евгеньевна¹,
tatyana.luneva93@gmail.com

Кириллина Мариника Сергеевна¹,
marinika.kirillina@gmail.com

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

Актуальность исследования определена необходимостью апробации стратегии поисков (поисковые критерии, концептуальная технологическая схема) объектов в доюрском нефтегазоносном комплексе Западной Сибири (трудноизвлекаемые запасы).

Цель исследования: выделение первоочередных участков для проведения поисков залежей углеводородов в отложениях доюрского фундамента на примере Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления – на землях основного нефтепромыслового района Томской области, на Левобережье реки Обь.

Объектом исследования являются доюрские резервуары – коллекторы пермо-триасовой коры выветривания и коллекторы во внутренних породах фундамента. Залежи в коре выветривания связаны с коллекторами, образованными по глинисто-кремнистым, карбонатным породам, вулканитам кислого состава, а также при определенных условиях, по ультрабазитам, для которых флюидоупором служат нижнеюрские глинистые толщи. В коренном фундаменте резервуары соотносятся с вторичными коллекторами, образованными по известнякам, гранитам, риолитам. Флюидоупорами в этом резервуаре выступают глинистые образования коры выветривания или непроницаемые породы внутри фундамента. Основная нефтегенерирующая толща – нижнеюрские тогурские отложения. Исследование проводится в рамках концепции вертикальной миграции, территориально – в границах распространения нефтематеринской свиты.

Методы исследования основаны на ресурсоэффективной технологии, включающей системный анализ результатов картирования очагов генерации тогурских нефтей по геотемпературному критерию, прогнозное картирование резервуаров коры выветривания и коренного палеозоя по данным глубокого бурения, зональное нефтегеологическое районирование и ранжирование земель по степени перспективности.

В результате исследования выделены и ранжированы перспективные участки поисков для резервуаров коры выветривания и коренного палеозоя в границах распространения нефтегенерирующей тогурской свиты. Первоочередными участками для поисков залежей углеводородов в отложениях коры выветривания являются южные борта Кулан-Игайской, Тамрадской впадин и зона их сочленения (порядка 1100 км²). Первоочередными участками для изучения и освоения резервуара коренного палеозоя являются земли южного борта Кулан-Игайской мезовпадины и зоны ее сочленения с Тамрадской мезовпадиной, частично совпадающие с перспективными участками по коре выветривания, несколько уменьшаясь по площади (до 900 км²), а также земли юго-восточного борта Нюрольской мегавпадины и примыкающие земли Чузикско-Чижалпской мезоседловины (порядка 1200 км²). Согласованность прогноза и выявленной нефтегазоносности доюрских отложений аргументируют принятую концепцию миграции углеводородов, питающих резервуары, и ранее сформулированную ресурсоэффективную стратегию и технологию поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири.

Ключевые слова:

Очаги генерации тогурских нефтей по геотемпературному критерию, вскрытые бурением резервуары коры выветривания и коренного палеозоя, зональное нефтегеологическое районирование резервуаров, ресурсоэффективная стратегия и технология поисков, Нюрольская мегавпадина.

Введение

Перспективность палеозойских отложений Западной Сибири на протяжении всей истории ее изучения оценивалась неоднозначно. В первой половине прошлого века, на начальном этапе поисковых работ в Западной Сибири, ряд известных ученых и геологов (М.К. Коровин, Н.А. Кудрявцев, Н.С. Шатский и др.) отмечали высокую перспективность именно пород палеозойского фундамента и указывали на первоочередность их исследований. Однако открытие первых крупных и гигантских месторождений в мезозойском чехле переключило основное внимание исследователей на

этот стратиграфический уровень. О перспективах доюрского фундамента в Западной Сибири в начале 60-х гг. прошлого столетия вновь заговорил академик А.А. Трофимук [1]. В это время поисково-разведочные скважины практически всегда проектировались со вскрытием отложений фундамента с целью изучения вскрываемого разреза, а также для установления характера насыщения этих пород. И действительно, некоторыми скважинами попутно, как отмечено в работе [2], были вскрыты залежи углеводородов (УВ) в палеозойских породах. Массовое открытие залежей в доюрском фундаменте относят к середине 70-х гг. прошлого столетия.

летия. Большинство из них приурочены к измененным карбонатам в пределах Чузыкско-Чижапской мезоседловины, расположенной частично в пределах территории наших исследований. Однако и до настоящего времени доюрский нефтегазовый комплекс (НГК), относимый к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ), в пределах Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее структур является одним из перспективных объектов воспроизводства и наращивания ресурсной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3, 4]. Этот район интересен с экономической точки зрения, так как расположен на землях основного нефтепромышленного района Томской области – на Левобережье реки Обь (рис. 1, А). В этом случае наличие развитой нефтегазовой инфраструктуры значительно снижает капитальные затраты на геологоразведочные работы.

Основной нефтегенерирующей толщей для доюрских резервуаров, по устоявшемуся мнению многих ученых, являются тогурские отложения. По генезису рассеянное органическое вещество (РОВ) в тогурской свите является типично озерным с РОВ сапропелево-гумусового типа и содержанием C_{org} от 1,5 до 10 %. Уровень катагенеза ОВ варьирует от MK_1^3 в центральной части территории исследования, постепенно уменьшаясь в радиальном направлении до градации MK_1^1 [5]. Мощность тогурских отложений в наиболее погруженной части Нюрольской мегавпадины, в Тамрадской впадине, достигает 140 м [6]. Проблематичность миграции нефти из тогурских отложений в нижележащие коллекторы находит разрешение в результатах послынного изучения «прямыми» методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений. Эксперимен-

