

УДК 553.98

ПЛОТНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ГЛУБИННОГО ТЕПЛООВОГО ПОТОКА ТЕРРИТОРИИ (ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Крутенко Даниил Сергеевич¹,
dskrutenko@gmail.com

Исаев Валерий Иванович¹

Кузьменков Станислав Григорьевич²,
ksg.1948@yandex.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Югорский государственный университет,
Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

Актуальность. В главенствующей осадочно-миграционной теории геотермический режим недр рассматривается в качестве основного фактора реализации нефтегенерационного потенциала. В связи с этим представляет интерес развивать геотермию как метод разведочной геофизики для прогнозирования и оценки перспектив нефтегазоносности. Задачи прогноза сводятся к выявлению локальных аномалий теплового поля и установлению их связи со скоплениями углеводородов. Этот метод может хорошо показать себя для доразведки территорий с развитой инфраструктурой и большим фондом скважин, так как основан на моделировании и анализе имеющейся информации и исключает проведение дополнительных полевых работ.

Цель: определение на качественном и количественном уровне взаимосвязи глубинного теплового потока и нефтегазоносности, а также градиентных зон теплового потока с локализацией месторождений углеводородов на территории западной части Томской области.

Объект: тепловое поле и нефтегазоносность западной части Томской области.

Предмет. Тепловое поле охарактеризовано параметрами плотности глубинного теплового потока и горизонтальным градиентом теплового потока. Месторождения углеводородов были разделены по типу флюидов на нефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатные.

Методы. Расчет теплового потока производился с помощью метода палеотемпературного моделирования. Территория исследования была разделена сеткой с ячейками 20×20 км с шагом 10 км. В центре каждой ячейки сетки интерполяцией (методом Kriging) были определены значения теплового потока и рассчитан модуль горизонтального градиента теплового потока по пятиточечной формуле. Для этих же ячеек рассчитан количественный параметр нефтегазоносности – плотность нефтегазоносности. Для выявления взаимосвязей на количественном уровне был проведен корреляционно-регрессионный анализ. Для выявления связи плотности теплового потока и горизонтального градиента теплового потока с локализацией месторождений углеводородов с различным типом флюидов проводился однофакторный дисперсионный анализ.

Результаты. Важнейшим результатом является выявление закономерностей распределения в тепловом поле месторождений с различным типом флюидов. Проведенный корреляционный анализ показал высокозначимые коэффициенты корреляции.

Выводы. Нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения тяготеют к средним значениям теплового потока (52 мВт/м²), а газоконденсатные – к высоким тепловым потокам (57 мВт/м²). В ряду месторождений нефтяные–нефтегазоконденсатные–газоконденсатные величина модуля горизонтального градиента теплового потока увеличивается. Средние значения градиентов для каждого типа статистически значимо отличаются друг от друга. В связи с этим намечается формирование геотермического количественного критерия для прогнозирования типа флюида залежей на перспективных участках. В областях высоких значений теплового потока (>56 мВт/м²) получена количественная высокозначимая зависимость ($r=0,53$) плотности теплового потока с плотностью нефтегазоносности. Между горизонтальным градиентом теплового потока и плотностью нефтегазоносности выявлена слабая корреляция ($r=0,3$).

Ключевые слова:

аномалии теплового поля, тепловой поток, нефтегазоносность, градиентные зоны теплового потока, юго-восток Западной Сибири.

Введение

О существовании связи неоднородностей теплового поля с локализацией месторождений углеводородов (УВ) известно с 30-х гг. прошлого века [1]. Однако причины наличия такой связи далеко не однозначны. Вопрос о том, является ли неоднородность теплового поля одним из факторов, благоприятно влияющих на формирование залежей углеводородов, или же сами залежи УВ вызывают аномалии теплового поля, остается дискуссионным. Ответы на этот вопрос у исследователей-геотермиков расходятся.

Авторы работ [1–3] полагают, что именно формирование залежей УВ является причиной существования положительных аномалий теплового поля над месторождениями УВ. При этом причинами аномалий температурного градиента над нефтяными и газовыми месторождениями является боковое [1] и восходящее [1, 2] движение флюидов, а также экзотермические процессы при образовании УВ из органического вещества [3].

Существует и противоположное мнение: геотемпературные аномалии не обусловлены наличием в их

пределах УВ скоплений, поскольку размеры и форма зон повышенных глубинных тепловых потоков не совпадают с размерами и формой месторождений. Отсюда следует, что либо энергетический эффект процессов образования залежей нефти и газа незначителен, либо формирование подавляющего числа залежей завершилось достаточно давно [4].

Поскольку причины возникновения наблюдаемых аномалий глубинного теплового потока, в том числе над месторождениями углеводородов, до сих пор не объяснены, потенциал геотермического метода как метода разведочной геофизики пока в полной мере не реализован.

Однако уже существуют положительные примеры применения геотермических исследований для оценки перспектив нефтегазоносности [5]. При этом прогноз может выполняться на региональном и локальном уровнях. На региональном уровне критерием может служить характеристика геотермического режима бассейна. Р.Д. Родниковой было установлено, что на западе Тихоокеанского тектонического пояса 57 % основных доказанных запасов нефти содержатся в бассейнах с напряженным геотермическим режимом. Плотность запасов в высокорезимных полях в 9 раз больше, чем в среднерезимных, и в 12 раз – чем в низкорезимных. Данный вывод был подтвержден Х. Дугласом Клеммом, который установил приуроченность многих месторождений-гигантов к зонам тепловых потоков, повышенных относительно фоновых значений [6].

Задачи локального прогноза сводятся к выявлению локальных аномалий теплового поля и установлению их связи со скоплениями УВ [6]. По некоторым оценкам, залежи нефти и газа находятся преимущественно в зонах значительных неоднородностей глубинного теплового потока, частным случаем которых являются положительные геотемпературные аномалии [4]. Томская группа геотермиков в результате изучения поля теплового потока Останинской группы месторождений Томской области и п-ва Ямал подтвердила, что месторождения УВ тяготеют к высокоградиентным зонам теплового потока [7].

Некоторые авторы делают попытки связать локализацию месторождений УВ с другими параметрами теплового поля, например, в работах [2, 8] залежи УВ связывают с диапазоном повышенных геотемпературных градиентов. В работе [8] по карте геотемпературного градиента делают попытку предсказать расположение скважин, которые могут дать притоки УВ.

Целью настоящей работы является определение на качественном и количественном уровне взаимосвязи глубинного теплового потока и нефтегазоносности, а также градиентных зон теплового потока с локализацией месторождений углеводородов на территории западной части Томской области.

Исследование крупной зоны нефтенакопления (порядка 120 тыс. кв. км), сосредоточенной на западе Томской области, проводится на основе детализированной карты теплового потока, что выгодно отличает данную работу от ранее проведенных исследований по Западной Сибири. Данное исследование явля-

ется продолжением комплексного исследования геологических причин вариаций теплового потока в пределах юго-востока Западной Сибири [9, 10].

Территория исследования

Исследование проводится для территории, включающей западную часть Томской области, на которой выявлено большинство месторождений региона (рис. 1). Здесь находятся 4 из известных 107 гигантских месторождений Западно-Сибирского осадочного бассейна: Советское, Лугинецкое, Казанское, Мыльджинское [11].

Территория исследований относится к Центрально-Западносибирской складчатой системе [12], имеющей герцинский возраст. На исследуемой территории получили развитие три грабен-рифта триасового возраста, имеющие северо-восточное направление: Колтогорско-Уренгойский, Усть-Тымский и Чузыкский, которые пересекают Назино-Сенькинский мегаантиклинорий на три блока. На юго-западе территории получил развитие Межовский срединный массив. Его опущенный блок перекрыт осадочными отложениями, образующими Нюрольский прогиб, с которым связывают перспективы нефтегазоносности доюрского фундамента.

На поверхность фундамента выходят силурийские, девонские, каменноугольные, пермские и, локально, вулканогенные триасовые образования.

Тектонические структуры осадочного чехла отличаются высокой унаследованностью структур фундамента. На территории исследования получили развитие 11 структур первого порядка: 7 положительных структур, среди которых Нижнеуртовский, Александровский, Каймысовский своды, Средневасюганский, Пыль-Караминский и Пудинский мегавалы, Парабельский мегавыступ, 2 отрицательные структуры: Нюрольская и Усть-Тымская мегавпадины, 2 промежуточные структуры: Северо-Парабельская и Северо-Межовская мегамоноклинали (рис. 1).

Осадочный разрез территории сложен отложениями мезозойско-кайнозойского возраста. В основании осадочного чехла залегают нижнеюрские отложения урманской, тогурской, салатской свит. Эти свиты заполняют отрицательные палеоформы доюрского рельефа и выклиниваются на выступах доюрского основания. В средней юре накапливались отложения тюменской свиты, представленные чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями углей. Завершает юрский разрез баженовская свита, образовавшаяся в глубоководном морском бассейне. Породы баженовской свиты с несогласием залегают на отложениях васюганской свиты или согласно перекрывают аргиллиты георгиевской свиты. Свита распространена практически повсеместно. Выше залегают меловые и кайнозойские отложения.

Нефтегазоносность территории исследования связана с доюрским, нижнеюрским, среднеюрским, верхнеюрским и неокомским нефтегазоносными комплексами (НГК). Нефтематеринскими свитами для залежей являются: нижнеюрская тогурская, среднеюрская тюменская и верхнеюрская баженовская свиты.

