



ОЦЕНКА ТЕПЛОВОГО ПОТОКА В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ИНДИГИРО-ЗЫРЯНСКОГО ПРОГИБА (ЯКУТИЯ)

Альберт Дмитриевич Дучков^{1,✉}, Алексей Иванович Сивцев², Дмитрий Евгеньевич Аюнов³

^{1,3}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,

630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

²Северо-восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, 677000, Якутск, ул. Белинского, 58, Россия

¹DuchkovAD@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0002-4252-4382>

²SivtsevAI@tyngd.rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8386-2383>

³AyunovDE@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0000-0373-8789>

Аннотация. Выполнена приблизительная оценка величины теплового потока по трем глубоким параметрическим скважинам, пробуренным в северной части Индигиро-Зырянского прогиба. Скважины вскрыли породы палеогена и верхней юры. Геотермические градиенты рассчитывались по значениям температуры на нижней границе криолитозоны (0 °C) и на забое скважины. Теплопроводность пород оценивалась по опубликованным данным. Вычисленный тепловой поток на Индигирской площади составляет в среднем 70 мВт/м². Высокие значения теплового потока зафиксированы и на ранее изученных соседних участках. Таким образом, оценка теплового потока, полученная авторами в Индигиро-Зырянском прогибе, вполне соответствует уже имеющимся сведениям об уровне теплового потока в этом регионе Восточной Якутии.

Ключевые слова: термограммы скважин, теплопроводность, тепловой поток, Индигиро-Зырянский прогиб, Восточная Якутия

Финансирование: исследование выполнено по плану базовых научно-исследовательских работ ИНГГ СО РАН (проект Минобрнауки РФ FWZZ-2022-0019).

Благодарности: авторы благодарят к.т.н. Л.С. Соколову за активную помощь при подготовке статьи.

Для цитирования: Дучков А.Д., Сивцев А.И., Аюнов Д.Е. Оценка теплового потока в северной части Индигиро-Зырянского прогиба // Геофизические технологии. 2024. № 2. С. 29–39. doi:10.18303/2619-1563-2024-2-29.

ASSESSMENT OF HEAT FLOW IN THE NORTHERN PART OF THE INDIGIRO-ZYRYANSKY TROUGH (YAKUTIA)

Albert D. Duchkov^{1,✉}, Aleksey I. Sivtsev², Dmitry E. Ayunov³

^{1,3}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

²Ammosov North-Eastern Federal University, Belinsky Str., 58, Yakutsk, 677000, Russia.

¹DuchkovAD@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0002-4252-4382>

²SivtsevAI@tyngd.rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8386-2383>

³AyunovDE@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0000-0373-8789>

Abstract. An approximate estimation of the heat flow value was performed for three deep parametric wells drilled in the northern part of the Indigiro-Zyryansky trough. Boreholes have uncovered Paleogene and Upper Jurassic rocks. Geothermal gradients were calculated from the temperature values at the lower boundary of the cryolithozone (0 °C) and at the downhole. The thermal conductivity of rocks was roughly estimated from published data. The calculated heat flow on the

Indigirskaya area is on average 70 mW/m². The values of heat flow values were recorded in the previously studied neighboring areas. Thus, the heat flow estimate obtained by the authors in the Indigiro-Zyryansky trough correspond fully to the available data on the heat flow level in this region of East Yakutia.

Keywords: thermograms of wells, thermal conductivity, heat flow, Indigiro-Zyryansky trough, East Yakutia

Funding: The study was carried out as part of government assignment to the Russian Academy of Sciences in basic research, Project FWZZ-2022-0019.

Acknowledgments: Authors are grateful to PhD L.S. Sokolova.

For citation: Duchkov A.D., Sivtsev A.I., Ayunov D.E. Assessment of heat flow in the northern part of the Indigiro–Zyryansky trough (Yakutia) // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 2. P. 29–39. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-2-29.

ВВЕДЕНИЕ

Тепловой поток (q) является основным источником информации об энергетическом состоянии земной коры и верхней мантии, индикатором геодинамической активности. Обширные северные территории Сибири по разным причинам слабо изучены в геотермическом отношении. Местами расстояния между пунктами оценки теплового потока составляют сотни километров. В этой связи представляет интерес любая возможность для улучшения этой ситуации. В настоящей статье авторы представляют свой подход к приблизительной оценке теплового потока на одном из участков Индигиро-Зырянского прогиба при отсутствии полного набора необходимых данных. Тепловой поток определяется как произведение стационарного геотермического градиента (g), вычисляемого по измерениям температуры в достаточно глубоких скважинах, и коэффициента теплопроводности (λ) пород, вскрытых этими же скважинами. Основным параметром из двух (g и λ), необходимых для оценки q , является несомненно геотермический градиент, на который влияет целый ряд природных факторов, затрудняющих его прогнозирование. Теплопроводность горных пород измеряется в лабораторных условиях на специально отобранных образцах из керна скважин. Данных о тепловых свойствах горных пород к настоящему времени накоплено достаточно много (только в ИНГГ СО РАН выполнено порядка 4000 измерений λ [Дучков и др., 2017]). Опубликованы многочисленные каталоги и базы данных, содержащие сведения о тепловых свойствах различных типов пород из многих регионов страны и мира. Установлены корреляционные связи между λ и некоторыми другими физическими свойствами пород. Все это позволяет с оптимизмом надеяться на благоприятный прогноз теплопроводности пород по перечисленной опубликованной информации.