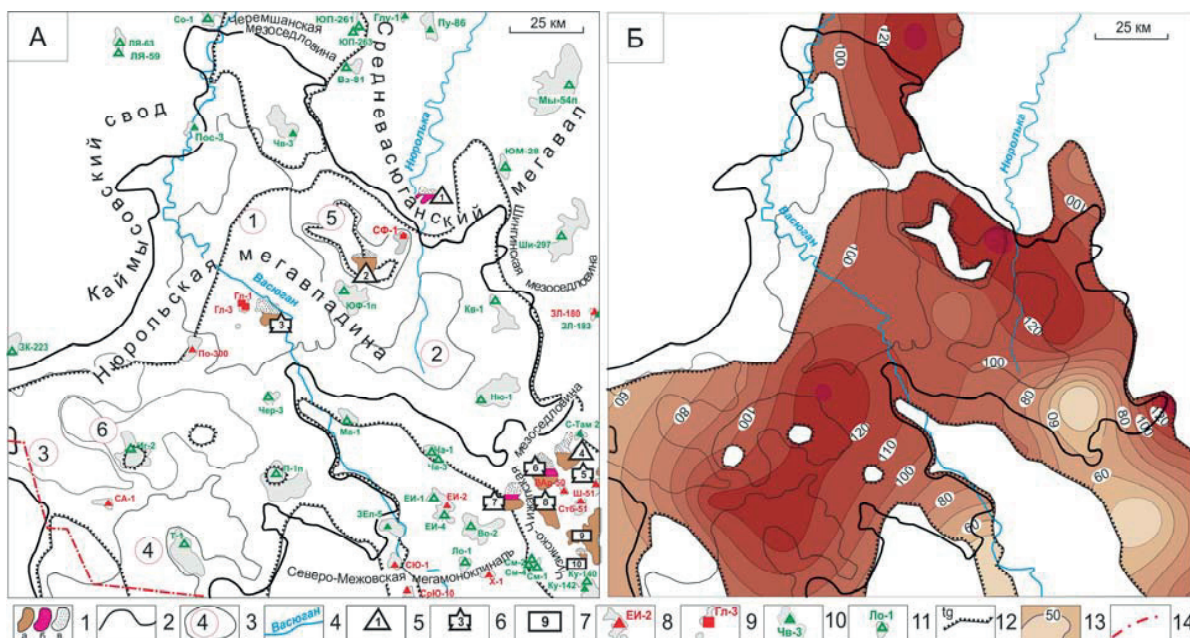


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности доюрского комплекса (А) на тектонической основе [6] и распределения значений плотности генерации тогурских нефтей [16] (Б) Нюрольской мегавпадины: 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее условный номер; 4 – речная сеть; (5–7) – условный номер месторождения с залежами: 5 – в коре выветривания: Речное (1), Фестивальное (2), Тамбаевское (4); 6 – в палеозойском фундаменте и коре выветривания: Среднеглуховское (3), Южно-Тамбаевское (5), Урманское (6), Южно-Урманское (7), Арчинское (8); 7 – в палеозойском фундаменте: Нижнетабаганское (9), Южно-Табанское (10); (8–11) – локальная структура, результаты исследования скважины, вскрывшей доюрский комплекс, и ее условный индекс: 8 – приток УВ при испытании, 9 – запах УВ в керне, 10 – приток воды, 11 – скважина «сухая»; 12 – граница зоны распространения тогурской свиты; 13 – изолинии значений плотности генерации тогурских нефтей, усл. ед.; 14 – административная граница Томской области. Структуры III-го порядка: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осевой прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие

Fig. 1. Schematic maps of oil and gas pre-Jurassic Complex (A) on the tectonic basis [6] and distribution of generated Togur oil density values [16] (B) of Nurol'ka megadepression: 1 are the fields: a – oil, b – condensate, c – gas; 2 is the boundary of Nurol'ka megadepression, 3 is the structure of III order and its number; 4 is the river network; (5–7) is the conditional number of the oil fields with deposits: 5 – in the weathering crust: Rechnoe (1), Festivalnoe (2), Tambaevskoe (4); 6 – in the weathering crust and the Paleozoic basement: Srednegluhovskoe (3), Yuzhno-Tambaevskoe (5), Urmanskoe (6), Yuzhno-Urmanskoe (7), Archinskoe (8); 7 – in the Paleozoic basement: Nizhnetabaganskoe (9), Yuzhno-Tabaganskoe (10); (8–11) is the local structure, the results of testing well drill in the pre-Jurassic Complex and its conditional index: 8 is the hydrocarbon influx during testing, 9 is the hydrocarbon smell in the core, 10 is the water influx, 11 is the dry well; 12 is the boundary of the Togur suite; 13 is the contour of the generated Togur oils density values, conv. units; 14 is the administrative boundary of Tomsk region. III order structures: 1 – Kulan-Igay basin, 2 – Tamrad basin, 3 – Axial trough, 4 – Tamyan trough, 5 – Festival arch, 6 – Igol-Talov doming

тально установлено, что расстояние вертикальной миграции УВ из нижнеюрской нефтепроизводящей толщи в доюрские разуплотненные отложения составляет порядка 150...250 м [7].

Как отмечают исследователи [8], поисковые работы на доюрский НГК необходимо начинать с построения моделей, используя весь объем геолого-геофизической информации. При этом установлено, что геотемпературный режим является основным фактором, который определяет условия генерации углеводородов [9–12], а тепловое поле Земли оказывает не только существенное влияние на ход превращений исходного РОВ, но и на все последующие физико-химические изменения в составе природных флюидов, контролирующие их мобильность в миграционных процессах и фазовое состояние [13–15].

Программный пакет «ТермоDialog», результаты применения которого будут использованы ниже, позволяет выполнить палеотемпературные реконструкции, сопряженные с палеотектоническими, используя комплекс геолого-геофизической информации и учитывая изменения температуры на поверхности Земли в геологическом прошлом [17]. Известно, что влияние палеоклимата принимается во внимание геотермистами как при региональных металлогенических и нефтегеологических исследованиях [18–20], так и в прогнозно-поисковых работах на нефть и газ [21, 22]. К настоящему времени исследователями томской геотермической школы палеотемпературное моделирование проведено для разных территорий и стратиграфических уровней Западной Сибири [23–27].

Ранее построена карта распределения плотности генерации тогурских нефтей Нюрольской мегавпадины и структур её обрамления (рис. 1, Б) на основе использования палеотемпературного моделирования, выполненного для 35-ти представительных скважин в границах распространения тогурской свиты [16].

Целью настоящих прогнозных исследований является установление перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины с использованием результатов палеотемпературного моделирования, с учетом прогноза распространения и качества коллектора, определение первоочередных участков для постановки поисковых работ на доюрский НГК.

Предлагаемая вниманию читателя работа является примером практической реализации опубликованной в 2014 г. [7, 28] стратегии поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири.

Краткая характеристика нефтегазоносности территории

В Нюрольском нефтегазоносном районе выделяются следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): доюрский, нижнеюрский (геттанг-раннеогарский, позднеогар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский) [6].

Для среднеюрского, верхнеюрского и мелового НГК нефтегенерирующей является баженовская свита, сложенная верхнеюрскими битуминозными карбонатно-кремнисто-глинистыми отложениями.

Для нижнеюрского и доюрского НГК основными нефтематеринскими породами являются отложения тогурской свиты [5]. Ряд исследователей [29–31] предлагает также рассматривать девонские доманиковые толщи, как самостоятельный нефтегенерирующий источник УВ для резервуаров внутреннего палеозоя.

Доюрский НГК включает **нефтегазоносный горизонт зоны контакта** палеозойских и мезозойских пород (НГГЗК) и **палеозойский резервуар**. Под НГГЗК понимается толща пермо-триасовых отложений, залегающая в виде прерывистого тела между складчатым фундаментом и платформенным осадочным чехлом, обособливающаяся в пласт М. В пределах изучаемой территории открыты месторождения нефти и газоконденсата с залежами в этом пласте.

В **палеозойском резервуаре** открыты месторождения различного фазового состояния, основная часть которых приурочена к Чузикско-Чижапской мезоседловине.

Известны месторождения с залежами, приуроченными к пластам группы М, гидродинамически объединенными в единый резервуар (М–М₁₋₁₀). Получены прямые признаки нефтенасыщения доюрских пород при испытании скважин на различных площадях и в керне.

Резервуар отложений коры выветривания

Ранее нами построена карта толщин отложений коры выветривания [32] на основании данных по 73-м скважинам (рис. 2, А).

