

Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины

© Г. А. Лобова, 2013

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Поступила 15 ноября 2012 г.

Представлено членом редколлегии В. И. Старостенко

Виконано оцінку перспектив нафтогазоносності верхньоюрсько-крейдяних і палеозойсько-нижньо-середньоюрських відкладів Усть-Тимської мегазападини і структур її обрамлення на основі палеотемпературного моделювання, картування осередків генерації і відносної щільності початкових геологічних ресурсів баженовських і тогурських нафт. Моделювання полягає у розв'язанні прямих і обернених задач геотермії в умовах седиментації. Запропоновано першочергові об'єкти для постановки геологорозвідувальних робіт на території досліджень. За тенденцією просторового розподілу ресурсів Усть-Тимської мегазападини сформульовано стратегію вивчення і освоєння Правобережжя Обі Томської області: пріоритетними визначено нижньоюрські і палеозойські відклади на землях поширення тогурської світи.

Estimation of oil and gas presence promises has been performed for Upper-Jurassic-Cretaceous and Paleozoic-Low-Middle-Jurassic deposits of the area of the Ust'-Tym mega-depression and its framing structures based on paleo-temperature simulation, mapping of generation sources and relative density of initial geologic resources of bazhenov and togurian oils. Simulation means the solving of direct and inverse problems of geothermal studies under conditions of sedimentation. Proposals on the first priority of objects for prospecting within the territory of studies have been made. According to the trend of spatial distribution of resources in the Ust'-Tym mega-depression the strategy has been formulated for examination and development of the Right-bank area of the Ob' of the Tom' region: Low-Jurassic and Paleozoic deposits within the lands of the togurian suite distribution have been determined as the first priority objects.

Введение. По объему нефтедобычи Томская область занимает одно из ведущих мест в России, добыча ведется более чем на 60 месторождениях. Основным нефтегазоносным комплексом (НГК) промышленных районов Томской области (Левобережье Оби) является верхнеюрский — пласты горизонта Ю₁ васюганской свиты (vs, J_{2k}—J_{3o}). Открыты залежи углеводородов (УВ) разного фазового состояния и в средне-нижнеюрских, палеозойском НГК. Высокая степень освоения юрских НГК (выработанность большинства месторождений перевалила за 50 % и приближается к 75 % [Справка..., 2012]) предопределяет актуальность оценки перспектив и освоение новых земель или новых объектов.

Развитие нефтегазового комплекса Томской области связывается со следующими тремя ключевыми направлениями. Первое — изучение и освоение возможно нефтегазоперспективных земель Правобережья Оби, второе — выявление и освоение объектов в палеозойском НГК Левобережья Оби, третье — выявление и освоение объектов мелового НГК Левобережья.

Стратегия изучения и поисков залежей УВ в доюрском основании, базирующаяся на критерии «зон разуплотнения» и концепции «главного источника углеводородов», сформулирована и обоснована в докладе В. И. Исаева [Исаев, 2012]. В статье [Осипова, Лобова, 2013] местоположения очагов интенсивной генерации баженовских нефтей, выделенные нами на землях Левобережья по геотемпературному критерию, рекомендованы в качестве первоочередных зон для выявления объектов в меловом НГК. В настоящей статье предложен вариант стратегии поисков на землях Правобережья Оби, основанный на генезисе залежей нефти (по геотемпературному критерию).

Территория исследований — Усть-Тымская мегавпадина располагается в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты и осложнена структурами II порядка (рис. 1).

Нефтегеологическое районирование территории принято согласно схеме, составленной в 1975 г. [Конторович и др., 1975] и уточненной в 1997—1999 гг. [Конторович и др., 2001]. В Усть-Тымском НГР условно выделяем следующие НГК: палеозойский (с нефтегазоносным гори-

лей МОГТ. В восточных районах современные геофизические работы практически не проводились. Территория исследований представляет собой переходную зону между западными районами нефтепромыслов Томской области (Левобережье Оби) и восточными районами (Правобережье), спорными в отношении перспектив поисков скоплений УВ (рис. 2).

Самостоятельный интерес к этому объекту обуславливается и определенной общностью нефтегазовой геологии и строения Нюрольской мегавпадины, где доказан высокий потенциал нефтегазонакопления [Исаев, Фомин, 2006 и др.]. В Усть-Тымской депрессионной зоне развиты баженовская (bg, J₃tt) и тогурская (tg, J₁t) нефтегенерирующие толщи, которые при наличии резервуаров в отложениях осадочного чехла и доюрском основании определяют ее перспективность.

По генезису рассеянного органического вещества (РОВ) верхнеюрские нефтепроизводящие породы в пределах впадины имеют зональное строение [Конторович, 2002]. Кон-

центрации $C_{орг}$ варьируют от 9—12 % в зоне распространения баженовской свиты в западной части мегавпадины (сапропелевое РОВ), постепенно уменьшаясь до 6—8 % в переходной зоне (РОВ смешанного типа) и достигают 2—3 % в породах марьяновской свиты в восточной части депрессии («псевдогумусовое» РОВ). Эти отложения являются основной нефтегенерирующей толщей для мелового и верхнеюрского НГК. По генезису РОВ нефтепроизводящие породы тогурской свиты в пределах Усть-Тымской мегавпадины — это типичные озерные отложения с РОВ гумусового типа, показатель $C_{орг}=1,5\div5,0$ %. Они представляют собой источник УВ для среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК.

