

Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов)

*Г. А. Лобова¹, В. И. Исаев^{1,2}, С. Г. Кузьменков², Т. Е. Лунева¹,
Е. Н. Осипова¹, 2018*

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Томск, Россия

²Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия
Поступила 1 июня 2018 г.

Вивчення і освоєння важковидобувних запасів доюрського нафтогазоносного комплексу Західного Сибіру — нового об'єкта розвитку сировинної бази та видобутку нафти в Росії, визначили необхідність апробації спеціальної стратегії, концептуальної схеми прогнозування та пошуків. Мета досліджень — критеріальне виділення і оцінювання достовірності першочергових районів для пошуків покладів вуглеводнів у відкладах доюрського фундаменту на прикладі слабовивчених земель Усть-Тимської мегазападни і структур Нюрольської мегазападни — на прикладі земель розвиненої промислової інфраструктури Томської області. Об'єкт досліджень — імовірні доюрські резервуари — колектори пермотріасової кори вивітрювання і колектори в палеозойських породах фундаменту. Поклади в корі вивітрювання пов'язані з колекторами, утвореними за глинисто-кременистими, карбонатними породами, вулканітами кислого складу, а також за певних умов, по ультрабазитах. У корінному фундаменті резервуари співвідносяться з вторинними колекторами, утвореними з вапняку, граніту, ріоліту. Основна нафтогенерувальна товща — нижньоюрські тогурські відклади.

Дослідження проведено в рамках концепції переважно вертикальної міграції вуглеводнів, територіально — в межах поширення нафтоматеринських світ. Відновлення термічної історії нафтоматеринських світ, яке кумулятивно враховує температури локалізованих палеосередків генерації нафти, виконано розв'язанням прямої і оберненої задач геотермії. Дослідження ґрунтуються на спеціальній технології, що охоплює інтегральний аналіз результатів картування осередків генерації тогурських нафт за геотемпературним критерієм і прогнозного картування резервуарів кори вивітрювання та корінного палеозою за даними глибокого буріння, зональне нефтогеологічне районування та ранжування земель за ступенем перспективності. На території Усть-Тимської мегазападни як першочерговий району пошуків у резервуарі кори вивітрювання виділено зону північно-східного борту мегазападни, для пошуків у палеозойському резервуарі — перспективний район, що об'єднує землі північно-східного схилу Північнопарабельської мегамонокліналі і прилеглої південної частини Пижинського мезопрогину. Для території Нюрольської мегазападни як перспективного району пошуків у резервуарі кори вивітрювання визначено землі, що охоплюють південні борти Кулан-Ігайської і Тамрадської западин і зону їх зчленування. Для вивчення і освоєння резервуара корінного палеозою визначено ділянку південного борту Кулан-Ігайської мезозападни і зони її зчленування з Тамрадською мезозападиною, а також ділянку південно-східного борту Нюрольської мегазападни і прилеглих земель Чузиксько-Чижапської мезоседловини.

Достовірність прогнозу перспективних земель доюрського нафтогазоносного комплексу підтверджено зіставленням з результатами випробувань глибоких свердловин — близько 70—80 %. Це аргументує раніше сформульовану ресурсоефективну стратегію і технологію пошуків покладів нафти в доюрській основі Західного Сибіру.

Ключові слова: термічна історія осередків генерації тогурських нафт, резервуари кори вивітрювання і корінного палеозою, зональне нефтогеологічне районування, Усть-Тимська і Нюрольська мегазападни.

Введение. В рамках стратегии развития сырьевой базы и добычи нефти в России требуются новые идеи и технологии поисков, разведки и разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [Конторович, 2018]. Наряду с залежами сланцевой нефти к таким объектам относятся и глубокозалегающие скопления углеводородов (УВ) в доюрских отложениях фундамента Западно-Сибирской плиты. Сложившаяся в последние годы экономическая и геополитическая обстановка, приводящая к росту цен на сервисные услуги и нефтегазовое оборудование, побуждает планировать мероприятия по наращиванию добычи, в первую очередь, в рамках существующих фонда скважин и лицензионных границ. В этом отношении прове-

дение таких работ на землях юго-востока Западной Сибири, где расположены нефтепромыслы Томской области, имеют большую актуальность и перспективу.

В пределах юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции для меловых и верхнеюрских резервуаров основным источником генерации углеводородов является рассеянное органическое вещество (РОВ), сосредоточенное в *верхнеюрских баженовских отложениях*. Для нижнеюрского и доюрского нефтегазоносных комплексов (НГК) основным источником УВ является РОВ *нижнеюрской тогурской толщи*.

Нефтегазоносность доюрских отложений в пределах Томской области была установлена еще в середине прошлого века

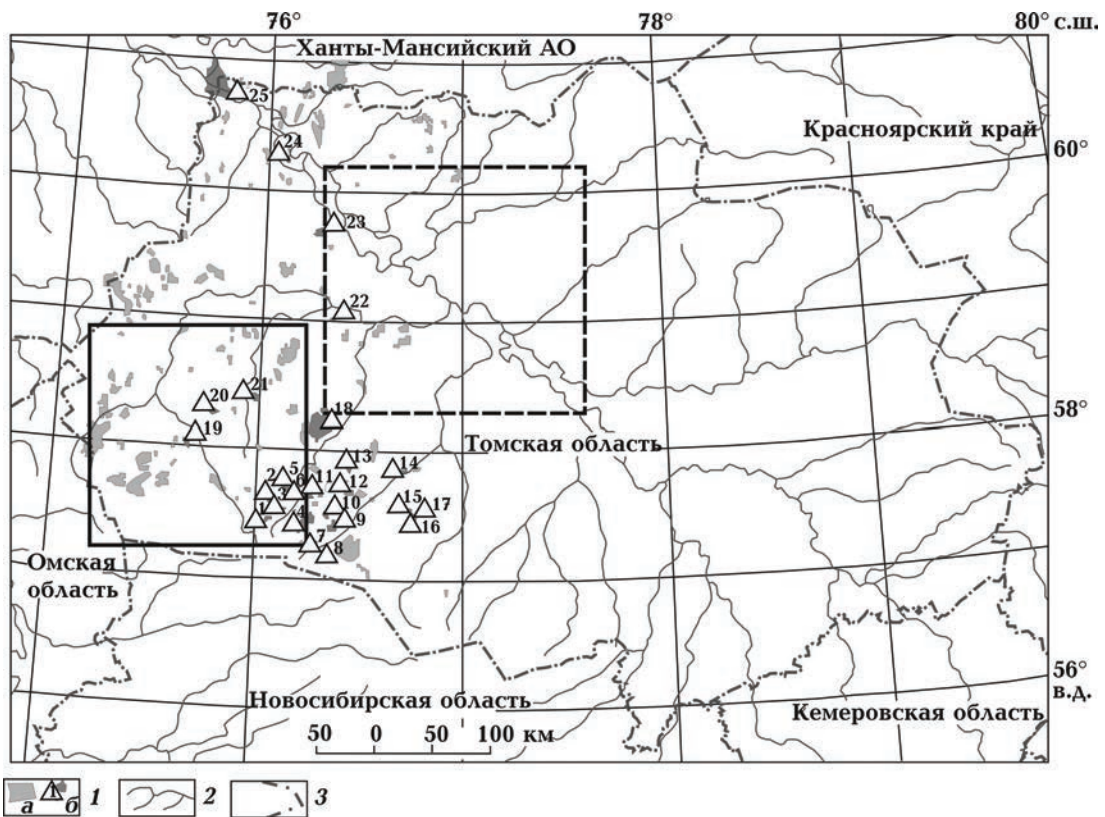


Рис. 1. Положение территорий исследований (Нюрольская мегавпадина — контур сплошной линией, Усть-Тымская мегавпадина — контур пунктирной линией) на схематической карте размещения месторождений углеводородов Томской области: 1 — месторождение УВ с залежами: а) во всех НГК, б) в доюрском НГК: 1 — Арчинское, 2 — Урманское, 3 — Южно-Урманское, 4 — Нижнетабаганское, 5 — Тамбаевское, 6 — Южно-Тамбаевское, 7 — Южно-Табанганское, 8 — Солонювское, 9 — Калиновое, 10 — Северо-Калиновое, 11 — Герасимовское, 12 — Останинское, 13 — Северо-Останинское, 14 — Селимхановское, 15 — Сатпаевское, 16 — Вехнекомбарское, 17 — Восточно-Верхнекомбарское, 18 — Лугинецкое, 19 — Средне-Глуховское, 20 — Фестивальное, 21 — Речное, 22 — Ясное, 23 — Чкаловское, 24 — Конторовичское, 25 — Советское; 2 — речная сеть; 3 — административная граница.

бурением глубокой скважины на Колпашевской площади. Массовое открытие залежей в доюрском фундаменте относят к середине 70-х годов прошлого столетия. На 2018 г. в этом регионе на государственный баланс поставлено 25 месторождений с залежами, приуроченными как к промежуточному структурному этажу — нефтегазонасному горизонту зоны контакта (НГГЗК), так и к коренным отложениям палеозоя, которые нередко гидродинамически объединяются в одну залежь (рис. 1).

Однако открытие этих месторождений можно считать случайным, поскольку специальных технологий для поисков и разведки на этот горизонт ранее практически не предлагалось. Перед добывающими компаниями в настоящее время этот вопрос стоит достаточно остро. И для решения этой проблемы в ПАО «Газпром нефть» принимается решение о создании специальных групп с участием работников НТЦ «Газпром нефть», специалистов из профильных дирекций и добывающих предприятий холдинга, а также инновационных университетов и научных центров [Проектная..., 2018].

В 2018 г. губернатором Томской области поддержан инвестиционный проект «ПАЛЕОЗОЙ», предполагающий сотрудничество компаний-инвесторов и томского научного сообщества по разработке технологии поисков потенциально продуктивных объектов в отложениях доюрского комплекса. Инвестором выступило дочернее общество ПАО «Газпром нефть» — ООО «Газпромнефть-Восток», имеющее лицензию на право пользования недрами Парабельского участка недр Томской области. Часть научного сопровождения взяли на себя ученые Томского политехнического университета. Эти исследовательские работы будут касаться вопросов тектоники, методов потенциальных полей и геохимии. По сообщению ИА Neftegaz.ru [Новостная..., 2018] договор о проведении исследований по «ПАЛЕОЗОЮ» подписали ректор Томского политехнического университета П. Чубик и генеральный директор ООО «Газпромнефть-Восток»

В. Мисник. Работа продлится до 2022 г. Договором первоочередным объектом исследований определена Нюрольская структурно-фациальная зона с последующим расширением работ на всю территорию Томской области.

Еще в 2013 г., в ходе выполнения научно-исследовательской работы в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007—2013 гг.», научной группой сотрудников Томского политехнического университета и Югорского государственного университета разработана стратегия поисков УВ в доюрском основании Западной Сибири [Исаев и др., 2014]. Стратегия основана на следующих концептуальных положениях: 1) основным источником УВ является РОВ тогурской свиты; 2) ключевым фактором плотности генерации УВ является термическая история главной фазы нефтеобразования (ГФН); 3) миграция УВ преимущественно вертикальная; 4) резервуары аккумуляции представлены корой выветривания и породами палеозоя; 5) аккумулирующие возможности коры определяются ее мощностью, петротипами доюрских пород и тектоникой; 6) аккумулирующие возможности палеозоя определяются петротипами пород и тектоникой.

Возможность вертикального межпластового перемещения УВ из нижнеюрской (нефтепроизводящей) зоны в доюрские разуплотненные отложения до 250 м установлена экспериментально по результатам послойного изучения «прямыми» методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений [Коржов и др., 2013]. Восстановление термической истории нефтематеринской свиты, кумулятивно учитывающее температуры локализованных палеоочагов генерации нефти, основывается на решении прямой и обратной задачи геотермии [Starostenko et al., 2006; Исаев и др., 2016; Isaev et al., 2018]. Балансовая модель процессов нефтегазообразования [Бурштейн и др., 1997] позволяет по геотемпературному критерию выполнить картирование оча-

гов интенсивного образования нефти из РОВ тогурских отложений: с 95°C — вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН). В применяемом подходе оценки плотности генерации нефти [Isaev et al., 2014], учитывающем динамику геотемператур материнских отложений, расчетная плотность генерированных УВ напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и геотемператур ГЗН. Оценка плотности генерации тогурских нефтей выполняется в условных единицах, что является достаточным для использования этих данных в последующем площадном районировании.

Интегральный учет латерального распространения материнских отложений, плотности генерации углеводородов, петротипов пород доюрского фундамента и плотности тектонических нарушений является основой для выявления перспективных участков для постановки последующих поисковых работ.

Цель настоящих исследований — выполнить в рамках принятых концептуальных положений зональное районирование нефтеносности доюрских отложений в Усть-Тымской и Нюрольской мегавпадинах, расположенных в пределах Томской области, и предложить первоочередные районы (участки) для изучения и освоения доюрских резервуаров: отдельно для коллекторов промежуточного перм-триасового этажа и коллекторов внутреннего палеозойского фундамента. Эти мегавпадины являются землями нефтепромыслов Томской области с развитой инфраструктурой (Нюрольская) и землями переходной области (Усть-Тымская) к слабоизученному Правобережью Оби [Исаев и др., 2018,а].

Геолого-структурная характеристика и нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины. Усть-Тымская мегавпадина представляет собой крупную подковообразную отрицательную структуру I-го порядка, южный борт которой через Северо-Парабельскую мегамоноклинал сопрягается с Парабельским мегавыступом (рис. 2, а). С запада, севера и востока ме-

гавпадина оконтуривается положительными структурами I-го порядка. Мегадепрессия осложнена структурами II-го порядка: Неготским, Пыжинским и Сампатским мезопрогнбами. Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол унаследует рельеф фундамента, который формируется на фрагменте салаирской складчатости — Усть-Тымском срединном массиве [Исаев, 2010]. В герцинский цикл тектогенеза на первом этапе развития при погружении бассейна накапливаются значительные толщи карбонатно-терригенных отложений, которые в наиболее прогнутых территориях на стадии инверсии почти не подвергаются складчатой деформации и представляют интерес как потенциальный нефтеносный комплекс. В триасовый период глобального проявления рифтогенеза формируется Усть-Тымский грабен-рифт, выполненный терригенно-вулканогенными породами и корами выветривания различного типа, которые, в свою очередь, также представляют интерес в нефтегазоносном отношении, образуя резервуары с трещиноватыми и кавернозными вторичными коллекторами.

Основными нефтегазоносными комплексами на этой территории являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский (доюрский).

