• Весьма актуальным является дополнение аппаратурно-методического комплекса сейсморазведки прибрежных зон отдельной автономной приемно-регистрирующей системой с малым (1–2 м) шагом приемных каналов для изучения слоя донных отложений.

Таким образом, представленная комплексная технология сейсмических исследований прибрежных территорий российского Севера позволяет повысить качество и информативность исходных полевых материалов, обеспечить получение точных и достоверных геологических и гидродинамических моделей месторождений, и, как следствие, увеличить экономическую эффективность работы нефтегазовых компаний.

Прямой экономический эффект данной технологии обусловлен долгосрочным повышением коэффициента успешности геолого-разведочных работ, что влечет за собой сокращение затрат на неэффективное бурение поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин.

Библиографический список

1. Шнеерсон М. Б., Шехтман Г. А. Элементы технологии сейсморазведки в транзитных зонах // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2005. – № 1. – С. 5–9.
2. Mougnot D. Транзитная зона: последний рубеж сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2005. – № 1 – С. 10–13.
3. Гуленко В. И., Шумский Б. В. Технологии морской сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитной зоне: моногр. – Краснодар: КубГУ, 2007. – 112 с.
4. Жгенти С. А. Исследование и развитие технико-методических приемов сейсморазведки на предельном мелководье акваторий: дис. ... канд. техн. наук. – Краснодар, 2009. – 148 с.
5. Долгих Ю. Н. Многоуровневая сейсморазведка и кинематическая инверсия данных МОВ-ОГТ в условиях неоднородной ВЧР. – М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. – 212 с.
6. Особенности результатов морских сейсмических работ в Карском море / С. В. Колесов [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 4. – С. 77–85

Сведения об авторах

Кузнецов Владислав Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, заместитель генерального директора по науке, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень, тел. 89220798504, e-mail: vikuznetsov@novatek.ru

Долгих Юрий Николаевич, к. т. н., ученый секретарь, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень, тел. 89088771105, e-mail: YNDolgikh@novatek.ru

Information about the authors

Kuznetsov V. I., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Deputy Director General for Science, LLC «NOVATEK NTC», Tyumen, phone: 89220798504, e-mail: vikuznetsov@novatek.ru

Dolgikh Yu. N., Candidate of Engineering, Scientific Secretary, LLC «NOVATEK NTC», Tyumen, phone: 89088771105, e-mail: YNDolgikh@novatek.ru

УДК 550.361:553.98(571.1)

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ В ЗАЛЕЖАХ МАЛЫШЕВСКОГО ГОРИЗОНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА TEMPERATURE IN THE DEPOSITS OF MALYSHEV HORIZON OF WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN

А. Р. Курчиков, В. А. Казаненков, А. Г. Плавник, М. Н. Шапорина

A. R. Kurchikov, V. A. Kazanenkov, A. G. Plavnik, M. N. Shaporina

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск*

АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск

Ключевые слова: Западно-Сибирский осадочный бассейн; тюменская свита; малышевская свита; залежи углеводородов; фазовое состояние залежей

Key words: the West Siberian sedimentary basin; Tyumen suite; Malyshev suite; hydrocarbon deposits; phase state of the deposits

Геотермический режим недр является одним из важнейших факторов, оказывающих значительное влияние на процессы образования нефти и газа, фазовое состояние залежей и их сохранность, физико-химические свойства углеводородов. Это прежде неоднократно подчеркивалось в многочисленных публикациях [1–13].

Анализ распределения современных температур в породах мезозойско-кайнозойского осадочного чехла по кровлям отдельных стратиграфических подразделений и срезам глубин выполнялся с середины 60-х гг. прошлого века как для всей территории Западной Сибири, так и для отдельных районов.

Впервые региональная карта распределения температур в масштабе 1:5 000 000 по кровле нижнесреднеюрских отложений была опубликована в середине 60-х гг. прошлого века Ю. Г. Зиминим, А. Э. Конторовичем, Л. И. Швыдковой [3]. Последние крупные региональные обобщения геотермических материалов по нижнесреднеюрским отложениям для всей территории Западной Сибири были выполнены в середине 80-х — начале 90-х гг. прошлого века. Результаты этих исследований опубликованы в монографиях В. И. Ермакова, В. А. Скоробогатова [6], А. Р. Курчикова [7, 8], Б. П. Ставицкого [7]. К этому времени объем геотермических материалов существенно увеличился.