На территории исследования на поверхность фундамента выходят гетерогенные и полифациальные породы (рис. 2, Б), которые и предопределяют возникновение разнообразных профилей кор выветривания. При этом образующиеся горные породы обладают разными коллекторскими свойствами. Установлено [33, 34], что гранитоидные, гранодиоритовые, риолитовые магматические тела и карбонатные, глинисто-кремнистые породы, имеющие здесь распространение, подвергаясь гипергенным процессам, создают предпосылки к образованию коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Таким образом, по карбонатным, глинисто-кремнистым и магматическим породам кислого состава на поверхности фундамента образуются зоны с улучшенными коллекторами.

На Фестивальном вале скважинами вскрыты серпентины, при выветривании которых в определенных условиях возможно образование неплохих коллекторов. Коллекторы с неблагоприятными ФЕС формируются в коре выветривания, образованной по магматическим породам основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации.

Покрышкой для залежей в резервуарах коры

выветривания могут служить нижнеюрские, локальный левинский и/или региональный китербютский, флюидоупоры. При выклинивании нижнеюрских толщ роль покрывки выполняют среднеюрские локальные лайдинская и/или леонтьевская глинистые пачки [35].

Залежи углеводородов, как правило, приурочены к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания и связаны со сложнопостроенными литологически-, тектонически- и стратиграфически экранированными ловушками.

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

Выделение перспективных участков проводилось на основе распределения плотности генерации тогурских нефтей, толщин коры выветривания и качества коллектора (рис. 3). Распределение плотности аккумуляции тогурских нефтей (рис. 3, А) было получено путем перемножения значений толщин коры выветривания (рис. 2, А) и значений плотности генерации тогурских нефтей (рис. 1, Б). Таким образом, наряду с распределением объемов генерированных нефтей учитывается распределе-

ние аккумулярующих объемов резервуара, обусловленных его толщинами. Распределение мощностей резервуара и распределение плотности генерации нефтей учитываются с одинаковым весовым коэффициентом. Оценка плотности аккумулятивных нефтей выполнялась в условных единицах, что вполне корректно для последующего площадного районирования. На карту вынесены зоны с улучшенными ФЕС коллекторов, образованными по кремнисто-карбонатным и магматическим породам кислого состава и зоны с неблагоприятными ФЕС, образованными по магматическим породам основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации (рис. 3, А).

Учитывая плотность первично-аккумулятивных тогурских нефтей, качество коллектора, а также величины площадей участков в зонах, прогнозные перспективные участки ранжированы по степени перспективности (рис. 3, Б).

Наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазности представляет зона 1, которая представлена двумя участками.

Участок 1.1 охватывает южные борта Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и зону их сочленения. На данном участке совпали высокая плотность аккумуляции тогурских нефтей и улучшен-

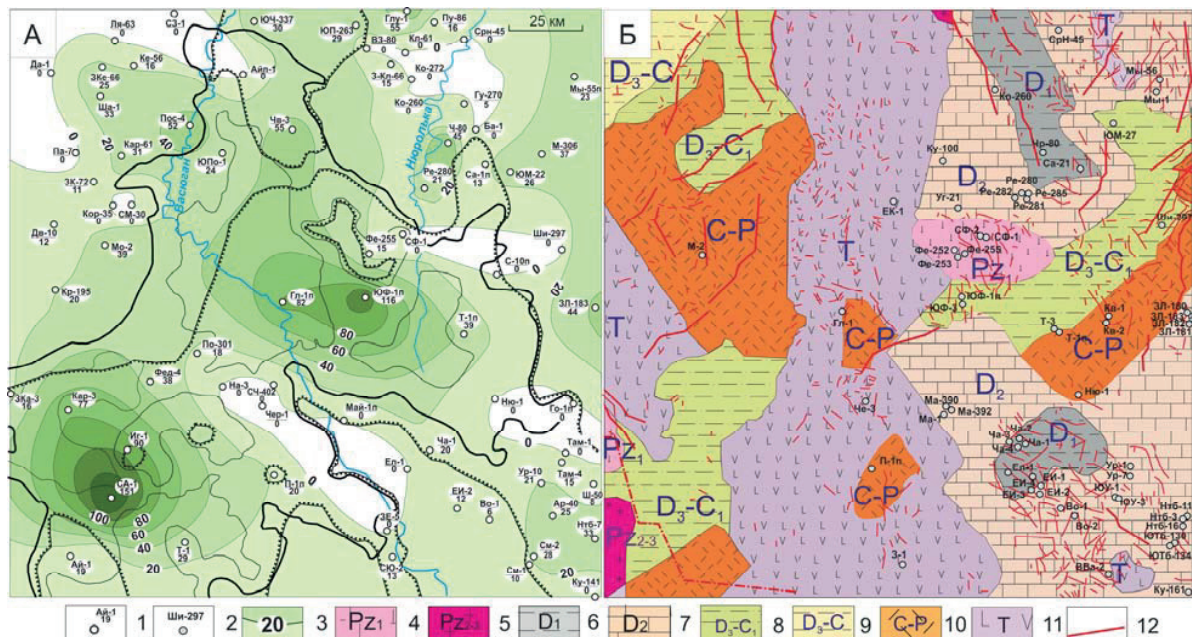


Рис. 2. Схематические карты толщин коры выветривания [32] (А), распространения петротипов пород фундамента [36–39] и тектонических нарушений [6] (Б) в Нюрольской мегавпадине: 1 – скважины, использованные для построения карты изопакх: в числителе – индекс скважины, в знаменателе – мощность отложений коры выветривания, м; 2 – скважины с литологической характеристикой доюрских отложений; 3 – изопакхы толщин коры выветривания, м; (4–11) – фации комплексов пород фундамента с указанием их возраста: 4 – ультрабазиты, 5 – граниты, 6 – глинисто-кремнистые сланцы, 7 – карбонаты, 8 – терригенные породы, 9 – глинистые сланцы, 10 – липариты, 11 – андезит-базальты; 12 – разломы. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 2. Schematic maps of isopach line weathering crust [32] (A) and spread of basement rock petrotypes [6] (B) of Nural'ka megadepression and its framing structures: 1 are the wells, used for mapping of isopach line: conditional index is in numerator, thickness of weathering crust reservoirs is in denominator; 2 are the wells with lithologic characteristics of pre-Jurassic deposits; 3 is the isopach line map of the weathering crust, m; (4–11) are the facies of complexes of basement rocks showing their age: 4 are the ultrabasites, 5 are the granites, 6 are the clay-siliceous shales, 7 are the carbonates, 8 are the clastic breeds, 9 are the clay shales, 10 are the liparites, 11 are the andesite-basalts; 12 are the faults. The rest symbols are the same as in Fig. 1