Меловой НГК объединяет залежи пластов группы А в киялинской свите (K_1br-g) и группы Б в тарской (K_1v) и куломзинской (K_1v-b) свитах. Разрабатываемый *верхнеюрский НГК* включает пласт Ю₀ баженовской свиты (J_3tt), базальный пласт Ю₁⁰ в барабинской пачке и горизонт Ю₁ васюганской свиты (J_3k-o). Основным источником УВ для залежей в этих НГК является РОВ сапропелевого типа *баженовской свиты*. Высокий генерационный потенциал этих отложений в пределах исследуемого района тяготеет к северо-западу и обусловлен достаточной мощностью (до 30 м) и высоким содержанием $C_{орг}$ (до 12 %). Важно отметить, что к юго-востоку $C_{орг}$ неуклонно уменьшается до 6—8 % в переходной зоне и достигает 2—3 % в марьяновской свите (континентальном аналоге баженовской

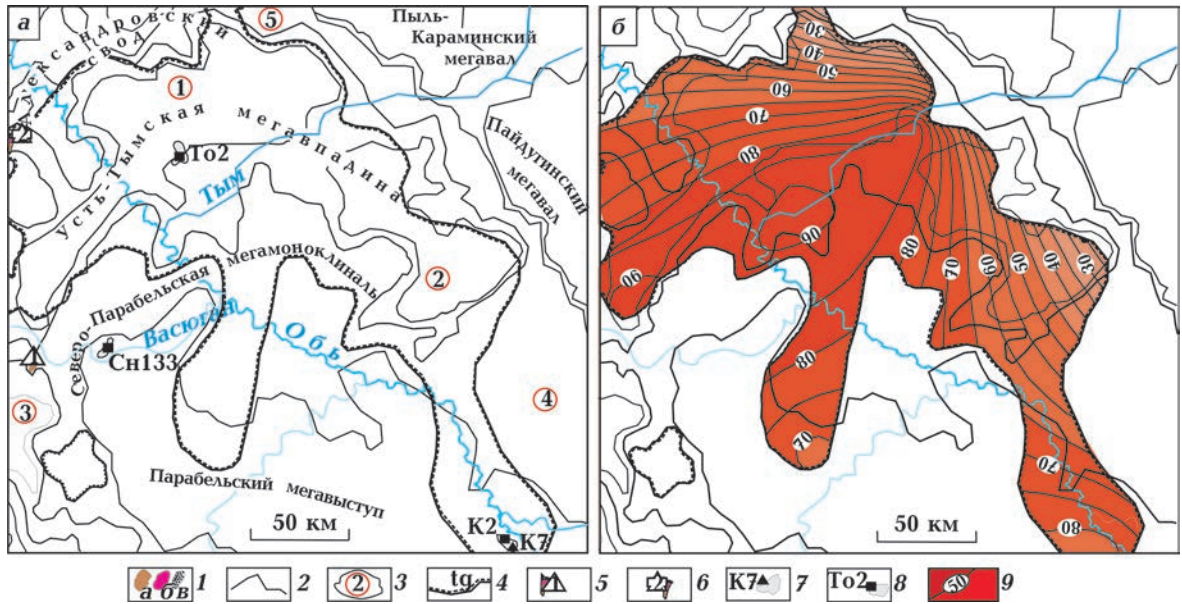


Рис. 2. Обзорная схема нефтегазоносности Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления (А) на структурно-тектонической основе [Конторович, 2002] и схема распределения значений плотности генерации тогурских нефтей [Лобова, 2013] (Б): 1 — месторождения: а — нефтяное, б — газовое, в — газоконденсатное; (2—3) границы тектонических элементов: 2 — I порядка, 3 — II порядка и условный номер структуры; 4 — граница зоны распространения тогурской свиты; (5—6) — условный номер месторождения с залежами: 5 — в коре выветривания: Ясное (1), 6 — в коре выветривания и палеозойском фундаменте: Чкаловское (2); (7—8) — скважина на локальной структуре, ее условный индекс и полученные прямые признаки нефтегазоносности доюрских отложений при бурении: 7 — приток УВ при испытании, 8 — признаки УВ в керне; 9 — изолинии значений плотности генерации тогурских нефтей, усл. ед. Структуры II порядка: Неготский (1), Пыжинский (2), Сампатский (3) — мезопрогибы; Зайкинская (4), Караминская (5) — мезоседловины.

свиты) и свита постепенно теряет свой генерационный потенциал.

Залежи в среднеюрском НГК представлены пластами Ю₂₋₇ континентальной тюменской свиты (J_{2b}-bt). С пластами Ю₁₄₋₁₅ салатской (J_{1t2}-J_{2a1}) и Ю₁₆₋₁₇ урманской (J_{1h}-p) свит нижнеюрского НГК связаны структурно-литологические и тектонически экранированные залежи. Наиболее перспективными представляются зоны разгрузки палеопотоков с палеовершин эрозионных выступов фундамента [Лифанов и др., 2011].

Залежи углеводородов в палеозойском (доюрском) НГК связаны как с внутренними резервуарами, приуроченными к осадочно-органогенным породам среднего и верхнего палеозоя (пласты М₁₋₁₀), так и к дезинтегрированным породам кор выветривания (НГГЗК, пласт М). Эрозионно-тектонические выступы фундамента, сло-

женные эффузивами кислого состава, являются наиболее перспективными зонами на поиски залежей нефти и газа [Смирнов и др., 2009]. Основным источником УВ для доюрского НГК признается РОВ тогурской свиты [Костырева, 2005; Фомин, 2011; Костырева и др., 2014], которая залегают в наиболее гипсометрически низких участках отрицательных структур, занимает порядка 60 % территории исследования и картируется [Конторович, 2002] в центральных и восточных частях мегавпадины, а также заливообразно — на северном и юго-восточном склоне Парабельского мегавыступа и озерообразно — в южной части Северо-Парабельской мегамоноклинали (см. рис. 2, а). Толщины тогурской свиты достигают 100 м, концентрация С_{орг} — до 5 %, катагенетическая преобразованность РОВ — на уровне градации МК₁¹—МК₂, что определяет достаточно высокий

региональный потенциал этих отложений.

Необходимо отметить, что территория исследования имеет неравномерную плотность геолого-геофизической изученности и низкую плотность бурения глубоких скважин на Правобережье Оби. Более хорошо изучены земли Левобережья. Здесь установлена промышленная нефтегазонасность и открыты месторождения УВ с залежами, приуроченными как к коре выветривания, так и объединенному резервуару коры выветривания и коренных пород фундамента.

Есть некоторые разночтения в фактических данных по месторождению Ясное (см. рис. 2, а, условный номер 1), где на баланс поставлена залежь нефти в пласте М. Однако по результатам обобщения геолого-геофизических материалов [Волков, 2001] в доюрском разрезе на скважинах 20, 21 и 22 кора выветривания не выделяется. Приток нефти в скважине 21 дебитом

17,9 м³/сут получен при испытании верхней части палеозойских отложений. Интересно отметить, что на более глубоком горизонте в этой же скважине из кислых эффузивных пород получен приток воды.

Залежь на Чкаловском месторождении (см. рис. 2, а, номер 2) приурочена к единому резервуару, объединяющему трещиновато-кавернозный коллектор коры выветривания, образованный по карбонатным породам, и коренного палеозоя (пласты М—М₁).

Прямые признаки нефтенасыщения доюрского фундамента (табл. 1) получены при строительстве глубоких скважин Колпашевская 2, Снежная 133, где в керне встречены битумы и обнаружен запах УВ. При испытании палеозойского интервала в скважине Колпашевская 7 получен незначительный приток нефти с водой. На Правобережье признаки УВ встречены только в скважине Толпаровская 2.

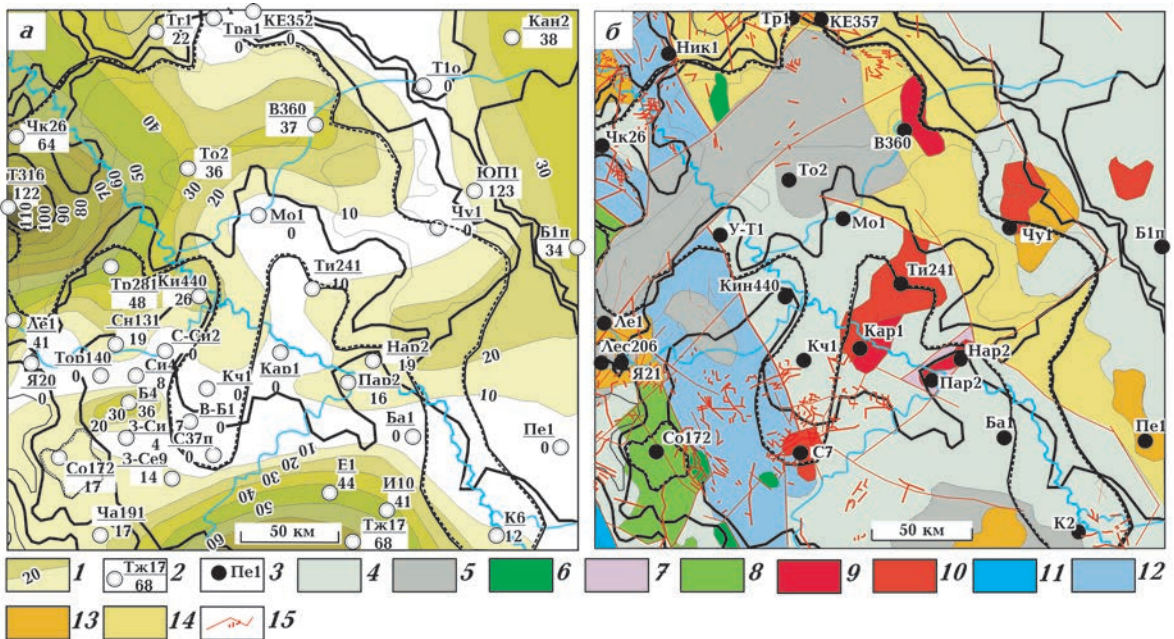


Рис. 3. Схематические карты распространения и толщин пород коры выветривания [Лобова и др., 2015] (а) и распространения петротипов пород фундамента [Недоливко, Ежова, 2005; Лифанов, 2012] (б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку а: 1 — изопакиты отложений коры выветривания, м; 2 — скважина, использованная для построения карты: в числителе условный индекс, в знаменателе — толщина коры выветривания, м. К рисунку б: 3 — скважина, вскрывшая породы фундамента, ее условный индекс (табл. 2); 4—14 — 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. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2.

Т а б л и ц а 1. Данные по испытанию доюрских отложений в Усть-Тымской мегавпадине

Площадь и номер скважины	Индекс (рис. 2 а, 4 б, 5 б)	Интервал испытания (залегания), м	Отложения	Горизонт, (пласт)	При-ток, м ³ /сут	Тип флюида	Нефте-прояв-ления
Береговая 1 па- раметрическая	Б1п	2576—2610	Пермь—триас	Не испытывался			
		2610—2632	Палеозой	Не испытывался			
Вертолетная 360	В360	(3080—3121)	Пермь—триас	Не испытывался			
		(3121—3140)	Палеозой	Не испытывался			
Западно- Сильгинская 18	З-С18	2381—2482	Нижняя юра+ пермь—триас	—	5,17	Вода	—
Кананакская 2 параметриче- ская	Кан2п	(2527—2555)	Пермь—триас	Не испытывался			
		(2555—2586)	Палеозой	Не испытывался			
Каргасокская 1	Кар1	2891—2904 2872—2880	Нижняя юра +палеозой	—	сухо	—	—
Колпашевская 2 опорная	К2о	2977—2987	Палеозой	PZ	0,53	Вода	В керне
Колпашевская 7	К7	2860—2870	Палеозой	PZ	0,5	Вода+нефть	—
Новоникольская 1 параметриче- ская	НН1п	3034—2980	Палеозой	PZ	сухо	—	—
		3977—3924	Палеозой	PZ	сухо	—	—
		4183—4114	Палеозой	PZ	сухо	—	—
Никольская 3	Ник3	2760—2717	Нижняя юра+ пермь—триас	НГГЗК (М)	1,6	Вода	—
		(2718—2760)	Палеозой	Не испытывался			
Песчаная 1	Пес1	2870—2948	Нижняя юра+палеозой	—	сухо	—	—
Северо- Сильгинская 25	С-С25	2432—2448	Палеозой	PZ	0,78	Вода	—
Северо- Сильгинская 9	С-С9	2599—2639	Нижняя юра+палеозой	—	3,2	Вода	—
Снежная 133	Сн133	2623—2624	Палеозой	—	0,5	Вода	В керне
Сенькинская 37 параметриче- ская	С37п	3102—3106	Палеозой	PZ	сухо	—	—
Толпаровская 3	То3	3349—3362	Палеозой	PZ	0,68	Вода	—
		3320—3325	Палеозой	PZ	4,5	Вода	—
		3303—3308	Палеозой	PZ	2,1	Вода	—
Толпаровская 2	То2	3248—3307	Пермь—триас	НГГЗК (М)	—	—	В керне
Трассовая 317	Тр317	2904—2949	Нижняя юра +палеозой	—	сухо	—	—
Трассовая 315	Тр315	2988—2996	Палеозой	—	сухо	—	—
Тымская 1 опор- ная	Т1о	2937—2960	Палеозой	—	0,9	Вода	—
Усть-Тымская 1	У-Т1	(2965—2967)	Пермь—триас	Не испытывался			
Чкаловская 26	Чк26	2907—3062	Пермь—триас	НГГЗК (М)	50	Нефть/газ/кон- денсат	—
Чунжельская 1	Чу1	3030—3082	Палеозой	PZ	0,1	Вода	—
Южно- Пыжинская 1 па- раметрическая	ЮП1п	3198—3211 3217—3228	Палеозой	PZ	сухо	—	—
		3170—3183	Палеозой	PZ	сухо	—	—
		3137—3154	Палеозой	PZ	сухо	—	—
Ясная 21	Я21	2875—2913	Пермь—триас	НГГЗК (М)	17,9	Нефть	—
		2962—2956	Палеозой	PZ	0,43	Вода	—

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

Резервуар коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины. НГК, приуроченный к корам выветривания разновозрастных пород фундамента, выходящего на доюрскую поверхность, назван нефтегазоносным горизонтом зоны контакта — НГГЗК [Kontorovich, 2007]. Трещинные, трещинно-поровые, трещинно-кавернозные, карстовые вторичные коллекторы образуются в зонах плотной локализации дизъюнктивных нарушений и латерально тяготеют к эрозионно-тектоническим выступам фундамента [Медведев и др., 2006; Тугарева и др., 2013]. Анализ результатов бурения 38 скважин, вскрывших кору выветривания, показал неравномерное ее распространение на территории исследования (рис. 3, а). Максимальная толщина пермо-триасовых образований наблюдается в районе Трассовой площади до 122 м (см. рис. 3, а, индекс Т316). В центральной части идет уменьшение толщин до полного выклинивания.

