

# Палеотемпературное моделирование очагов генерации углеводородов и их роль в формировании залежей «палеозойской» нефти (Останинское месторождение, Томская область)

В.И. Исаев<sup>1\*</sup>, М.Ф. Галиева<sup>1</sup>, А.О. Алеева<sup>1</sup>, Г.А. Лобова<sup>1</sup>, В.И. Старостенко<sup>2</sup>, А.Н. Фомин<sup>3</sup>

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

<sup>2</sup>Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина

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

Одним из направлений развития сырьевой базы углеводородов является изучение и освоение доюрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. Ставится проблема определения источника углеводородов (УВ) палеозойских залежей. В работе решается задача моделирования и оценки роли палеозойско-мезозойских очагов генерации УВ в формировании залежей «палеозойской» нефти в разрезе Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область). В формировании нефтегазоносности доюрского фундамента участвуют два резервуара: коры выветривания и кровли коренного палеозоя. Первый сформировался в период 213–208 млн лет назад, а второй генетически обусловлен эпигенетическими процессами в коре выветривания. В качестве предполагаемых источников углеводородов для резервуаров коры выветривания и коренного палеозоя рассматриваются потенциально материнские свиты – породы доманикоидного типа в фундаменте – ларинская  $S_{1lg}$ , мирная  $D_{1mg}$ , чузикская  $D_{2cz}$ , чагинская  $D_{3cg}$  свиты, а также тюменская  $J_{1-2tm}$  и баженовская  $J_{3bg}$  в осадочном чехле.

Для выполнения совместного палеотемпературного моделирования осадочных бассейнов «современного» юрско-мелового и палеозойских «палеобассейнов» выбрана скважина Останинская 438Р, что обусловлено наличием измеренных температур как в юрских интервалах разреза, так и в доюрских образованиях, а также притоков в скважину флюида из доюрских горизонтов. На первом шаге получено решение обратной задачи геотермии с использованием пластовых температур и измерений отражательной способности витринита из мезозойских отложений – определена плотность глубинного теплового потока из основания осадочного разреза, характеризующаяся квазипостоянным значением с юрского и до настоящего времени. Вторым шагом решена обратная задача с использованием измерений отражательной способности витринита из палеозойских отложений. В результате получено значение теплового потока на ключевые моменты геодинамической истории разреза, начиная с силура. Решением прямых задач геотермии с заданным тепловым потоком восстановлена структурно-тектоническая и термическая история четырех палеозойских потенциально нефтегазоносных свит, а также юрских – баженовской и тюменской. Рассмотрены дискуссионные аспекты модели теплопереноса в разрезе Останинского месторождения.

Установлено, что сингенетичными (по времени генерации, аккумуляции и сохранности) для резервуаров коры выветривания и палеозоя являются тюменский и баженовский источники нефти, с наибольшей вероятностью, баженовский. Роль чагинского источника газа оценена как незначительная.

**Ключевые слова:** моделирование очагов генерации углеводородов, «современный» осадочный бассейн и палеозойские осадочные «палеобассейны», резервуары коры выветривания и коренного палеозоя, Останинское нефтегазоконденсатное месторождение

**Для цитирования:** Исаев В.И., Галиева М.Ф., Алеева А.О., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н. (2021). Палеотемпературное моделирование очагов генерации углеводородов и их роль в формировании залежей «палеозойской» нефти (Останинское месторождение, Томская область). *Георесурсы*, 23(1), с. 2–16. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.1>

## Введение

Одним из новых направлений развития сырьевой базы углеводородов является изучение и освоение нефтегазового потенциала фундамента осадочного чехла, в том числе доюрского нефтегазоносного комплекса (НГК) Западной Сибири (ЗС) (Конторович, 2016). В этом контексте известный интерес представляет территория юго-востока ЗС

(Томская область), где открыт ряд месторождений с промышленными притоками в коре выветривания и кровле коренного палеозоя (рис. 1).

На повестку дня ставится проблема источника углеводородов (УВ) палеозойских залежей. В качестве одного из источников обсуждаются, например, девонские доманики (Ablya et al., 2008). Если так, то неизбежна задача бассейнового моделирования, включающая наряду с кайнозойско-мезозойской тектонической историей, и историю погружения нефтематеринских толщ, как минимум, со среднедевонского времени, – задача моделирования «палеобассейнов» (Ступакова и др., 2019).

\* Ответственный автор: Валерий Иванович Исаев  
e-mail: isaevvi@tpu.ru

© 2021 Коллектив авторов



Рис. 1. Положение Останинской группы месторождений (контур черной пунктирной линией) на схеме размещения месторождений углеводородов Томской области. 1–2 – месторождение с залежами: 1 – в юрских и меловом НГК, 2 – в юрских, меловом и доюрском НГК; 3 – речная сеть; 4 – административная граница.

Фундаментальным параметром, определяющим термическую историю потенциально материнских отложений, реализацию их УВ потенциала, сингенетичность очагов генерации УВ и аккумулирующих резервуаров, является глубинный тепловой поток, его динамика. Корректность расчетной плотности теплового потока зависит от восстановления тектоно-седиментационной истории всего выполнения бассейна моделирования, особенно – от перерывов и денудаций, а также от начального и вторичного литологического состава комплексов, от термического режима литосферы в палеозое, и, конечно, от векового хода температур на земной поверхности, начиная с девона. Многие из перечисленного стало достаточно привычным и уверенно задаваемым при моделировании «современных» (кайнозойско-мезозойских) осадочных бассейнов. В работах томской научной группы геотермиков (Osipova et al., 2014; Лобова и др., 2020; и др.), как и в публикациях других исследовательских школ (Сафронов и др., 2011; Конторович и др., 2013; Санникова и др., 2019; Локтионова и др., 2019; Галушкин, Лейченко, Дубинин, 2020) моделирование очагов генерации УВ традиционно выполняется в рамках мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна – начиная с 210 млн лет назад. Известное исключение представляет геолого-геотермическая модель палеозойско-мезозойского осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа (Никитин и др., 2015), построенная под руководством М.Д. Хуторского (Хуторской и др., 2008), и геотермическая модель верхнепротерозойско-палеозойских комплексов Предъенисейского осадочного бассейна (Филиппов, Бурштейн, 2017).

При включении в историко-геологический анализ отложений «палеобассейнов» восстановление термической истории материнских отложений, истории генерационных и аккумуляционных процессов существенно осложняется. Однако эти сложности надо решать, если прогнозировать нефтегазоносность древних комплексов, включая палеозойскую нефть. Настоящая статья не только очерчивает, конкретизирует круг проблемных вопросов

моделирования «палеобассейнов», но и дает пример их возможного решения.

Первый опыт, новейшие результаты совместного моделирования очагов генерации углеводородов осадочных бассейнов – юрско-мелового и силурийского, ниже-среднедевонского, верхнедевонско-нижнекаменноугольного «палеобассейнов» – получены для палеозойско-мезозойско-кайнозойского разреза Сельвейкинской площади глубокого бурения (Галиева и др., 2020). Установлено, что в условиях геолого-геофизического разреза Сельвейкинской площади (рис. 2а, скважина 2), источником газа (газопроявлений) резервуаров коры выветривания и кровли коренного палеозоя является скорее всего «девонский» – породы доманикоидного типа чагинской свиты.

В настоящей работе ставится и решается задача моделирования палеозойско-мезозойских очагов генерации УВ в разрезе Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (рис. 2б).

Останинское месторождение, в отличие от Сельвейкинской площади, имеет промышленные притоки УВ в доюрских пластах М (кора выветривания) и  $M_1$  (кровля коренного палеозоя). Месторождение интересно тем, что характеризуется (Исаев и др., 2019) существенно более высокими значениями плотности современного теплового потока (52–54 мВт/м<sup>2</sup>) по сравнению с ранее исследованной Сельвейкинской площадью (40–41 мВт/м<sup>2</sup>). В то же время, на Останинском месторождении для палеозойских образований ( $D_3-C_1$ ) по отражательной способности витринита установлена градация катагенеза  $MK_{22}$  ( $R_{vt}^0 = 1,05-1,17$ ), что соответствует палеотемпературам 155–160 °С. Это ощутимо меньше – на 15–20 °С, чем палеотемпературы по отражательной способности витринита (ОСВ) палеозойских образований в разрезе Сельвейкинской площади – 175 °С ( $R_{vt}^0 = 1,20$ ).

