

## Тепловой поток и нефтегазоносность (полуостров Ямал, Томская область)

В.И. Исаев<sup>1,2\*</sup>, Г.А. Лобова<sup>1</sup>, А.Н. Фомин<sup>3</sup>, В.И. Булатов<sup>2</sup>, С.Г. Кузьменков<sup>2</sup>,  
М.Ф. Галиева<sup>1</sup>, Д.С. Крутенко<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Томский политехнический университет, Томск, Россия

<sup>2</sup>Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия

<sup>3</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Исследуются возможности геотермии как геофизического метода для решения прогнозно-поисковых задач нефтегазовой геологии Арктических районов и палеозоя Западной Сибири. Изучается глубинный тепловой поток месторождений Ямала, в которых нефтегазоносность связана с юрско-меловыми свитами, и месторождений Томской области, в разрезе которых вскрыты залежи в палеозое. Методом палеотемпературного моделирования (решением обратной задачи геотермии) сделаны расчеты плотности теплового потока из основания осадочного разреза, выполнена схематизация и картирование теплового потока с учетом экспериментальных определений параметра, выявлена корреляция особенностей теплового потока с локализацией месторождений. Фактографической основой исследований являются тектоно-седиментационная история осадочного чехла, мезозойско-кайнозойский климатический ход температур и история криогенных процессов, а также литолого-стратиграфические разбивки, результаты испытаний, термометрия и данные отражательной способности витринита 20 глубоких скважин Ямала и 37 скважин Останинской группы месторождений Томской области. Установлено, что на Ямале 80 % известных месторождений приурочены к аномальным особенностям теплового потока. Бованенковское и Арктическое месторождения находятся в зонах положительных аномалий. 75 % месторождений Останинской группы приурочены к аномальным особенностям теплового потока. Показано, что месторождения с промышленными залежами в палеозое тяготеют к яркой градиентной зоне теплового потока. Дан прогноз промышленных притоков в палеозое на Пинджинском, Мирном и Рыбальном месторождениях. Корреляция интенсивности нефтидогенеза и латеральной неоднородности глубинного теплового потока характеризуется как вероятная фундаментальная закономерность Западной Сибири.

**Ключевые слова:** глубинный тепловой поток, нефтегазоносность, месторождение, Ямал, палеозой, Томская область, Западная Сибирь, корреляция

**Для цитирования:** Исаев В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н., Булатов В.И., Кузьменков С.Г., Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. (2019). Тепловой поток и нефтегазоносность (полуостров Ямал, Томская область). *Георесурсы*, 21(3), с. 125-135. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135>

### Введение

В рамках парадигмы развития сырьевой базы углеводородов (УВ) России, Арктические районы и палеозой Западной Сибири становятся новыми объектами геологоразведочных работ и требуют совершенствования критериев и обновления методов прогнозирования и поисков (Конторович, 2016; Kontorovich, 2017). Настоящие исследования связаны с расширением возможностей геотермии как геофизического метода для решения прогнозно-поисковых задач нефтегазовой геологии (Исаев и др., 2018).

Особая роль принадлежит фундаментальному геодинамическому параметру – плотности глубинного теплового потока (Хуторской, 1996). Это главный параметр, определяющий термическую историю потенциально материнских отложений, степень реализации генерационного потенциала органического вещества, сингенетичность очагов генерации УВ и аккумулирующих резервуаров (Исаев, 2004). Здесь к месту процитировать выдержку из монографии (Курчиков, 1992): «Так, с учетом

полученных новых данных о глубинном тепловом потоке, не подтвердилось широко распространенное мнение о повсеместной приуроченности залежей нефти и газа к зонам *геотемпературных аномалий*. Однако выяснилось, что большинство углеводородных скоплений находится в зонах существенной латеральной неоднородности *глубинного теплового потока*» (курсив авторов статьи). Следует отметить значимый вклад в формирование геотермии как нефтепоискового метода особенно для Арктических регионов А.Р. Курчикова (Курчиков, 2001) и М.Д. Хуторского (Хуторской и др., 2013; Никитин и др., 2015).

Объектами настоящих исследований являются территория размещения месторождений УВ северной части Ямало-Ненецкого автономного округа, в которых нефтегазоносность связана в основном с нижнемеловой ахской свитой, и месторождений Томской области, в разрезе которых, наряду с верхнеюрскими, вскрыты залежи УВ в зоне контакта палеозойских и мезозойских отложений, а также во внутреннем палеозое.

*Цель исследований* – на примере названных территорий изучить закономерности изменения глубинного теплового потока, оценить корреляцию особенностей теплового потока с локализацией месторождений УВ и определить

\* Ответственный автор: Валерий Иванович Исаев  
E-mail: [isaevvi@trp.ru](mailto:isaevvi@trp.ru)

© 2019 Коллектив авторов

возможные прогнозно-поисковые геотермические критерии нефтегазоносности.

Изучение и оценка выполнялись, главным образом, исходя из *расчетных* значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза, а также анализировались *экспериментальные* определения плотности глубинного теплового потока.

### Методика расчета глубинного теплового потока

Глубинный тепловой поток определяется решением обратной задачи геотермии средствами программного комплекса 1D бассейнового моделирования (Исаев и др., 2018a; Isaev et al., 2018). Решение выполняется в рамках параметрического описания седиментационной истории и истории теплофизических свойств только осадочной толщи, начиная с юрского времени, без привлечения сведений о природе теплового потока и геодинамике ниже основания осадочного разреза. Для условий Западной Сибири, характеризующихся, начиная с юрского времени, квазистационарностью глубинного теплового потока (Дучков и др., 1990; Курчиков, 2001), решение обратной задачи геотермии – определения плотности теплового потока – выполняется однозначно.

Для решения обратной задачи геотермии используем в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и термограммы выстоявшихся скважин (метод ОГГ), а также геотемпературы, пересчитанные (Isaev, Fomin, 2006) из определений отражательной способности витринита (ОСВ). Геотемпературы из ОСВ включены в модель непосредственно, в строгой математической форме. Никаких отдельных «калибровок» по температурам ОСВ выполнять не требуется.

Первое краевое условие модели определяется температурой поверхности осадконакопления в мезозое-кайнозое, т.е. фактором палеоклимата, и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли. «Местные» вековые ходы для Арктической зоны и юго-востока Западной Сибири построены на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций (Iskorkina et al., 2015; Исаев и др., 2016; Исаев и др., 2017).

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели, принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой скважины.

