

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕЮРСКОГО И АЧИМОВСКОГО РЕЗЕРВУАРОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова

Томский политехнический университет, 634050, Томск, просп. Ленина, 30, Россия

Дана характеристика нижнеюрского (пласты Ю₁₆ и Ю₁₅) и ачимовского (клиноформы неокома) резервуаров территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (42 000 км²). Построена карта суммарных толщин семи циклитов ачимовских отложений. Методом палеотемпературного моделирования реконструирована термическая история материнских тогурских и баженовских отложений в разрезах 39 глубоких скважин. По геотемпературному критерию выделены палеоочаги генерации нефтей начиная с юрского времени. Сделаны оценки и построены схематические карты распределения относительной плотности ресурсов генерированных тогурских и баженовских нефтей. Выполнено районирование нижнеюрского резервуара по распределению относительной плотности ресурсов тогурских нефтей, ачимовского резервуара — по распределению относительной плотности ресурсов баженовских нефтей. Предложены первоочередные зоны поисков.

Нижнеюрский резервуар, ачимовский резервуар, термическая история материнских отложений, плотность ресурсов нефтей, Нюрольская мегавпадина.

THE OIL AND GAS CONTENTS OF THE LOWER JURASSIC AND ACHIMOVKA RESERVOIRS OF THE NYUROL'KA MEGADEPRESSION

V.I. Isaev, G.A. Lobova, and E.N. Osipova

The paper describes Lower Jurassic (horizons J₁₆ and J₁₅) and Achimovka (Neocomian clinofolds) reservoirs in the area of the Nyurol'ka megadepression and its framing (42,000 km²). The total thicknesses of seven Achimovka sedimentary cycles are mapped. The thermal history of the Togur and Bazhenov parental sediments in the sections of 39 deep wells is reconstructed by paleotemperature modeling. The geotemperature criterion is used to identify paleosources of oil generation, starting from the Jurassic. The distribution of the relative density of the resources of the generated Togur and Bazhenov oils is estimated and shown on sketch maps. The Lower Jurassic reservoir is divided into zones depending on the distribution of the relative density of the Togur oil resources, and the Achimovka reservoir, of the Bazhenov oil resources. The top-priority oil search zones are proposed.

Lower Jurassic reservoir, Achimovka reservoir, thermal history of parental sediments, density of oil resources, Nyurol'ka megadepression

ВВЕДЕНИЕ

Территория исследований (42 000 км²) расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты и включает Нюрольскую мегавпадину и структуры ее обрамления (рис. 1). Здесь, как и в целом для Западной Сибири [Брехунцов др., 2011], мезозойский разрез характеризуется слабой изученностью нижней части — нижнеюрских отложений. В нижней части мелового разреза — неокоме, в ачимовских отложениях, открыты промышленные залежи углеводородов (УВ) практически на всей территории Западной Сибири, за исключением юго-востока [Курчиков, Бородкин, 2011].

Территория исследований — район действующих нефтепромыслов Томской области (рис. 2, А). Нарращивание и освоение на этих землях сырьевого потенциала — одно из ключевых направлений развития томского нефтегазового комплекса. Это направление, очевидно, является наиболее ресурсосберегающим, минимизирующим объемы капитальных затрат. На такой подход к планированию поисковых и разведочных работ указывал акад. В.А. Обручев [Обручев, 1939].

Разрабатываемые залежи на территории исследований в основном принадлежат верхнеюрскому нефтегазонасному комплексу (НГК). Нефтяные месторождения, включая наиболее крупные, приурочены к антиклинальным структурам. Однако к настоящему времени фонд антиклинальных структур практически исчерпан. Высокая плотность сейсморазведочных работ не позволяет рассчитывать на открытие новых залежей в антиклинальных структурах, а следовательно, и на существенное расширение разведочной и промысловой базы в этом НГК. Поэтому, наряду с выявлением неантиклинальных поисковых объектов в верхнеюрской васюганской свите [Конторович и др., 2011], приоритетными направле-

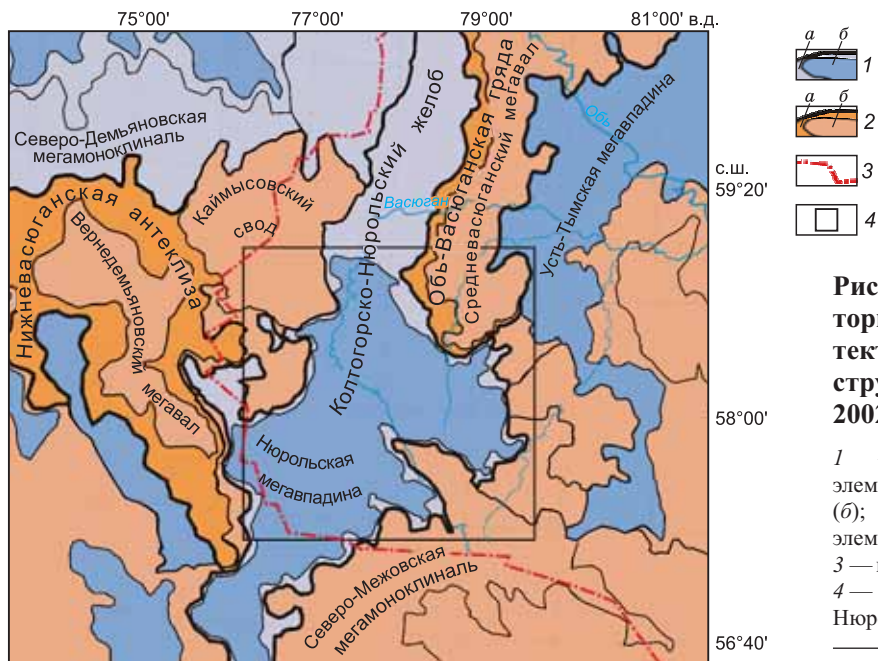


Рис. 1. Обзорная схема территории исследований (на основе тектонической карты юрского структурного яруса [Конторович, 2002]).

1 — отрицательные тектонические элементы надпорядковые (а), I порядка (б); 2 — положительные тектонические элементы надпорядковые (а), I порядка (б); 3 — юго-западная граница Томской области; 4 — контур территории исследований Нюрольской мегавпадины.