## Характеристика Останинского месторождения

Геология Останинского месторождения представлена образованиями доюрского фундамента и отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. По тектоническому районированию фундамента площадь месторождения входит в состав южной части Нижнеартовской антиклинорной зоны инверсионного типа, сложенной геосинклинальной карбонатно-глинисто-сланцевой формацией. По тектоническому районированию платформенного чехла Останинская структура IV порядка приурочена к центральной части тектонической структуры II порядка – Пудинскому мезоподнятию (рис. 2а).

Нефтегазоносность месторождения приурочена к известнякам палеозойского фундамента (пласт  $M_1$ ), коры выветривания (пласт М), песчаными коллекторам тюменской (пласты  $Ю_3, Ю_4$ ) и научской (пласты  $Ю_1^4, Ю_1^3, Ю_1^2, Ю_1^1$ ) свит. Нефтеносными являются пласты  $Ю_1^1, М$  и  $M_1$ , газоносными –  $Ю_1^3, Ю_1^4, Ю_3, Ю_4, М$ .

Пласты  $Ю_1-Ю_4$ . Разрез научской и тюменской свит месторождения сложен породами прибрежно-морских и континентальных фаций. По данным литолого-петрографических исследований, коллекторы продуктивных пластов представлены средне-, мелкозернистыми песчаниками, переходящими местами в крупнозернистые алевролиты.

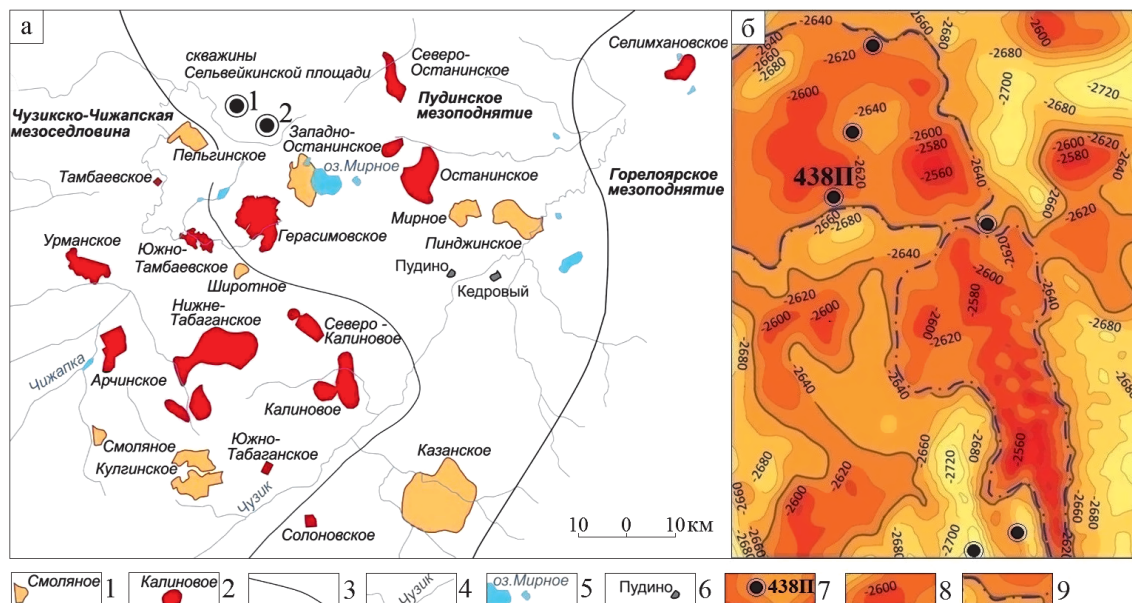


Рис. 2. Схема размещения Останинской группы месторождений углеводородов (а) и схема Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (б). 1–2 – месторождение и его название, с залежами: 1 – в юрских НГК, 2 – в юрских и доюрском НГК; 3 – контур тектонического элемента II-го порядка платформенного чехла (Конторович, 2002); 4 – речная сеть; 5 – озеро; 6 – населенный пункт; 7 – скважина, вскрывшая образования коренного палеозоя (пласт  $M_1$ ), и ее номер; 8 – сейсмоизогипса отражающего горизонта  $\Phi_2$  (подошва осадочного чехла); 9 – контур ВНК по пласту  $M$  (кора выветривания)

Продуктивные образования коры выветривания – пласт  $M$ . Залежи углеводородов в коре выветривания на Останинском месторождении приурочены в основном к глинисто-кремнистым отложениям, формирование которых происходило за счет разрушения силикатосодержащих пород. К коре выветривания отнесены также брекчии (из базального слоя), образованные при разрушении и местном перемыве нижележащих глинисто-кремнистых пород.

Продуктивные образования палеозоя – пласт  $M_1$ . По литолого-петрографическому описанию породы фундамента на месторождении представлены карбонатными породами – известняками.

Глубокое поисковое бурение 12 скважин на Останинском месторождении вскрыло образования доюрского фундамента (рис. 2б). Пласт  $M$  опробован в 11 скважинах, пласт  $M_1$  – в 6 скважинах (табл. 1). В скважине 438Р из доюрского горизонта  $M$  (интервал 2750–2755 м) получен приток безводной нефти, дебит – 60 м<sup>3</sup>/сут. Небольшая залежь нефти пласта  $M_1$  выделена по результатам испытаний скважины 418П.

Выбор скважины Останинская 438Р для выполнения палеотемпературного моделирования обусловлен наличием измеренных геотемператур как в юрских интервалах разреза, так и в доюрских образованиях, а также притоков в скважину флюида из доюрских горизонтов. Скважина вскрыла кору выветривания мощностью 33 м на глубине 2754 м, образования коренного палеозоя – с проходкой 63 м.

### Численная модель месторождения

Параметризация осадочного разреза скважины Останинская 438Р принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой (дело скважины, материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»), которая

дополнена реконструкцией стратиграфического разреза, не вскрытого скважиной (табл. 2).

Реконструкция осадконакопления выполнена с начала силурийского и до конца каменноугольного периодов. Мощности стратиграфических подразделений учтены в соответствии с (Решения совещания..., 1999).

Согласно (Решения совещания..., 1999; Стратиграфия нефтегазоносных..., 2001), на территории исследований получил развитие депрессионный тип разреза. В нем значительную роль играют глинистые и глинисто-кремнистые породы, свидетельствующие об относительно глубоководных (и/или более спокойных) обстановках осадконакопления.

В разрезе присутствуют два перерыва в осадконакоплении. Первый, непродолжительный по времени, перерыв соответствует первой половине эйфельского века (Исаев, 2012). Второй начался в среднекаменноугольную эпоху. Он занял более продолжительное время (100,2 млн лет) и сопровождался размывом каменноугольных отложений – елизаровской  $C_{2elz}$ , средневазюганской  $C_{1-2sv}$  и кехорегской  $C_1kh$  свит. О перерыве в осадконакоплении и размыве отложений свидетельствуют вскрытые на забое скважины 438Р отложения среднего-позднего девона, а точнее, чагинской свиты, формирующейся в фаменский век позднего девона (Конторович, 2007), возраст которых подтверждается по комплексу остракод (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). Девонские отложения перекрыты корой выветривания.

В качестве предполагаемых источников УВ для резервуаров коры выветривания и кровли коренного палеозоя рассматриваем потенциально материнские свиты (Запывалов, Исаев, 2010; Фомин, 2011): ларинскую  $S_1lg$ , мирную  $D_1mr$ , чузикскую  $D_2cz$ , чагинскую  $D_3cg$ , тюменскую  $J_{1-2}tm$  и баженовскую  $J_3bg$ . Если чагинские отложения непосредственно вскрыты скважиной Останинская 438Р,



Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м <sup>3</sup> /сут – жидкий флюид; тыс. м <sup>3</sup> /сут – газ
Скважина Останинская 417П			
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2470-2474	Пластовая вода с пленкой нефти	0,3
Кора выветривания (пласт М)	2731-2774	Пластовая вода	228,8
Кора выветривания (пласт М) + Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2759-2892	Практически «сухо»	-
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2775-2787	Газ; пластовая вода	0,5; 155,5
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2949-3027	Практически «сухо»	-
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	3020-3111	Пластовая вода	408,2
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	3021-3030	Газ; пластовая вода	0,1; 48,4
Скважина Останинская 418П			
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2482-2489	Нефть	0,6
Кора выветривания (пласт М)	2765-2785	«Сухо»	-
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2790-2876	«Сухо»	-
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2834-2838	«Сухо»	-
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2821-2838	Нефть; пластовая вода	0,02; 0,23
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2802-2813	Нефть	0,6
Скважина Останинская 419П			
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2426-2468	«Сухо»	-
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2703-2766	«Сухо»	-
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2753-2857	Пластовая вода	26,8
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2998-3102	Пластовая вода	28,0
Скважина Останинская 424Р			
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2512-2519	Пластовая вода	11,0
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2537-2546	Пластовая вода	6,5
Пласт Ю <sub>3</sub>	2640-2651	«сухо»	-
Пласт Ю <sub>4</sub>	2672-2687	Газ; пластовая вода	0,005; 0,3
Кора выветривания (пласт М)	2881-2883	Пластовая вода	0,1
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2881-2925	Газ; пластовая вода	0,02; 0,1
Скважина Останинская 429Р			
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> + Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2477-2502	Газ; конденсат	363,6; 101,0
Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2496-2502	Газ; конденсат	136,7
Пласт Ю <sub>4</sub>	2620-2629	Пластовая вода	5,5
Кора выветривания (пласт М)	2868-2894	Пластовая вода	2,6
Кора выветривания (пласт М)	2768-2776	Пластовая вода	1,7
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2914-2946	Пластовая вода	1,2
Скважина Останинская 438Р			
Тарская К <sub>1</sub> tr	2130-2143	Пластовая вода	6,0
Баженовская J <sub>3</sub> bg + Наунакская J <sub>3</sub> np	2448-2456	Газ; конденсат	0,02; 0,004
Наунакская J <sub>3</sub> np	2508-2516	Газ; конденсат; пластовая вода;	40,0; 30,7; 18,1
Тюменская J <sub>1</sub> -tm	2567-2571	Пластовая вода	0,7
Кора выветривания (пласт М)	2750-2755	Безводная нефть; газ	60,0; 1,5
Палеозой (пласт М <sub>1</sub> )	2773-2781	Пластовая вода	207,3

Табл. 1. Результаты опробования скважин, вскрывших образования коренного палеозоя (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»)

то породы доманикоидного типа ларинской, мирной и чужикской свит выявлены на смежных участках территории исследований.

### О методике исследований

Верхнее граничное условие модели – климатический вековой ход температуры (температура поверхности осадконакопления) – задано в виде кусочно-линейной функции векового хода на территории юго-востока Западной Сибири. С конца юрского времени (120–0 млн лет назад)

«местный» вековой ход для юго-востока Западной Сибири построен на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций (Iskorkina et al., 2015; Исаев и др., 2016). «Местный» вековой ход температур на поверхности Земли дополнен (450–120 млн лет назад) палеоклиматическими реконструкциями (Scotese, 2016), основанными на совмещении анализа литологических и палеонтологических индикаторов климата, а также изотопного анализа кислорода, начиная с позднего ордовика.

Индекс отложения на рис. 5	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м	Литологический состав
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет			
	Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	20	0	Пески, супеси, глины, суглинки
	Плиоценовые N <sub>2</sub>	4,71	1,64	3,07	0	-	
	Миоценовые N <sub>1</sub>	24	4,71	19,29	25	20	Чередование песков, глин, алевролитов
	Некрасовская серия Pg <sub>3</sub> nk верхний+средний олигоцен	32,3	24	8,3	124	46	
Kz	Чеганская свита Pg <sub>2-3</sub> hq олигоцен+верхний эоцен	41,7	32,3	9,4	30	170	Зеленые глины с мергелистыми, известковистыми и сидеритовыми конкрециями, в верхней части с прослоями песков и песчаников
	Люлинворская свита Pg <sub>2</sub> ll эоцен	54,8	41,7	13,1	70	200	Зеленовато-и желтовато-серые алевролитистые и опоковидные глины с прослоями опок
	Талицкая свита Pg <sub>1</sub> tl палеоцен	61,7	54,8	6,9	20	270	Темно-серые, слюдистые глины
K	Ганькинская свита Pg <sub>1</sub> -K <sub>2</sub> gp даний, маастрихт	73,2	61,7	11,5	72	290	Серые известковистые, алевролитистые глины с зеленоватым оттенком
	Славгородская свита K <sub>2</sub> sl кампан+верхний сантон	86,5	73,2	13,3	60	362	Глины серые и зеленовато-серые, с прослоями глинистых опок, глауконитовых алевролитов и песчаников
	Березовская Ипатовская свита K <sub>2</sub> ip нижний сантон+коньяк	89,8	86,5	3,3	191	422	Зеленовато-серые песчаники и алевролиты с глинистым, известковым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин
	Кузнецовская свита K <sub>2</sub> kz турон	91,6	89,8	1,8	14	613	Преимущественно глинистые породы
	Покурская свита K <sub>1-2</sub> pk сеноман+альб+апт	114,1	91,6	22,5	863	627	Чередование (снизу вверх) светло-серых песчаников в сложном сочетании с крупными пачками глин, глинистых алевролитов и уплотненными песками
	Алымская Кошайская пачка K <sub>1</sub> a <sub>2</sub>	116,3	114,1	2,2	0	-	
	Пласт A <sub>1</sub> K <sub>1</sub> a <sub>1</sub>	120,2	116,3	3,9	0	-	
	Киялинская свита K <sub>1</sub> kls готерив+баррем	132,4	120,2	12,2	637	1490	Пестроцветные глины с прослоями зеленовато-серых известковистых песчаников и алевролитов
	Тарская свита K <sub>1</sub> tr валанжин	136,1	132,4	3,7	104	2129	Серые и светло-серые мелко- и среднезернистые песчаники
	Куломзинская свита K <sub>1</sub> klm валанжин	145,8	136,1	9,7	194	2233	Глины аргиллитоподобные темно-серые
J <sub>3</sub> bg	Баженовская свита J <sub>3</sub> bg титонский	151,2	145,8	5,4	22	2427	Черные, буровато-черные, битуминозные аргиллиты с прослоями глинистых известняков
J <sub>3</sub>	Георгиевская свита J <sub>3</sub> qr кимеридж	156,6	151,2	5,4	0	-	
	Наунакская свита J <sub>3</sub> np келловей+оксфорд	162,9	156,6	6,3	76	2449	Неравномерное переслаивание буровато-серых песчаников, алевролитов и темно-серых с буроватым оттенком аргиллитоподобных глин с обильными растительными остатками, пиритом и встречающимися пластами углей
J <sub>1-2</sub> tm	Тюменская свита J <sub>1-2</sub> tm нижняя+средняя юра	208	162,9	45,1	228	2526	Серые песчаники, алевролиты и аргиллиты с прослоями углей

Табл. 2. Осадочный разрез скважины Останинская 438, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза. Серой заливкой выделены размыв каменноугольных и перерыв осадконакопления средне-девонских отложений; зеленой заливкой выделены мощности отложений, вскрытых бурением, желтой заливкой – реконструированные мощности отложений; \*показана мощность чагинской свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 63 м); литологический состав вскрытых отложений принят по первичному описанию в «деле скважины».