Для задания теплопроводности пород используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности (Исаев и др., 2002). Так, по плотности пород в интервале 2,02-2,46 г/см<sup>3</sup> определена их теплопроводность – 1,27-1,65 Вт/м\*град. Коэффициенты температуропроводности – (6,5-8,0)\*10<sup>-7</sup> м<sup>2</sup>/с, плотности тепловыделения радиоактивных источников – (1,1-1,3)\*10<sup>-6</sup> Вт/м<sup>3</sup>, также определены согласно литологии стратиграфических комплексов. Формирование, существование и деградация толщ вечномерзлых пород и ледниковых покровов в нео-плейстоцене и голоцене учитываются как своеобразные динамичные литолого-стратиграфические комплексы, обладающие аномальными значениями теплопроводности 2,09-2,25 Вт/м\*град,

температуропроводности (1,05-1,20)\*10<sup>-6</sup> м<sup>2</sup>/с и плотности 0,92-2,10 г/см<sup>3</sup>.

Верхняя граница осадочной толщи – поверхность осадконакопления, дневная поверхность. Отсюда ясно, что палеотемпературные реконструкции непосредственно сопряжены с палеоструктурными реконструкциями. Скорость осадконакопления в модели может задаваться нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перемены осадконакопления и денудацию.

Основным критерием корректности результатов моделирования выступает *оптимальная* согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна *оптимальность* «невязки» расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. Оптимальная «невязка», это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности наблюдений (Strakhov et al., 2000). В нашем случае погрешность наблюдений составляла порядка ±2 °C (Isaev et al., 2018). Нужно отметить, что нередко «невязка» расчетных геотемператур и «наблюденных» пластовых температур на глубинах менее 1000 м заметно превышает оптимальную.

Важным критерием корректности результатов моделирования является согласованность расчетных значений плотности теплового потока с данными его экспериментального определения на территории исследований.

### Тепловой поток Ямала

Осадочный мезозойско-кайнозойский чехол территории исследования начинает формироваться в ранней юре. В это время накапливается глинистая *китербютская толща* –  $J_1t$ , обладающая нефтематеринским потенциалом. К концу волжского века трансгрессия моря расширилась, идет накопление *баженовской свиты* ( $J_3tt+K,b$ ), наиболее обогащенной рассеянным органическим веществом. По среднему значению ОСВ –  $R_{вр}^0 = 0,96$  % – в пределах Арктической площади баженовская свита находится в конце главной зоны нефтеобразования.

Начиная с апт-сеномана, морской режим господствует до начала эоцена. Анализ мощностей палеоген-неогена свидетельствует о том, что накопление шло до середины миоцена на протяжении 32 млн лет (нюрольская, тавдинская, атлымская, новомихайловская, туртасская, абросимовская свиты) и составило 335-535 м, затем, за 4 млн лет в раннебищеульское время эти отложения были размыты.

В среднем миоцене-раннем плиоцене, с конца бищеульского времени и до конца новопортовского, шло накопление осадков толщиной порядка 100 м, которые, в последующий этап положительных тектонических движений за 1,3 млн лет денудировались. С началом позднего миоцена идет накопление плиоцен-четвертичных озерно-аллювиальных осадков.

*Среднеюрский нефтегазоносный комплекс (НГК)* включает резервуары в составе вымской свиты ( $J_2b_1'$ ) с пластами ЮЯ<sub>7,9</sub> и мальшевской ( $J_2b_2^2-bt_{1,2}$ ) с пластами ЮЯ<sub>2,4</sub> в нижней подсвите. *Верхнеюрский НГК* объединяет нурминские отложения ( $J_2bt^3-k+J_3ok-tt$ ), а *меловой* – нижнемеловые ахскую, танопчинскую, яронгскую свиты. В подошве мела выделяется ачимовская толща с группой пластов Ач.

Для построения седиментационно-теплофизических 1D-моделей применены стратиграфические разбивки, результаты испытаний и данные ОСВ глубоких скважин (База данных Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2018). Разбивки приняты с учетом динамики тектонических событий на протяжении формирования осадочного разреза на территории Ямала. Учет толщи мерзлоты осуществлялся, начиная с 0,52 млн лет назад, а ледникового покрова – с 0,182 млн лет назад (Исаев и др., 2017). К моменту 15 тыс. лет назад (конец сартанского времени) ледник полностью деградирует.

Используя *рассчитанные* значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза в 8 скважинах, данные *экспериментальных* определений плотности глубинного теплового потока в 12 скважинах (табл. 1), построена схема плотности теплового потока Ямала (рис. 1А).

Отметим, что ранее установленная закономерность увеличения плотности теплового потока в северо-западном направлении (Хуторской и др., 2013) прослеживается и на полученной расчетной схеме (рис. 1).

Интересно сопоставить *расчетные* значения теплового потока, полученные по авторской методике (Исаев и др., 2018а; Isaev et al., 2018), с *расчетными* значениями теплового потока, полученными ранее, с применением физико-математической модели А.Р. Курчикова (Курчиков, 1992). Так, каталогизированные значения плотности теплового потока (Курчиков, 1992) по скважинам Харасавэйского, Крузенштернского и Бованенковского месторождений составляют 56-62 мВт/м<sup>2</sup>, а схема (рис. 1) дает 57-62 мВт/м<sup>2</sup>. И далее, каталогизированные значения плотности теплового потока (Курчиков, 1992) по скважинам Арктического и Средне-Ямальского месторождений составляют 54-56 мВт/м<sup>2</sup>, а схема (рис. 1) дает 51-57 мВт/м<sup>2</sup>.

Полагаем, что таблица 1, а также таблица 3 (рассчитанный тепловой поток, «невязки» моделирования), представляют самостоятельный интерес. Наряду с тем, что эта информация является аргументом достоверности результатов моделирования, приведенные в таблицах значения теплового потока могут стать основой для последующего 2D и 3D бассейнового моделирования. Получение оценок теплового потока – один из проблемных и весьма сложных этапов бассейнового моделирования. Известна, но далеко не всегда упоминаема сложность и неоднозначность определения теплового потока из основания осадочной толщи, базирующегося в системах ГАЛА, Temis, PetroMod на моделях рифтинга литосферы («defined rift phases») (Hantschel et al., 2009; Kontorovich et al., 2013; Galushkin, 2016).

На схеме (рис. 1Б) можно увидеть следующие особенности: «положительная аномалия» (например, район Бованенковского месторождения); «отрицательная аномалия» (Южно-Тамбейского); «заливообразная конфигурация изолиний» (Ростовцевского); «безаномальное поле» (Средне-Ямальского).

Анализ корреляции теплового потока и положения 13 хорошо известных месторождений показывает следующее. В зонах *положительных аномалий* теплового потока находятся 6 месторождений (46 % от общего числа), среди которых наиболее крупные – Бованенковское

и Арктическое. В зоне *отрицательной аномалии* находится 1 месторождение (8 %) – Южно-Тамбейское. В зонах *заливообразных конфигураций изолиний* находится 4 месторождения (31 %): Крузенштернское, Нейтинское, Ростовцевское и Новопортовское.