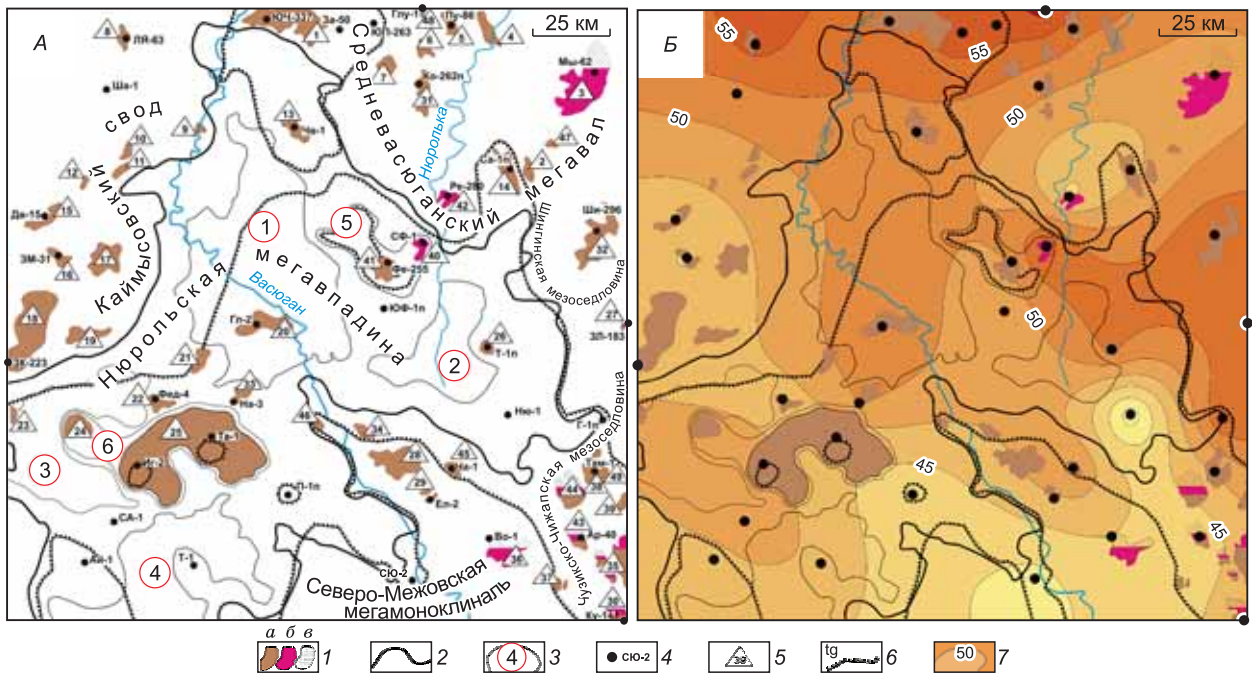


Рис. 2. Схематические карты нефтегазоносности (А) и распределения значений плотности теплового потока из основания (Б) Нюрольской мегавпадины.

1 — месторождения: а — нефтяное, б — конденсатное, в — газовое; 2 — граница Нюрольской мегавпадины; 3 — структура III порядка и ее номер; 4 — исследуемая скважина и ее условный индекс; 5 — условный номер месторождения; 6 — граница зоны распространения тогурской свиты; 7 — изолинии значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м². Структуры: 1 — Кулан-Игайская впадина, 2 — Тамрадская впадина, 3 — Осево́й прогиб, 4 — Тамянский прогиб; 5 — Фестивальный вал, 6 — Игольско-Таловое куполовидное поднятие.

ниями геолого-разведочных работ становятся поиски и разведка залежей УВ в сложнопостроенных ловушках, приуроченных к нижнеюрскому и меловому (неокомскому) НГК.

Объектом настоящих прогнозных исследований являются глубокопогруженная нижнеюрская толща (пласты Ю₁₆ и Ю₁₅) — нижнеюрский резервуар и клиноформная ачимовская пачка неокома — ачимовский резервуар.

Ранее объекты в нижнеюрском и меловом НГК были малопривлекательными (трудновывяемыми) из-за сложного типа ловушек, а низкоомность продуктивных пластов некома существенно затрудняла их идентификацию в разрезе [Тищенко, 2004]. На сегодняшний день возможности высокоразрешающей поисковой сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные трудности [Конторович, 2007; Мельник, 2012]. Возникает вопрос, какие земли в пределах территории исследований являются первоочередными для изучения и освоения нижнеюрского и мелового НГК? Попытка ответить на этот вопрос — цель проведенных исследований.

Исследования выполнены на базе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, картирования очагов интенсивной генерации тогурских и баженовских нефтей, анализа распределения относительной плотности ресурсов нефтей в нижнеюрском и ачимовском резервуарах и как следствие последующего районирования этих резервуаров по степени перспективности.

Ранее, в работе [Исаев, Фомин, 2006], уже рассматривались очаги генерации баженовских и тогурских нефтей Нюрольской мегавпадины. Отличие настоящей работы от предшествующей состоит в 10-кратном расширении площади исследований. Кроме того, уточнена методика исследований [Исаев и др., 2009] — в математическую термодинамическую модель непосредственно включены вековой ход температур на земной поверхности (граничное условие) и палеотемпературы определений отражательной способности витринита (ОСВ) как «наблюденные».

КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ

Нюрольская мегавпадина является отрицательной структурой I порядка, имеет изометричную форму и осложняет южную часть Колтогорско-Нюрольского желоба (см. рис. 1).

Мегавпадину осложняют структуры более низкого ранга (см. рис. 2, А), в том числе структурные элементы III порядка: Кулан-Игайская и Тамрадская впадины, Осевой и Тамянский прогибы, Фестивальный вал и Игольско-Таловое куполовидное поднятие. С северо-запада депрессия ограничена восточным склоном Каймысовского свода. С северо-востока она обрамляется Среднеvasюганским мегавалом. На востоке и юго-востоке депрессия сочленяется с Шингинской и Чузикско-Чижапской мезоседловинами, а на юге — с Северо-Межовской мегамоноклиналью. Локальные складки IV порядка осложняют, в свою очередь, структуры I, II и III порядков. Нюрольская мегавпадина по поверхности кровли юрских отложений оконтурена изогипсой –2660 м и ее площадь составляет 20150 км².

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ

Основная часть территории исследования расположена в пределах Каймысовской нефтегазоносной области. Продуктивными комплексами являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский. На территории исследований открыто 49 месторождений УВ (см. рис. 2, А).

Для нижнеюрского и палеозойского резервуаров основной генерирующей толщей является тогурская свита (J_1t_1) с рассеянным органическим веществом (РОВ) смешанного типа. Ее распространение в Нюрольской мегавпадине ограничивается пониженными формами рельефа, выклиниванием заливообразно к окаймляющим положительным структурам и выступам кристаллического фундамента. Достаточно высокое содержание $C_{орг}$ (до 10 %) и катагенетическая преобразованность РОВ на уровне градаций $МК_1^1$ - $МК_1^2$ определяют ее региональный генерационный потенциал [Гурари, Еханин, 1987; Конторович и др., 2009; Фомин, 2011].

Нижнеюрский НГК объединяет пласты $Ю_{17-16}$ урманской (J_1h-p) и $Ю_{15}$ салатской (J_1t_2 - J_2a_1) свит, залежи в которых связаны со структурно-литологическими и тектонически-экранированными ловушками [Геологическое строение..., 2005]. Урманская свита, согласно [Решение..., 2004], формируется в геттанг-плинсбахское время и отвечает началу формирования осадочного чехла. В случае редуцирования отложений базального горизонта $Ю_{17}$, непосредственно с фундаментом контактируют вышележащие толщи верхнеурманской подсвиты (пласт $Ю_{16}$). При выклинивании урманских отложений полностью к породам фундамента примыкают образования салатской свиты, песчаные разности которой объединены в пласт $Ю_{15}$. Нередко пласты $Ю_{15}$ и $Ю_{16}$ гидродинамически объединяясь, образуют общую залежь (таблица).