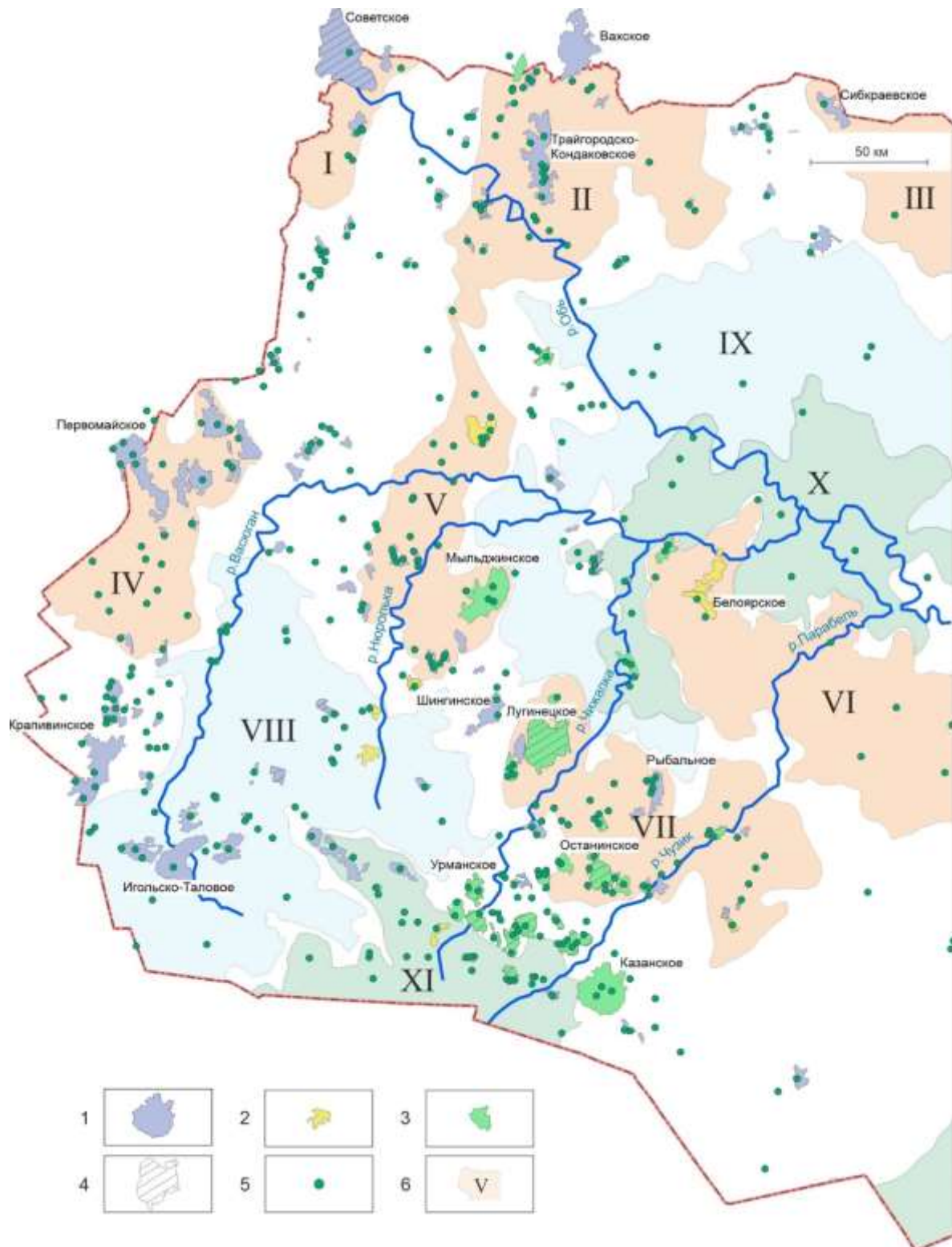


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования: 1–4 месторождения углеводородов: 1 – нефтяные, 2 – газоконденсатные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – месторождения с залежью в доюрском основании; 5 – скважина палеотемпературного моделирования; 6 – структуры I порядка по [14]: I – Нижнеартовский свод, II – Александровский свод, III – Пыль-Караминский мегавал, IV – Каймысовский свод, V – Среднеvasyуганский мегавал, VI – Парабельский мегавыступ, VII – Пудинский мегавал (по [15]), VIII – Нюрольская мегавпадина, IX – Усть-Тымская мегавпадина, X – Северо-Парабельская мегамоноклиаль, XI – Северо-Межовская мегамоноклиаль

Fig. 1. Overview map of the study territory: 1–4 hydrocarbon fields: 1 – oil, 2 – gas-condensate, 3 – oil-gas-condensate, 4 – with deposits in the pre-Jurassic play; 5 – well for paleotemperature modelling; 6 – tectonic units of the 1st order by [14]: I – Nizhnevartovsk arch, II – Aleksandrovsk arch, III – Pyl-Karamin megaswell, IV – Kaimysov arch, V – Srednevasyugan megaswell, VI – Parabel megaarch, VII – Pudin megaswell (by [15]), VIII – Nyurul megadepression, IX – Ust-Tym megadepression, X – Severo-Parabel megamonocline, XI – Severo-Mezhov megamonocline

С развитием тогурской свиты связывают нефтегазоносность средне-, нижнеюрского и доюрского НГК. Свита представляет собой типичные озерные отложения с рассеянным органическим веществом гумусового типа. В качестве нефтематеринской свиты для залежей доюрского, ниже-, средне-, верхнеюрского НГК рассматривают также континентальные аргиллиты тюменской свиты. Баженовская свита уникальна. Она определяет перспективы нефтегазоносности верхне-, средне-, нижнеюрского НГК, а также, возможно, и доюрского НГК. Свита сложена карбонатно-глинисто-кремнистыми черными битуминозными аргиллитами титонского возраста. Содержание $C_{орг}$ на территории исследования варьируется от 7–11 % [13]. По некоторым оценкам, породы баженовской свиты сгенерировали около 90 % всех запасов нефти в Западно-Сибирском осадочном бассейне [13].

Доюрский нефтегазоносный комплекс. Месторождения нефти и газа, открытые в зоне контакта палеозойских и мезозойских отложений, сосредоточены главным образом в Пудинском нефтегазоносном районе. Залежи углеводородов, как правило, приурочены к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания и связаны со сложнопостроенными литологически-, тектонически- и стратиграфически-экранированными ловушками.

Месторождения приурочены к различным стратиграфическим уровням. Так, на Останинской площади продуктивны отложения нижнего девона, на Южно-Табаганской – среднего девона, в породах, датированных верхним девонном – нижним карбоном, промышленные скопления углеводородов выявлены на Герасимовском месторождении.

Литологически залежи приурочены к коллекторам трех типов – рифогенным постройкам, доломитизированным известнякам и кремнисто-глинистым породам. Роль флюидоупоров залежей углеводородов, как правило, выполняют глинистые и углисто-глинистые пачки ниже-среднеюрского возраста, которые с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы доюрского основания. По типу залежи, преимущественно, пластовые и массивные.

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс. Нефтегазопроявления в отложениях ранней юры выявлены на исследуемой территории более чем в 60 скважинах. Наибольшая часть скважин, в которых в позднетюрараленских отложениях присутствуют признаки нефти, сосредоточена в Нюрольской мегавпадине.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс. По результатам испытаний байос-батских песчаных пластов непромышленные притоки нефти, а также нефтепроявления выявлены практически по всему байос-батскому разрезу. Промышленные залежи углеводородов открыты на 16 площадях. Большая часть промышленных запасов углеводородов связана с верхней батской частью разреза, где открыты нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи на Нижнетабаганской, Казанской, Калиновой, Западно-Лугинецкой, Кулгинской, Смоляной, Герасимовской, Верхнесалатской, Северо-Калиновой и Мыльджинской площадях.

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс. Келловей-титонский комплекс пород является основным нефтегазоносным комплексом. Наличие в разрезе верхней юры исследуемой территории регионально-развитого горизонта Ю₁, являющегося резервуаром для залежей углеводородов, и перекрывающих его углеродистых глинисто-кремнистых пород баженовской свиты, выполняющих с одной стороны роль основного источника углеводородов, с другой – региональной покрывки, создали исключительно благоприятные предпосылки для формирования месторождений нефти и газа.

Неокомский нефтегазоносный комплекс. Промышленные притоки нефти и, реже, газа получены на Советском, Столбовом, Аленкинском, Северном, Южно-Черемшанском, Мыльджинском, Южно-Мыльджинском, Гуларинском и Соболином месторождениях.

Построение карты теплового потока

Расчет теплового потока осуществлялся по известной методике [16], которая предполагает выполнение структурно-тектонических реконструкций, учет вековых климатических изменений, а также использование данных о распределении современных геотемператур и палеотемператур. Глубинный тепловой поток определяется решением обратной задачи геотермии средствами программного комплекса одномерного бассейнового моделирования ТеплоDialog.

В результате на территории исследования рассчитаны значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза в 433 поисково-разведочных, опорных и параметрических скважинах. Результат исследований характеризуется погрешностью $\pm(1,0-2,0)$ мВт/м², что позволяет построить схематическую (рабочую) карту сечением 2 мВт/м² (рис. 2). Задача интерполяции решалась геостатистическим методом Kriging с использованием программы Surfer.

На карте наблюдаются следующие аномальные особенности: ярко-выраженные «положительные аномалии», «отрицательные аномалии», а также «градиентные зоны», окаймляющие крупные аномалии. Аномальные значения рассматриваются на фоне среднего теплового потока на территории исследования, равного 52 мВт/м².

В северной части карты крупная положительная аномалия амплитудой 52–72 мВт/м² сформировалась в районе Александровского свода. Максимальные значения этой аномалии приходятся на Трайгородско-Кондаковское месторождение. В западной части карты положительная аномалия амплитудой 52–55 мВт/м² находится в зоне Каймысовского свода (Первомайское месторождение). Юго-восток карты, где находятся Парабельский мегавыступ и Пудинский мегавал, представляет собой крупную положительную аномалию со значениями теплового потока 52–68 мВт/м². Максимальные значения аномалии приходятся на Белолякское и Рыбальное месторождения. Кроме того, положительная аномалия амплитудой 52–56 мВт/м² сформировалась между Средневасюганским и Пудинским мегавалами. В центре аномалии находится Шингинское месторождение.

