

## ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЮМЕНСКОЙ И МАЛЫШЕВСКОЙ СВИТ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАСЕЙНА

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

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия*

*\* Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 56, Россия*

*\*\* Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья,  
630091, Новосибирск, Красный просп., 67, Россия*

Рассмотрено распределение современных температур пород в кровле тюменской и малышевской свит для всей территории Западно-Сибирского осадочного бассейна. На основе полученных ранее и новых материалов построена карта изменения температур в регионально-нефтегазоносном горизонте Ю<sub>2</sub>. Выполнен прогноз распределения температур в кровле малышевской свиты по слабоизученным глубоким бурением арктическим районам. Представлен анализ размещения залежей в отложениях бата с различным фазовым состоянием углеводородов.

*Западно-Сибирский осадочный бассейн, температуры, тюменская свита, малышевская свита, горизонт Ю<sub>2</sub>, залежи углеводородов, фазовое состояние залежей.*

## GEOTHERMAL CONDITIONS AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE TYUMEN AND MALYSHEVKA FORMATIONS OF THE WEST SIBERIAN BASIN

V.A. Kazanenkov, A.R. Kurchikov, A.G. Plavnic, and M.N. Shaporina

The paper considers present-day rock temperature distribution in the top of the Tyumen and Malyshevka Formations throughout the West Siberian sedimentary basin. A temperature variations map based on earlier and newly obtained data has been compiled for regional hydrocarbon reservoir J<sub>2</sub>. A forecast of the temperature variations in the Malyshevka Formation top has been made for the Arctic regions that have not been well studied with deep drilling. Analysis of hydrocarbon pools distribution within the Bathonian reservoir is presented.

*West Siberian sedimentary basin, present-day temperatures, Tyumen Formation, Malyshevka Formation, hydrocarbon pools, pool phase state*

### ВВЕДЕНИЕ

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 [Конторович и др., 1967, 1975; Зимин и др., 1967; Гурари и др., 1971; Кругликов, 1985; Ермаков, Скоробогатов, 1986; Курчиков, Ставицкий, 1987; Курчиков, 1992, 2001; Magoon, Dow, 1994; Скоробогатов и др., 2003; Peters et al., 2005; Скоробогатов, Строганов, 2006; Фомин, 2011; и др.].

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 [Зимин и др., 1967, 1972; Конторович и др., 1975; Ставицкий и др., 1981; Кругликов и др., 1985; Ермаков, Скоробогатов, 1986; Курчиков, Ставицкий, 1987; Курчиков, 1992; Ulmishak, 2003; и др.], так и для отдельных районов [Гинсбург, 1971; Курчиков, 1981; Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Скоробогатов, Соин, 2009, 2011; Новиков, 2011; и др.].

Впервые региональная карта распределения температур в м-бе 1:5 000 000 по кровле нижнесреднеюрских отложений опубликована в середине 60-х гг. прошлого века Ю.Г. Зиминым, А.Э. Конторовичем и Л.И. Швыдковой [1967]. В качестве фактического материала авторами использовались результаты точечных замеров пластовых температур, полученных при опробовании высокодебитных интервалов мезозойского осадочного чехла, главным образом на территории Обь-Иртышского междуречья. Отме-

тим, что такая «территориальная ограниченность» построений была обусловлена отсутствием представительного материала по северной части Западной Сибири.

Последние крупные региональные обобщения геотермических материалов по нижнесреднеюрским отложениям для территории всей 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 [1986], А.Р. Курчикова, Б.П. Ставицкого [1987], А.Р. Курчикова [1992]. К этому времени объем геотермических материалов существенно увеличился. Авторы очень подробно обосновали требования к качеству первичного материала, оценили роль различных геологических процессов и факторов, повлиявших в той или иной степени на формирование современных температур в осадочном чехле.

Однако, если учесть, что в Ямало-Ненецком автономном округе широкомасштабное бурение поисковых скважин со вскрытием отложений бата началось только во второй половине 1980-х гг. [Казаненков, 2016], фактического материала для построения детальных карт современных температур по этому стратиграфическому уровню на территории северных и арктических районов было явно недостаточно. Об этом свидетельствует большое количество изотерм, проведенных «предположительно» как на схеме В.И. Ермакова, В.А. Скоробогатова [1986], так и А.Р. Курчикова, Б.П. Ставицкого [1987].