Пласт $Ю_{16}$ формируется в позднем плинсбахе—раннем тоаре с трансгрессивным более широким залеганием по латерали, чем базальный. Формирование коллекторов аллювиального генезиса в пределах участка исследований происходит в руслах двух основных водотоков. Огибаая Лавровский выступ и небольшие останцы фундамента, они сливаются в центральной части в общее русло палеореки северо-западного направления (рис. 3, А). С этими отложениями связаны промышленные залежи нефти на Майском месторождении (см. рис. 2, А, усл. № 34) и залежь газоконденсата на Северо-Фестивальном (см. рис. 2, А, № 40). Непромышленные притоки получены при испытаниях этого пласта на Нижнетабаганской, Широтной, Южно-Табаганской, Южно-Фестивальной и ряде других площадей [Лифанов и др.,

**Характеристика месторождений Нюрольской мегавпадины и структур обрамления с залежами
в нижнеюрском НГК и нижнемеловой ачимовской пачке**

Месторождение	Условный номер (см. рис. 2)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласты)
Южно-Майское	28	Верхнеюрский Нижнеюрский	Нефть »	Ю ₁ Ю ₁₅
Майское	34	Верхнеюрский Нижнеюрский	» »	Ю ₁ ³⁻⁴ Ю ₁₆₋₁₅
Северо-Фестивальное	40	Нижнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁₆
Арчинское	43	Верхнеюрский Среднеюрский Нижнеюрский Палеозойский	» Нефть » Газоконденсат	Ю ₁ ¹ Ю ₁₄ Ю ₁₅ М ₁
Урманское	44	Среднеюрский Нижнеюрский Палеозойский	Нефть » Газоконденсат	Ю ₇ , Ю ₁₄ Ю ₁₅ М, М ₁
Среднемайское	46	Верхнеюрский Нижнеюрский	Нефть »	Ю ₁ ³⁻⁴ Ю ₁₄₋₁₅
Мыльджинское	3	Нижнемеловой Верхнеюрский Среднеюрский	Газоконденсат Нефть, газоконденсат Газоконденсат	Б ₁₆₋₂₀ (Ач ₁₋₂), Б ₁₀₋₉ , А ₃ Ю ₁ ¹⁻⁴ Ю ₂ ¹

2011]. Глинистые нижнетюарские тогурские отложения почти полностью перекрывают урманскую свиту (см. рис. 3, А) и в случае их достаточной мощности служат хорошей покрывкой для залежей в пластах Ю₁₇ и Ю₁₆.

Площадь аккумуляции осадков салатской свиты увеличена, и песчаный пласт Ю₁₅ имеет более широкое распространение, чем пласт Ю₁₆ (см. рис. 3, Б). При приближении к палеовыступам доюрского основания он нередко объединяется в одну песчаную толщу с вышележащим пластом, образуя общий резервуар с единой залежью (Ю₁₄₋₁₅), как на Среднемайском месторождении (см. рис. 2, А, № 46). На сегодняшний день открыто 3 нефтяных и 2 нефтегазоконденсатных месторождения с залежами в пластах-коллекторах салатской свиты (см. таблицу). Непромышленные притоки УВ получены при испытании пласта Ю₁₅ в скважинах на Широтной, Северо-Айсазской, Тамбаевской, Черталинской, Нижнетабаганской площадях, признаки нефтепроявлений в керне отмечены в 27 скважинах [Конторович, 2002; Лифанов и др., 2011].

Для меловых и верхнеюрских резервуаров основным источником углеводородов является РОВ сапропелевого типа баженовской свиты (J_{3v}). Высокий генерационный потенциал этих отложений в пределах исследуемой территории обусловлен их повсеместным распространением мощностью (от 8 до 30 м), высоким содержанием C_{орг} (до 12 %) и катагенезом середины градации МК₁¹ [Конторович и др., 2009; Фомин, 2011].

Меловой НГК характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта [Даненберг и др., 2006], преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов. Клиноформные склоновые осадки (ачимовские пласты) отнесены к перспективным, и они нефтегазоносны на Мыльджинском месторождении (см. рис. 2, А, усл. № 3; табл. 1).

Испытания ачимовских отложений в ряде скважин на других площадях не дали положительных результатов: Шахматная-1 (см. рис. 2, А, Ша-1), интервал 2344—2379 м — «сухо»; Южно-Черемшанская 337 (ЮЧ-337), интервал 2668—2628 м — «сухо»; Южно-Черемшанская-340, интервал 2383—2458 м — «вода»; Игольско-Таловая-6, интервал 2748—2757 м — «вода».

С использованием работы [Брылина и др., 2000] нами обобщено развитие неокотских отложений для Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур (рис. 4). На рис. 4, А показана схема расположения и толщины ачимовских коллекторов каждого циклита. На основе этой схемы построена карта суммарных толщин ачимовского резервуара (см. рис. 4, Б).

Наибольшие толщины ачимовских отложений (до 80 м) картируются на северо-восточном склоне Каймысовского свода, до 60 м — в зоне сочленения Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской

мегамоноклинали. Отложения ачимовской пачки (до 40 м) распространены в северо-западной части мегавпадины, западной части Осевого прогиба и северо-восточнее Тамянского прогиба. Отсутствие ачимовских отложений обозначается крупным «залывом» в юго-западной части территории исследований и подковообразной полосой на востоке.

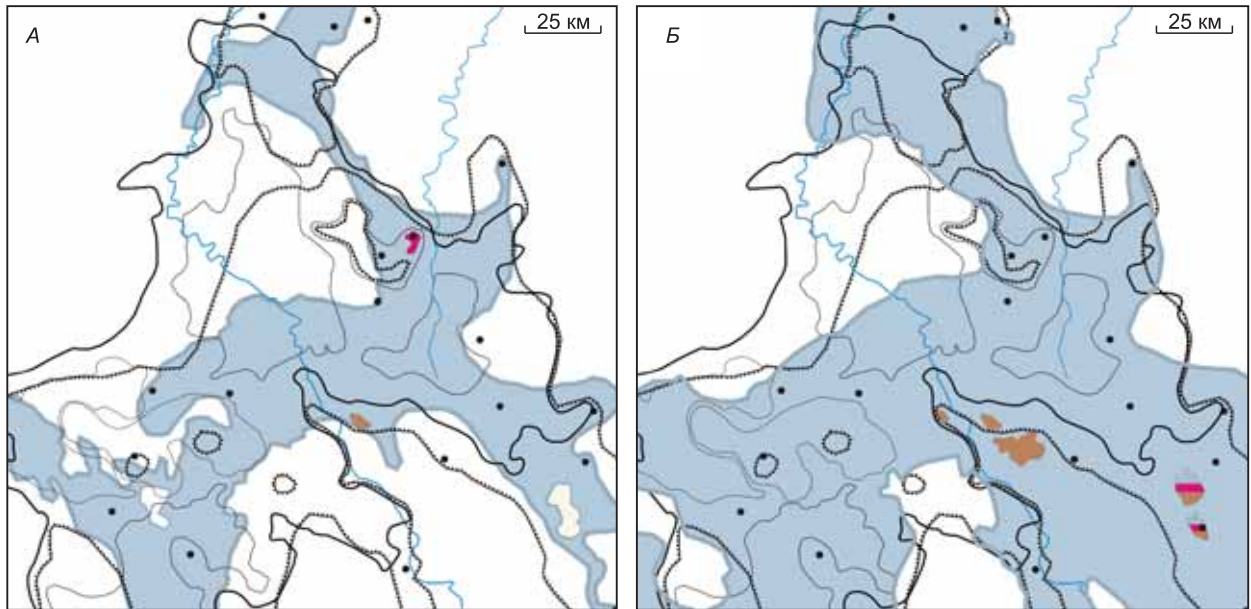


Рис. 3. Схематические карты распространения (контур и заливка) пластов Ю₁₆ (А) и Ю₁₅ (Б) нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины (на основе [Лифанов и др., 2011]).