Таким образом, *порядка 80-85 % известных месторождений УВ Ямала приурочены к аномальным особенностям глубинного теплового потока.*

### Тепловой поток Останинской группы месторождений (Томская область)

Территория исследования расположена в Парабельском районе Томской области между реками Чузик и Чижалка (рис. 2А). По отложениям платформенного чехла исследуемый район находится в зоне сочленения двух структур I порядка: Нюрольской мегавпадины и южной части Средневажуганского мегавала (Конторович и др., 2006). Юрские отложения с перерывом в осадконакоплении и с угловым несогласием залегают на эрозионной поверхности палеозойских карбонатных пород девона-нижнего карбона.

Месторождения нефти и газа приурочены, главным образом, к верхнеюрским песчаным резервуарам горизонта Ю<sub>1</sub>. Залежи УВ сконцентрированы в антиклинальных, тектонически-экранированных ловушках верхней, средней юры и в *нефтегазоносном горизонте коры выветривания (пласт М) и внутреннем палеозое (пласт М<sub>1</sub>)* (табл. 2). Залежи кровельной части пород фундамента приурочены к метасоматически измененным органогенным известнякам, представляющим собой коллекторы порово-трещинного типа.

Для *среднеюрского и верхнеюрского нефтегазоносного комплекса (НГК)* нефтегенерирующей является повсеместно распространенная на территории исследований верхнеюрская *баженовская свита* (Фомин, 2011). Для *доюрского НГК* традиционным источником УВ принимается потенциально материнская нижнеюрская *тогурская свита* (Костырева, 2005). Но эта свита имеет весьма ограниченное распространение – юго-западный край территории исследований (рис. 2А). В этой связи нельзя исключить версию, предлагающую рассматривать *девонские толщи* как генерирующий источник УВ для доюрских резервуаров (Лобова и др., 2018). Более спорной, имеющей только косвенные аргументы, является гипотеза «*баженовского источника*» доюрских залежей УВ (Галиева, Крутенко, 2019).

*Расчеты* плотности теплового потока выполнены для разрезов 35 поисково-разведочных и 2 параметрических скважин на территории исследования (рис. 2). Данные испытаний глубоких скважин (пластовые температуры) и термограммы ОГГ изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО», 2018). Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

В таблице 3 приведено сопоставление модельных температур с пластовыми и с определенными по ОГГ, по ОСВ. Как видно, расчетная модель распределения тепла

Условный номер (рис. 1А)	Скважина	Температура, °С						Тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> / глубина, м
		Глубина, м	Пластовая	По ОСВ	По ОГТ	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
Авторские расчетные								
1	Ростовцевская 64	2470	75	-	-	75	0	50/3485
		2650	81	-	-	81	0	
		2660	81	-	-	81	0	
		2096	-	84	-	85	+1	
		2600	-	98	-	101	+3	
		2827	-	111	-	108	-3	
2	Средне-Ямальская 14	846	17	-	-	23	+6	51/3383
		1700	-	83	-	81	-2	
		2200	-	100	-	97	-3	
		3000	-	120	-	122	+2	
3	Мало-Ямальская 3002	2312	68	-	-	68	0	51/2751
		2355	69	-	-	69	0	
		2391	75	-	-	70	-5	
		2552	76	-	-	75	-1	
		1917	-	80	-	79	-1	
		1922	-	81	-	79	-2	
		1937	-	81	-	79	-2	
		2300	-	90	-	91	+1	
4	Арктическое 11	3533	125	-	-	124	-1	58/2792
		3560	126	-	-	125	-1	
		2000	-	100	-	102	+2	
		2500	-	120	-	121	+1	
5	Баваненковская 116	2610	94	-	-	96	+2	62/3388
		2657	97	-	-	97	0	
		2795	103	-	-	103	0	
		3050	113	-	-	112	-1	
		2615	-	120	-	119	-1	
Расчетные значения заимствованные (Попов, Исаев, 2011)								
6	Усть-Юрибейская-31	1165-1178	67	-	-	-	-	48/2900
7	Северо-Мантойская 51	469-472	10	-	-	-	-	47/2400
		873-878	22	-	-	-	-	
		891-900	23	-	-	-	-	
		1368-1376	27	-	-	-	-	
		2322	-	56	-	-	-	
		2430	-	61	-	-	-	
2434	-	65	-	-	-			
8	Новопортовская 54	2520-2540	83	-	-	-	-	52/2500
Экспериментальные значения заимствованные (Хуторской и др., 2013)								
9	Русановская 2	-	-	-	-	-	-	76/-
10	Ленинградская 1	-	-	-	-	-	-	73/-
11	Белоостровская 1	-	-	-	-	-	-	54/-
12	Белоостровская 3	-	-	-	-	-	-	53/-
13	Белоостровская 4	-	-	-	-	-	-	55/-
14	-	-	-	-	-	-	-	53/-
15	-	-	-	-	-	-	-	49/-
16	-	-	-	-	-	-	-	56/-
17	-	-	-	-	-	-	-	58/-
18	-	-	-	-	-	-	-	56/-
19	-	-	-	-	-	-	-	53/-
20	-	-	-	-	-	-	-	54/-

Табл. 1. Тепловой поток в скважинах п-ва Ямал

в осадочном разрезе оптимально согласуется с «наблюденными» значениями, на уровне  $\pm 2$  °С.

Достоверность результатов палеотемпературного моделирования подтверждается согласованностью полученных *расчетных* значений плотности теплового потока

с *экспериментальными* определениями А.Д. Дучкова (Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России, 2000). Экспериментальные данные замыкаются изолинией 60 мВт/м<sup>2</sup>, расчетные значения находятся в диапазоне 41-65 мВт/м<sup>2</sup>.

