

Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины

© Г. А. Лобова¹, А. А. Искоркина¹, В. И. Исаев¹,
В. И. Старостенко², 2015

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

²Институт геофизики НАН Украины, Киев, Украина

Поступила 11 ноября 2014 г.

Представлено членом редколлегии О. М. Русаковым

Актуальность исследований обусловлена необходимостью восстановления ресурсной базы нефтепромыслов южного склона Западного Сибиря. Цель исследований — определить и предложить перспективные районы для поисков и освоения нижнеюрских и доюрских нефтегазоносных комплексов на слабоизученной территории Усть-Тымской мегавпадины. Объекты исследований — нижнеюрские резервуары, пласты Ю₁₅ и Ю₁₆, які безпосередньо контактують із материнською тогурською світою, і доюрські резервуары — колектори триасової кори вивітрювання і колектори палеозойського фундаменту. Методи досліджень включають геокартування резервуарів, аналіз розподілу щільності ресурсів генерованих нафт, оцінку та аналіз розподілу щільності ресурсів первинно-аккумуляованих нафт, районування резервуарів за ступенем перспективності. Систематизовано комплекс геолого-геофізичних даних щодо об'єкта досліджень. Наведено об'ємно-площову характеристику нижнеюрських і доюрських резервуарів — побудовані карти сумарних товщин і якості колекторів. Проаналізовано розподіл щільності ресурсів генерованих нафт, отриманий на основі картування за геотемпературним критерієм палеоосередків генерації в тогурських відкладах. Побудовано карти розподілу відносної щільності аккумуляованих ресурсів і виконано районування нижнеюрських і доюрських резервуарів. Запропоновано першочергові зони пошуків: для нижнеюрських резервуарів — центральна частина Неготського мезопрогину; для резервуара кори вивітрювання — північно-східний борт Усть-Тымської мегавпадини, для резервуара порід фундаменту — північно-східний схил Північнопарабельської мегамонокліналі та південна частина Пижинського мезопрогину. Узгодженість геофізичного прогнозу з даними буріння оцінено у 95%. Зроблено висновок стосовно цінності даних геотермії, що дало змогу вирішити концептуальне завдання про джерело вуглеводнів.

Ключові слова: нижнеюрські і доюрські резервуари, щільність ресурсів генерованих і аккумуляованих нафт, районування, геотермія, Усть-Тымська мегавпадина.

Введение. Усть-Тымская мегавпадина располагается в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (рис. 1). Территория исследования представляет собой переходную зону между слабоизученными восточными (Правобережье Оби) и западными нефтепромысловыми районами (Левобережье Оби) Томской области. В этой депрессионной зоне распространены баженовская (bg, J₃tt) и тогурская (tg, J₁t) нефтегенерирующие толщи, где при наличии резервуаров в отложениях осадочного чехла и до-

юрском основании определяют ее перспективность.

Объектом настоящих прогнозных исследований являются нижнеюрские резервуары (пласты Ю₁₅ и Ю₁₆), непосредственно контактирующие с тогурской свитой, и доюрские резервуары — коллекторы триасовой коры выветривания и палеозойского фундамента.

По генезису рассеянного органического вещества (РОВ) нижнеюрские нефтепроизводящие породы тогурской свиты в пределах Усть-

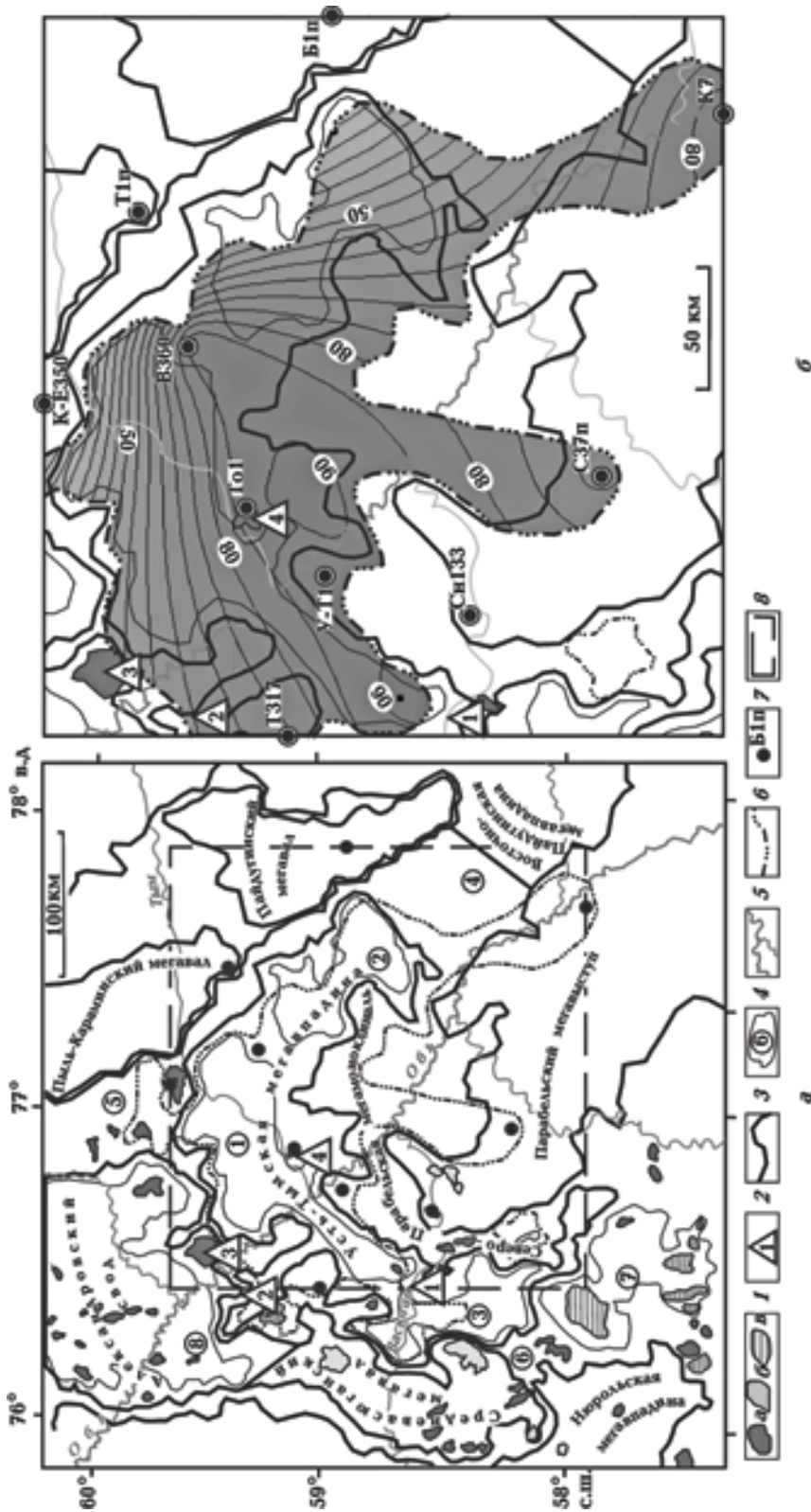


Рис. 1. Обзорная структурно-тектоническая схема территории исследования (а) на основе [Конторович, 2002] и схематическая карта распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей [Лобова, 2013] (б, усл. ед.): 1 — месторождения (а — нефтяное, б — газовое, в — газоконденсатное); 2 — условный номер месторождения с залежами в нижнеюрском и доюрском НПК; границы тектонических элементов: 3 — I порядка, 4 — II порядка и условный номер структуры; 5 — речная сеть; 6 — граница зоны распространения тогурской свиты; 7 — скважина палеотемпературного моделирования и ее условный индекс; 8 — контур построения карт. Месторождения (цифры в треугольниках): 1 — Ясное, 2 — Чкаловское, 3 — Никольское, 4 — Толпаровское. Структуры II порядка (цифры в кружках): 1 — Неготский мезопрогиб, 2 — Пыжинский мезопрогиб, 3 — Сампатский мезопрогиб, 4 — Зайкинский мезоседловина, 5 — Караминская мезоседловина, 6 — Шингинская мезоседловина, 7 — Пудинское мезоподнятие, 8 — Трайгородский мезовал. Скважины: К-Е350 — Киев-Еганская 350, Т1п — Тымская 1 параметрическая, Б1п — Береговая 1 параметрическая, К7 — Колпашевская 7, С37п — Сенькинская 37 параметрическая, Сп133 — Снежная 133, У-Т1 — Усть-Тымская 1, Т01 — Толпаровская 1, Т317 — Трассовая 317, В360 — Вертолетная 360.