Имея все указанное в виду, авторы поставили задачу оценить величины теплового потока на Индигирской площади в северной части Индигиро-Зырянского прогиба, где выполнено бурение параметрических глубоких скважин [Аржаков и др., 2017]. Измерения температуры проведены в скважинах сразу после завершения бурения. Недавно авторы показали успешный пример использования термограмм, измеренных сразу после остановки бурения, для оценки q по скважинам Лено-Анабарского прогиба [Дучков и др., 2023]. Новая задача представляется сложнее, так как отсутствуют и сведения о теплопроводности пород, заполняющих Индигиро-Зырянский прогиб.

ГЕОЛОГИЯ И СВЕДЕНИЯ О СКВАЖИНАХ

В 1989–1992 гг. подразделениями ПГО «Ленанефтегазгеология» пробурены четыре структурно-параметрические скважины (рис. 1) глубиной более 1 км на Индигирской площади в северной части

Индигино-Зырянского прогиба, расположенного в западной части Верхояно-Чукотской складчатой области [Аржаков и др., 2017]. Скважины пробурены с целью изучения геологического строения, выявления перспективных проницаемых горизонтов, оценки их нефтегазоносности. Бурение происходило в субарктической зоне с повсеместным распространением многолетнемерзлых пород (ММП), мощность которых местами превышает 400 м. Измерения температуры выполнены в скважинах № 272-01, 272-02 и 272-03. Поэтому в статье рассматриваются материалы из отчетных документов только по этим скважинам («Дела скважин № 272-01, 272-02 и 272-03»).

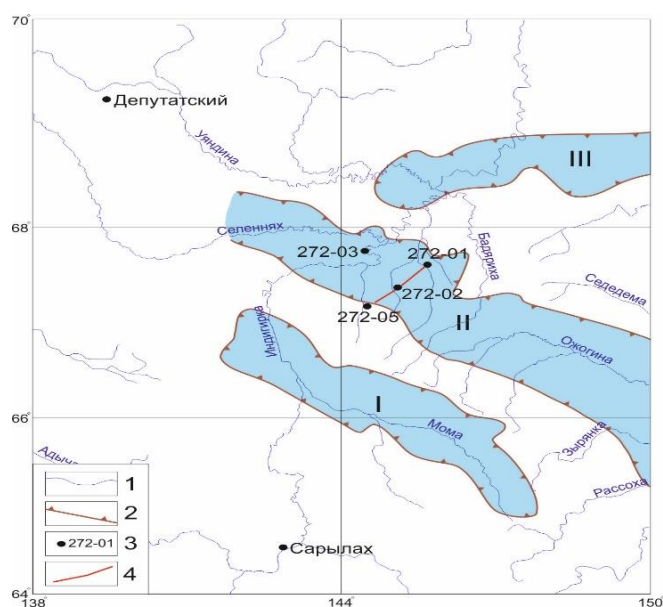


Рис. 1. Расположение впадин в западной части Верхояно-Чукотской складчатой области и параметрических скважин в Индигино-Зырянском прогибе. Условные обозначения: 1 – гидросеть, 2 – границы впадин (I – Момская впадина, II – Индигино-Зырянский прогиб, III – Алазейско-Индигирская система впадин), 3 – скважины и их номера: 272-01 (67.61° с.ш., 145.66° в.д.), 272-02 (67.45° с.ш., 145.15° в.д.), 272-03 (67.73° с.ш., 144.49° в.д.), 4 – линия разреза.

Бурение скв. 272-01 началось 26.03.1989 г. При забое 1034 м бурение было остановлено на месяц (с 10.07.1989 по 10.08.1989) по техническим причинам. После расконсервации бурение продолжалось более месяца (до 17.09.1989 г.), и за это время скважина была углублена всего на 115 м (забой 1149 м). Бурение прекращено из-за геологических осложнений. Термокаротаж выполнен 18.09.1989 г. в интервале 0–1117 м. По материалам бурения мощность ММП в этом пункте составляет 380 м.