Цель наших исследований — оценка перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-меловых и палеозойско-нижне-среднеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины на базе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, картирование и анализ распределения плотности первично-

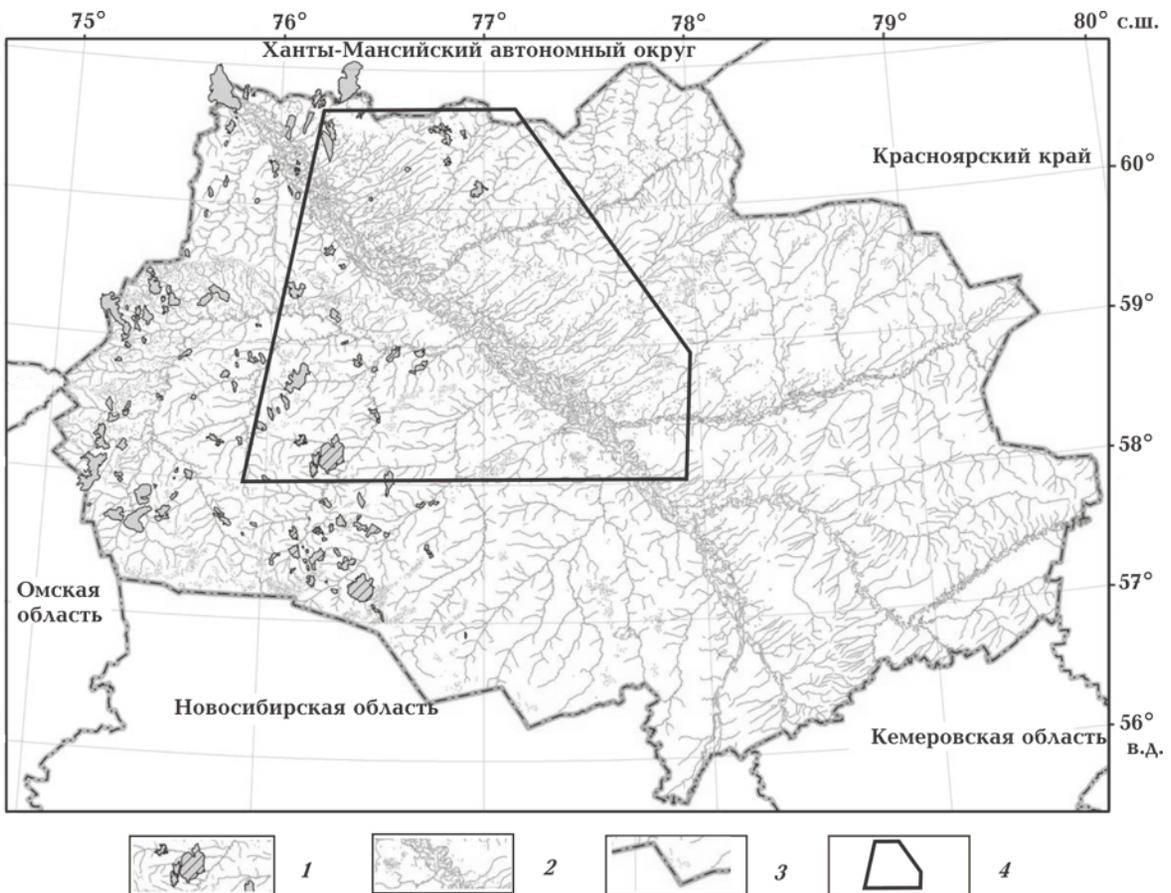


Рис. 2. Положение территории исследований на схематической карте размещения месторождений углеводородов Томской области: 1 — нефтяные и газоконденсатные месторождения; 2 — бассейн р. Обь; 3 — административная граница Томской области; 4 — контур территории исследований.

аккумулятивных (сгенерированных) баженских и тогурских нефтей и, как следствие, последующее прогнозирование перспектив палеозойского, юрских и мелового НГК восточных территорий Томской области (Правобережья р. Обь).

Геолого-структурная характеристика территории исследования. Усть-Тымская мегавпадина — структура I порядка, располагается в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Структуры осадочного чехла наследуют отрицательные формы поверхности фундамента — Усть-Тымского грабен-рифта северо-восточного простирания и Нарымско-Колпашевской впадины северо-западного простирания [Сурков, Жеро, 1981].

В строении чехла [Конторович, 2002] депрессия оконтурена положительными структурными формами I порядка. На юге, через Северо-Парабельскую мегамоноклинали, она сочленяется с Парабельским мегавыступом. На востоке мегавпадина ограничена Пайдугинским и Пыль-Караминским мегавалами, на западе — Александровским сводом и Средне-васюганским мегавалом. Мегавпадина осложнена структурами II порядка: в центральной части Неготским, в западной Сампатским, в восточной Пыжинским мезопрогибями. На юго-востоке, через Зайкинскую мезоседловину, мегавпадина сочленяется с Восточно-Пайдугинской, а на юго-западе, через Шингинскую мезоседловину, с Нюрольской мегавпадинами. На севере мегавпадина ограничивается Караминской мезоседловиной. В качестве самостоятельных элементов Усть-Тымскую депрессию осложняют немногочисленные мелкие положительные структуры IV порядка.

По отражающему горизонту П^а (кровле юрских отложений) по замкнутой изогипсе –2560 м площадь мегавпадины составляет 19400 км², в рельефе доюрского основания мегавпадина увеличивается в размерах до 38000 км² и включает в себя Северо-Парабельскую мегамоноклинали, Караминскую и Зайкинскую мезоседловины.