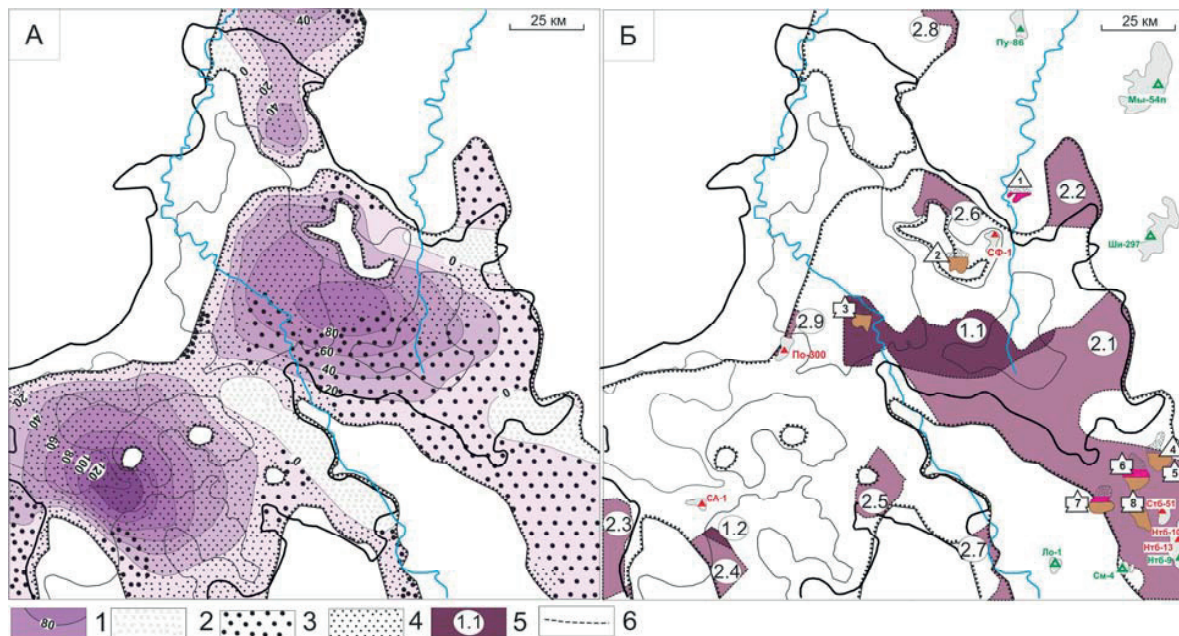


Рис. 3. Схемы распределения плотности аккумуляции тогурских нефтей и качества коллекторов (А), районирования и ранжирования участков по степени перспективности для поисков в отложениях коры выветривания (Б) Нюрольской мегавпадины. А: 1 – изолинии плотности аккумуляции тогурских нефтей с учетом мощности коры выветривания, усл. ед.; 2 – зона отсутствия коры выветривания; (3, 4) – зоны коллекторов коры выветривания: 3 – с улучшенными ФЕС, 4 – с неблагоприятными ФЕС. Б: (5, 6) – районирование, ранжирование зон и участков с учетом качества коллекторов; 5 – перспективные зоны и участки, степень перспективности определяет интенсивность заливки; 6 – границы участков. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 3. Schemes of distribution of Togur oil resources accumulation density and quality of reservoirs (A), selection and ranking of priority areas for exploration of weathering crust deposits (B) in Nural'ka megadepression. A: 1 are the isolines of accumulation density of Togur oil resources taking into account the weathering crust thickness, conv. unit; 2 is the zone of lack of weathering crust; (3, 4) are the zones of weathering crust reservoirs: 3 – with improved filtration capacitive properties (FCP), 4 – with unfavorable FCP. Б: (5, 6) is the selection and ranking of priority areas and quality of reservoirs: 5 are the prospective areas and sections (the intensity of area coloring is proportional to the degree of the area potential); 6 are the boundaries of the areas. The rest symbols are the same as in Fig. 1

ные фильтрационно-ёмкостные свойства пласта М. В пределах этого участка открыто газонефтяное Среднеглуховское месторождение, что подтверждает высокую перспективность этого участка.

Локальный участок 1.2 приурочен к центральной части Осевого прогиба. О прямых признаках нефтенасыщенности этих земель сведений пока нет.

Зона 2 представлена девятью участками.

Наибольший интерес представляет участок 2.1, который тектонически приурочен к юго-восточному борту Нюрольской мегавпадины и примыкающей территории Чузикско-Чижапской мезоседловины. Перспективность данного участка подтверждается открытыми здесь скоплениями УВ. Промышленные залежи в пласте М различного фазового состояния открыты на Урманском, Тамбаевском, Южно-Тамбаевском, Южно-Урманском и Арчинском месторождениях. Кроме того, при испытании получены непромышленные притоки углеводородов на Нижнетабаганской и Северо-Табаганской структурах.

Границы зоны 2 хорошо подтверждаются данными опробования скважины Смоляная 4, где приток не получен (рис. 3, Б, индекс См-4). В сква-

жине Пуглалымская 86 (индекс Пу-86), расположенной в зоне отсутствия тогурских отложений, получен приток воды без признаков углеводородов, что хорошо согласуется с критериями районирования.

На участке 2.9 (не первых перспектив) при испытании коры выветривания в скважине Поньжевая 300 получен непромышленный приток нефти (рис. 3, Б, индекс По-300). На Северо-Айсазской структуре (рис. 3, Б, индекс СА-1) получены прямые признаки нефтеносности, однако из-за плохого качества коллектора при испытании получен незначительный приток, что вполне подтверждает нахождение этой структуры в неперспективной зоне.

На локальных перспективных участках 2.2–2.8 сведения о прямых признаках нефтенасыщения коры выветривания к настоящему времени отсутствуют.

В центральной части Фестивального вала открыто месторождение нефти с залежью в коре выветривания, сложенной серпентинитами. И хотя неизменные серпентиниты представляют собой достаточно плотную породу (не отмечены нами как породы, по которым образуются хорошие коллекторы), при выветривании на последней стадии по

ним могут развиваться каолиниты, за счет которых улучшаются коллекторские свойства породы. Известны крупные залежи нефти на месторождениях Санта-Мария, Бакурано-Крус-Верде, Гуан-або, Мотембе, Кристалас на южном шельфе Кубы, приуроченные к такого рода коллекторам [40]. На Фестивальном вале хорошие коллекторы образовались локально только на выступах фундамента и вскрыты двумя скважинами, к которым и приурочены две мелкие залежи нефти. В остальных пробуренных здесь скважинах из этого интервала получены непромышленные притоки нефти или пластовая вода со следами газа.

Следует отметить, что Речное месторождение находится за пределами распространения тогурской свиты (рис. 3, Б, индекс 1). На данном месторождении пласт М сложен карбонатными среднедевонскими отложениями. Можно предположить, что основным здесь является палеозойский доманиковский источник УВ.

Сопоставление результатов установленной промышленной нефтегазоносности коры выветривания на восьми месторождениях, испытаний пласта М на поисковых площадях в 16-ти глубоких скважинах и ранжира прогнозных перспективных участков резервуара коры выветривания показы-

вает определенную согласованность, формализованно оцениваемую в 60–70 %.

Подводя итог вышесказанному, выделяем и предлагаем, как первоочередный район для изучения и освоения резервуара коры выветривания, южные борта Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и зону их сочленения.

