

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕЮРСКИХ И ПАЛЕОЗОЙСКОГО РЕЗЕРВУАРОВ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ПО ГЕОТЕРМИЧЕСКИМ ДАННЫМ)

Г. А. Лобова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет*

Поступила в редакцию 20 октября 2014 г.

**Аннотация:** *цель работы – определить и предложить первоочередные участки поисков для нижнеюрского и палеозойского нефтегазоносных комплексов на территории Усть-Тымской мегавпадины (Томская область). Методы исследований – анализ результатов картирования (по геотемпературному критерию) плотности генерированных тогурских нефтей, оценка распределения ресурсов тогурских нефтей в нижнеюрских резервуарах – пластах Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> и резервуаре коры выветривания, районирование резервуаров по степени перспективности. Дана объемно-площадная характеристика резервуаров – построены карты толщин отложений, качества коллекторов, распределения ресурсов тогурских нефтей, предложены первоочередные участки поисков.*

**Ключевые слова:** *геотемпературы, нижнеюрские и палеозойский резервуары, ресурсы тогурских нефтей, первоочередные участки поисков, Томская область.*

### OIL-AND-GAS CONTENT OF THE LOWER JURASSIC AND PALEOZOIC RESERVOIRS IN THE UST-TYM MEGADEPRESSION (BY GEOTEMPERATURE DATA)

**Annotation:** *the purpose of the study is to identify the primary search areas of the Lower Jurassic and Paleozoic oil-and-gas complex in the Ust-Tym megadepression (Tomsk region). The research methods are the analysis of the mapping (by geotemperature criterion) of Togur oil generation density; the distribution of Togur oil resource in the Lower Jurassic reservoirs (layers J<sub>16</sub> and J<sub>15</sub>) and in the reservoir of the weathering crust; the reservoir's zoning according to it's perspective. The results of study are the volume-and-areal reservoir characterization, maps of sediment thickness, formation evaluation, the distribution of Togur oil resource and suggested the primary search areas.*

**Key words:** *geotemperature, Lower Jurassic and Paleozoic reservoirs, resources of Togur oils, the primary search areas, the Tomsk region.*

#### Введение

Усть-Тымская мегавпадина располагается в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты и осложнена структурами II порядка (рис. 1А). Территория представляет собой переходную зону между западными нефтепромысловыми районами Томской области (Левобережье Оби) и слабоизученными восточными (Правобережье Оби). В Усть-Тымской депрессионной зоне распространены баженовская (bg, J<sub>3tt</sub>) и тогурская (tg, J<sub>1t</sub>) нефтегенерирующие толщи и, при наличии резервуаров, определяют ее перспективность.

По объему нефтедобычи Томская область занимает одно из ведущих мест в России, добыча ведется более чем на 60 месторождениях. Высокая степень выработанности большинства месторождений перевалила за 50% и приближается к 75%, что предопределяет актуальность оценки перспектив и освоение новых земель или новых объектов. Расширение ресурсной базы углеводородов (УВ) Томской области за

счет новых земель в Правобережье Оби связывается с нижнеюрскими и с доюрскими резервуарами [1 и др.].

#### Постановка задачи

В Усть-Тымском нефтегазоносном районе выделяются [2] следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): палеозойский (с нефтегазоносным горизонтом зоны контакта), нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, позднетоар-ааленский), среднеюрский (байосбатский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский).

В палеозойском НГК наиболее высокими емкостными свойствами обладают измененные породы, развитые по карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям. Перспективы связываются и с 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. Получены прямые