Бурение первого ствола скв. 272-02 началось 23.05.1989 г. На глубине 1242 м произошел прихват инструмента, аварию ликвидировать не удалось, бурение прекращено 24.09.1989 г. Термокаротаж первого ствола выполнен 25.09.1989 г. в интервале 0–1110 м. С помощью клина забурен второй ствол, пройденный до 1611 м. Термокаротаж во втором стволе не производился. С глубины 1110 м забурен третий ствол. Бурение прекращено по техническим причинам 27.03.1990 г. на глубине 1350 м. Термокаротаж третьего ствола выполнен 28.03.1990 г. в интервале 0–1340 м. Мощность ММП – 417 м. В дальнейшем при необходимости первый ствол будем обозначать – скв. 272-02/1, а третий ствол – скв. 272-02/3.

Бурение скв. 272-03 началось 30.05.1990 г. Скважина бурилась 6.5 месяцев с короткими остановками на ремонтные работы и ГИС. Она закончена бурением 16.12.1990 г. при забое 1300 м. Термокаротаж выполнен 18.12.1990 г. в интервале 0–1280 м. Мощность ММП – 356 м.

Рассмотрим стратиграфию разрезов по скважинам. Сква. 272-01 (рис. 2) прошла четвертичные (0–55 м) и неоген-палеогеновые (55–1045 м) отложения и вскрыла породы бастахской свиты верхней юры (1045–1149 м). Стволы 1 и 3 скв. 272-02 (см. рис. 2) вскрыли только четвертичные (0–57 м) и неоген-палеогеновые (57–1350 м) отложения. Разрез по скв. 272-03 не коррелирует с разрезами первых двух. Эта скважина пробурила четвертичные (0–48 м), неоген-палеогеновые (48–756 м) отложения и породы илиньтасской свиты верхней юры (756–1280 м). Таким образом, скважины 272-01 и 272-02 вскрыли в основном неоген-палеогеновые отложения, а скважина 272-03 прошла в равной пропорции неоген-палеогеновую толщу и породы илиньтасской свиты верхней юры.

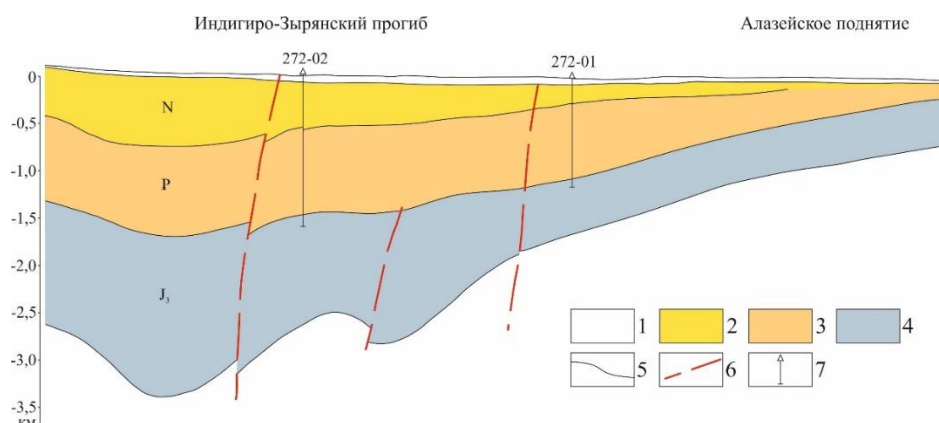


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез по линии скважин 272-05–272-02–272-01 (по материалам АО «Якутскгеология», АО «Якутскгеофизика», ВНИГРИ). Условные обозначения: Отложения: 1 – четвертичные, 2 – неогеновые, 3 – палеогеновые, 4 – верхнеюрские; 5 – геологические границы, 6 – разрывные нарушения по сейсморазведке, 7 – скважины.

Неоген-палеогеновые свиты сложены слабосцементированными песчаниками, глинами, алевролитами со значительным содержанием растительных остатков, прослоями углей. Бастахская и илиньтасская свиты (J_3) представлена разными по составу и плотности аргиллитами, алевролитами, песчаниками, перемешанными по разрезу в разных пропорциях. В процессе бурения из керна скважин 272-01 и 272-02 было отобрано несколько образцов песчаников: 10 образцов из палеогеновых и три образца из верхнеюрских (бастахская свита) отложений. Изучены пористость (ϕ) и плотность этих образцов. При этом установлено, что палеогеновые и верхнеюрские породы существенно различаются по пористости: среднее значение ϕ палеогеновых пород составляет 28 %, а верхнеюрских – 20 % при практически одинаковой плотности 2.0–2.2 г/см³.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ В СКВАЖИНАХ

Термокаротажи в рассматриваемых скважинах проводились в рамках ГИС через 1–2 суток после прекращения бурения. Температура измерялась непрерывно электротермометрами ТЭГ-36 при спуске приборов со скоростью 600–700 м/час. Такие скорости каротажа обеспечивают измерения температуры пород с погрешностью порядка 0.3–0.4 °C [Череменин, 1972]. Термограммы, построенные по термокаротажным записям, приведены на рис. 3–5. Они свидетельствуют, что стволы скважин, особенно в верхней части, существенно прогреты (на 3–6 °C выше 0 °C), несмотря на сравнительно медленное с частыми остановками бурение. При проходке скважин температура горных пород нарушается в основном активной циркуляцией бурового раствора во время бурения.