С учетом вышеизложенного и в связи с увеличивающимся в последнее время вниманием к нефтегазоносности отложений бата на территории Западной Сибири, представляется важным рассмотреть распределение температур в горизонте Ю<sub>2</sub>, в том числе и в слабо изученных глубоким бурением арктических районах, включая акваторию южной части Карского моря.

### ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

За последние 30 лет на территории Западно-Сибирской НГП в отложениях бата открыто более 500 новых залежей, что составляет 70 % от общего их количества в настоящее время. В это количество входят практически все залежи в пластах Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>4</sub>, которые выявлены на юге Тюменской области в процессе реализации Уватского проекта, а также порядка 80 % из всех открытых в ЯНАО.

Это привело к значительному увеличению объема геотермических данных непосредственно по рассматриваемым отложениям. В данной работе учтены точечные замеры температур, полученные при испытании объектов с притоками флюидов из отложений бата на 569 площадях, а также данные по термокаротажу глубоких скважин по 26 площадям, на основе которых была составлена выборка (~1200 значений).

Использовалась современная сеточная модель структурной карты по кровлям тюменской и малышевской свит на всю территорию Западно-Сибирского осадочного бассейна, включая территории Енисей-Хатангского регионального прогиба и акватории южной части Карского моря.

### МЕТОДИКА

Построение карты распределений температур в кровле отложений бата выполнено на основе трехмерной модели современного геотемпературного поля Западно-Сибирского осадочного бассейна, которая базируется на обобщении данных замеров температур в более чем 6000 поисково-разведочных скважинах [Курчиков, Ставицкий, 1987; Курчиков, 1992]. Модель современного геотемпературного поля реализована в виде карты распределения глубинного теплового потока и серии карт распределения температур по срезам глубин: –500, –1000, –2000, –3000, –4000, –5000 м, которые уточняются по мере появления и интерпретации материалов новых данных, в том числе и указанных выше. Расчеты пластовых температур в кровле проницаемых отложений бата выполнены с использованием интерполяции (и, частично, экстраполяции) значений температур по соответствующим срезам глубин.

В итоге на всю территорию Западно-Сибирского осадочного бассейна, включая акваторию южной части Карского моря и западную часть Енисей-Хатангского прогиба, была построена единая сеточная модель карты изменения современных температур в кровле горизонта Ю<sub>2</sub>, которая на заключительном этапе корректировалась по значениям составленной выборки.

### ХАРАКТЕРИСТИКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУР В КРОВЛЕ ОТЛОЖЕНИЙ БАТА

Диапазон изменения современных температур пород в кровле проницаемого комплекса батского резервуара 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-Тадебеяхинская 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 [Конторович и др., 2001] 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 до –2300...–2500 м в южной, восточной и северной частях бассейна и до –2000 м в западных и юго-западных частях.

Вторая (южная) и третья (северная) геотемпературные области охватывают внутренние районы бассейна и, согласно выполненным построениям, различаются интервалами фоновых значений пластовых температур. Южной области в тектоническом плане соответствует Среднеобская региональная ступень [Конторович и др., 2001], в пределах которой региональные фоновые значения температур в кровле тюменской свиты на глубинах от –2000...–2500 до –3100...–3250 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 [Конторович и др., 2001]. Эта область характеризуется фоновыми значениями температур 90—110 °С. На территории этой области кровля тюменской и малышевской свит находится преимущественно на глубинах ниже –3300 м, а в депоцентрах наиболее крупных впадин –4500...–4600 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, где на Белоярской площади при испытании водоносного пласта Ю<sub>2</sub> замерена температура 65 °С.