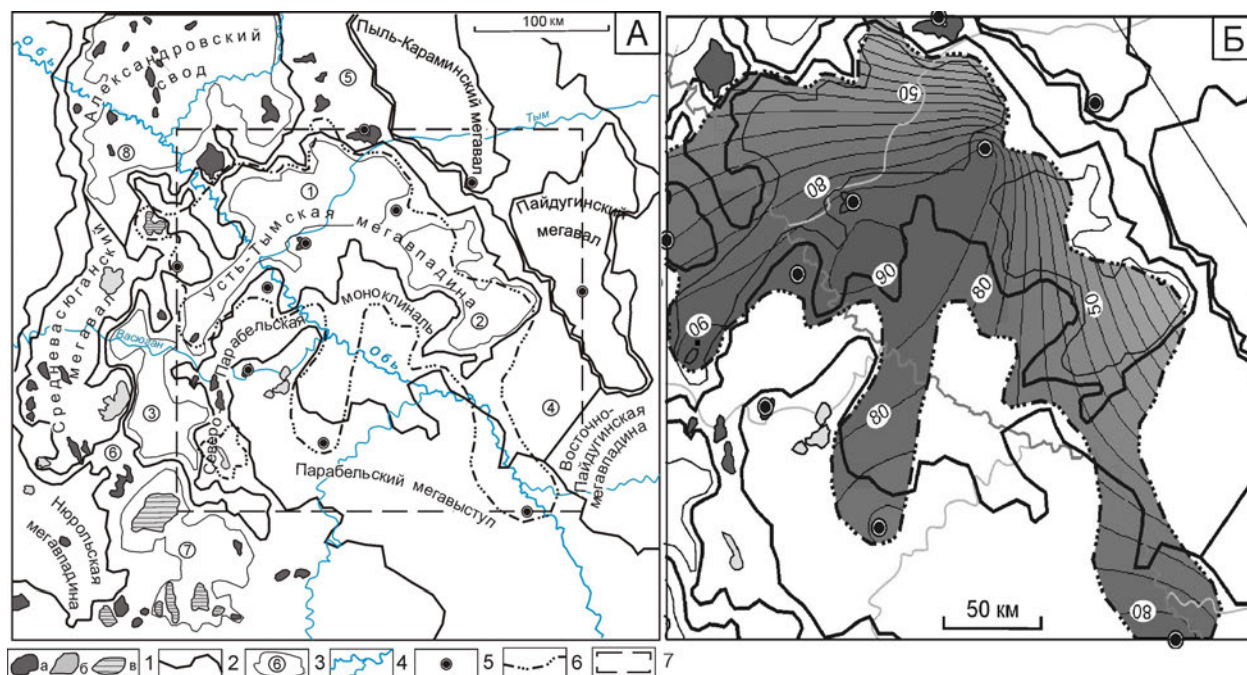


Рис. 1. Обзорная структурно-тектоническая схема территории исследования (А) и схематическая карта распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей, значения изолиний в условных единицах (Б): 1 – месторождения: а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное; границы тектонических элементов: 2 – I порядка, 3 – II порядка и условный номер структуры; 4 – речная сеть; 5 – скважина палеотемпературного моделирования; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты; 7 – контур построения карт. Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Сампатский мезопрогиб, 4 – Зайкинская мезоседловина, 5 – Караминская мезоседловина, 6 – Шингинская мезоседловина, 7 – Пудинское мезоподнятие, 8 – Трайгородский мезовал.

признаки нефтенасыщения пород коры выветривания при бурении скв. Толпаровской 2 и газопроявления при бурении скв. Парabelьской 1.

Нижнюю часть *нижнеюрского НГК* составляют геттанг-раннетоарские толщи урманской свиты с пластами Ю<sub>17-16</sub>. Верхнюю часть НГК представляют позднеоар-ааленские песчано-глинистые отложения салатской (в юго-восточной части участка – пешковской) свиты с пластами Ю<sub>15-14</sub>.

*Среднеюрский НГК* формируется в байос-батское время в объеме тюменской свиты, в которой выделяется серия резервуаров (Ю<sub>13-2</sub>), разделенных глинисто-углистыми пачками.

Основным, разрабатываемым в настоящее время 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<sub>1</sub>.

*Меловой НГК* охватывает морской разрез неокома и характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек лито-

логического и комбинированного типов. Залежи приурочены к неокомскому клиноформному (пласты группы Б) и неокомскому шельфовому (пласты группы А) комплексам.

Основной нефтепроизводящей толщей для доюрского, нижнеюрского и среднеюрского НГК является *тогурская свита* [2]. Она распространена в центральных и восточных частях мегавадины и в Северо-Парabelьской мегамоноклинали, а также заливообразно, «языками» – в северной и юго-восточной части Парabelьского мегавыступа (рис. 1А).

Цель настоящих исследований – определить и предложить первоочередные районы (участки) для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров – пластов Ю<sub>15</sub> и Ю<sub>16</sub>, непосредственно контактирующих с тогурской свитой, и доюрского резервуара – коллекторов коры выветривания.