Показаны месторождения: Майское (34), Северо-Фестивальное (40) с залежами в Ю₁₆; Южно-Майское (28), Майское (34), Арчинское (43), Урманское (44), Среднемайское (46) с залежами в Ю₁₅. Остальные усл. обозн. см. на рис. 2.

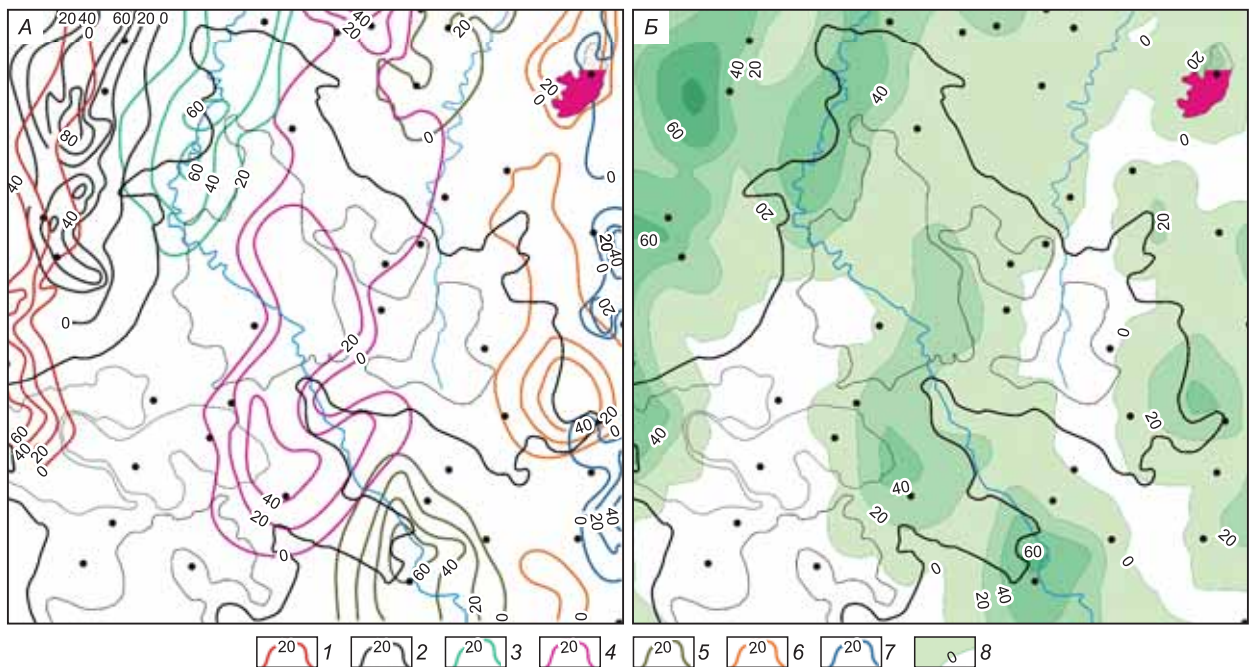


Рис. 4. Сводная схема мощностей ачимовских отложений Нюрольской мегавпадины.

Схематические карты изопахит по циклитам неокома (А) на основе [Брылина и др., 2000], суммарных толщин ачимовских отложений (Б). Мощности клиноформ циклитов, м: 1 — Первомайского, 2 — Лонгын'-Яхского, 3 — Столбового, 4 — Вахского, 5 — Назинского, 6 — Нюрольского, 7 — Казанского; 8 — суммарные толщины, м. Показано Мыльджинское месторождение (№ 3) с газоконденсатной залежью в ачимовских отложениях. Остальные усл. обозн. см. на рис. 2.

О МЕТОДИКЕ РЕКОНСТРУКЦИЙ ГЕОТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА И КАРТИРОВАНИЯ ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТЕЙ

Восстановление термической истории отложений тогурской и баженовской свит выполнено с использованием компьютерной технологии палеотемпературного моделирования [Исаев и др., 2009; Исаев, 2010]. В расчетах, начиная с юрского времени, учтен вековой ход температур на поверхности Земли [Шарбатян, 1974; Курчиков, Ставицкий, 1987]. Тепловой поток из основания осадочного разреза, начиная с юрского времени, принят, согласно оценкам [Ермаков, Скоробогатов, 1986], квазистационарным.

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению «наблюденных» температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии — непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t .

Палеотемпературное моделирование выполнено для разрезов 39 представительных скважин (см. рис. 2, А). В качестве «наблюденных» использованы геотемпературы, полученные при 63 испытаниях скважин, и при 67 значениях палеотемператур, пересчитанных из определений ОСВ. Во втором случае указывается время срабатывания «максимального палеотермометра».

Используя значения теплового потока, полученные в результате решения обратной задачи в разрезах 39 скважин, построена схематическая карта распределения значений плотности теплового потока (см. рис. 2, Б).

Рассчитанные палеотемпературы в отложениях тогурской и баженовской свит в заданные моменты геологического времени и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ [Конторович и др., 1975; Бурштейн и др., 1997] позволяют прогнозировать вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и начало интенсивной генерации тогурских нефтей с 95 °С, баженовских нефтей с 85 °С.

РЕКОНСТРУКЦИИ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ТОГУРСКОЙ СВИТЫ

По рассчитанным палеотемпературам, полученным в результате решения прямых задач геотермии, построены схематические карты на 21 ключевой момент геологического времени — время начала/окончания формирования каждой свиты. На рис. 5 приведены схематические карты рассчитанных геотемператур в тогурской свите и положения очагов генерации нефти на 6 времен начиная с момента образования первых очагов и завершая настоящим временем.