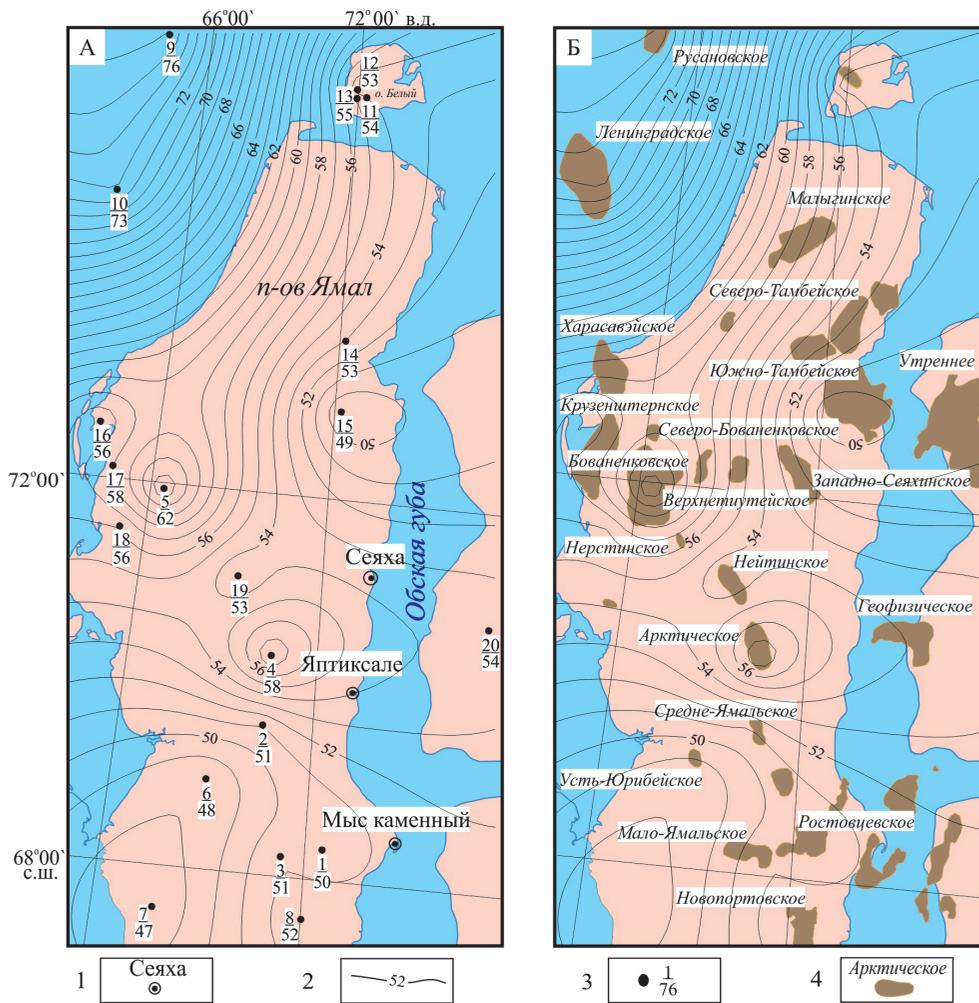


Рис. 1. П-ов Ямал. Тепловой поток (А) и его корреляция с месторождениями углеводородов (Б): 1 – населенный пункт и его название; 2 – изолинии значений плотности теплового потока; 3 – скважина, в числителе указан условный номер скважины, в знаменателе – значение плотности теплового потока, мВт/м<sup>2</sup>; 4 – контур месторождения и его название.

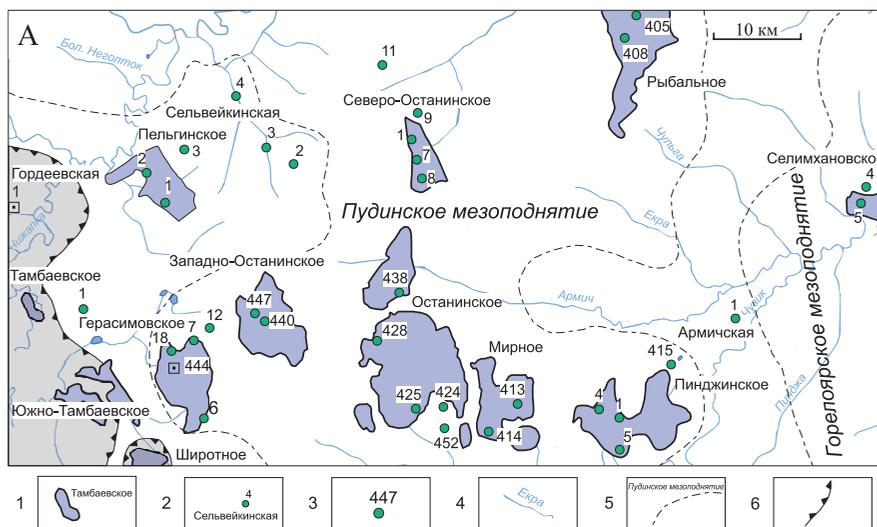


Рис. 2А. Томская область. Обзорная схема Останкинской группы нефтегазовых месторождений. 1 – контур месторождения УВ; 2 – площадь бурения; 3 – скважина палеотемпературного моделирования, номер скважины; 4 – речная сеть; 5 – тектонические структуры II порядка; 6 – граница распространения томурской свиты.

На карте распределения глубинного теплового потока (рис. 2Б) наблюдаются следующие аномальные особенности: «положительная аномалия», «градиентная зона», «отрицательная аномалия», «заливообразная конфигурация изолиний».

В восточной части территории месторождения УВ приурочены к яркой градиентной зоне, окаймляющей крупную положительную аномалию. Здесь расположено 6 месторождений: Рыбальное, Селимхановское, Пинджинское, Мирное, Останкинское, Северо-Останкинское.

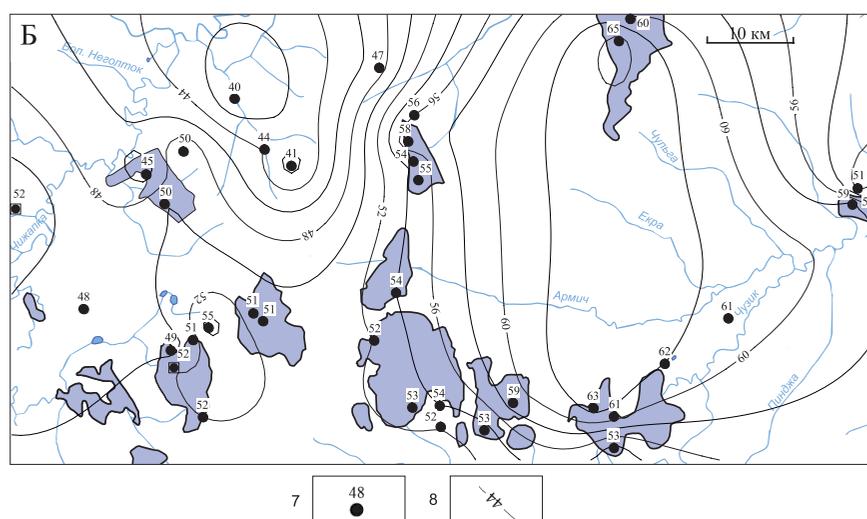


Рис. 2Б. Томская область. Карта плотности теплового потока Останинской группы нефтегазовых месторождений. 7 – скважина, расчетное значение плотности теплового потока ( $\text{mВт}/\text{м}^2$ ); 8 – изолинии значений плотности теплового потока.