Ранее на базе палеотемпературного моделирования разрезов 10-ти представительных скважин (рис. 1А), выполненного по методике В.И. Исаева [3], рассчитано распределение плотности теплового потока через поверхность основания осадочного чехла [4]. В работе [2] восстановлена термическая история отложений тогурской свиты, начиная с юрского времени, по геотемпературному критерию выделены и картированы палеоочаги генерации нефтей, рассчитано распределение относительной плотности генерированных тогурских нефтей (рис. 1Б).

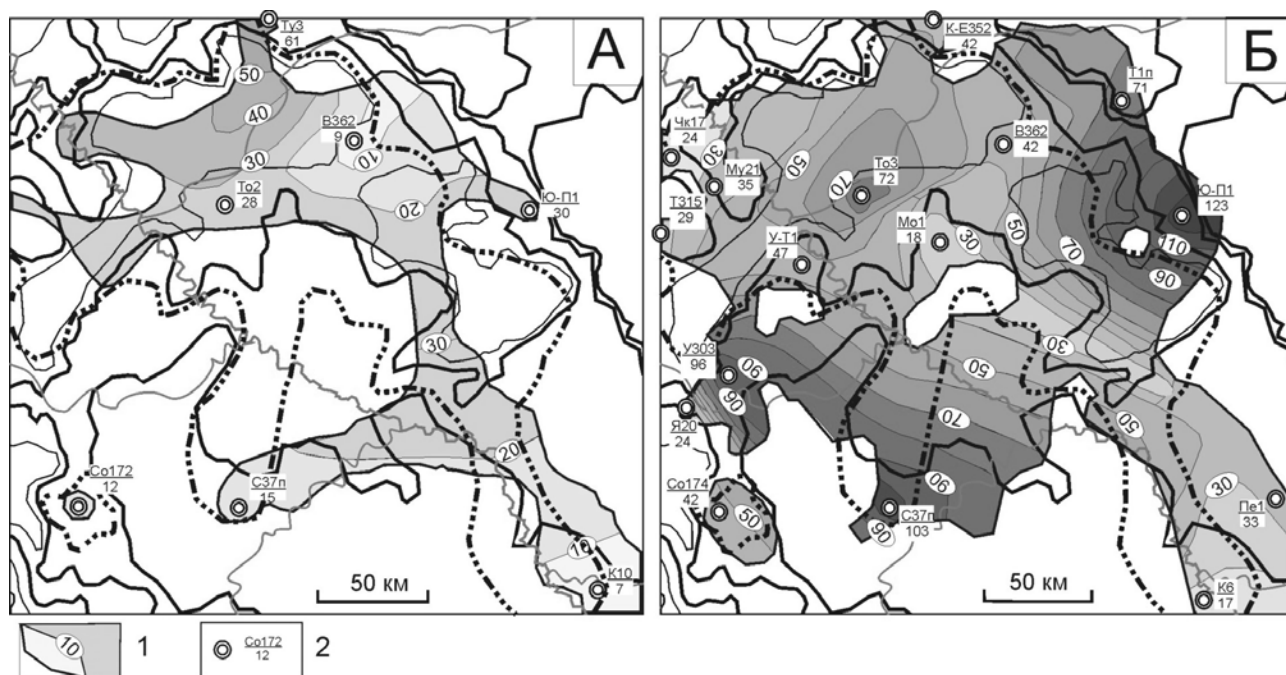


Рис. 2. Схематические карты распространения и толщин пласта Ю<sub>16</sub> (А) и пласта Ю<sub>15</sub> (Б) в Усть-Тымской мегавпадине: 1 – граница распространения (по В.А. Лифанову, 2012) и изопахиты пласта; 2 – скважины, использованные для построения карт: в числителе условный индекс, в знаменателе – мощность пласта. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.

#### Распространение нижнеюрских резервуаров – пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub>

С использованием работы [5] и данных бурения 20-ти глубоких скважин нами картировано развитие пластов-коллекторов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> (рис. 2).

Наибольшие толщины пласта Ю<sub>16</sub> наблюдаются в северном врезе Неготского мезопргиба (рис. 2А). В южном и восточном направлении от центра мегавпадины его мощность значительно уменьшается. Пласт Ю<sub>16</sub> практически перекрывается 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<sub>15</sub> имеет большее площадное распространение (рис. 2Б) и практически перекрывает нижележащую тогурскую свиту. В южной части Пыжинского мезопргиба, 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 мезопргиба также формируется пласт Ю<sub>15</sub> 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 мезопргиба пласт Ю<sub>15</sub>

к выступам фундамента полностью выклинивается.