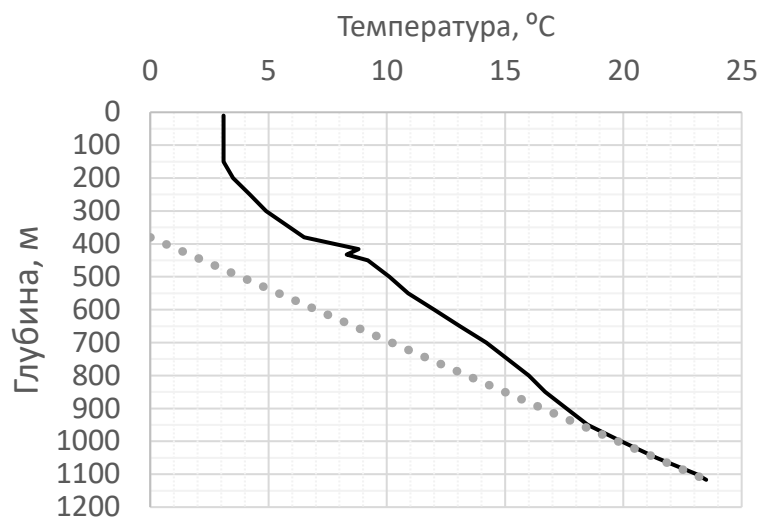


Рис. 3. Производственная термограмма по скв. 272-01 (запись 18.09.1989 г. через сутки после окончания бурения). Точками на рис. 3–5 изображены расчетные термограммы.

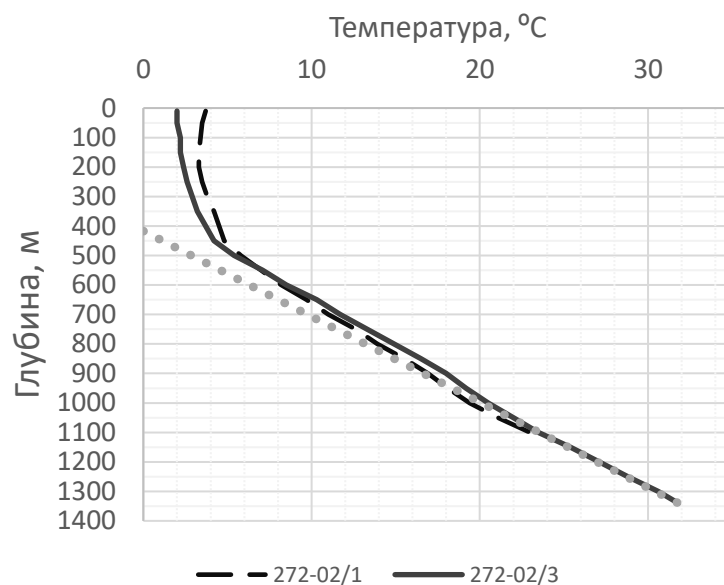


Рис. 4. Производственные термограммы по скв. 272-02/1 (первый ствол, запись 25.09.1989 г.) и 272-02/3 (третий ствол, запись 28.03.1990 г.). Записи производились через сутки после окончания бурения.

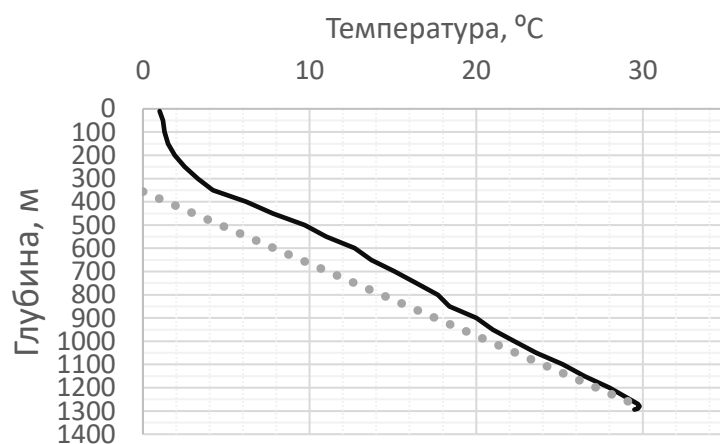


Рис. 5. Производственная термограмма по скв. 272-03. Запись 18.12.1990 г. через двое суток после окончания бурения.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО ГРАДИЕНТА ПО ТЕРМОГРАММАМ, ЗАПИСАННЫМ СРАЗУ ПОСЛЕ ОКОНЧАНИЯ БУРЕНИЯ