Тымской мегавпадины являются типичными озерными отложениями с РОВ гумусового типа с показателем $C_{орг} = 1,5 \div 5,0 \%$ [Фомин, 2011]. Они являются источником углеводородов (УВ) для среднеюрского нефтегазоносного комплекса (НГК), нижнеюрского НГК, НГК коры выветривания и палеозойского НГК. Тогурская свита картируется [Конторович, 2002] в центральных и восточных частях мегавпадины, а также заливообразно в северной и юго-восточной частях Парабельского мегавыступа и озерообразно в южной части Северо-Парабельской мегамоноклинали (см. рис. 1). Кроме того, отложения тогурской свиты встречаются в разрезе скв. 20 и 22 месторождения Ясное.

Проблематичность возможности и дальности миграции нефти из тогурских отложений в нижележащие коллекторы находит разрешение в результатах послойного изучения "прямыми" методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений. Так, согласно полученным результатам по Рогожниковской группе месторождений Красно-

ленинского свода [Коржов и др., 2013 а, б], расстояние вертикального межпластового перемещения УВ из нижнеюрской (нефтепроизводящей) зоны в доюрские разуплотненные отложения составляет 150—250 м.

Ранее сделана [Лобова, 2013] оценка плотности генерированных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления (рис. 2). Оценка выполнена методом палеотемпературного моделирования [Исаев, Старостенко, 2004; Исаев и др., 2009] разрезов 10 представительных скважин (см. рис. 1) и картированием по геотемпературному критерию палеоочагов генерации нефти.

Балансовая модель процессов нефтегазообразования [Бурштейн и др., 1997] позволила по геотемпературному критерию выполнить картирование очагов интенсивного образования нефтей из РОВ тогурских отложений: $\alpha 95^\circ\text{C}$ — вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН). Фундаментальность балансовой модели А. Э. Конторовича и пороговых геотемператур ГЗН подтверждаются ре-

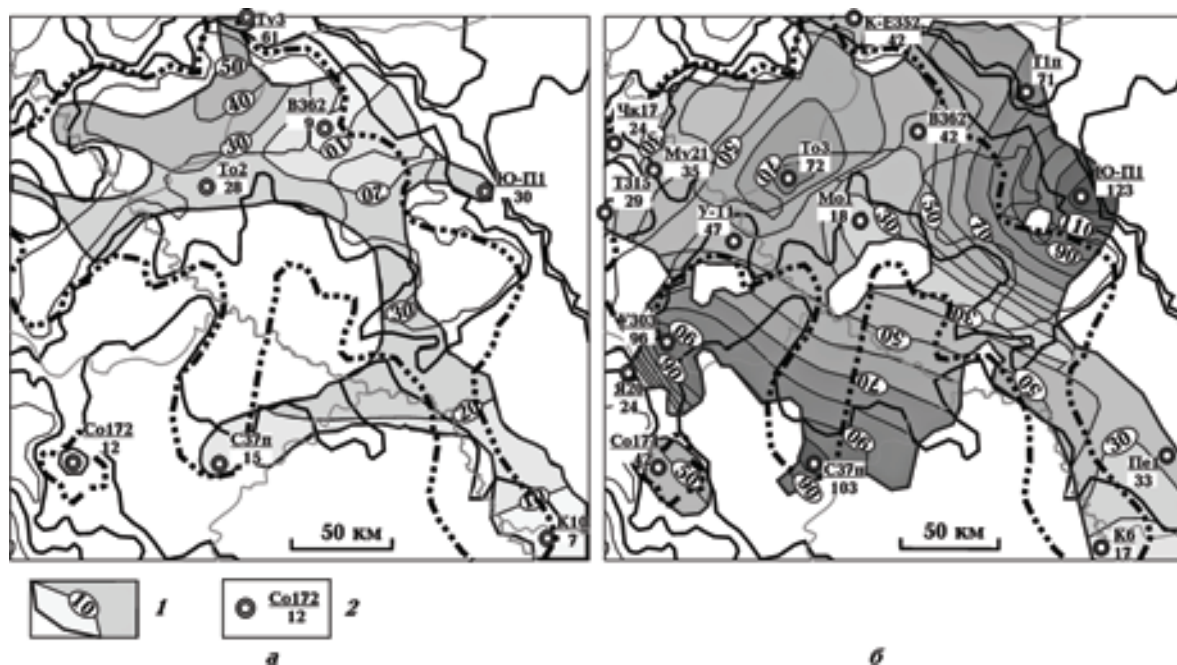


Рис. 2. Схематические карты распространения и толщин пласта Ю₁₆ (а) и пласта Ю₁₅ (б) в Усть-Тымской мегавпадине: 1 — граница распространения [Лифанов, 2012] и изопакиты пласта; 2 — скважина, использованная для построения карт [Конторович, 2002] (в числителе условный индекс скважины, в знаменателе — мощность пласта). Скважины: В362 — Вертолетная 362, К-Е352 — Киев-Еганская 352, К10 — Колпашевская 10, К6 — Колпашевская 6, Мо1 — Можанская 1, Му21 — Мурасовская 21, Пе1 — Песчаная 1, С37п — Сенькинская 37 параметрическая, Со172 — Соболиная 172, Со174 — Соболиная 174, То2 — Толпаровская 2; То3 — Толпаровская 3, Т315 — Трассовая 315, Ту3 — Тунгольская 3, Т1п — Тымская 1 параметрическая, У303 — Ураловская 303, У-Т1 — Усть-Тымская 1, Чк17 — Чкаловская 17, Ю-П1 — Южно-Пыжинская 1, Я20 — Ясная 20. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.

зультатами экспериментальных и теоретических исследований [Попов, Исаев, 2010; Баталин, Вафина, 2012].

Примененный подход оценки плотности генерированных тогурских нефтей позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений. Поэтому изменение расчетной плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. Известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации — прочность связи керогена, а прирост энергии обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры [Tissot, 2003; Попов, Исаев, 2011]. Такой подход к оценке плотности генерированных нефтей позволил определить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции УВ. Оценка плотности ресурсов выполнена в условных единицах, что является корректным для последующего площадного районирования.

Цель настоящих исследований — определить и предложить первоочередные районы (участки) для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров (пластов Ю₁₅ и Ю₁₆) и доюрских резервуаров (коллекторов коры выветривания и палеозойского фундамента).

Характеристика нефтегазоносности территории. В Усть-Тымском нефтегазоносном районе (НГР) выделяются [Конторович и др., 2001] следующие НГК: палеозойский (с нефтегазоносным горизонтом зоны контакта — НГТЗК), нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, поздне-тоар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский).

В палеозойском НГК наиболее высокими емкостными свойствами обладают измененные породы, развитые по карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям палеозоя.

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

Нижнюю часть нижнеюрского НГК составляют геттанг-раннетоарские толщи урманской свиты с пластами Ю_{17–16}. Верхнюю часть НГК представляют поздне-тоар-ааленские песчано-глинистые отложения салатской (в юго-восточной части участка — пешковской) свиты с пластами Ю_{15–14}.

Т а б л и ц а 1. Характеристика месторождений Усть-Тымской мегавпадины с залежами в нижнеюрском и доюрском нефтегазоносных комплексах

Нефтегазоносная область	НГР	Месторождение, поисковая структура	Категория по запасам	НГК	Фазовое состояние	Пласт, горизонт
Пайдугинская	Усть-Тымский	Ясное	Мелкое	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ⁴
				Доюрский	Нефть	НГТЗК
		Толпаровская структура	—	Нижнеюрский	Нефть	Ю _{16–17}
Васюганская	Средне-васюганский	Чкаловское	Мелкое	Верхнеюрский	Нефть разгазированной	Ю ₁ ¹
				Доюрский	Газ, конденсат, нефть	НГТЗК
					Нефть	PZ
	Александровский	Никольское	Мелкое	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Доюрский				Нефть	НГТЗК	

Среднеюрский НГК формируется в байосбатское время в объеме тюменской свиты, в которой выделяется серия резервуаров ($Ю_{13-2}$), разделенных глинисто-углистыми пачками.

Основным разрабатываемым НГК является *верхнеюрский*. Он объединяет отложения келловей-титонского возраста, формировавшиеся в разных фациальных условиях. В западной части района в прибрежно-морских условиях формируется васюганская свита, разделенная по литологическому составу на нижнюю, существенно глинистую, и верхнюю подсвиты. Полный разрез верхневасюганской подсвиты содержит 4—5 песчаных пластов, совокупность которых формирует здесь регионально-нефтегазоносный горизонт $Ю_1$.

Меловой НГК охватывает морской разрез неокома и характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов. Залежи приурочены к неокомскому клиноформному (пласты группы Б) и неокомскому шельфовому (пласты группы А) комплексам.

