

## ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЕТТАНГ-ААЛЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

О.А. Локтионова<sup>1,2</sup>, Л.М. Бурштейн<sup>1,2</sup>, Л.М. Калинина<sup>1,2</sup>, В.А. Конторович<sup>1,2</sup>, П.И. Сафронов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2, Россия

На основании комплексной интерпретации сейсмических материалов и данных глубокого бурения осуществлен анализ геологического строения геттанг-ааленских отложений Усть-Тымской мегавпадины, восстановлена история формирования ловушек в рельефе кровли геттанг-ааленского комплекса. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности. Определено время погружения тогурской свиты в главную зону нефтеобразования, проведена реконструкция истории генерации жидких углеводородов (УВ) органическим веществом (ОВ) тогурской свиты.

Отложения нижней юры и аалена несогласно перекрывают породы доюрского основания, распространены практически на всей исследуемой территории. В наиболее погруженных частях территории представлен полный разрез геттанг-ааленских отложений, включающий урманскую, тогурскую, салатскую/пешковскую свиты и нижнюю подсвиту тюменской свиты. В геттанг-ааленских отложениях выделяются три нефтегазоносных подкомплекса: геттанг-раннетоарский (Ю<sub>16-17</sub>), тоар-ааленский (Ю<sub>15</sub>) и ааленский (Ю<sub>11-14</sub>).

В каждом подкомплексе выделены замкнутые положительные структуры как потенциальные ловушки УВ, которые унаследованно развивались в юрское, берриас-нижнеаптское, апт-альб-туронское время и только в посттуронский этап приобрели современный облик. Для всех перспективных объектов была проведена количественная оценка суммарных ресурсов нефти категории D<sub>0</sub> с учетом коэффициента успешности.

В геттанг-ааленском комплексе основным источником углеводородов является неоднородное по составу ОВ тогурской свиты. Породы тогурской свиты начали погружаться в главную зону нефтеобразования (ГЗН) примерно 115—110 млн лет назад и полностью погрузились в нее около 5 млн л. н., выход пород из ГЗН начался около 48 млн л. н. и продолжается по настоящее время.

История генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты прослежена для II и III типов керогена. Для II типа генерация началась около 94 млн л. н. в начале позднего мела (сеноман), для керогена III типа — в туронское время (89.8 млн лет). Максимальные объемы генерации приходятся на последние 5 млн лет.

Потенциальные ловушки углеводородов существовали на протяжении всего процесса генерации, что позволило аккумулировать сгенерированные УВ в геттанг-ааленском комплексе.

При сравнении подсчитанных ресурсов нефти категории D<sub>0</sub> в ловушках геттанг-ааленского комплекса с объемами сгенерированных УВ можно сделать вывод о возможности заполнения выделенных объектов, что позволяет считать геттанг-ааленский комплекс нефтегазоперспективным, а тогурскую свиту основным источником углеводородов.

*Геттанг-ааленские отложения, тогурская свита, геологическое строение, перспективы нефтегазоносности, генерация углеводородов, Усть-Тымская мегавпадина.*

### HISTORICAL AND GEOLOGICAL MODELING OF THE PROCESSES OF HYDROCARBON GENERATION IN THE HETTANGIAN–AALENIAN DEPOSITS OF THE UST'-TYM MEGADEPRESSION

O.A. Loktionova, L.M. Burshtein, L.M. Kalinina, V.A. Kontorovich, and P.I. Safronov

Analysis of the geologic structure of the Hettangian–Aalenian deposits of the Ust'-Tym megadepression was carried out. The history of the formation of traps in the Hettangian–Aalenian complex has been reconstructed on the basis of a comprehensive interpretation of seismic materials and deep-drilling data. The oil and gas potential has been estimated. The time of the subsidence of the Togur Formation into the oil window has been determined, and the history of the generation of liquid hydrocarbons (HC) by the organic matter (OM) of the Togur Formation has been reconstructed.

The Lower Jurassic and Aalenian deposits overlap the rocks of the pre-Jurassic basement with disagreement and are distributed almost over the entire study area. The complete section of the Hettangian–Aalenian deposits is in the most submerged parts of the territory. The section includes the Urman, Togur, and Salat/Pesh-

kov Formations and the lower Tyumen Subformation. Three oil and gas subcomplexes — Hettangian–Early Toarcian ( $U_{16-17}$ ), Toarcian–Aalenian ( $U_{15}$ ), and Aalenian ( $U_{11-14}$ ) — are distinguished within the Hettangian–Aalenian sediments.

Closed positive structures that can serve as hydrocarbon traps have been identified in each of the subcomplexes. Positive structures developed in the Jurassic, Berriasian–Early Aptian, and Aptian–Albian–Turonian time were inherited and finally formed at the post-Turonian stage only. The authors carried out a quantitative assessment of the total oil resources of the  $D_0$  category for all promising objects, taking into account the success rate.

The heterogeneous organic matter of the Togur formation is the main source of hydrocarbons in the Hettangian–Aalenian complex. The Togur Formation began to enter the oil window (OW) about 115–110 Ma and fully entered it about 5 Ma. The escape of rocks from the zone of the oil window began about 48 Ma and still continues.

The history of the generation of liquid hydrocarbons by the organic matter of the Togur Formation has been reconstructed for types II and III of kerogen. For type II, the generation began about 94 Ma, at the beginning of the Late Cretaceous (Cenomanian), and for type III, it began in Turonian time (89.8 Ma). The most significant volumes of liquid HC were generated in the last 5 Myr.

Potential hydrocarbon traps existed throughout the generation process, which allowed accumulation of the generated hydrocarbons in the Hettangian–Aalenian complex. Comparison of the estimated oil resources of the  $D_0$  category in the traps of the Hettangian–Aalenian complex with the volumes of generated hydrocarbons leads to the conclusion that the traps might have been filled. The results obtained in the course of the study suggest that the Hettangian–Aalenian complex is oil- and gas-promising and the Togur Formation is the main source of hydrocarbons.

*Ust'-Tym megadepression, Hettangian–Aalenian deposits, Togur Formation, geologic structure, petroleum potential, hydrocarbon generation*

## ВВЕДЕНИЕ

На юго-востоке Западной Сибири наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются верхнеюрские отложения (горизонт  $Ю_1$ ), с которыми связано большинство месторождений нефти и газа. На территории исследования, в Усть-Тымской мегавпадине и прилегающих склонах положительных структур I порядка, открыто 17 месторождений углеводородов (УВ), 13 из которых приурочены к верхнеюрскому горизонту  $Ю_1$ , два — к меловым отложениям ( $Б_{13}$ ,  $Б_6$ ), по одному к среднеюрскому ( $Ю_6$ ) и палеозойскому (М) нефтегазоносным горизонтам. В настоящее время в нижней юре и аалене месторождения углеводородов не выявлены, притоки нефти получены из скважин на Толпаровской и Вартовской площадях.

Фонд верхнеюрских ловушек на территории Томской области практически исчерпан. Для воспроизводства минерально-сырьевой базы региона важное значение имеет открытие новых залежей нефти и газа в слабоизученных и глубокозалегающих осадочных горизонтах. В Усть-Тымской мегавпадине большой интерес геологов вызывают нижнесреднеюрские комплексы, изучению геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности которых посвящен ряд публикаций [Конторович и др., 1964; Егорова, 1992; Москвин и др., 1999; Гурари и др., 2005; Лобова и др., 2014; и др.].

Комплексный подход с использованием всех геолого-геофизических материалов дает возможность детализировать геологическое строение геттанг-ааленских отложений, отвечающее современной степени изученности, и выделять перспективные объекты. Наличие флюидоупора, коллекторов и источника генерации нефти (тогурская свита) позволяет рассматривать геттанг-ааленский комплекс в качестве нефтеперспективного.

Первая нефть в Западной Сибири была получена в 1954 г. на южном борту Усть-Тымской впадины в Колпашевской опорной скважине № 2. Парафинистую колпашевскую нефть В.А. Успенский и Ф.Г. Гурари первоначально считали палеозойской. Впервые на мезозойскую природу колпашевской нефти указали А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова, А.С. Фомичев [1964]. Они же впервые отметили, что в благоприятных озерных фациях тогурская свита (в те годы пачка) является нефтематеринской.

Район исследования расположен в Томской области, относится к Васюганской и Пайдугинской нефтегазоносным областям (НГО). В тектоническом плане объект исследования приурочен к отрицательной структуре I порядка — Усть-Тымской мегавпадине, которая граничит с положительными структурами — Куржинской грядой на востоке, Обь-Васюганской грядой на западе и Парабельским наклонным мегавалом на юге.