Однако, если учесть, что в ЯНАО широкомасштабное бурение поисковых скважин со вскрытием отложений батского яруса началось только во второй половине 80-х гг. [14], фактического материала для построения детальных карт современных температур по этому стратиграфическому уровню на территории северных и арктических районов было явно недостаточно.

За последние 30 лет на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) в отложениях батского яруса открыто более 500 новых залежей, что составляет 70 % от общего их количества на настоящее время. Наиболее значительно объем геотермических данных за этот период увеличился по югу Тюменской области в процессе реализации Уватского проекта, а также в ЯНАО.

С учетом вышеизложенного и в связи с возрастающим в последнее время вниманием к нефтегазоносности отложений батского яруса на территории Западной Сибири представляется важным рассмотреть распределение температур в горизонте Ю₂, в том числе и в слабо изученных глубоким бурением арктических районах, включая акваторию южной части Карского моря.

Построение карты распределений температур в кровле отложений бата выполнено на основе трехмерной модели современного геотемпературного поля Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Характеристика распределения температур в кровле малышевского горизонта. Диапазон изменения современных температур пород в кровле проницаемого комплекса бата изменяется от 20–30 °С вблизи линии регионального выклинивания отложений по периферии бассейна до 110–120 °С в зонах геотемпературных аномалий южной части бассейна (Красноленинская, Салымская, Нюрольско-Колтогорская) и до 120–140 °С (и выше) в наиболее крупных депрессиях его северной части (Надымская, Большехетская, Антипаютинско-Тадобяхинская и Южно-Карская). Достаточно отчетливо выделяются три крупные области, границы которых контролируются структурным планом кровли тюменской и малышевской свит.

Первая геотемпературная область охватывает мегамоноклизы Внешнего пояса [15] вдоль обрамления бассейна и характеризуется относительно низкими значениями температур: от 20–30 до 80 °С (рисунок). В пределах этой области кровля тюменской и малышевской свит монотонно погружается от –600 м до –2 300 — –2 500 м в южной, восточной и северной частях бассейна и до –2 000 м в западной и юго-западной частях.

Рисунок. Карта современных температур пород в кровле проницаемого комплекса батского резервуара: 1 — административные границы; 2 — граница распространения проницаемого комплекса батского резервуара; 3 — скважины с замерами температур; залежи в пластах Ю₂-Ю₄: 4 — нефтяные, 5 — газонефтяные, 6 — газовые, 7 — газоконденсатные, 8 — нефтегазоконденсатные

Вторая (южная) и третья (северная) геотемпературные области охватывают внутренние районы бассейна и, согласно выполненным построениям, различаются

интервалами фоновых значений пластовых температур в кровле бата. Южной области в тектоническом плане соответствует Среднеобская региональная ступень [15], в пределах которой региональные фоновые значения температур в кровле тюменской свиты на глубинах от –2 000 м до –3 250 м варьируют от 80 до 100 °С. Северная геотемпературная область обособляется в контуре Ямало-Карской региональной депрессии и, примыкающей к ней с востока Красноселькупской моноклизы [15]. Эта область характеризуется фоновыми значениями температур 90–110 °С при глубинах залегания кровли тюменской и малышевской свит ниже –3 300 м, в депоцентрах наиболее крупных впадин (–4500 — –4 600 м).

В южной геотемпературной области на фоне указанных выше средних значений температур выделяются зоны повышенных и пониженных значений параметра.

В юго-восточных районах Западной Сибири наиболее крупная зона повышенных температур (> 100 °С) прослеживается в меридиональном направлении от северной части Нюрольской мегавпадины до северной части Колтогорского прогиба. В контуре этой зоны выделяется ряд участков с температурами более 110 °С. К востоку от Нюрольско-Колтогорской положительной аномалии повышенные температуры прогнозируются в Бакчарской впадине, в северной части Усть-Тымской мегавпадины и Ларьякской впадине. Зона пониженных температур (< 80 °С) выделяется в северо-западной части Парабельского мегавала.