Нефтегенерирующей толщей для мелового и верхнеюрского НГК являются верхнеюрские баженовские отложения и ее возрастные аналоги. Значения $S_{орг}$ этих материнских отложений варьируют от 9—12% в западной части мегавпадины (сапропелевое РОВ) до значений 2—3% в восточной части депрессии ("псевдогумусовое" РОВ). Анализ показывает [Лобова, 2013], что на юго-восток (Правобережье Оби) расчетная плотность генерированных баженовских нефтей закономерно и существенно уменьшается.

Распространение нижнеюрских резервуаров — пластов $Ю_{16}$ и $Ю_{15}$. С использованием работы [Лифанов, 2012] и данных бурения 20-ти глубоких скважин [Конторович, 2002] откартировано развитие пластов-коллекторов $Ю_{16}$ и $Ю_{15}$ (см. рис. 2).

Наибольшие толщины пласта $Ю_{16}$ наблюдаются в северном врезе Неготского мезопрогиба (см. рис. 2, а). В южном и восточном направлении от центра мегавпадины мощность пласта значительно уменьшается. Пласт $Ю_{16}$ практически перекрывается тогурской свитой, за исключением участков на северо-восточном борту мегавпадины, в центральной части Зайкинской мезоседловины, на северном склоне Парабельского мегавыступа и прилегающей части Северо-Парабельской мегамоноклинали.

Пласт $Ю_{15}$ имеет большее площадное распространение (см. рис. 2, б) и практически перекрывает нижележащую тогурскую свиту. В южной части Пыжинского мезопрогиба, на восточных склонах Парабельского мегавыступа и локально на северном борту Усть-Тымской мегавпадины подстилающие толщи тогура не зафиксированы. Наибольшие мощности пласта отмечаются в зоне сочленения восточного борта Усть-Тымской мегавпадины и западных склонов Пайдугинского и Пыль-Караминского мегавалов. Немногим меньшие толщины пласта наблюдаются на северных склонах Парабельского мегавыступа. В центральной части Неготского мезопрогиба также формируется пласт $Ю_{15}$ толщиной до 70 м. Уменьшение толщин происходит в направлении к обрамляющим Усть-Тымскую мегавпадину положительным структурам. В центральной части Северо-Парабельской мегамоноклинали и в восточном врезе Пыжинского мезопрогиба пласт $Ю_{15}$ к выступам фундамента полностью выклинивается.

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в пластах $Ю_{16}$ и $Ю_{15}$ и районирование нижнеюрских резервуаров. Учитывая распределение значений плотности генерированных тогурских нефтей (см. рис. 1, б) и распределения значений толщин пластов-коллекторов (см. рис. 2), построены *схематические карты распределения относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей в пластах $Ю_{16}$ и $Ю_{15}$* (рис. 3). Эти карты построены путем "перемножения" карт распределения толщин резервуаров — пластов $Ю_{16}$ и $Ю_{15}$ и карты распределения плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей. Здесь, наряду с распределением объемов генерированных нефтей, учитывается распределение аккумулярующих объемов резервуара, обусловленных его толщинами. Распределения мощностей резервуаров и плотности генерированных ресурсов учитываются с одинаковым весовым коэффициентом. Если на участке скв. Вертолетная 362 (В362) плотность ресурсов резервуара пласта $Ю_{15}$ оценена в 40 усл. ед., а на участке скв. Мурасовская 21 (Му21) — в 20 усл. ед. (рис. 3, б), то на первом участке прогнозируемая плотность ресурсов резервуара пласта $Ю_{15}$ в 2 раза больше, чем плотность ресурсов на втором участке (*отношение 2 : 1*).

В пределах распространения пласта $Ю_{16}$ (см. рис. 3, а) выделяется зона с наибольши-

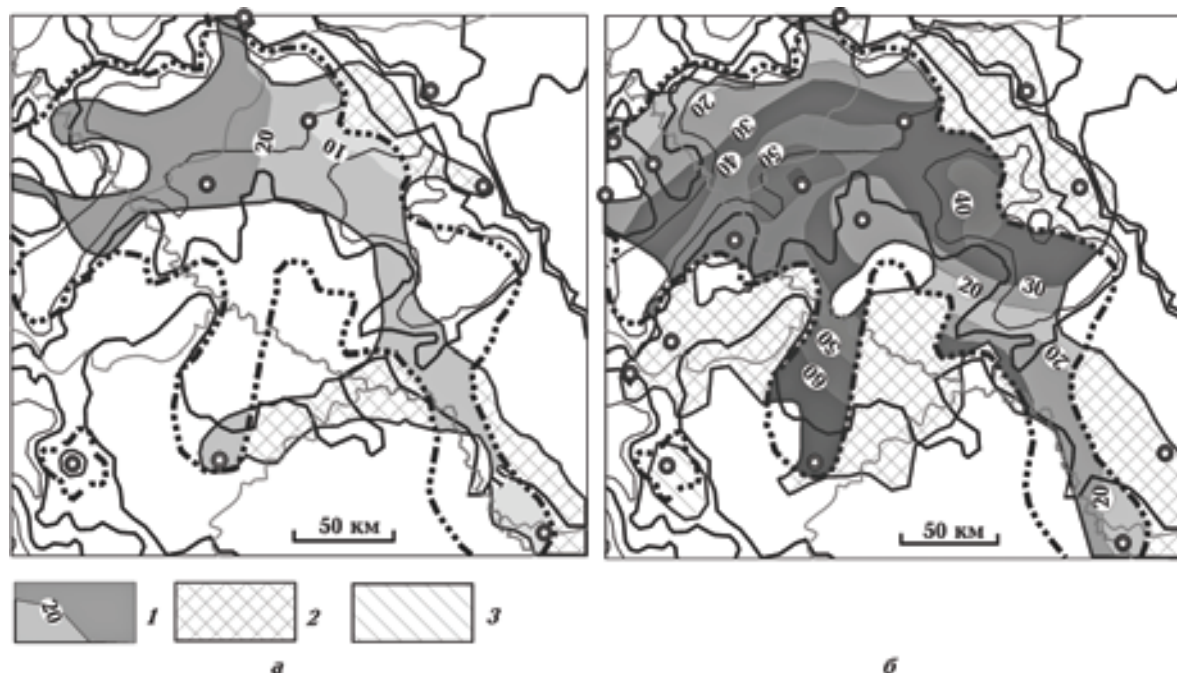


Рис. 3. Схематические карты распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей в нижнеуральских резервуарах — в пласте Ю₁₆ (а) и пласте Ю₁₅ (б) Усть-Тымской мегавпадины: 1 — изолинии значений плотности ресурсов, усл. ед.; 2 — зоны выклинивания тогурских отложений в пределах распространения пласта; 3 — зона отсутствия оценки плотности генерированных тогурских нефтей. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2.

ми значениями плотности ресурсов тогурских нефтей (больше 20 усл. ед.), приуроченная к северо-западному борту Усть-Тымской мегавпадины, северо-западному склону Северо-Парабельской мегамоноклинали и их сочленению. Выделяются две зоны со значениями плотности ресурсов меньше 20 усл. ед.

В трех зонах ресурсы не оцениваются из-за отсутствия перекрывающих нефтематеринских тогурских отложений.

В южной части Северо-Парабельской моноклинали есть зона, где не проводились расчеты плотности генерированных тогурских нефтей (см. рис. 1, б) из-за отсутствия представительной скважины, обеспеченной данными для палеотемпературного моделирования.

В пределах распространения пласта Ю₁₅ (см. рис. 3, б) наибольших значений относительная плотность ресурсов достигает в центральной части Усть-Тымской мегавпадины и на южном врезе Северо-Парабельской мегамоноклинали с сопредельным участком Парабельского мегавыступа. В северной части Пыжинского мезопрогиба обособляется участок, околтуренный изолинией 40 усл. ед. Как видно из схемы, выделяются три зоны со значениями

плотности ресурсов тогурских нефтей больше 30 усл. ед. и две зоны со значениями меньше 30 усл. ед.

Проведено районирование резервуара пласта Ю₁₆ (рис. 4, а) и резервуара пласта Ю₁₅ (рис. 4, б) по степени перспективности. Ранжирование районов выполнено с учетом значений плотности ресурсов и величины площади.

В табл. 2 приведено сопоставление расчетной плотности ресурсов тогурских нефтей нижнеуральского резервуара (пласт Ю₁₆) и данных по испытанию пласта Ю₁₆ в скважинах, вскрывших нижнеуральские отложения.