Объектом исследования выступают геттанг-ааленские отложения Усть-Тымской мегавпадины и прилегающей территории.

Цель работы — определение условий и времени формирования потенциальных ловушек углеводородов и моделирование процессов нефтеобразования в Усть-Тымском осадочном бассейне.

Фактические материалы включали данные по сейсмическим временным профилям МОГТ протяженностью 2214 км, глубокому бурению 103 скважин, цифровые модели распределения отражательной

способности витринита в кровле и подошве юры, данные пиролиза по семи скважинам и значения современных  $C_{орг}$  тогурской свиты.

## МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

При восстановлении условий и времени формирования положительных структур — потенциальных ловушек УВ с использованием «метода мощностей» была реконструирована история тектонического развития территории исследования. В основе метода лежит предположение, что зоны наибольших толщин сейсмогеологических комплексов представляли собой области прогибания, зоны с пониженными значениями толщин — области относительного воздымания [Машкович, 1976; Конторович, 2002].

При палеорекострукциях за поверхности выравнивания принимались регионально развитые на территории Западной Сибири трансгрессивные глинистые пачки, к которым приурочены реперные сейсмические горизонты: II<sup>a</sup> (подошва баженовской свиты, волжский ярус), III (кошайская пачка алымской свиты, аптский ярус), IV (кузнецовская свита, туронский ярус).

Для выполнения бассейнового моделирования применялись подходы, основанные на моделировании кинетики преобразования нерастворимой части рассеянного органического вещества. Теоретические основы моделирования процессов нефтегазообразования разрабатывались, начиная со второй четверти XX в. в СССР (России), Северной Америке, Западной Европе и других регионах, базисом для которых являлась осадочно-миграционная теория нефтидогенеза. В рамках теории была сформирована последовательная система физико-химических моделей, которые описывали стадии и процессы нефтидогенеза [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Конторович, 1970].

Источником углеводородов в осадочных породах является фоссилизированное в осадках и породах органическое вещество, состав которого зависит от его биологической природы и характера преобразований в седиментогенезе и диагенезе. В ходе диагенеза в осадках происходят биогеохимические процессы, в результате которых в аквагенном органическом веществе накапливаются липидные компоненты и формируются протополимерлипидные керогены и отчасти меланоидины. Такое вещество называют аквагенным. Органическое вещество, поступающее с суши, называют террагенным, в нем протокероген представлен лигнином и меланоидинами и содержит сравнительно мало полимерлипидов.

Дальнейшее преобразование ОВ до появления жидких и газообразных УВ происходит при катагенезе. Выделяется протораннекатагенная фаза газообразования, в течение которой образуются углеводородные газы, преимущественно метан, главная фаза (зона) нефтеобразования (ГФЗ или ГЗН) [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967] и позднекатагенная фаза образования жирного конденсатного газа и в дальнейшем сухого углеводородного газа — главная фаза газообразования, по С.Г. Неручеву [1973].

Впервые реконструкции истории нефтеобразования в осадочных бассейнах были проведены в СССР в 60-70-е гг. прошлого века Н.Б. Вассоевичем, А.Э. Конторовичем, А.А. Трофимуком, С.Г. Неручевым и др. Построенная этими учеными теория, а затем и методика получила название «историко-геологические реконструкции процессов нефтегазообразования», а в дальнейшем в западной литературе — «бассейновое моделирование».

Вычислительные эксперименты по реконструкции процессов погружения осадочных толщ и процессов нефтидогенеза в настоящей работе выполнялись в программном пакете Temis Flow, разработанном компанией «Weicip-Franlab».

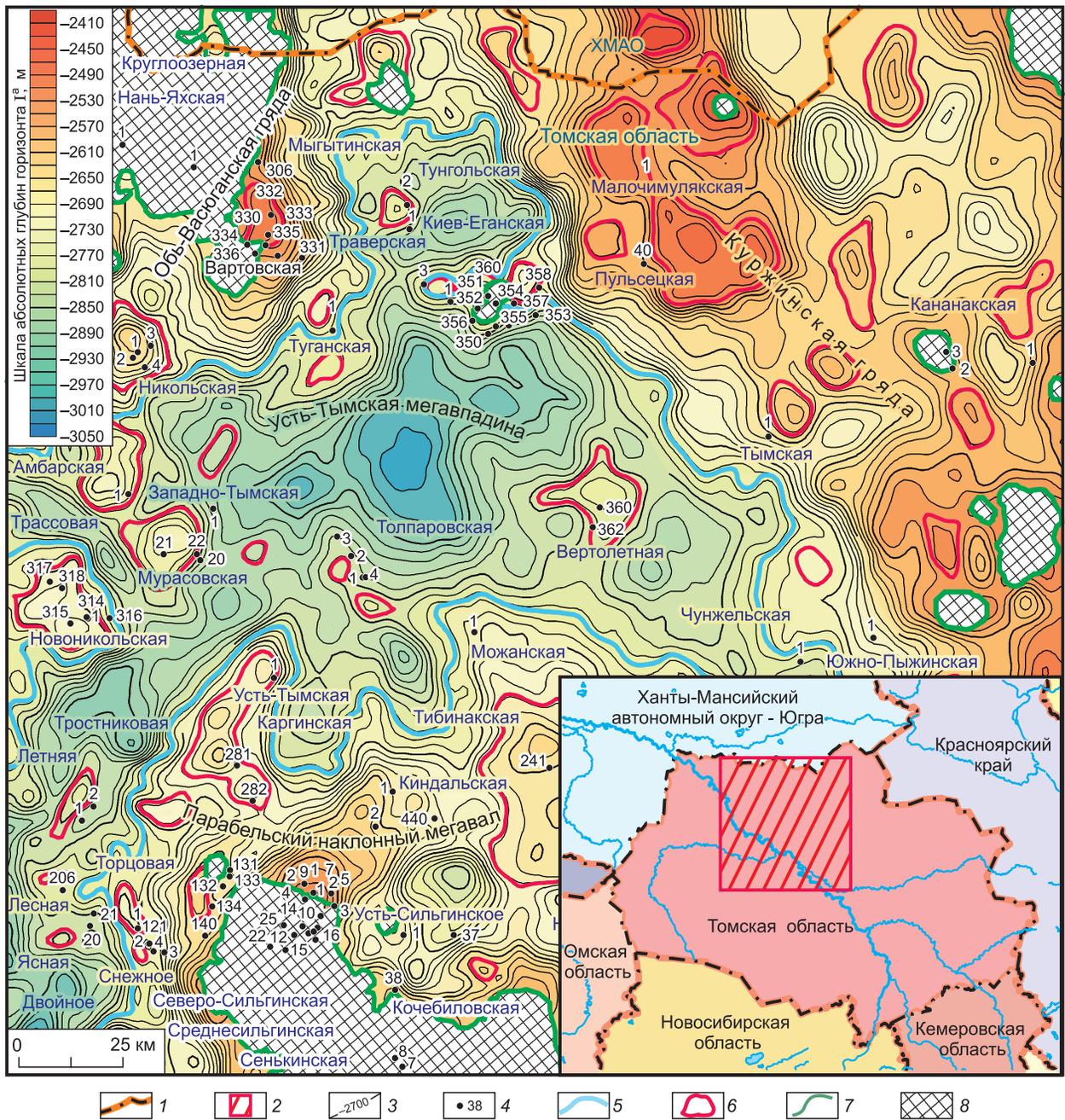
## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЕТТАНГ-ААЛЕНСКОГО КОМПЛЕКСА

Отложения нижней юры и аалена несогласно перекрывают породы доюрского основания и распространены практически на всей исследуемой территории, за исключением наиболее возвышенных участков, представленных выступами доюрского основания, мощность комплекса достигает 440 м.

Геттанг-ааленские отложения ограничены в кровле угольным пластом  $U_{10}$ , имеющим региональное распространение, на котором формируется отражающий сейсмический горизонт I<sup>a</sup> [Конторович и др., 2017]. В структурном плане этой поверхности выделяется Усть-Тымская мегавпадина (площадь 16 200 км<sup>2</sup>, оконтуривающая изогипса –2800, амплитуда 300 м) и сопредельные с ней крупные положительные структуры 0 и I порядков (рис. 1).

В геттанг-ааленских отложениях выделяются три нефтегазоносных подкомплекса: геттанг–ранне-тоарский ( $Ю_{16-17}$ ), тоар-ааленский ( $Ю_{15}$ ) и ааленский ( $Ю_{11-14}$ ) (рис. 2).