Отрицательные аномалии находятся в зоне распространения отрицательных структур первого порядка: Нюрольской мегавпадины и Усть-Тымской мегавпадины, а также Северо-Межовской мегамоноклинали. Самая высокоамплитудная отрицательная аномалия 40–46 мВт/м² находится вблизи Урманского месторождения и севернее. Отрицательные аномалии амплитудой

44–48 мВт/м² находятся в районе Пыль-Караминского мегавала (Сибкраевское месторождение) и в восточной части территории исследования, в зоне сочленения Парабельского мегавыступа и Северо-Парабельской мегамоноклинали. Небольшая отрицательная аномалия со значениями теплового потока 46–48 мВт/м² наблюдается также в северо-западной части карты.

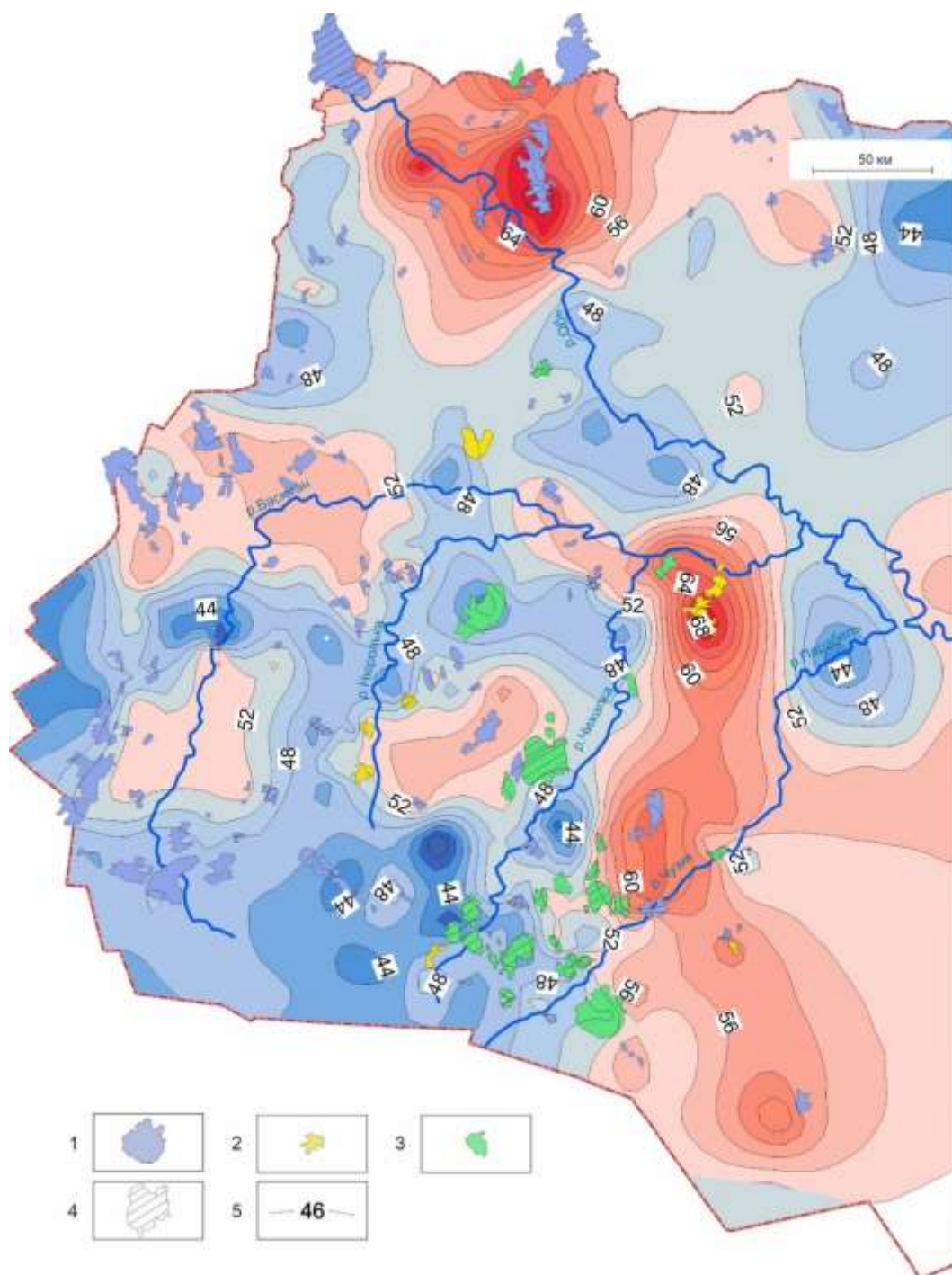


Рис. 2. Схематическая карта распределения плотности теплового потока территории исследований (западная часть Томской области): 1–4 месторождения углеводородов: 1 – нефтяные, 2 – газоконденсатные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – месторождения с залежами в доюрском основании; 5 – изолинии теплового потока, мВт/м²

Fig. 2. Schematic map of heat flow density distribution in the study territory (the west of Tomsk Region): 1–4 hydrocarbon fields: 1 – oil, 2 – gas-condensate, 3 – oil-gas-condensate, 4 – with deposits in the pre-Jurassic play; 5 – heat flow isolines, mW/m²

Тепловой поток и месторождения УВ

Для того чтобы проанализировать, как месторождения углеводородов проявляются в тепловом поле, были построены гистограммы распределения (рис. 3, 4) нефтяных (Н), нефтегазоконденсатных (НГК) и газоконденсатных (ГК) месторождений в поле глубинного теплового потока. По оси абсцисс расположены интервалы теплового потока через 4 мВт/м^2 , а по оси ординат – количество месторождений, которые характеризуются данным значением теплового потока. Если месторождению углеводородов на карте соответствует большой диапазон значений теплового по-

тока, то это месторождение включается в несколько интервалов на гистограмме.

Наибольшее количество НГК и Н месторождений находится в пределах $52\text{--}56 \text{ мВт/м}^2$ (рис. 3). В зонах со значениями теплового потока выше 56 мВт/м^2 локализовано крайне малое количество месторождений. Также месторождения практически не встречаются в зонах с тепловым потоком ниже 44 мВт/м^2 . Таким образом, большинство Н и НГК месторождений на территории исследования локализованы в пределах $44\text{--}56 \text{ мВт/м}^2$. При этом на гистограммах можно увидеть, что количество месторождений увеличивается по мере увеличения теплового потока до 56 мВт/м^2 .

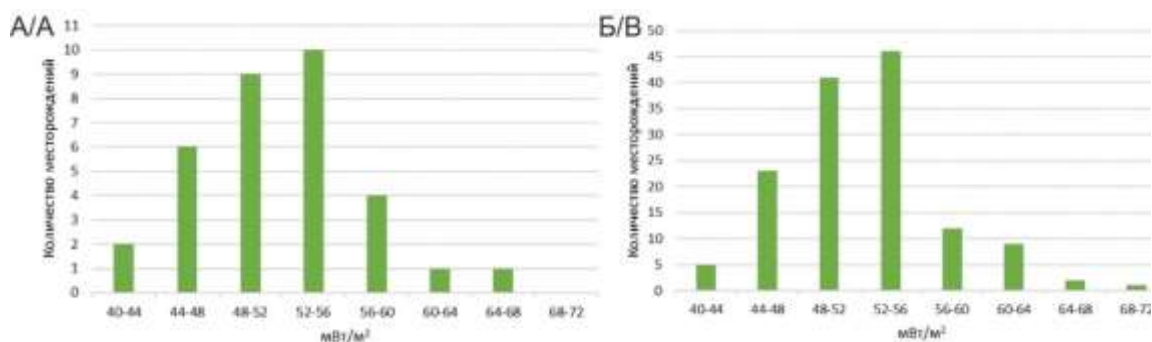


Рис. 1. Гистограммы распределения нефтегазоконденсатных (А) и нефтяных (Б) месторождений в поле теплового потока

Fig. 3. Histograms of oil-gas-condensate (A) and oil (B) fields distribution by heat flow

Зависимости, полученные для нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, не прослеживаются для ГК месторождений. Наибольшее количество ГК месторождений на территории исследования распределено в зонах со значениями теплового потока $48\text{--}52$ и $64\text{--}68 \text{ мВт/м}^2$ (рис. 4). Таким образом, ГК месторождения тяготеют как к зонам среднего теплового потока, так и к его повышенным значениям.

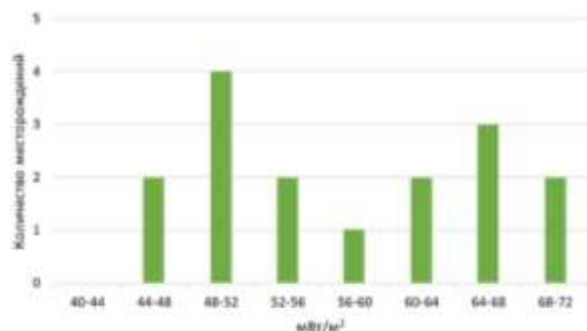


Рис. 4. Гистограмма распределения газоконденсатных месторождений в поле теплового потока

Fig. 4. Histogram of gas-condensate fields distribution by heat flow

Далее для оценки диапазонов средних значений для разного типа месторождений (ГК, НГК и Н) был проведен однофакторный дисперсионный анализ – были определены средние значения теплового потока для каждой группы.

Среднее значение теплового потока по территории запада Томской области равно $51,8 \text{ мВт/м}^2$. При-

мерно такое же среднее значение теплового потока – 52 мВт/м^2 – соответствует Н и НГК месторождениям. Средний тепловой поток для ГК месторождений – 57 мВт/м^2 . На графике групповых средних переменной «Тепловой поток» (рис. 5) видна зависимость между тепловым потоком и типом месторождений.

Можно увидеть следующую тенденцию: большинство Н и НГК месторождений сосредоточены в зонах среднего теплового потока $52 \pm 3 \text{ мВт/м}^2$, а ГК месторождения в среднем тяготеют к более высоким тепловым потокам. К похожему заключению пришли авторы [17]: ими было выявлено, что газовые месторождения расположены в областях повышенных и высоких тепловых потоков, а нефтяные – на их периферии.