Наибольшая плотность ресурсов тогурских нефтей пласта Ю₁₆ отмечается в северо-западной части Усть-Тымской мегавпадины, на северо-западном склоне Северо-Парабельской мегамоноклинали и на их сочленении — район 1. Приток нефти из интервала залегания пластов Ю_{17–16} в скв. 1 Толпаровская (То1) и прямые признаки нефтенасыщенности пласта Ю₁₆ в скв. 2 Толпаровской площади (То2) подтверждают высокую перспективность этого района.

Район 2 занимает самую большую площадь, протягиваясь в субмеридианальном направлении

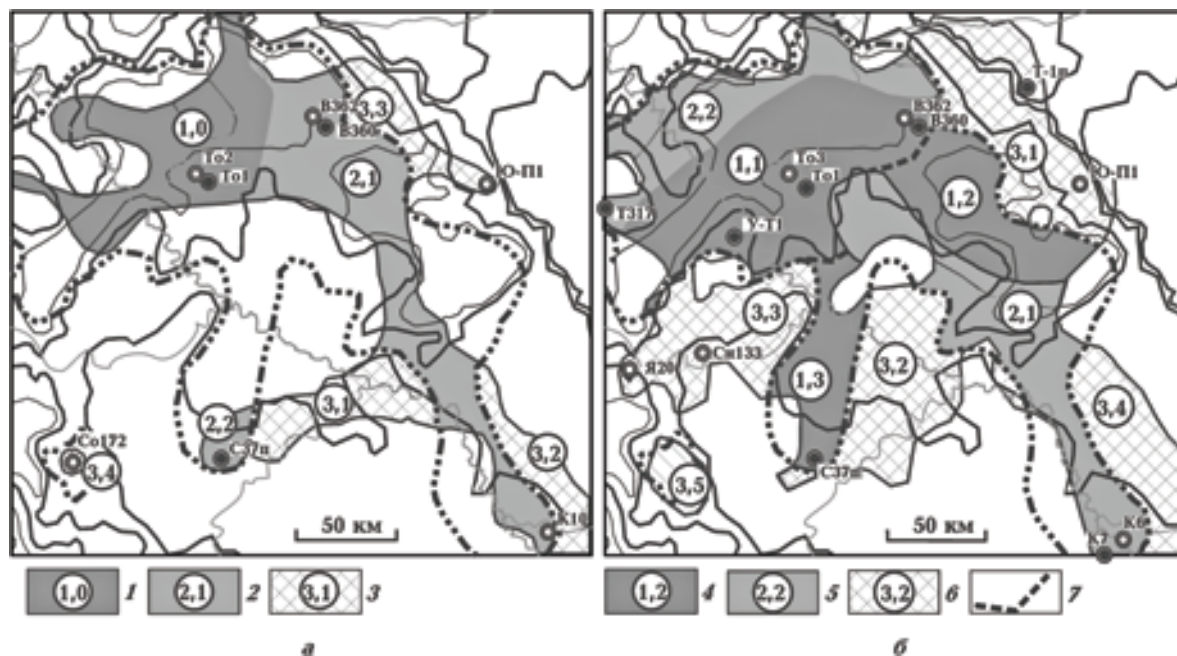


Рис. 4. Схемы районирования нижнеюрских резервуаров — пласта Ю₁₆ (а) и пласта Ю₁₅ (б) Усть-Тымской мегавпадины: 1—3 — районы, участки (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.) (1 — больше 20, 2 — меньше 20, 3 — ресурсы не оценены); 4—7 — районы, участки (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.) (4 — больше 30, 5 — меньше 30, 6 — ресурсы не оценены; 7 — граница участка). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1 и рис. 2.

нии от центральной части Усть-Тымской мегавпадины на север и до Зайкинской на юг. По плотности ресурсов тогурских нефтей этот район стоит на втором месте. Однако из-за отсутствия испытания интервалов пласта Ю₁₆ по скважинам Вертолетная 360 (В360) и Вертолетная 362 (В362), Сенькинская 37 (С37п) и Колпашевская 10 (К10) перспективность этих земель в отношении нефтегазоносности условна.

В районе 3, представленном участками 3.1—3.3, где тогурские отложения в пределах распространения пласта Ю₁₆ отсутствуют, ресурсы не оцениваются. Приток пластовой воды без признаков нефтегазонасыщенности, полученный при испытании пласта Ю₁₆ скв. 1 Южно-Пыжинской площади (Ю-П1), вероятно обусловлен отсутствием в этом районе нефтематеринской тогурской свиты.

Хотя на участке 3.4 (юго-западный склон Северо-Парабельской мегамоноклинали) не проведена оценка плотности генерированных тогурских нефтей, но нефтематеринская тогурская свита здесь развита и прямые признаки нефти в керне пласта Ю₁₆ скв. 172 Соболиной площади (Со172) позволяют положительно оценить перспективы этого участка.

В табл. 3 приведено сопоставление расчетной плотности ресурсов тогурских нефтей *нижнеюрского резервуара (пласт Ю₁₅)* и данных по испытанию пласта Ю₁₅ в скважинах, вскрывших нижнеюрские отложения.

Наибольшая плотность ресурсов тогурских нефтей пласта Ю₁₅ отмечается в центральной части Усть-Тымской мегавпадины, охватывая северо-западный склон Северо-Парабельской мегамоноклинали и их сочленение — район 1 (участок 1.1). На этом перспективном участке в пробуренных скважинах Толпаровская 1 (То1), Толпаровская 3 (То3), Вертолетная 362 (В362), Вертолетная 360 (В360) и Усть-Тымская 1 (У-Т1) пласт Ю₁₅ не испытывался.

Выделяются еще два участка со значениями плотности ресурсов больше 30 усл. ед.: участок 1.2 — вдоль центральной части Пыжинского мезопргиба и, далее, вдоль северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали, участок 1.3 — от центрального вреза Северо-Парабельской мегамоноклинали к сопредельному северному склону Парабельского мегавыступа. На участке 1.2 скважин нет. В скв. 37 Сенькинской площади (С37), расположенной на участке 1.3, пласт Ю₁₅ не испытывался.

Т а б л и ц а 2. Сопоставление результатов районирования нижнеюрского резервуара (пласт Ю₁₆) и данных по испытанию пласта Ю₁₆ глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Район, участок* (рис. 4, а)	Ресурсы, усл. ед.	Скважины, расположенные в районе	Результаты испытания			Нефтепроявления
			Пласт (объект)	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	
1	больше 20	Толпаровская 1 (То1)	Ю _{17—16}	4,2	Нефть	—
				1000	Газ	—
		Толпаровская 2 (То2)	Ю ₁₆	—	—	В керне [Конторович, 2002]
2.1	меньше 20	Вертолетная 362 (В362)	Ю ₁₆	Не испытывался	Не испытывался	—
		Вертолетная 360 (В360)	Ю ₁₆	—	—	—
		Колпашевская 10 (К10)	Ю ₁₆	—	—	—
2.2	меньше 20	Сенькинская 37 (С37п)	Ю ₁₆	—	—	—
3.1	—	—	—	—	—	—
3.2	—	—	—	—	—	—
3.3	—	Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1)	Ю ₁₆	0,87	Вода	—
3.4	—	Соболиная 172 (Со172)	Ю ₁₆	—	—	В керне [Конторович, 2002]

Здесь и в табл. 3: * — ранжирование по степени перспективности. Результаты испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных "дел скважин" (фондовые материалы Томского филиала ФГУ "Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу").

Участок 2.1 протягивается узкой полосой вдоль северной — северо-восточной — восточной части Северо-Парабельской мегамоноклинали к южному борту Пыжинского мезопргиба и юго-восточному склону Парабельского мегавыступа. В расположенных здесь скважинах пласт Ю₁₅ не испытывался. На участке 2.2, приуроченном к северному и северо-западному борту Усть-Тымской мегавпадины, нефтегазоносность установлена в разрезе скважин 1 и 2 Чкаловского месторождения [Смирнов и др., 2001]. Здесь получены прямые признаки насыщения УВ в керне, что характеризует перспективность этой зоны.

Участки 3.1—3.4 выделены в пределах латерального распространения пласта-коллектора,

но тогурские отложения здесь выклиниваются. Эти участки оцениваются как малоперспективные. Здесь по данным испытания в интервалах залегания пласта Ю₁₅ в скважинах Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1), Тымская 1 (Т1п), Снежная 133 (Сн133) получены притоки воды без признаков углеводородов.

На участке 3.5, где тогурские отложения присутствуют, оценка плотности генерированных нефтей не проводилась.