**Геттанг-ранне-тоарский подкомплекс** распространен только в депрессионных зонах территории исследования и представлен урманской и тогурской свитами, датруемыми геттанг-плинсбахом и ран-



**Рис. 1. Структурная карта по кровле геттанг-ааленского комплекса.**

1 — административные границы; 2 — район исследования; 3 — изогипсы горизонта I<sup>a</sup>; 4 — скважины; 5 — граница Усть-Тымской мегавпадины; 6 — замкнутые положительные структуры; 7 — граница распространения геттанг-ааленских отложений; 8 — выступы доюрского основания.

ним тоаром соответственно. Урманская свита залегает в основании подкомплекса, в ее составе выделено три подсвиты, сложенные в основном песчаниками, гравелитами, алевролитами и аргиллитами, с редкими прослоями углей и обугленных остатков [Шурыгин и др., 2000; Решение ..., 2004]. Мощность свиты изменяется от 8 до 92 м. В составе подкомплекса выделяются песчаные пласты Ю<sub>16-17</sub>, представляющие интерес в отношении нефтегазоносности.

Тогурская свита ограничивает подкомплекс в кровле. Она представлена черными тонкослоистыми аргиллитами, обогащенными органическим веществом (ОВ), встречаются прослои алевролитов и мелкозернистых песчаников. Мощность изменяется от 10 до 40 м. Свита была выделена впервые в 1960 г. Ф.Г. Гурари в разрезе скв. Колпашевская-2 как тогурская пачка. В дальнейшем, как уже было отмечено выше, А.Э. Конторовичем с соавторами [1964] было установлено, что тогурские аргиллиты

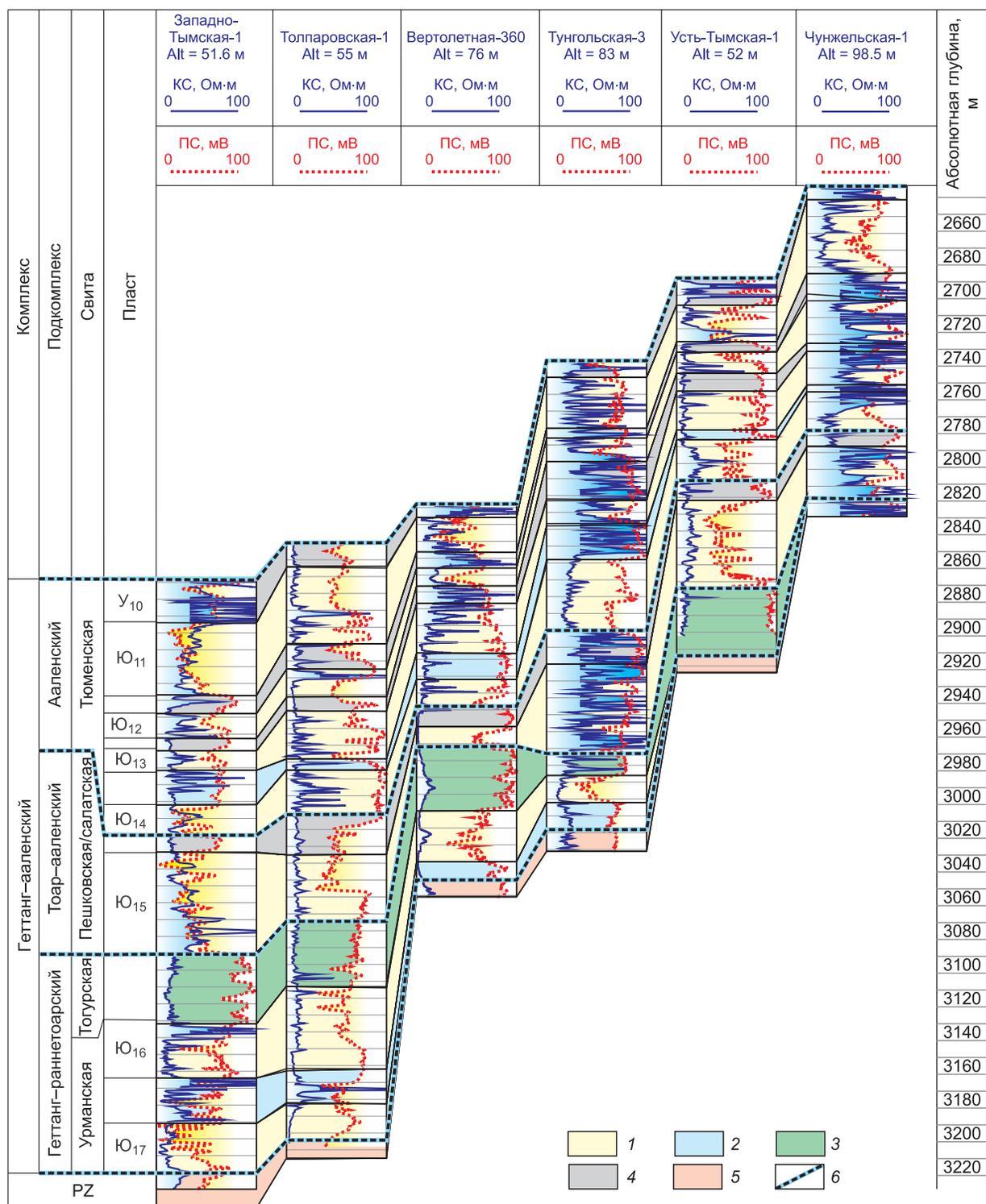


Рис. 2. Корреляционная схема по скважинам Усть-Тымской мегавпадины по кровле пласта У<sub>10</sub>.

1 — песчаные пласты; 2 — глинисто-углистые пачки; 3 — тогурская свита; 4 — угольные пласты; 5 — отложения доюрского фундамента; 6 — границы подкомплексов.

обладают достаточно высоким генерационным потенциалом и служат потенциальным источником УВ для залежей в базальных горизонтах осадочного чехла. Исследования в этом направлении были продолжены [Конторович и др., 1967, 1995; Костырева и др., 2014]. В 1976 г. тогурская пачка бала переведена в ранг свиты [Решение..., 1978].

**Тоар-ааленский подкомплекс** представлен пешковской свитой, датируемой второй половиной раннего тоара—ранним ааленом. Свита сложена песчаниками и алевролитами, встречаются глинистые и углистые пропластки, мощность изменяется от 0 до 44 м, в качестве резервуара рассматривается песчаный пласт Ю<sub>15</sub>. В кровле подкомплекса выделяется углисто-глинистая пачка У<sub>14</sub>, которая служит флюидоупором.

**Ааленский подкомплекс** представлен нижнетюменской подсвитой тюменской свиты, датируемой верхним ааленом. Подсвита сложена песчаниками и алевролитами, содержит пропластки углей, мощность достигает 182 м. В качестве резервуара выступает группа гидродинамически связанных песчаных пластов Ю<sub>11-14</sub>, которые чередуются в разрезе с углисто-глинистыми пачками У<sub>11-13</sub>. В кровле подкомплекс ограничен угольным пластом У<sub>10</sub>, выполняющим роль флюидоупора.

В доюрское время формированию осадочного чехла предшествовал раннетриасовый рифтогенез, в результате которого была сформирована Усть-Тымская мегавпадина. В геттанг—аалене Усть-Тымская надрифтовая депрессия погружалась относительно сопредельных положительных структур и заполнялась сносимыми с них осадками.

Основные положительные структуры были сформированы над эрозионно-тектоническими выступами фундамента.

Берриас-раннеаптское время характеризовалось интенсивными процессами относительного поднятия на севере территории, ростом локальных структур на востоке и юге и относительным прогибанием центральной части. В апте—раннем туроне тенденцию к росту испытывали структуры Обь-Васюганской и Куржинской гряд, а область относительного прогибания сместилась на юго-восток. В посттурон—кайнозойский этап развития интенсивный рост испытывали структуры Парабельского наклонного мегавала, область прогибания сместилась на север и запад территории.

Залежи УВ геттанг-ааленского комплекса контролируются структурно-литологическими ловушками и локальными поднятиями. Анализ истории тектонического развития показал, что уже к концу аалена в рельефах кровли доюрского основания и тогурской свиты большинство локальных структур (32) было уже сформировано; к началу апта их количество возросло до 37, к туронскому веку — до 42 (рис. 3). Таким образом, с течением времени рельеф геттанг-ааленских горизонтов становился все более расчлененным, а размеры депрессионной области увеличивались. В настоящее время в структурном плане кровли геттанг-ааленского комплекса выделяется 45 замкнутых поднятий III, IV порядков.