#### Оценка распределения плотности ресурсов тогурских нефтей в пластах Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> и районирование нижнеюрских резервуаров

Используя распределение значений плотности генерированных тогурских нефтей (рис. 1Б) и распределение значений толщин пластов-коллекторов (рис. 2), методом интерполяции построены схематические карты распределения относительной плотности ресурсов тогурских нефтей в пластах Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> (рис. 3).

Наибольшая плотность ресурсов тогурских нефтей пласта Ю<sub>16</sub> (рис. 3А) 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<sub>17-16</sub> в скв. 1 и прямые признаки нефтенасыщенности пласта Ю<sub>16</sub> в скв. 2 Толпаровской площади подтверждают высокую перспективность этого района 1. Район 2 занимают самую большую площадь, протягиваясь в субмеридиальном направлении от центральной части Усть-Тымской мегавпадины на севере, до Зайкинской мезоседловины - на юге. По плотности ресурсов тогурских нефтей этот район стоит на втором месте. Однако, из-за отсутствия данных по испытанию интервалов пласта Ю<sub>16</sub> по скважинам Вертолетная 360, 362, Колпашевская 10 и Сенькинской 37, перспективность этих земель в отношении нефтегазоносности условна.

Наибольшая плотность ресурсов тогурских нефтей пласта Ю<sub>15</sub> (рис. 3Б) отмечается в центральной части Усть-Тымской мегавпадины, охватывая северо-западный склон Северо-Парабельской мегамоноклинали и их сочленение – район 1. Перспективность

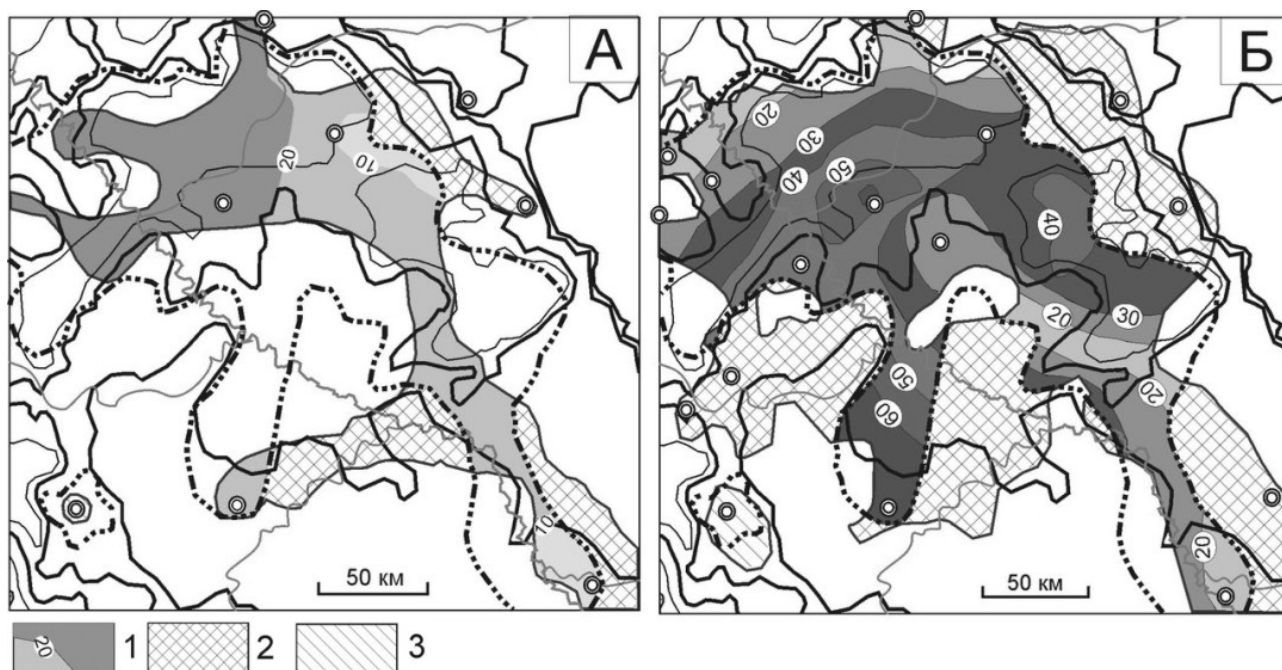


Рис. 3. Схематические карты распределения плотности ресурсов тогурских нефтей в нижнеюрских резервуарах – в пласте Ю<sub>16</sub> (А) и пласте Ю<sub>15</sub> (Б) Усть-Тымской мегавпадины: 1 – изолинии значений плотности ресурсов, условные единицы; 2 – зоны выклинивания тогурских отложений в пределах распространения пласта; 3 – зона отсутствия оценки плотности генерированных тогурских нефтей. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.