Месторождение	Нефтегазоносный комплекс	Притоки (пласт)		Тип флюида
		Промышленные	Непромышленные	
Мирное	Верхнеюрский	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	-	НГК
Рыбальное	Верхнеюрский	-	Ю <sub>0</sub>	Н
		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	-	Н
Пинджинское	Палеозойский	-	М	Н
	Верхнеюрский	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	-	Н
	Среднеюрский	-	Ю <sub>8</sub>	Г
Останинское	Доюрский	-	М	НГК
	Верхнеюрский	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	-	ГК
	Среднеюрский	Ю <sub>3</sub> , Ю <sub>4</sub>	-	ГК
Северо-Останинское	Доюрский	М	-	НГК
Герасимовское	Верхнеюрский	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	-	ГК
		Среднеюрский	Ю <sub>2</sub>	-
	-	-	Ю <sub>7</sub>	Н
	-	-	Ю <sub>8</sub>	Н
	-	-	Ю <sub>9</sub>	Н
	-	-	Ю <sub>10</sub>	НГК
	-	-	Ю <sub>11</sub>	ГН
	-	-	Ю <sub>12</sub>	ГН
	Нижнеюрский	Ю <sub>14</sub>	-	ГН
Доюрский	Ю <sub>15</sub>	-	ГН	
Селимхановское	Верхнеюрский	М, М <sub>1</sub>	-	ГН
		Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	-	НГК
	Среднеюрский	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>	-	ГН
Пельгинское	Среднеюрский	-	Ю <sub>2</sub>	Н
	Доюрский	М	-	НГК
Тамбаевское	Верхнеюрский	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	-	ГН
Южно-Тамбаевское	Среднеюрский	-	Ю <sub>6</sub> , Ю <sub>7</sub>	ГН
	Доюрский	М	-	ГН
Широтное	Нижнеюрский	-	Ю <sub>14</sub>	Н
		Доюрский	М, М <sub>1</sub>	-
	Среднеюрский	Ю <sub>13</sub>	-	НГК
		-	Ю <sub>10</sub>	Н
Доюрский	-	Ю <sub>15</sub>	ГН	
	-	Ю <sub>16</sub>	Н	
Доюрский	-	М	НГК	

Табл. 2. Нефтегазоносность Останинской группы месторождений (по материалам Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО», 2018). Тип флюида: Г – газ, Н – нефть, ГК – газоконденсат, НГК – нефтегазоконденсат, ГН – газ и нефть.

№ п/п	Скважина	Температура, °С						Расчитанный тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> /глубина, м
		Глубина, м	Пластовая	По ОСВ	По ОГГ	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
1	Западно-Останинская 440	2530	87	-	-	88	+1	51/2750
		2495	87	-	-	86	-1	
		2512	87	-	-	87	0	
2	Западно-Останинская 447	2510	87	-	-	87	0	51/2790
		2512	87	-	-	87	0	
3	Останинская 424	2839	106	-	-	102	-4	54/2880
		2494	89	-	-	91	+2	
		2541	90	-	-	92	+2	
4	Останинская 425	2515	88	-	-	90	+2	53/2825
		2700	100	-	-	96	-4	
		2776	-	112	-	114	+2	
5	Останинская 428	2000	-	-	70	72	+2	52/2750
		2400	-	-	84	85	+1	
		2500	-	-	90	88	-2	
		2510	86	-	-	89	+3	
		2680	-	-	97	94	-3	
6	Останинская 438	2704	-	115	-	115	0	54/2750
		2570	94	-	-	94	0	
		2512	94	-	-	92	-2	
		2119	77	-	-	79	+2	
7	Останинская 452	2538	-	103	-	106	+3	52/2895
		2556	-	107	-	107	0	
		2895	-	120	-	118	-2	
8	Северо-Останинская 1	2541	-	117	-	115	-2	58/2645
		2576	-	115	-	116	+1	
		2629	-	115	-	118	+3	
		2425	95	-	-	95	0	
		2555	101	-	-	99	-2	
		2388	93	-	-	93	0	
9	Северо-Останинская 8	2829	106	-	-	106	0	55/2840
		2831	105	-	-	106	1	
10	Северо-Останинская 9	2783	-	120	-	120	0	56/2800
		2784	-	120	-	120	0	
11	Северо-Останинская 7	2773	-	115	-	117	+2	54/2790
		2782	-	119	-	117	-2	
12	Северо-Останинская 11	2776	-	105	-	105	0	47/2790
13	Армичская 1	2480	-	115	-	116	+1	61/2900
		2540	-	120	-	119	-1	
14	Гордеевская 1П	2874	-	120	-	120	0	52/3280
15	Тамбаевская 1	2590	-	96	-	102	+6	48/3040
		2593	84	-	-	84	0	
		2682	86	-	-	87	+1	
		2754	87	-	-	89	+2	
		2936	98	-	-	94	-4	
		2984	100	-	-	96	-4	
16	Пельгинская 1	2630	89	-	-	89	0	50/3020
17	Пельгинская 2	2588	-	98	-	98	0	45/3040
		2595	-	98	-	98	0	
		2597	-	98	-	98	0	
		2605	-	98	-	98	0	
		2610	-	98	-	98	0	
		2615	-	99	-	99	0	
18	Пельгинская 3	2615	-	106	-	107	+1	50/2970
		2630	-	106	-	107	+1	
		2640	-	109	-	108	-1	
		2729	-	111	-	110	-1	
		2766	-	112	-	112	0	
		2822	-	113	-	113	0	

Табл. 3. Тепловой поток в скважинах Останинской группы месторождений (Томская область)