Проведенный анализ показал, что основными этапами тектонического развития крупных структур I порядка, таких как Усть-Тымская мегавпадина, Обь-Васюганская и Куржинская гряды и Парабельский наклонный мегавал, были раннеюрский и кайнозойский. Формирование локальных поднятий происходило на протяжении всего мезозойско-кайнозойского времени, но наиболее интенсивно эти процессы происходили в юре и раннем мелу.

## **ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕСРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Для определения перспектив нефтегазоносности были выделены перспективные объекты в геттанг-раннетоарском, тоар-раннеааленском и ааленском подкомплексах с использованием структурных поверхностей по кровлям и карт их эффективных толщин. По результатам анализа испытаний были выделены залежи УВ и водоносные объекты, неиспытанные объекты были отнесены к категории перспективных. На исследуемой территории геттанг-ааленские песчаные пласты распространены не повсеместно и часто замещаются непроницаемыми разностями, что создает благоприятные предпосылки для формирования структурно-литологических ловушек. Для количественной оценки нефтегазоносного потенциала методом сравнительного геологического анализа [Методы..., 1979] была проведена оценка ресурсов категории D<sub>0</sub>. За эталон были приняты усредненные значения подсчетных параметров залежей Васюганской (Герасимовское, Солоньское, Урманское и Широное месторождения) и Каймысовской (Фестивальное месторождение) НГО.

Суммарные геологические ресурсы категории D<sub>0</sub> нефти геттанг-ааленского комплекса оцениваются в 1 008 600 тыс. т, суммарные извлекаемые ресурсы — 229 600 тыс. т. Для корректности в оценке ресурсов вводится дополнительный параметр — коэффициент успешности ( $K_{усп.}$ ), представляющий отношение открытых залежей или месторождений к общему количеству разбуренных перспективных объектов. Каждая территория характеризуется своим отношением, среднее значение по юго-востоку Западной Сибири составляет порядка 0.3; для менее изученных территорий и интервалов этот показатель ниже, для песчаных пластов Ю<sub>11-15</sub> — 0.1; для песчаных пластов Ю<sub>16-17</sub>  $K_{усп.}$  имеет более высокое значение (0.25).

С учетом коэффициента успешности суммарные геологические ресурсы категории D<sub>0</sub> нефти геттанг-ааленского комплекса составили 104 960 тыс. т, суммарные извлекаемые ресурсы — 23 780 тыс. т.

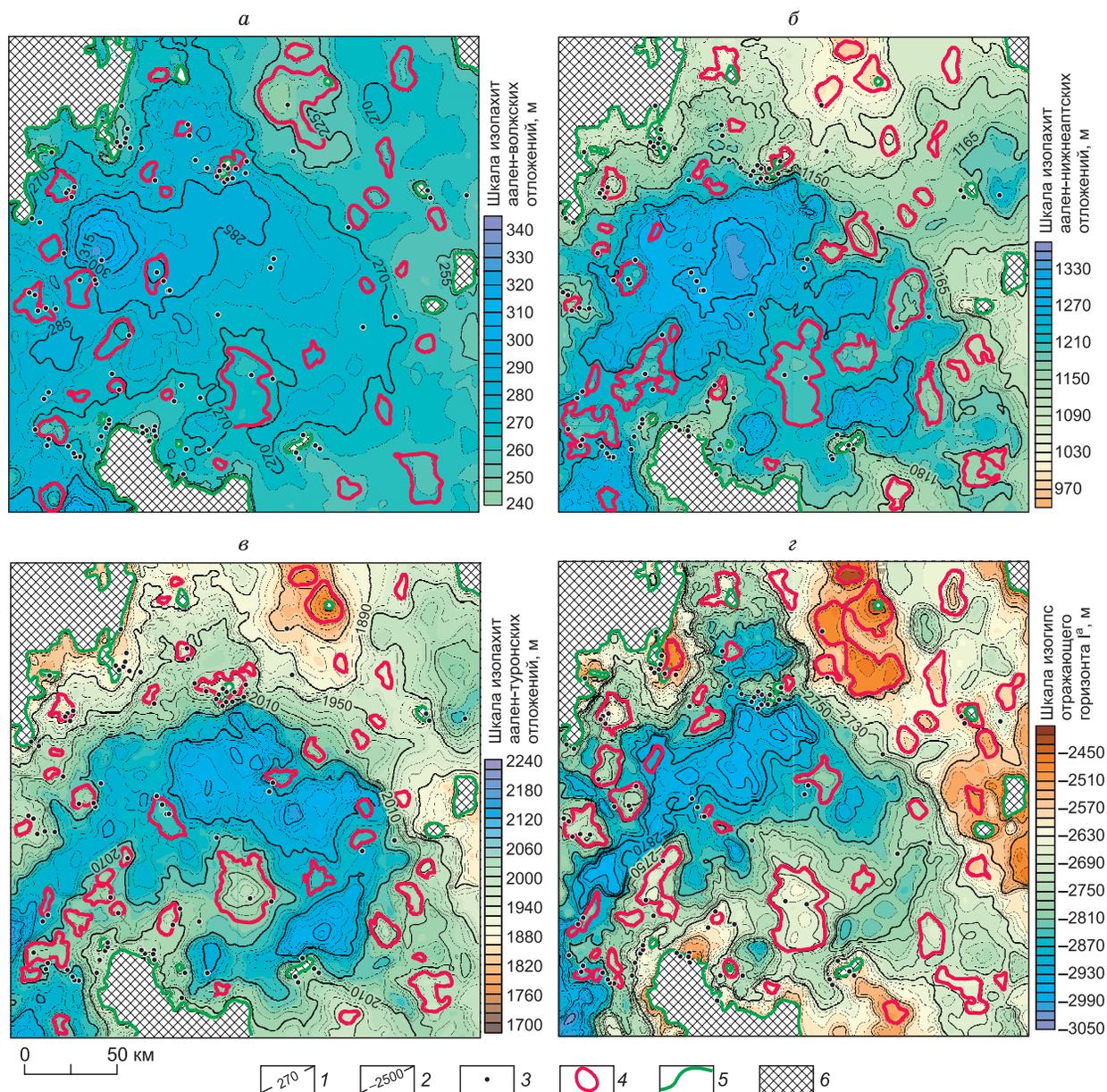


Рис. 3. Динамика изменения рельефа кровли геттанг-ааленского комплекса на время формирования баженовской свиты (горизонт II<sup>а</sup>) (волга) (а), кошайской пачки алымской свиты (III) (апт) (б), кузнецовской свиты (IV) (турон) (в); современный рельеф (г).

1 — изопохиты; 2 — изогипсы; 3 — скважины, вскрывшие геттанг-ааленские отложения; 4 — замкнутые положительные структуры; 5 — зона распространения геттанг-ааленских отложений; 6 — выступы доюрского фундамента.

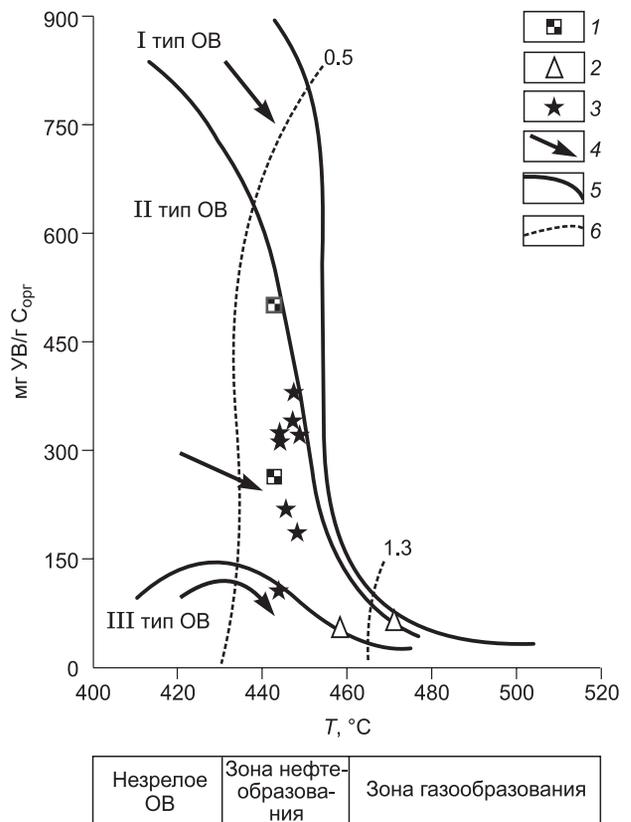
### МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ

Для оценки потенциальных ресурсов УВ применялся метод сравнительного геологического анализа, однако даже при близком геологическом строении оцениваемого объекта и эталона сложно оценить объемы углеводородов без учета степени зрелости ОВ. Для более корректной оценки перспектив были определены масштабы генерации и время погружения нефтематеринской толщи (тогурская свита) в главную зону нефтеобразования.