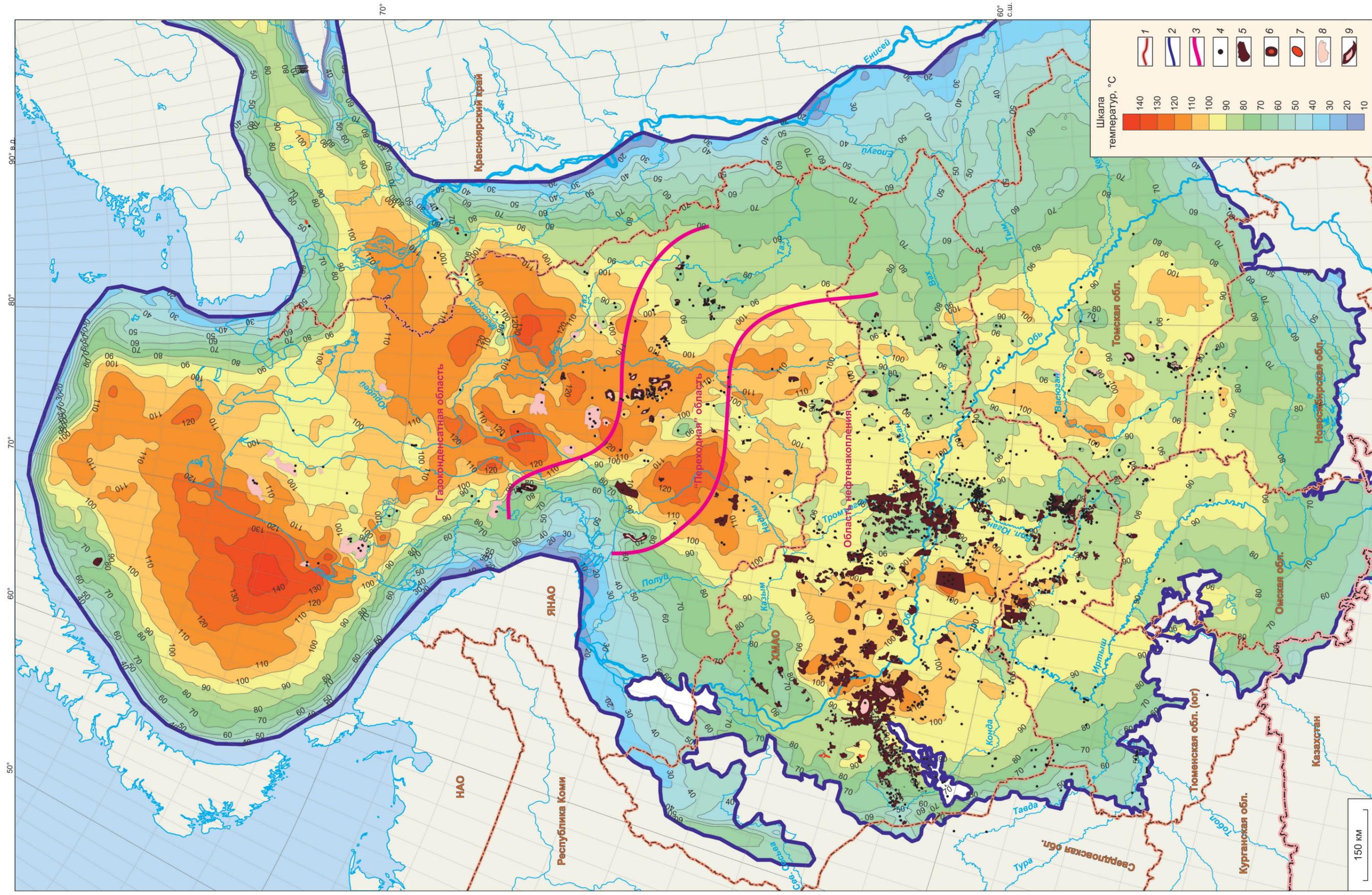
Южнее температуры, превышающие 100 °С, зафиксированы на крыльях Межовского и Восточно-Межовского локальных поднятий, в сводовых частях которых, как известно, юрские отложения в разрезе отсутствуют, а породы доюрского основания, представленные гранитами и кислыми эффузивами, перекрыты отложениями мела. Именно наличием гранитного батолита и обусловлены повышенные температуры в контурах этих структур. Некоторое снижение значений температур относительно фоновых отмечается на Надеждинской, Верхтарской и Восточной площадях, где они уменьшаются до 76 °С.