Однако по результатам применения непараметрического критерия Краскела–Уоллиса и по результатам медианного теста различия между средними в группах незначимы. В таком случае пока не представляется возможным однозначно выделять различные типы месторождений в поле теплового потока.

Плотность нефтегазоносности

Теперь представляет интерес провести количественную корреляцию параметров теплового потока с локализацией месторождений УВ. Для этого территория Томской области была разделена на единичные участки (ячейки) $20 \times 20 \text{ км}$. В каждой ячейке было определено соответствующее значение глубинного теплового потока. Для оптимального соотношения детализации и представительности корреляционных исследований шаг расчетов был выбран 10 км . Таким образом, сетка расчетов выполнена с перекрытием (рис. 6).

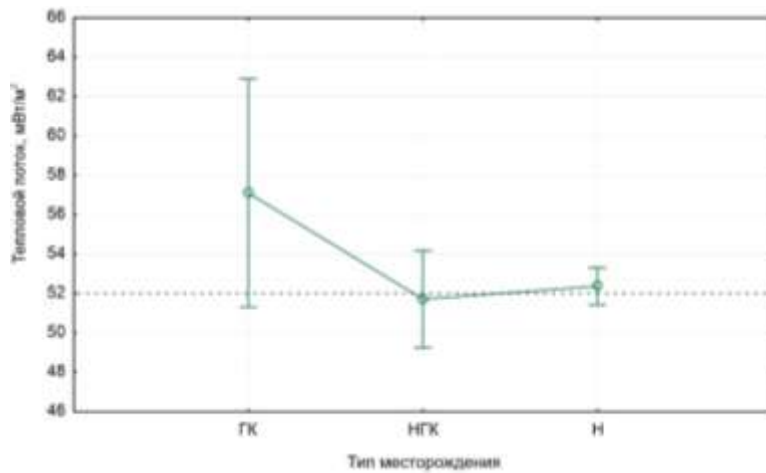


Рис. 5. График групповых средних переменной «Тепловой поток» с усами 95 % доверительных интервалов. Пунктирной линией показан средний тепловой поток на территории исследования

Fig. 5. Means plot of «heat flow», the whiskers represent the 95 % confidence intervals. The average heat flow in the study territory is showed with dashed line

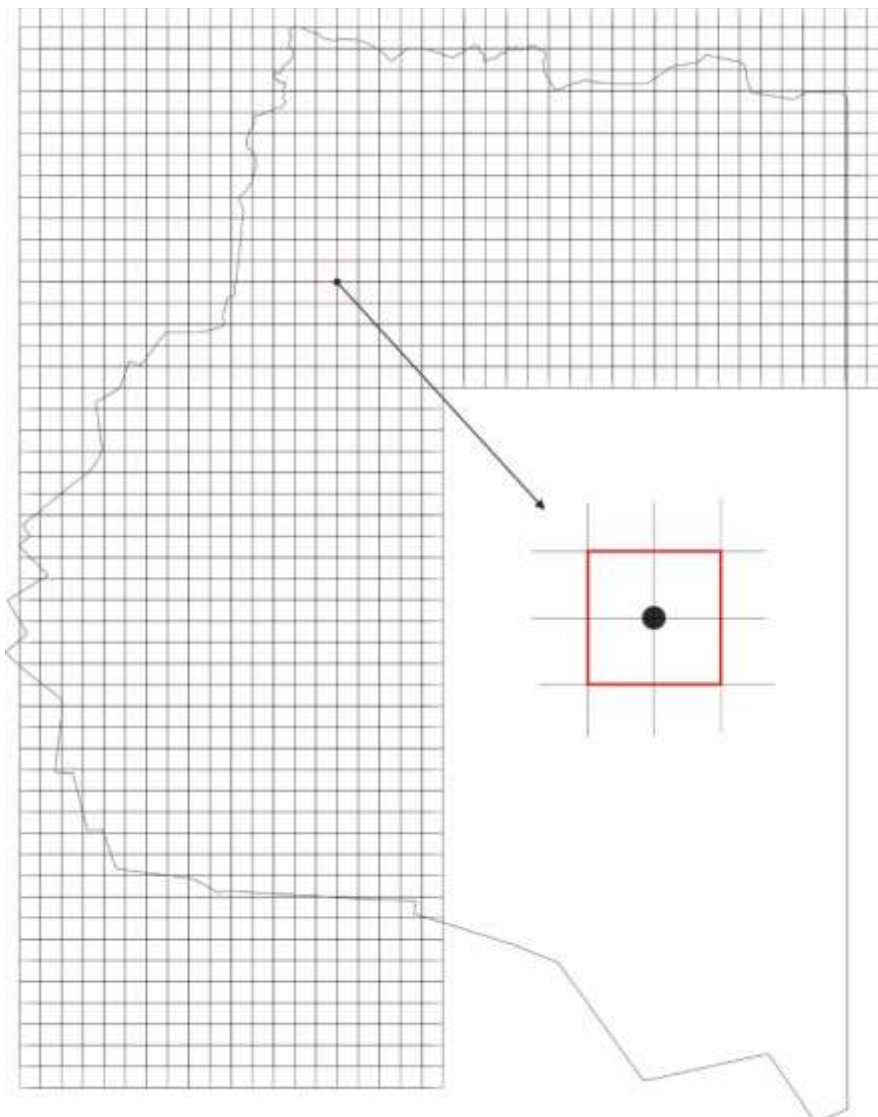


Рис. 6. Иллюстрация разбиения территории исследований сеткой 20×20 км, выполненной с перекрытием. Каждой ячейке 20×20 км соответствует точка в ее центре

Fig. 6. Illustration of setting grid with cells of 20×20 km on the study territory in increment. The dot is in the center of each cell of 20×20 km

Для определения количественного параметра нефтегазоносности был введен параметр плотность нефтегазоносности (%). Он показывает, какой процент площади ячейки занимает месторождение УВ. Алгоритм подсчета основан на выделении контуров месторождений и определении доли их площади в каждом отдельно взятом единичном участке. Алгоритм реализован с помощью программного кода, написанного на языке Python. Программный код основан на примене-

нии одного из инструментов машинного зрения – выделении контуров объектов. Код реализован посредством функций модуля OpenCV [18].

Результатом расчетов является цифровая модель, которая включает значения плотности нефтегазоносности и глубинного теплового потока в центре каждой ячейки 20×20 км. Далее была построена карта плотности нефтегазоносности западной части Томской области в изолиниях (рис. 7).

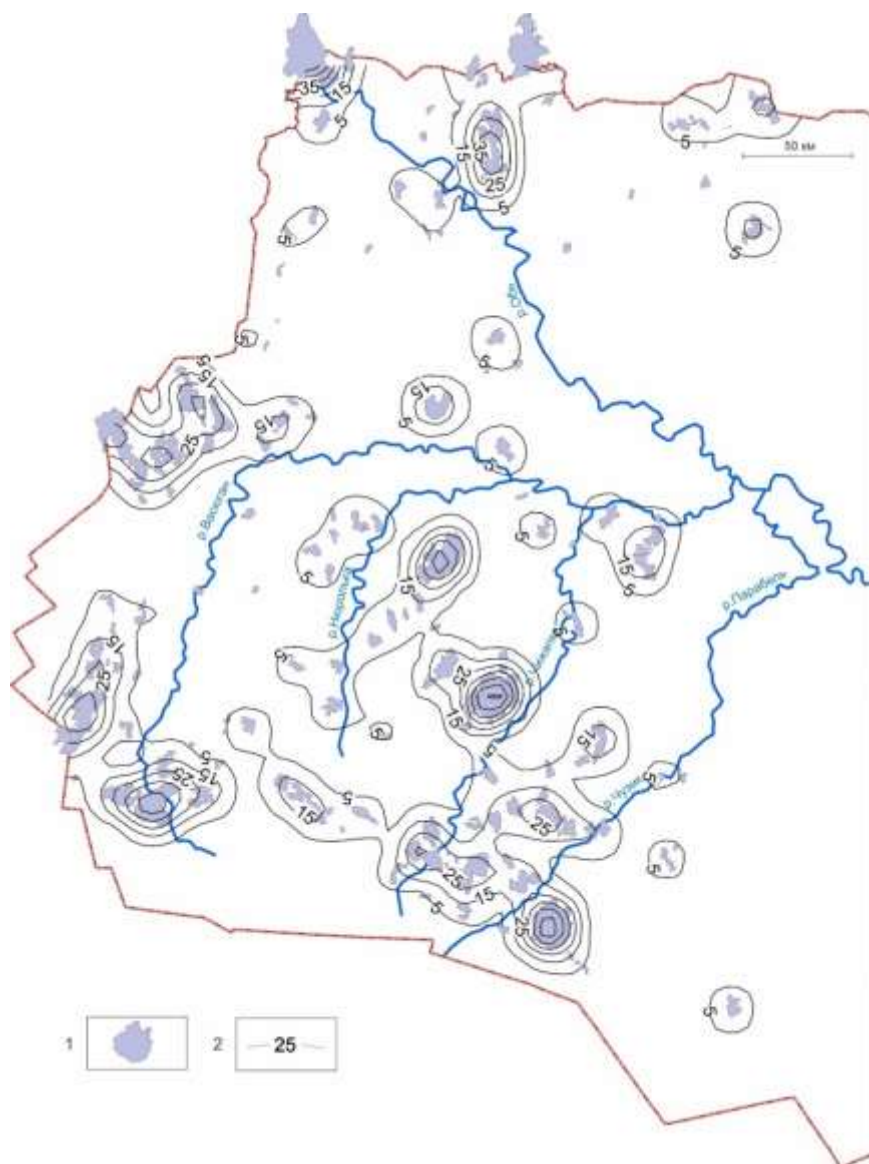


Рис. 7. Схематическая карта плотности нефтегазоносности (западная часть Томской области): 1 – месторождения УВ; 2 – изолинии плотности нефтегазоносности, %

Fig. 7. Schematic map of hydrocarbon density (the west of Tomsk Region): 1 – hydrocarbon fields; 2 – hydrocarbon density isolines, %

Выборки теплового потока и плотности нефтегазоносности не соответствуют нормальному распределению, поэтому для проверки гипотезы о наличии корреляционной связи воспользуемся коэффициентом корреляции Спирмена [19].