Палеотермические условия ГЗН для тогурских нефтей наступили 91.6 млн лет назад, в альб-сеноманский век, очаги интенсивной генерации нефти локализовались в центральной части Нюрольской мегавпадины и на северо-восточном борту депрессии (см. рис. 5, А). В турон-сантонское время, начиная с 86.5 млн лет назад (время формирования ипатовской свиты), территория очага увеличивается, охватывая всю центральную часть Нюрольской мегавпадины, распространяясь вдоль восточного ее борта на юг. Прогрев тогурских отложений на этот период достигает 115 °С (см. рис. 5, Б). Во время формирования ганькинской свиты (61.7 млн лет назад), генерация тогурских нефтей происходит практически во всей области распространения тогурской свиты, за исключением небольшого участка в юго-западной части территории исследования. Максимальные изотермы в 115 °С оконтуривают несколько участков на исследуемой территории: Налимью площадь, восточный борт Тамрадской впадины, зону сочленения северного борта мегавпадины и Средневазюганского мегавала (см. рис. 5, В). 37.6 млн лет назад, во время максимального прогрева осадочной толщи, ГЗН занимал всю территорию распространения тогурской толщи. Максимальные палеотемпературы превышали 130 °С (см. рис. 5, Г). С изменением климатических условий в олигоцене, на рубеже неогенового периода (24 млн лет назад) геотемпературы начинают снижаться, а на юге и юго-востоке небольшие по площади участки выходят из ГЗН (см. рис. 5, Д). К настоящему времени «остывание» осадочной толщи продолжается, максимальные геотемпературы в тогурской свите снизились до значений 115—120 °С. Расширилась и зона отсутствия условий ГЗН на юго-востоке (см. рис. 5, Е).

РЕКОНСТРУКЦИИ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

На рис. 6 приведены карты, отображающие динамику термической истории баженовских отложений.

Первые очаги генерации нефти появились 91.6 млн лет назад в районе Глуховской, Северо-Фестивальной, Тамратской, Гордеевской и Заячьей площадей (см. рис. 6, А). Через 5 млн лет очаги объединились, охватив центральную и восточную части территории (см. рис. 6, Б), отмечается разрастание очага в районе Заячьей площади. В течение последующих 25 млн лет продолжалась «работа» очагов, увеличивалась их площадь (см. рис. 6, В). Максимальный прогрев осадочной толщи произошел 37.6 млн

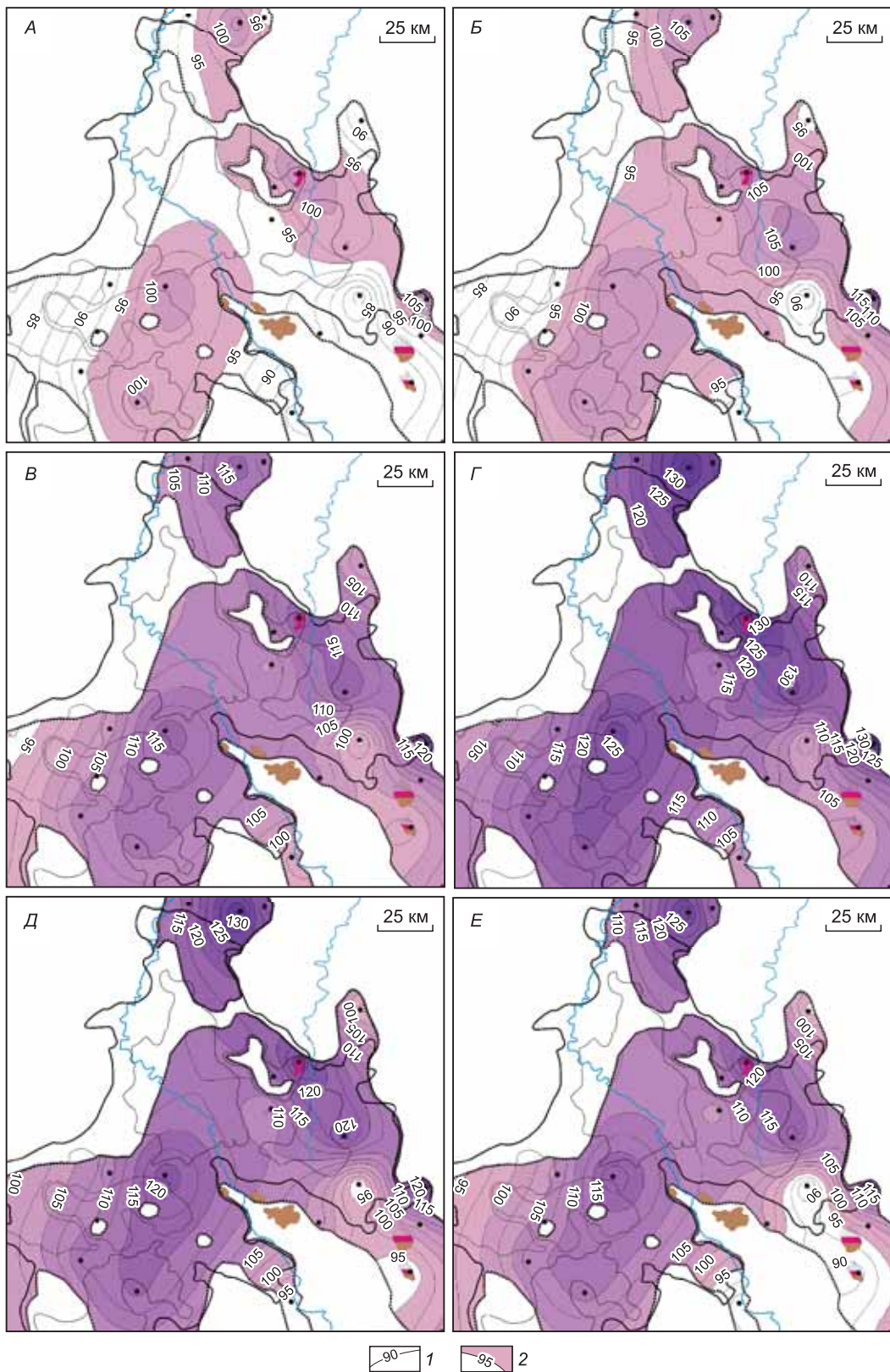


Рис. 5. Схематические карты распределения расчетных геотемператур и положения очагов интенсивной генерации тогурских нефтей 91.6 млн л назад (А), 86.5 млн л назад (Б), 61.7 млн л назад (В), 37.6 млн л назад (Г), 24 млн л назад (Д) и в современном разрезе (Е).

1 — изотермы, °С; 2 — контур очага. Показаны месторождения с залежами в нижнеюрском НГК. Остальные усл. обозн. см. на рис. 2.