Температуры, превышающие 100 °С, южнее зафиксированы на крыльях Межовского и Восточно-Межовского локальных поднятий, в сводовых частях которых, как известно, юрские отложения в разрезе отсутствуют, а породы доюрского основания, представленные гранитами и кислыми эффузивами, перекрыты отложениями мела. Именно наличием гранитного батолита и обусловлены повышенные температуры в контурах этих структур.

Для восточных районов области характерно чередование линейно вытянутых в меридиональном направлении зон с повышенными и пониженными температурами, которые, соответственно, приурочены к депрессиям и поднятиям, выраженным в рельефе кровли тюменской свиты. Пониженные температуры зафиксированы в пласте Ю₂ на локальных структурах, осложняющих восточную часть Варьеганско-Тагринского выступа, а также в северной части Александровского свода и к северу от него. В Колтогорско-Уренгойском региональном мегажелебе, разделяющем Варьеганско-Тагринский выступ и Александровский свод, температуры возрастают до 90 °С и выше.

В центральных районах южной области низкими температурами (70–80 °С) в кровле пласта Ю₂ характеризуются нефтенасыщенные породы на северо-восточном склоне Верхнедемьянского мегавала и на Сургутском своде, что ранее для различных стратиграфических уровней неоднократно отмечалось в многочисленных публикациях [2, 3, 5–8]. Так, в центральной части Сургутского свода температуры в залежах пласта Ю₂ не превышают 80 °С. По мере погружения кровли тюменской свиты в направлении впадин и прогибов, окружающих свод, температуры постепенно увеличиваются до 85–90 °С.

На территории Нижневартовского свода большим прогревом пород в кровле тюменской свиты характеризуется его западная часть, где на отдельных площадях пластовые температуры превышают 100 °С. В восточной части свода температуры варьируют в диапазоне от 80 до 85 °С.

В западной части южной геотемпературной области, где средние значения температур превышают 90 °С, выделяется обширная кольцевая зона с температурами более 100 °С. В ее контуре обособляются две положительные аномалии, которые находятся в Красноленинском и Салымском нефтеносных районах. Характеристика этих аномалий по кровлям доюрского основания, верхней юры, нижнего мела и сеномана, а также различным срезам глубин дана в публикациях [2, 5, 6, 8, 16–18]

и других. Появление новых материалов позволило существенно детализировать и уточнить строение этих высокотемпературных аномалий.

В Салымском районе зона повышенных температур ограничивается замыкающей изотермой 105°C . Она прослеживается в меридиональном направлении от Северо-Демьянской площади на юге до Южно-Сахалинской площади на севере. Температура пород в кровле пласта Ю₂ на этих площадях превышает 115°C . Максимальными пластовыми температурами характеризуется центральная часть этой аномалии, где в залежи на Салымском месторождении они варьируют от 124 до 130°C .

В Краснотенинском районе зона повышенных температур также оконтурена изотермой 105°C . В этой зоне (с юга на север) находятся Северо-Молодежное, восточная часть Краснотенинского, Среднеязымское, Рогожниковское, Северо-Назымское и Центральное месторождения. Максимальные пластовые температуры установлены в залежах Краснотенинского месторождения ($116\text{--}120^{\circ}\text{C}$). В залежах остальных из перечисленных месторождений температуры изменяются от 106 до 110°C .

В южных районах северной геотемпературной области с запада на восток наблюдается чередование зон повышенных и пониженных температур (см. рис.). Максимумы значений температур приурочены к депрессиям: Надымской мегавпадине ($> 120^{\circ}\text{C}$) и Среднепурскому желобу ($> 110^{\circ}\text{C}$), минимумы — к наиболее приподнятым частям Северного свода и Вынгапуровского вала ($85\text{--}90^{\circ}\text{C}$). В восточной части этих районов относительно низкие температуры ($74\text{--}80^{\circ}\text{C}$) в пласте Ю₂ зафиксированы в ряде скважин на Черничной, Усть-Часельской, Верхнечасельской и Южно-Часельской площадях.

В северных районах Надым-Пурского междуречья и к востоку от Тазовской губы с увеличением глубины залегания тюменской свиты температуры пород закономерно возрастают. Практически на всей этой территории значения температур превышают 110°C . На этом фоне выделяются участки с температурами $> 120^{\circ}\text{C}$ и $> 130^{\circ}\text{C}$. Высокие температуры подтверждены фактическими замерами, полученными при испытании пласта Ю₂ на Падинской, Южно-Песцовой и Южно-Парусовой площадях. Некоторое снижение пластовых температур в кровле тюменской свиты в этом районе отмечается на Уренгойском и Песцовом месторождениях.