По результатам расчетов коэффициента корреляции установлено, что теснота связи параметров плотности теплового потока и плотности нефтегазоно-

сти находится на уровне 4 %. Коэффициент корреляции является незначимым ($r=0,04$). Таким образом, можно говорить об отсутствии корреляции между этими параметрами.

Для визуализации регрессионной зависимости построена диаграмма рассеяния (рис. 8). По виду диаграммы можно заметить наличие двух тенденций распределения точек.

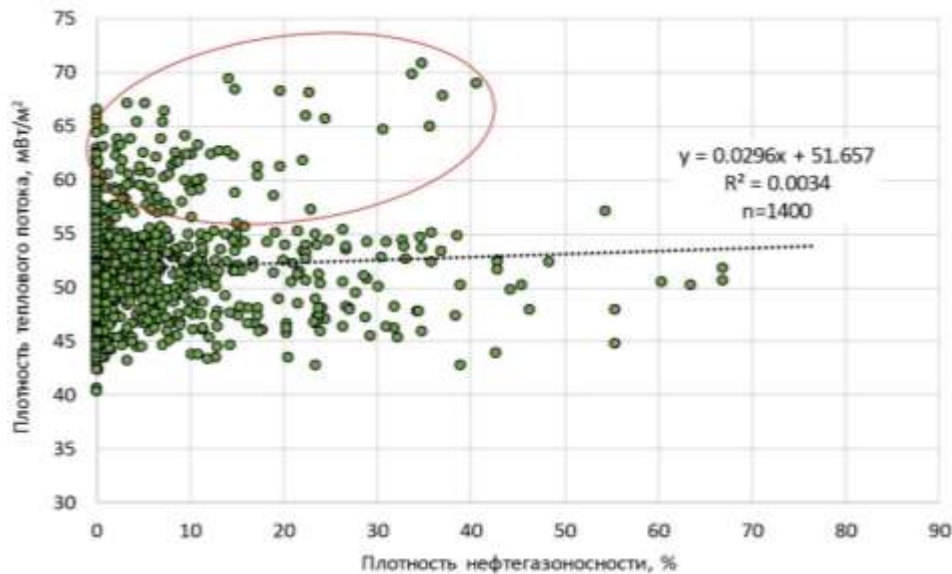


Рис. 8. Диаграмма рассеяния зависимости плотности теплового потока от плотности нефтегазоносности
Fig. 8. Scatterplot displays the relationship between heat flow density and hydrocarbon density

Точки, формирующие на диаграмме (рис. 8) отдельную ветвь, были вынесены на схематическую карту плотности теплового потока. Оказалось, что все эти точки оконтурены изолинией 56 мВт/м². Если отдельно построить диаграмму рассеяния зависимости

плотности теплового потока выше 56 мВт/м² от плотности нефтегазоносности, то можно увидеть прямую зависимость линейного характера: с увеличением теплового потока увеличивается плотность нефтегазоносности (рис. 9).

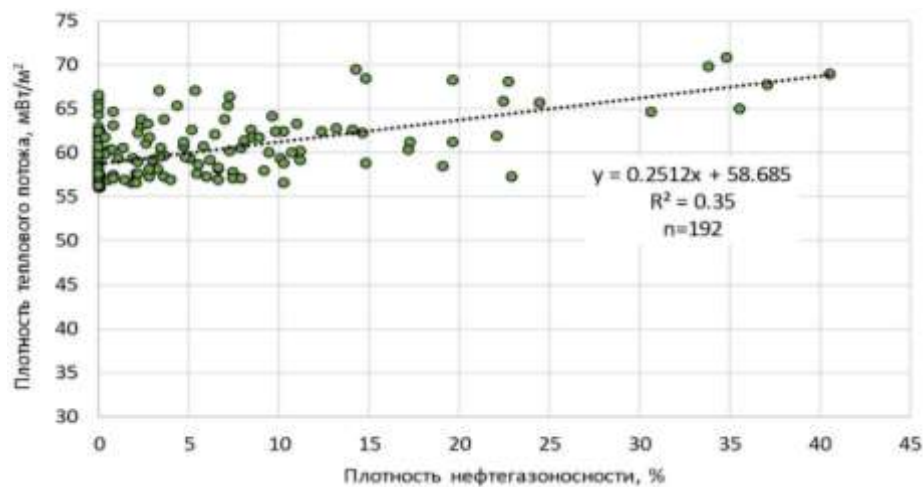


Рис. 9. Диаграмма рассеяния зависимости плотности теплового потока со значениями выше 56 мВт/м² от плотности нефтегазоносности
Fig. 9. Scatterplot displays the relationship between high heat flow density (>56 mW/m²) and hydrocarbon density

Рассчитав ранговый коэффициент корреляции Спирмена для полученной выборки (>56 мВт/м²), получили высоко значимый коэффициент корреляции $r=0,53$ при количестве измерений $n=192$. По шкале Чеддока такая связь характеризуется как заметная.

Корреляция с плотностью нефтегазоносности начинает проявляться только для высоких значений плотности теплового потока. Полученный результат является противоречивым, так как выше упоминалось, что большинство месторождений расположены в областях со значениями теплового потока 48–56 мВт/м². Таким образом, полученная зависимость связана с относительно небольшим количеством месторожде-

ний, которые не отличаются по типу флюидов. Это требует дальнейшего изучения.

Горизонтальный градиент теплового потока

Как упоминалось выше, существует мнение, что залежи нефти и газа находятся преимущественно в зонах значительных неоднородностей глубинного теплового потока [1, 4, 7 и др.]. Наличие связи неоднородностей теплового поля с нефтегазоносностью можно оценить путем анализа такого параметра, как горизонтальный градиент теплового потока.

Расчет модуля горизонтального градиента теплового потока проведен с использованием цифровой

модели теплового потока, методика построения которой описана выше. Для расчета модуля горизонтального градиента теплового потока по пяти точкам использовали формулы (1)–(3) [20]:

$$Q'_i = \sqrt{Q'^2_{x_i} + Q'^2_{y_i}}, \quad (1)$$

$$Q'_{x_i} = \frac{\frac{2}{3}(Q_{x_{i+1}} - Q_{x_{i-1}}) - \frac{1}{12}(Q_{x_{i+2}} - Q_{x_{i-2}})}{q}, \quad (2)$$

$$Q'_{y_i} = \frac{\frac{2}{3}(Q_{y_{i+1}} - Q_{y_{i-1}}) - \frac{1}{12}(Q_{y_{i+2}} - Q_{y_{i-2}})}{q}, \quad (3)$$

где Q_i – значение теплового потока в каждой ячейке сетки, мВт/м²; q – шаг сетки, км; Q'_i – модуль горизонтального градиента теплового потока в каждой ячейке сетки, (мВт/м²)/км.

Иллюстрация расчетов представлена на рис. 10.

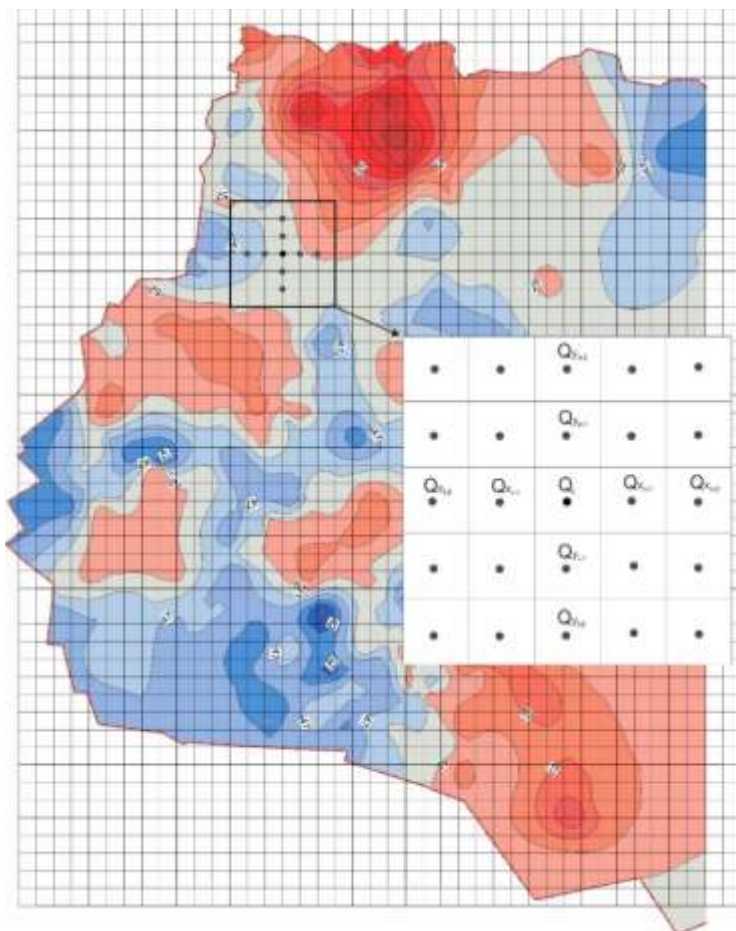


Рис. 10. Иллюстрация расчета модуля горизонтального градиента теплового потока по карте теплового потока
Fig. 10. Illustration of calculating the absolute horizontal gradient of heat flow by the heat flow map

По результатам проведенных расчетов была построена схематическая карта модуля горизонтального градиента теплового потока (рис. 11). На карте подкрашены участки с величиной модуля горизонтального градиента выше среднего значения по территории исследования 0,2 (мВт/м²)/км.