Индекс отложений на рис. 5	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м	Литологический состав
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет			
T	Кора выветривания Т Триас	213	208	5	33	2754	Кремнисто-глинистые известняки
-	Разрыв каменноугольных отложений	313,2	213	100,2	-750	-	
C <sub>1-2</sub>	Елизаровская свита C <sub>2elz</sub> Башкирский век	318,2	313,2	5	120	-	Известковые аргиллиты, мергели, алевролиты (Решения совещания ..., 1999)
	Средневажуганская свита C <sub>1-2sv</sub> Верхний серпухов+башкирский век	335,1	318,2	16,9	200	-	Аргиллиты, алевролиты, песчаники (Решения совещания ..., 1999)
	Кехорегская свита C <sub>1kh</sub> Турне+средний серпухов	358,9	335,1	23,8	430	-	Темно-серые алевролиты, аргиллиты, прослой известняков: окремнение (Решения совещания ..., 1999)
D <sub>3cg</sub>	Чагинская свита D <sub>3cg</sub> Фран+фамен	382,7	358,9	23,8	480*	2787	Верхняя подсвита: кремни, радиоляриты, кремнеаргиллиты, кремнеизвестняки, окремненные аргиллиты Нижняя подсвита: черные, черно-коричневые, кремнистые известняки, аргиллиты (до 300 м) (Макаренко и др., 2007)
D <sub>2cz</sub>	Чузикская свита D <sub>2cz</sub> Верхний эйфель+живет	390,5	382,7	7,8	470	3267	Верхняя подсвита: известняки глинистые с примесью кремнезема (70 м) (Решения совещания ..., 1999) Нижняя подсвита: известняки темно-серые детритовые, глинистые (400 м) (Решения совещания ..., 1999)
-	Перерыв (скрытое несогласие) Нижний эйфель	393,3	390,5	2,8	0	-	
D <sub>1mr</sub>	Мирная толща D <sub>1mr</sub> эмс	407,6	393,3	14,3	400	3737	Известняки темно-серые до черных глинистые, глинисто-кремнистые с прослоями известковых аргиллитов (Макаренко и др., 2007)
S <sub>2-D<sub>1</sub></sub>	Лесная свита D <sub>1ls</sub> Лохков+прага	419,2	407,6	11,6	480	4137	Переслаивание глинистых известняков, аргиллитов (Решения совещания ..., 1999)
	Майзасская свита S <sub>2mz</sub> Пржидол	423	419,2	3,8	410	4617	Известняки, голубоватые мергели, туфы, эффузивы (Решения совещания ..., 1999)
	Большеичская свита S <sub>2bl</sub> Лудлов	427,4	423	4,4	209	5027	Туфы витрокластические, андезиты, базальтовые порфириды (Решения совещания ..., 1999)
S <sub>1lr</sub>	Ларинская свита S <sub>1lr</sub> Лландовер+венлок	443,4	427,4	16	360	5236	Известняки доломитизированные с линзами аргиллитов, песчаников (Решения совещания ..., 1999)
Глубина реконструированного разреза						5596	
Фактический забой скважины						2850	

Табл. 2. Продолжение

В результате получено значение векового хода температур на земной поверхности, начиная с силура (рис. 3).

Нижнее граничное условие модели – глубинный тепловой поток – определяется решением прямой и обратных задач геотермии средствами программного комплекса 1D бассейнового моделирования (Starostenko et al., 2006; Исаев и др., 2018). Плотность теплового потока рассчитывалась в два шага.

На первом шаге решением обратной задачи геотермии определяется плотность глубинного теплового потока из основания осадочного разреза, характеризующаяся квазипостоянным значением с юрского и до настоящего времени. Второй шаг основан на привлечении сведений

о геодинамике ниже основания юрско-мелового осадочного разреза.

На первом шаге, с учетом квазистационарности теплового потока начиная с юрского времени (Ермаков, Скоробогатов, 1986; Курчиков, 2001), решается обратная задача с использованием «наблюденных» геотемператур – пластовых в интервалах юрско-меловых отложений и измерений ОСВ юрских отложений. Для перехода от ОСВ ( $R_{vt}^0$ ) к соответствующей геотемпературе применена оригинальная схема (Исаев, Фомин, 2006), использующая диаграмму «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» (Хант, 1982).

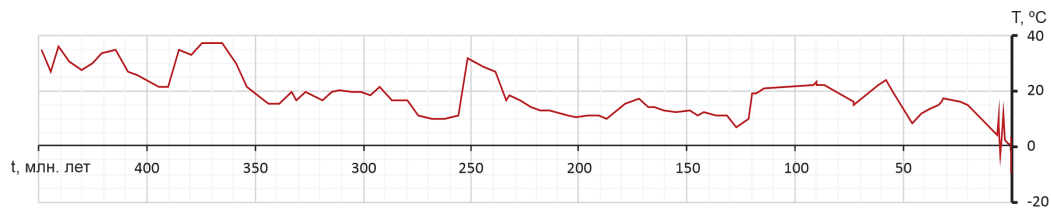


Рис. 3. Верхнее граничное условие параметрической модели – вековой ход температур земной поверхности на юго-востоке Западной Сибири

На втором шаге решается обратная задача с использованием пластовых температур, полученных в интервале коры выветривания, и измерений ОСВ палеозойских отложений. Резкое снижение значения теплового потока в триасе – с 223 до 54 мВт/м<sup>2</sup>, ознаменовавшем окончание герцинского времени (Конторович и др., 1975), описано с помощью математической функции, обладающей максимальной скоростью уменьшения значения, уравнением дуги – четверти окружности. В результате получено значение теплового потока на ключевые моменты геодинамической истории разреза, начиная с силура (рис. 4, табл. 3, 4).

Критерием корректности результатов моделирования (расчета) плотности теплового потока выступает полученная оптимальная согласованность («невязка») расчетных современных и палеотемператур с измеренными («наблюденными») – пластовыми и геотемпературами, пересчитанными из ОСВ (рис. 5).

В нашем случае эта «невязка» не превышает ±2 °С (табл. 3). Оптимальная «невязка» – это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности наблюдений (Старостенко, 1978; Исаев, 2013; Balk et al., 2016). Как установлено статистикой исследований (Исаев и др., 2018), погрешность «наблюденных» геотемператур составляет порядка ±2 °С.

Восстановление седиментационной (структурно-тектонической) и термической истории путем решения прямых задач геотермии с заданным тепловым потоком выполнялось для всех четырех вышеперечисленных палеозойских потенциально нефтематеринских свит, а также для юрских – баженовской и тюменской свит (табл. 4, рис. 6).

### Анализ результатов

Ключевым фактором, определяющим реализацию генерационных возможностей формации, являются продолжительность и температурный режим главной фазы нефтеобразования (ГФН), главной зоны нефтеобразования (ГЗН), так называемое «нефтяное окно» – 90–130 °С. Значительную роль в формировании залежей УВ играет и главная фаза газообразования (ГФГ), которая характеризуется наибольшей интенсивностью образования УВ газов, преимущественно метана и газоконденсата, более 190 °С – разрушительные для УВ температуры (Неручев и др., 1973; Бурштейн и др., 1997).

В формировании нефтегазоносности доюрского фундамента участвуют два резервуара: коры выветривания и коренного палеозоя. Первый (горизонт М) сформировался в период 213–208 млн лет назад и существует до нашего времени (в скважине 438Р вскрытая мощность 33 м).

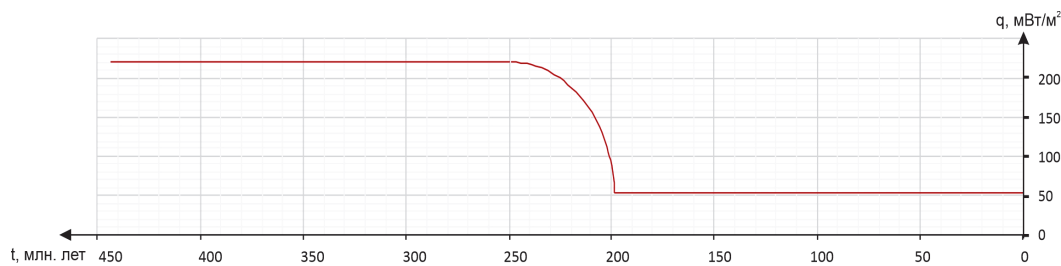


Рис. 4. Нижнее граничное условие параметрической модели – динамика глубинного теплового потока в районе скважины Останинская 438Р

Приуроченность /глубина, м	Температура, С				Рассчитанный тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> /динамическая характеристика
	Пластовая	По ОСВ (R <sup>0</sup> <sub>вт</sub> )	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
K <sub>1</sub> kl/2119	77	-	79	+2	54 /квазистационарный, начиная с юры, до современного
J <sub>3</sub> nn /2512	94	-	92	-2	
J <sub>1-2</sub> tm /2570	94	-	94	0	
J <sub>1-2</sub> tm /2704	-	115 (0,76)	115	0	
T <sub>2-3</sub> тампейская серия /2750	109	-	110	+1	223 /квазистационарный, начиная с силура, до резкого снижения в триасе
D <sub>3</sub> cg/2844	-	155 (1,05)	155	0	

Табл. 3. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Останинская 438Р. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