В процессе бурения температурное поле пород, окружающих скважину, существенно нарушается. Поэтому термограммы, записанные непосредственно после окончания бурения, обычно не используются для оценки стационарных значений геотермического градиента. Однако по таким термограммам можно определить близкое к стационарному значение геотермического градиента по всему интервалу термокаротажа (без учета возможных локальных отклонений градиента), если использовать наиболее достоверные значения температуры в верхней и нижней частях скважины [Гордиенко и др., 2002; Дучков и др., 2023]. В арктических районах в качестве верхнего значения температуры следует использовать «нулевую изотерму» ($T_0=0\text{ }^{\circ}\text{C}$) на нижней границе ММП (на глубине h_p). При выстойке скважины после завершения бурения постепенно восстанавливается и слой многолетнемерзлых пород, на нижней границе которого неизбежно установится нулевая температура. В качестве значения температуры в нижней части скважины берется ближайшее к забою скважины измерение T_z (на глубине h_z). Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что после завершения бурения и циркуляции бурового раствора температура на забое скважины может восстанавливаться до стационарных значений за 1–2 суток под воздействием радиального и вертикального (снизу) тепловых потоков [Череменинский, 1972]. Естественно, что наиболее быстро T восстанавливается непосредственно на забое скважины. В нашем случае измерения T по всем скважинам заканчивались на 10–30 м выше забоя. Геотермический градиент (g) в интервале между h_p и h_z можно оценить по формуле:

$$g = T_z / (h_z - h_p). \quad (1)$$

Описанная методика применима для интерпретации термограмм по скважинам глубиной более 1000 м. Полученные таким образом расчетные термограммы (графики температуры между значения T_0 и T_z) также показаны на рис. 3–5. Интересно отметить, что для скв. 272-01 и 272-02 расчетные термограммы идеально совпадают с призабойными частями производственных термограмм. Иная картина наблюдается по скв. 272-03, где во всем интервале сравнения (350–1280 м) производственная термограмма превышает расчетную на 5–1 $^{\circ}\text{C}$. Вероятно, эти различия связаны с особенностями завершения буровых работ на скважинах. Оценки геотермического градиента по формуле (1) приведены в табл. 1. По всем трем скважинам зафиксированы близкие значения g , изменяющиеся от 31.9 до 34.1 мК/м. Средний геотермический градиент по скважинам составляет 32.8 мК/м.

Таблица 1

Оценки геотермического градиента по скв. 272-01, 272-02 и 272-03

Скважина	h_p , м	h_z , м	T_z , $^{\circ}\text{C}$	g , мК/м
272-01	380	1117	23.5	31.9
272-01/1	417	1110	23.4	33.8
272-02/3	417	1340	31.8	34.4
272-03	356	1280	29.8	32.3
Среднее значение g по всем скважинам				32.8

Установлено, что термограммы, записанные сразу после бурения, могут сохранять порядка 50–70 % стационарного градиента [Кутас, Гордиенко, 1971]. Сохранившуюся в термограмме часть геотермического градиента принято называть остаточным градиентом (G). Оценим значения G по термограммам рассматриваемых параметрических скважин. Расчеты приведены в табл. 2. Очевидно, что во всех производственных термограммах сохранился очень высокий уровень остаточного градиента G (порядка 70–90 % от g). Подобное нами наблюдалось и в скважинах Лено-Анабарского междуречья [Дучков и др., 2023]. Сохранение столь высоких значений остаточного градиента в сибирских производственных термограммах, записанных в конце прошлого века, возможно является следствием сложных условий бурения в арктических районах (удаленность буровых бригад от ремонтных баз, плохие дороги, перерывы в снабжении).

Таблица 2

Результаты определения остаточного геотермического градиента G

Скважины/возраст пород	H , м	ΔH , м	ΔT , °C	G , мК/м	g , мК/м	$(G/g) \cdot 100$, %
272-01/Pg	400–1100	700	16.3	23	31.9	72
272-02/Pg	450–1300	850	25.4	31	34.4	90
272-03/Pg	400–750	350	10.2	29.1	32.3	90
272-03/J ₃	750–1280	530	13.4	25.3	32.3	78

Примечание. H и ΔH – интервал глубин (и его мощность), в котором по производственным термограммам определяется остаточный градиент G ; ΔT – перепад температур на границах интервала H ; $G = \Delta T / \Delta H$ – остаточный геотермический градиент; g – «стационарный» геотермический градиент.