Вещественный состав пород, выходящих на поверхность фундамента и изученных по фондовым и опубликованным материалам [Недоливко, Ежова, 2005; Лифанов, 2012] с использованием фундаментальных работ [Конторович и др., 1975; Елкин и др., 2001], показал большое разнообразие петротипов (рис. 3, б, табл. 2). Подвергаясь гипергенным процессам, гранитоидные, гранодиоритовые и риолитовые магматические тела, имеющие здесь распространение, создают предпосылки к образованию коллекторов с хорошими емкостными и фильтрационными свойствами (ФЕС) [Мариненкова и др., 2005; Конторович, 2012]. Наиболее высокими емкостными свойствами обладают отложения кор выветривания, образованные по кремнисто-карбонатным, глинисто-кремнистым породам, вулканитам кислого состава и их туфам различного возраста [Запивалов, Исаев, 2010; Ковешников, Недоливко, 2012б]. Таким образом, зоны

Т а б л и ц а 2. Петротипы пород доюрского фундамента, вскрытых глубокими скважинами в Усть-Тымской мегавпадине и структурах ее обрамления

Площадь и номер скважины	Индекс (рис. 3, б)	Петротип пород фундамента [источник информации]
Басмасовская 1	Ба1	Терригенные породы [Смирнов и др., 2002]
Береговая 1 параметрическая	Б1п	Глинистые сланцы с прослоями филлитизированных алевролитов [Смирнов и др., 2002]
Вертолетная 360	В360	Гранитоиды*
Каргасокская 1	Кар1	Темно-серые до черных глинистые, углисто-глинистые, глинисто-карбонатные сланцы с линзами известняков и покровов диабазов [Смирнов и др., 2002]
Киндальская 440	Кин440	Черные глинистые сланцы [Смирнов и др., 2002]
Киев-Еганская 357	КЕ357	Конгадиабазы, липариты [Смирнов и др., 2002]
Колпашевская 2	К2	Аргиллиты (D ₃), эффузивы кварцевые, кварцевые кератофиры, фельзиты [Конторович и др., 1975]
Кочебиловская 1	Кч1	Аргиллиты, песчаники и дайки диабазов [Брылина, 2001]
Летняя 1	Ле1	Щелочные граниты (Т) [Смирнов и др., 2002]
Лесная 1	Лес1	Щелочные гранитоиды (Т) [Смирнов и др., 2002]
Можанская 1	Мо1	Конгадиабазы [Брылина, 2001]
Нарымская 2	Нар2	Гранитоиды (R ₃) [Смирнов и др., 2002]
Никольская 2	Ник2	Эффузивные кислые породы туринской серии (Т ₁₋₂) [Смирнов и др., 2002]
Парабельская 2	Пар2	Гранодиориты (С ₃) [Смирнов и др., 2002]

Площадь и номер скважины	Индекс (рис. 3, б)	Петротип пород фундамента [источник информации]
Песчаная 1	Пе1	Кварцевый порфирит [Смирнов и др., 2002]
Сенькинская 7	С7	Граниты [Брылина, 2001]
Пайдугинская 1	Па1	Глинистые сланцы аспидной формации [Смирнов и др., 2002]
Соболиная 170	Со170	Темно-серые измененные алевролиты, аргиллиты, песчаники, глинисто-хлоритовые сланцы с линзами доломитизированных известняков и покровов базальтов [Брылина, 2001]
Тибиная 241	Ти241	Граниты, гранодиориты, кислые эффузивы, гнейсы, гранито-гнейсы, кремнистые, кварц-биотитовые сланцы [Смирнов и др., 2002]
Толпаровская 2	То2	Спилиты, миндалекаменные базальты, гиалобазальты и их туфы, пластовые тела долеритов, битуминозные сланцы [Брылина, 2001]
Траверсная 1	Тр1	Конгадиабазы [Смирнов и др., 2002]
Усть-Тымская 1	УТ1	Кремнистая порода [Смирнов и др., 2002]
Усть-Сильгинская 1	УС1	Известняки [Конторович и др., 1975]
Чкаловская 26	Чк26	Метаморфизованный порфирит, метаморфизованный известняк с элементами рассланцевания и брекчированности, углистый известняк мраморизованный, доломитовый мрамор [Недоливко, Ежова, 2005]
Чунжельская 1	Чу1	Гранитоиды (PZ ₃) [Смирнов и др., 2002]
Ясная 21	Я21	Кислые эффузивные породы (гранофир)*

* Данные по определению петротипов пород изучены и сведены из первичных «дел скважин», годовых отчетов ПГО «Томскнефтегазгеология» и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

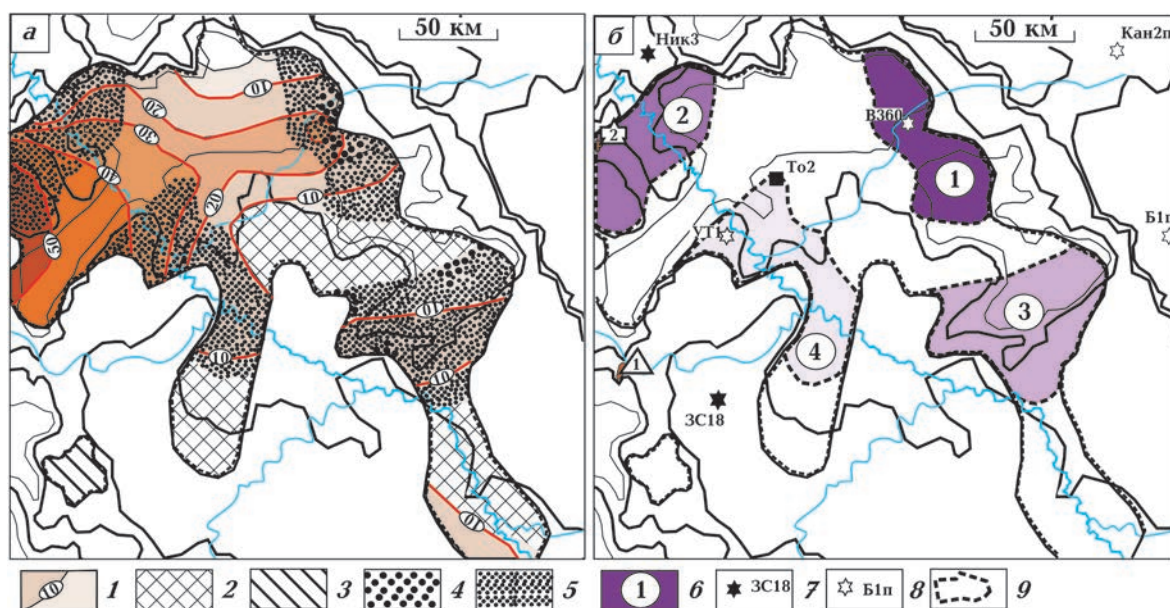


Рис. 4. Схема соотношения распределения плотности аккумулированных тогурских нефтей и качества коллекторов в резервуаре коры выветривания (а) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в отложениях коры выветривания (б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку а: 1 — изолинии плотности аккумуляции тогурских 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 «хорошими» ФЕС. К рисунку б: 6 — перспективный район, номер ранжирования. Интенсивность закрашки пропорциональна степени перспективности; 7—8 — скважины (табл. 1) (7 — с притоком воды из интервала пород коры выветривания; 8 — с неиспытанным интервалом коры выветривания); 9 — границы перспективных участков. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2.

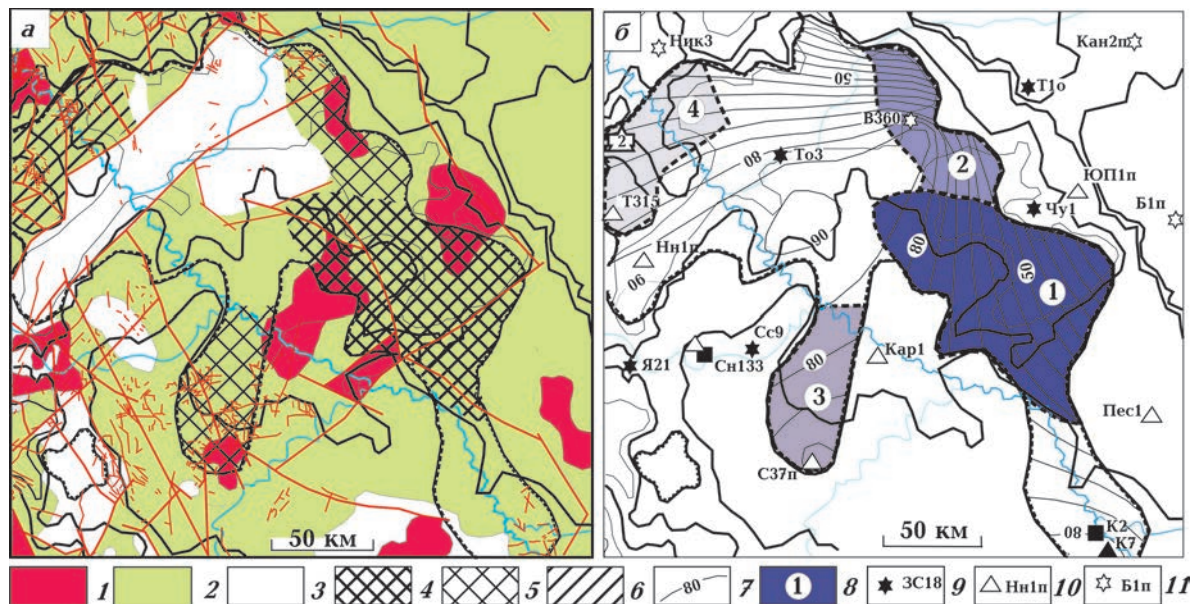


Рис. 5. Схема распределения петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (а) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в палеозойском резервуаре (б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку а: 1—3 — области петротипов пород (1 — с «потенциально улучшенными» ФЕС, 2 — с «потенциально средними» ФЕС, 3 — с «потенциально неблагоприятными» ФЕС); 4—6 — зона коллекторов (4 — с «лучшими» ФЕС, 5 — с «хорошими» ФЕС, 6 — с «удовлетворительными» ФЕС). К рисунку б: 7 — изолинии значений плотности генерации тогурских нефтей, усл. ед.; 8 — перспективный участок, номер ранжирования (интенсивность закрашки пропорциональна степени перспективности); 9—11 — результат испытания коренных отложений палеозоя в скважине (табл. 1) (9 — приток воды; 10 — «сухо»; 11 — доюрский фундамент не испытан). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2—4.

выхода глинисто-кремнистых, магматических пород кислого состава и их туфов на поверхность фундамента учитываем как зоны распространения «улучшенных» коллекторов. Образование коры выветривания по породам аспидной формации, как и по глинисто-сланцевым формациям, не способствует формированию «хороших» коллекторов [Сынгаевский, Хафизов, 1990]. Коллекторы с неблагоприятными ФЕС формируются в коре выветривания, образованной также по магматическим породам основного состава. Площадное распространение зон коллекторов коры выветривания с неблагоприятными ФЕС учтены при построении схемы, показанной на рис. 4, а.

Районирование резервуара коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины. Ранее сделана оценка распределения плотности генерации тогурских нефтей Усть-

Тымской мегавпадины и структур ее обрамления (см. рис. 2, б). Оценка выполнена на основе применения метода палеотемпературного моделирования для разрезов 10 представительных скважин [Лобова, 2013]. На локальном участке распространения тогурской свиты (в юго-западной части территории исследований) плотность генерации тогурских нефтей не могла быть корректно оценена из-за отсутствия здесь представительной скважины, необходимой для палеотемпературных расчетов.

Используя карту распределения плотности генерации тогурских нефтей (см. рис. 2, б) и карту толщин отложений коры выветривания (см. рис. 3, а), построена схематическая карта распределения плотности первично-аккумуляции тогурских нефтей в резервуаре коры выветривания (см. рис. 4, а). Распределение плотности аккумуляции тогурских нефтей

получено путем перемножения значений толщин коры выветривания (см. рис. 3, а) и значений плотности генерации тогурских нефтей (см. рис. 2, б). Таким образом, наряду с распределением объемов генерированных нефтей учитывается распределение аккумулирующих объемов резервуара, обусловленных его толщинами. Оценка плотности аккумуляции нефти выполнялась в условных единицах.

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

Ранжирование перспективных участков для поисков в отложениях коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины проводим с учетом качества коллектора в резервуаре. В табл. 3 приведено сопоставление результатов районирования резервуара коры выветривания (см. рис. 4, б) и данных по испытанию интервала зоны контакта пород фундамента и осадочного чехла в глубоких скважинах.

Наибольший интерес относительно перспектив нефтегазоносности представляет район 1, который объединяет земли северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. В пределах этого района расположена скважина Вертолетная 360 (см. рис. 4, б, индекс В360), при бурении которой были вскрыты доюрские породы, но испытание на продуктивность в этой части разреза не проводилось.

Т а б л и ц а 3. Сопоставление результатов районирования резервуара коры выветривания и данных по испытанию отложений зоны контакта в глубоких скважинах Усть-Тымской мегавпадины (* — ранжирование по степени перспективности)

*Район (рис. 4, б)	Аккумулятивные ресурсы, усл. ед./качество коллектора	Скважины, расположенные в районе (рис. 4, б)	Результаты испытания			Нефтепроявления
			Горизонт	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	
1	10—20/«улучшенные» ФЕС	Вертолетная 360 (В360)	НГГЗК	Не испытывался		—
2	20—50/«хорошие» ФЕС	Чкаловская 26 (месторождение Чкаловское)	НГГЗК	50	Нефть, конденсат, газ	—
3	10/«улучшенные» ФЕС	—	—	—	—	—
4	10—20/«хорошие» ФЕС	Толпаровская 2 (То2)	НГГЗК	—	—	В керне
За пределами распространения тогурской свиты	—	Никольская 3 (Ник3)	НГГЗК	1,6	Вода	—
		Западно-Сильгинская 18 (ЗС18)	НГГЗК	5,17	Вода	—
		Ясная 21 (месторождение Ясное)	НГГЗК (PZ?)	17,9	Нефть	—

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»).

Северный борт Неготского мезопргиба и зона его сочленения с восточным склоном Трайгородского мезовала — перспективный район 2. При «хорошем» качестве коллектора отмечается высокое значение плотности аккумуляции нефти, а полученный приток УВ из интервала коры выветривания при испытании в скв. 26 Чкаловского месторождения (см. рис. 4, б, индекс Чк26) подтверждает высокую перспективность этого района.

Перспективный район 3 тектонически приурочен к южному борту Пыжинского мезопргиба и зоне его сочленения на юге — с северной частью Зайкинской мезоседловины, на западе — с восточным склоном Северо-Парабельской мегамоноклинали. Здесь, наряду с коллекторами «хорошего» качества, имеются участки и с «улучшенными» ФЕС. Однако о прямых признаках нефтенасыщения разреза на этом участке сведений в настоящее время нет.

Локальный район 4 расположен в центральной части Северо-Парабельской мегамоноклинали и сопредельном южном врезе Усть-Тымской мегавпадины. В скважине Усть-Тымская 1 (см. рис. 4, б, УТ1) кора выветривания толщиной 2 м, представленная переотложенными кремнистыми породами, вскрыта на глубине 2965 м, однако опробование этого интервала не проводилось. При бурении скважины Толпаровская 2 (индекс То2) из интервала коры выветривания был поднят керн с признаками нефтенасыщения, что подтверждает перспективность этого участка.

Необходимо отметить, что резервуар НГГЗК, вскрытый скважинами Никольская 3 (индекс Ник3) и Западно-Сильгинская 18 (индекс ЗС18) за пределами распространения нефтематеринской тогурской свиты, водоносен.

Таким образом, выделяем и предлагаем первоочередной район поисков для изучения и освоения резервуара коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины — район 1 — зону северо-восточного борта мегавпадины.

Палеозойский резервуар Усть-Тымской мегавпадины. Скопления УВ в коренных

породах фундамента образуют как массивные, так и тектонически, литологически экранированные локальные залежи, которые приурочены к вторичным коллекторам по осадочным, метаморфическим и магматическим породам. Коллекторские свойства в палеозойских толщах формируются под воздействием таких процессов, как гипергенез, доломитизация, выщелачивание. 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.

Наилучшими ФЕС обладают коллекторы, образованные в результате метасоматической проработки магматических пород кислого состава и глинисто-кремнистые разности [Isaev, Nguen, 2013; Нгуен, Исаев, 2017]. В зонах распространения магматических пород основного и ультраосновного состава, а также глинистых сланцев существуют неблагоприятные условия для формирования вторичных коллекторов [Isaev et al., 2008; Ковешников, Недоливко, 2012a].