Время, млн. лет назад	Климатический вековой ход температур, °С	Тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup>	Геотемпературы свиты, °С											
			Баженовская (J <sub>3</sub> bg)		Тюменская (J <sub>1-2</sub> tm)		Чагинская (D <sub>3</sub> cg)		Чузыкская (D <sub>2</sub> cz)		Мирная (D <sub>1</sub> mr)		Ларинская (S <sub>1</sub> lr)	
			Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
0	0	54	97	2427	104	2526	118	2787	134	3267	148	3737	194	5236
1,64	1	54	99	2407	106	2506	120	2767	136	3247	150	3717	196	5216
4,71	3	54	101	2406	108	2505	122	2766	138	3246	152	3716	198	5215
24	16	54	112	2381	119	2480	133	2741	149	3221	162	3691	208	5190
32,3	16	54	106	2257	113	2356	127	2617	143	3097	157	3567	203	5066
41,7	12	54	100	2227	107	2326	121	2587	137	3067	151	3537	196	5036
54,8	19	54	105	2157	113	2256	126	2517	142	2997	156	3467	202	4966
61,7	22	54	107	2137	114	2236	128	2497	143	2977	157	3447	203	4946
73,2	16	54	98	2065	105	2164	118	2425	135	2905	149	3375	194	4874
86,5	22	54	100	2005	107	2104	121	2365	137	2845	150	3315	196	4814
89,8	22	54	93	1814	100	1913	114	2174	130	2654	144	3124	190	4623
91,6	22	54	89	1800	96	1899	110	2160	126	2640	140	3110	186	4609
114,1	21	54	56	937	63	1036	77	1297	93	1777	107	2247	153	3746
116,3	18	54	55	936	62	1035	76	1296	91	1776	105	2246	151	3745
120,2	19	54	53	935	61	1034	74	1295	90	1775	104	2245	150	3744
132,4	14	54	30	298	37	397	51	658	67	1138	81	1608	127	3107
136,1	10	54	26	194	34	293	47	554	63	1034	77	1504	123	3003
145,8	12	54	19	0	27	99	40	360	56	840	70	1310	116	2809
151,2	14	54	-	-	26	77	40	338	55	818	69	1288	115	2787
156,6	14	54	-	-	26	76	40	337	55	817	69	1287	115	2786
162,9	15	54	-	-	23	0	37	261	53	741	66	1211	112	2710
208	14	139	-	-	-	-	42	33	81	513	115	983	229	2482
213	14	158	-	-	-	-	38	0	84	480	123	950	257	2449
265,1	10	223	-	-	-	-	101	430	163	910	218	1380	403	2879
303,7	20	223	-	-	-	-	138	630	200	1110	255	1580	441	3079
313,2	20	223	-	-	-	-	155	750	216	1230	271	1700	456	3199
318,2	18	223	-	-	-	-	136	630	197	1110	252	1580	437	3079
322	18	223	-	-	-	-	131	585	192	1065	248	1535	431	3034
323	19	223	-	-	-	-	128	573	191	1053	245	1523	430	3022
324	19	223	-	-	-	-	127	561	190	1041	244	1511	429	3010
326	19	223	-	-	-	-	126	538	187	1018	242	1488	427	2987
335,1	19	223	-	-	-	-	110	430	171	910	226	1380	411	2879
339	16	223	-	-	-	-	97	360	159	840	214	1310	399	2809
343	16	223	-	-	-	-	88	287	149	767	205	1237	390	2736
347	19	223	-	-	-	-	80	215	142	695	197	1165	381	2664
350	19	223	-	-	-	-	74	161	137	641	191	1111	376	2610
351	20	223	-	-	-	-	72	143	135	623	189	1093	374	2592
353	22	223	-	-	-	-	69	107	130	587	186	1057	371	2556
358,9	30	223	-	-	-	-	62	0	125	480	179	950	364	2449
371	37	223	-	-	-	-	53	0	98	236	154	706	337	2205
377	35	223	-	-	-	-	43	0	81	115	135	585	320	2084
378	35	223	-	-	-	-	41	0	77	95	131	565	316	2064
379	34	223	-	-	-	-	39	0	74	74	128	545	313	2044
380	33	223	-	-	-	-	37	0	70	54	124	524	309	2023
382,7	34	223	-	-	-	-	-	-	65	0	118	470	303	1969
385	35	223	-	-	-	-	-	-	57	0	102	331	286	1830
386	35	223	-	-	-	-	-	-	51	0	92	271	276	1770
387	28	223	-	-	-	-	-	-	45	0	82	211	266	1710
390,5	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1499

Табл. 4. Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скважины Останинская 438Р. Бледно-синей заливкой показаны температуры главной фазы нефтеобразования (ГФН), желтой – нижней (главной) фазы газообразования (НФГ, ГФГ), темно-желтой – палеотемпературный максимум. Зеленой заливкой обозначены времена размыва каменноугольных и перерыва осадконакопления среднедевонских отложений, светло-фиолетовой заливкой – температуры, превышающие температуру начала деструкции УВ, красной заливкой – время температуры в чагинской свите 313,2 млн лет назад, соответствующей определению ОСВ (155 °С).



Время, млн. лет назад	Климатический вековой ход температур, °С	Тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup>	Геотемпературы свиты, °С											
			Баженовская (J <sub>3</sub> bg)		Тюменская (J <sub>1-2</sub> tm)		Чагинская (D <sub>3</sub> cg)		Чузикская (D <sub>2</sub> cz)		Мирная (D <sub>1</sub> mr)		Ларинская (S <sub>1</sub> lr)	
			Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
391,9	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1500
393,3	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1499
400	24	223	-	-	-	-	-	-	-	-	38	0	210	1312
405	26	223	-	-	-	-	-	-	-	-	31	0	195	1172
406	26	223	-	-	-	-	-	-	-	-	29	0	191	1144
407	27	223	-	-	-	-	-	-	-	-	28	0	189	1116
407,6	27	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	187	1099
413	35	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	164	876
419,2	34	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132	619
420	34	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	121	533
421	34	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108	425
422	33	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	94	317
423	33	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	209
427,4	29	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0

Табл. 4. Продолжение

Палеотемпературы горизонта М не превышали 120 °С.

Принимается концепцию, что резервуар верхней части коренного палеозоя (мощностью до 400–500 м, вскрытая мощность 63 м) генетически обусловлен преимущественно эпигенетическими процессами в коре выветривания (Белозеров, Гарсия Бальса, 2018), а тектонический фактор выступает в качестве катализатора процессов формирования вторичной пористости (Нгуен, Исаев, 2017). Этот резервуар (вторичные коллекторы) сформировался не раньше 213–208 млн лет назад и существует до нашего времени, его геотемпература не превышала 130 °С.

Вместе с тем принимаются концепции преимущественно вертикальной межпластовой миграции УВ (Коржов и др., 2013; Мельник, Недоливко, Зиминая, 2020), включая миграцию вниз по разрезу. Анализ периодов «работы»

очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой из перечисленных выше потенциально материнских свит (табл. 4, рис. 6) позволяет сделать вывод о возможности аккумуляции и сохранности залежей УВ в резервуарах коры выветривания и коренного палеозоя.

**Ларинская свита (S<sub>1</sub>lr)** находилась в ГФН сравнительно недолго – 3 млн лет, (422,0–419,2) млн лет назад, в ГФГ – 13 млн лет, (419,2–406) млн лет назад. С большой вероятностью нефтяной потенциал ларинского источника исчерпан 419,2 млн лет назад, газовый потенциал – 406 млн лет назад. 406 млн лет назад свита вошла в зону деструктивных для УВ геотемператур, превышающих 190 °С, и находилась в этой зоне дважды: (406–162,9) млн лет назад и с 89,8 млн лет назад по настоящее время. Совершенно очевидно, что ларинские УВ не могли

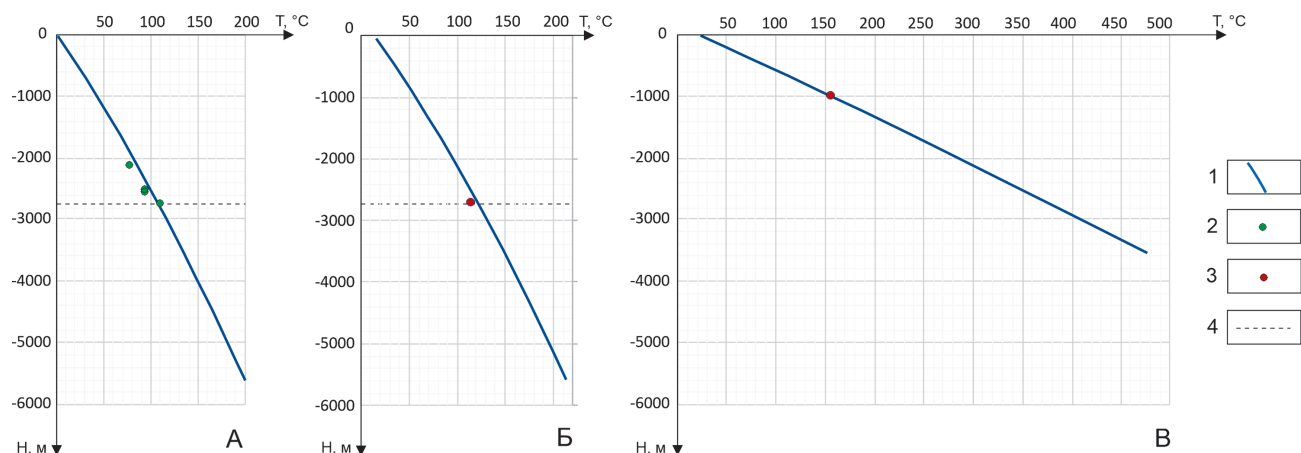


Рис. 5. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Останинская 438Р для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (Б), на время максимального прогрева палеозойского разреза – 313 млн лет назад (В): 1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – измеренные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла.