Проанализировав построенную карту, можно сделать следующие выводы:

1. Газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения тяготеют к зонам повышенного градиента теплового потока: из 10 ГК месторождений 9 находятся в поле градиента теплового потока со значениями выше 0,2 (мВт/м²)/км, а из 21 НГК месторождений 20 находятся в зонах повышенного градиента (5 находятся частично).
2. Нефтяные месторождения не коррелируют с зонами повышенного градиента.

3. Месторождения с залежами в доюрском основании в основном находятся в поле повышенного градиента: из 23 месторождений 18 попадают в зоны со значениями выше 0,2 (мВт/м²)/км.

Гистограммы на рис. 12, 13 наглядно иллюстрируют распределение месторождений УВ в поле горизонтального градиента теплового потока. Если месторождению УВ на карте соответствует большой диапазон значений модуля горизонтального градиента, то это месторождение включается в несколько интервалов на гистограмме.

Большинство ГК месторождений расположено в поле градиента со значениями 0,2–0,5 (мВт/м²)/км (рис. 12). НГК месторождения распространены в пределах 0,1–0,4 (мВт/м²)/км, а нефтяные – 0,1–0,3 (мВт/м²)/км (рис. 13). В зонах со значениями градиента выше 0,7 практически отсутствуют месторождения всех типов.

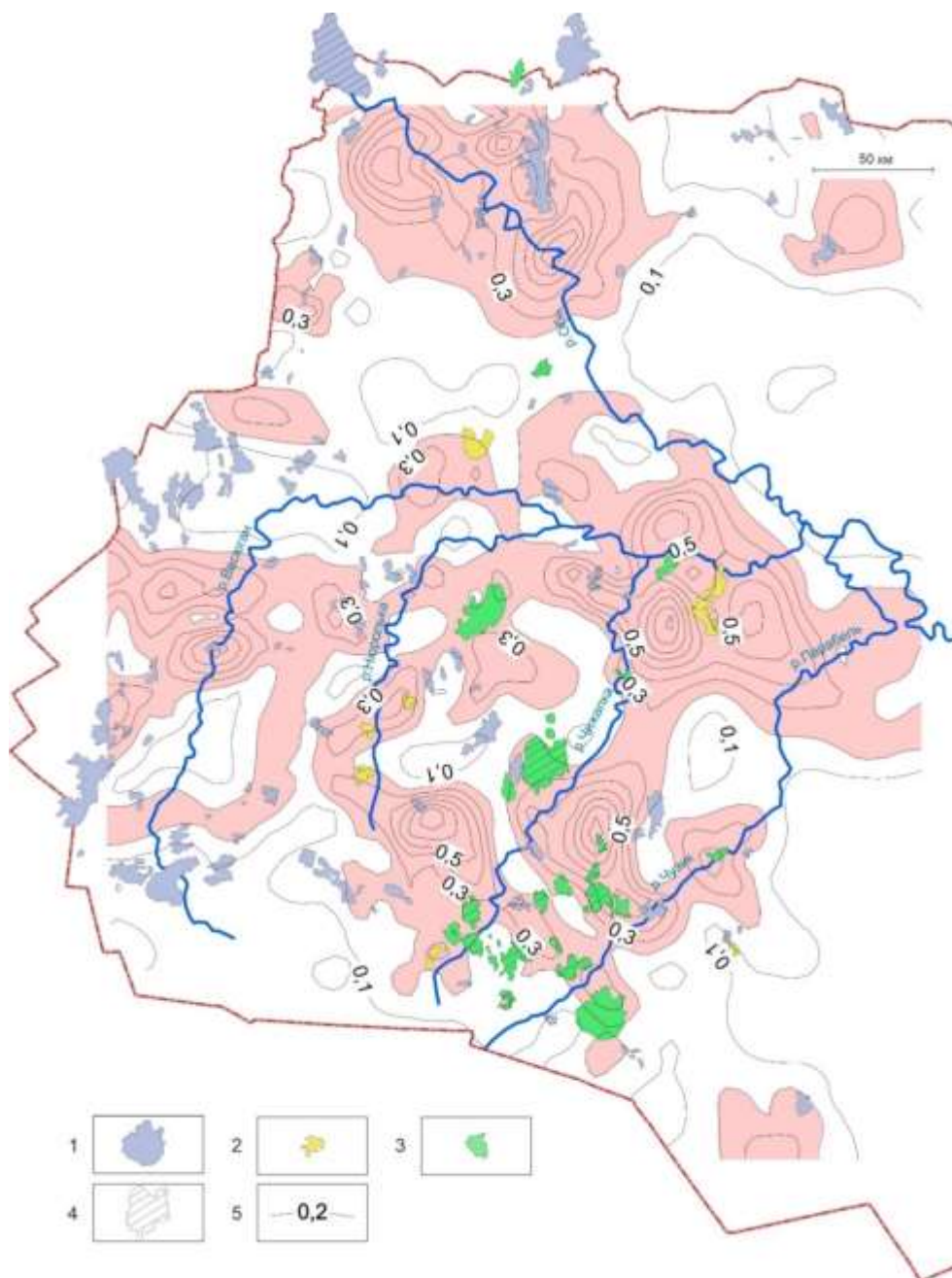


Рис. 11. Схематическая карта модуля горизонтального градиента теплового потока: 1–4 месторождения углеводородов: 1 – нефтяные, 2 – газоконденсатные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – месторождения с залежами в доюрском основании; 5 – изолинии модуля горизонтального градиента теплового потока, (mW/m^2)/км

Fig. 11. Schematic map of the absolute horizontal gradient of heat flow: 1–4 – hydrocarbon fields: 1 – oil, 2 – gas-condensate, 3 – oil-gas-condensate, 4 – with deposits in the pre-Jurassic play; 5 – isolines of the absolute horizontal gradient of heat flow, (mW/m^2)/km

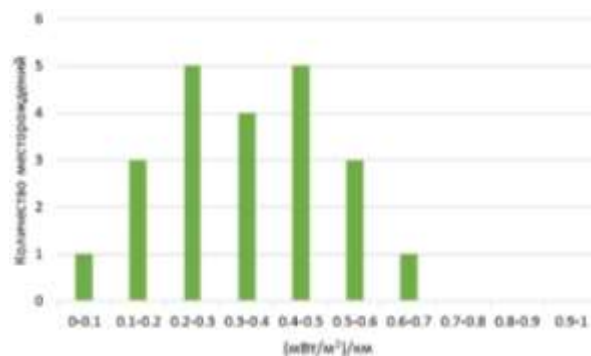


Рис. 12. Распределение газоконденсатных месторождений в поле горизонтального градиента теплового потока

Fig. 12. Distribution of gas-condensate fields by horizontal gradient of heat flow

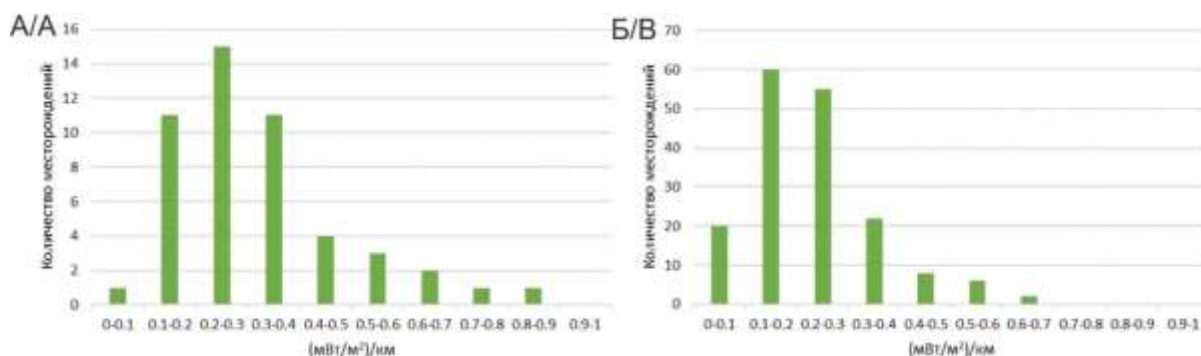


Рис. 13. Распределение нефтегазоконденсатных (А) и нефтяных (Б) месторождений в поле горизонтального градиента теплового потока

Fig. 13. Distributions of oil-gas-condensate (A) and oil (B) fields by horizontal gradient of heat flow

Различие средних значений модуля горизонтального градиента теплового потока для трех групп месторождений оценивалось в ходе однофакторного дисперсионного анализа. Среднее значение модуля градиента теплового потока на территории исследования равно 0,2 (мВт/м²)/км. Примерно такое же значение соответствует нефтяным месторождениям.

Среднее значение градиента для НГК месторождений – 0,3, а для ГК месторождений – 0,35 (мВт/м²)/км.

На графике групповых средних переменной «Горизонтальный градиент теплового потока» видно существование зависимости между модулем горизонтального градиента теплового потока и типом месторождений (рис. 14).