Таким образом, выделяем и предлагаем первоочередной район для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины (пластов Ю₁₆ и Ю₁₅) — наиболее перспективная зона, где происходит латеральное совпадение высокой плотности ресурсов аккумуля-

Т а б л и ц а 3. Сопоставление результатов районирования нижнеюрского резервуара (пласт Ю₁₅) и данных по испытанию пласта Ю₁₅ глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Район, участок* (рис. 4, б)	Ресурсы, усл. ед.	Скважины, расположенные в районе	Результаты испытания			Нефтепроявления	
			Пласт (объект)	Приток, м ³ /сут	Тип флюида		
1.1	больше 30	Толпаровская 1 (То1)	Ю ₁₅	Не испытывался	Не испытывался	—	
		Толпаровская 3 (То3)	Ю ₁₅	—	—	—	
		Вертолетная 362 (В362)	Ю ₁₅	—	—	—	
		Вертолетная 360 (В360)	Ю ₁₅	—	—	—	
		Усть-Тымская 1 (У-Т1)	Ю ₁₅	—	—	—	
1.2	больше 30	—	—	—	—	—	
1.3	больше 30	Сенькинская 37 (С37п)	Ю ₁₅	—	—	—	—
2.1	меньше 30	Колпашевская 6 (К6)	Ю ₁₅	—	—	—	—
		Колпашевская 7 (К7)	Ю ₁₅	—	—	—	—
2.2	меньше 30	Трассовая 317 (Т317)	Ю ₁₅	—	—	—	—
		Чкаловская 1	Ю _{14—15}	115,5	Нефть	—	
		Чкаловская 2	Ю _{14—15}	50,0	Конденсат	—	
3.1	—	Тымская 1 (Т1п)	Низы тюменской свиты	0,72	Вода	—	
		Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1)	Ю ₁₅	0,32	Вода	—	
3.2	—	—	—	—	—	—	
3.3	—	Снежная 133 (Сн133)	Тюменская + PZ	0,5	Вода	—	
		Ясная 20 (Я20)	Ю ₁₅	—	—	—	
3.4	—	—	—	—	—	—	
3.5	—	—	—	—	—	—	

лированных тогурских нефтей по обоим пластам. Эта зона приурочена к центральной части Неготского мезопрогиба.

Распространение резервуара отложений коры выветривания. Проанализированы результаты бурения 38 скважин [Волков, 2000], вскрывших доюрский фундамент. На схематической карте (рис. 5, а), построенной по вскрытым толщинам, отмечается площадное, но неравномерное распространение отложений кор выветривания. От максимальных значений на периферии к центру территории исследований

идет уменьшение толщин до полного выклинивания.

Проанализированы петротипы пород фундамента [Смирнов и др., 2002; Недоливко, Ежова, 2005; Лифанов, 2012], выходящих на доюрскую поверхность (рис. 5, б). Образование кор выветривания по породам аспидной формации, как и по глинисто-сланцевым формациям, не способствует формированию хороших коллекторов [Сынгаевский, Хафизов, 1990]. Гранитоидные, гранодиоритовые и риолитовые магматические тела, имеющие здесь распростра-

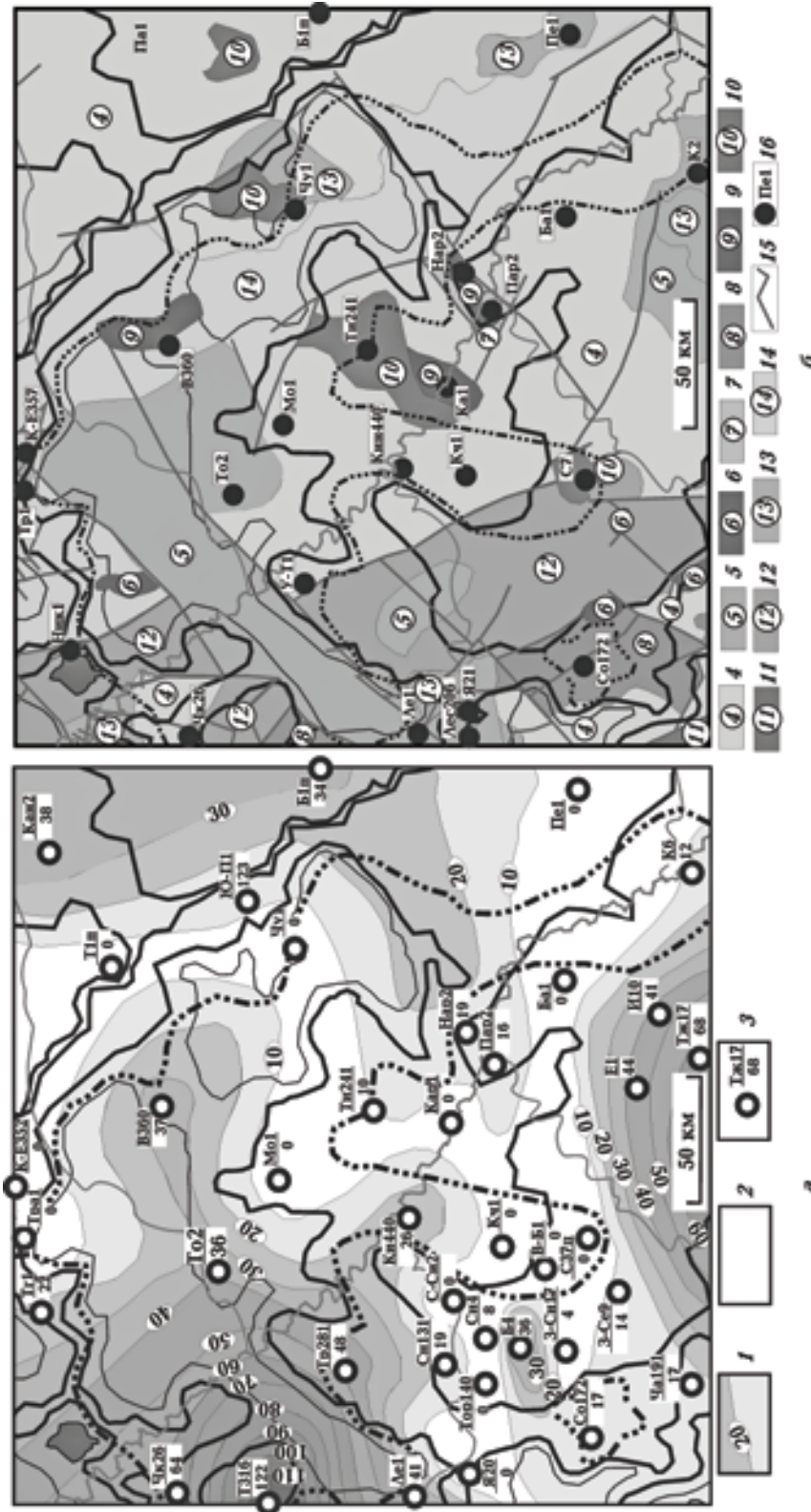


Рис. 5. Схематические карты распространения пород коры выветривания (а) и распространения петротипов пород фундамента [Суржов и др., 2000; Смирнов и др., 2002; Неодлишко, Ежова, 2005; Лифанов, 2012] (б) Усть-Гымской мегападины: 1 — изопахиты отложенной коры; 2 — зона отсутствия коры выветривания; 3 — скважина, использованная для построения карты изопахит (в числителе условный индекс; в знаменателе — мощность коры); 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 — ридолитовая; 14 — терригенная; 15 — тектонические нарушения; 16 — скважина, вскрывшая породы фундамента, ее условный индекс. Ос- тальные обозначения те же, что на рис. 1.

нение, подвергаясь гипергенным процессам, создают предпосылки к образованию коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Таким образом, зоны выхода глинисто-кремнистых и магматических пород кислого состава на поверхность фундамента учтем как зоны распространения улучшенных коллекторов. Коллекторы с неблагоприятными ФЕС формируются в коре выветривания, образованной по магматическим породам основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации.

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в отложениях коры выветривания и районирование резервуара зоны контакта. Используя карту распределения плотности генерированных тогурских нефтей (см. рис. 1, б) и карту толщин отложений коры выветривания (см. рис. 5, а), построена схематическая карта распределения относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей в резервуаре коры выветривания (рис. 6, а).

На карте (см. рис. 6, а) зоны выхода глинисто-кремнистых и магматических пород кислого состава на поверхность фундамента отмечены как зоны распространения улучшенных коллекторов. На рис. 6, а видно, что район с наибольшей плотностью ресурсов (более 20 усл. ед.) протягивается широкой полосой с запада на восток, охватывая южные склоны Трайгородского мезовала, западную и центральную части Неготского мезопрогиба, северо-западный локальный участок Северо-Парабельской мегамоноклинали и затем, значительно сужаясь, охватывает юго-восточный борт Неготского мезопрогиба и прилегающую зону сочленения с Пыжинским мезопрогибом и северным склоном Северо-Парабельской мегамоноклинали.