аккумулироваться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

**Мирная свита** ( $D_{1mr}$ ) находилась в ГФН 8 млн лет, (386–378) млн лет назад, в ГФГ – 28 млн лет, (378–350) млн лет назад. Нефтяной потенциал мирнинского источника с большой вероятностью исчерпан 378 млн лет назад, газовый потенциал – 350 млн лет назад. 350 млн лет назад свита вошла в зону деструкции УВ, и находилась в этой зоне до 213 млн лет назад, 37 млн лет. Очевидно, что мирнинские УВ не могли аккумулироваться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

**Чузикская свита** ( $D_{2cz}$ ) находилась в ГФН 20 млн лет, (371–351) млн лет назад, в ГФГ – 27 млн лет, (351–324) млн лет назад. 324 млн лет назад свита вошла в зону деструкции УВ, и находилась в этой зоне до 265 млн лет назад, 59 млн лет. Очевидно, что чузикские УВ не могли заполнять и сохраняться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя, которые сформировались не раньше 213–208 млн лет назад.

**Чагинская свита** ( $D_{3cg}$ ) находилась в ГФН на протяжении 17 млн лет, уже (339–322) млн лет назад, в ГФГ – 57 млн лет, (322–265,1) млн лет назад. Нефтяной потенциал чагинского источника с большой вероятностью исчерпан 322 млн лет назад, газовый потенциал – 265 млн лет назад. Свита не подвергалась деструктивным для УВ геотемпературам. Учитывая последовательность генерации и миграции жидких УВ и газов, следует ожидать аккумуляцию и частичную сохранность чагинского газа в резервуарах коры выветривания и палеозоя. Такой прогноз в некоторой степени подтверждается разбуриванием пластов М и М<sub>1</sub> (табл. 1, скважины 417П, 424Р, 438Р), где при испытаниях зафиксированы незначительные газопроявления.

**Тюменская свита** ( $J_{1,2tm}$ ) находится в высокотемпературной и продолжительной ГФН на протяжении последних 92 млн лет, (91,6–0) млн лет назад. Тюменский источник может заполнять нефтью резервуары коры выветривания и коренного палеозоя в течение последних 92 млн лет. Геотемпературы резервуаров благоприятны для сохранности тюменской нефти.

**Баженовская свита** ( $J_3bg$ ) также до сих пор находится в высокотемпературной и продолжительной ГФН, на протяжении последних 90 млн лет, (89,8–0) млн лет назад. Все это время баженовский источник может заполнять нефтью резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя.

## Обсуждение результатов

Приведенный анализ выполнен в рамках численной модели месторождения, которую мы условно называем оптимальной. Под оптимальной моделью понимается не лучшая модель из теоретически возможных, а модель, отвечающая комплексу известных количественных априорных данных (тектоно-седиментационная история) и согласованная с натурными физическими наблюдениями (здесь пластовые температуры, ОСВ и притоки при испытании скважин). В этой связи есть несколько дискуссионных моментов, которые необходимо прокомментировать.

В период с позднего ордовика по триас фиксируется смена тектонических обстановок (Конторович и др., 1975; Конторович, 2007), а триас – это становление Сибирского мантийного плюма и развитие вулканогенных формаций

(Добрецов, 2008), что должно сопровождаться вариациями глубинного теплового потока. Однако в этих капитальных работах по геологии, тектонике Западной Сибири и термохимической модели Сибирского плюма нет количественных оценок вариаций теплового палеопотока, что можно было бы учесть в параметрах модели Останинского месторождения. Поэтому приходится, на данном этапе исследований, ограничиться условием стационарности теплового потока с раннего силура по триас и выполнить его количественную оценку методом решения обратной задачи геотермии.

Оценка плотности глубинного теплового потока в силурийско-девонско-карбонное время (223 мВт/м<sup>2</sup>) получена аномально высокой. А с учетом вклада радиогенного тепла мезозойско-кайнозойского чехла и палеозойских пород, потоки по разрезу должны быть еще выше. Поэтому представляет интерес оценка вклада радиогенной теплогенерации разреза.

В этой связи сошлемся на недавние публикации авторов (Исаев и др., 2018; Исаев и др., 2018а), где достаточно подробно рассмотрены параметры математической модели процесса распространения тепла – начально-краевой задачи для уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей (Starostenko et al., 2006). В ненулевую правую часть уравнения включена плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла. Плотность тепловыделения радиоактивных источников определяется литологией пород разреза (Галушкин, 2007). Действительно, вклад радиоактивных источников осадочного разреза может достигать 10% (Исаев, 2004; Исаев и др., 2009), в зависимости от мощности осадочного чехла на конкретный момент геологического времени.

В модели Останинского месторождения (табл. 2, литологический состав) дополнительный вклад радиогенной теплогенерации отложений осадочного чехла достигает 6 мВт/м<sup>2</sup>, т.е. порядка 10% по отношению к величине глубинного теплового потока из доюрского основания (54 мВт/м<sup>2</sup>, рис. 4, табл. 3). А дополнительный вклад радиогенной теплогенерации образований доюрского разреза достигает 4 мВт/м<sup>2</sup>, т.е. не более 1% по отношению к величине глубинного теплового потока в силурийско-девонско-карбонное время (223 мВт/м<sup>2</sup>, рис. 4, табл. 3). Таким образом, вклад радиогенного тепла палеозойских пород весьма незначительный.

Вместе с тем, оценка плотности глубинного теплового потока в кондуктивной модели теплопереноса Останинского месторождения по существующим представлениям выглядит завышенной. Действительно, плотность современных тепловых потоков в осадочном чехле редко превосходит 150 мВт/м<sup>2</sup>, а значения более 200–300 мВт/м<sup>2</sup> характерны для зон тектоно-магматической активизации континентов, срединно-океанических хребтов и переходных зон, в условиях преимущественно конвективного теплопереноса (Добрецов, 2011; Поляк, Хуторской, 2018). Однако для территории наших исследований, имеющей депрессионный тип разреза, расположенной в стабильной области Западно-Сибирской плиты, характерна подчиненная роль конвективного механизма выноса глубинного тепла по сравнению с кондуктивным, его роль в суперпозиции может не превышать 1% (Хуторской, 1996). Изложенное выше может свидетельствовать как о

корректности авторской модели теплопереноса, так и о дискусионности столь высокой интенсивности расчетного теплового потока на протяжении силура, девона и карбона.

Отметим еще один дискуссионный аспект числовой модели Останинского месторождения. Параметры модели процесса распространения тепла (Исаев и др., 2018) включают скорости осадконакопления. Скорость может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию. Тогда занижение масштаба посткарбонного размыва будет приводить к завышенной оценке плотности глубинного теплового потока в период с раннего силура по триас. В априорной модели мощности отложений карбона приняты на основе существующих количественных оценок и определений (табл. 3). Проведем расчетный эксперимент, гипотетически увеличив мощность свит карбона (и, соответственно, их последующий размыв) на 50%. В этом случае получаем пониженное расчетное значение силурийского потока из основания – 160 мВт/м<sup>2</sup>, но, по-прежнему, уникально высокое.

И, наконец, прокомментируем положение в палеоразрезе кровли ГЗН для палеозойских потенциально нефтегазопроизводящих толщ в палеозойское время – 300–400 м. Такое положение (табл. 4, рис. 6) необычно высокое по отношению к привычным 1800–1990 м, классическим, давно установленным (Конторович и др., 1967) для кровли ГЗН юрских нефтегазоматеринских свит в позднемезозойско-кайнозойское время. Основная причина различия – существенно разная плотность глубинного теплового потока: в палеозое – 223, а в мезозой-кайнозое – 54 мВт/м<sup>2</sup>.