Характеристика нефтегазоносности территории исследований. Усть-Тымская мегавпадина, Северо-Парабельская мегамоноклинали и северная часть Парабельского мегавыступа расположены в пределах Усть-Тымского нефтегазоносного района (НГР) Пайдугинской нефтегазоносной области (НГО). Восточная и южная части территории исследования входят в земли Пыль-Караминского и Парабельского НГР этой же области. Западная часть участка

приурочена к Васюганской НГО, охватывает отдельные месторождения Александровского, Средне-васюганского, Межовского и Пудинского НГР. Залежи УВ связаны с доюрским (палеозойским), нижнеюрским, среднеюрским, верхнеюрским и меловым комплексами.

Основная нефтепроизводящая толща для доюрского, нижнеюрского и среднеюрского НГК — тогурская свита. Она распространена в центральных и восточных частях мегавпадины и в Северо-Парабельской мегамоноклинали, а также заливообразно, «языками», — в северной и юго-восточной части Парабельского мегавыступа (см. рис. 1).

В доюрском НГК наиболее высокими емкостными свойствами обладают измененные породы, развитые по карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям. Перспективы связывают и с корой выветривания по магматическим и метаморфическим породам кислого состава.

Нижнюю часть *нижнеюрского НГК* составляют геттанг-раннетоарские толщи урманской свиты с пластами Ю₁₇₋₁₆. Верхнюю часть НГК представляют позднеетоар-ааленские песчано-глинистые отложения салатской (в юго-восточной части участка — пешковской) свиты с пластами-коллекторами Ю₁₅₋₁₄ и Ю₁₃₋₁₁.

Среднеюрский НГК формировался в байосбатское время в объеме тюменской свиты, в которой выделяется серия резервуаров (Ю₁₀₋₂), разделенных глинисто-углистыми пачками.

Основной нефтематеринской свитой для верхнеюрского и мелового НГК в западной части территории исследований выступает баженская свита, на востоке ее временной аналог — марьяновская свита. Между границами распространения этих свит выделяется зона с переходными условиями седиментации и катагенеза.

Основным, разрабатываемым в настоящее время НГК является *верхнеюрский НГК*. 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 верхне-васюганской подсвиты содержит 4—5 песчаных пластов, совокупность которых образует здесь регионально-нефтегазоносный горизонт Ю₁. Наличие регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления в эпоху формирования верхне-васюганской подсвиты

позволяют выделить в ее составе две пачки — подугольную и надугольную. Разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами Ю₁⁴, Ю₁³. На некоторых площадях эти пласты объединены и образуют единую песчаную толщу, индексруемую как Ю₁⁴⁻³. В надугольной пачке выделяют пласты Ю₁²⁻¹. Восточнее Среднеvasюганского мегавала морские отложения васюганской свиты замещаются преимущественно континентальными осадкам наунакской свиты, песчаные разности которой объединены в горизонт Ю₁ [Стратиграфия..., 2000]. В пределах территории исследований открыты мелкие по запасам месторождения нефти: Киев-Еганское, Линейное, Тунгольское, Двойное, Соболиное. Кроме того, зафиксированы нефтегазопроявления на Лесной, Летней, Тростниковой, Толпаровской площадях. В Парабельском НГР с этими отложениями связаны газовые и газоконденсатные залежи Усть-Сильгинского, Среднесильгинского, Северо-Сильгинского, Снежного месторождений. В Александровском НГР открыто Никольское мелкое нефтяное месторождение.

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. На Соболином месторождении залежи газоконденсата приурочена к пластам А₁₂, Б₁, Б₁₀ киялинской свиты. На Гураринском месторождении залежи нефтегазоконденсата локализируются в пластах Б₁₂, Б₁₀. Нефтегазопроявления зафиксированы в отложениях ачимовского нижнемелового комплекса на Трассовой площади.

Палеотемпературное моделирование, картирование очагов генерации нефти. Прогнозирование очагов генерации баженовских и тогурских нефтей выполнено методами палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [Исаев и др., 2009].

Для решения обратной задачи геотермии — определения теплового потока из основания, использованы как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита — $R_{\text{в}}^{\circ}$. На рис. 3 показана карта распределения значений

плотности теплового потока из основания.

Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 10 скважин (см. рис. 1). Обратим внимание, что повышенные значения теплового потока характерны для северо-востока и юго-запада Усть-Тымской мегавпадины и положительно коррелируют с размещением месторождений нефти и газа.

На втором этапе исследований в моделях распространения тепла 10 скважин восстановлена термическая история баженовских и тогурских отложений и их временных аналогов на 10 ключевых моментов геологического времени (начало/завершение формирования свит). На заданные ключевые времена путем интерполяции геотемператур отложений в разрезах скважин построены схематические карты распределения геотемператур (рис. 4, 5).

По геотемпературному критерию [Бурштейн и др., 1997] выделены **очаги интенсивной генерации баженовских нефтей** (рис. 4). Пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти: породы баженовской свиты — 85 °С; породы переходной зоны — 90 °С; породы марьяновской свиты — 95 °С.

91,6 млн лет назад (конец формирования покурской свиты) очаг генерации нефти в баженовской свите еще не наблюдался.