Полученные сведения о значениях g (табл. 1) можно использовать для определения теплового потока, но для этого необходимо хотя бы примерно оценить значения теплопроводности пород, пройденных скважинами. Этот вопрос рассматривается в следующем разделе.

ОЦЕНКА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ПОРОД И ТЕПЛООВОГО ПОТОКА ИНДИГИРСКОГО УЧАСТКА

Так как теплопроводность осадочных пород, заполняющих Индигиро-Зырянский прогиб, не известна, попытаемся, имея сведения о породах, вскрытых параметрическими скважинами (отложения палеогена и верхней юры), оценить их λ по опубликованным данным о тепловых свойствах аналогичных пород.

При проведении геотермических работ в южных районах Западно-Сибирской плиты была измерена теплопроводность примерно 200 образцов осадочных песчано-глинистых пород палеогена и верхней юры, отобранных с глубин 0.5–2 км [Тепловое поле..., 1987]. Во многих случаях значения λ измерялись прямо на скважине методом цилиндрического зонда. Диапазон изменения теплопроводности этих, в основном слабо сцементированных отложений, достаточно велик, однако средние значения λ отдельных групп пород определяются уверенно. Так, средняя теплопроводность кайнозойских пород (N–Pg) оценивается в 2.0 Вт/(м·К), а верхнеюрских – 2.3 Вт/(м·К).

Представляют интерес сведения о теплопроводности слабоуплотненных песчано-углистых неоген-палеогеновых отложений Анадырской впадины. В работе [Девяткин, 1993] сообщается об

измерении порядка 20 образцов из керна глубоких скважин. Их теплопроводность изменяется от 1.4 до 2.8 Вт/(м·К). Однако среднее значение λ кайнозойских пород в этих работах не определено. В 1984 г. сотрудник ИГиГ СО АН СССР (сейчас ИНГГ СО РАН) Г.Н. Новиков отобрал 24 образца алевролита и песчаника из керна скважин Верхне-Телекайской, Вахрушенской, Гриневецкой, Западно-Озерной и Акольской площадей Анадырской впадины. Теплопроводность этих образцов палеогенового возраста измерялась на Компараторе теплопроводности [Тепловое поле..., 1987]. Среднее значение $\lambda = 2.1$ Вт/(м·К) определено достаточно уверенно. Результаты измерений теплопроводности образцов хранятся в архиве лаб. 563 ИНГГ СО РАН.

В лаборатории геотермии ИМЗ СО РАН измерена теплопроводность более 100 образцов алевролитов и песчаников, отобранных из верхнемезозойских (K_1 – J_3) отложений на участках Апсат, Эльге, Худуркан, Молоковка, Лунгхинский и Беринговский прогибы [Гаврильев, 2013]. Среднее значение λ изученных образцов оценивается в 2.3–2.4 Вт/(м·К).

Другую возможность оценить λ палеогеновых и верхнеюрских пород Индигирского участка предоставляют известные корреляционные зависимости между значениями теплопроводности и пористости (ϕ). Выше упоминалось, что кайнозойские и верхнеюрские породы Индигирского участка заметно различаются по пористости: породы Рg характеризуются средними значениями $\phi = 28$ % (10 образцов из скв. 272-01), а породы бастахской свиты J_3 – $\phi = 20$ % (три образца из скв. 272-02). По этим данным можно оценить теплопроводность пород, например, по корреляционной связи между λ и ϕ , установленной при изучении водонасыщенных осадочных пород северо-восточных районов Западно-Сибирской плиты [Дучков и др., 2014]:

$$\lambda_w = 2.95 - 0.032 \phi,$$

где ϕ – пористость в процентах.

Расчеты по формуле свидетельствуют, что теплопроводность палеогеновых пород в среднем оценивается в 2.1 Вт/(м·К), а пород бастахской свиты (J_3) – в 2.3 Вт/(м·К). Полученные оценки λ практически идентичны указанным выше литературным данным.

К сожалению, из пород илиньтасской свиты (J_3), слагающих нижнюю половину разреза скв. 272-03, образцы не отбирались. Судя по термограмме этой скважины, илиньтасская свита характеризуется более низким (на 15 %) градиентом G (табл. 2) по сравнению с породами палеогена. Это может свидетельствовать о более высокой (на те же 15 %) λ пород этой свиты. Если принять среднюю теплопроводность пород Рg равной 2.1 Вт/(м·К), то λ пород илиньтасской свиты (J_3) можно оценить в 2.4 Вт/(м·К).

Авторы полагают, что приведенные материалы позволяют с высокой степенью достоверности оценить среднюю теплопроводность пород в районе бурения параметрических скважин следующим образом: породы палеогена $\lambda = 2.0$ – 2.1 Вт/(м·К), верхнеюрские породы $\lambda = 2.3$ – 2.4 Вт/(м·К).