этой зоны подтверждают полученные прямые признаки УВ насыщения в керне в скв. 1 Толпаровской площади.

Выделяются еще два района с такими же значениями плотности ресурсов: *район 2* – вдоль центральной части Пыжинского мезопрогиба и далее вдоль северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали в северо-восточной части территории, *район 3* – от центрального вреза Северо-Парабельской мегамоноклинали к сопредельному северному склону Парабельского мегавыступа в юго-западной части территории. В *районе 2* скважин нет. В скважине 37 Сенькинской площади, расположенной в *районе 3*, пласт Ю<sub>15</sub> не испытывался.

#### Распространение палеозойского резервуара – отложений коры выветривания

Проанализированы результаты бурения 38-ми скважин, вскрывших доюрский фундамент. На схематической карте (рис. 4А), построенной по вскрытым толщинам, отмечается площадное, но неравномерное распространение отложений коры выветривания. От максимальных значений на периферии к центру территории исследований идет уменьшение толщин до полного выклинивания.

Проанализированы петротипы пород фундамента, выходящих на доюрскую поверхность (рис. 4Б). Образование коры выветривания по породам аспидной формации, как и по глинисто-сланцевым формациям, не способствует формированию хороших коллекторов [6]. Гранитоидные, гранодиоритовые и риолитовые магматические тела, имеющие здесь распространение, подвергаясь гипергенным процессам, создают предпосылки к образованию коллекторов с хорошими

фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Таким образом, зоны выхода глинисто-кремнистых и магматических пород кислого состава на поверхность фундамента учтем как зоны распространения улучшенных коллекторов. Коллекторы с неблагоприятными ФЕС будут формироваться в коре выветривания, образованной по магматическим породам основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации.

#### Оценка распределения плотности ресурсов тогурских нефтей в отложениях коры выветривания и районирование палеозойского резервуара

Используя карту распределения плотности генерированных тогурских нефтей (рис. 1Б) и карту толщин отложений коры выветривания (рис. 4А), методом интерполяции построена схематическая карта распределения плотности ресурсов тогурских нефтей в резервуаре коры выветривания, в пределах зоны распространения тогурских материнских отложений (рис. 5А). На этой же карте зоны выхода глинисто-кремнистых и магматических пород кислого состава на поверхность фундамента отметим на схеме как зоны распространения улучшенных коллекторов.

На рис. 5А 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 её сочленения с Пыжинским мезопрогибом и северным склоном Северо-Парабельской мегамоноклинали.