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 Ю<sub>2</sub> на Новоаганской и Тагринской локальных структурах (72—76 °С), осложняющих восточную часть Варьеганско-Тагринского выступа, на Кошильской и Северо-Вахской площадях (70—75 °С) в северной части Александровского свода и к северу от него, на Верхнеколикъеганской структуре (76—77 °С). 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 Ю<sub>2</sub> характеризуются нефтенасыщенные породы на северо-восточном склоне Верхнедемьянского мегавала и на Сургутском своде. Данный факт ранее для различных стратиграфических уровней неоднократно отмечался в многочисленных публикациях [Зимин и др., 1967; Конторович и др., 1975; Кругликов и др., 1985; Ермаков, Скоробогатов, 1986; Курчиков, Ставицкий, 1987; Курчиков, 1992]. Так, в центральной части Сургутского свода на Южно-Сургутском, Солкинском, Сайгатинском, северной части Восточно-Сургутского, Быстринском, Яунлорском, Новобыстринском и Вачимском месторождениях температуры в залежах пласта Ю<sub>2</sub> не превышают 80 °С. По мере погружения кровли тюменской свиты в направлении впадин и прогибов, окружающих свод, температуры постепенно увеличиваются до 85—90 °С (см. рисунок).

На территории Нижневартовского свода большим прогревом пород в кровле тюменской свиты характеризуется его западная часть, где на отдельных площадях (Урьевская, Былинская, Ореховская, Ермаковская) пластовые температуры превышают 100 °С. В восточной части свода температуры варьируют в диапазоне от 80 до 85 °С. При этом на Черногорской структуре зафиксирована минимальная для этой территории температура, равная 78 °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 [Конторович и др., 1975; Курчиков,



**Карта современных температур пород в кровле тюменской и мальшевской свит.**

1 — административные границы; 2 — граница распространения отложений мальшевского горизонта; 3 — границы «переходной» зоны с различным фазовым состоянием залежей УВ; 4 — скважины с замерами температур в кровле мальшевского горизонта; залежи в пластах Ю<sub>1</sub>—Ю<sub>2</sub>; 5 — нефтяные; 6 — газонефтяные; 7 — газовые; 8 — газоконденсатные; 9 — нефтегазоконденсатные.

1981, 1992; Кругликов и др., 1985; Нестеров и др., 1988; и др.] По кровле тюменской свиты вариации современных температур отдельно для Салымского и Красноленинского месторождений целенаправленно приведены только в работе [Ермаков, Скоробогатов, 1986]. Появившиеся к настоящему времени новые материалы позволили существенно детализировать и уточнить строение этих высокотемпературных аномалий.

В Салымском районе зона повышенных температур ограничивается замыкающей изотермой 105 °С. Она прослеживается в меридиональном направлении от Северо-Демьянской площади на юге до Южно-Сахалинской площади на севере. Температура пород в кровле пласта Ю<sub>2</sub> на этих площадях превышает 115 °С. Максимальными пластовыми температурами характеризуется центральная часть этой аномалии, где в залежи на Салымском месторождении они варьируют от 124 до 130 °С.

В Красноленинском районе зона повышенных температур также оконтурена изотермой 105 °С. В этой зоне (с юга на север) находятся Северо-Молодежное, восточная часть Красноленинского, Средненазымское, Рогожниковское, Северо-Назымское и Центральное месторождения. Максимальные пластовые температуры установлены в залежах Красноленинского месторождения (116—120 °С). В залежах остальных из перечисленных месторождений температуры изменяются от 106 до 110 °С.

В южных районах северной геотемпературной области с запада на восток наблюдается чередование зон повышенных и пониженных температур (см. рисунок). Максимумы значений температур приурочены к депрессиям: Надымской мегавпадине (>120 °С) и Среднепурскому желобу (>110 °С), а минимумы к наиболее приподнятым частям Северного свода и Вынгапуровского вала (85—90 °С). В восточной части этих районов относительно низкие температуры (74—80 °С) в пласте Ю<sub>2</sub> 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 °С. На этом фоне выделяются участки с температурами >120 и >130 °С. Высокие температуры подтверждены фактическими замерами, полученными при испытании пласта Ю<sub>2</sub> на Падинской (122 °С), Южно-Песцовой (132 °С) и Южно-Парусовой (139 °С) площадях. Некоторое снижение пластовых температур в кровле тюменской свиты (103—109 °С) 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 °С на Нижнехетской площади до 113 °С на Парусовой площади.