Полученные значения q и λ позволяют выполнить приблизительные определения теплового потока на Индигирской площади. При расчете q авторы использовали максимальные из указанных выше оценок λ . Результаты приведены в табл. 3. Они свидетельствуют, что для всех трех скважин Индигирской площади характерен практически одинаковый и высокий тепловой поток (67–73 мВт/м²).

Таблица 3

Оценка теплового потока

Скважина	Возраст пород	g , мК/м	λ , Вт/(м·К)	q , мВт/м ²
272-01	Pg	31.9	2.1	67
272-02	Pg	34.1	2.1	72
272-03	Pg, J ₃	32.3	2.25	73
Среднее значение q по трем скважинам				70

Примечание. По скв. 272-03, разрез которой включает породы Pg и J₃, использовано значение $\lambda = (2.1+2.4):2 = 2.25$ Вт/(м·К).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследований авторами получены оценки теплового потока по трем глубоким параметрическим скважинам, пробуренным на Индигирской площади в Индигиро-Зырянском прогибе. Определения геотермического градиента выполнены по производственным термограммам, записанным через 1–2 суток после окончания бурения. Для расчета величины g по всему стволу использованы значения температуры в верхней и нижней частях скважин: «нулевая изотерма» ($T = 0$ °C) на нижней границе криолитозоны и температура на ближайшей к забою глубине. В итоге по всем скважинам получены близкие значения $g = 32$ – 34 мК/м. Имея сведения о породах, вскрытых параметрическими скважинами, авторы оценили их теплопроводность, по данным о λ аналогичных пород из других регионов Сибири. В результате установлено, что теплопроводность отложений палеогена скорее всего составляет 2.0 – 2.1 Вт/(м·К), а верхнеюрских пород – 2.3 – 2.4 Вт/(м·К). При расчете теплового потока авторы использовали максимальные оценки λ – 2.1 и 2.4 Вт/(м·К). Расчеты показали, что по всем трем скважинам фиксируются высокие значения q , изменяющиеся незначительно – от 67 до 73 мВт/м². Средний q составляет 70 мВт/м². Ранее в Индигиро-Зырянском прогибе определения теплового потока не выполнялись.

Оценить достоверность выполненных определений теплового потока возможно, сравнив их с известной геотермической информацией по другим соседним районам. Как уже отмечалось, северные территории Сибири в геотермическом отношении изучены недостаточно. Так, в пределах более 200 км от Индигирской площади ранее были изучены геотермические условия только на двух участках (см. рис. 1): Депутатский на севере и Сарылах на юге [Девяткин, 1993].

Участок Депутатский (оловорудное месторождение) находится в Момско-Чарской горной области. Участок Сарылах расположен в бассейне р. Индигирки в юго-восточной части Уольчанского хребта. Температурные наблюдения везде проводились в выстоявшихся скважинах глубиной до 400–600 м, пройденных в песчаниках и сланцах триаса. Мощность мерзлоты на участках изменяется от 300 до 500 м. На Депутатском участке все оценки g выполнены в многолетнемерзлых породах. На участке Сарылах измерения температуры выполнялись и в мерзлоте, и в талых породах (десяtkи метров). При этом было установлено равенство геотермических градиентов в этих разных условиях, что свидетельствует о стационарном состоянии ММП в данном регионе. Геотермический градиент, измеренный в скважинах участков, изменяется от 20 до 32 мК/м, а теплопроводность пород – от 2.8 до 4.3 Вт/(м·К). При расчете q

с помощью электромоделирования (на установке УСМ-1) учитывалось влияние природных факторов (рельефа, климата, особенностей геологической структуры и других) на распределение температуры в горных породах. На обоих участках по данным измерений и моделирования был зафиксирован практически одинаковый высокий средний тепловой поток: на участке Депутатский $q = 80$ мВт/м², а на участке Сарылах $q = 84$ мВт/м².

Результаты сопоставлений с одной стороны свидетельствуют о реальности оценки высокого теплового потока на Индигирском участке, а с другой – полученные новые данные подтверждают высокий уровень q в данном регионе Восточной Якутии, т. к. несмотря на существенные различия объектов исследований (мелкие и глубокие скважины, измерение g в мерзлых и талых породах, измерение и прогноз λ пород) на всех трех участках получены близкие значения высокого теплового потока. Предложенный подход может быть использован и в других северных регионах Сибири (где развита мерзлота) для улучшения их геотермической изученности.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

Аржаков Н.А., Оболкин А.П., Ситников В.С. Анализ геолого-геофизической изученности потенциально нефтегазоносных районов северо-восточной Якутии и прилегающего шельфа Восточно-Арктических морей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12, № 4. С. 1–18. doi:10.17353/2070-5379/39_2017.