Палеозойский резервуар

Палеозойские отложения характеризуются широким спектром петрографических разновидностей. По данным исследователей [29, 30, 37, 41], палеозойские породы можно условно разделить на 3 группы. В первую группу входят те петротипы пород фундамента, в которых с высокой вероятностью могут образовываться резервуары с лучшими фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов. Это могут быть карбонатные отложения, представленные известняками, доломитами, биогермными постройками среднего-позднего девона и раннего карбона или эффузивные и интрузивные породы кислого состава палеозоя. Во вторую группу объединены метаморфические глинисто-кремнистые или глинистые породы с прослоями метапесчаников, метааргиллитов, а также кремнистые сланцы контактово-измененные вбли-

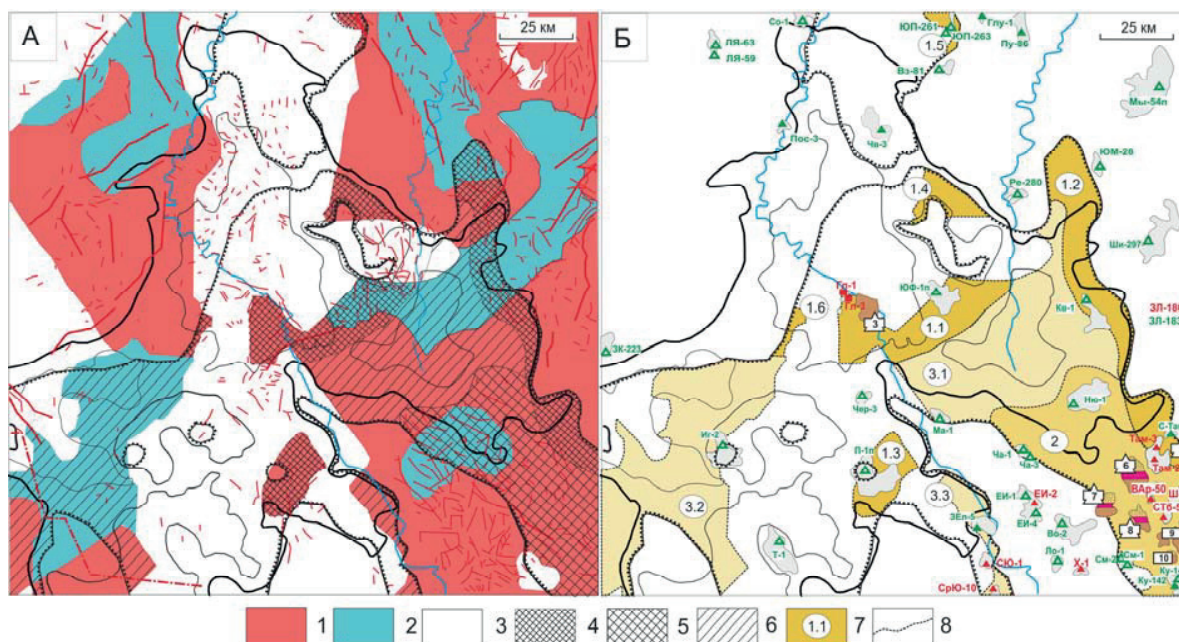


Рис. 4. Схемы распределения специализированных областей петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (А), районирования и ранжирования участков по степени перспективности для поисков в отложениях палеозоя (Б) Нюрольской мегавпадины. А: (1–3) – области петротипов пород: 1 – с высокой вероятностью образующие улучшенные коллекторы, 2 – со средней вероятностью образующие хорошие коллекторы, 3 – не образующие коллекторы. Б: (4–6) зоны коллекторов: 4 – с лучшими ФЕС, 5 – с хорошими ФЕС, 6 – с плохими ФЕС; 7 – перспективные зоны и участки, степень перспективности определяет интенсивность заливки, 8 – границы участков. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 4. Schemes of spread of specialized areas of petrotypes, tectonic faults and reservoir quality in Paleozoic basement (A) and selection of the high priority areas for exploration of oil deposits in Paleozoic reservoir (Б) of Nuro'l'ka megadepression. A: (1–3) are the areas of petrotypes: 1 – with potentially advanced porosity and permeability, 2 – with potentially medium porosity and permeability, 3 – with potentially negative porosity and permeability. B: (4–6) are the areas of reservoirs: 4 – with improved FCP; 5 – with good FCP; 6 – with unfavorable FCP; 7 are the potential areas and sections (the intensity of area coloring is proportional to the degree of the area potential); 8 are the boundaries of the areas. The rest symbols are the same as in Fig. 1

зи интрузий и древние протерозойские сланцы. Базальты, глинистые сланцы, филлиты, глинистые известняки представляются в третьей группе. Эти отложения при выветривании могут образовывать плотные глинистые разности, являющиеся потенциально хорошими покрывками. Используя такую градацию, выделим зоны распространения коллекторов с учетом разрывных нарушений, которые также влияют на формирование коллекторов в палеозойских отложениях (рис. 4, А).

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

Выделение перспективных зон в палеозойском резервуаре проводилось сопоставлением распределения развития различных по качеству коллекторов с распределением плотности тектонических нарушений и с распределением значений плотности генерации тогурских нефтей. Вследствие чего были выделены три перспективные зоны и участки в них, которые в свою очередь проранжированы, с учетом их площадей.

Наиболее перспективной определяется зона 1. В этой зоне проранжированы шесть участков. Высокая перспективность участка 1.1 подтверждается наличием открытого нефтяного Среднеглуховского месторождения (рис. 4, Б, индекс 3). Стоит отметить, что на Глуховской структуре в скважинах получены признаки УВ в керне. Скважина Южно-Фестивальная 1 (рис. 4, Б, индекс скважины ЮФ-1п), расположенная на границе участка, вскрыла непроницаемые породы, при испытании которых притока не получено.

Ранжир участка 1.2 подтверждается открытым газонефтяным Южно-Тамбаевским месторождением и непромышленным притоком УВ на Тамбаевской площади. На Северо-Тамбаевской структуре получен приток воды с растворенным газом.

На участках 1.3–1.6 на настоящий момент прямых признаков нефтенасыщения не известно.

Зона 2 приурочена к юго-восточному борту Нюрольской мегавпадины и примыкающей территории Чузикско-Чижапской мезоседловины. Открытые залежи в палеозойских отложениях подтверждают надежность выделения данной перспективной зоны. Также на это указывают полученные непромышленные притоком УВ на Тамбаевской, Широкой, Восточно-Арчинской и Северо-Табганской площадях (рис. 4, Б).

Зона 3 представлена тремя участками. Участки 3.1 и 3.2 обладают наибольшей площадью, но практически не осложнены тектоническими нарушениями. На настоящий момент не установлены проявления УВ на этих землях.

Перспективность участка 3.3, расположенного в южном врезе Нюрольской мегавпадины, подтверждается полученными притоками УВ в скважинах на Среднеюлжавской, Северо-Юлжавской и Западно-Еллейской площадях.