Севернее четко прослеживается линейная зона пониженных температур, которой соответствует Мессояхская наклонная гряда. По мере погружения кровли батских отложений с востока на запад температуры пород постепенно увеличиваются от 25°C на Нижнехетской до 113°C на Парусовой площадях.

В южных районах Гыданского полуострова обособляется обширная зона с температурами более 110°C . К востоку эта зона прослеживается в правобережье р. Енисей, а на западе охватывает юго-восточные районы полуострова Ямал. В тектоническом плане большая часть этой зоны находится в пределах Антипаютинско-Тадебейхинской синеклизы и западной части Агапско-Енисейского желоба, в крупных впадинах которых температуры увеличиваются до 120°C и выше. На севере Гыданского полуострова значения температур пород в кровле малышевской свиты соответствуют фоновым.

На Ямале современные температуры пород в отложениях батского яруса изменяются в широком диапазоне: от $60\text{--}68^{\circ}\text{C}$ на Новопортовском до $120\text{--}125^{\circ}\text{C}$ на Харасавейском месторождениях. В целом на этой территории температуры соответствуют фоновым ($90\text{--}110^{\circ}\text{C}$), а повышенные их значения отмечаются вдоль северо-западного побережья полуострова в зоне шириной $50\text{--}70$ км. Высокие температуры в кровле малышевской свиты подтверждены фактическими замерами, полученными при испытании газоконденсатных объектов в скважинах на Харасавейской площади ($120\text{--}123,5^{\circ}\text{C}$).

На территории южной части Карского моря выделяется обширная по площади высокотемпературная зона, в пределах которой максимальные значения температур прогнозируются в Южно-Карской мегавпадине, где кровля малышевской свиты за-

легают на абсолютных глубинах (–4 200 — –4 500 м). При среднем геотермическом градиенте равном 3,72 °C/100 м [14] и согласно результатам выполненных структурных построений есть основания полагать, что в наиболее погруженной части мегаплатины температуры пород в пласте Ю₂ могут достигать 150 °C и более.

Необходимо подчеркнуть, что в Южно-Карской депрессии в отложениях батского яруса выделяется самая крупная высокотемпературная зона в Западно-Сибирском осадочном бассейне, в южной части которой расположены Харасавейское и Крузенштернское месторождения. Ранее о наличии в горизонте Ю₂ положительной геотермической аномалии в районе Крузенштернского и Харасавейского месторождений неоднократно отмечалось в публикациях В. А. Скоробогатова с соавторами [10, 11, 19].

Температурный режим и фазовое состояние залежей в пластах Ю₂–Ю₄ батского резервуара. Результаты выполненных построений, отражающие изменение геотермических условий в кровле тюменской и малышевской свит, позволили выявить латеральную зональность локализации залежей с различным фазовым составом углеводородов в пластах Ю₂–Ю₄ на всей территории Западно-Сибирской НГП. Исследования взаимосвязи физико-химических свойств углеводородов с геотермическим режимом недр в отдельном стратиграфическом интервале бата на территории всей Западной Сибири ранее не проводились.

При типизации по фазовому состоянию все залежи, выявленные к настоящему времени в батских отложениях, разделены на нефтяные, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, газонефтяные и газовые.

В общем количестве открытых к настоящему времени залежей углеводородов в пластах Ю₂–Ю₄ значительно преобладают нефтяные (максимальное количество выявлено в южной геотемпературной области). Около 65 % нефтяных залежей расположено в интервале температур от 80 до 100 °C на глубинах от –2 500 м до –3 000 м. С уменьшением глубины залегания кровли тюменской свиты и, соответственно, снижением пластовых температур в западных районах ХМАО — Югры и Енисей-Хатангского прогиба, равнозначно как и с увеличением глубины и повышением температур в северных и арктических районах бассейна количество залежей нефти в батских отложениях закономерно уменьшается.