С целью восстановления истории генерации УВ органическим веществом тогурской свиты были построены структурно-литологическая и термическая модели мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и модели генерации УВ для разных типов керогена.

**Рис. 4. Диаграмма HI— $T_{max}$  для пород тогурской свиты (по материалам ИНГГ СО РАН).**

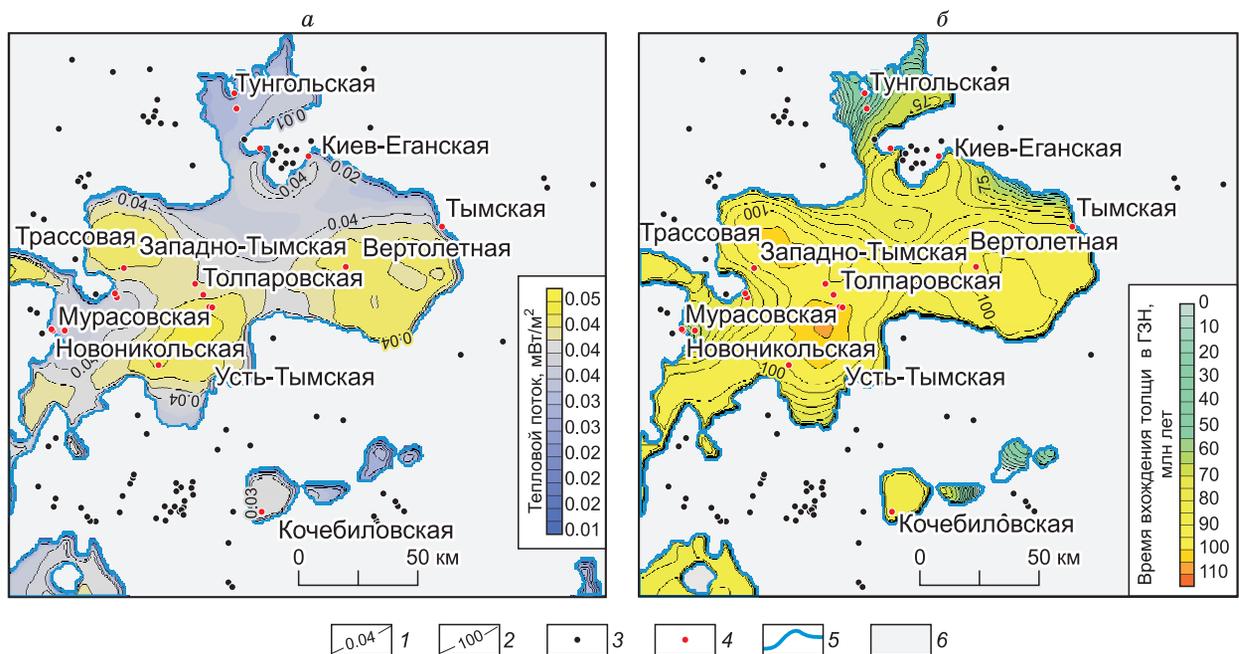
1—3 — пробы пород из скважин: 1 — Киев-Еганская-211; 2 — Толпаровская-2; 3 — Южно-Пыжинская-1; 4 — направленность изменений величин HI и  $T_{max}$  в катагенезе; 5 — линии, ограничивающие максимальные значения HI для трех типов ОВ (I — аквагенного озерного, II — аквагенного морского, III — террагенного, связанного с высшей наземной растительностью); 6 — изолинии отражательной способности витринита ( $R_{Vt}^0$ ).



Структурно-литологическая модель позволяет воспроизвести историю осадконакопления, учитывает мощность выделенных комплексов и глубину их залегания, литологические и физические характеристики.

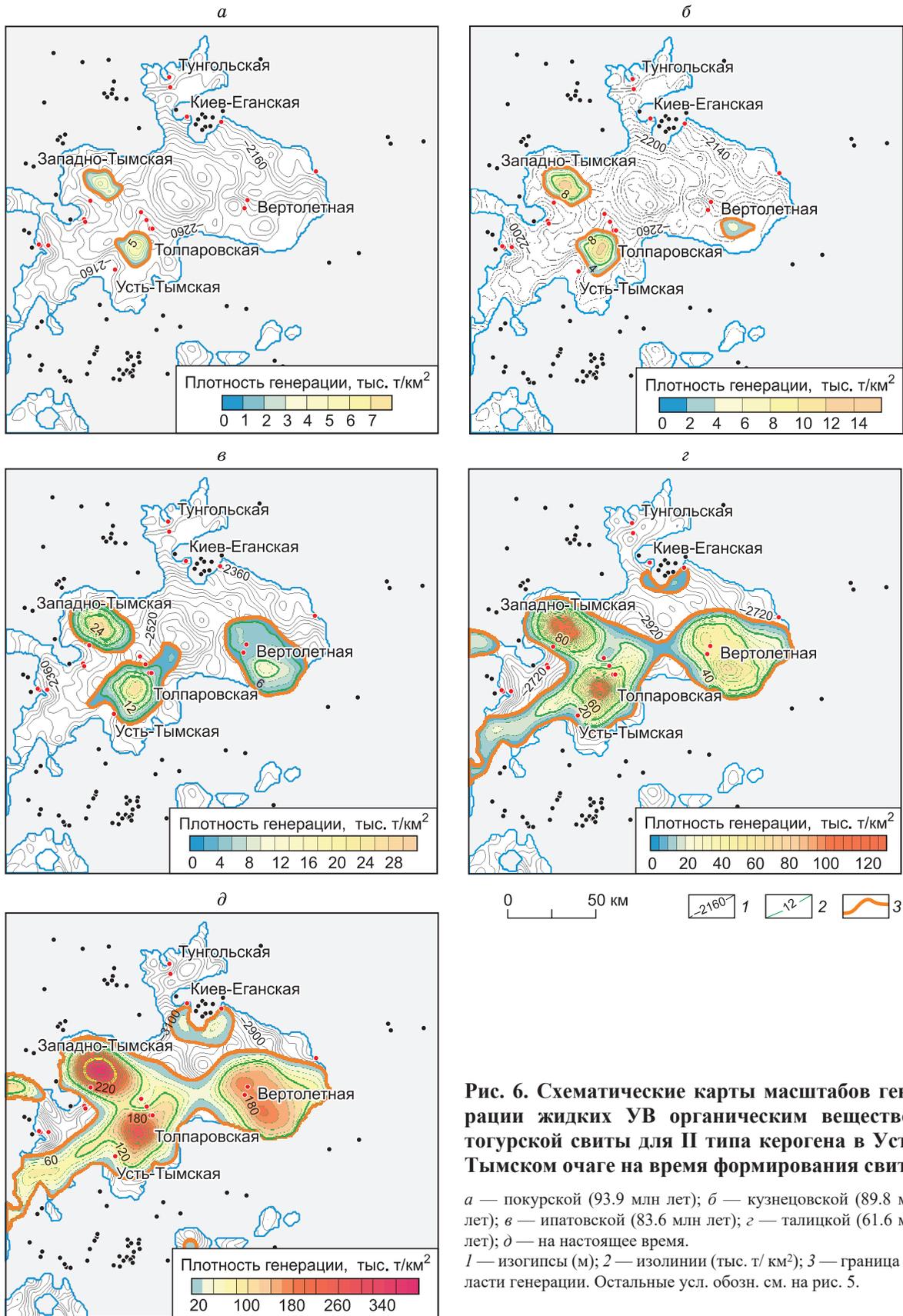
Создание структурно-литологической модели выполнялось на основе карт литотипов и структурных карт по кровлям доюрского основания, урманской, тогурской, пешковской свит, нижней подсвиты тюменской свиты, тюменской, наунакской (васюганской), баженовской, тарской, алымской, покурской, кузнецовской, ипатовской и талицкой свит. Абсолютный возраст стратиграфических подразделений принимался в соответствии с ICS 2008. Карты распределения литологических типов были построены по площади и в разрезе. Генерационные свойства литотипов были выбраны из стандартных библиотек.