Таким образом, наличие кислых магматических пород или глинисто-кремнистых образований является критерием для выделения в коренном фундаменте областей с потенциально улучшенными ФЕС. А интенсивность разрывной тектоники является руководящим признаком для выделения этих областей на зоны с лучшими, хорошими и удовлетворительными ФЕС. Используя схему распространения петротипов пород фундамента (см. рис. 3, б), выделены области латерального распространения пород фундамента с «потенциально улучшенными» ФЕС, «потенциально средними» ФЕС и «потенциально неблагоприятными» ФЕС (рис. 5, а). Затем, с учетом интенсивности разрывной тектоники в фундаменте определены зоны коллекторов с «лучшими», «хорошими» и «удовлетворительными» ФЕС.

Районирование палеозойского резервуара Усть-Тымской мегавпадины. С учетом зон коллекторов «лучших», «хороших» и «удовлетворительных» ФЕС и распределения значений плотности генерации тогурских нефтей выделены и проранжированы четыре перспективных района (рис. 5, б).

1-й район объединяет земли северо-восточного склона Северо-Парабельской

мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопрогиба. Значения плотности генерации тогурских нефтей изменяются от 85 усл. ед на западе до 25 усл. ед. на востоке. В пределах района прямого подтверждения нефтегазоносности не имеется (табл. 4).

2-й район, представленный зоной коллекторов с «хорошими» ФЕС, протягивается вдоль северо-восточного борта Усть-

Таблица 4. Сопоставление результатов районирования резервуара палеозойского фундамента и данных испытания глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины (* — ранжирование по степени перспективности)

*Район, (рис. 5, б)	Генерированные ресурсы, усл.ед./качество коллектора	Скважины, расположенные в районе (индекс на рис. 5, б)	Результаты испытания			Нефтепроявления
			Объект	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	
1	25...85/«лучшие» ФЕС	—	—	—	—	—
2	50...80/«хорошие» ФЕС	Вертолетная 360 (В360)	PZ	Не испытывался	—	—
3	70...85/«хорошие» ФЕС	Сенькинская 37п (С37п)	PZ	«Сухо»	—	—
4	50...80/«удовлетворительные» ФЕС	Чкаловская 26 (Чк26)	PZ	100...500	Нефть	—
		Трассовая 315 (Т315)	Нижняя юра+PZ	«Сухо»	—	—
В пределах распространения тогурской свиты	80/«неудовлетворительные» ФЕС	Колпашевская 7 (К7)	PZ	0,5	Вода+пленка нефти	—
		Колпашевская 2 (К2)	PZ	—	—	В керне
		Толпаровская 3 (То3)	PZ	0,7...4,5	Вода	—
		Новоникольская 1 параметрическая (Нн1п)	PZ	«Сухо»	—	—
За пределами распространения тогурской свиты	—	Тымская 1 (Т1п)	PZ	0,9	Вода	—
		Южно—Пыжинская 1 (Ю—П1п)	PZ	«Сухо»	—	—
		Чунжельская 2 (Чу1)	PZ	0,1	Вода	—
		Снежная 133 (Сн133)	PZ	0,5	Вода	В керне
		Северо—Сильгинская 9 (Сс9)	PZ	3,2	Вода	—
		Сильгинская 25 (Сс25)	PZ	0,78	Вода	—
		Каргасокская 1 (Кар1)	Нижняя юра+PZ	«Сухо»	—	—
		Ясная 21 (Я21)	PZ	0,43	Вода	—
		Песчаная 1 (Пе1)	Нижняя юра+PZ	«Сухо»	—	—

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 [Неголивно, Ежова, 2005].

Тымской мегавпадины. Плотность генерации тогурских нефтей высокая — возрастает от 50 до 80 усл. ед. На Вертолетной площади в скв. 360 (см. рис. 5, б, индекс В360) палеозойские породы вскрыты, но не испытывались на продуктивность.

3-й район также представлен зоной коллекторов с «хорошими» ФЕС. Участок занимает земли у южного вреза Северо-Парабельской мегамоноклинали и сопредельную часть Парабельского мегавыступа. Плотность генерации тогурских нефтей высокая от 70 до 85 усл. ед. В пределах этого района в скважине 37 (индекс С37п), пробуренной на Сенькинской площади, при испытании притока практически не получено.

4-й район, представленный зоной коллекторов с «удовлетворительными» ФЕС, приурочен к сочленению северо-западного борта Усть-Тымской мегавпадины и структур прилегающего Александровского свода. Плотность генерации тогурских нефтей варьирует от 50 до 80 усл. ед. Выявляется диссонанс ранжирования этого участка, как последнего по перспективности, с открытием месторождения на Чкаловской площади (см. рис. 5, б, номер 2), связанное с доюрским НГК. Вместе с тем, при испытании скважин на Трассовой структуре (индекс Е315) из палеозойских отложений притока не получено (см. табл. 1).

Необходимо отметить, что отложения палеозоя, вскрытые скважинами, расположенными за пределами распространения тогурской нефтематеринской свиты, водоносны или «сухие», за исключением скважины Снежная 133 (индекс Сн133), где в керне были обнаружены прямые признаки УВ.

Явно не согласуется наш прогноз по палеозойскому резервуару — высокая плотность генерации нефти и «неудовлетворительные» ФЕС коллектора — с результатами испытания скв. Толпаровская 3 (индекс Т03), где получен значительный приток воды (табл. 4). Однако отметим, что в остальном выполненное районирование палеозойского резервуара согласуется сопоставлением с данными опробования и

испытаний 16 глубоких скважин. В целом согласованность составляет порядка 75 %.

Таким образом, выделяем и предлагаем первоочередной район поисков для изучения и освоения палеозойского резервуара Усть-Тымской мегавпадины — район 1, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопргиба.

Геолого-структурная характеристика и нефтегазоносность Нюрольской мегавпадины. Нюрольская мегавпадина, структура I порядка, приурочена к Центрально-Западно-Сибирской геосинклинальной складчатой системе и имеет отличительные черты развития, тектоническое и геологическое строение с Усть-Тымской депрессией. В основании отрицательной Нюрольской депрессии лежит Межовский срединный массив, в опущенном блоке которого формируется в палеозое Нюрольская впадина [Исаев, 2010]. Здесь развиты слабо дислоцированные и слабо метаморфизованные карбонатные и терригенные толщи от раннего девона до раннего карбона, представляющие интерес в нефтегазоносном отношении. В заключительную фазу герцинской складчатости, в карбоне—перми, имеет развитие магматическая деятельность, результатом которой явилось распространение липаритовой формации. В заключительную стадию формирования консолидированного фундамента, в конце перми и начале триаса, на территории исследования проявляется рифтовая тектоника [Исаев и др., 2018б]. Развивается мощная вулканическая деятельность, в результате которой накапливаются на огромной территории вулканогенно-осадочные породы от ультраосновного до кислого составов. К концу позднего триаса территория исследования представляет собой горную страну, где идет интенсивная денудация и образование кор выветривания различного профиля, представляющих определенный интерес в образовании резервуаров для залежей УВ в последующую стадию геологического развития.

В Нюрольском нефтегазоносном районе выделяются следующие НГК: доюрский, нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, позднеетоар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский) [Конторович, 2002].

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

Для нижнеюрского и доюрского НГК основными нефтематеринскими породами в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления являются тогурские отложения. По генезису рассеянное органическое вещество в тогурской свите является типично озерным, сапропелево-

гумусового типа и содержанием $C_{орг}$ от 1,5 до 10%. Уровень катагенеза РОВ варьирует от $МК_1^3$ в центральной части территории исследования, постепенно уменьшаясь в радиальном направлении, до градации $МК_1^1$ [Kontorovich et al., 2009]. Мощность тогурских отложений в наиболее погруженной части Нюрольской мегавпадины, в Тамрадской впадине, достигает 140 м [Конторович, 2002].

Ряд исследователей [Ablya et al., 2008; Ступакова и др., 2015; Blackburn, 2015b] предлагают также рассматривать девонские доманиковые толщи как самостоятельный генерирующий источник УВ для резервуаров внутреннего палеозоя.

Доюрский НГК включает нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских пород (НГТЗК) и палеозойский резервуар. Под НГТЗК понима-

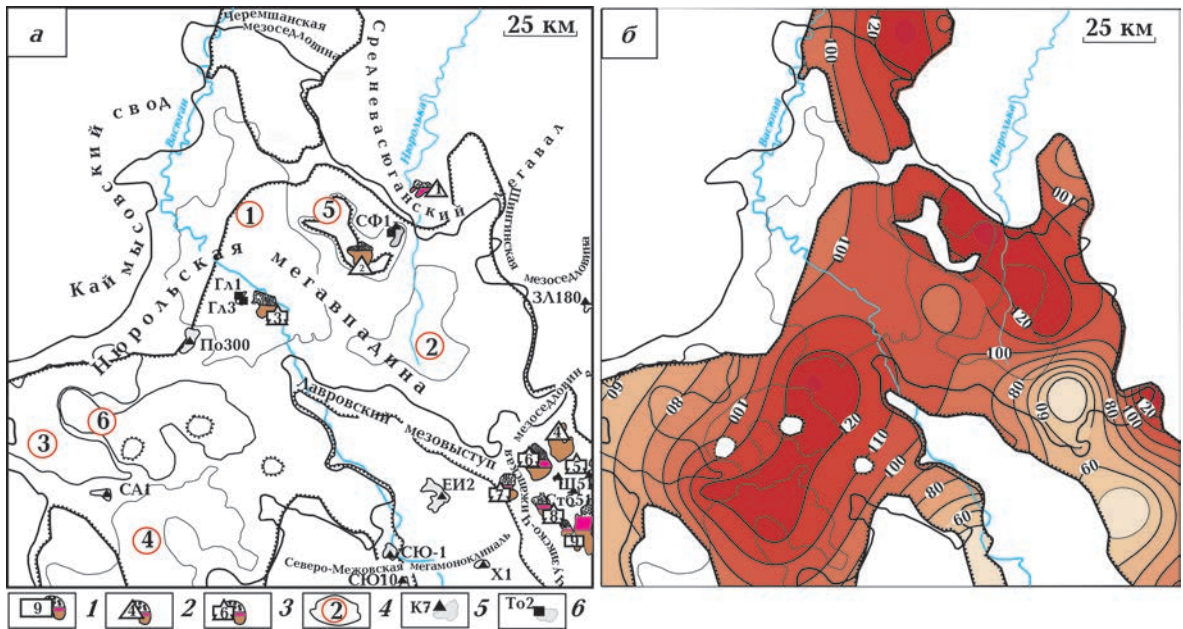


Рис. 6. Схематические карты нефтегазоносности доюрского НГК (а) на структурно-тектонической основе [Конторович, 2002] и распределения значений плотности генерации тогурских нефтей, усл. ед., [Лобова, Власова, 2013] (б) Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления: 1—3 — месторождения (1 — в палеозойском фундаменте: Нижнетабаганское (9); 2 — в коре выветривания: Речное (1), Фестивальное (2), Тамбаевской (4); 3 — в объединенном резервуаре коры выветривания и коренного палеозоя: Среднеглуховское (3), Южно-Тамбаевское (5), Урманское (6), Арчинской (7), Южно-Урманское (8)); 4 — структуры III порядка: 1 — Кулан-Игайская впадина, 2 — Тамрадская впадина, 3 — Осевой прогиб, 4 — Тамянский прогиб; 5 — Фестивальный вал, 6 — Игольско-Таловое куполовидное поднятие; 5, 6 — скважина на локальной структуре, ее условный индекс и полученные прямые признаки нефтегазоносности доюрских отложений при бурении (5 — приток УВ при испытании, 6 — признаки УВ в керне). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1, 2.

ется толща пермо-триасовых отложений, обособливающаяся в пласт М. В пределах изучаемой территории открыты месторождения нефти и газоконденсата с залежами в пласте М (рис. 6, а). В палеозойском резервуаре открыты месторождения различного фазового состояния, основная часть которых приурочена к Чузыкско-Чижапской мезоседловине. Известны месторождения с залежами, приуроченными к пластам группы М, гидродинамически объединенными в единый резервуар (М—М_{1—10}). Получены прямые признаки нефтенасыщения доюрских пород при испытании скважин на различных площадях и в керне (см. рис. 6, а).

Резервуар коры выветривания Нюрольской мегавпадины. Ранее была построена карта толщин отложений коры выветривания [Luneva et al., 2016] на основании данных по 73 скважинам (рис. 7, а).

На территории исследования на поверх-

ность фундамента выходят гетерогенные и полифациальные породы (рис. 7, б, табл. 5), которые и определяют возникновение разнообразных профилей кор выветривания. При этом образующиеся горные породы обладают разными коллекторскими свойствами. Установлено [Ковешников, Недоливко, 2012б; Blackburn, 2015а], что гранитоидные, гранодиоритовые, риолитовые магматические тела и карбонатные, глинисто-кремнистые породы, имеющие здесь распространение, подвергаясь гидротермальным проработкам, создают предпосылки к образованию коллекторов с «хорошими» ФЕС. Таким образом, по карбонатным, глинисто-кремнистым и магматическим породам кислого состава на поверхности фундамента образуются зоны с «улучшенными» коллекторами [Kontorovich, 2007; Koveshnikov et al., 2016].

На Фестивальном вале скважинами вскрыты серпентины, при выветривании

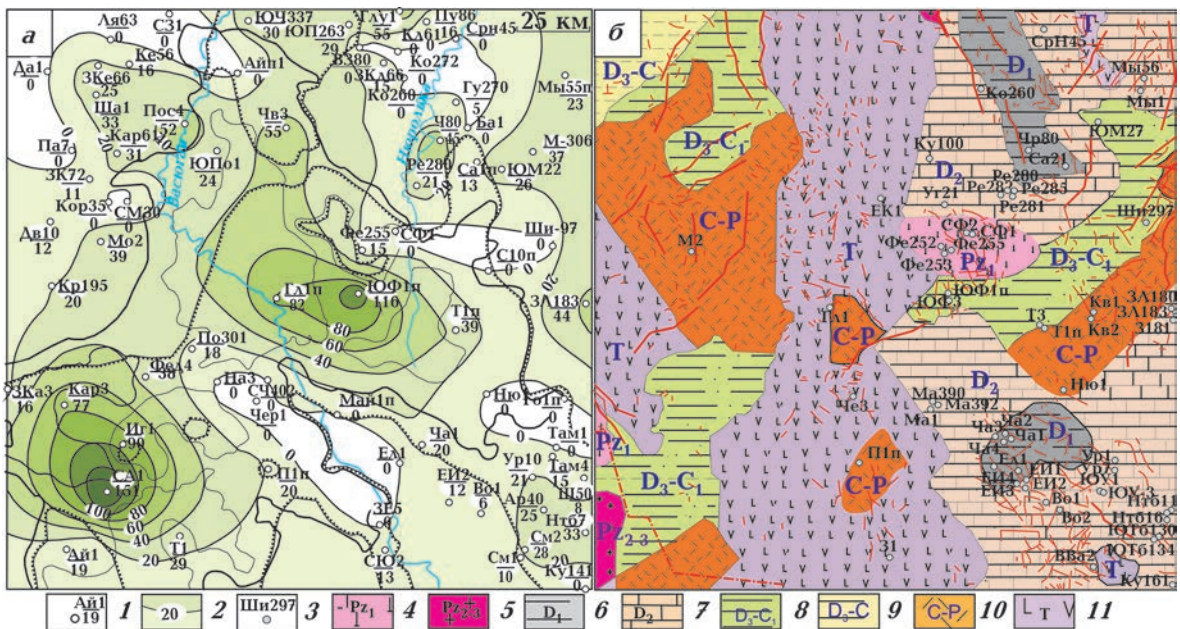


Рис. 7. Схематические карты распространения и толщин коры выветривания [Luneva et al., 2016] (а), распространения петротипов пород фундамента [Конторович и др., 2001] и тектонических нарушений [Конторович, 2002] (б) Нюрольской мегавпадины. К рисунку а: 1 — скважины, использованные для построения карты изопакит: в числителе — условный индекс скважины, в знаменателе — толщина коры выветривания, м; 2 — изопакиты коры выветривания, м. К рисунку б: 3 — скважины, вскрывшие породы фундамента, с литологической характеристикой доюрских отложений (табл. 5); 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 — андезито-базальты). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1, 6.