Авторы понимают дискуссионность решения задачи моделирования и оценки роли очагов генерации УВ в формировании залежей «палеозойской» нефти. Но, тем не менее, полученный уникальный результат и его анализ может быть интересен как в аспекте теоретических основ, так и практических следствий для прогнозирования и освоения палеозойского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири.

### Заключение

Таким образом, сингенетичными (по времени генерации, аккумуляции и сохранности) для резервуаров коры выветривания и палеозоя являются тюменский и баженовский источники нефти и чагинский источник газа. Однако генетические анализы нефтей из резервуаров коры и палеозоя показывают, что эти нефти генерированы сапропелевым ОВ. Поэтому нефти резервуаров коры выветривания и палеозоя могут быть, с наибольшей вероятностью, именно баженовскими.

Роль чагинского источника газа для пластов М и М<sub>1</sub>, вероятно, крайне незначительная. Если оценивать эту роль (долю) на примере залежи, вскрытой скважиной 438Р, то она составляет 1,5/(60,0+1,5)=0,02, т.е. порядка 2%. Эта оценка с точностью совпадает с генетической оценкой (2%) относительного вклада палеозойских материнских/отдающих пород в формирование залежей доюрского НГК Рогожниковской группы месторождений Краснотенинского свода (Исаев и др., 2014).

В итоге, можно констатировать, что в условиях геолого-геофизического разреза Останинского месторождения, основным («главным») источником УВ для резервуаров

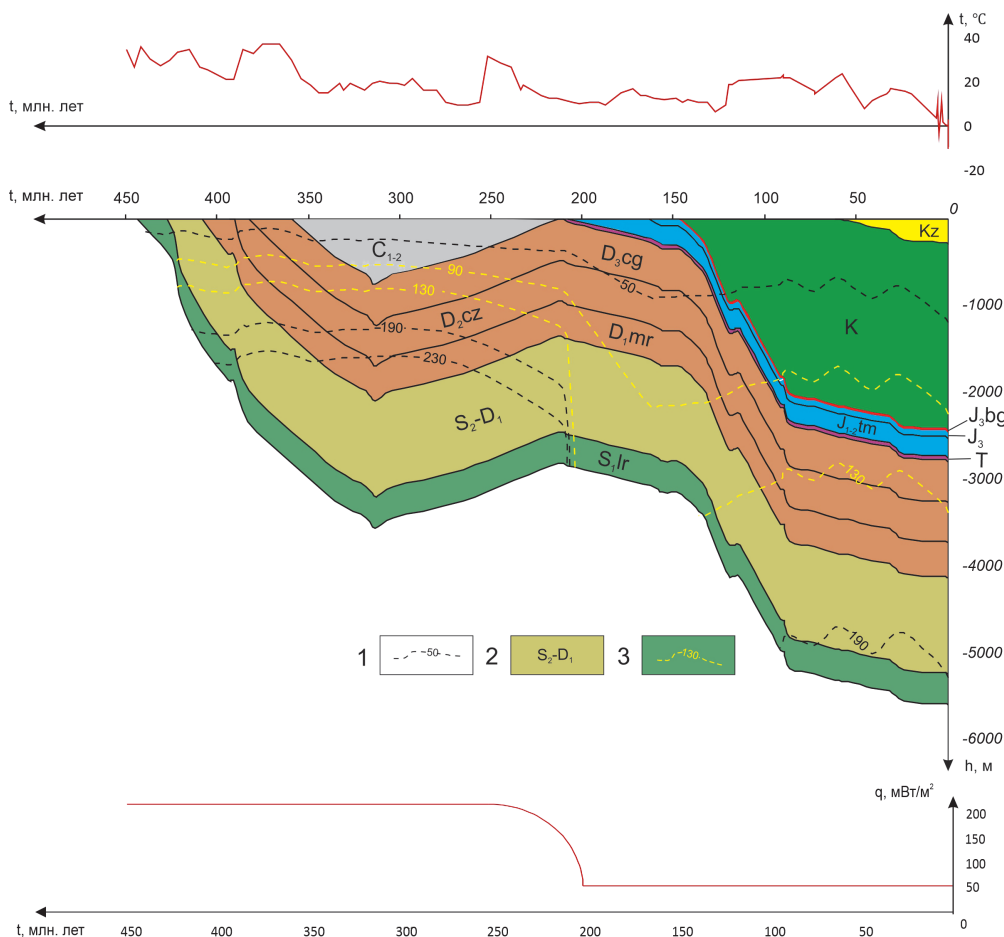


Рис. 6. Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Останинская 438Р. 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур главной фазы нефтеобразования (ГФН). В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности, в нижней – график изменения расчетной плотности теплового потока во времени.



коры и палеозоя является, скорее всего, юрская «баженновская нефть». Этот итог исследований не согласуется с гипотезой о «палеозойском», «девонском» источнике нефтей – породах доманикоидного типа чагинской свиты (Костырева, 2004; Ступакова и др., 2015), а является дополнительным аргументом в пользу гипотезы о юрском «баженновском» источнике палеозойской нефти (Галиева, Крутенко, 2019).

Одно из гипотетических допущений о юрском источнике «палеозойской» нефти, высказанное по результатам генетических (биомаркерных) анализов нефтей (Ступакова и др., 2015), подтверждается выполненным в настоящей работе совместным моделированием катагенетических очагов генерации УВ осадочных бассейнов: «современного» юрско-мелового и силурийского, нижне-среднедевонского, верхнедевонско-нижнекаменноугольного «палеобассейнов».

## Благодарности

Благодарим рецензентов статьи за предметные и развернутые рецензии, позволившие лучше осветить фундаментальные и прикладные аспекты проблемы.

## Литература

Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С. (2018). Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(6), с. 128–139.

Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Которович А.Э., Меленевский В.Н. (1997). Модель катагенеза органического вещества (на примере баженновской свиты). *Геология и геофизика*, 6, с. 1070–1078.

Галиева М.Ф., Алеева А.О., Исаев В.И. (2020). Очаги генерации углеводородов и их аккумуляция в доюрском разрезе Сельвейкинской площади глубокого бурения (Томская область). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 15(3), с. 1–16.

Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. (2019). Геолого-геофизические аргументы гипотезы «баженновского источника» доюрских залежей нефти Останинской группы месторождений (Томская область). *Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Мат. 2-й Всеросс. науч. конф.* Новосибирск: ИПЦ НГУ, с. 22–25.

Галушкин Ю.И. (2007). Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный Мир, с. 456.

Галушкин Ю.И., Лейченко Г.Л., Дубинин Е.П. (2020). Сравнительная оценка генерации углеводородов в восточной и западной частях моря Моусона (Антарктида) по значениям отражательной способности витринита. *Геохимия*, 65(1), с. 92–100.

Добрецов Н.Л. (2008). Геологические следствия термохимической модели пломов. *Геология и геофизика*, 49(7), с. 587–604.

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

Запывалов Н.П., Исаев Г.Д. (2010). Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири. *Вестник Томского государственного университета*, 341, с. 226–232.

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

Исаев В.И., Фомин А.Н. (2006). Очаги генерации нефтей баженновского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины. *Геология и геофизика*, 47(6), с. 734–745.

Исаев В.И., Лобова Г.А., Рояк М.Э., Фомин А.Н. (2009). Нефтегазоносность центральной части Югорского свода. *Геофизический журнал*, 31(2), с. 15–46.

Исаев В.И. (2013). Интерпретация данных высокоточной гравиразведки методами математического программирования. *Тихоокеанская геология*, 32(2), с. 29–43.

Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. (2014). Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. Томск: Изд-во ТПУ, 112 с.

Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Фомин А.Н. (2016). Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории

баженновской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири. *Геофизический журнал*, 38(4), с. 3–25.

Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Тихоцкий С.А., Фомин А.Н. (2018). Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженновской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал). *Физика Земли*, 2, с. 124–144.

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 баженновской материнских свит. *Геология нефти и газа*, 1, с. 15–39.

Исаев В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н., Булатов В.И., Кузьменков С.Г., Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. (2019). Тепловый поток и нефтегазоносность (п-ов Ямал, Томская обл.). *Георесурсы*, 21(3), с. 125–135.