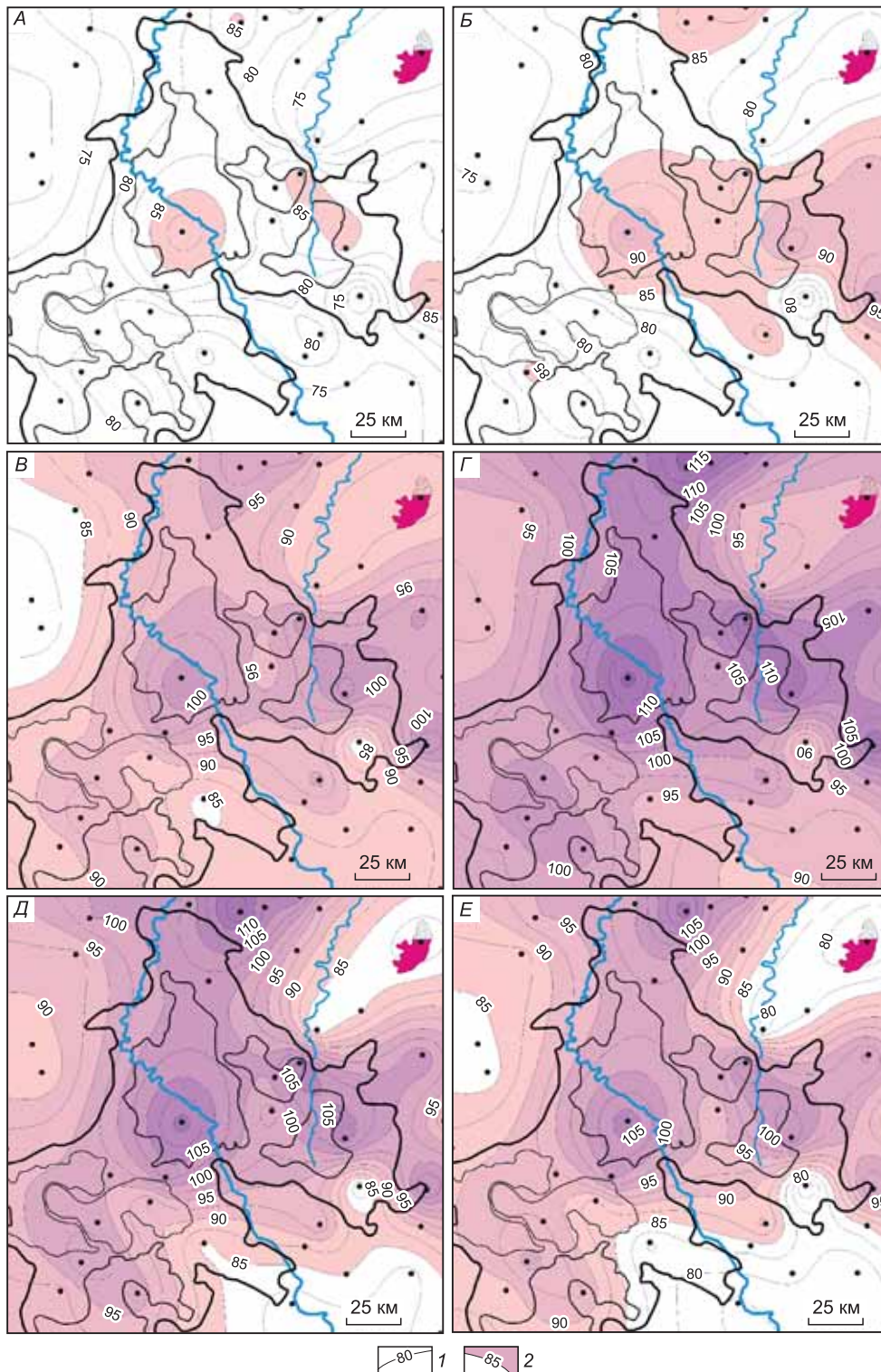


Рис. 6. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации баженовских нефтей 91.6 млн лет назад (А), 86.5 млн лет назад (Б), 61.7 млн лет назад (В), 37.6 млн лет назад (Г), 24.0 млн лет назад (Д), современный разрез (Е).

1 — изотермы, °С; 2 — контур очага. Показано Мыльджинское месторождение (№ 3) с газоконденсатной залежью в ачимовских отложениях. Остальные усл. обозн. см. на рис. 2.

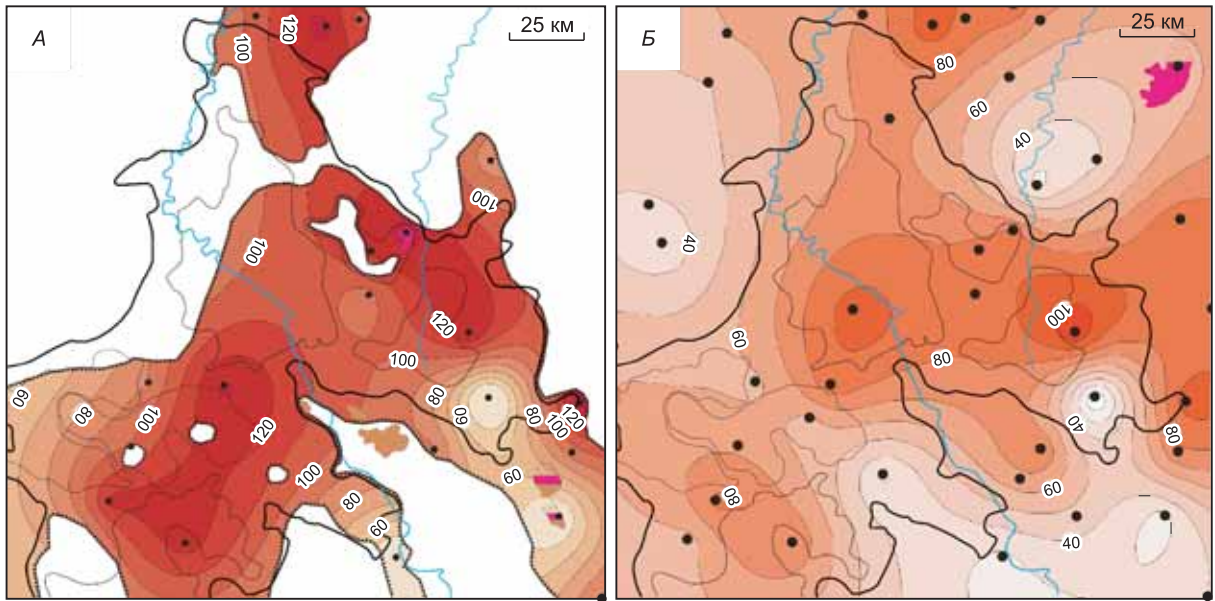


Рис. 7. Схематические карты распределения значений (усл. ед.) относительной плотности ресурсов генерированных тогурских (А) и баженовских (Б) нефтей Нюрольской мегавпадины.

Показаны месторождения с залежами в нижнеюрском НГК (А) и в ачимовских отложениях (Б). Остальные усл. обозн. см. на рис. 2.