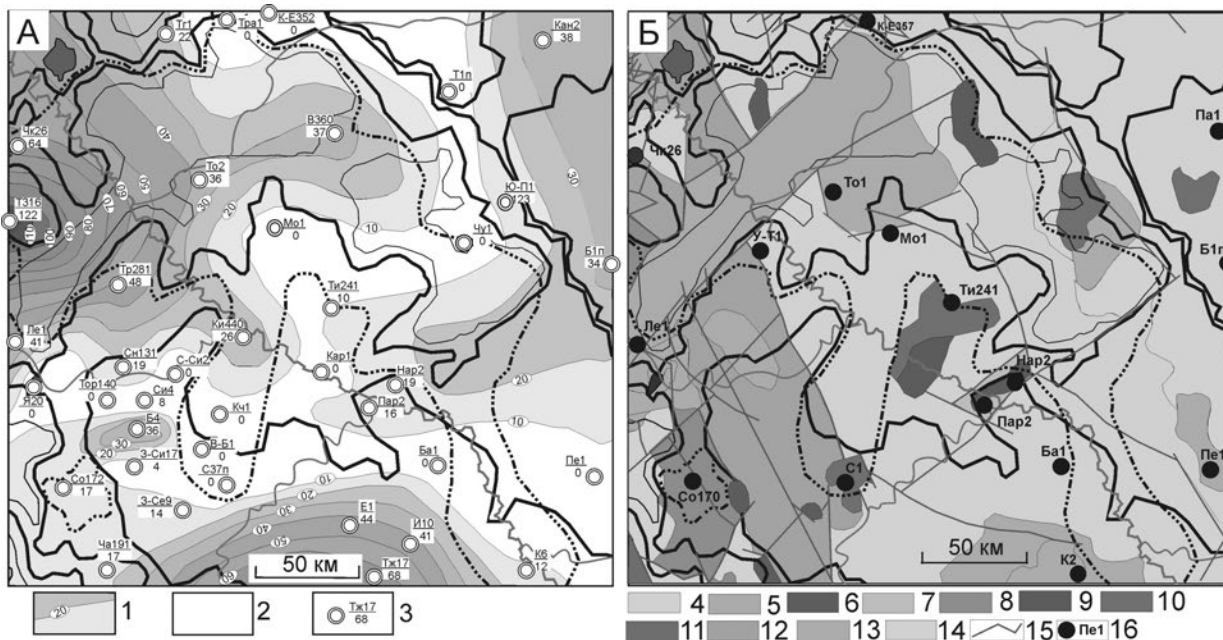


Рис. 4. Схематические карты распространения пород коры выветривания (А) и распространения петротипов пород фундамента (по В.А. Лифанову, 2012) (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – изопакиты отложений коры; 2 – зона отсутствия коры выветривания; 3 – скважина, использованная для построения карты: в числителе условный индекс, в знаменателе – мощность коры. К рисунку Б: фации комплексов пород фундамента: 4 – аспидная; 5 – базальтовая; 6 – базиты; 7 – глинисто-кремнистая; 8 – глинисто-сланцевая; 9 – гранодиориты; 10 – гранитоиды; 11 – карбонатная; 12 – терригенно-карбонатная; 13 – риолитовая; 14 – терригенная; 15 – тектонические нарушения; 16 – скважина, вскрывшая породы фундамента, ее условный индекс.

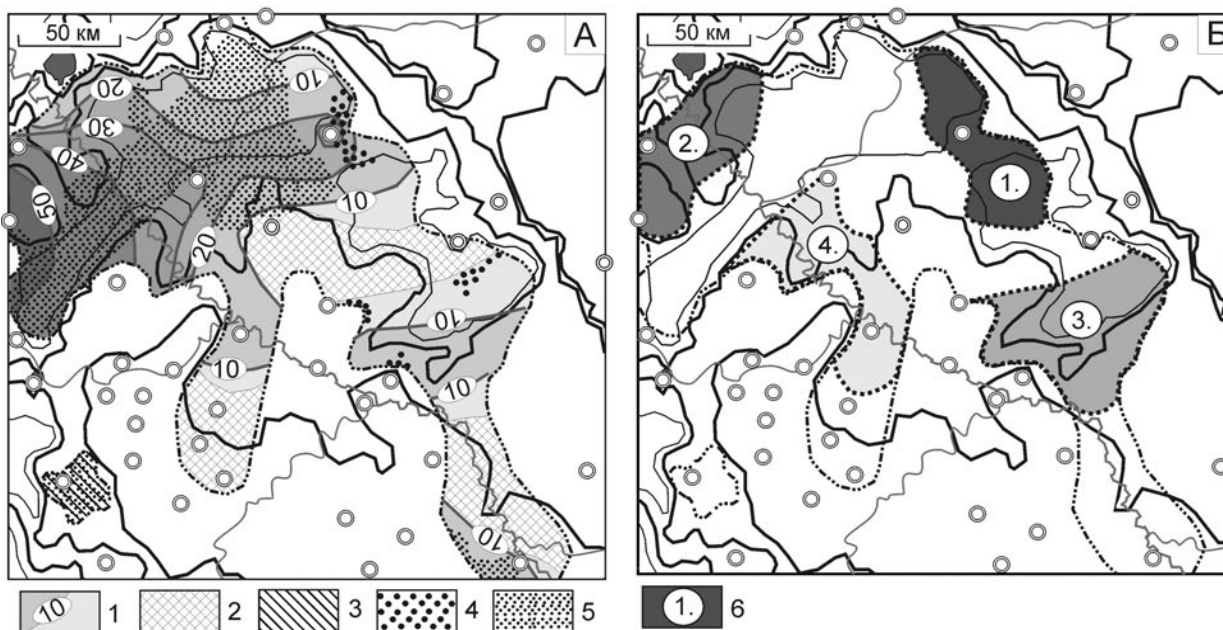


Рис. 5. Схема соотношения распределения плотности генерированных тогурских нефтей и качества коллекторов в резервуаре коры выветривания (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в отложениях коры выветривания (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – изолинии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