Т а б л и ц а 5. Петротипы пород доюрского фундамента, вскрытые глубокими скважинами в Нюрольской мегавпадине и структурах ее обрамления

Площадь и номер скважин	Условный индекс (рис. 7, б)	Петротипы пород фундамента [источник информации]
Верхне-Васюганская 2	ВВа2	Глинистые органогенно-обломочные известняки *
Салатская 21	Са21	Известняки [Конторович и др., 1975]
Водораздельная 1, 2	Во1, Во2	Известняки органогенные обломочные *
Глуховская 1	Гл1	Чередование песчаников и алевролитов аргиллитов с прослоями конгломератов. Эффузивные породы — кварцевые порфириды *
Еллей-Игайская 1, 2, 4	ЕИ1, ЕИ2, ЕИ4	Известняки доломитизированные, трещиноватые, с прожилками кальцита *
Еллейская 1	Ел1	Туфогенные известковистые, трещиноватые, слоистые породы *
Елле-Кагальская 1	ЕК1	Фораминиферо-амфиоровые известняки *
Западно-Лугинецкая 180	ЗЛ180	Эффузивы кислого состава *
Западно-Лугинецкая 181	ЗЛ181	Известняки скрытокристаллические трещиноватые *
Зимняя 1	З1	Средние эффузивы [Елкин и др., 2001]
Квензерская 1, 2	Кв1, Кв2	Эффузивы среднего состава *
Колотушная 260	Ко260	Известняки [Конторович и др., 1975]
Куланская 100	Ку100	Известняки скрытокристаллические, прослоями органогенные *
Кулгинская 161	Ку161	Гнейсы [Конторович и др., 1975]
Майская 390	Ма390	Известняки органогенные *
Майская 392	Ма392	Карбонатные и глинисто-сланцевые пород *
Моисеевская 2	М2	Порфириды кварцевые [Елкин и др., 2001]
Мыльджинская 1	Мы1	Глинистые сланцы и известняки [Конторович и др., 2001]
Нижнетабаганская 3	Нтб3	Известняки трещиноватые, трещины выполнены кальцитом *
Нижнетабаганская 11	Нтб11	Аргиллиты, углистые аргиллиты [Костырева, 2005]
Нижнетабаганская 16	Нтб16	Брекчированные аргиллиты, мелкозернистые песчаники [Костырева, 2005]
Нюльгинская 1	Ню1	Вулканогенно-осадочные породы *
Пешеходная 1 параметрическая	П1п	Туфы, порфириды, средние эффузивы [Елкин и др., 2001]
Речная 280	Ре280	Глинисто-кремнистые, известковистые слабометаморфизованные трещиноватые породы *
Речная 281, 282, 285	Ре281, Ре282, Ре285	Органогенные известняки *
Северо-Фестивальная 1, 2	СФ1, СФ2	Сильно карбонатизированные серпентиниты *
Средненюрольская 45	СрН-45	Известняки [Конторович и др., 1975]
Тамратская 1 параметрическая	Т1п	Эффузивные породы и метаморфизованные аргиллиты *
Тамратская 3	Т3	Глины с прослоями карбонатизированных песчаников *
Угольная 21	Уг21	Известняки трещиноватые *
Урманская 1	Ур1	Известняки трещиноватые, трещины выполнены кальцитом *
Урманская 7	Ур7	Бокситоподобные проницаемые породы, залегающие на глинистых известняках *

Площадь и номер скважин	Условный индекс (рис. 7, б)	Петротипы пород фундамента [источник информации]
Фестивальная 252, 255	Фе252, Фе255	Серпентиниты с трещинами, выполненными кальцитом *
Фестивальная 253	Фе253	Литокластические туфы *
Чагвинская 1, 4	Ча1, Ча4	Глинисто-кремнистые аргиллиты, туфиты *
Чагвинская 2	Ча2	Эффузивные породы и их туфы *
Чагвинская 3	Ча3	Метаморфизованные, карбонатизированные осадочные породы *
Чарымовская 80	Чр80	Известняки [Конторович и др., 1975]
Черталинская 3	Че3	Переслаивание диабазов и кавернозных известняков *
Шингинская 297	Ши297	Липаритовые, фельзитовые порфиры *
Южно-Мыльджинская 27	ЮМ27	Сланцы биотитовые [Костырева, 2005]
Южно-Табаканская 130	Ютб130	Доломиты скрытокристаллические, глинистые, кавернозные и трещиноватые *
Южно-Табаканская 134	Ютб134	Биокластические известняки, чередующиеся с глинистыми известняками и аргиллитами [Костырева, 2005]
Южно-Урманская 1, 3	ЮУ1, ЮУ3	Метаморфизованные глинисто-алевритистые и сидеритизированные известково-кремнистые породы *
Южно-Фестивальная 1 параметрическая, Фестивальная 3	ЮФ1п, ЮФ3	Базальты, карбонатизированные диабазы, интенсивно брекчированные и карбонатизированные спилиты *

* Данные по определению петротипов пород изучены и сведены из первичных «дел скважин», годовых отчетов ПГО «Томскнефтегазгеология» и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

которых в определенных условиях возможно образование неплохих коллекторов. При выветривании на последней стадии по ним могут развиваться каолиниты, за счет которых улучшаются коллекторские свойства породы. «Хорошие» коллекторы образовались локально только на выступах фундамента и вскрыты двумя скважинами, к которым и приурочены две мелкие залежи нефти.

Коллекторы с «неудовлетворительными» ФЕС формируются в коре выветривания, образованной по магматическим породам основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации.

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

Районирование резервуара коры выветривания Нюрольской мегавпадины.

Выделение перспективных участков проводилось на основе распределения плотности генерации тогурских нефтей (см. рис. 6, б), толщин коры выветривания и качества петротипа пород фундамента (см. рис. 7). Распределение относительной плотности аккумуляции тогурских нефтей (рис. 8, а) было получено путем перемножения значений толщин коры выветривания (см. рис. 7, а) и значений плотности генерации нефти (см. рис. 6,). На схему (см. рис. 8, а) вынесены зоны с «улучшенными» ФЕС коллекторов, образованными по кремнисто-карбонатным и магматическим породам кислого состава.

Учитывая плотность аккумуляции тогурских нефтей, а также качество коллектора с учетом величины площадей участков в зонах, прогнозные перспек-

тивные участки ранжированы по степени перспективности (рис. 8, б).

Наибольший интерес относительно перспектив нефтегазоносности представляет зона 1, которая представлена двумя участками. Участок 1.1 охватывает южные борты Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и зону их сочленения. На данном участке совпали высокая плотность аккумулярованной тогурской нефти и «улучшенные» ФЕС пласта М. В пределах этого участка открыто газонефтяное Среднеглуховское месторождение (см. рис. 8, б, условный номер 3), что подтверждает высокую перспективность участка.

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

Зона 2 представлена девятью участками. Наибольший интерес представляет участок 2.1, который тектонически приурочен к зоне сочленения Кулан-Игайской

мезовпадины, юго-восточному борту Ньюрольской мегавпадины и примыкающей территории Чузикско-Чижапской мезоседловины. Перспективность данного участка подтверждается открытием в южной части участка промышленных скоплений УВ в пласте М различного фазового состояния на Урманском (6), Тамбаевском (4), Южно-Тамбаевском (5), Южно-Урманском (8) и Арчинском (7) месторождениях (см. рис. 8, б). Кроме того, при испытании скважин на Нижнетабаганской площади получены притоки пластовой воды с пленкой нефти на скважинах 10 и 13 (см. рис. 8, б, Нтб10, Нтб13). В разрезе скважины Северо-Табаганской 51 (Стб51) пласт М оказался насыщен газоконденсатом. Границы участка 2.1 хорошо подтверждаются данными опробования скважины Смоляная 4 (См4), где при испытании интервала коры выветривания притока не получено.

Участок 2.2 приурочен к юго-восточной части Фестивального вала и северному

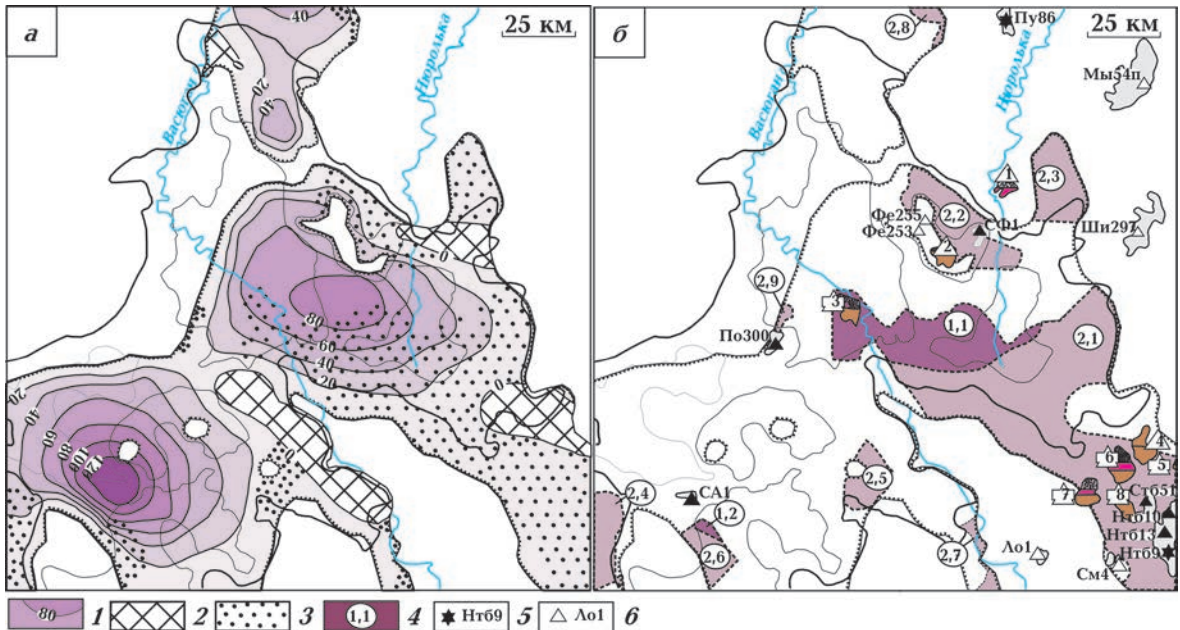


Рис. 8. Схемы соотношения распределения плотности аккумуляции тогурских нефтей и качества коллекторов (а), районирования и ранжирования участков по степени перспективности для поисков залежей УВ в отложениях коры выветривания (б) Ньюрольской мегавпадины. К рисунку а: 1 — изолинии плотности аккумуляции тогурских нефтей с учетом мощности коры выветривания, усл. ед.; 2 — зона отсутствия коры выветривания в пределах распространения тогурской свиты; 3 — зоны коллекторов коры выветривания с «улучшенными» ФЕС. К рисунку б: 4 — районирование, ранжирование зон и участков с учетом качества коллекторов (интенсивность закрашки пропорциональна степени перспективности); 5, 6 — результат испытания коры выветривания в скважине (5 — приток воды; 6 — «сухо»). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2 и 6.

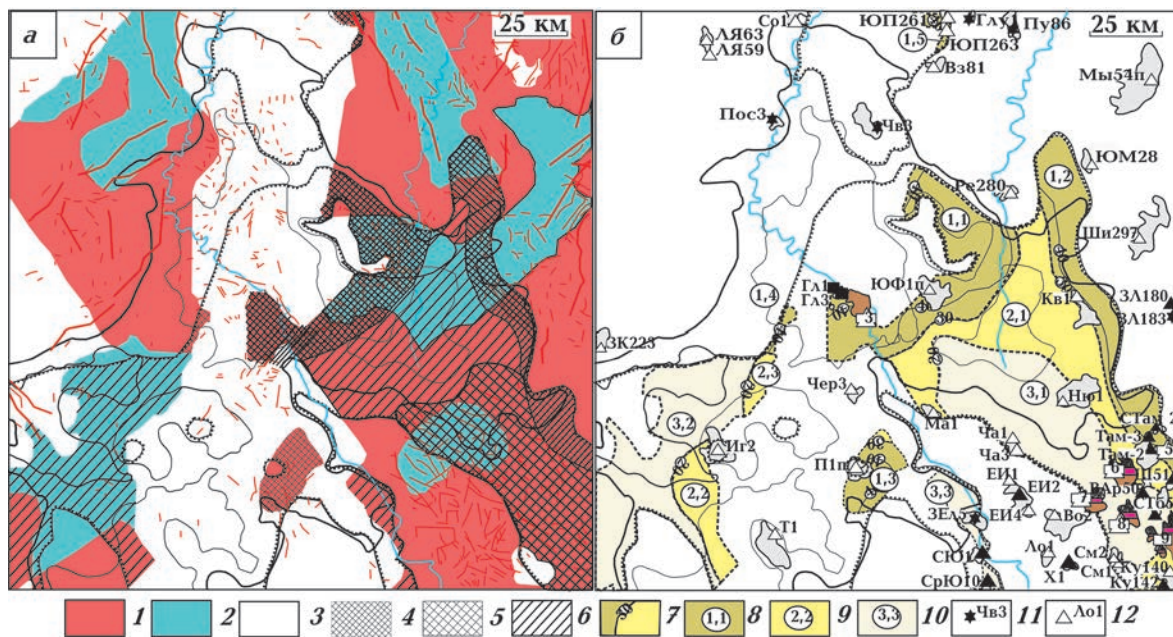


Рис. 9. Схемы распределения специализированных областей петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (а), районирования и ранжирования участков по степени перспективности для поисков в отложениях палеозоя (б) Нюрольской мегавпадины. К рисунку а: 1—3 — области петротипов пород (1 — с высокой вероятностью образующие «улучшенные коллекторы», 2 — с вероятностью образующие «хорошие» коллекторы, 3 — не образующие коллекторы). Зоны коллекторов: 4 — с «лучшими» ФЕС, 5 — с «хорошими» ФЕС, 6 — с «удовлетворительными» ФЕС. К рисунку б: 7 — изолинии комплексного параметра, характеризующего плотность аккумуляции нефти, усл. ед.; 8—10 перспективные зоны и участки, диапазон значений комплексного параметра в усл. ед. (8 — более 30; 9 — от 20 до 30; 10 — менее 20); 11, 12 — результат испытания коренного палеозоя в скважине (11 — приток воды; 12 — «сухо»). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2 и б.

бору Нюрольской мегавпадины. Перспективность этого участка подтверждается открытием одноименного месторождения (см. рис. 8, б, номер 2) с залежью нефти в коре выветривания, сложенной измененными трещиноватыми серпентинитами. На Северо-Фестивальной структуре (индекс СФ1) из этих отложений получен приток нефти.