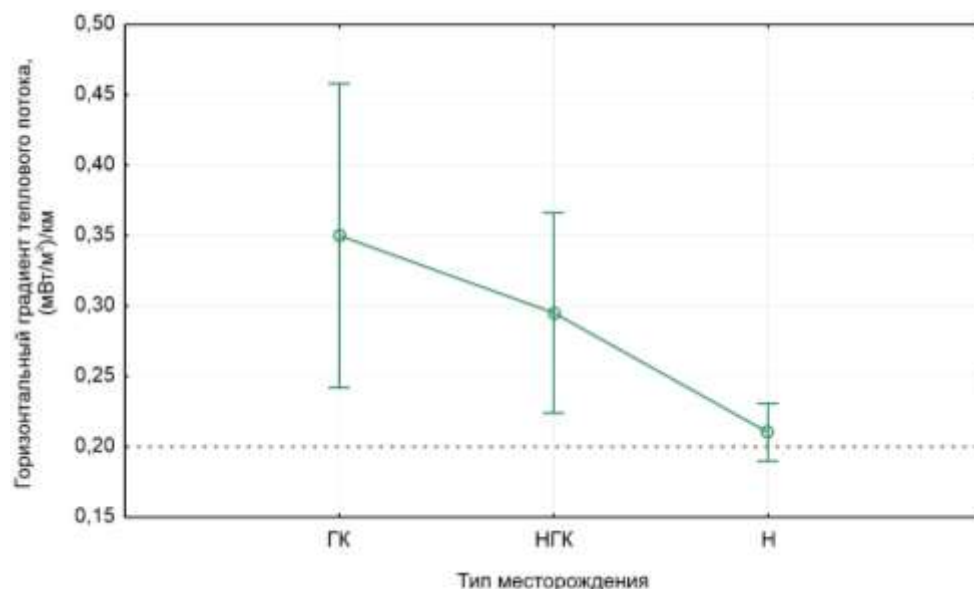


Рис. 14. График групповых средних переменной «Горизонтальный градиент теплового потока» с усами 95 % доверительных интервалов. Пунктирной линией показан средний градиент теплового потока на территории исследования

Fig. 14. Means plot of «horizontal gradient of heat flow», the whiskers represent the 95 % confidence intervals. The average horizontal gradient of heat flow in the study territory is showed with dashed line

В результате проверки по непараметрическому критерию Краскела–Уоллиса выявлены сильно значимые различия ($p=0,0008$) между средними в группах, а по результатам медианного теста – статистически значимые различия ($p=0,0106$).

Таким образом, разные типы месторождений УВ характеризуются различающимися средними значениями в поле горизонтального градиента теплового потока. В ряду месторождений Н–НГК–ГК величина модуля горизонтального градиента теплового потока увеличивается.

В ходе дальнейшего изучения полученной связи была сделана попытка выявить количественную зави-

симость между горизонтальным градиентом теплового потока и плотностью нефтегазоносности. Выборки модуля горизонтального градиента теплового потока и плотности нефтегазоносности не соответствуют нормальному распределению, поэтому для оценки корреляционной связи вновь воспользовались коэффициентом корреляции Спирмена [19].

Рассчитанный коэффициент корреляции равен $r=0,3$. При данном объеме выборки ($n=1365$ измерений) полученный коэффициент корреляции является высоко значимым. По шкале Чеддока данную корреляцию можно охарактеризовать как слабую.

Результат регрессионного анализа представлен на диаграмме рассеяния зависимости горизонтального градиента теплового потока от плотности нефтегазо-

носности (рис. 15). На диаграмме не видно отчетливой зависимости, точки имеют большой разброс значений относительно линии тренда.

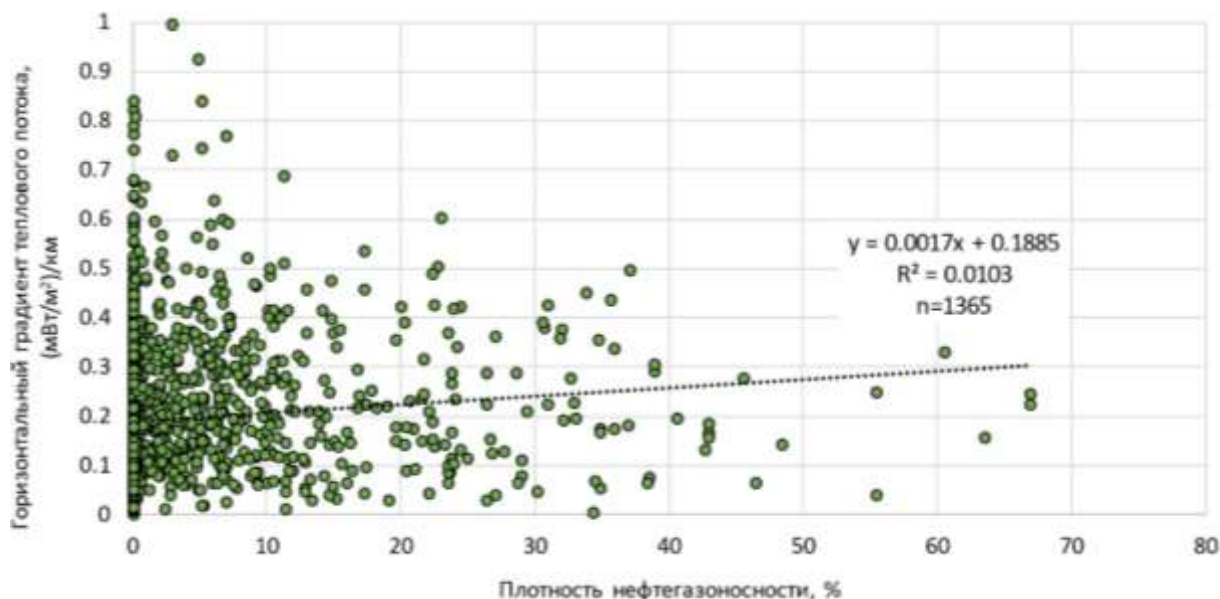


Рис. 15. Диаграмма рассеяния зависимости горизонтального градиента теплового потока от плотности нефтегазоносности

Fig. 15. Scatterplot displays the relationship between horizontal gradient of heat flow and hydrocarbon density

Заключение

В результате проведенного исследования установили, что различные типы месторождений углеводородов по-разному проявляются в тепловом поле.

Нефтяные месторождения тяготеют к средним значениям плотности глубинного теплового потока на территории исследования (52 мВт/м²). Наибольшее количество месторождений этого типа сосредоточено в пределах 52–56 мВт/м². Нефтяные месторождения также тяготеют к областям среднего горизонтального градиента теплового потока 0,2 (мВт/м²)/км. Таким образом, нефтяные месторождения преобладают в областях спокойного теплового потока со средними значениями градиента по территории.

Нефтегазоконденсатные месторождения, как и нефтяные, тяготеют к средним значениям плотности глубинного теплового потока на территории исследования. Большая часть нефтегазоконденсатных месторождений находится в пределах 52–56 мВт/м². В поле горизонтального градиента месторождения преимущественно сосредоточены в окрестностях значения 0,3 (мВт/м²)/км. Отсюда следует, что нефтегазоконденсатные месторождения преобладают в областях среднего теплового потока с повышенным градиентом.

Наиболее ярко в тепловом поле проявляются газоконденсатные месторождения. В среднем они тяго-

теют к областям повышенной плотности теплового потока 57 мВт/м², а также к высоким значениям градиента 0,35 (мВт/м²)/км.

Отдельный интерес представляют месторождения с залежами в доюрском основании. В основном они находятся в поле градиента со значениями выше среднего 0,2 (мВт/м²)/км.

Проведенный количественный анализ взаимосвязи параметров теплового поля (плотности глубинного теплового потока и горизонтального градиента теплового потока) с плотностью нефтегазоносности дал следующие результаты: плотность глубинного теплового потока коррелирует ($r=0,53$) с плотностью нефтегазоносности выше значения 56 мВт/м²; горизонтальный градиент теплового потока слабо коррелирует ($r=0,3$) с плотностью нефтегазоносности.

Важнейшим результатом является выявление закономерностей распределения в тепловом поле месторождений с различным типом флюидов. Полученный результат хорошо согласуется с главенствующей осадочно-миграционной теорией и ролью в ней геотермического режима как главного фактора реализации нефтегенерационного потенциала. Полученные в ходе данного исследования сведения можно использовать для формирования геотермического количественного критерия для прогнозирования типа флюида залежей на перспективных участках.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Meyer H.J., McGee H.W. Oil and gas fields accompanied by geothermal anomalies in Rocky Mountain region // AAPG bulletin. – 1985. – V. 69. – № 6. – P. 933–945.

2. Yusoff W.I.W., Abd Muhaimi W.N.A.W., Hanapiah N.M. Thermal characterization of eastern offshore Sarawak basin: variation of heat flow and implication to hydrocarbon prospectivity // Platform: A Journal of Science and Technology. – 2019. – V. 2. – № 2. – P. 19–32.

3. Zhao Y., Bai K., Zhao Y. Characteristics of a geothermal anomaly in the Fushan Sag, Weibuwan Basin, China, and its effects on oil and gas reservoirs // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2019. – V. 12. – № 22. – P. 1–12. URL: <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4889-8> (дата обращения 02.04.2023).
4. Курчиков А.Р. Тепловой режим нефтегазоносных областей Западной Сибири: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 1995. – 61 с.
5. Хуторской М.Д., Соколов С.Ю. Термическая эволюция южной части Баренцева моря (свод Федынского) // *Георесурсы*. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 99–113.
6. Бурлин Ю.К., Галушкин Ю.И., Яковлев Г.Е. Бассейновый анализ. – М.: Изд-во МГУ, 2007. – 112 с.
7. Тепловой поток и нефтегазоносность (п-ов Ямал, Томская обл.) / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, А.Н. Фомин, В.И. Булатов, С.Г. Кузьменков, М.Ф. Галиева, Д.С. Крутенко // *Георесурсы*. – 2019. – Т. 21. – № 3. – С. 125–135.
8. Ibrahim M.W., Al-Kubaisi B. Geothermal gradient anomalies of hydrocarbon entrapment at southern North Sea basin, UKCS: a mature basin rejuvenation technique // *Extended Abstract. Geo 2018. 13th Middle East Geosciences. Conference and Exhibition*. – Manama, Bahrain: AAPG ME Section, 5–8 March 2018. – P. 1–6. URL: <http://www.targetexploration.com/IBRANIM2018A.pdf> (дата обращения 01.04.2023).
9. Крутенко Д.С., Исаев В.И., Кузьменков С.Г. Тепловой поток, триасовая рифтовая система и мезозойско-кайнозойские разломы (юго-восток Западной Сибири) // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2021. – Т. 16. – № 2. – С. 1–24. URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/db1/19_2021.pdf (дата обращения 06.04.2023).
10. Крутенко Д.С. Тепловой поток и вещественный состав палеозойского фундамента (юго-восток Западной Сибири) // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2022. – Т. 17. – № 4. – С. 1–28. URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/3fd/32_2022.pdf (дата обращения 06.04.2023).
11. Khafizov S., Syngaevsky P., Dolson J.C. The West Siberian Super Basin: the largest and most prolific hydrocarbon basin in the world // *AAPG Bulletin*. – 2022. – V. 106. – № 3. – P. 517–572.
12. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
13. Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia. – Reston, Virginia, USA: US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003. – 49 p.
14. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
15. Атлас. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск: Государственное предприятие Ханты-Мансийского автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, 2004. – 148 с.
16. Картирование теплового потока Западной Сибири (юго-восток) / В.И. Исаев, Д.С. Крутенко, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, В.И. Старостенко // *Геофизический журнал*. – 2021. – Т. 43. – № 6. – С. 173–195.
17. Kutas R.I., Kobolev V.P. The thermal regime of the southern margin East-European craton // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2019. – V. 249. – P. 1–4. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/249/1/012034/pdf> (дата обращения 06.04.2023).
18. Bradski G., Kaehler A. *Learning OpenCV: computer vision with the OpenCV library*. – Sebastopol, O'Reilly Media, Inc, 2008. – 556 p.
19. Shi R., Conrad S.A. Correlation and regression analysis // *Annals of Allergy, Asthma & Immunology*. – 2009. – V. 103. – № 4. – P. S35–S41.
20. Маловичко А.К., Тарунина О.Л. Высшие производные гравитационного потенциала и их применение при геологической интерпретации аномалий. – М.: Недра, 1972. – 151 с.