19	Селимхановская 2	2255	84	-	-	87	+3	57/2430
		2265	89	-	-	87	-2	
		2360	91	-	-	90	0	
20	Селимхановская 4	2455	-	98	-	98	0	51/2480
21	Селимхановская 5	2247	92	-	-	89	-3	59/2480
		2299	89	-	-	91	+2	
		2330	92	-	-	92	0	
22	Сельвейскинская 2	2579	90	-	-	89	-1	41/2900
		2623	90	-	-	90	0	
		2808	96	-	-	94	-2	
		2904	96	-	-	97	+2	
		2909	96	-	-	97	+2	
23	Сельвейкинская 3	2549	-	91	-	93	+2	44/2800
		2648	-	92	-	95	+3	
		2798	-	104	-	99	-5	
24	Сельвейкинская 4	2812	-	92	-	92	0	40/2810
25	Герасимовская 6	2570	-	104	-	104	0	52/2870
		2596	-	103	-	105	+2	
		2859	-	115	-	113	-2	
26	Герасимовская 7	2565	87	-	-	89	+2	51/2740
		2710	96	-	-	94	-2	
27	Герасимовская 12	2586	-	110	-	109	-1	55/2840
		2775	100	-	-	102	+2	
		2797	-	118	-	116	-2	
		2821	-	118	-	117	-1	
28	Герасимовская 18	2214	-	-	72	75	+3	49/2890
		2387	-	-	77	80	+3	
		2528	-	-	82	84	+2	
		2541	-	-	83	84	+1	
		2878	102	-	-	95	-7	
29	Герасимовская (Западно- Останинская 444)	2754	94	-	-	97	+3	52/2860
		2770	94	-	-	97	+3	
		2810	95	-	-	99	+4	
		2795	-	118	-	113	-5	
		2840	-	120	-	115	-5	
30	Мирная 413	2507	100	-	-	100	0	59/2810
31	Мирная 414	2328	81	-	-	83	+2	53/2650
		2510	89	-	-	89	0	
		2593	94	-	-	92	-2	
32	Мирная 415	2356	98	-	-	100	+2	62/2690
		2560	109	-	-	107	-2	
33	Пинджинская 1	2540	105	-	-	105	0	61/2890
34	Пинджинская 4	2530	107	-	-	107	0	63/2595
35	Пинджинская 5	2528	-	111	-	109	-2	53/2885
		2546	-	109	-	109	0	
		2808	-	116	-	118	+2	
36	Рыбальная 405	2400	98	-	-	98	0	60/2590
37	Рыбальная 408	2415	108	-	-	106	-2	65/2590
		2425	105	-	-	106	+1	
		2450	106	-	-	107	+1	

Продолжение табл. 3. Тепловой поток в скважинах Останинской группы месторождений (Томская область)

Они составляют 50 % от общего числа месторождений на изучаемой территории. В зоне *заливообразной конфигурации изолиний* находится 3 месторождения (25 %) – Пельгинское, Герасимовское, Западно-Останинское. Примечательно, что в зоне *отрицательной аномалии* теплового потока в северо-западной части территории месторождения УВ отсутствуют.

Таким образом, 9 месторождений (75 %), расположенных на изучаемой территории, приурочены к аномальным особенностям распределения глубинного теплового потока. Три месторождения – Широтное,

Южно-Тамбаевское, Тамбаевское, не коррелируют с аномальными особенностями теплового потока.

Отдельно важно отметить, что к существенной латеральной неоднородности плотности теплового потока (*градиентные зоны*) приурочены Селимхановское, Останинское, Северо-Останинское, а также Герасимовское месторождения, в пределах которых вскрыты залежи с промышленными притоками УВ (табл. 2). В яркую *градиентную зону* входят также Пинджинское, Мирное и Рыбальное месторождения, в пределах которых можно прогнозировать залежи с промышленными притоками УВ.

Обособляются от аномальных особенностей теплового потока месторождения Южно-Тамбаевское и Тамбаевское, в пределах которых вскрыты залежи с промышленными притоками УВ. Интересно отметить, что именно эти месторождения расположены в границах распространения потенциально материнской нижнеюрской тогурской свиты.

## Заключение

Для территорий размещения Арктических месторождений УВ Ямала и Томской области, в разрезе которых вскрыты палеозойские залежи нефти, построены схема и карта глубинного теплового потока. Установлено, что 75-85 % месторождений УВ, расположенных на изучаемых территориях, тяготеют к аномальным особенностям распределения глубинного теплового потока.

Достоверность расчетных значений теплового потока Ямала аргументирована выполнением классического геофизического критерия – критерия «невязки», согласованностью с ранее выявленной тенденцией роста плотности теплового потока в северо-западном направлении, сопоставимостью с каталогом расчетных значений теплового потока, представленным в ранее опубликованной монографии (Курчиков, 1992). Достоверность расчетных значений теплового потока Останинской группы месторождений Томской области аргументирована выполнением критерия «невязки», согласованностью с картой определений теплового потока Западно-Сибирской плиты.

На примере Останинской группы месторождений подчеркнута приуроченность месторождений с промышленными притоками из залежей доюрского НГК к ярко выраженной *градиентной зоне* значений плотности теплового потока. Это позволяет прогнозировать получение промышленных притоков из доюрского НГК на Пиндджинском, Мирном и Рыбальном месторождениях.

Выше сказанное характеризует латеральные неоднородности теплового потока (*градиентные зоны*), возможно, не столько как прогнозный критерий нефтегазоносности, а, скорее, как существование фундаментальной корреляции интенсивности нафтидогенеза и латеральной неоднородности глубинного теплового потока Западной Сибири.

## Благодарности

Авторы благодарят профессора В.И. Старостенко и профессора М.Д. Хуторского за постоянное внимание к нашим исследованиям.

## Литература

Галиева М. Ф., Крутенко Д. С. (2019). Геолого-геофизические аргументы гипотезы «базеновского источника» доюрских залежей нефти Останинской группы месторождений (Томская область). *Мат. 2-й Всеросс. науч. конф.: Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири*. Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. Новосибирск: ИПЦ НГУ, с. 22-25.

Дучков А. Д., Галушкин Ю. И., Смирнов Л. В., Соколова Л. С. (1990). Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*, 10, с. 51-60.

Западная Сибирь. (2000). Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. Гл. ред. В. П. Орлов. Ред. 2-го тома: А. Э. Конторович, В. С. Сурков. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 477 с.

Исаев В. И., Гуленок Р. Ю., Веселов О. В., Бычков А. В., Соловейчик Ю. Г. (2002). Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов. *Геология нефти и газа*, 6, с. 48-54.

Исаев В. И. (2004). Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование. *Тихоокеанская геология*, 23(5), с. 101-115.

Исаев В. И., Искоркина А. А., Косыгин В. Ю., Лобова Г. А., Осипова Е. Н., Фомин А. Н. (2017). Комплексная оценка палеоклиматических факторов реконструкции термической истории нефтематеринской базеновской свиты арктических районов Западной Сибири. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 328(1), с. 13-28.

Исаев В. И., Искоркина А. А., Лобова Г. А., Лунёва Т. Е., Осипова Е. Н., Аюпов Р. Ш., Игенбаева Н. О., Фомин А. Н. (2018). Мезозойско-кайнозойский климат и геотермический режим нефтематеринской китерботской свиты арктического региона Западной Сибири. *Георесурсы*, 20(4), с. 386-395. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.386-395>

Исаев В. И., Искоркина А. А., Лобова Г. А., Фомин А. Н. (2016). Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории базеновской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири. *Геофизический журнал*, 38(4), с. 3-25. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798>

Исаев В. И., Лобова Г. А., Мазуров А. К., Старостенко В. И., Фомин А. Н. (2018а). Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и базеновской материнских свит. *Геология нефти и газа*, 1, с. 15-39.