В южных районах Гыданского полуострова обособляется обширная зона с температурами более 110 °С. К востоку эта зона прослеживается в правобережье р. Енисей, а на западе охватывает юго-восточные районы п-ова Ямал. В тектоническом плане большая часть этой зоны находится в пределах Антипаютинско-Тадебеяхинской синеклизы и западной части Агапско-Енисейского желоба, в крупных впадинах которых температуры увеличиваются до 120 °С и выше. На севере Гыданского полуострова значения температур пород в кровле малышевской свиты соответствуют фоновым. По данным В.А. Скоробогатова и Л.В. Строганова [2006], на Штурмовой площади при испытании пласта Ю<sub>2</sub> замерена температура 97 °С.

На п-ове Ямал современные температуры пород в отложениях бата изменяются в широком диапазоне от 60—68 °С на Новопортовской до 120—125 °С на Харасавейской площадях. В целом на этой территории температуры соответствуют фоновым (90—110 °С), а повышенные их значения (115—120 °С и более) отмечаются вдоль северо-западного побережья полуострова в зоне шириной 50—70 км. Высокие температуры в кровле малышевской свиты подтверждены фактическими замерами, полученными при испытании газоконденсатных объектов в скважинах на Харасавейской площади (120—123.5 °С).

На территории южной части Карского моря выделяется обширная по площади высокотемпературная зона, в пределах которой максимальные значения температур прогнозируются в Южно-Карской депрессии, где кровля малышевской свиты залегает на абсолютных отметках –4200... –4500 м. При среднем геотермическом градиенте, равном 3.72 °С/100 м [Казаненков и др., 2014], и по результатам выполненных структурных построений есть основания полагать, что в наиболее погруженной части мегавпадины температуры пород в пласте Ю<sub>2</sub> могут достигать 150 °С и более.

Необходимо подчеркнуть, что в Южно-Карской депрессии в отложениях бата выделяется самая крупная высокотемпературная зона в Западно-Сибирском осадочном бассейне, в южной части которой расположены Харасавейское и Крузенштернское месторождения. Ранее наличие в горизонте Ю<sub>2</sub> положительной геотермической аномалии в районе Крузенштернского и Харасавейского месторождений неоднократно отмечалось в публикациях В.А. Скоробогатова с соавторами [Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Скоробогатов, Соин, 2009].

## ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ И ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ В ПЛАСТАХ Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>4</sub> БАТСКОГО РЕЗЕРВУАРА

Результаты выполненных построений, отражающие изменение геотермических условий в кровле тюменской и малышевской свитах, позволили выявить латеральную зональность локализации залежей с различным фазовым составом углеводородов в пластах Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>4</sub> на территории всей Западно-Сибирской НГП. Исследований взаимосвязи физико-химических свойств углеводородов с геотермическим режимом недр только для стратиграфического интервала бата по всей территории Западной Сибири ранее не проводилось.

Напомним, что в пределах Западной Сибири фактически больше нет ни одного регионального резервуара с такой обширной площадью нефтегазоносности, как батский [Казаненков, 2016]. Данный факт обусловлен благоприятным и последовательным сочетанием палеогеографических обстановок на время формирования отложений нефтепроизводящих толщ, проницаемого комплекса и флюидоупора, а также дальнейшей историей развития Западно-Сибирского осадочного бассейна [Конторович и др., 2013].

Залежи углеводородов в проницаемом комплексе батского резервуара расположены практически во всех нефтегазоносных областях провинции: с севера на юг — от месторождения Победа, открытого в приновоземельской акватории Карского моря, до Казанского месторождения на юге Васюганской НГО, а с запада на восток — от Иусского, Котлыньского месторождений на юго-западе Приуральской НГО до Черничного, Термокарстового месторождений на востоке Пур-Тазовской НГО и Хабейского месторождения в Енисей-Хатагской НГО.