Необходимо отметить, что за пределами распространения нефтематеринской тогурской свиты на Западно-Лугинецкой, Еллей-Игайской, Хылькинских площадях получены притоки углеводородов. Рассматриваемый пласт на данных месторождениях сложен карбонатными отложениями, следовательно, можно предположить, что имел место доманиковский источник УВ. Это согласуется с работами [29, 30], где на Еллей-Игайском месторождении в качестве источника выдвигается лесная толща, ее нижняя часть лоховского возраста или же кыштовская свита (также D_1^1), входящая в состав рифогенного комплекса пород.

В скважинах Глухарина 1, Пуглалымская 86 и Поселковая 3 (рис. 4, Б, индекс скважин Глу-1, Пу-86, Пос-3), расположенных за пределами распространения тогурской свиты, получены притоки воды без признаков углеводородов, что согласуется с нашим прогнозом.

Сопоставление результатов установленной промышленной нефтегазоносности в коренных отложениях фундамента на восьми месторождениях и испытаний этих отложений на поисковых площадях в 44-х глубоких скважинах с прогнозными перспективными участками резервуара палеозойского фундамента показывает определенную согласованность – порядка 70 %.

Подводя итог вышесказанному, выделяем и предлагаем, как первоочередные районы для изучения и освоения резервуара палеозойского фундамента: 1) земли южного борта Кулан-Игайской мезовпадины и зоны ее сочленения с Тамрадской мезовпадиной; 2) менее оптимистично, юго-восточный борт Нюрольской мегавпадины и примыкающие земли Чузикско-Чижапской мезоседловины.

Выводы

1. Формализованный анализ результатов палеотемпературного моделирования, давшего распределение плотности генерации тогурских нефтей, и результатов выполненного прогноза распространения и качества коллектора по данным глубокого бурения позволили выполнить зональное районирование доюрских резервуаров и определить первоочередные участки для постановки поисковых работ на доюрский НГК Нюрольской мегавпадины и структур её обрамления.
2. Наиболее перспективным районом для поисков залежей углеводородов в резервуаре коры выветривания определены земли, охватывающие южные борта Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и зону их сочленения (порядка 1100 км²).
3. Как первоочередные районы для изучения и освоения резервуара коренного палеозоя определены земли южного борта Кулан-Игайской мезовпадины и зоны ее сочленения с Тамрадской мезовпадиной (порядка 900 км²), а также земли юго-восточного борта Нюрольской мегавпадины и примыкающие земли Чузикско-Чижапской мезоседловины (порядка 1200 км²).

4. Сопоставление прогнозируемых перспективных районов доюрского НГК Нюрольской мегавпадины и результатов испытаний глубоких скважин показывает согласованность порядка 60–70 %.

Заключение

Результаты выполненных исследований аргументируют принятую концепцию преимущественно вертикальной миграции углеводородов, питающих резервуар, и следование ранее сформулированной стратегии поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири [7].

В настоящей статье рекомендованы перспективные зоны (участки, площади) для поисков залежей УВ в доюрском основании. В контексте выполненного зонального районирования главным поисковым признаком становится «зуплотнения»

в палеозое. В этой связи, согласно рекомендованным основам технологии поисков [7], геофизический комплекс должен включать сейсморазведку и гравиразведку.

Сейсморазведка, по своим техническим условиям, призвана, в первую очередь, обеспечивать прогнозирование геологического разреза (ПГР) на всю мощность осадочного чехла. Гравиразведка, по техническим условиям, призвана выполнить прогноз распределения плотности в фундаменте с погрешностью не более $\pm 0,02$ г/см³ и дискретностью (по латерали) порядка 0,5 км. Последующая комплексная интерпретация, говоря коротко, состоит в следующем: эффект чехла исключается из наблюдаемого гравитационного поля и остаточное поле интерпретируется в терминах «зон разуплотнения/уплотнения» фундамента.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трофимук А.А. Нефть и природный газ Сибири // Вестник АН СССР. – 1964. – № 6. – С. 37–44.
2. 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.
3. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.
4. Шустер В.Л., Пуанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 2. – С. 337–345.
5. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin / А.Е. Kontorovich, А.Н. Fomin, V.O. Krasavchikov, А.В. Istomin // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – V. 50. – № 11. – P. 917–929
6. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
7. 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.
8. Bamford D. Exploration Over the Last Ten Years, and the Next Five // ROGTEC. – 2016. – № 40. – С. 98–101. URL: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/03/10_David-Bamford-Exploration-over-the-years.pdf (дата обращения 01.02.2018).
9. Connan J. Time-temperature relation in oil genesis // AAPG Bull. – 1974. – V. 58. – P. 2516–2521.
10. 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. – V. 58. – № 2. – P. 183–202.
11. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 104–110.
12. Razvozhzaeva E. P., Prokhorova P.N, Lapkovskii V.V. Numerical Modeling of the Tectonic and Thermal History of the Kyndal Graben of the Bureya Basin (Far East of Russia) // Russian Journal of Pacific Geology. – 2017. – V. 11. – № 3. – P. 205–222.
13. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. – Heidelberg: Springer, 2009. – 476 p.
14. Galushkin Y.I., Sitar K.A., Kunitsyna A.V. Numerical modeling of the organic matter transformation in the sedimentary rocks of the northeastern Sakhalin shelf // Oceanology. – 2011. – V. 51. – № 3. – P. 491–501.
15. Задачи бассейнового моделирования на разных этапах геолого-разведочных работ / В.Ю. Керимов, Р.Н. Мусаве, Б.В. Сенин, В.А. Лавренова // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – С. 26–29.
16. Лобова Г.А., Власова А.В. Реконструкция геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрских и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8 – № 2. URL: http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf (дата обращения 01.02.2018).
17. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины / Е.Н. Осипова, Г.А. Лобова, В.И. Исаев, В.И. Старостенко // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 325. – № 1. – С. 14–33.
18. 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.
19. Cardoso R.A., Hamza V.M. Heat flow in the Campos sedimentary basin and thermal history of the continental margin of southeast Brazil // ISRN Geophysics. – 2014. – P. 19. URL: <https://www.hindawi.com/journals/isrn/2014/384752> (дата обращения 01.02.2018).
20. Термографическая модель и прогноз нефтегазоносности осадочного чехла шельфа моря Лаптевых / М.Д. Хуторской, Л.В. Подгорный, О.И. Супруненко, Б.И. Ким, А.А. Черных // Доклады Академии Наук. – 2011. – Т. 440. – № 5. – С. 663–668.
21. Influence of Surface Temperatures on source rock Maturity: An example from the Russian Arctic / S. Nelskamp, T. Donders, J.-D. van Wess, O. Abbink // ROGTEC. – 2014. – № 18. URL: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/05_TNO.pdf (дата обращения 01.02.2018).
22. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuro'l'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – V. 55. – P. 1418–1428.
23. Isaev V.I., Fomin A.N. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyuro'l'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – V. 47. – № 6. – P. 734–745.