Конторович А. Э. (2016). Проблемы реиндустриализации нефтегазового комплекса России. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 14-15.

Конторович В. А., Бердникова С. А., Калинин Л. М., Лапковский В. В., Поляков А. А., Соловьев М. В. (2006). Модель геологического строения и нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазоаккумуляции. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 5-6, с. 91-102.

Костырева Е. А. (2005). Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 183 с.

Курчиков А. Р. (1992). Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 231 с.

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

Лобова Г. А., Исаев В. И., Кузьменков С. Г., Лунёва Т. Е., Осипова Е. Н. (2018). Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов). *Геофизический журнал*, 40(4), с. 73-106.

Никитин Д. С., Иванов Д. А., Журавлев В. А., Хуторской М. Д. (2015). Объемная геолого-геотермическая модель осадочного чехла северо-восточной части Баренцево-моревого шельфа в связи с освоением ресурсов углеводородов. *Георесурсы*, 17(1), с. 13-19. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.60.1.3>

Попов С. А., Исаев В. И. (2011). Моделирование нафтидогенеза Южного Ямала. *Геофизический журнал*, 33(2), с. 80-104.

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

Хуторской М. Д. (1996). Введение в геотермию: курс лекций. М.: Изд-во РУДН, 328 с.

Хуторской М. Д., Ахмедзянов В. Р., Ермаков А. В., Леонов Ю. Г., Подгорных Л. В., Поляк Б. Г., Сухих Е. А., Цыбуля Л. А. (2013). Геотермия арктических морей. М.: ГЕОС, 232 с.

Galushkin Yu. (2016). Non-standard Problems in Basin Modelling. Switzerland: Springer, 274 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-33882-8>

Hantschel T., Kauerauf A. I. (2009). Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Heidelberg: Springer, 476 p.

Isaev V. I., Fomin A. N. (2006). Loci of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyurofka Megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 47(6), pp. 734-745.

Isaev V. I., Iskorkina A. A., Lobova G. A., Starostenko V. I., Tikhotskii S. A., Fomin A. N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), pp. 310-329. <https://doi.org/10.1134/S1069351318020064>

Iskorkina A., Isaev V., Terre D. (2015). Assessment of Mesozoic-Cenozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 27. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012023>

Kontorovich A. E. (2017). I. M. Gubkin's paradigm of the development of the USSR oil industry in the 20th century. *Russian Geology and Geophysics*, 58(3-4), pp. 283-293. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.12.005>

Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., S.A. Guskov S.A., Ershov S.V., Kazanekov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. (2013). Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic-cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 1179-1226. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.011>

Strakhov V.N., Golizdra G.Ya., Starostenko V.I. (2000). Theory and practice of interpreting potential fields: Evolution in the 20th century. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 36(9), pp. 742-762.

### Сведения об авторах

*Валерий Иванович Исаев* – доктор геол.-мин. наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет; ведущий научный сотрудник Института нефти и газа, Югорский государственный университет.

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30

Тел: +7 (3822)701-777 доп.2942, e-mail: isaevvi@tpu.ru

*Галина Анатольевна Лобова* – доктор геол.-мин. наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30

*Александр Николаевич Фомин* – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН  
Россия, 630090, Новосибирск, пр. Коптюга, д. 3

*Валерий Иванович Булатов* – доктор геогр. наук, профессор Института нефти и газа, Югорский государственный университет

Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова 16

*Станислав Григорьевич Кузьменков* – доктор геол.-мин. наук, профессор Института нефти и газа, Югорский государственный университет

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, д. 16

*Маргарита Фаритовна Галиева* – студент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30

*Даниил Сергеевич Крутенко* – студент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30

Статья поступила в редакцию 10.05.2019;

Принята к публикации 06.08.2019; Опубликовано 01.09.2019

IN ENGLISH

## Heat flow and presence of oil and gas (the Yamal peninsula, Tomsk region)

V.I. Isaev<sup>1,2\*</sup>, Lobova G.A.<sup>1</sup>, A.N. Fomin<sup>3</sup>, V.I. Bulatov<sup>2</sup>, S.G. Kuzmenkov<sup>2</sup>, M.F. Galieva<sup>1</sup>, D.S. Krutenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup>National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

<sup>3</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Valery I. Isaev, e-mail: isaevvi@tpu.ru

**Abstract.** The possibilities of Geothermy as a geophysical method are studied to solve forecast and prospecting problems of Petroleum Geology of the Arctic regions and the Paleozoic of Western Siberia. Deep heat flow of Yamal fields, whose oil and gas potential is associated with the Jurassic-Cretaceous formations, and the fields of Tomsk Region, whose geological section contains deposits in the Paleozoic, is studied. The method of paleotemperature modeling was used to calculate the heat flow density from the base of a sedimentary section (by solving the inverse problem of Geothermy). The schematization and mapping of the heat flow were performed, taking into account experimental determinations of the parameter. Besides, the correlation of heat flow features with the localization of deposits was revealed. The conceptual and factual basis of research includes the tectonosedimentary history of sedimentary cover, the Mesozoic-Cenozoic climatic temperature course and the history of cryogenic processes, as well as lithologic and stratigraphic description of the section, results of well testing, thermometry and vitrinite reflectivity data of 20 deep wells of Yamal and 37 wells of Ostanino group of fields of Tomsk region. It was stated that 80 % of known Yamal deposits correlate with anomalous features of the heat flow. Bovanenkovskoe and Arkticheskoe fields are located in positive anomaly zones. 75 % of fields of Ostanino

group relate to anomalous features of the heat flow. It is shown that the fields, which are characterized by existence of commercial deposits in the Paleozoic, are associated with the bright gradient zone of the heat flow. The forecast of commercial inflows in the Paleozoic for Pindzhinskoe, Mirnoe and Rybalnoe fields is given. The correlation between the intensity of naftidogenesis and the lateral inhomogeneity of the deep heat flow is characterized as a probable fundamental pattern for Western Siberia.

**Key words:** the deep heat flow, oil and gas fields, Yamal, Paleozoic, Tomsk Region, the correlation, Western Siberia

**Recommended citation:** Isaev V.I., Lobova G.A., Fomin A.N., Bulatov V.I., Kuzmenkov S.G., Galieva M.F., Krutenko D.S. (2019). Heat flow and presence of oil and gas (the Yamal peninsula, Tomsk region). *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 125-135. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135>

### References

Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. (1990). The evolution of the sedimentary cover temperature field of the West Siberian Plate. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 10, pp. 51-60. (In Russ.)