86,5 млн лет назад (конец формирования ипатовской свиты) очаг действовал в зоне распространения баженовской свиты на западном

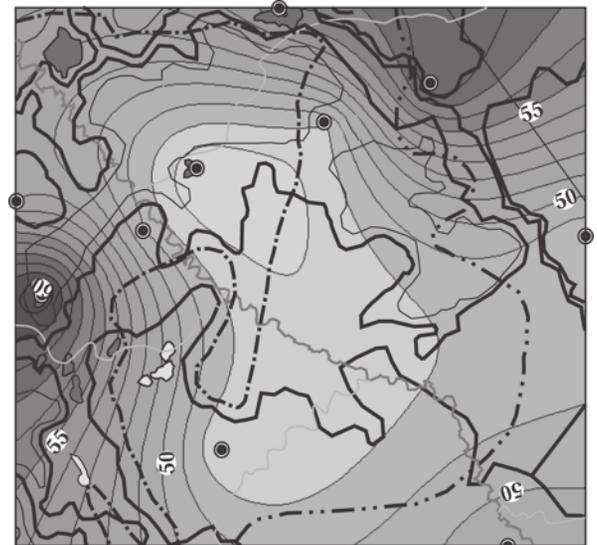


Рис. 3. Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из основания (значения изолиний в МВт/м²). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.

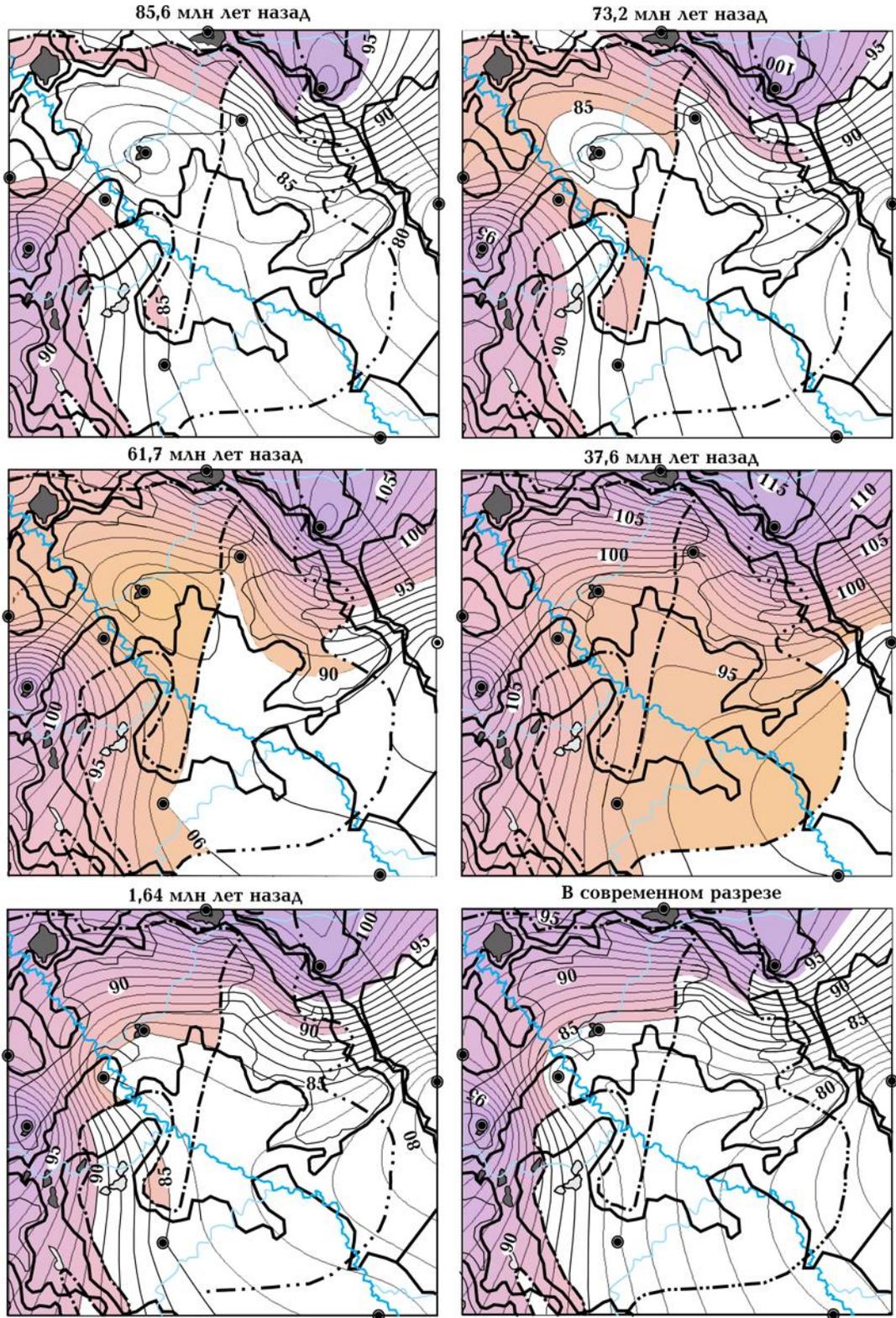


Рис. 4. Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации баженовских нефтей. Пороговые температуры, определяющие границу очага интенсивной генерации нефти: баженовской свиты — 85; переходной зоны — 90; марьяновской свиты — 95 °С. Остальные условные обозначения см. на рис. 1.