В геттанг-ааленском комплексе основным источником углеводородов является неоднородное по составу ОВ тогурской свиты [Конторович и др., 1964; Костырева и др., 2014], генетически связанное с



**Рис. 5. Схематические карты теплового потока на границе земной коры и верхней мантии (а) и времени вхождения тогурской свиты в главную зону нефтеобразования ( $R_{Vt}^0 = 0.60$ ) в Усть-Тымском очаге (б)**

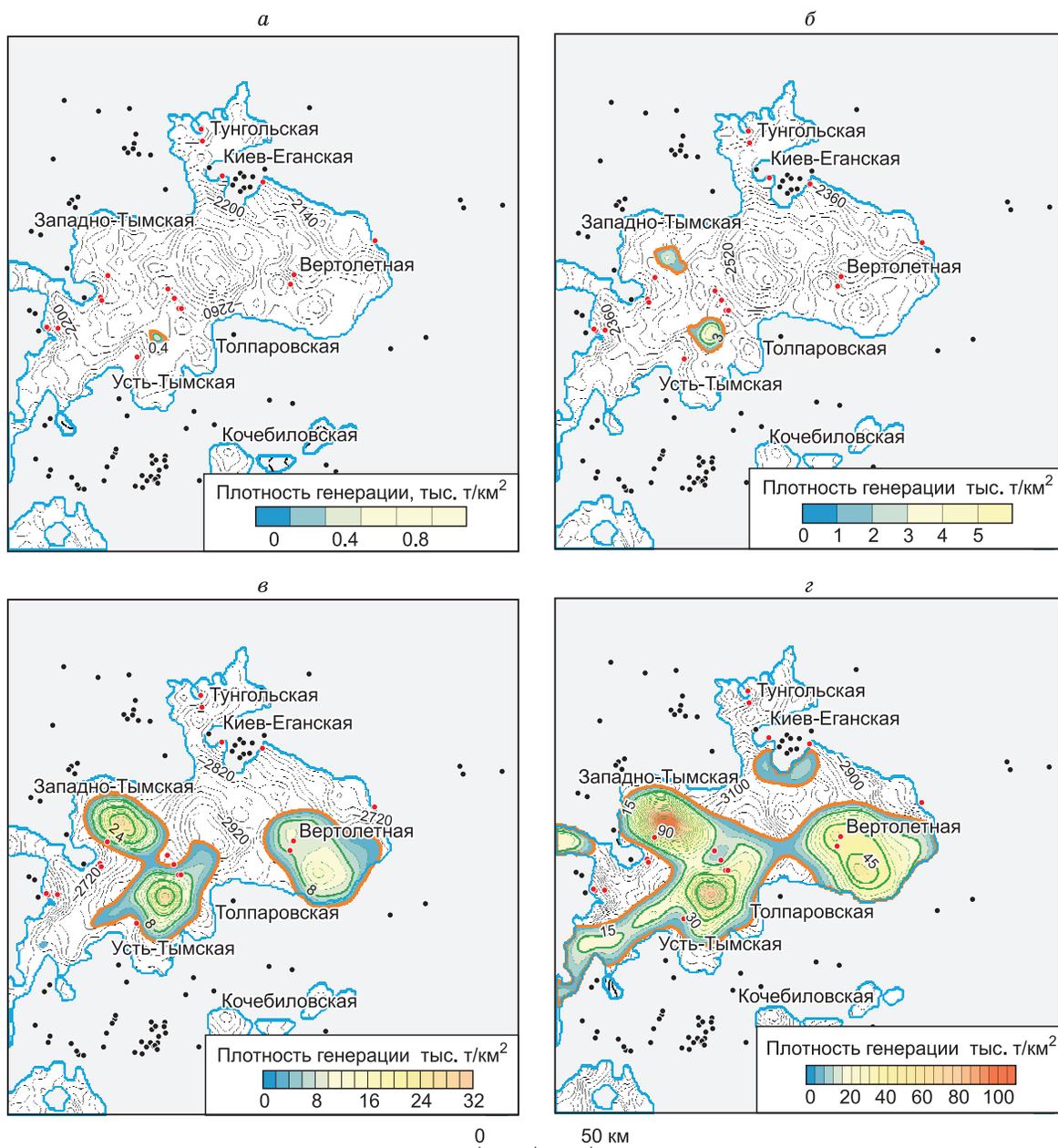
1 — изолинии ( $mW/m^2$ ); 2 — изохроны (млн лет); 3 — скважины; 4 — скважины, вскрывшие нижнеюрские отложения; 5 — граница распространения тогурской свиты; 6 — зона отсутствия нижнеюрских отложений.



**Рис. 6. Схематические карты масштабов генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для II типа керогена в Усть-Тымском очаге на время формирования свит:**

*а* — покурской (93.9 млн лет); *б* — кузнецовской (89.8 млн лет); *в* — ипатовской (83.6 млн лет); *г* — талицкой (61.6 млн лет); *д* — на настоящее время.

1 — изогипсы (м); 2 — изолинии (тыс. т/км<sup>2</sup>); 3 — граница области генерации. Остальные усл. обозн. см. на рис. 5.



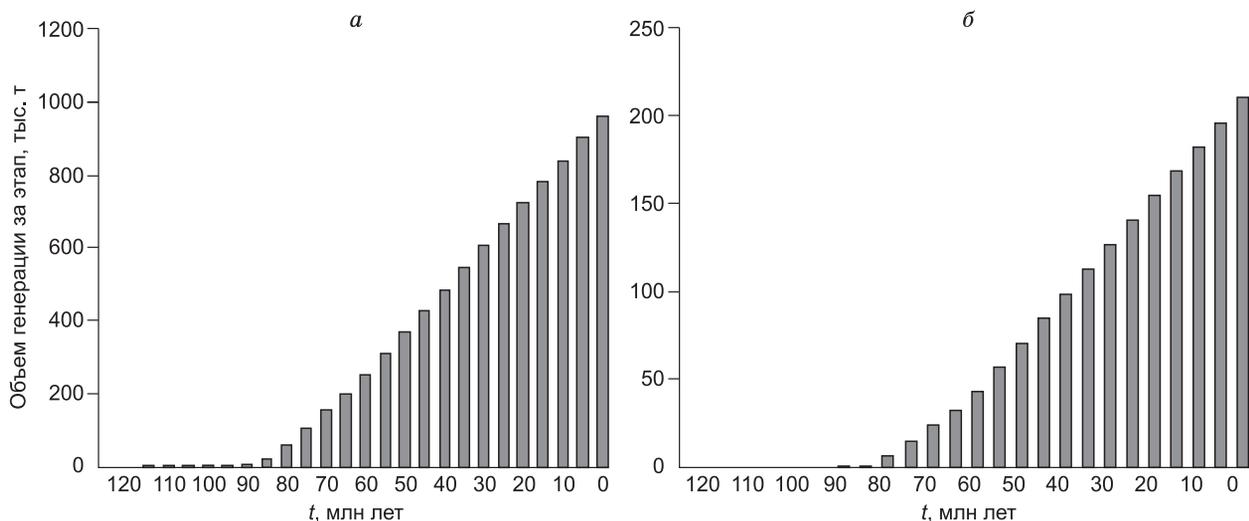
**Рис. 7. Схематические карты масштабов генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для III типа керогена в Усть-Тымском очаге на время формирования свит:**

*a* — кузнецовской (89.8 млн лет); *b* — ипатовской (83.6 млн лет); *v* — талицкой (61.6 млн лет); *z* — на настоящее время. Усл. обозн. см. на рис. 6.

высшей наземной растительностью и озерными сапропелями, образовавшимися в крупных озерах, временами соединявшихся с морем [Конторович и др., 2013].

По данным пиролиза в ряде скважин центральных частей Усть-Тымской мегавпадины породы содержат аквагенное ОВ, что подтверждается низкими значениями параметра  $\delta^{13}\text{C}$  (от  $-29$  до  $-34$  ‰) и составом углеводородов-биомаркеров, в ряде других скважин породы содержат смешанное ОВ, имеющее генетическую связь с высшей наземной растительностью, об этом свидетельствуют высокие значения параметра  $\delta^{13}\text{C}$  (от  $-29$  до  $-34$  ‰) и состав углеводородов-биомаркеров [Москвин и др., 1999; Костырева и др., 2014].

Тогурская свита характеризуется средним остаточным генерационным потенциалом (НИ) порядка  $300 \text{ мг УВ/г } C_{\text{орг}}$  (рис. 4), современные концентрации органического углерода варьируют от 1.2 до 3.8 %, содержание битумоидов — от 0.22 до 0.63 %.



**Рис. 8.** Диаграммы генерации жидких УВ органическим веществом тогурской свиты для керогена II типа (а) и керогена III типа (б) во времени.