К настоящему времени в отложениях бата по фазовому состоянию выявлены следующие типы залежей: нефтяные, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, газонефтяные и газовые.

В общем количестве открытых к настоящему времени залежей углеводородов в пластах Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>4</sub> значительно преобладают нефтяные, максимальное количество которых выявлено в южной геотемпературной области. Порядка 65 % нефтяных залежей расположено в интервале температур от 80 до 100 °С на глубинах от –2500 до –3000 м. С уменьшением глубины залегания кровли тюменской свиты и, соответственно, со снижением пластовых температур, равнозначно, как и с увеличением глубины и повышением температур, количество залежей нефти в батских отложениях закономерно уменьшается. Этот факт соответствует давно установленной общей закономерности, характерной для нефтегазоносных бассейнов мира.

Для нефтей из залежей пластов Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>4</sub> на территории Западной Сибири отчетливо фиксируется уменьшение плотности, снижение содержания серы, смолистых веществ и увеличение содержания парафинов по мере повышения пластовых температур [Казаненков, 2018].

Так, наиболее тяжелые (0.871—0.895 г/см<sup>3</sup>), парафинистые (1.7—5.53 %), сернистые (0.55—1.8 %) и высокосернистые (1.82—2.16 %), смолистые (5.28—14.62 %) и высокосмолистые (15.32—21.6 %), с низким газосодержанием (<50 м<sup>3</sup>/т) нефти установлены в залежах, которые локализуются в меридиональной зоне с температурами пород в кровле тюменской свиты от 70 до 90 °С, протягивающейся от Верхнедемьянского мегавала до Южно-Надымской моноклизы. В контуре этой зоны расположены две геотемпературные аномалии с пониженными значениями температур относительно фоновых, приуроченные к Сургутскому своду и северо-восточной части Верхнедемьянского мегавала, характеристика которых приведена выше.

В Красноленинском районе отличительной особенностью положительной геотемпературной аномалии является наличие в залежах особо легких нефтей (0.801—0.829 г/см<sup>3</sup>) с низким содержанием серы (0.08—0.52 %) и высоким газовым фактором (120—253 м<sup>3</sup>/т). Содержание парафинов в этих нефтях изменяется от 2.05 до 5.8 %, а смол и асфальтенов от 1.12 до 7.41 %.

В отличие от Красноленинского района, в зоне повышенных температур Салымского района расположены залежи с легкими и средними по плотности нефтями. Залежи с легкими (0.830—0.846 г/см<sup>3</sup>), смолистыми (5.13—5.28 %) нефтями сконцентрированы в южной части аномалии (Северо-Демьянское, Гусеничное и Верхнесалымское месторождения). В центральной части аномалии, на Салымском месторождении, плотность нефти из пласта Ю<sub>2</sub> увеличивается до 0.860 г/см<sup>3</sup>. Особенностью нефтей в контуре всей аномалии является низкое содержание серы (0.2—0.51 %).

В целом на территории южной геотемпературной области при фоновых значениях пластовых температур от 80 до 100 °С залежи содержат преимущественно средние и легкие по плотности нефти с газовым фактором до 100 м<sup>3</sup>/т, которые по содержанию серы относятся к сернистым (0.64—1.74 %), по количеству парафинов — к парафинистым (1.7—4.3 %), а по содержанию смол и асфальтенов — к смолистым (5.24—13.26 %).

К северу от южной геотемпературной области на фоне увеличения пластовых температур отчетливо отмечается повышение качественных характеристик нефти. В южных районах северной геотемпературной области залежи нефти содержат очень легкие нефти, плотность которых не превышает значений 0.825 г/см<sup>3</sup> (Пальниковское, Пайсытское, Верхнепурпейское, Новогоднее, Еты-Пуровское, Стаха-

новское и другие месторождения). Эти нефти характеризуются средними и высокими содержаниями парафинов (0.98—7.2 %), низкими содержаниями серы (0.02—0.23 %), а также смолистых веществ (0.34—3.83 %). Отличительной особенностью этих нефтей является их значительная газонасыщенность, которая изменяется от 200 до более 500 м<sup>3</sup>/т.