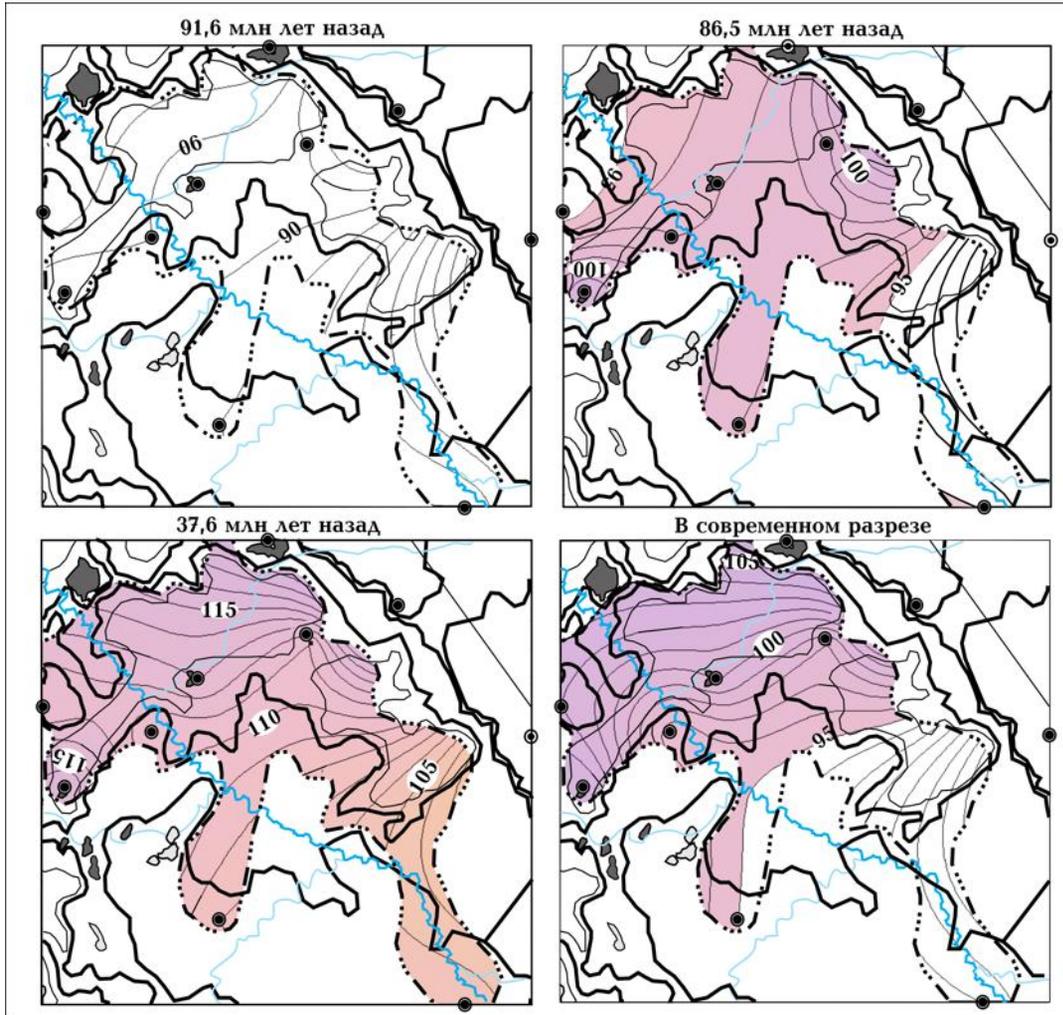


Рис. 5. Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурских нефтей. Пороговые температуры, определяющие границу очага интенсивной генерации нефти породами тогурской свиты — 95 °С. Остальные условные обозначения см. что на рис. 1.

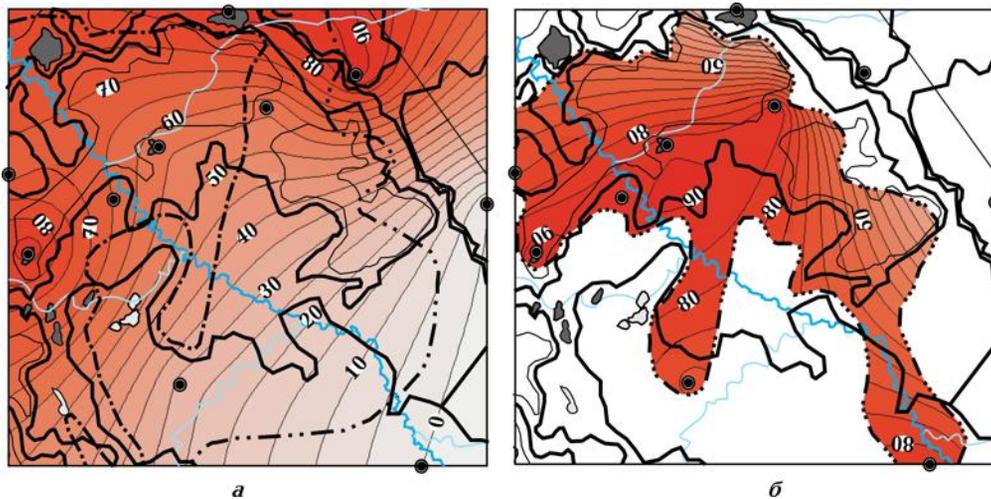


Рис. 6. Схематические карты распределения относительной плотности первично-аккумулятивных нефтей в Усть-Тымской мегавадине (значения изолиний в величине условного интегрального показателя УИП). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1: а — баженовские нефти в меловом и верхнеюрском НГК; б — тогурские нефти в среднеюрском, нижнеюрском и палеозойском НГК.