В работе не проводилось определение химико-кинетических параметров керогенов, использовались стандартизованные типы, описанные в литературе [Behar et al., 1997; Vandenbroucke, 2003; Богородская и др., 2005]. Аквагенному ОВ соответствует II тип керогена, смешанному ОВ — III тип, который характеризуется меньшим углеводородным потенциалом — порядка 235 мг УВ/г  $C_{орг}$ , более длительным процессом созревания ОВ и меньшими объемами генерации нефти [Конторович, Меленевский, 1988]. На территории исследования соотношение смешанного и аквагенного составляющего органического вещества тогурской свиты изменяются по площади и в разрезе [Конторович и др., 1995; Москвин и др., 1999; Костырева и др., 2014]. В силу недостаточного количества данных площадное распределение керогенов II и III типов не было охарактеризовано и в работе приведена оценка для каждого типа в отдельности.

Для корректного построения термической модели была проведена калибровка температурной истории отложений, базирующаяся на анализе распределения значений отражательной способности витринита в базальных горизонтах нижней—средней юры [Конторович и др., 1967; Фомин, 2011], современных температур и тепловых потоков.

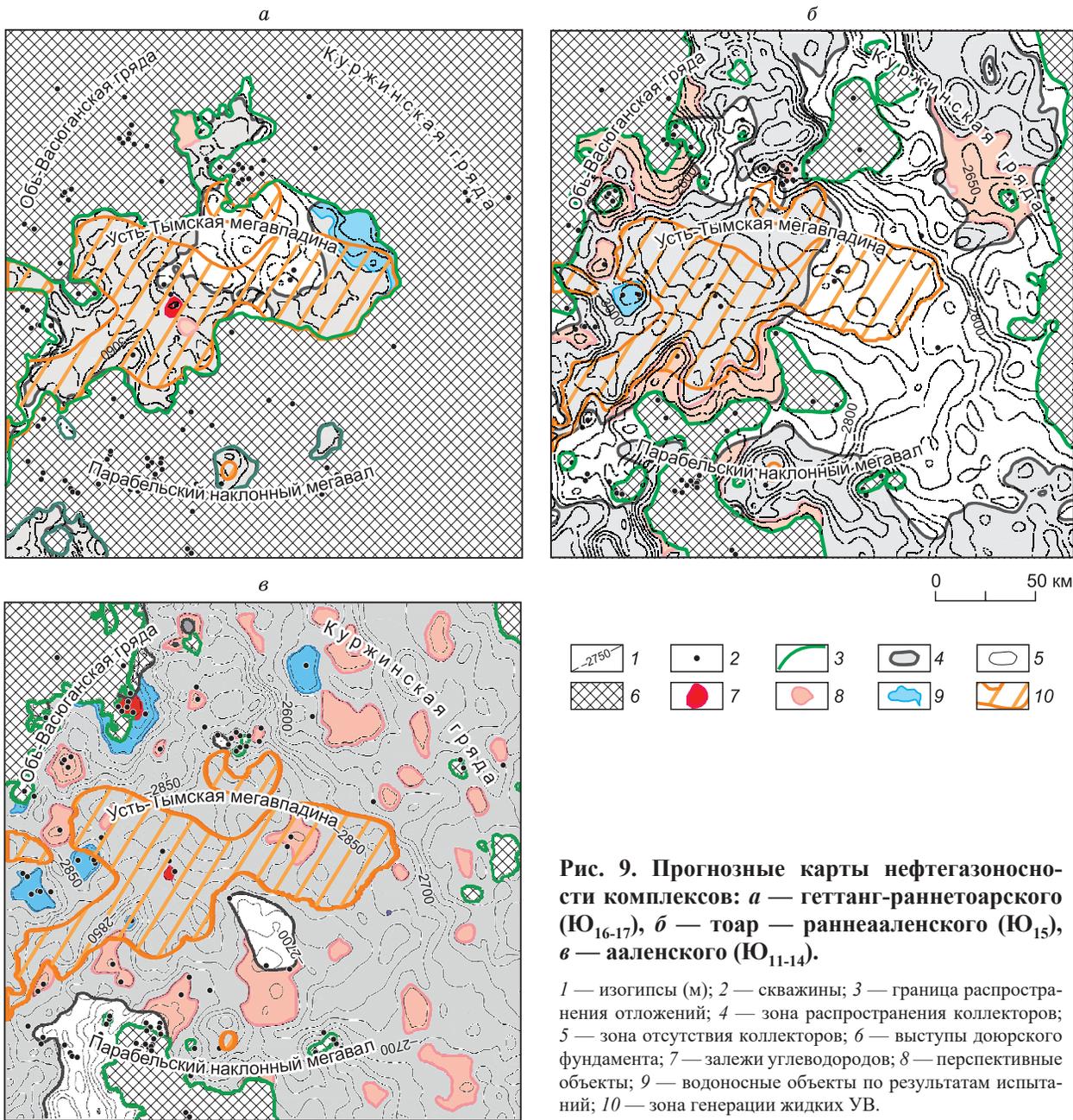
Построенная модель эффективного теплового потока на границе литосферы показала хорошую сходимость расчетных значений отражательной способности витринита на современный момент геологической истории и реальных замеров в керне скважин. Максимальные значения теплового потока достигаются в районах Западно-Тымской, Толпаровской и Вертолетной площадей (рис. 5, а) и составляют порядка 50 кВт/м<sup>2</sup>. Прогрев уменьшается в сторону Тунгольской площади и в наиболее приподнятых областях.

Для тогурской свиты проводилась реконструкция истории ее вхождения в главную зону нефтеобразования (ГЗН). Началу верхней границы зоны отвечает значение отражательной способности витринита 0.6 % (градация катагенеза МК<sub>1</sub><sup>1</sup>), нижней границе 1.0 % (этап II среднекатагенный — МК<sub>2</sub>) [Конторович, Меленевский, 1988; Фомин, 2011].

В результате вычислительных экспериментов были получены карты катагенеза ОВ, преобразованности керогена, времени вхождения тогурской свиты в главную зону нефтеобразования и карты масштабов генерации жидких УВ.

В наиболее депрессионных частях Усть-Тымской мегавпадины (Толпаровская, Западно-Тымская площади) породы тогурской свиты начали погружаться в главную зону нефтеобразования примерно 115—110 млн л. н. (в конце апта); примерно 5 млн л. н. (плиоцен) в ГЗН вошли породы в прибортовых частях мегавпадины (см. рис. 5, б). Выход пород из ГЗН начался около 48 млн лет (ранний эоцен) на Западно-Тымской, Толпаровской и Вертолетной площадях и продолжается по настоящее время.

Для восстановления истории генерации была использована карта современного содержания  $C_{орг}$  [Конторович и др., 2018]. Распределение начальных концентраций  $C_{орг}$  тогурской свиты было восстановлено с учетом толщин глинистых толщ и общих толщин комплексов. История генерации жидких УВ прослежена для II (рис. 6) и III (рис. 7) типов керогена.



**Рис. 9. Прогнозные карты нефтегазоносности комплексов: а — геттанг-раннетюрского (Ю<sub>16-17</sub>), б — тюр — раннеааленского (Ю<sub>15</sub>), в — ааленского (Ю<sub>11-14</sub>).**

1 — изогипсы (м); 2 — скважины; 3 — граница распространения отложений; 4 — зона распространения коллекторов; 5 — зона отсутствия коллекторов; 6 — выступы доюрского фундамента; 7 — залежи углеводородов; 8 — перспективные объекты; 9 — водоносные объекты по результатам испытаний; 10 — зона генерации жидких УВ.

В наиболее погруженных частях Усть-Тымской мегавпадины, в районе Западно-Тымской и Толпаровской площадей, генерация жидких УВ керогеном II типа началась в верхнем мелу (примерно 94 млн л. н., на время формирования покурской свиты, сеноман) площадь генерации ( $S_r$ ) составляла 526.6 км<sup>2</sup>, плотность генерации ( $\rho_r$ ) не превышала 7 тыс. т/км<sup>2</sup>. Кероген III типа на этом этапе залежи УВ не генерировал, нефтепроявлений обнаружено не было. В туронское время (89.8 млн л. н., на время формирования кузнецовской свиты) площадь генерации ( $S_r$ ) для II типа керогена расширилась до 1000 км<sup>2</sup> (начинаются процессы генерации в пределах Вертолетной площади),  $\rho_r$  нефти увеличилось до 14 тыс. т/км<sup>2</sup>. Для керогена III типа — происходят первые незначительные проявления нефтеобразования на Западно-Тымской площади ( $S_r = 34$  км<sup>2</sup>,  $\rho_r$  не превышает 1 тыс. т/км<sup>2</sup>).