Еще севернее, в Надым-Пурском и центральных районах Пур-Тазовского междуречий, наряду с нефтяными залежами (Лензитское, Западно-Медвежье, Юбилейное, Береговое, Верхнечасельское и другие месторождения) в отложениях бата открыты залежи со смешанным составом углеводородов: нефтегазоконденсатные (Уренгойское, Северо-Комсомольское, Черничное и другие месторождения), газоконденсатные (Украинско-Юбилейное, Новочасельское, Фахировское и другие месторождения) и газонефтяные (Восточно-Медвежье месторождение). Эта зона нами выделяется как «переходная» между центральными, южными и юго-западными преимущественно нефтеносными районами и северными районами, где в отложениях бата сформировались главным образом газоконденсатные залежи. При этом подмечено, что на западе, в Надым-Пурском междуречье, пластовые температуры на 20—25 °С выше, чем на востоке — в центральных районах Пур-Тазовского междуречья, где они не превышают 90 °С.

По физико-химическим свойствам нефти в залежах пластов Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>4</sub> «переходной» зоны характеризуются по плотности как особо легкие — от 0.770 (Южно-Хадырьяхинское месторождение) до 0.822 г/см<sup>3</sup> (Кыновское месторождение), малосмолистые — от 0.34 % (Западно-Медвежье месторождение) до 2.4 % (Верхнечасельское месторождение). Во всех нефтях этой области содержатся незначительные концентрации серы — от 0.01 % (Уренгойское месторождение) до 0.23 % (Западно-Медвежье месторождение). По содержанию твердых парафинов нефти относятся к парафинистым — 2.56—5.42 % и высокопарафинистым — 6.32—21.62 %. При этом по содержанию парафинов отмечается зональность в размещении залежей. Наиболее обогащенные парафином нефти приурочены к залежам с пластовыми температурами от 80 до 90 °С, которые расположены в восточной части зоны.

На территории «переходной» области газовый фактор пластовых нефтей изменяется преимущественно от 200 до 300 м<sup>3</sup>/т. Несколько повышенное газосодержание относительно этих значений отмечается на Уренгойском (340 м<sup>3</sup>/т) месторождении, где температура в залежах пласта Ю<sub>2</sub> изменяется от 110 до 120 °С. В западной части области при снижении пластовых температур до 70—80 °С газовый фактор нефтей закономерно уменьшается. Так на Новопортовском, Ярудейском и Лензитском месторождениях этот параметр варьирует в диапазоне 110—120 м<sup>3</sup>/т.

Содержание стабильного конденсата в газовых шапках нефтегазоконденсатных залежей «переходной» области изменяется от 110.6 до 387 г/м<sup>3</sup>. Близкие значения концентраций стабильного конденсата отмечаются и в газоконденсатных залежах (130—392 г/м<sup>3</sup>). При этом подмечено, что пластовые температуры в нефтегазоконденсатных залежах в среднем на 10—15 °С выше, чем в газоконденсатных.

К северу от этой области на настоящее время в отложениях бата выявлены главным образом газоконденсатные залежи, содержание стабильного конденсата в которых изменяется от 100 до 450 г/м<sup>3</sup>. Залежи находятся в широком температурном диапазоне. Минимальные пластовые температуры замерены на Малоямальском месторождении — 70—80 °С, а 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 –3000 до –4050 м.

Таким образом, на основании вышеизложенного можно заключить, что 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 НГР), так и залежи газа (Шаимский, Сергинский НГР и западная часть Енисей-Хатангской 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 –1295... –1305 и –1351... –1378 м соответственно.

## ВЫВОДЫ

Новый геотермический материал по нефтегазонасыщенным пластам Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>4</sub> 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.

В целом на всей территории Западно-Сибирского бассейна отчетливо прослеживается согласованность конфигураций линий равных температур и изогипс кровли бата. 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, Тайлаковско–Южно-Демьянская) температурные аномалии. В северной геотемпературной области в контурах мегавпадин выделяются крупные высокотемпературные зоны, самой большой из которых является Южно-Карская.