Поступила: 17.04.2023 г.

Прошла рецензирование: 02.05.2023 г.

Информация об авторах

Крутенко Д.С., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Исаев В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Кузьменков С.Г., доктор геолого-минералогических наук, профессор Югорского государственного университета.

UDC 553.98

DENSITY OF HYDROCARBONS AND DEEP HEAT FLOW OF THE TERRITORY (SOUTHEAST OF WESTERN SIBERIA)

Daniil S. Krutenko¹,
dskrutenko@gmail.com

Valery I. Isaev¹

Stanislav G. Kuzmenkov²,
ksg.1948@yandex.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Yugra State University,
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russia.

The relevance. According to the ruling theory for organic origin of petroleum, geothermal regime is considered to be the main factor, which is responsible for realization of potential for oil generation. Therefore, it is not irrelevant to develop geothermics as a method of exploration geophysics for forecasting and evaluating oil and gas potential. Forecast tasks are reduced to detection of local geothermal anomalies and establishing its relation to hydrocarbon deposits. This method may make a good showing while supplementary exploration in the territories with well-developed infrastructure and a large amount of wells as it is based on modelling and analysing available data and does not propose additional field works.

The main aim: establishing qualitative and quantitative relations between deep heat flow and oil and gas potential, also between gradient zones of heat flow and localization of hydrocarbon fields in the west of Tomsk Region.

Objects: thermal field and oil and gas potential in the west of Tomsk Region.

Subjects. The thermal field is described with such parameters as deep heat flow density and horizontal gradient of heat flow. Hydrocarbon fields are divided depending on fluid type into oil, oil-gas-condensate and gas-condensate.

Methods. The deep heat flow was determined through paleotemperature modelling. The grid with cells of 20×20 km was set on study territory in increments of 10 km. Heat flow values were determined in the centers of each cell using Kriging interpolation method. The absolute horizontal gradient of heat flow was calculated on the same grid using five spot formula. Quantitative parameter of oil and gas potential – hydrocarbon density – was determined on the same grid. Quantitative relations were investigated by correlation and regression analysis. Relationships of heat flow density and horizontal gradient of heat flow with localization of hydrocarbon fields of different fluid type were detected by one-way ANOVA test.

Results. The main results of this study are established distribution patterns for deposits of different fluid type in thermal field. Correlation analysis showed highly significant correlation coefficients.

The conclusion. Oil and oil-gas-condensate fields tend to the average heat flow values (52 mW/m²), while gas-condensate are associated with high heat flow values (57 mW/m²). The value of the absolute horizontal gradient of heat flow increases in row oil fields – oil-gas-condensate fields – gas-condensate fields. The difference between average values of gradient for all of field types is statistically significant. Therefore, we indicate appearance of geothermal quantitative criterion for forecasting fluid type of deposits in areas of high potential for hydrocarbons. Quantitative relation of high significance ($r=0,53$) between heat flow density and hydrocarbon density is established for high heat flow values (>56 mW/m²). Weak correlation ($r=0,3$) was indicated between horizontal gradient of heat flow and hydrocarbon density.

Key words:

geothermal anomalies, heat flow, oil and gas potential, gradient zones of heat flow, southeast of Western Siberia.

REFERENCES

- Meyer H.J., McGee H.W. Oil and gas fields accompanied by geothermal anomalies in Rocky Mountain region. *AAPG bulletin*, 1985, vol. 69, no. 6, pp. 933–945.
- Yusoff W.I.W., Abd Muhaimi W.N.A.W., Hanapih N.M. Thermal characterization of eastern offshore Sarawak basin: variation of heat flow and implication to hydrocarbon prospectivity. *Platform: A Journal of Science and Technology*, 2019, vol. 2, no. 2, pp. 19–32.
- Zhao Y., Bai K., Zhao Y. Characteristics of a geothermal anomaly in the Fushan Sag, Beibuwan Basin, China, and its effects on oil and gas reservoirs. *Arabian Journal of Geosciences*, 2019, vol. 12, no. 22, pp. 1–12. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4889-8> (accessed 2 April 2023).
- Kurchikov A.R. *Teplovoy rezhim neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri*. Avtoreferat Diss. Dokt. nauk [Thermal conditions of areas in Western Siberia with potential for oil and gas: Dr. Diss. Abstract]. Novosibirsk, 1995. 61 p.
- Khutorskoi M.D., Sokolov S.Yu. Thermal evolution of the southern part of the Barents Sea (the Fedynsky Arch). *Georesources*, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 99–113. In Rus.
- Burlin Yu.K., Galushkin Yu.I., Yakovlev G.E. *Basseynovy analiz* [Basin analysis]. Moscow, MSU Publ., 2007. 112 p.
- Isaev V.I., Lobova G.A., Fomin A.N., Bulatov V.I., Kuzmenkov S.G., Galieva M.F., Krutenko D.S. Heat flow and presence of oil and gas (the Yamal peninsula, Tomsk region). *Georesources*, 2019, vol. 21, no. 3, pp. 125–135. In Rus.
- Ibrahim M.W., Al-Kubaisi B. Geothermal gradient anomalies of hydrocarbon entrapment at southern North Sea basin, UKCS: a mature basin rejuvenation technique. *Extended Abstract. Geo 2018. 13th Middle East Geosciences. Conference and Exhibition*. Manama, Bahrain, 5–8 March 2018, AAPG ME Section. pp. 1–6. Available at: <http://www.targetexploration.com/IBRAHIM2018A.pdf> (accessed 1 April 2023).
- Krutenko D.S., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G. Heat flow, Triassic rift system and Mesozoic-Cenozoic faults (south-east of Western Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2021, vol. 16, no. 2, pp. 1–24. In Rus. Available at: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/db1/19_2021.pdf (accessed 6 April 2023).
- Krutenko D.S. The heat flow properties and petrographically composition of the Paleozoic basement (the south-eastern part of Western Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*,

- 2022, vol. 17, no. 4, pp. 1–28. In Rus. Available at: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/3fd/32_2022.pdf (accessed 6 April 2023).
11. Khafizov S., Syngaevsky P., Dolson J.C. The West Siberian Super Basin: the largest and most prolific hydrocarbon basin in the world. *AAPG Bulletin*, 2022, vol. 106, no. 3, pp. 517–572.
 12. Surkov V.S., Zhero O.G. *Fundament i razvitie platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [The basement and platform development of Western Siberian Plate]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 143 p.
 13. Ulmishak G.F. *Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia*. Reston, Virginia, USA, US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003. 49 p.
 14. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoyско-kaynozoyских otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic and Cenozoic rocks in the south-eastern part of Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
 15. *Atlas. Geologiya i neftegazonosnost Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga* [Atlas. Geology and oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug]. Khanty-Mansiysk, Autonomous institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug V.I. Shpilman research and analytical centre for the rational use of the subsoil, 2004. 148 p.
 16. Isaev V.I., Krutenko D.S., Lobova G.A., Osipova E.N., Starostenko V.I. Mapping of Western Siberian heat flow (southeast). *Geofizicheskiy zhurnal*, 2021, vol. 43, no. 6, pp. 173–195. In Rus.
 17. Kutas R.I., Kobolev V.P. The thermal regime of the southern margin East-European craton. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2019, vol. 249, pp. 1–4. Available at: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/249/1/012034/pdf> (accessed 6 April 2023).
 18. Bradski G., Kaehler A. *Learning OpenCV: computer vision with the OpenCV library*. Sebastopol, O'Reilly Media, Inc., 2008. 556 p.
 19. Shi R., Conrad S.A. Correlation and regression analysis. *Annals of Allergy, Asthma & Immunology*, 2009, vol. 103, no. 4, pp. S35–S41.
 20. Malovichko A.K., Tarunina O.L. *Vysshie proizvodnye gravitatsionnogo potentsiala i ikh primeneniye pri geologicheskoy interpretatsii anomalii* [Higher-order derivatives of gravitational potential and its application in geological interpretation of anomalies]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 151 p.

Received: 17 April 2023.

Reviewed: 2 May 2023.

Information about the authors

Daniil S. Krutenko, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valery I. Isaev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Stanislav G. Kuzmenkov, Dr. Sc., professor, Yugra State University.