склоне Северо-Парабельской мегамоноклинали и северо-западнее Вертолетной площади, при температурах 85—93 °С. В переходной зоне очаг локализуется в северной части территории, на сочленении Пыль-Караминского мегавала и Усть-Тымской мегавпадины, при температурах 90—95 °С. В зоне распространения марьяновской свиты очаг действовал на Тымской площади при температурах 95—97 °С.

73,2 млн лет назад (конец формирования славгородской свиты) очаг действовал в баженовской свите при температурах 85—96 °С и занимал практически всю зону распространения свиты, кроме участка скв. Толпаровская 1. В переходной зоне он занял восточную часть Неготского мезопрогиба и распространился до северо-восточного склона Пыжинского мезопрогиба. В южной части переходной зоны очаг проявился узкой полосой на северо-западном склоне Парабельского мегавыступа и действовал при температурах 90—98 °С. В марьяновской свите он действовал при температурах 95—100 °С. Площадь его распространения увеличилась до северного склона Пайдугинского мегавала.

61,7 млн лет назад (конец формирования ганькинской свиты) очаг действовал: в баженовской свите при температурах 85—103 °С во всей зоне ее распространения; в переходной зоне — при температурах 90—106 °С и распространился на севере до южной части Пыжинского мезопрогиба, на юге — до Сенькинской площади; в марьяновской свите — при температурах 95—108 °С, и распространился до центральной части Пайдугинского мегавала.

41,7 млн лет назад (конец формирования люлинворской свиты) очаг действовал: в баженовской свите при температурах 85—109 °С; в переходной зоне — при температурах 90—113 °С; в марьяновской свите — при температурах 95—114 °С.

37,6 млн лет назад (время максимального прогрева осадочной толщи) очаг действовал: в баженовской свите при температурах 85—109 °С; в пределах всей зоны ее распространения; в переходной зоне — на всей ее площади, при температурах 90—114 °С; в марьяновской свите — при температурах 95—115 °С, увеличиваясь в южном направлении до Береговой площади.

32,3 млн лет назад (конец формирования чеганской свиты) очаг действовал: в баженовской свите во всей зоне ее распространения, при температурах 85—101 °С; в переходной

зоне — при температурах 90—106 °С, постепенно уменьшаясь в северном и западном направлениях; в марьяновской свите — при температурах 95—107 °С, из зоны очага выходит центральная часть Пайдугинского мегавала.

4,71 млн лет назад (конец миоцена) очаг действовал: в баженовской свите при температурах 85—100 °С, в переходной зоне — при температурах 90—104 °С, в марьяновской свите — при температурах 95—104 °С.

1,64 млн лет назад (конец плиоцена) очаг действовал: в баженовской свите при температурах 85—99 °С, из зоны очага выходит участок Парабельской мегамоноклинали; в переходной зоне — при температурах 90—102 °С, из зоны очага уходя участок северо-западного склона Парабельского мегавыступа и Пыжинский мезопрогиб; в марьяновской свите — при температурах 95—102 °С, из зоны очага выходит участок Пайдугинского мегавала.

В современном разрезе очаг действует: в баженовской свите при температурах 85—97 °С, занимая западную и северную части зоны распространения свиты; в переходной зоне — при температурах 90—99 °С и локализуется севернее Вертолетной площади; в марьяновской свите — при температурах 95—98 °С в пределах Пыль-Караминского мегавала.

Восстановлена термическая история тогурских отложений на 10 ключевых моментов геологического времени, и по геотемпературному критерию **выделены очаги генерации тогурских нефтей** (рис. 5). Пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти породами тогурской свиты — 95 °С.

91,6 млн лет назад очаги интенсивной генерации нефти в тогурской свите еще не «работали». Максимальная температура в пределах зоны распространения пород тогурской свиты не превышает 92 °С.

86,5 млн лет назад очаги при температурах от 95 до 101 °С были распространены практически повсеместно, за исключением Северо-Парабельской моноклинали и Парабельского мегавыступа.

73,2 млн лет назад очаги при температурах от 95 до 104 °С действуют в пределах всей зоны распространения пород тогурской свиты.

61,7 млн лет назад — температуры очагов от 95 до 109 °С.

41,7 млн лет назад очаги генерации действуют при температурах от 95 до 117 °С.

37,6 млн лет назад (время максимального прогрева осадочной толщи) — температуры очагов от 95 до 118 °С.

32,3 млн лет назад очаги действуют при температурах от 95 до 111 °С.

4,71 млн лет назад очаги работают при температурах от 95 до 109 °С, из зоны очагов вышел участок Северо-Парабельской моноклинали.

1,64 млн лет назад в очагах температуры от 95 до 107 °С, из зоны очагов последовательно выходит и участок Парабельского мегавыступа.

Очаги интенсивной генерации тогурских нефтей продолжают действовать и в *современном разрезе* при температурах от 95 до 101 °С, но лишь в центральной и северо-западной частях мегавпадины.

Районирование территории по плотности первично-аккумуляированных нефтей. Для районирования верхнеюрского и мелового НГК по плотности первично-аккумуляированных *баженовских нефтей* для зоны каждой исследуемой скважины рассчитан условный интегральный показатель (УИП) по формуле [Исаев и др., 2009]:

$$\text{УИП} = \sum (T_i \cdot t_i \cdot 10^{-2}),$$

где T_i — расчетная температура очага генерации нефти, °С; t_i — время действия очага, млн лет; количество временных интервалов $i = 1, 9$.