В табл. 4 приведено сопоставление результатов районирования резервуара коры выветривания (рис. 6, б) и данных по испытанию отложений зоны контакта в глубоких скважинах. Выделение первоочередных участков для поисков в отложениях коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины проводилось с учетом качества коллектора в резервуаре (см. рис. 6, б). Наи-

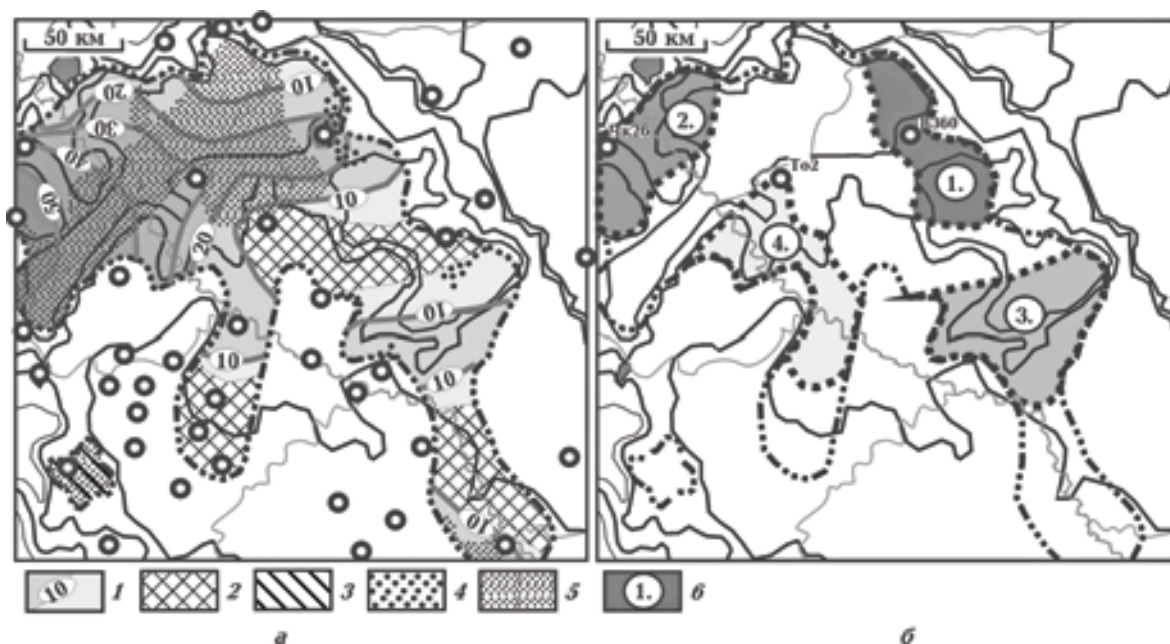


Рис. 6. Схема соотношения распределения плотности генерированных тогурских нефтей и качества коллекторов в резервуаре коры выветривания (а) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в отложениях коры выветривания (б) Усть-Тымской мегавпадины: 1 — изолинии плотности генерированных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

Т а б л и ц а 4. Сопоставление результатов районирования резервуара коры выветривания и данных по испытанию отложений зоны контакта глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Район, участок* (рис. 6, б)	Ресурсы, усл. ед. / качество коллектора	Скважины, расположенные в районе	Результаты испытания			Нефтепроявления
			Пласт (объект)	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	
1	10—20 / улучшенные ФЕС	Вертолетная 360 (В360)	НГТЗК	Не испытывался	Не испытывался	—
2	20—50 / «средние» ФЕС	Чкаловская 26 (Чк26)	НГТЗК	—	Нефть, конденсат, газ	—
3	10 / улучшенные ФЕС	—	—	—	—	—
4	10—20 / «средние» ФЕС	Толпаровская 2 (То2)	НГТЗК	—	—	В керне

Здесь и в табл. 5: * — ранжирование по степени перспективности. Результаты испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных "дел скважин", геологических отчетов Каргасокской нефте-разведочной экспедиции (фондовые материалы Томского филиала ФГУ "Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу").

большой интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляет *участок 1*, который объединяет земли северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. В пределах этого участка расположена скв. Вертолетная 360 (В360), при бурении которой были вскрыты доюрские породы, но испытание на продуктивность в этой части разреза не проводилось.

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

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

Локальный *участок 4*, расположенный в центральной части Северо-Парабельской ме-

гамоноклинали и сопредельном южном врезе Усть-Тымской мегавпадины, по ранжированию идет на четвертом месте. При бурении скв. Толпаровская 2 (То2) из интервала коры выветривания был поднят керн с признаками нефтенасыщения, что подтверждает перспективность этого участка.

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

Палеозойский резервуар. В доюрском НГК наряду с резервуаром коры выветривания (зона контакта осадочного чехла и доюрского фундамента) интерес представляют и залежи УВ в гетерогенном разновозрастном резервуаре коренного фундамента. Скопления УВ в коренных породах фундамента образуют как массивные, так и тектонически, литологически экранированные локальные залежи. Залежи приурочены к вторичным коллекторам по осадочным, метаморфическим и магматическим породам. Флюидопорами могут служить глинистые образования коры выветривания или экраны из непроницаемых карбонатных или маг-

матических пород внутри палеозойского фундамента.

Основной нефтегенерирующей толщей для образований залежей УВ в верхних толщах коренных пород фундамента, как и для нижнеюрских резервуаров и резервуара коры выветривания, являются отложения тогурской свиты [Костырева, 2005; Конторович и др., 2009]. Экспериментальные исследования показали, что вклад юрского источника для залежей доюрского НГК достигает 98 % [Исаев и др., 2014].

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 фильтрационно-емкостными свойствами обладают коллекторы, образованные в результате метасоматической проработки магматических пород кислого состава и глинисто-кремнистые разности [Кошляк, 2002; Костырева, 2005; Исаев, Нгуен, 2014]. В зонах распространения магматических пород основного и ультраосновного состава, а также глинистых сланцев существуют неблагоприятные условия для формирования вторичных коллекторов [Сурков, Смирнов, 2000]. Таким образом, наличие кислых магматических пород или глинисто-кремнистых образований является критерием (руководящим признаком) для выделения в коренном фундаменте областей с потенциально улучшенными ФЕС. А интенсивность разрывной тектоники является руководящим признаком для разделения этих областей на зоны с лучшими, хорошими и удовлетворительными ФЕС.

Согласно схеме распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (см. рис. 5, а) выделены области пород фундамента с потенциально улучшенными средними и потенциально неблагоприятными ФЕС (рис. 7, а). Затем с учетом интенсивности разрывной тектоники в фундаменте определены зоны коллекторов с лучшими, хорошими и удовлетворительными ФЕС.

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в коренных породах фундамента и районирование палеозойского резервуара. Сопоставлением зон коллекторов лучших, хороших и удовлетворительных ФЕС с распределением значений плотности генерированных

тогурских нефтей выделены и проранжированы четыре перспективных участка (рис. 7, б).

1-й участок, представленный зоной коллекторов с лучшими ФЕС, объединяет земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопрогиба. Разломы трассируют границы и пересекают в крест простирания тектонические структуры в пределах всего участка. К разломам приурочены выходы гранитов. Значения плотности ресурсов тогурских нефтей изменяются от 85 усл. ед. на западе до 25 на востоке.

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

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

4-й участок, представленный зоной коллекторов с удовлетворительными ФЕС, приурочен к сочленению северо-западного борта Усть-Тымской мегавпадины и структур прилегающего Александровского свода. Территория разбита серией разломов разной направленности. Плотность ресурсов тогурских нефтей варьирует от 50 до 80 усл. ед.

В табл. 5 приводится сопоставление результатов районирования палеозойского резервуара и данных, полученных при бурении и испытании скважин, вскрывших фундамент. На *участке 1*, выделенном как первоочередной, прямого подтверждения о нефтегазоносности нет из-за отсутствия фактического материала. На *участке 2* на Вертолетной площади в скв. 360 палеозойские породы вскрыты, но не испытывались на продуктивность. На *участке 3* имеются данные по скв. 37, пробуренной на Сенькинской площади, при испытании которой притока практически не получено. Прямое подтверждение прогноза получено на *участке 4*, где палеозойские отложения в скв. Чкаловская 26 оказались продуктивными.