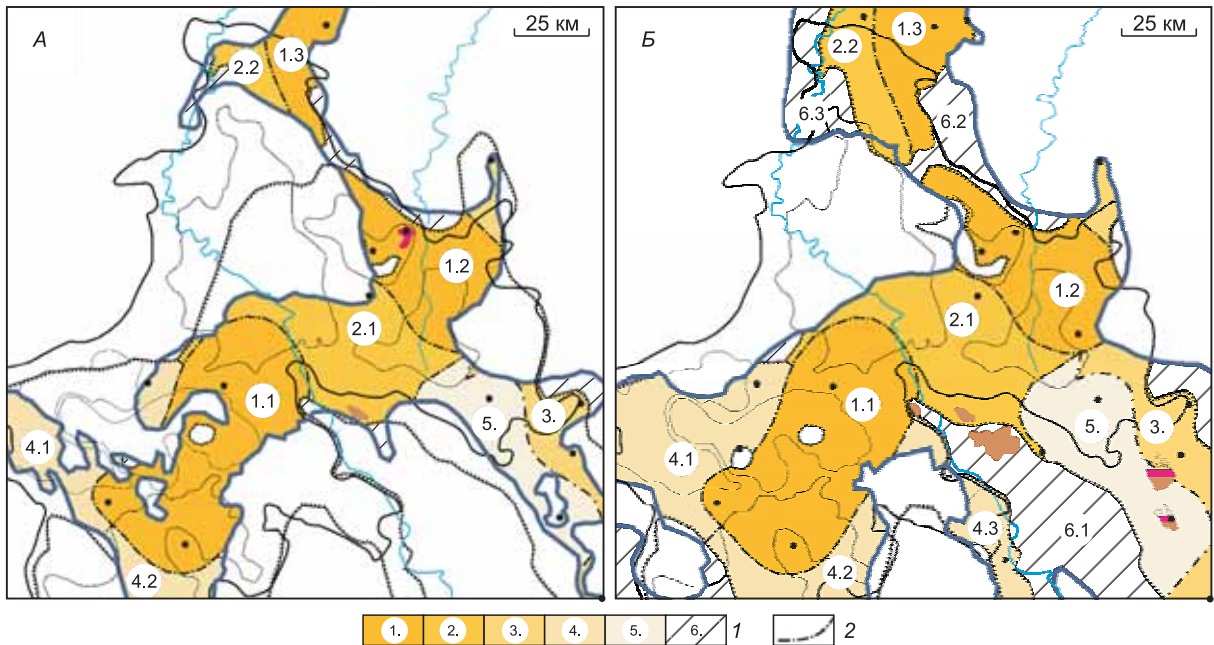


Рис. 8. Схемы районирования пластов Ю₁₆ (А) и Ю₁₅ (Б) нижнеюрского НГК Нюрольской мегавпадины по относительной плотности ресурсов тогурских нефтей.

1 — районы (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1. — 110—130, 2. — 90—110, 3. — 70—110, 4. — 50—110, 5. — 40—90, 6. — менее 40; 2 — границы районов. Показаны месторождения: Майское (№ 34), Северо-Фестивальное (№ 40) с залежами в Ю₁₆; Южно-Майское (№ 28), Майское (№ 34), Арчинское (№ 43), Урманское (№ 44), Среднемайское (№ 46) с залежами в Ю₁₅. Остальные усл. обозн. см. на рис. 2.

лет назад (см. рис. 6, Г). На рис. 6, Д показано начало охлаждения разреза северо- и юго-восточной части территории, которое продолжается до настоящего времени (см. рис. 6, Е).

ОЦЕНКА ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ ТОГУРСКИХ И БАЖЕНОВСКИХ НЕФТЕЙ

Для оценки относительной величины плотности ресурсов генерированных тогурских и баженовских нефтей для материнских отложений в каждой из 39 скважин рассчитан условный интегральный показатель (R) по формуле [Исаев и др., 2009; Лобова и др., 2013]:

$$R = \sum_{i=1}^{20} (U_i t_i \cdot 10^{-2}),$$

где U_i — расчетная геотемпература очага генерации нефти (ГЗН), °С; t_i — время действия очага (время нахождения материнских отложений в ГЗН), млн лет; количество временных интервалов $i = 1, \dots, 20$ определено числом ключевых моментов геологического времени.

Путем интерполяции значений R построены схематические карты распределения относительной плотности генерированных тогурских (рис. 7, А) и баженовских (см. рис. 7, Б) нефтей.

Важно, что применяемый подход оценки ресурсов УВ напрямую кумулятивно учитывает динамику геотемператур материнских отложений, так как текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации (прочность связи керогена) в первую очередь за счет прироста температуры. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации и дренирования УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных (относительных) единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

РАЙОНИРОВАНИЕ НИЖНЕЮРСКОГО И АЧИМОВСКОГО РЕЗЕРВУАРОВ ПО СТЕПЕНИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ

Схемы районирования пластов Ю₁₆ и Ю₁₅ по относительной плотности ресурсов дренированных тогурских нефтей построены с учетом их площадного распространения (рис. 8). На рис. 8, А видно, что границы пласта Ю₁₆ практически не выходят за пределы зоны распространения тогурской свиты. Месторождения Северо-Фестивальное (см. рис. 2, А, усл. № 40) с залежью газоконденсата и Майское (см. рис. 2, А, № 34) с нефтяной залежью в пласте Ю₁₆, локализуются в районах с высоким значением интегрального показателя R .

Ореол распространения пласта Ю₁₅ выходит за границы тогурских отложений в пределах Лавровского мезовыступа, небольшого участка в северной части Чузикско-Чижапской мезоседловины и вдоль восточного и западного бортов северного вреза мегавпадины (см. рис. 8, Б). Основная часть нефтяных залежей тяготеет к северному склону Лавровского мезовыступа. Здесь локализуется Майское месторождение. Среднемайское месторождение (см. рис. 2, А, № 46) находится на стыке района с самым высоким значением R и района с самым низким R , в зоне отсутствия тогурской нефтематеринской свиты. Формирование залежи нефти в пласте Ю₁₅ на Южно-Майском месторождении (см. рис. 2, А, № 28) происходит, вероятно, за счет латеральной миграции УВ по восстанию из зоны распространения нефтематеринской свиты. В районе с достаточно низким значением R расположены газоконденсатно-нефтяные Арчинское (см. рис. 2, А, № 43) и Урманское (№ 44) месторождения.

На рис. 8 выполнено ранжирование районов (зон) пластов Ю₁₆ и Ю₁₅ по величине относительной плотности ресурсов дренированных тогурских нефтей с учетом величины площадей зон.

Расчет относительной плотности дренированных баженовских нефтей в ачимовском резервуаре выполнен с учетом площадной дифференциации толщин ачимовской пачки. Путем интерполяции построена схематическая карта распределения значений относительной плотности ресурсов баженовских нефтей в ачимовских отложениях (рис. 9, А). На рис. 9, Б выполнено районирование ачимовского резервуара и ранжирование районов (зон).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Высокие перспективы нижнеюрского резервуара (пласты Ю₁₆ и Ю₁₅) прогнозируются в центральной части Нюрольской мегавпадины, на северном борту Тамрадской впадины и далее на север, на восточной части северного вреза Нюрольской мегавпадины. Совпадение зон максимальных расчетных значений относительной плотности тогурских нефтей для обоих пластов значительно увеличивает перспективность этих зон и геолого-экономический интерес к ним. Эти зоны можно рекомендовать как первоочередные при постановке поисков углеводородов в нижнеюрском НГК.