На территории южной геотемпературной области при фоновых значениях пластовых температур от 80 до 100 °C залежи содержат преимущественно средние и легкие по плотности нефти, с газовым фактором до 100 м³/т, которые по содержанию серы относятся к сернистым, по количеству парафинов — к парафинистым, а по содержанию смол и асфальтенов — к смолистым. Однако в контурах геотемпературных аномалий с пониженными значениями температур, приуроченных к Сургутскому своду и северо-восточной части Верхнедьяновского мегавала, залежи содержат наиболее тяжелые, с низким газосодержанием (< 50 м³/т) нефти.

В южных районах северной геотемпературной области залежи нефти содержат очень легкие нефти, плотность которых не превышает 0,825 г/см³. Эти нефти характеризуются средними и высокими содержаниями парафинов, низкими содержаниями серы, а также смолистых веществ. Отличительной особенностью этих нефтей является их значительная газонасыщенность, которая изменяется от 200 до 500 м³/т и более.

Еще севернее, в Надым-Пурском междуречье и центральных районах Пур-Тазовского междуречья, наряду с нефтяными залежами в отложениях батского яруса открыты залежи со смешанным составом углеводородов: нефтегазоконденсатные, газоконденсатные и газонефтяные. Эта зона нами выделяется как «переходная» между центральными, южными и юго-западными, преимущественно нефтеносными районами и северными районами, где в отложениях батского яруса сформировались главным образом газоконденсатные залежи. При этом отмечено, что на западе, в Надым-Пурском междуречье, пластовые температуры на 20–25 °C

выше, чем на востоке, в центральных районах Пур-Тазовского междуречья, где они не превышают 90 °С.

К северу от этой области, на настоящее время, в отложениях батского яруса выявлены главным образом газоконденсатные залежи. Залежи находятся в широком температурном диапазоне. Минимальные пластовые температуры замерены на Малоямальском месторождении (70–80 °С), максимальные, превышающие 130 °С — на Южно-Песцовом месторождении. Наибольшее количество газоконденсатных залежей (70 %) находится в интервале температур от 90 до 130 °С на глубинах от –3 000 м до –4 050 м.

Таким образом, в северной геотемпературной области на фоне увеличения пластовых температур с юга на север отчетливо проявляется зональность в размещении залежей углеводородов с различным фазовым состоянием: от нефтяных до газоконденсатных.

В контуре низкотемпературной области Внешнего пояса на ряде локальных поднятий к настоящему времени выявлены как залежи нефти (Шаимский, Сергинский, Университетский нефтегазоносные районы (НГР)), так и залежи газа (Шаимский, Сергинский НГР и западная часть Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО)). В большинстве залежей пластовые температуры не превышают значения 70 °С. Минимальные пластовые температуры (< 50 °С) зафиксированы в залежах на Иусском и Котыльинском месторождениях в Шаимском НГР, которые расположены на глубинах от –1295 до –1305 м и от –1351 до –1 378 м соответственно.

Выводы

Новый геотермический материал по нефтегазоносным пластам Ю₂–Ю₄ позволил существенно детализировать и уточнить распределение современных температур пород в кровле тюменской и малышевской свит, а также расширить построения на слабо изученные арктические районы Западно-Сибирского осадочного бассейна.

На карте современных температур пород достаточно четко обособляются три крупные области. Первая область по низким значениям температур от 20–30 до 80 °С выделяется в контуре Внешнего пояса вдоль обрамления бассейна. Вторая (южная) и третья (северная) геотемпературные области охватывают внутренние районы бассейна и различаются интервалами фоновых значений пластовых температур. В южной геотемпературной области региональные фоновые значения температур в кровле тюменской свиты варьируют от 80 до 100 °С. В северной геотемпературной области фоновые значения температур изменяются в диапазоне от 90 до 110 °С.

На фоне этих значений в южной геотемпературной области выделяются как положительные (Красноленинская, Салымская, Нюрольская, Бакчарская), так и отрицательные (Сургутская, Тайлаковское — Южно-Демьянская) температурные аномалии. В северной геотемпературной области в контурах мегавпадин выделяются крупные высокотемпературные зоны, самой большой из которых является Южно-Карская.