Выделение первоочередных участков для поисков в отложениях коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины проводим с учетом качества коллектора в резервуаре (рис. 5 Б). Наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляет уча-

сток 1, который объединяет земли северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. В пределах этого участка расположена скважина Вертолетная 360, при бурении которой были вскрыты породы доюрского фундамента, 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 в зоне отмечается высокое значение плотности генерированных тогурских нефтей, а полученный приток УВ при испытании в скв. 26 Чкаловской из интервала коры выветривания подтверждает её высокую перспективность.

Перспективный *участок 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. Однако о прямых признаках нефтенасыщения разреза на этом участке сведений на настоящий момент нет.

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

#### Заключение

В результате количественного анализа и интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, ведущая роль в которых принадлежит данным геотермии, выделены первоочередные районы для изучения и освоения нижнеюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины – пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub>. Наиболее перспективной является область, где происходит латеральное совпадение высокой плотности ресурсов тогурских нефтей по обоим пластам. Такой участок приурочен к центральной части Неготского мезопргиба.

Первоочередным объектом для опоскования на предмет открытия залежей в резервуаре коры выветривания определен северо-восточный борт Усть-Тымской мегавпадины.

Проведенные исследования и их результаты демонстрируют высокую эффективность данных геотермии в решении задач нефтегазовой геофизики и геологии. Полученные результаты еще раз говорят, что геотермия – это ценный геофизический метод как

в региональных исследованиях [7, 8], так и в прогнозно-поисковых работах [9, 10].

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Ростовцев, В. Н.* Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в Правобережье Оби Томской области / В. Н. Ростовцев, С. Н. Резник. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2004. – 164 с.
2. *Лобова, Г. А.* Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины / Г. А. Лобова // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4 – С. 28–39.
3. *Исаев, В. И.* Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа / В. И. Исаев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
4. *Лобова, Г. А.* Оценка перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-меловых отложений Усть-Тымской мегавпадины по результатам палеотемпературного моделирования / Г. А. Лобова // Вестник Воронеж. гос. ун-та. Сер.: Геология. – 2012. – № 2. – С. 169–178.
5. *Лифанов, В. А.* Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских базальных горизонтов юго-востока Западной Сибири / В. А. Лифанов // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. Том 1. – Ханты-Мансийск: «Изд-во НаукСервис», 2012. – С. 252–257.
6. *Сынгаевский, П. Е.* Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна / П. Е. Сынгаевский, С. Ф. Хафизов // Геология нефти и газа. – 1990. – № 11–12. – С. 22–30.
7. *Подгорных, Л. В.* Трехмерная геотермическая модель Карского шельфа и прогноз нефтегазоносности / Л. В. Подгорных, М. Д. Хугорской, И. С. Грамберг, Ю. Г. Леонов // Доклады РАН. – 2001. – Т. 380. – № 2. – С. 333–338.
8. *Глазнев, В. Н.* Новые данные о тепловом потоке в центральной части Кольского полуострова / В. Н. Глазнев, И. Т. Кукконен, А. Б. Раевский, Я. Екинэн // Доклады РАН. – 2004. – Т. 396. – № 1. – С. 1–3.
9. *Лопатин, Н. В.* Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ / Н. В. Лопатин // Геоинформатика. – 2006. – № 3. – С. 101–120.
10. *Галушкин, Ю. И.* Численное моделирование преобразования органического вещества осадочных горных пород северо-восточного шельфа Сахалина / Ю. И. Галушкин, К. А. Ситар, А. В. Куница // Океанология. – 2011. – Т. 51. – № 3. – С. 521–531.

*Институт природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета*

*Лобова Галина Анатольевна, доцент, кандидат геолого-минералогических наук, докторант кафедры геофизики*  
E-mail: [lobovaga@tpu.ru](mailto:lobovaga@tpu.ru)  
Тел.: 8(3822) 701777 доп.2955

*Institute of Natural Resources of Tomsk Polytechnic University*

*Lobova Galina Anatoljevna, Senior lecturer, PhD (Geology and Mineralogy), doctoral student of Geophysics Department*  
E-mail: [lobovaga@tpu.ru](mailto:lobovaga@tpu.ru)  
Tel.: 8(3822) 701777 доп.2955