На схематической карте распределения относительной плотности первично-аккумуляированных *баженовских нефтей* в меловом и верхнеюрском НГК (рис. 6, а), построенной путем интерполяции значений УИП зон, видно, что наиболее перспективными территориями являются северо-восточная, северная и юго-западная части Усть-Тымской мегавпадины и обрамляющие здесь ее структуры.

Результаты расчетов УИП, ранжирования зон по степени перспективности и сведения по испытанию мелового и верхнеюрского НГК в разрезах глубоких скважин территории исследований приведены в табл. 1. *Полученные данные в основном согласуются с нашим прогнозом.* В зоне прогнозируемой высокой относительной плотности первично-аккумуляированных *баженовских нефтей* (Тымская площадь) пласты в верхнеюрско-меловых отложениях не испытывались.

При районировании среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК по величине первично-аккумуляированных *тогурских нефтей* для каждой зоны рассчитан УИП (рис. 6, б). Перспективными землями Усть-Тымской мегавпадины на начальные геологические ресурсы тогурских нефтей является практически вся область распространения тогурской свиты.

Наибольшие ресурсы, вероятно, сосредоточены в центральной и западной частях.

Результаты расчетов УИП, ранжирования зон по степени перспективности и сведения по испытанию среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК в разрезах глубоких скважин исследований приведены в табл. 2. *Полученные данные в основном согласуются с таким прогнозом.* Нужно отметить, что глубоким бурением в средне-нижнеюрских и палеозойских отложениях пласты с хорошими коллекторскими свойствами (ощутимыми притоками) пока не вскрыты. В зоне прогнозируемой высокой относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей (Вертолетная площадь) пласты средне-нижнеюрских и палеозойских отложений не испытаны.

Результаты картирования относительной плотности первично-аккумуляированных *баженовских нефтей* Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления позволяют предложить следующую рациональную очередность поисково-разведочных работ *на меловой и верхнеюрский НГК*: 1 — зона сочленения Неготского мезопрогиба и Пыль-Караминского мегавала; 2 — зона сочленения Неготского мезопрогиба и Караминской мегоседловины, зона сочленения южной части Неготского мезопрогиба и Сампатского мезопрогиба; 3 — зона сочленения Неготского мезопрогиба и Средневазюганского мегавала; 4 — Центральная часть Неготского мезопрогиба. Рациональна постановка поисков (новые площади) в пределах северо-западной части Парабельского мегавыступа.

Результаты картирования относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления позволяют констатировать высокую степень перспективности среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК практически на всех землях распространения тогурской свиты. Рациональная очередность *поисково-разведочных работ на среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский НГК* следующая: 1 — зона сочленения южной части Неготского мезопрогиба и Сампатского мезопрогиба, зона сочленения Северо-Парабельской моноклинали и Неготского мезопрогиба, центральная часть Неготского мезопрогиба; 2 — зона сочленения Неготского мезопрогиба и Средневазюганского мегавала. Рациональна *постановка поисков*: 1 — восточная часть Неготского мезопрогиба; 2 — северо-восточная часть Парабельского мегавыступа; 3 — северо-западная часть Парабельского мегавыступа.

Т а б л и ц а 1. Сопоставление расчетной относительной плотности первично-аккумулятивных баженских нефтей и данных по испытанию мелового и верхнеюрского НГК глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамлении

Зона	Плотность ресурсов, ед. УИП	Ранжирование	Скважина	Результаты испытания		
				Пласт, свита (возраст)	Приток, м ³ /сут	Тип флюида
Зона сочленения Неготского мезопргиба и Караминской мегоседловины	88	2	Киев-Еганская 350	Ю ₁	8,4	Вода+нефть
			Киев-Еганская 353	Ю ₁ ³	0,0	—
				Ю ₁ ⁴	0,0	—
Киев-Еганская 354	Ю ₁ ¹⁺²	3,6	Вода+пленка нефти			
Зона сочленения Неготского мезопргиба и Пыль-Караминского мегавала	92	1	Тымская 1п	Меловые и верхнеюрские отложения не испытаны		
Центральная часть Пайгудинского мегавала	0	—	Береговая 1п	Ю ₁	14,6	Вода
Северо-восточная часть Парабельского мегавыступа	0	—	Колпашевская 5	Тарская (К _{1v})	207	Вода+газ
				Наунакская (J _{3o})	8,62	То же
			Колпашевская 6	Покурская (К1a-al-K2c)	451	»
			Колпашевская 7	Наунакская (J _{3o})	1,2	Вода+пленка нефти
Северо-западная часть Парабельского мегавыступа	28	6	Сенькинская 37п	Тарская (К _{1v})	100	Вода
				Ю ₁	5,0	»
			Сенькинская 38п	Ю ₁	0,0	—
Зона сочленения южной части Неготского мезопргиба и Сампатского мезопргиба	88	2	Снежная 131	Ю ₁	1,3	Нефть
				300	Газ	
			Снежная 133	Ю ₁ ¹⁻²	800	»
				Ю ₁ ³⁻⁴	0,2	Нефть
			Снежная 138	Ю ₁ ¹⁻²	39,6	Нефть+техническая вода
			Снежная 139	Ю ₁ ³⁻⁴	132	Нефть
Снежная 140	Ю ₁	35,9	Нефть+газ			
Снежная 143	Ю ₁ ¹⁻⁴	24,4	То же			
Зона сочленения Северо-Парабельской моноклинали и Неготского мезопргиба	64	4	Усть-Тымская 1	Ю ₁	7,5	Вода
Центральная часть Неготского мезопргиба	56	5	Толпаровская 1	Ю ₁	4,1	»
			Толпаровская 3	Ю ₁	0,0	—
Зона сочленения Неготского мезопргиба и Средневасюганского мегавала	68	3	Трассовая 317	Ю ₁	2,3	Вода+нефть
Восточная часть Неготского мезопргиба	56	5	Вертолетная 360	Ю ₁ ¹⁻²	6,4	Вода
				Ю ₁ ³⁻⁴	4,4	»
			Вертолетная 362	Ю ₁	7,6	»