К концу позднего мела (83.6 млн л. н., на время формирования ипатовской свиты, сантон) происходит дальнейшее увеличение плотности и масштабов генерации жидких УВ: для керогена II типа  $S_r = 3241$  км<sup>2</sup>,  $\rho_r = 30$  тыс. т/км<sup>2</sup>, для III начался процесс генерации на Западно-Тымской площади,  $S_r = 283$  км<sup>2</sup>,  $\rho_r \leq 5$  тыс. т/км<sup>2</sup>.

В раннем палеоцене (61.6 млн л. н., на момент формирования талицкой свиты, дат—зеланд) процессы генерации стали протекать более активно, для II типа  $S_r = 7235.4$  км<sup>2</sup>,  $\rho_r$  доходила до 130 тыс. т/км<sup>2</sup> (на Толпаровской площади). Для III типа керогена  $S_r$  расширилась до 4156.2 км<sup>2</sup>,  $\rho_r$  возросла до 30 тыс. т/км<sup>2</sup>.

В настоящее время для II типа  $S_r = 8903.5 \text{ км}^2$ ,  $\rho_r$  достигает 420 тыс. т/км<sup>2</sup>, для III типа  $S_r$  увеличилась до 7604 км<sup>2</sup>,  $\rho_r$  достигла порядка 110 тыс. т/км<sup>2</sup> с наибольшими значениями на Толпаровской, Западно-Тымской и Вертолетной площадях. Несмотря на активные процессы генерации для II и III типов, они не захватывают всю площадь распространения нефтематеринской свиты, можно предположить дальнейшее увеличение масштабов и плотности генерации.

Для II и III типов керогена были посчитаны объемы жидких УВ, сгенерированных за мезозойско-кайнозойскую историю с постоянным временным шагом в 5 млн лет. Динамика процессов генерации во времени показана на диаграммах (рис. 8). Объемы генерации УВ органическим веществом возрастают со временем, наращивание происходит и в настоящее время. Для керогена II типа генерация началась примерно 110 млн л. н. (апг—альб), для III типа 90 млн л. н. (верхний мел). Максимальные объемы сгенерированных УВ приходятся на последние 5 млн лет и составляют  $1.2 \cdot 10^6 \text{ м}^3$  (II тип) и  $0.26 \cdot 10^6 \text{ м}^3$  (III тип).

Для геттанг-ааленских отложений на картах распределения перспективных объектов показаны масштабы генерации жидких УВ в настоящее время (рис. 9).

В геттанг-раннетоарском комплексе (Ю<sub>16-17</sub>) выделены нефтяная залежь на Толпаровской площади, пять перспективных объектов и водоносный объект в районе Тымской площади. В тоар-раннеааленском комплексе (Ю<sub>15</sub>) выделены 11 перспективных объектов и один водоносный объект на Мурасовской площади. В ааленском комплексе (Ю<sub>11-14</sub>) выделены залежи: нефтяная на Толпаровской площади и газонефтяная на Вартовской, 30 перспективных объектов и пять водоносных объектов. Всего в геттанг-ааленском нефтегазоносном комплексе выделены три залежи УВ, 46 перспективных объектов и семь водоносных объектов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Усть-Тымская мегавпадина и сопредельные положительные структуры активно формировались в юрское время, в результате разнонаправленных региональных тектонических движений, имевших место в мелу и кайнозое, окончательно оформились в посттурон-кайнозойское время. Формирование локальных поднятий происходило на протяжении всего мезозойско-кайнозойского времени, но наиболее интенсивно эти процессы происходили в юре и раннем мелу.

Тогурская свита, являющаяся основной нефтепроизводящей формацией в континентальных отложениях юры, начала входить в главную зону нефтеобразования 115—110 млн л. н. и остается в ней по настоящее время. Генерация жидких УВ керогеном II типа началась около 110 млн л. н., керогеном III типа — 90 млн л. н. К моменту интенсивной нефтегенерации антиклинальные структуры, потенциальные ловушки для залежей углеводородов, в геттанг-ааленском комплексе уже существовали и могли аккумулировать залежи УВ.

Согласно результатам бассейнового моделирования, общие объемы жидких УВ, сгенерированные аквагенным (кероген II типа) и смешанным (кероген III типа) органическим веществом тогурской свиты составили 794 580 тыс. т и 173 020 тыс. т соответственно. В настоящее время генерация углеводородов нижнеюрской нефтепроизводящей толщи не вышла на максимальный уровень. В то же время при сравнении оцененных ресурсов нефти категории D<sub>0</sub> в ловушках геттанг-ааленского комплекса (104 960 тыс. т) с объемами сгенерированных УВ можно сделать вывод о том, что существующих объемов генерации вполне достаточно, чтобы во многих выделенных ловушках могли сформироваться нефтяные залежи.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Администрации Томской области, проект 19-45-700009 p\_a.

## ЛИТЕРАТУРА

**Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И.** Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005, 254 с.

**Вассоевич Н.Б.** Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, № 11, с. 137—142.

**Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В.** Геологическое строение и нефтегазоносность нижней—средней юры Западно-Сибирской провинции / Ред. В.С. Суркова. Новосибирск, Наука, 2005, 154 с.

**Егорова Л.И.** Геология и критерии нефтегазоносности нижнеюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область): Автореф. дис... к. г.-м. н. Новосибирск, 1992, 16 с.

**Конторович А.Э.** Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1970, с. 4—52. (Тр. СНИИГГиМС, вып. 95).

**Конторович А.Э., Меленевский В.Н.** Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нафтидогенеза // Изв. АН СССР. Сер. геол., 1988, № 1, с. 3—13.

- Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С.** Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология нефтегазоносных районов Сибири. 1964, вып. 32, с. 27—39.
- Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Зимин Ю.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Луговцов А.Д., Мельникова В.М., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Фомичев А.С.** Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л., Недра, 1967, 223 с. (Тр. СНИИГГиМС. Сер. Нефтяная геология, вып. 50).
- Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.И., Андрусевич В.Е., Борисова Л.С., Данилова В.П., Казанский Ю.П., Меленевский В.Н., Солотчина Э.П., Шурыгин Б.Н.** Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западно-Сибирская плита) // Геология и геофизика, 1995, т. 36 (6), с. 110—126.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А.** Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (8), с. 972—1012.
- Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А.** Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 2018, т. 59 (3), с. 357—371.
- Конторович В.А.** Тектоника и история развития юго-восточных районов Западной Сибири в мезозое и кайнозое // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2002, № 4, с. 4—16.
- Конторович В.А., Калинин Л.М., Канаков М.С.** Сейсмологические критерии прогнозирования геологического строения и выявления сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов в нижней юре Западной Сибири // Технологии сейсморазведки, 2017, № 2, с. 78—92.
- 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: электронный научный журнал, 2014, т. 9, № 1, с. 1—25.
- Лобова Г.А., Власова А.В., Исаева О.С., Исаев В.И.** Реконструкция термической истории нефтематеринских тогурских отложений и оценка распределения плотности ресурсов пластов Ю<sub>16</sub> и Ю<sub>15</sub> // Изв. Том. политех. ун-та, 2014, т. 324, № 1, с. 119—127.
- Машкович К.А.** Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М., Недра, 1976, 221 с.
- Методы** оценки перспектив нефтегазоносности / Ред. И. Буялов, В.Д. Наливкин. М., Недра, 1979, 332 с.
- Москвин В.И., Данилова В.П., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Фомин А.Н.** Условия накопления, геохимия углеводородов-биомаркеров и нефтегенерационный потенциал отложений тогурской свиты (нижний тоар) Западной Сибири // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири. Тез. докладов научного совещания, Новосибирск, 12—14 октября 1999 г. Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГММ СО РАН, 1999, с. 95—98.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н.** Главная фаза газообразования — один из этапов катагенетической эволюции сапролевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика, 1973 (10), с. 14—16.
- Решение II** Межведомственного регионального стратиграфического совещания по докембрию и фанерозою Северо-Востока СССР. Магадан, 1978, 215 с.
- Решение 6-го** Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.) / Ред. Ф.Г. Гулари. Новосибирск, СНИИГГиМС, 2004, 114 с.
- Фомин А.Н.** Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского бассейна. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2011, 326 с.
- Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К.** Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000, 476 с.
- Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalié J.** Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Org. Geochem., 1997, v. 26, p. 321—339.
- Vandenbroucke M.** Kerogen: from types to models of chemical structure // Oil Gas Sci. Technol. Rev. IFRP, 2003, v. 58, № 2, p. 243—269.