24. Стоцкий В.В. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей (Колтогорский мезопргиб и структуры его обрамления) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С. 18–28.
25. 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.
26. Реконструкции геотермического режима нефтематеринской Китербютской свиты арктического региона Западной Сибири с учетом влияния палеоклиматических факторов / А.А. Искоркина, П.Н. Прохорова, В.В. Стоцкий, А.Н. Фомин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 2. – С. 49–64.
27. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нефтегенеза Южного Ямала // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 2. – С. 80–104.
28. 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.
29. 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. – P. 1176–1184.
30. 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 (61). – С. 63–76.
31. Blackbourn G. Petroleum geology of the West Siberian basin // ROGTEC. – 2015. – № 26. – P. 14–23. URL: https://rogtecmagazine.com/rogtec_journal_past_issues_21-39/?lang=ru (дата обращения 01.02.2018).
32. Luneva T., Lobova G., Fomin A. Oil and gas perspectives of weathering crust reservoir of Nuro'l'ka mega-basin according to data of Geothermics // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – V. 43. URL: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/43/1/012014> (дата обращения 01.02.2018).
33. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Кобы выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской синеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
34. Blackbourn G. Petroleum geology of the pre-Jurassic // ROGTEC. – 2015. – № 27. – P. 66–75. URL: https://rogtecmagazine.com/rogtec_journal_past_issues_21-39/?lang=ru (дата обращения 01.02.2018).
35. 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. – № 5. – P. 422–428.
36. 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.
37. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири / Е.А. Елкин, В.И. Краснов, Н.К. Бахарев, Е.В. Белова, В.Н. Дубатов, Н.Г. Изох, А.Г. Клец, А.Э. Конторович, Л.Г. Перегоедов, Н.В. Сенников, И.Г. Тимохина, В.Г. Хромых. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 163 с.
38. Количественная оценка ресурсов углеводородного сырья Томской области, с уточнением ресурсов по лицензионным участкам. Кн. 1 / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Е.А. Елкин, И.В. Жилина, И.А. Иванов, В.А. Конторович, В.Р. Лившиц, С.А. Моисеев, С.В. Рыжкова, Г.И. Тищенко, Б.Н. Шурыгин. – Новосибирск; Томск: ИНГТ СО РАН, 2001. – 264 с.
39. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.
40. Разницын Ю.Н. Перспективы нефтегазоносности и геодинамическая модель формирования углеводородных залежей на южном шельфе Кубы // Доклады Академии наук. – 2014. – Т. 456. – № 6, июнь. – С. 699–702.
41. 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. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf> (дата обращения 01.02.2018).

Поступила 07.02.2018 г.

Информация об авторах

Лобова Г.А., доктор геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Лунёва Т.Е., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Кириллина М.С., студент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 553.98.041:551.73(571.16)

ZONING OF OIL-GAS POTENTIAL OF PRE-JURASSIC RESERVOIRS IN NYUROL'KA MEGADEPRESSION (USING PALEOTEMPERATURE MODELING AND DRILLING)

Galina A. Lobova,

lobovaga@tpu.ru

Tatyana E. Luneva,

tatyana.luneva93@gmail.com

Marinika S. Kirillina,

marinika.kirillina@gmail.com

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

The relevance of the research consists in the necessity of assessing a search strategy (search criteria, conceptual technological scheme) of bodies in the pre-Jurassic petroleum play of Western Siberia (hard to recover reserves).

The aim of the study is to identify the primary research areas of hydrocarbon reservoirs in pre-Jurassic basement by the example of the Nurol'ka megadepression and its framing structures which are located on the main oil-field regions of Tomsk, on the left bank of the Ob River.

Object of research is the drilled reservoirs of weathering crust and Paleozoic basement. The weathering crust reservoirs are formed on clay and siliceous, carbonate and acid volcanic rocks, for which the Lower-Jurassic clay is fluid seal. The reservoirs of bedrock are associated with secondary reservoirs formed by limestones, granites, rhyolites and ultrabasites under certain conditions. Fluid seals in this reservoir are clay formations of weathering crust or impermeable rocks within the basement. The main oil source formation is the Lower Jurassic Togur formation. The research is carried out based on the concept of vertical migration. The research area is located in boundaries of the oil source formation.

The research methods include the analysis of mapping results of the source kitchen of Togur oil by the geotemperature criterion and predicting mapping of the weathering crust and the Paleozoic basement reservoirs according to the data of deep drilling, oil geological zoning and perspective area's ranking.

As a result of the research, the perspective research areas for the weathering crust and the Paleozoic basement reservoirs have been selected and ranked within the source Togur formation. The priority areas for research of hydrocarbon reservoirs in the weathering crust are the south beads of Kulan-Igay, Tamrad basins and its adjacent areas (about 1100 km²). The priority areas for research and development of Paleozoic basement reservoirs are the south beads of Kulan-Igay basin and adjacent zone of Tamrad basin which partly overlap with the perspective areas of the weathering crust, with some decrease in area (up to 900 km²), as well as the lands of the south-eastern beads of Nurol'ka megadepression and the adjacent lands of Chuzik-Chizhap mesosaddle (about 1200 km²). The consistency of the forecast and the identified oil-and-gas potential of pre-Jurassic rocks prove the accepted migration concept of hydrocarbons feeding reservoirs, and the previously stated resource-efficient and technology strategy of exploration for oil deposits in the pre-Jurassic basement of Western Siberia.

Key words:

Source kitchen of Togur oil by geotemperature criterion, drilled reservoirs of weathering crust and Paleozoic basement, oil geological zoning, resource-efficient and technology strategy of explorations, Nurol'ka megadepression.

REFERENCES

1. Trofimuk A.A. Neft i prirodny gaz Sibiri [Oil and natural gas of Siberia]. *Vestnik AN SSSR*, 1964, no. 6, pp. 37–44.
2. Shuster V.L., Punanova S.A., Samoylova A.V., Levyant V.B. Problems of searching and exploring for commercial oil and gas accumulations in fracture-cavernous massive rocks of Pre-Jurassic complex of West Siberia. *Geology of oil and gas*, 2011, no. 2, pp. 26–33. In Rus.
3. Kontorovich A.E., Eder L.V. The new paradigm of the development strategy of the raw material base of the oil industry of the Russian Federation. *Mineral Resources of Russia. Economics and Management*, 2015, no. 5, pp. 8–17. In Rus.
4. Shuster V.L., Punanova S.A. Justification of oil and gas potential of the Jurassic-Paleozoic deposits and the basement formations of Western Siberia. *Georesources*, 2016, vol. 18, no. 4, P. 2, pp. 337–345. In Rus.
5. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 11, pp. 917–929.
6. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoykskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-gas potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ. House, 2002. 253 p.
7. Isaev V.I., Lobova G.A., Korzhov Yu.V., Kuzina M.Ya., Kudryashova L.K., Sungurova O.G. *Strategiya i osnovy tekhnologii poiskov uglevododorodov v doyruskom osnovanii Zapadnoy Sibiri* [Strategy and basis of technologies for hydrocarbon exploration in the pre-Jurassic basement of Western Siberia]. Tomsk, TPU Publ. house, 2014. 112 p.
8. Bamford D. Exploration Over the Last Ten Years, and the Next Five. *ROGTEC*, 2016, no. 40, pp. 98–101. Available at: https://rogtec magazine.com/wp-content/uploads/2015/03/10_David-Bamford-Exploration-over-the-years.pdf (accessed 1 February 2018).
9. Connan J. Time-temperature relation in oil genesis. *AAPG Bull.*, 1974, vol. 58, pp. 2516–2521.
10. 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.
11. Popov S.A., Isayev V.I. Modeling processes of generation and expulsion of hydrocarbons. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 316, no. 1, pp. 104–110. In Rus.
12. Razvozhayeva E. P., Prokhorova P.N., Lapkovskii V.V. Numerical Modeling of the Tectonic and Thermal History of the Kyndal Graben of the Bureya Basin (Far East of Russia). *Russian Journal of Pacific Geology*, 2017, vol. 11, no. 3, pp. 205–222.
13. Hantschel T., Kauerauf A.I. *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Heidelberg, Springer, 2009. 476 p.