На локальном участке 2.9 (не первых перспектив), расположенном на юго-западном борту Кулан-Игайской впадины и примыкающей территории Нюрольской мегавпадины, при испытании коры выветривания в скважине Поньжевая 300 (см. рис. 8, б, индекс По300) получен непромышленный приток нефти.

На локальных участках 2.3—2.8 сведений о прямых признаках нефтенасыщения коры выветривания к настоящему времени не имеется.

На Северо-Айсазской структуре (см. рис. 8, б, индекс СА1) получены прямые признаки нефтеносности, однако из-за плохого качества коллектора при испытании получен незначительный приток, что вполне подтверждает нахождение этой структуры в неперспективной зоне.

Необходимо отметить, что в скважинах, расположенных за пределами распространения тогурской свиты, получены или притоки пластовой воды, или «сухо». Лишь в скважине Фестивальная 255 (Фе255) при испытании интервала коры выветривания получен разгазированный фильтрат бурового раствора.

Диссонансом к концепции «главного источника УВ» является Речное газоконденсатное месторождение (см. рис. 8, б, номер 1), расположенное за пределами распространения тогурской свиты. Можно предположить, что основным источником

УВ здесь являются палеозойские доманиковые толщи, так как скважина пробурена в пределах распространения карбонатных среднедевонских отложений.

Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и выделение прогноз-

ных перспективных участков резервуара коры выветривания (табл. 6) показывает согласованность, формализованно оцениваемую в 75 %.

Подводя итог изложенному, выделяем и предлагаем как первоочередный район по-

Таблица 6. Сопоставление результатов прогнозного районирования резервуара коры выветривания и данных по испытанию отложений зоны контакта в глубоких скважинах Нюрольской мегавпадины (* – ранжирование по степени перспективности)

Зона, участок (рис. 8, б)*	Аккумулятивные ресурсы, усл.ед./качество коллектора	Скважины, расположенные в зоне, на участке (условный индекс на рис. 8, б)	Результаты испытания	
			Пласт (объект)	Тип флюида
1.1	Более 40/«улучшенные» ФЕС	Скважины Среднеглуховского месторождения	М	Нефть
1.2		—	—	—
2.1	0-40/«улучшенные» ФЕС	Скважины Урманского месторождения	М	Нефтегазоконденсат
		Скважины Южно-Урманского месторождения	М	Нефтегазоконденсат
		Скважины Арчинского месторождения	М	Нефтегазоконденсат
		Скважины Южно-Тамбаевского месторождения	М	Нефть
		Нижнетабаганская 13 (Нтб-13)	М	Вода+пленка нефти
		Нижнетабаганская 10 (Нтб-10)	М	Вода+пленка нефти
		Нижнетабаганская 9 (Нтб-9)	М+PZ	Вода
2.2	Северо-Табанганская 51 (СТб-51)	Северо-Фестивальная 1 (СФ-1)	М	Нефть
Скважины Фестивального месторождения		М	Нефть, газ	
2.3—2.8		—	—	—
2.9		Поньжевая 300 (По-300)	Триас	Нефть
Неперспективная зона	110/«неудовлетворительные» ФЕС	Северо-Айсазская 1 (СА-1)	Триас	Фильтрат бурового раствора+нефть
За пределами распространения тогурской свиты		Шингинская 297 (Ши-297)	tm+PZ	Сухо
		Скважины Речного месторождения	М	Газоконденсат
		Лосинская 1 (Ло-1)	М+PZ	Вода
		Мыльджинская 54 параметрическая (Мы-54п)	М+PZ	Вода
		Пуглалымская 86 (Пу-86)	tm+M+PZ	Вода
		Смоляная 4 (См-4)	Ю ₁₄ +M+Pz	Сухо
		Фестивальная 253 (Фе-253)	М	Вода
Фестивальная 255 (Фе-255)	М	Фильтрат бурового раствора+растворенный газ		

Результаты испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»).

исков для изучения и освоения резервуара коры выветривания Нюрольской мегавпадины *участок 1.1 — южные борта Кулан-Игайской и Тамрагской впадин, а также зону их сочленения.*

Палеозойский резервуар Нюрольской мегавпадины. Палеозойские отложения характеризуются широким спектром петрографических разновидностей. По данным исследователей [Елкин и др., 2001; Ablya et al., 2008; Ступакова и др., 2015; Koveshnikov et al., 2016], палеозойские породы можно условно разделить на три группы. Из сводной табл. 7 следует, что первая группа объединяет петротипы пород с высокой вероятностью образующих коллекторы с «лучшими» ФЕС. Ко второй группе отнесены породы, образующие коллекторы с «хорошими» ФЕС. В третью группу вошли петротипы пород, обладающие низкой вероятностью формирования в них коллекторов. Эти отложения при выветривании могут образовывать плотные глинистые разности.

Используя такую градацию, выделяем зоны распространения коллекторов с учетом разрывных нарушений, которые, несомненно, оказывают влияние на формирование коллекторов в палеозойских отложениях (рис. 9, а).

Районирование палеозойского резервуара Нюрольской мегавпадины. Выделение перспективных зон в палеозойском резервуаре проводим следующим образом.

Выделенным на схеме зонам с различным по качеству ФЕС (см. рис. 9, а) присваиваем следующие весовые коэффициенты: «лучшим» — 3, «хорошим» — 2 и «удовлетворительным» — 1. На следующем этапе перемножением матрицы весовых коэффициентов и матрицы распределения значений плотности генерации нефти (см. рис. 6, б) строим схему изолиний комплексного параметра, характеризующего плотность аккумуляции тогурских нефтей в резервуаре коренного палеозоя (см. рис. 9, б).

Выделение перспективных зон и участков выполняется по следующим граничным значениям комплексного параметра: зоны и участки, имеющие более 30 усл.ед., являются наиболее перспективными, от 30 до 20 усл. ед. — средние по перспективности и менее 20 усл. ед. — менее перспективные. Вследствие этого были выделены три перспективные зоны и участки в них, которые в свою очередь проранжированы с учетом их площадей.

Наиболее перспективной определяет-ся зона 1. В этой зоне проранжированы

Т а б л и ц а 7. Характеристика пород, слагающих палеозойский резервуар Нюрольской мегавпадины

Группа	Вероятность образования коллектора/качество ФЕС	Петротипы пород фундамента
1	Высокая/«лучшие»	Карбонатные отложения (известняки, доломиты, доломитизированные известняки, в том числе биогермные постройки среднего-верхнего девона и нижнего карбона).
		Эффузивные и интрузивные породы преимущественно кислого состава (разнообразные лавы, туфы, туффиты, а также гранитоиды палеозойского возраста).
2	Средняя/«хорошие»	Метаморфические породы (глинисто-кремнистые, глинистые с прослоями метапесчаников, метааргиллитов; кремнистые сланцы контактово-измененные вблизи интрузий и древние протерозойские сланцы). Серпентиниты.
3	Низкая/«плохие»	Базальты, глинистые сланцы, филлиты, глинистые известняки.

пять участков. Высокая перспективность участка 1.1, приуроченного к южному борту Кулан-Игайской мезовпадины и зоне сочленения с Тамрадской мезовпадиной и северо-восточному склону Фестивального вала, подтверждается наличием нефтяного Среднеглуховского месторождения (см. рис. 9, б, условный номер 3) и получением прямых признаков нефтенасыщения в керне на Глуховской структуре (индексы Гл1, Гл3). Скважина Южно-Фестивальная 1 (ЮФ-1п), расположенная на границе участка, вскрыла непроницаемые породы, при испытании которых притока не получено.

Ранжир участка 1.2, который протягивается вдоль западного борта Нюрольской мегавпадины и охватывает примыкающие локальные участки Среднеvasюганского мезовала на севере и Чузикско-Чижапской мезоседловины на юге, подтверждается открытым газонефтяным Южно-Тамбаевским месторождением (см. рис. 9, б, номер 5) и непромышленным притоком УВ на Тамбаевской площади (индексы Там2, Там3).

На Северо-Тамбаевской структуре (СТам2) получен приток воды с раство-

ренным газом. В северной части участка в скважине Квензерская 1 (Кв1) притока не получено. Такой результат диссонирует с положением скважины на землях с высокой перспективностью.

На локальном участке 1.3, расположенном в южной части Нюрольской мегавпадины и участке 1.4, тяготеющему к юго-западному борту Кулан-Игайской впадины, на настоящий момент прямых признаков нефтенасыщения не установлено.

Согласно исследованиям [Конторович и др., 2001], фундамент на локальном участке 1.5, расположенном на юго-западном склоне Среднеvasюганского мегавала, сложен карбонатными породами и, в соответствии с градацией (табл. 8), отнесен к первой группе, в которой такие породы отличаются высокой вероятностью образования коллекторов с хорошими ФЕС. Однако по данным бурения скважин 261 и 263 на Южно-Пионерской площади (ЮП261, ЮП263) были вскрыты заглинизированные и мраморизованные известняки, при испытании которых притока не было получено.

В зоне 2 выделены три участка. Наибольшими перспективами обладает уча-

Таблица 8. Сопоставление результатов прогнозного районирования резервуара палеозойского фундамента и данных по испытанию отложений палеозоя в глубоких скважинах Нюрольской мегавпадины (* — ранжирование по степени перспективности)

Зона, участок (рис. 9, б)*	Скважины, расположенные в зоне, на участке (условный индекс на рис. 9)	Результаты испытания	
		Пласт (объект)	Тип флюида
1.1	Глуховская 1 (Гл1)	PZ	Нефтепроявления в керне
	Глуховская 3 (Гл3)	PZ	Нефтепроявления в керне
	Южно-Фестивальная 1 параметрическая (ЮФ-1п)	PZ	Сухо
	Скважины Среднеглуховского месторождения	M ₁	Нефть
1.2	Тамбаевская 3 (Там3)	PZ	Вода+пленка нефти
	Тамбаевская 2 (Там2)	PZ	Нефть
	Северо-Тамбаевская 2 (СТам2)	PZ	Вода+фильтрат бурового раствора +растворенный газ
	Квензерская 1 (Кв1)	PZ	Сухо
	Скважины Южно-Тамбаевского месторождения	M ₁	Нефть, газ
1.3—1.4	—	—	—

Зона, участок (рис. 9, б) *	Скважины, расположенные в зоне, на участке (условный индекс на рис. 9)	Результаты испытания	
		Пласт (объект)	Тип флюида
1.5	Южно-Пионерская 261 (ЮП261)	Сухо	—
	Южно-Пионерская 263 (ЮП263)	Сухо	—
2.1	Широтная 51 (Ш51)	PZ	Нефть, газ
	Кулгинская 140 (Ку140)	PZ	Сухо
	Кулгинская 142 (Ку142)	PZ	Вода с газом
	Майская 1 (Ма1)	PZ	Сухо
	Скважины Урманского месторождения	M ₁	Нефть/газ/конденсат
	Скважины Нижнетабагнского месторождения	M ₁₋₁₀	Нефть
2.2—2.3	—	—	—
3.1	Восточно-Арчинская 50 (Вар50)	PZ	Нефть/газ/конденсат
	Скважины Арчинского месторождения	M ₁₋₁₀	Нефть/газ/конденсат
	Скважины Южно-Урманского месторождения	M ₁	Нефть/газ/конденсат
	Северо-Табаганская 51 (СТ651)	PZ	Газ/конденсат
	Нюльгинская 1 (Ню1)	PZ	Сухо
	Чагвинская 1 (Ча1)	PZ	Сухо
	Чагвинская 3 (Ча3)	PZ	Сухо
3.2	—	—	—
3.3	Западно-Еллейская 5 (ЗЕЛ-5)	PZ	Вода
	Среднеюлжавская 10 (СрЮ10)	PZ	Нефть
	Северо-Юлжавская 1 (СЮ1)	PZ	Газ/конденсат
Бесперспективные земли в пределах распространения тогурской свиты	Тальянская 1 (Т1)	PZ	Сухо
	Черталинская 3 (Чер3)	PZ	Сухо
	Чворовая 3 (Чв3)	PZ	Вода
	Смоляная 1 (См1)	PZ	Сухо
	Смоляная 2 (См2)	PZ	Сухо
За пределами распространения тогурской свиты	Еллей-Игайская 2 (ЕИ2)	PZ	Нефть/газ/вода
	Еллей-Игайская 1 (ЕИ1)	PZ	Сухо
	Хылькинская 1 (Х1)	PZ	Нефть
	Водораздельная 2 (Во2)	PZ	Сухо
	Лосинская 1 (Ло1)	PZ	Сухо
	Чагвинская 3 (Ча3)	PZ	Сухо
	Игольская 2 (Иг2)	PZ	Сухо
	Западно-Крапивинская 223 (ЗК223)	PZ	Сухо
	Поселковая 3 (Пос3)	PZ	Вода
	Лонтынь-Яхская 59 (ЛЯ59)	PZ	Сухо
	Глухарина 1 (Гл1)	PZ	Вода
	Мыльджинская 54 параметрическая (Мы54п)	PZ	Сухо
	Пуглалымская 86 (Пу86)	PZ	Вода
	Речная 280 (Ре280)	M+PZ	Сухо
	Южно-Мыльджинская 28 (ЮМ28)	PZ	Сухо
	Верхнезаячья 81 (Вз81)	PZ	Сухо
	Пешеходная 1 параметрическая (П1п)	PZ	Сухо
	Шингинская 297 (Ши297)	tm+M+PZ	Сухо
	Западно-Лугинецкая 180 (ЗЛ180)	PZ	Газ/конденсат/вода
	Западно-Лугинецкая 183 (ЗЛ183)	PZ	Вода
Сосновская 1 (Со1)	PZ	Сухо	

Результаты испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»).

сток 2.1. Он объединяет земли в пределах сочленения Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и центральную часть Чузикско-Чижапской мезоседловины. Открытые промышленные залежи на Южно-Тамбаевском и Нижнетабаганском месторождениях (см. рис. 9, б, номера 5 и 9) в палеозойских отложениях подтверждают надежность выделения данного перспективного участка. В скважинах Кулгинская 142 (Ку142) и Широкая 51 (Ш51) получены непромышленные притоки УВ.

В скважине Майская 1 (Ма1), расположенной на Лавровском мезовале, при испытании притока не получено. Необходимо отметить, что скважина пробурена на участке, который отнесен нами к зоне с «плохими» коллекторами. Здесь практически нет разрывных нарушений.

На *участке 2.2*, приуроченном к зоне сочленения юго-восточной части Осевого прогиба и северо-западной части Тамянского прогиба, и на *участке 2.3* — к северному склону Игольско-Талового поднятия с прилегающей зоной Кулан-Игайской впадины, подтверждения о нефтегазоносности на настоящий момент не имеется.

Зона 3 также разбита на три участка. *Участок 3.1* характеризуется неравнозначными площадями по нефтегазонасыщенности палеозойских отложений. В южной части, тяготеющей к Чузикско-Чижапской мезоседловине, открыты Арчинское и Южно-Урманское месторождения (условные номера 7 и 8), получены прямые признаки в скважинах Восточно-Арчинской 50 (ВАр50) и Северо-Табаганской 51 (СБ51). Северная часть, расположенная на восточном склоне Лавровского мезовала и южном борту Нюрольской мегавпадины, по-видимому сложена породами с невысокими коллекторскими свойствами, поскольку в скважинах на Чагвинской (Ча1, Ча3) и Нюльгинской (Ню1) площадях притока при испытании получено не было.

Ранг для *участка 3.2*, расположенном на юго-западном борту Южно-Нюрольской мезовпадины, определен с учетом его значительной площади, однако подтверждения/неподтверждения нефтегазонасыщен-

ности палеозойских отложений на этом участке на настоящее время не имеется.