Гаврильев Р.И. Каталог теплофизических свойств горных пород северо-востока России. Якутск: Изд-во ИМЗ СО РАН, 2013. 174 с.

Гордиенко В.В., Гордиенко И.В., Завгородняя О.В., Усенко О.В. Тепловое поле территории Украины. Киев: Знание Украины, 2002. 170 с.

Девяткин В.Н. Тепловой поток криолитозоны Сибири. Новосибирск: Наука, 1993. 165 с.

Дучков А.Д., Соколова Л.С., Родякин С.В., Черныш П.С. Зависимость теплопроводности пород осадочного чехла Западно-Сибирской плиты от влажности и пористости // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5–6. С. 991–1000. doi:10.15372/GiG20140520.

Дучков А.Д., Соколова Л.С., Аюнов Д.Е. Свидетельство о государственной регистрации базы данных: «База данных тепловых свойств горных пород Сибирского региона РФ». Свидетельство № 2017621489, RU, заявлено 25.10.2017, опубликовано 15.12.2017.

Дучков А.Д., Аюнов Д.Е., Ян П.А., Сивцев А.И., Соколова Л.С. Теплопроводность пород и оценки теплового потока в Лено-Анабарском междуречье (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. 2023. Т. 64, № 6. С. 858–869. doi:10.15372/GiG2022143.

Кутас Р.И., Гордиенко В.В. Тепловое поле Украины. Киев: Наукова Думка, 1971. 140 с.

Тепловое поле недр Сибири / Ред. Э.Э. Фотиади. Новосибирск: Наука, 1987. 196 с.

Череменский Г.А. Геотермия. Л.: Недра, 1972. 272 с.

REFERENCES

Arzhakov N.A., Obolkin A.P., Sitnikov V.S. Geological and geophysical study of potentially petroleum bearing areas of north-eastern Yakutia and the approaching eastern Arctic offshore // Oil and Gas Geology. Theory and Practice. 2017. Vol. 12 (4). P. 1–18 (In Russ.). doi:10.17353/2070-5379/39_2017.

Cheremensky G.A. Geothermy [in Russian]. Nedra, Leningrad, 1972. 272 p.

- Devyatkin V.N.** Thermal flow of cryolithozones of Siberia [in Russian]. Nauka, Novosibirsk, 1993. 165 p.
- Duchkov A.D., Ayunov D.E., Yan P.A., Sivtsev A.I., Sokolova L.S.** Thermal conductivity of rocks and estimates of heat flow in the Lena–Anabar interfluvium (Siberian Platform) // Russian Geology and Geophysics. 2023. Vol. 64 (6). P. 713–723. doi:10.2113/RGG20224518.
- Duchkov A.D., Sokolova L.S., Ayunov D.E.** Certificate of state registration of the database: "Database of thermal properties of rocks of the Siberian region of the Russian Federation". Certificate No. 2017621489, RU, announced 10/25/2017, published 12/15/2017.
- Duchkov A.D., Sokolova L.S., Rodyakin S.V., Chernysh P.S.** Thermal conductivity of the sedimentary-cover rocks of the west Siberian plate in relation to their humidity and porosity // Russian Geology and Geophysics. 2014. Vol. 55 (5–6). P. 784–792. doi:10.1016/j.rgg.2014.05.021.
- Gavrilyev R.I.** Catalogue of thermophysical properties of rocks of the North-east of Russia [in Russian]. Publishing House of IMZ SB RAS, Yakutsk, 2013. 174 p.
- Gordienko V.V., Gordienko I.V., Zagorodnaya O.V., Usenko O.V.** Thermal field of the territory of Ukraine [in Russian]. Naukova Dumka, Kiev, 2002. 170 p.
- Kutas R.I., Gordienko V.V.** Thermal field of Ukraine [in Russian]. Naukova dumka, Kiev, 1971. 140 p.
- Thermal field of the bowels of Siberia** / Editor E.E. Fotiadi [in Russian]. Nauka, Novosibirsk, 1987. 196 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

ДУЧКОВ Альберт Дмитриевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории естественных геофизических полей Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: внутриземной тепловой поток, геотермия земной коры, газогидраты.

СИБЦЕВ Алексей Иванович – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Недропользование» Геологоразведочного факультета Северо-восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Основные научные интересы: геология месторождений нефти и газа Саха Якутии.

АЮНОВ Дмитрий Евгеньевич – кандидат физико-математических наук, с.н.с. лаборатории естественных геофизических полей Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: геотермия, тепловые свойства горных пород.

*Статья поступила в редакцию 20 ноября 2023 г.,
одобрена после рецензирования 25 декабря 2023 г.,
принята к публикации 27 декабря 2023 г.*