Для всей территории Западно-Сибирского осадочного бассейна наблюдается четкая взаимосвязь между распределением современных температур пород в кровле тюменской и малышевской свит и фазовым состоянием углеводородных флюидов в залежах батского яруса. В соответствии с закономерным увеличением температур с юга на север в пределах внутренних районов бассейна выделяется три зоны: нефтенакопления; переходная, в которой выявлены нефтяные, нефтегазоконденсатные, газонефтяные и газоконденсатные залежи; газоконденсатная, охватывающая северные и арктические районы осадочного бассейна. Все залежи свободного газа расположены главным образом в низкотемпературной области Внешнего пояса.

Для батского резервуара установлена достаточно четкая взаимосвязь между современными температурами пород в кровле тюменской и малышевской свит и физико-химическими свойствами нефтей залежей пластов Ю₂–Ю₄. По мере повыше-

ния пластовых температур в плане отчетливо фиксируются уменьшение плотности, снижение содержания серы, смол и асфальтенов, увеличение содержания парафинов и значений газового фактора.

Приведенные выше результаты исследований позволяют прогнозировать фазовое состояние залежей углеводородов в отложениях батского яруса в зависимости от геотермических условий в первую очередь в слабо изученных районах Западно-Сибирской НГП.

Библиографический список

1. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович [и др.]. – Л.: Недра, 1967. – 223 с.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
3. Зимин Ю. Г., Конторович А. Э., Швыдкова Л. И. Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазового бассейна // Геология и геофизика. – 1967. – № 5. – С. 3–13.
4. Гураи Ф. Г., Зимин Ю. Г., Трофимук А. А. О поисках нефти в северных районах Западно-Сибирской провинции // Геология нефти и газа. – 1971. – № 10. – С. 6–10.
5. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
6. Ермаков В. И., Скоробогатов В. А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
7. Курчиков А. Р., Ставицкий Б. П. Геотермия нефтегазовых областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
8. Курчиков А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
9. Курчиков А. Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1846–1853.
10. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонасность Ямала. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.
11. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 261 с.
12. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. – 2nd ed. – New York: Cambridge University Press, 2005. – Vol. 2. – 1155 p.
13. Hantschel T. and Kauerauf A. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Heidelberg, Germany: Springer, 2009.
14. Казаненков В. А. Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогах в Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2016. – № 3. – С. 3–11.
15. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / А. Э. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2001. – № 11–12. – Т. 42. – С. 1832–1845.
16. Нестеров И. И., Курчиков А. Р., Ставицкий Б. П. Основные особенности геотемпературного поля Западной Сибири // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1988. – С. 5–23.
17. Курчиков А. Р. Гидродинамическая природа геотемпературной аномалии в Салымском и Красноленинском районах Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. – Вып. 164. – Тюмень, 1981. – С. 38–47.
18. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них ресурсов углеводородов / В. А. Казаненков [и др.] // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–50.
19. Скоробогатов В. А., Соин Д. А. Геотермические условия газонефтеносности Ямальской области Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 25–29.

Сведения об авторах

Курчиков Аркадий Романович, д. г.-м. н., чл.-корр. РАН, заведующий кафедрой геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, директор Западно-Сибирского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)681022, e-mail: ARKurchikov@tmnsc.ru

Казаненков Валерий Александрович, к. г.-м. н., заведующий лабораторией Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, тел. 8(383)3639192, e-mail: Kazanenkova@ipgg.sbras.ru

Плавник Андрей Гарьевич, д. т. н., заведующий лабораторией геологии нефти и газа, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)681022

Шапорина Мария Николаевна, к. г.-м. н., ведущий геолог, АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск, тел. 8(383)2219883, e-mail: shaporina@sniggims.ru

Information about the authors

Kurchikov A. R., Doctor of Geology and Mineralogy, RAS Correspondent Member, Head of the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Director of West Siberian Branch of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Tyumen, phone: 8(3452)465827, e-mail: ARKurchikov@tmnsc.ru

Kazanenkova V. A., Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, phone: 8(383)3639192, e-mail: Kazanenkova@ipgg.sbras.ru

Plavnik A. G., Doctor of Engineering, Head of the Laboratory of Geology of Oil and Gas of West Siberian Branch of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Tyumen, phone: 8(3452)681022, e-mail: PlavnikAG@ipgg.sbras.ru

Shaporina M. N., Candidate of Geology and Mineralogy, Leading Geologist, JSC «Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials», Novosibirsk, phone: 8(383)2219883, e-mail: shaporina@sniggims.ru