На *участке 3.3*, локально тяготеющему в тектоническом отношении к западному склону Лавровского мезовала, прямые признаки нефтенасыщенности палеозойских отложений отмечены на Среднеюлжавской (СрЮ10) и Северо-Юлжавской (СЮ1) структурах, где при испытании получены притоки нефти и газоконденсата. Наряду с этим при испытании скважины Западно-Еллейская 5 (ЗЕл5) получен приток пластовой воды. В пределах распространения тогурских отложений, на прогнозируемых бесперспективных землях, при испытании интервалов палеозоя в скважинах или были получены притоки воды, или приток отсутствовал вообще. Такой результат подтверждает состоятельность критериев районирования.

Необходимо отметить, что за пределами распространения нефтематеринской тогурской свиты на Западно-Лугинецкой, Еллей-Игайской, Хылькинской площадях (см. рис. 9, б, индексы ЗЛ180, ЕИ2, Х1) получены притоки углеводородов. Коллектор в резервуаре палеозоя на данных площадях сложен карбонатными девонкаменноугольными отложениями, а значит, можно предположить наличие доманиковского источника УВ. Это согласуется с работами [Ablya et al., 2008; Ступакова и др., 2015], где на Еллей-Игайской площади в качестве нефтематеринской выдвигается лесная толща (ее нижняя часть лохковского возраста) или же кыштовская свита (также D_1^1), входящая в состав рифогенного комплекса пород.

Следует отметить, что в 17 скважинах, расположенных за пределами распространения тогурской свиты, получены притоки воды без признаков углеводородов или «сухо», что вполне согласуется с результатами районирования.

Сопоставление результатов испытаний глубоких скважин и прогнозных перспективных участков резервуара палеозойского фундамента (см. табл. 8) показывает определенную согласованность порядка 70 %.

Таким образом, выделяем и предлагаем как первоочередные районы поисков для изучения и освоения резервуара палеозойского фундамента Нюрольской мегавпадины: **1) земли южного борта Кулан-Игайской мезовпадины и зону сочленения с Тамрадской мезовпадиной, северо-восточный склон Фестивального вала — участок 1.1;**

2) юго-восточный борт Нюрольской мегавпадины и примыкающие земли Чузикско-Чижапской мезоседловины — участок 1.2.

Выводы. Концептуальный анализ результатов палеотемпературного моделирования, давшего распределение плотности генерации тогурских нефтей, и результатов выполненного прогноза коллекторов коры выветривания и коренного палеозоя, основанного на данных глубокого бурения, позволил выполнить зональное районирование доюрских резервуаров юго-востока Западной Сибири. Определены первоочередные зоны, районы и участки для постановки поисковых работ на трудноизвлекаемые запасы доюрского НГК Усть-Тымской и Нюрольской мегавпадин и структур их обрамления. Достоверность прогноза перспективных земель доюрского НГК Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин аргументирована сопоставлением с результатами испытаний глубоких скважин, согласованностью порядка 70—80 %.

1. На территории Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления в качестве первоочередного района поисков залежей нефти в резервуаре коры выветривания выделена и предложена перспективная зона северо-восточного борта мегавпадины (порядка 1650 км²). В качестве первоочередного для поисков в палеозойском резервуаре выделен и предложен перспективный район, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопрогиба (порядка 7800 км²).

2. Для территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления в ка-

честве наиболее перспективного района поисков залежей нефти в резервуаре коры выветривания определены земли, охватывающие южные борта Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и зону их сочленения (порядка 1100 км²). Как первоочередные районы для изучения и освоения резервуара коренного палеозоя определен участок южного борта Кулан-Игайской мезовпадины и зона ее сочленения с Тамрадской мезовпадиной (порядка 900 км²), а также участок юго-восточного борта Нюрольской мегавпадины и примыкающих земель Чузикско-Чижапской мезоседловины (порядка 1200 км²).

Заключение. В настоящей статье рекомендованы перспективные зоны, районы и участки для поисков залежей УВ в доюрском основании Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин. В контексте выполненного зонального районирования главным поисковым признаком становится «зона разуплотнения» в палеозое. В этой связи, согласно рекомендованным основам технологии поисков [Исаев и др., 2014], геофизический комплекс должен включать сейсморазведку и гравиразведку.

Сейсморазведка по своим техническим условиям призвана, в первую очередь, обеспечивать прогнозирование геологического разреза на всю мощность осадочного чехла. Гравиразведка призвана выполнять прогноз распределения плотности в фундаменте с погрешностью не более $\pm 0,02$ г/см³ и дискретностью (по латерали) порядка 0,5 км. Принципиальная схема последующей комплексной интерпретации должна состоять в следующем: эффект чехла исключается из наблюдаемого гравитационного поля (геологическая редукция, математическое программирование [Старостенко, 1978; Isaev, 2013]) и остаточное поле интерпретируется в терминах «зон разуплотнения/уплотнения» фундамента.

Настоящие исследования выполнены в рамках ранее сформулированной стратегии поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири [Исаев и др., 2014], включающей концептуальные по-

ложения о *нижнеюрской* тогурской свите как основном источнике УВ и о преимущественно вертикальной миграции углеводородов. Однако в процессе исследований получен заметный «диссонанс» для части земель Нюрольской мегавпадины, а именно в районе Чузикско-Чижалпской мезоседловины (см. рис. 6, а).

Эти земли по районированию резервуара коры выветривания отранжированы на 2 место (см. рис. 8, б), а по районированию резервуара коренного палеозоя — на 2—3 место (см. рис. 9, б). Вместе с тем на этих землях расположен ряд известных месторождений с залежами УВ как в коре выветривания, так и породах коренного палеозоя. Поэтому нельзя исключить версию

ряда авторов [Ступакова и др., 2015 и др.], предлагающих рассматривать *девонские* доманиковые толщи как генерирующий источник УВ для доюрских резервуаров. В этой связи представляет несомненный интерес выявление и восстановление термической истории возможных очагов генерации девонских нефтей. Эту нетривиальную, но актуальную задачу можно попытаться решить на основе палеотемпературного моделирования [Starostenko et al., 2006; Исаев и др., 2016; Isaev et al., 2018].

Авторы благодарят профессора Старостенко Виталия Ивановича за участие и постоянное внимание к нашим исследованиям.

Список литературы

- Брылина Н. А. Отчет «Комплексное сейсмогеологическое обоснование направлений поисков залежей в нефтегазоносных комплексах Усть-Тымской впадины». Т. 1. Томск: ФГУП «СНИИГГиМС», 2001. 64 с.
- Бурштейн Л. М., Жидкова Л. В., Конторович А. Э., Меленевский В. Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты). *Геология и геофизика*. 1997. Т. 38. № 6. С. 1070—1078.
- Волков В. И. Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области. Томск: ОАО «Томскнефтегазгеология», 2001. 199 с.
- Елкин Е. А., Краснов В. И., Бахарев Н. К., Белова Е. В., Дубатолов В. Н., Изох Н. Г., Клец А. Г., Конторович А. Э., Перегоедов Л. Г., Сенников Н. В., Тимохина И. Г., Хромых В. Г. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. 163 с.
- Запивалов Н. П., Исаев Г. Д. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири. *Вестник Томск. гос. ун-та*. 2010. № 341. С. 226—232.
- Исаев Г. Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты. *Литосфера*. 2010. № 4. С. 52—68.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Коржов Ю. В., Кузина М. Я., Кудряшова Л. К., Сунгурова О. Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 112 с.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Мазуров А. К., Фомин А. Н., Старостенко В. И. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины). *Геофиз. журн.* 2016. Т. 38. № 3. С. 29—51. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i3.2016.107778>.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Мазуров А. К., Старостенко В. И., Фомин А. Н. Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит. *Геология нефти и газа*. 2018а. № 1. С. 15—39.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Стоцкий В. В., Фомин А. Н. Геотермия и зональность сланцевой нефтеносности Колтогорско-Уренгойского палеорифта (юго-восток Западной Сибири). *Геофиз. журн.* 2018б. Т. 40. № 3. С. 54—80. doi: [10.24028/gzh.0203-3100.v40i3.2018.137173](https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i3.2018.137173).

- Ковешников А. Е., Недоливко Н. М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинклизы. *Известия Томск. политехн. ун-та*. 2012а. Т. 320. № 1. С. 82—86.
- Ковешников А. Е., Недоливко Н. М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы. *Известия Томск. политехн. ун-та*. 2012б. Т. 320. № 1. С. 77—81.
- Конторович А. Э. Пора идти вглубь. Нефтедобыче нужны новые технологии. *Еженедельная газета научного сообщества «Поиск»*. 2018. № 3.
- Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Елкин Е. А., Жилина И. В., Иванов И. А., Конторович В. А., Лившиц В. Р., Моисеев С. А., Рыжкова С. В., Тищенко Г. И., Шурыгин Б. Н. Количественная оценка ресурсов углеводородного сырья Томской области, с уточнением ресурсов по лицензионным участкам. Кн. 1. Новосибирск, Томск: Изд. ИНГТ СО РАН, 2001. 264 с.
- Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Сурков В. С., Трофимук А. А., Эрвье Ю. Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. Москва: Недра, 1975. 680 с.
- Конторович В. А. Палеозойские отложения Западной Сибири — резерв воспроизводства минерально-сырьевой базы региона. В кн.: *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО*. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2012. С. 37—43.
- Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. 253 с.
- Коржов Ю. В., Исаев В. И., Жильцова А. А., Латыпова О. В. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода). *Геофиз. журн.* 2013. Т. 35. № 1 С. 113—129. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i1.2013.116338>.
- Костырева Е. А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. 183 с.
- Костырева Е. А., Москвин В. И., Ян П. А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2014. Т. 9. № 1. http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf.
- Лифанов В. А. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских базальных горизонтов юго-востока Западной Сибири. В кн.: *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО*. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2012. С. 252—257.
- Лифанов В. А., Нассонова Н. В., Лапина Л. В. Особенности геологического строения базальных пластов Ю₁₀₋₁₁ в западной части Томской области. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2011. № 12. С. 4—11.
- Лобова Г. А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины. *Геофиз. журн.* 2013. Т. 35. № 4. С. 28—39. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i4.2013.111389>.
- Лобова Г. А., Власова А. В. Реконструкции геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрском и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2013. Т. 8. № 2. http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf.
- Лобова Г. А., Пракойо Ф. С., Ахметов Е. М., Исаева О. С. Оценка нефтегазоносности доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины (с использованием данных геотермии и бурения). *Известия Томск. политехн. ун-та*. 2015. Т. 326. № 4. С. 67—80.
- Мариненкова Н. Л., Мясникова Г. П., Солопахина Л. А., Яцканич Е. А. Коры выветривания, их нефтегазоносность на территории ХМАО и приоритетные направления поисковых работ. В кн.: *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО*. Т. 2. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2005. С. 289—304.
- Медведев Н. Я., Курьянов Ю. А., Карогдин Ю. Н., Кокшаров В. З. Пермо-триасовые эффузивы — новый важный нефтегазоносный комплекс прироста запасов и добычи

- углеводородов Западной Сибири. В кн.: *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО*. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2006. С. 147—157.
- Нгуен Х. Б., Исаев В. И. Коллекторы нефти кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр. *Геофиз. журн.* 2017. Т. 39. № 6. С. 3—19. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v39i6.2017.116363>.
- 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 Томск. политехн. ун-та*. 2005. Т. 308. № 3. С. 36—43.
- Новостная лента ИА Neftegaz.ru от 05 марта 2018 г. URL: <https://neftegaz.ru/news/view/169610> (обращение 28.05.2018).
- Проектная революция. Интервью с генеральным директором ПАО «Газпром нефть» М. М. Хасановым. *Газпром*. 2018. № 3. С. 20—26.
- Смирнов Л. В., Брылина Н. А., Алейников А. Н., Девятов В. П., Еханин А. Е., Зайцев С. П., Канарейкин Б. А., Недоспасов Б. А., Предтеченская Е. А., Резник С. Н., Сапьяник В. В., Серебренникова О. В., Смирнова О. В., Сысолова Г. Г., ШиганONOва О. В. Отчет «Сопоставительный анализ геологического строения и нефтегазоносности различных мегавпадин Ю-В Западно-Сибирской плиты с применением новейших технологий обработки геолого-геофизической информации, с целью определения направлений нефтегазопоисковых работ в слабоизученных районах Томской области». Новосибирск: СНИИГТиМС, 2002. 293 с.
- Смирнов Л. В., Фатеев А. В., Недоспасов А. И. Эрозионные выступы кислых эффузивов — перспективные объекты на поиск углеводородов в породах фундамента (Томская область). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2009. № 12. С. 14—17.
- Старостенко В. И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. Киев: Наук. думка, 1978. 228 с.
- Ступакова А. В., Соколов А. В., Соболева Е. В., Кирюхина Т. А., Курасов И. А., Бордюг Е. В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*. 2015. № 2. С. 63—76.
- 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.
- Тугарева А. В., Шпильман А. В., Мясников Г. П., Яковлева Н. П., Чернова Г. А., Мороз М. Л. Перспективы нефтегазоносности отложений зоны контакта юры с триаса и палеозоем на территории ХМАО-Югры. В кн.: *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО*. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2013. С. 34—52.
- Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: Изд. ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.
- Ablya, E., Nadezhkin, D., Bordyg, E., Korneva, T., Kodlaeva, E., Mukhutdinov, R., Sugden, M. A. & Van Bergen, P. F. (2008). Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8), 1176—1184. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>.
- Blackbourn, G. (2015a). Petroleum geology of the pre-Jurassic. *ROGTEC Magazine*, (27), 66—75. https://rogtecmagazine.com/rogtec_journal_past_issues_21-39/?lang=ru.
- Blackbourn, G. (2015b). Petroleum geology of the West Siberian basin. *ROGTEC Magazine*, (26), 14—23. https://rogtecmagazine.com/rogtec_journal_past_issues_21-39/?lang=ru.
- Isaev, V. I. (2013). Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 7(2), 92—106.
- Isaev, V. I., Gulenok, R. Yu., Isaeva, O. S. & Lobova, G. A. (2008). Density Modeling of the Basement of Sedimentary Sequenc and Prediction of Oil-Gas Accumulation: Evidence from South Sakhalin and West Siberia. *Russian Journal of Pacific Geology* 2(3), 191—204.
- Isaev, V. I., Iskorkina, A. A., Lobova, G. A., Starostenko, V. I., Tikhotskii, S. A. & Fomin, A. N.

- (2018). Mesozoic—Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), 310—329. doi:10.1134/S1069351318020064.
- Isaev, V. I., Lobova, G. A. & Osipova, E. N. (2014). The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuro'l'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 55, 1418—1428. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.11.006>.
- Isaev, V. I. & Nguen, H. B. (2013). 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*, 7(4), 237—246. doi: 10.1134/S1819714013040040.
- Kontorovich, V. A. (2007). 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*, 48(5), 422—428. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.05.002>.
- Kontorovich, A. E., Fomin, A. N., Krasavchikov, V. O. & Istomin, A. V. (2009). Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), 917—929. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001>.
- Koveshnikov, A. E., Nesterova, A. C. & Dolgaya, T. F. (2016). Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 43. <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf>.
- Luneva, T., Lobova, G. & Fomin, A. (2016). Oil and gas perspectives of weathering crust reservoir of Nurol'ka mega-basin according to data of Geothermics. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 43. <http://iopscience.iop.org/1755-1315/43/1/012014>.
- Starostenko, V. I., Kutas, R. I., Shuman, V. N. & Legostaeva, O. V. (2006). Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 42(12), 1044—1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>.

Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves)

G. A. Lobova, B. I. Isaev, S. G. Kuzmenkov, T. E. Luneva, E. N. Osipova, 2018

The study and development of hard-to-recover reserves in the pre-Jurassic petroleum of Western Siberia is a new focus for development of the resource base and oil production in Russia, identified the necessity of assessing a special strategy, a conceptual scheme for forecasting and exploration.

The aim of the study is to identify and assess the primary research areas of hydrocarbon reservoirs in pre-Jurassic basement by the example of underexplored areas of the Ust-Tym mega-depression and structures of the Nurol'ka mega-depression which are located on the well-developed oilfield infrastructure areas of Tomsk region.

Object of study is the potential pre-Jurassic reservoirs of Permo-Triassic weathering crust and Paleozoic basement. The accumulations of weathering crust are associated with reservoirs formed on clay and siliceous, carbonate and acid volcanic rocks, and, under certain conditions, by ultrabasites. The reservoirs of bedrock are associated with secondary reservoirs formed by limestones, granites, rhyolites. The main oil source formation is the Lower-Jurassic Togur sediments. The study is carried out based on the concept of mainly vertical hydrocarbon migration. The research area is located in boundaries of the oil source formation. Thermal history reconstruction of oil source formation, cumulatively

taking into account the temperatures of the localized source kitchen, is carried out by solving the direct and inverse problems of geothermy.

The studies are based on a special technology that includes an integrated analysis of mapping results of the Togur oil source kitchen 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 areas ranking. In the territory of the Ust-Tym megadepression as the primary research area for the weathering crust reservoir the zone of the northeastern side of the megadepression has been selected. As the priority area for exploration of Paleozoic basement reservoirs the zone uniting the north-eastern slope of North-Parabel megamonocline and the adjacent southern part of Pyzhinsk mesodepression has been selected. As the perspective research area for the weathering crust reservoir the land of the south beads of Kulan-Igay and Tamrad basins and its adjacent areas for the territory of Nurol'ka megadepression have been identified. As the priority areas for research and development of Paleozoic basement reservoirs the south beads of Kulan-Igay basin and adjacent zone of Tamrad basin have been identified, as well as the lands of the south-eastern beads of Nurol'ka megadepression and the adjacent lands of Chuzik-Chizhap mesosaddle. The reliability of the forecast for perspective areas of the pre-Jurassic petroleum play is identified by comparison with the results of well testing and is about 70—80 %. It argues the previously formulated resource-efficient strategy and technology of exploration for oil deposits in the pre-Jurassic basement of Western Siberia.

Key words: thermal history of Togur oil source kitchen, reservoirs of weathering crust and Paleozoic basement, oil geological zoning, Ust-Tym and Nurol'ka megadepressions.

References

- Brylina, N. A. (2001). *Integrated seismic and geological substantiation of directions of search for deposits in oil and gas complexes of the Ust-Tym depression* (Vol. 1). Tomsk: FGUP «SNIIG-GiMS» (in Russian).
- Burshteyn, L. M., Zhidkova, L. V., Kontorovich, A. E. & Melenevskiy V. N. (1997). The model of katagenesis organic matter (for example, the Bazhenov Formation). *Geologiya i geofizika*, 38(6), 1070—1078 (in Russian).
- Volkov, V. I. (2001). *Creation of systematized operational geological and geophysical information to provide thematic and research works at the Tomsk region*. Tomsk: OAO «Tomskneftegaz-geologiya» (in Russian).
- Elkin, E. A., Krasnov, V. I., Bakharev, N. K., Belova, E. V., Dubatolov, V. N., Izokh, N. G., Klets, A. G., Kontorovich, A. E., Peregodov, L. G., Sennikov, N. V., Timokhina, I. G., Khromikh, V. G. (2001). *Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. The Paleozoic of Western Siberia*. Novosibirsk: Publ. house of SB RAS, branch "GEO" (in Russian).
- Zapivalov, N. P. & Isaev, G. D. (2010). Criteria for evaluating the petroleum potential of Paleozoic deposits of Western Siberia. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*, (341), 226—232 (in Russian).
- Isaev, G. D. (2010). Geology and tectonics of the Paleozoic West Siberian plate. *Litosfera*, (4), 52—68 (in Russian).
- Isaev, V. I., Lobova, G. A., Korzhov, Yu. V., Kuzina, M. Ya., Kudryashova, L. K. & Sungurova, O. G. (2014). *Strategy and basis of technologies for hydrocarbon exploration in the pre-Jurassic basement of Western Siberia*. Tomsk: TPU Publ. house (in Russian).
- Isaev, V. I., Lobova, G. A., Mazurov, A. K., Fomin, A. N. & Starostenko, V. I. (2016). Zoning of the Bazhenov suite and clinofolds of Neocomian according to the density resources of shale and primarily-accumulated oil (Nurol megadepression as an example). *Geofizicheskiy zhurnal*, 38(3), 29—51. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i3.2016.107778> (in Russian).
- Isaev, V. I., Lobova, G. A., Mazurov, A. K., Starostenko, V. I. & Fomin, A. N. (2018a). Zoning of mega-depressions by shale oil generation density of Togur and Bazhenov source soites

- in the southeast of Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza*, (1), 15—39 (in Russian).
- Isaev, V. I., Lobova, G. A., Stockii, V. V. & Fomin, A. N. (2018b). Geothermy and zonation of shale oil the Koltogor-Urengoy Paleorift (South-East of Western Siberia). *Geofizicheskiy zhurnal*, 40(3), 54—80. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v40i3.2018.137173 (in Russian).
- Koveshnikov, A. E. & Nedolivko, N. M. (2012a). Secondary catagenetic transformations of pre-Jurassic rocks of West Siberian geosyncline. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 320(1), 82—86.
- Koveshnikov, A. E. & Nedolivko, N. M. (2012b). Weathering crust pre-Jurassic deposits of Western-Siberian geosyncline. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 320(1), 77—81 (in Russian).
- Kontorovich, A. E. (2018). Time to go in a deep. The oil production needs new technology. *Weekly newspaper of the scientific community "Search"*, (3) (in Russian).
- Kontorovich, A. E., Burshteyn, L. M., Yelkin, Ye. A., Zhilina, I. V., Ivanov, I. A., Kontorovich, V. A., Livshits, V. R., Moiseyev, S. A., Ryzhkova, S. V., Tishchenko, G. I., Shurygin, B. N. *Kolichestvennaya otsenka resursov uglevodorodnogo syrya Tomskoy oblasti, s utochneniem resursov po licenzionnym uchastkam* [Quantitative appraisal resources of hydrocarbon of the Tomsk region, with the specification of resources for license areas]. Book 1. Novosibirsk, Tomsk. INGG SO RAN. 2001. 264 p.
- Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surkov, V. S., Trofimuk, A. A. & Erve, Yu. G. (1975). *Oil and gas Geology of Western Siberia*. Moscow: Nedra (in Russian).
- Kontorovich, V. A. (2012). Paleozoic deposits of Western Siberia-reserve of reproduction of mineral finished stock resources based of the region. In *Ways of realization of oil and gas and ore potential of KHMAO* (Vol. 1, pp. 37—43). Khanty-Mansiysk: IzdatNaukServis (in Russian).
- Kontorovich, V. A. (2002). *Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia*. Novosibirsk: Publ. house of SB RAS, branch "GEO" (in Russian).
- Korzhev, Yu. V., Isaev, V. I., Zhiltsova, A. A. & Lati-pova, O. V. (2013). Distribution of aromatic hydrocarbons in the context of sediments of oil and gas bearing complexes (on the example of Krasnoleninsk archdeposits). *Geofizicheskiy zhurnal*, 35(1), 113—129. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i1.2013.116338> (in Russian).
- Kostyreva, E. A. (2005). Geochemistry and Genesis of Paleozoic oils of South-East of Western Siberia. Novosibirsk: Publ. house of SB RAS, branch "GEO" (in Russian).
- Kostyreva, E. A., Moskvina, V. I. & Yan, P. A. (2014). Geochemistry of organic matter and oil-generation potential of the Lower Jurassic Togur formation (South-East of Western Siberia). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya I praktika*, 9(1). http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf (in Russian).
- Lifanov, V. A. (2012). Features of the geological structure and prospects of oil and gas potential of the lower Jurassic basal horizons of the South-East of Western Siberia. In *Ways of realization of oil and gas and ore potential of KHMAO* (Vol. 1, pp. 252—257). Hanty-Mansiysk: IzdatNaukServis (in Russian).
- Lifanov, V. A., Nassonova, N. V. & Lapina, L. V. (2011). Features of the geological structure of the basal seams Yu₁₀₋₁₁ in the Western part of the Tomsk region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, (12), 4—11 (in Russian).
- Lobova, G. A. (2013). Oil and gas presence of Ust-Tym megadepression. *Geofizicheskiy zhurnal*, 35(4), 28—39. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i4.2013.111389> (in Russian).
- Lobova, G. A. & Vlasova, A. V. (2013). The reconstructions of the geothermal regime of the parent Togur suit and justification of areas of oil accumulation in lower Jurassic and Paleozoic complexes of the Nyurolskaya megadepression. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya I praktika*, 8(2). http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf (in Russian).
- Lobova, G. A., Prakoio, F. S., Akhmetov, E. M. & Isaeva, O. S. (2015). Evaluation of the petroleum potential of pre-Jurassic reservoirs of the Ust-Tym megadepression (with using of data geothermic and drilling). *Izvestiya Tomskogo*

- politekhnikheskogo universiteta*, 326(4), 67—80 (in Russian).
- Marinenkova, N. L., Myasnikova, G. P., Solopakina, L. A. & Yatskanich, E. A. (2005). Weathering crust, their oil and gas potential in the territory of the Khanty-Mansiysk and priority areas of exploration. In *Ways of realization of oil and gas and ore potential of KHMAO* (Vol. 2, pp. 289—304). Khanty-Mansiysk: IzdatNaukServis (in Russian).
- Medvedev, N. Ya., Kiryanov, Yu. A., Karogodin, Yu. N. & Koksharov, V. Z. (2006). Permo-Triassic effusions — a new important oil and gas complex growth reserves and production of hydrocarbon of the Western Siberia. In *Ways of realization of oil and gas and ore potential of KHMAO* (Vol. 1, pp. 147—157). Khanty-Mansiysk: IzdatNaukServis Publ. (in Russian).
- Nguyen, H. B. & Isaev, V. I. (20017). Oil reservoirs of the crystalline basement of the White Tiger field. *Geofizicheskiy zhurnal*, 39(6), 3—19. doi: <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v39i6.2017.116363> (in Russian).
- Nedolivko, N. M. & Ezhova, A. V. (2005). Petrographic composition and history of formation of the contact zone of Paleozoic and Mesozoic deposits at Chkalov oil field (according to well 26). *Izvestiya Tomskogo politekhnikheskogo universiteta*, 308(3), 36—43 (in Russian).
- Newslines, I. A. Neftgaz.ru from 05 Mart 2018 URL, (treatment 28.05.2018), available at: <https://neftgaz.ru/news/view/169610> (in Russian).
- Project revolution. Interview with General Director of JSC "Gazprom Neft" M. M. Khasanov (2018). *Gazprom*, (3), 20—26 (in Russian).
- Smirnov, L. V., Brylina, N. A., Aleynikov, A. N., Devyatov, V. P., Ehanin, A. E., Zaytsev, S. P., ... Shiganonova, O. V. (2002). *Comparative analysis of the geological structure and oil and gas content of various megadepressions of the South-East of the West-Siberian plate with the use of the latest technologies of processing of geological and geophysical information, in order to determine the directions of oil and gas exploration in poorly studied areas of the Tomsk region*. Novosibirsk: SNIIGGiMS (in Russian).
- Smirnov, L. V., Fateev, A. V. & Nedospasov, A. I. (2009). Erosion ledges of acidic effusive rocks — promising objects for the search for hydrocarbons in rocks of the basement (Tomsk region). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, (12), 14—17 (in Russian).
- Starostenko, V. I. (1978). Stable numerical methods in problems of gravimetry. Kiev: Naukova Dumka (in Russian).
- Stupakova, A. V., Sokolov, A. V., Soboleva, E. V., Kiryukhina, T. A., Kurasov, I. A. & Bordyug, E. V. (2015). Geological study and oil and gas potential of Paleozoic deposits in Western Siberia. *Georesursy*, (2), 63—76 (in Russian).
- Singaevskiy, P. E. & Hafizov, S. F. (1990). Formation of weathering crust in the sedimentary cycle of the West Siberian basin. *Geologiya nefti i gaza*, (11-12), 22—30 (in Russian).
- Tugareva, A. V., Shpilman, A. V., Myasnikov, G. P., Yakovleva, N. P., Chernova, G. A. & Moroz, M. L. (2013). Prospects of oil and gas potential for sediments contact zone Jurassic with Triassic and Paleozoic in the territory of KHMAO-Yugra. In *Ways of realization of oil and gas and ore potential of KHMAO* (Vol. 1, pp. 34—52). Khanty-Mansiysk: IzdatNaukServis (in Russian).
- Fomin, A. N. (2011). Catagenesis of organic matter and oil-and-gas of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin. Novosibirsk: Publ. Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the SB RAS (in Russian).
- Ablya, E., Nadezhkin, D., Bordyg, E., Korneva, T., Kodlaeva, E., Mukhutdinov, R., Sugden, M. A. & Van Bergen, P. F. (2008). Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8), 1176—1184. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>.
- Blackbourn, G. (2015a). Petroleum geology of the pre-Jurassic. *ROGTEC Magazine*, (27), 66—75. https://rogtecmagazine.com/rogtec_journal_past_issues_21-39/?lang=ru.
- Blackbourn, G. (2015b). Petroleum geology of the West Siberian basin. *ROGTEC Magazine*, (26), 14—23. https://rogtecmagazine.com/rogtec_journal_past_issues_21-39/?lang=ru.
- Isaev, V. I. (2013). Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 7(2), 92—106.

- Isaev, V. I., Gulenok, R. Yu., Isaeva, O. S. & Lobova, G. A. (2008). 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* 2(3), 191—204.
- Isaev, V. I., Iskorkina, A. A., Lobova, G. A., Starostenko, V. I., Tikhotskii, S. A. & Fomin, A. N. (2018). Mesozoic—Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), 310—329. doi:10.1134/S1069351318020064.
- Isaev, V. I., Lobova, G. A. & Osipova, E. N. (2014). The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuro'l'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 55, 1418—1428. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.11.006>.
- Isaev, V. I. & Nguen, H. B. (2013). 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*, 7(4), 237—246. doi: 10.1134/S1819714013040040.
- Kontorovich, V. A. (2007). 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*, 48(5), 422—428. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.05.002>.
- Kontorovich, A. E., Fomin, A. N., Krasavchikov, V. O. & Istomin, A. V. (2009). Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 50(11), 917—929. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.001>.
- Koveshnikov, A. E., Nesterova, A. C. & Dolgaya, T. F. (2016). Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 43. <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012008/pdf>.
- Luneva, T., Lobova, G. & Fomin, A. (2016). Oil and gas perspectives of weathering crust reservoir of Nurol'ka mega-basin according to data of Geothermics. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 43. <http://iopscience.iop.org/1755-1315/43/1/012014>.
- Starostenko, V. I., Kutas, R. I., Shuman, V. N. & Legostaeva, O. V. (2006). Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 42(12), 1044—1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>.