14. Galushkin Y.I., Sitar K.A., Kunitsyna A.V. Numerical modeling of the organic matter transformation in the sedimentary rocks of the northeastern Sakhalin shelf. *Oceanology*, 2011, vol. 51, no. 3, pp. 491–501.
15. Kerimov V.Yu., Musave R.N., Senin B.V., Lavrenova V.A. Basin modeling tasks at different stages of geological exploration. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2015, no. 4, pp. 26–29. In Rus.
16. Lobova G.A., Vlasova A.V. Reconstructions of the geothermal regime of the Togur source formation and substantiation of the areas of oil accumulation in the Lower Jurassic and Paleozoic complex of Nuroł'skaya megadepression]. *Petroleum geology. Theory and practice*, 2013, vol. 8, no. 2. In Rus. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf (accessed 1 February 2018).
17. Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. Oil-gas potential of the Lower Cretaceous reservoirs in the Nyuroł'ka megadepression. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 325, no. 1, pp. 14–33. In Rus.
18. Glaznev V.N., Kukkonen I.T., Rayevskiy A.B., Yekinen YA. New data on the heat flow in the central part of the Kola Peninsula. *Doklady RAN*, 2004, vol. 396, no. 1, pp. 1–3. In Rus.
19. Cardoso R.A., Hamza V.M. Heat flow in the Campos sedimentary basin and thermal history of the continental margin of southeast Brazil. *ISRN Geophysics*, 2014, p.19. Available at: <https://www.hindawi.com/journals/isrn/2014/384752> (accessed 1 February 2018).
20. Khutorskoy M.D., Podgorniy L.V., Suprunenko O.I., Kim B.I., Chernykh A.A. Thermographic model and forecast of oil-gas potential of the sedimentary cover of the Laptev Sea shelf. *Doklady Akademii Nauk*, 2011, vol. 440, no. 5, pp. 663–668. In Rus.
21. Nelskamp S., Donders T., van Wess J.-D., Abbink O. Influence of surface temperatures on source rock Maturity: An example from the Russian Arctic. *ROGTEC*, 2014, no. 18. Available at: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/05_TNO.pdf (accessed 1 February 2018).
22. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuroł'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, pp. 1418–1428.
23. Isaev V.I., Fomin A.N. Loci of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyuroł'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734–745.
24. Stotskiy V.V. Assessment of geothermal generation conditions of Bazhenov oils (Koltogor depression and its framing structures). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 9, pp. 18–28. In Rus.
25. Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. Estimation of the oil-and-gas potential of sedimentary depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 273–287.
26. Iskorkina A.A., Prokhorova P.N., Stotskiy V.V., Fomin A.N. Reconstruction of the geothermal regime of the oil source Kiterbut suite of the Arctic region of Western Siberia, taking into account the influence of paleoclimatic factors. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 2, pp. 49–64. In Rus.
27. Popov S.A., Isayev V.I. Modeling of naphthyogenesis of the Southern Yamal. *Geophysical Journal*, 2011, vol. 33, no. 2, pp. 80–104. In Rus.
28. Sungurova O.G., Mazurov A.K., Isayev V.I. 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. In Rus.
29. Ablya E., Nadezhkin D., Bordyg E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., Van Bergen P.F. Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence. *Organic Geochemistry*, 2008, no. 39, pp. 1176–1184.
30. Stupakova 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. *Georesources*, 2015, no. 2 (61), pp. 63–76. In Rus.
31. Blackbourn G. Petroleum geology of the West Siberian basin. *ROGTEC*, 2015, no. 26, pp. 14–23. Available at: https://rogtecmagazine.com/rogtec_journal_past_issues_21-39/?lang=ru (accessed 1 February 2018).
32. Luneva T., Lobova G., Fomin A. Oil and gas perspectives of weathering crust reservoir of Nuroł'ka mega-basin according to data of Geothermics. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43. Available at: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/43/1/012014> (accessed 1 February 2018).
33. Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. The weathering crusts of the pre-Jurassic deposits of Western-Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 77–81. In Rus.
34. Blackbourn G. Petroleum geology of the pre-Jurassic. *ROGTEC*, 2015, no. 27, pp. 66–75. Available at: https://rogtecmagazine.com/rogtec_journal_past_issues_21-39/?lang=ru (accessed 1 February 2018).
35. 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, no. 5, pp. 422–428.
36. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ervye Yu.G. *Geologiya nefi i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology of oil and gas in Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 680 p.
37. Elkin E.A., Krasnov V.I., Bakharev N.K., Belova E.V., Dubatolov V.N., Izokh N.G., Klets A.G., Kontorovich A.E., Peregoyedov L.G., Sennikov N.V., Timokhina I.G., Khromykh V.G. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Paleozoy Zapadnoy Sibiri* [Stratigraphy of petroleum basins of Siberia. Paleozoic of Western Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ. House, 2001. 163 p.
38. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Elkin E.A., Zhilina I.V., Ivanov I.A., Kontorovich V.A., Livshits V.R., Moiseev S.A., Ryzhkova S.V., Tishchenko G.I., Shurygin B.N. *Kolichestvennaya otsenka resursov uglevodorodnogo syr'ya Tomskoy oblasti, s utochneniyem resursov po litsenziyonom uchastkam* [Quantitative assessment of hydrocarbon resources of the Tomsk region, specifying resources for licensed areas]. Novosibirsk, SB RAS Publ. House, 2001. B. 1, 264 p.
39. Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genezis paleozoiskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and Genesis of the Paleozoic Oils in the Southeast of West Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ. House, 2005. 183 p.
40. Raznitsin Yu.N. Oil-gas potential and geodynamic model of hydrocarbon accumulation on the southern shelf of Cuba. *Doklady Akademii nauk*, 2014, vol. 456, no. 6, June, pp. 699–702. In Rus.
41. 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. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf> (accessed 1 February 2018).

Received: 7 February 2018.

Information about the authors

Galina A. Lobova, Dr. Sc., Tomsk Polytechnic University.

Tatyana E. Luneva, postgraduate, Tomsk Polytechnic University.

Marinika S. Kirillina, student, Tomsk Polytechnic University.