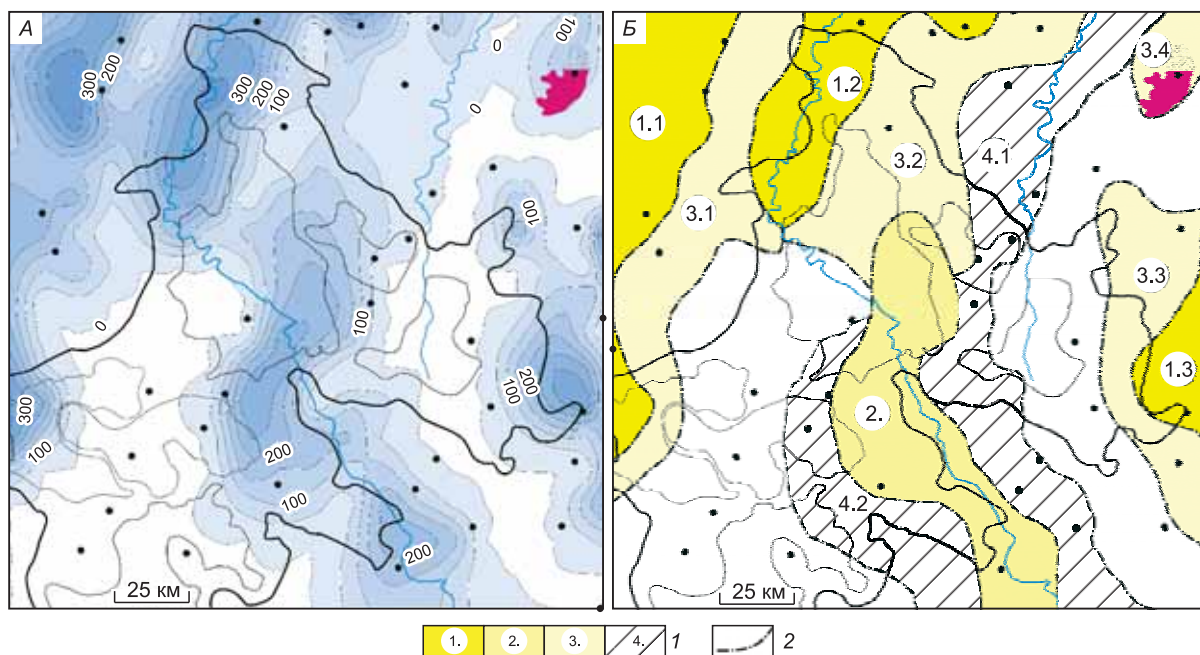


Рис. 9. Схематическая карта распределения значений относительной плотности ресурсов баженовских нефтей (А) и схема районирования (Б) ачимовских отложений Ньюрольской мегавпадины.

1 — районы (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1. — 200—350, 2. — 150—250, 3. — 50—200, 4. — менее 50; 2 — границы районов. Показано Мыльджинское месторождение (№ 3) с газоконденсатной залежью в ачимовских отложениях. Остальные усл. обозн. см. на рис. 2.

Проведенные исследования показывают определенный диссонанс положения очагов генерации баженовских нефтей и толщин ачимовских отложений, на участках лучшего прогресса недр отмечается выклинивание коллектора. В районе Мыльджинского месторождения, где картируется повышение плотности ресурсов УВ, открыта залежь газоконденсата в ачимовских отложениях. Полагаем, что этот район изучался детальнее других. Земли юго-восточного склона Каймысовского свода, зона сочленения Чузикско-Чижапской и Шингинской мезоседловин, 30-километровая полоса субмеридионального простирания в центральной части Ньюрольской мегавпадины могут быть рекомендованы для первоочередного изучения нефтегазоносности ачимовского резервуара.

В начале XX в. изученность геологической съемкой территории Сибирского края составляла 3.4 % [Усов, 1927]. В 1912 г. Геологическим комитетом (г. Санкт-Петербург) составляется 10-летний план геологической съемки в Западной Сибири, в первую очередь — в пределах Тобольской и Томской областей, а в 1914 г. в комитете создается 2-й специализированный отдел, включающий 3-ю секцию «Нефть» [История..., 1920]. Прошло 100 лет с момента обозначения слова «нефть» среди полезных ископаемых, интересующих Государственную геологическую службу на территории Западной Сибири.

Благодарим руководителя Управления по недропользованию по Томской области А.В. Комарова и научного руководителя ИНГГ СО РАН акад. А.Э. Конторовича, предоставивших возможность использовать в наших исследованиях фактические геолого-геофизические и лабораторно-аналитические данные по Ньюрольской мегавпадине.

ЛИТЕРАТУРА

Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (8), с. 1001—1012.

Брылина Н.А., Камынина Л.И., Москаленко В.А., Шатилова Т.Н. Нижнемеловые отложения Томской области (геологическое районирование) // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Т. 1. Томск, «ГалаПресс», 2000, с. 231—233.

Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика, 1997, т. 38 (6), с. 1070—1078.

Геологическое строение и нефтегазоносность нижней—средней юры Западно-Сибирской провинции / Ред. В.С. Сурков. Новосибирск, Наука, 2005, 156 с.

Гурари Ф.Г., Еханин А.Е. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижнесреднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика, 1987 (10), с. 19—26.

Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). Томск, Изд-во ТПУ, 2006, 291 с.

Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. М., Недра, 1986, 222 с.

Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. Томск, Изд-во ТПУ, 2010, 172 с.

Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика, 2006, т. 47 (6), с. 734—745.

Исаев В.И., Лобова Г.А., Рояк М.Э., Фомин А.Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // Геофизический журнал, 2009, т. 31, № 2, с. 15—46.

История учреждения Сибирского геологического комитета / Ред. М.А. Усов. Томск, Известия Сибирского геологического комитета, 1920, 45 с.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомина А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика, 2009, т. 50 (11), с. 1191—1200.

Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2002, 253 с.

Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтенакпления) // Геология и геофизика, 2007, т. 48 (5), с. 538—547.

Конторович В.А., Соловьев М.В., Калинин Л.М., Калинин А.Ю. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (8), с. 1075—1091.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М., Недра, 1987, 134 с.

Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеапских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (8), с. 1093—1106.

Лифанов В.А., Нассонова Н.В., Лапина Л.В. Особенности геологического строения базальных пластов Ю₁₀₋₁₁ в западной части Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2011, № 12, с. 4—11.

Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых нефтегазоносных комплексов Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство, 2013, № 2, с. 36—40.

Мельник И.А. Методика выявления нефтегазоносных объектов в эпигенетически преобразованных коллекторах Западной Сибири // Геофизика, 2012, № 1, с. 31—35.

Обручев В.А. Важнейшие проблемы геологического изучения Сибири // Изв. АН СССР. Сер. геол. геогр., 1939, с. 37—43.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). Новосибирск, СНИИГГиМС, 2004, 114 с.

Тищенко Г.И. Перспективы наращивания углеводородного сырья за счет неантиклинальных ловушек в нефтегазоносных комплексах отложений Томской области / Материалы научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области». Томск, ТФ ФГУП «СНИИГГиМС», 2004, с. 107—110.

Усов М.А. Горные богатства Сибири и их исследования за 10 лет революции. Новосибирск, Издание Сибирского краевого комитета Союза Горнорабочих СССР, 1927, 16 с.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2011, 331 с.

Шарбатян А.А. Экстремальные оценки в геотермии и геокриологии. М., Наука, 1974, 123 с.