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

Т а б л и ц а 2. Сопоставление расчетной относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей и данных по испытанию среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамлении

Зона	Плотность ресурсов, ед. УИП	Ранжирование	Скважина	Результаты испытания		
				Пласт, свита (возраст)	Приток, м ³ /сут	Тип флюида
Северо-восточная часть Парабельского мегавыступа	84	3	Колпашевская 5	Тюменская (J _{2a-b-bt})	0,0; 0,2; 0,5; 0,8; 9,5	Разгазированная вода; вода
			Колпашевская 6	Тюменская (J _{2a-b-bt})	0,0; 1,2	Вода
			Колпашевская 7	Зона контакта (P-T)	0,5	Вода+пленка нефти
PZ	0,0	—				
Северо-западная часть Парабельского мегавыступа	68	5	Сенькинская 37п	Ю ₄	1,1	Вода
				PZ	0,0	—
			Сенькинская 38п	Ю ₂₋₃	0,4	Фильтрат бурового раствора
				Ю ₅	2,0	Вода
Зона сочленения южной части Неготского мезопргиба и Сампатского мезопргиба	92	1	Снежная 131	Ю ₁₁	0,0	—
				Ю ₂	0,4	Вода
Зона сочленения Северо-Парабельской моноклинали и Неготского мезопргиба	89	2	Усть-Тымская 1	Тюменская (J _{2a-b-bt})	1,5	»
				Ю ₂	9,8	»
				Ю ₅	8,1	»
				Ю ₆	4,9	»
Центральная часть Неготского мезопргиба	89	2	Толпаровская 1	Ю ₁₇	0,5	Нефть
				PZ	1000	Газ
			Толпаровская 3	PZ	6,5	Нефть
				PZ	0,68	Вода
				PZ	4,5	»
Зона сочленения Неготского мезопргиба и Средневажюганского мегавала	74	4	Трассовая 1 (Новоникольская)	PZ	2,1	»
				PZ	0,0	—
Восточная часть Неготского мезопргиба	89	2	Вертолетная 360	Средне-нижнеюрские и палеозойские отложения не испытаны		
			Вертолетная 362			

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

Заключение. В целом анализ результатов, характеризующих распределение относительной плотности ресурсов баженовских и тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины, пока-

зывает следующее. На юго-восток (Правобережье Оби) расчетная плотность ресурсов баженовских нефтей закономерно и существенно уменьшается. Плотность ресурсов тогурских

нефтей высокая в пределах распространения тогурской свиты. Поэтому при изучении и освоении Правобережья Томской области успешность предлагаем связывать с нижнеюрским и палеозойским НГК на землях распространения тогурской свиты.

Автор благодарна *g-ру геол.-мин. наук А. Н. Фомину (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск)* за предоставление данных по отражательной способности витринита в керне скважин Усть-Тымской мегавпадины для расчета палеотемператур.

Список литературы

- Бурштейн Л. М., Жидкова Л. В., Конторович А. Э., Меленевский В. Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. — 1997. — **38**, № 6. — С. 1070—1078.
- Исаев В. И. О генезисе залежей нефти и стратегии их поисков в доюрском основании (Красноленинский свод) // Materialy VIII Miedzynar. Nauk.-prakt. Skonf. «Dynamika naukowych badan — 2012». — Vol. 20. Geografaria i geologia. Chemia i chemiczne technologie. Rolnictwo. Weterynaria. — Przemysl: Nauka i studia, 2012. — S. 20—23.
- Исаев В. И., Фомин А. Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. — 2006. — **47**, № 6. — С. 734—745.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Рояк М. Э., Фомин А. Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // Геофиз. журн. — 2009. — **31**, № 2. — С. 15—46.
- Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Сурков В. С., Трофимук А. А., Эрвье Ю. Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. — Москва: Недра, 1975. — 680 с.
- Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Елкин Е. А., Жилина И. В., Иванов И. А., Конторович В. А., Лившиц В. Р., Моисеев С. А., Рыжкова С. В., Тищенко Г. И., Шурыгин Б. Н. Количественная оценка ресурсов углеводородного сырья Томской области, с уточнением ресурсов по лицензионным участкам. Кн. 1. — Новосибирск; Томск: ТФ ИНГГ СО РАН, Томскгеолфонд, 2001. — 264 с.
- Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. — 253 с.
- Осипова Е. Н., Лобова Г. А. Геотемпературный режим баженовской свиты и нефтеперспективные зоны меловых отложений (Нюрольская мегавпадина) // Изв. Томск. политехн. ун-та. — 2013. — **322**. — № 1 (в печати).
- Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Томской области. Картографический ресурс «Интерактивная электронная карта недропользования Российской Федерации». — <https://map.mineral.ru>. — 01.11.2012.
- Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Под ред. Б. Н. Шурыгина. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, фил. «ГЕО», 2000. — 480 с.
- Сурков В. С., Жеро О. Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. — Москва: Недра, 1981. — 143 с.