Отметим, что отложения палеозоя, вскрытые скважинами за пределами распространения то-

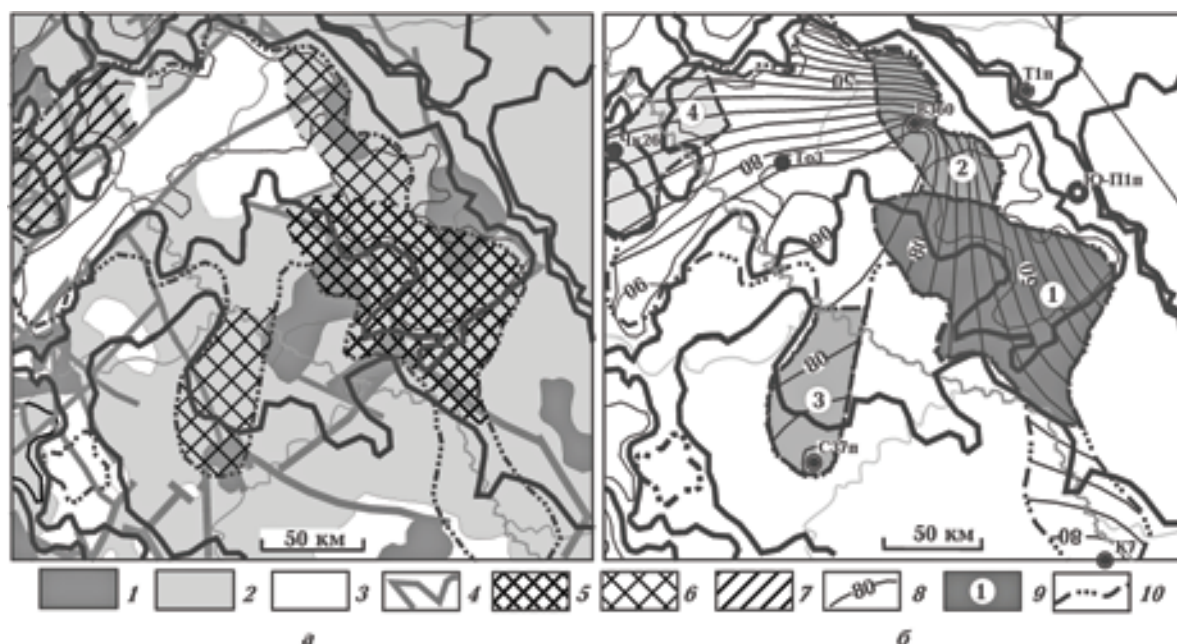


Рис. 7. Схема распределения петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (а) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в палеозойском резервуаре (б) Усть-Тымской мегавпадины: 1 — область петротипов пород с потенциально улучшенными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

гурской нефтематеринской свиты, водоносны (Т1п) или без притока (Ю-П1п). Таким образом, выделяем и предлагаем первоочередной район для изучения и освоения палеозойского резервуара Усть-Тымской мегавпадины — участок, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопроггиба.

Явно не согласуется прогноз по палеозойскому резервуару (высокая плотность ресурсов нефти и неудовлетворительные ФЕС коллектора) с результатами испытания скв. Толпаровская 3 (То3). Конечно, можно объяснить факт коллектора с удовлетворительным ФЕС положением скважины на продолжении разлома северо-западного простирания, а водонасыщенность — расформированием залежи под влиянием этого же разлома. Но это дополнительная условность, требующая детальной проработки. В остальном выполненный прогноз нефтегазности и районирование нижнеюрских и доюрских резервуаров согласуется (безусловно)

сопоставлением с данными опробования и испытаний 33 интервалов 19 глубоких скважин. Согласованность геофизического районирования с данными прямых геологических исследований составляет порядка 95 %.

Заключение. Анализ комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которых принадлежит результатам моделирования термической истории нефтематеринских отложений, определил первоочередные районы и участки для изучения и освоения нижнеюрских и доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины.

В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в нижнеюрских резервуарах — пластах Ю₁₆ и Ю₁₅ — выделена и предложена перспективная зона, где происходит латеральное совпадение максимальной плотности ресурсов тогурских нефтей по обоим пластам. Эта зона приурочена к центральной части Неготского мезопроггиба. В резервуаре коры выветривания выделена и предложена перспективная зона северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. Эта зона сочетает вы-

сокую плотность ресурсов тогурских нефтей и улучшенные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. В палеозойском резервуаре выделен и предложен перспективный участок, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопргиба. Этот участок сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и лучшие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Выполненный прогноз нефтегазоносности и районирование нижнеюрских и доюрских резервуаров подтверждается сопоставлением с

данными опробования 19 глубоких скважин. Согласованность геофизического прогноза с данными бурения составляет порядка 95 %.

Проведенные исследования и их результаты демонстрируют особую ценность данных геотермии в решении прогностических задач нефтегазовой геофизики и геологии, которая состоит в том, что на начальном этапе исследований по геотемпературному критерию определены очаги генерации нефти. Иначе говоря, решена концептуальная задача о "главном источнике" [Исаев и др., 2014], определяющая эффективность стратегии поисков.

Т а б л и ц а 5. Сопоставление результатов районирования резервуара палеозойского фундамента и данных бурения и испытания глубоких скважин

Район, участок* (рис. 7, б)	Ресурсы, усл. ед. / качество коллектора	Скважины, расположенные в районе	Результаты испытания			Нефтепроявления
			Пласт (объект)	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	
1	25—85 / лучшие ФЕС	—	—	—	—	—
2	50—80 / хорошие ФЕС	Вертолетная 360 (В360)	PZ	Не испытывался	Не испытывался	—
3	70—85 / хорошие ФЕС	Сенькинская 37п (С37п)	PZ	0,25	Фильтрат бурового раствора	—
			PZ	«Сухо»	—	—
4	50—80 / удовлетворительные ФЕС	Чкаловская 26 (Чк26)	PZ	100	Нефть	—
В пределах распространения тогурской свиты	80 / неудовлетворительные ФЕС	Колпашевская 7 (К7)	PZ	0,5	Вода + пленка нефти	—
	80 / неудовлетворительные ФЕС	Толпаровска 3 (То3)	PZ	0,7—4,5	Вода	—
За пределами распространения тогурской свиты	—	Тымская 1 (Т1п)	PZ	0,9	Вода	—
	—	Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1п)	PZ	«Сухо»	—	—

Список литературы

Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Температура и глубина образования нефти. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2012. № 11. С. 53—61.

Буриштейн 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", 2000. 199 с.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Рояк М. Э., Фомин А. Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода. *Геофиз. журн.* 2009. Т. 31. № 2. С. 15—46.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Коржов Ю. В., Кузина М. Я., Кургяшова 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., Нгуен Х. Б. Петротипы и тектоника — факторы генезиса кристаллических коллекторов нефти месторождения Белый Тигр. *Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 41-й сессии Международ. семинара им. Д. Г. Успенского, 27—31 января 2014 г.* Екатеринбург: ИГФ УрО РАН, 2014. С. 108—110.
- Исаев В. И., Старостенко В. И. Оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии. *Геофиз. журн.* 2004. Т. 26. № 2. С. 46—61.
- 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. Книга 1. Новосибирск, Томск: ГФ ИГНГ СО РАН, Томскгеолфонд, 2001. 264 с.
- Конторович А. Э., Фомин А. Н., Красавчиков В. О., Истомин А. В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика.* 2009. Т. 50. № 11. С. 1191—1200.
- 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 Краснolenинского свода). *Геофиз. журн.* 2013 а. Т. 35. № 1. С. 113—129.
- Коржов Ю. В., Исаев В. И., Кузина М. Я., Лобова Г. А. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов). *Изв. Томск. политехн. ун-та.* 2013 б. Т. 323. № 1. С. 51—56.
- Костырева Е. А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "Гео", 2005. 183 с.
- Кошляк В. А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа: Тау, 2002. 242 с.
- 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: ИздатНаукаСервис, 2012. С. 252—257.
- Лобова Г. А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины. *Геофиз. журн.* 2013. Т. 35. № 4. С. 28—39.
- Недоловко Н. М., Ежова А. В. Петрографический состав и история формирования зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на Чкаловском нефтяном месторождении (по данным скважины 26). *Изв. Томск. политехн. ун-та.* 2005. Т. 308. № 3. С. 36—43.
- Попов С. А., Исаев В. И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов. *Изв. Томск. политехн. ун-та.* 2010. Т. 316. № 1. С. 104—110.
- Попов С. А., Исаев В. И. Моделирование нефтегенеза Южного Ямала. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33. № 2. С. 80—104.
- Смирнов Л. В., Брылина Н. А., Алейников А. Н., Девятков В. П., Еханин А. Е., Зайцев С. П., Канарейкин Б. А., Негоспасов Б. А., Предтеченская Е. А., Резник С. Н., Сапьяник В. В., Серебренникова О. В., Смирнова О. В., Сысолова Г. Г., ШиганONOва О. В. Сопоставительный анализ геологического строения и нефтегазоносности различных мегавпадин юго-востока Западно-Сибирской плиты с применением новейших технологий обработки геолого-геофизической информации, с целью определения направлений нефтегазопоисковых работ в слабоизученных районах Томской области. Новосибирск: ФГУП СНИИГГиМС, 2002. 293 с.
- Смирнов Л. В., Еханин А. Е., Казаков А. М. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений (Томская область). Москва, Новосибирск: ФГУ "ФГФ", ФГУП СНИИГГиМС, 2001. 225 с.
- Сурков В. С., Смирнов Л. В. Структурно-формационные зоны фундамента Западно-Сибирской

плиты и их нефтегазоносность. Новосибирск: ГФУП СНИИГГиМС, 2000. 184 с.