Fomin A.N. (2011). Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoiskikh i paleozoiskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskogo megabasseina [Catagenesis of organic matter and petroleum

potential of the Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin]. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 331 p. (In Russ.)

Galieva M.F., Krutenko D.S. (2019). Geological and geophysical evidences favouring the hypothesis «bazhenovo source of origin» of pre-Jurassic oil deposits of Ostanino group of fields (Tomsk region). *Mat. II Vseross. nauch. konf.: Aktual'nye problemy geologii nefi i gaza Sibiri* [Proc. II All-Russ. Sci. Conf.: Contemporary Problems of oil and gas Geology of Siberia]. Novosibirsk: IPTS NGU, pp. 22-25. (In Russ.)

Galushkin Yu. (2016). Non-standard Problems in Basin Modelling. Switzerland: Springer, 274 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-33882-8>

Hantschel T., Kauerauf A.I. (2009). Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Heidelberg: Springer, 476 p.

Isaev V.I. (2004). Paleotemperature modeling of the sedimentary section, and oil-and-gas generation. *Tikhookeanskaya geologiya = Russian Journal of Pacific Geology*, 23(5), pp. 101-115. (In Russ.)

Isaev V.I., Fomin A.N. (2006). Loca of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyurof'ka Megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 47(6), pp. 734-745.

Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Veselov O.V., Bychkov A.V., Soloveychik Yu.G. (2002). Computer technology of integrated assessment of oil and gas potential of sedimentary basins. *Geologiya nefi i gaza = Oil and Gas Geology*, 6, pp. 48-54. (In Russ.)

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskii S.A., Fomin A.N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), pp. 310-329. <https://doi.org/10.1134/S1069351318020064>

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Osipova E.N., Fomin A.N. (2017). Integrated assessment of paleoclimate factors of reconstructing thermal history of petromaternal Bazhenov suite in arctic regions of Western Siberia. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 328(1), pp. 13-28. (In Russ.)

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Fomin A.N. (2016). Paleoclimate's factors of reconstruction of thermal history of petroleum bazhenov and togur suites southeastern West Siberia. *Geofizicheskii zhurnal*, 38(4), pp. 3-25. (In Russ.) <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798>

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Luneva T.E., Osipova E.N., Ayupov R.Sh., Igenbaeva N.O., Fomin A.N. (2018). Mesozoic-Cenozoic climate and the geothermal regime of the oil source Kiterbyutskaya suite of the Arctic region of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 20(4), Part 2, pp. 386-395. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.386-395>

Isaev V.I., Lobova G.A., Mazurov A.K., Starostenko V.I., Fomin A.N. (2018a). Zoning of mega-depressions by shale oil generation density of Togur and Bazhenov source suites in the southeast of Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza = Oil and Gas Geology*, 1, pp. 15-39. (In Russ.)

Iskorkina A., Isaev V., Terre D. (2015). Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 27. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012023>

Khutorskoy M.D. (1996). Vvedenie v geotermiyu: kurs lektsiy [Introduction to Geothermy: lecture course]. Moscow: RUDN Publ., 328 p. (In Russ.)

Khutorskoy M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V. et al. (2013). Geotermiya arkticheskikh morey [Geothermy of Arctic seas]. Moscow: GEOS, 232 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E. (2016). Problems of re-industrialization of the oil and gas complex of Russia. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 3, pp. 14-15. (In Russ.)

Kontorovich A.E. (2017). I.M. Gubkin's paradigm of the development of the USSR oil industry in the 20th century. *Russian Geology and Geophysics*, 58(3-4), pp. 283-293. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.12.005>

Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., S.A. Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanekov V.A. Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. (2013). Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic-cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 1179-1226. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.011>

Kontorovich V.A., Berdnikova S.A., Kalinina L.M., Lapkovskiy V.V., Polyakov A.A., Soloviev M.V. (2006). The model of geological structure

and petroleum potential of sediments at the Paleozoic-Mesozoic boundary in the Chuzik-Chizhapka zone of oil-gas accumulation. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 5-6, pp. 91-102. (In Russ.)

Kostyreva E.A. (2005). Geokhimiya i genezis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Geochemistry and genesis of Paleozoic oil of south-eastern Western Siberia]. Novosibirsk: SB RAS Publ., «Geo» Branch, 183 p. (In Russ.)

Kurchikov A.R. (1992). Hidrogeotermicheskie kriterii neftegazonosnosti [Hydrogeothermal criteria of oil-and-gas potential]. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)

Kurchikov A.R. (2001). Geothermal regime of hydrocarbon accumulations in Western Siberia. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 42(11-12), pp. 1846-1853. (In Russ.)

Lobova G.A., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Luneva T.E., Osipova E.N. (2018). Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves). *Geofizicheskii zhurnal*, 40(4), pp. 73-106. (In Russ.) <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>

Nikitin D.S., Ivanov D.A., Zhuravlev V.A., Khutorskoy M.D. (2015). Three-dimensional geological and geothermal model of sedimentary cover in the north-eastern part of the Barents Sea shelf in connection with the development of hydrocarbon resources. *Georesursy = Georesources*, 17(1), pp. 13-19. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.60.1.3>

Popov S.A., Isaev V.I. (2011). Modeling of naphthyogenesis in Southern Yamal. *Geofizicheskii zhurnal*, 33(2), pp. 80-104. (In Russ.)

Strakhov V.N., Golizdra G.Ya., Starostenko V.I. (2000). Theory and practice of interpreting potential fields: Evolution in the 20th century. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 36(9), pp. 742-762.

Western Siberia. Geology and mineral resources of Russia (2000). V. 2. Chief Ed. V.P. Orlov. Ed. of the 2nd v.: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov. St. Petersburg: VSEGEI Publ., 477 p. (In Russ.)

#### About the Authors

**Valery I. Isaev** – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University; Leading Researcher, Institute of Oil and Gas, Ugra State University  
30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russian Federation  
Phone: +7 (3822) 701-777 ad. 2942, e-mail: isaevvi@tpu.ru

**Galina A. Lobova** – DSc (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University  
30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

**Alexander N. Fomin** – DSc (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences  
3, Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

**Valery I. Bulatov** – DSc (Geography), Professor, Institute of Oil and Gas, Yugra State University  
16, Chekhov st., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

**Stanislav G. Kuzmenkov** – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Institute of Oil and Gas, Ugra State University  
16, Chekhov st., Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

**Margarita F. Galieva** – Student, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University  
30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

**Daniil S. Krutenko** – Student, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University  
30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

Manuscript received 10 May 2019;

Accepted 6 August 2019; Published 1 September 2019