Анализ распределения современных температур пород в кровле тюменской и малышевской свит и их нефтегазоносности на всей территории Западно-Сибирского осадочного бассейна позволил уточнить контуры зон распространения залежей с различным фазовым состоянием углеводородных флюидов.

В соответствии с закономерным увеличением температур с юга на север в пределах внутренних районов бассейна выделяются три зоны: нефтенакпления, переходная, в которой выявлены нефтяные, нефтегазоконденсатные, газонефтяные и газоконденсатные залежи, и преимущественно газоконденсатная, охватывающая северные и арктические районы осадочного бассейна. Все выявленные в батском резервуаре залежи, которые содержат исключительно газ, расположены 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 Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>4</sub>. По мере повышения пластовых температур в плане отчетливо фиксируется 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 бата в зависимости от геотермических условий, в первую очередь, в слабо изученных районах Западно-Сибирской НГП.

#### ЛИТЕРАТУРА

**Гинсбург Г.Д.** Геотермическая характеристика района // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Л., 1971, с. 72—82.

**Гурари 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.

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

**Зимин Ю.Г., Конторович А.Э., Швыдкова Л.И.** Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология и геофизика, 1967 (5), с. 3—13.

**Зимин Ю.Г., Конторович А.Э., Фотиади Э.Э.** Геотермический режим // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. М., Недра, 1972, с. 81—88. (Труды СНИИГГиМС, вып. 131).

**Казаненков В.А.** Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогов в Западной Сибири // Бурение и нефть, 2016, № 3, с. 3—11.

**Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н.** Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них ресурсов углеводородов // Геология нефти и газа, 2014, № 1, с. 27—50.

**Казаненков В.А., Фурсенко Е.А., Шапорина М.Н.** Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей и конденсатов из залежей тюменской и малышевской свит Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018, т. 13, № 2. [http://www.ngtp.ru/rub/1/12\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/12_2018.pdf).

**Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Зимин Ю.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Луговцов А.Д., Мельникова В.М., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Фомичев А.С.** Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л., Недра, 1967, 223 с.

**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., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А.** Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (8), с. 972—1012.

**Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И.** Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (11—12), с. 1832—1845.

**Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н.** Гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л., Недра, 1985, 279 с.

**Курчиков А.Р.** Гидродинамическая природа геотемпературной аномалии в Салымском и Красноленинском районах Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ, 1981, вып. 164, с. 38—47.

**Курчиков А.Р.** Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М., Недра, 1992, 231 с.

**Курчиков А.Р.** Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (11—12), с. 1846—1853.

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

**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.

**Новиков Д.А.** Вертикальная геотермическая зональность северных районов Западной Сибири и акватории Карского моря // Сборник материалов VII международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2011». Т. 2, ч. 2. Новосибирск, СГГА, 2011, с. 57—61.

**Скоробогатов В.А., Строганов Л.В.** Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006, 261 с.: ил.

**Скоробогатов В.А., Соин Д.А.** Геотермические условия газонефтеносности Ямальской области Западной Сибири // Геология нефти и газа, 2009, № 5, с. 25—29.

**Скоробогатов В.А., Соин Д.А.** Геотермические и катагенетические условия нефтегазоносности Ямало-Карского региона Западной Сибири // Геология нефти и газа, 2011, № 2, с. 91—97.

**Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д.** Геологическое строение и газоносность Ямала. М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003, 352 с.: ил.

**Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Белкина Б.В., Булгакова Н.Э., Кудрявый С.В.** Тепловой режим недр Западной Сибири. Изученность и особенности // Труды ЗапСибНИГНИ, 1981, вып. 164, с. 18—37.

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

**Magoon L.B., Dow W.G.** The petroleum system: From source to trap: AAPG Memoir 60, 1994, 655 p.

**Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.** The biomarker guide. New York, Cambridge University Press, 2005, v. 2, 1155 p.

**Ulmishek G.F.** Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia. U.S. Geological Survey, Reston Virginia, 2003, 53 p.

*Рекомендована к печати 1 марта 2018 г.  
В.А. Конторовичем*

*Поступила в редакцию  
9 февраля 2018 г.*