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.

Фомин А. Н. Катагенез органического вещества

и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.

Tissot B., 2003. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flow-sheet. *Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP* 58 (2), 183—202.

Petroleum potential of Lower Jurassic and Pre-Jurassic reservoirs of Ust-Tym megadepression

© G. A. Lobova, A. A. Iskorkina, V. I. Isaev, V. I. Starostenko, 2015

The relevance of the research is caused by the need of reproduction of oilfields area resource base in southeast of Western Siberia. The main aim of the research is to identify and to propose the priority areas for exploration and development of oil and gas complexes of the Lower Jurassic and Pre-Jurassic in the poorly studied territory of Ust-Tym megadepression. Objects of researches are the Lower Jurassic reservoir — layers Yu₁₅ and Yu₁₆, immediately contacting with maternal Togur suite, and Pre-Jurassic reservoir — collectors of Triassic weathering crust and collectors of Paleozoic basement. Methods of researches include reservoirs geomapping, analysis of generated oil density distribution, evaluation and analysis of density distribution reservoirs of primary accumulated oils, zoning of reservoirs according to the prospectivity degree. Systematized complex of geological and geophysical data on the object of research. The authors have given the volumetric-areal characterization for Lower Jurassic and Pre-Jurassic reservoirs — plotted the maps of the total thickness and quality collectors. Analyzed of generated oil density distribution, obtained based on the mapping by geotemperature criterion the paleo-sources of Togur deposits generation. The maps of distribution of relative density of the accumulated resources have been plotted and zoning for Lower Jurassic and Pre-Jurassic reservoir have been carried out. The areas of priority for searching have been proposed for Lower Jurassic — the central part of Negotskogo mezodepression, for reservoir of weathering crust — the northeast side of Ust-Tym megadepression, for reservoir rocks of the basement — the northeastern slope of the north-Parabel megamonoklinalii and the southern Pyzhinskogo mezodepression. Consistency of geophysical forecast data drilling is estimated at 95%. It has been concluded that the value of geothermal data is essential to solve a conceptual problem about the source of hydrocarbons.

Key words: Lower Jurassic and Pre-Jurassic reservoirs, density of the resources of generated and accumulated oils, zoning, geothermics, Ust-Tym megadepression.

References

Batalin O. Yu., Vafina N. G., 2012. Temperature and depth of oil formation. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* (11), 53—61 (in Russian).

Burshteyn L. M., Zhidkova L. V., Kontorovich A. E., Melenevskiy V. N., 1997. The model of katagenesis of organic matter (by the example of Bazhenov Formation). *Geologiya i geofizika* 38 (6), 1070—1078 (in Russian).

Volkov V. I., 2000. Establishment of systematic ope-

ration geological and geophysical information for the thematic and scientific-research works on the territory of the Tomsk region. Tomsk: ОАО "Tomskneftegazgeologiya", 199 p. (in Russian).

Isaev V. I., Lobova G. A., Royak M. E., Fomin A. N., 2009. Oil-and-gas content of the central part of the Ugra arch. *Geofizicheskiy zhurnal* 31 (2), 15—46 (in Russian).

Isaev V. I., Lobova G. A., Korzhov Y. V., Kuzina M. Ya., Kudryashova L. K., Sungurova O. G., 2014. Strate-

- gy and technology basics searches hydrocarbons in pre-jurassic basement of Western Siberia. Tomsk, TPU Publ., 112 p. (in Russian).
- Isaev V.I., Nguyen H.B., 2014. Petrotypes and tectonics — the factors of the genesis of crystalline deposits of oil reservoirs White Tiger. *Theory and practice of the geological interpretation of gravity, magnetic and electric fields: Materials 41st Session of the International Workshop behalf D.G. Uspensky, 27—31 January 2014*. Yekaterinburg: IGF UB RAS Publ., 108—110 (in Russian).
- Isaev V.I., Starostenko V.I., 2004. Valuation of oil-gas source potential of sedimentary basins within the Far-East region by gravimetric and geothermal data. *Geofizicheskiy zhurnal* 26 (2), 46—61 (in Russian).
- Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Elkin E.A., Zhilina I.V., Ivanov I.A., Kontorovich V.A., Livshits V.R., Moiseev S.A., Ryzhkova S.V., Tishchenko G.I., Shurygin B.N., 2001. Quantitative evaluation of hydrocarbon resources of the Tomsk region, specifying resources license areas. Book 1. Novosibirsk, Tomsk, GF IGNG SO RAN, Tomskgeolfond, 264 p. (in Russian).
- Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.B., 2009. Katagenesis organic matter in the top and base of the Jurassic West Siberian megabasin. *Geologiya i geofizika* 50 (1), 1191—1200 (in Russian).
- Kontorovich V.A., 2002. Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia. Novosibirsk, SO RAN Publ., 253 p. (in Russian).
- Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhiltsova A.A., Latypova O.V., 2013a. Distribution of aromatic hydrocarbons in a section of deposits of oil-and-gas complexes (by the example of the fields of the Krasnoleninsky arch). *Geofizicheskiy zhurnal* 35 (1), 113—129 (in Russian).
- Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kozina M.Ya., Lobova G.A., 2013b. Genesis of deposits of oil Rogozhnikovskoye group of fields (based on the study of the vertical zonation of alkanes). *Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta* 323 (1), 51—56 (in Russian).
- Kostyreva E.A., 2005. Geochemistry and genesis of Paleozoic oil in southeast of the Western Siberia. Novosibirsk, SO RAN Publ., 183 p. (in Russian).
- Koshlyak V.A., 2002. Granitoid collectors of oil and gas. Ufa: Tau, 242 p. (in Russian).
- Lifanov V.A., 2012. Features of the geological structure and petroleum potential of the lower Jurassic basal horizon southeast of Western Siberia. In: *The realization of oil and gas and ore potential KHMAO*. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukservis, 252—257 (in Russian).
- Lobova G.A., 2013. Petrogas Ust-Tym megadepression. *Geofizicheskiy zhurnal* 35 (4), 28—39 (in Russian).
- Nedolivko N.M., Ezhov A.V., 2005. Petrographic composition and history of the formation of the Paleozoic and Mesozoic sediments on Chkalausky oil deposit (according to the well 26)]. *Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta* 308 (3), 36—43 (in Russian).
- Popov S.A., Isaev V.I., 2013. Modeling of hydrocarbons generation and emigration. *Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta* 316 (1), 104—110 (in Russian).
- Popov S.A., Isaev V.I., 2011. Modeling of naftidogenesis of Southern Yamal. *Geofizicheskiy zhurnal* 33 (2), 80—104 (in Russian).
- Smirnov L.V., Brylina N.A., Aleynikov A.N., Devyatov V.P., Ekhanin A.E., Zaytsev S.P., Kanareykin B.A., Nedospasov B.A., Predtechenskaya E.A., Reznik S.N., Sapyanik V.V., Serebrennikova O.V., Smirnova O.V., Sysolova G.G., Shiganonova O.V., 2002. Comparative analysis of the geological structure and petroleum potential of various megadepression south east of the West Siberian plate with the latest technology of processing of geological and geophysical data in order to identify areas of oil and gas exploration in poorly studied areas of the Tomsk region. Novosibirsk, FGUP SNIIGGiMS, 293 p. (in Russian).
- Smirnov L.V., Ehanin A.E., Kozakov A.M., 2001. Quantitative assessment of the petroleum potential of lower to middle Jurassic (Tomsk region). Moscow, Novosibirsk, FGU "FGF", GFUP SNIIGGiMS, 225 p. (in Russian).
- Surkov V.S., Smirnov L.V., 2000. Structural-formational zone basement of the West Siberian plate and their petroleum potential. Novosibirsk, GFUP SNIIGGiMS, 184 p. (in Russian).
- Syngaevskiy P.E., Hafizov S.F., 1990. Weathering crust formation in the sedimentary cycle of the west Siberian district. *Geologiya nefti i gaza* (11-12), 22—30 (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, INGG SO RAN Publ., 331 p. (in Russian).
- Tissot B., 2003. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flow-sheet. *Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP* 58 (2), 183—202.