Исаев Г.Д. (2012). Региональные стратиграфические подразделения палеозоя Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов). *Вестник ТГУ*, 355, с. 161–168.

Костырева Е.А. (2004). Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 843–853.

Которович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. (1967). Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности). *Геология и геофизика*, 2, с. 16–29.

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

Которович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. (1975). Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 680 с.

Которович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Которович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. (2013). Историко-геологическое моделирование процессов нефтегенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование). *Геология и геофизика*, 54(8), с. 1179–1226.

Которович В.А. (2002). Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 253 с.

Которович В.А. (2007). Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузиско-Чижалской зоны нефтегазоаккумуляции). *Геология и геофизика*, 48(5), с. 538–547. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.05.002>

Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. (2013). Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов). *Известия Томского политехнического университета*, 323(1), с. 51–56.

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

Лобова Г.А., Меренкова А.С., Кузьменков С.Г. (2020). Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины. *Геофизический журнал*, 42(2), с. 14–28. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i2.2020.201739>

Локтионова О.А., Бурштейн Л.М., Калинина Л.М., Которович В.А., Сафронов П.И. (2019). Историко-геологическое моделирование процессов генерации углеводородов в геттан-ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины. *Геология и геофизика*, 60(7), с. 1014–1027. <https://doi.org/10.15372/RGG2019080>

Макаренко С.Н., Савина Н.И., Родыгин С.А. (2007). Стратиграфия девонских отложений центральной части Западной Сибири. *Верхний Палеозой России: Стратиграфия и палеогеография: Мат. Всеросс. конф.* С. 197–201.

Мельник И.А., Недоливко Н.М., Зимица С.В. (2020). Вторичные карбонаты юрских песчаных отложений как показатели продуктивности палеозоя. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(3), с. 32–38.

Нгуен Х.Б., Исаев В.И. (2017). Коллекторы нефти кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр. *Геофизический журнал*, 39(6), с. 3–19. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v39i6.2017.116363>

Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. (1973). Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества. *Геология и геофизика*, 10, с. 14–16.

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



Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины (1999). Под ред. В.И. Краснова. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 80 с.

Санникова И.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Галушкин Ю.И., Калмыков Г.А., Сауткин Р.С., Сусллова А.А., Калмыков А.Г., Козлова Е.В. (2019). Региональное моделирование углеводородных систем баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне. *Георесурсы*, 21(2), с. 203–212.

Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. (2011). Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна. *Геология нефти и газа*, 5, с. 48–55.

Старостенко В.И. (1978). Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. Киев: Наук. Думка, 228 с.

*Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири* (2001). Кн. 5: *Палеозой Западной Сибири*. Под ред. А.Э. Конторовича. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 163 с.

Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Курасов И.А., Бордюг Е.В., Кирихина Т.А. (2015). Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 2(61), с. 63–76. <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.6>

Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., Сусллова А.А., Завьялова А.П. (2019). Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов. *Георесурсы*, 21(2), с. 4–12. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-12>

Филиппов Ю.Ф., Буриштейн Л.М. (2017). История генерации нефтей в Предьенейском осадочном бассейне. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Сб. мат. Том 1. Новосибирск: ИНГ СО РАН, с. 166–170

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

Хант Дж. (1982). Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 704 с.

Хуторской М.Д. (1996). Введение в геотермию: курс лекций. М.: Изд-во РУДН, 156 с.

Хуторской М.Д., Вискунова К.Г., Подгорных Л.В., Супруненко О.И., Ахмедзянов В.Р. (2008). Геотемпературная модель земной коры Баренцева моря: исследования вдоль геотравверсов. *Геотектоника*, 2, с. 55–67.

Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., P.F. van Bergen (2008). Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8), pp. 1176–1184. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>

Balk P.I., Dolgal A.S., Pugin A.V., Michurin A.V., Simanov A.A., Sharkhimullin A.F. (2016). Effective algorithms for sourcewise approximation of geopotential fields. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 52(6), pp. 896–911. <https://doi.org/10.1134/S1069351316050025>

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

Osipova E.N., Prakoyo F.S., Kudryashova L.K. (2014). Petroleum potential of the Neocomian deposit of Nyurolsky megadepression. *IOP*

*Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 21, 012011. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/21/1/012011>

Scotese C.R. (2016). A New Global Temperature Curve for the Phanerozoic. *GSA Annual Meeting in Denver. Geological Society of America*, 48(7). doi: 10.1130/abs/2016AM-287167

Starostenko V.I., Kutas R.I., Shuman V.N., Legostaeva O.V. (2006). Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 42(12), pp. 1044–1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>

## Сведения об авторах

*Валерий Иванович Исаев* – доктор геол.-мин. наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Россия, 634050, Томск, пр. Ленина, д. 30  
e-mail: isaevvi@tpu.ru

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

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

*Анна Олеговна Алеева* – аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

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

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

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

*Виталий Иванович Старостенко* – доктор физ.-мат. наук, профессор, академик НАН Украины, директор Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины Украина, 03680, Киев, пр. Палладина, д. 32

*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

Статья поступила в редакцию 11.08.2020;

Принята к публикации 02.12.2020;

Опубликована 30.03.2021

IN ENGLISH

## Paleotemperature modeling of hydrocarbon generation centers and their role in the formation of «Paleozoic» oil deposits (Ostaninskoe field, Tomsk region)

V.I. Isaev<sup>1\*</sup>, M.F. Galieva<sup>1</sup>, A.O. Aleeva<sup>1</sup>, G.A. Lobova<sup>1</sup>, V.I. Starostenko<sup>2</sup>, A.N. Fomin<sup>3</sup>

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

<sup>2</sup>The Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine

<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.** Study and exploration of the pre-Jurassic oil and gas complex in Western Siberia is one of the aspects of hydrocarbon raw-material base development. The main scope of this study is to locate the source of Paleozoic hydrocarbons. The problem of modeling and assessing the role of Paleozoic-

Mesozoic hydrocarbon generation centers in the formation of «Paleozoic» oil deposits in the section of the Ostaninskoe oil and gas condensate field (Tomsk region) is solved. In the formation of the oil and gas content of the pre-Jurassic basement two reservoirs are involved: the weathering crust

and the roof of the bed-rock Paleozoic. The first was formed during the period of 213–208 Ma, and the second is genetically determined by epigenetic processes in the weathering crust. Potential hydrocarbon sources for the weathering crust and bed-rock Paleozoic reservoirs are Domanic type rocks in the crystalline basement: Larinskaya S1lr, Mirnaya D1mr, Chuzikskaya D2cz, Chaginskaya D3cg Formations, as well as Tyumenskaya J1-2tm and Bazhenovskaya J3bg Formations in sedimentary cover.

To perform joint paleotemperature modeling of sedimentary basins of the «modern» Jurassic-Cretaceous and Paleozoic «paleobasins», the Ostaninskaya 438P well was selected, which is due to the presence of measured temperatures both in the Jurassic sections and in the pre-Jurassic formations, as well as fluid inflows from the pre-Jurassic horizons into the well. At the first step, the solution of the inverse problem of geothermics was obtained using reservoir temperatures and vitrinite reflectance measurements from the Mesozoic deposits: density of deep heat flow from the base of sedimentary section was determined, which is characterized by a quasi-constant value from the Jurassic to the present. The second step was to solve the inverse problem using vitrinite reflectance measurements from Paleozoic sediments. As a result, the heat flow value was obtained for the key moments of geodynamic history of the stratigraphic section, starting from the Silurian. By solving direct problems of geothermics with the given values of heat flow, the structural-tectonic and thermal history of four Paleozoic potential oil source formations (as well as Jurassic – Bazhenov and Tyumen Formations) has been retraced. The controversial aspects of the heat transfer model in the section of the Ostaninskoe field are considered.

It has been established that the Tyumen and Bazhenov oil sources (most likely Bazhenov) are syngenetic (in terms of generation, accumulation and preservation time) for the weathering crust and the Paleozoic reservoirs. The role of the Chaginskaya Formation as gas source is insignificant.

**Keywords:** modeling of hydrocarbon generation centers, «modern» sedimentary basin and Paleozoic sedimentary «paleobasins», reservoirs of the weathering crust and bed-rock Paleozoic, Ostaninskoe oil and gas condensate field

**Recommended citation:** Isaev V.I., Galieva M.F., Aleeva A.O., Lobova G.A., Starostenko V.I., Fomin A.N. (2021). Paleotemperature modeling of hydrocarbon generation centers and their role in the formation of «Paleozoic» oil deposits (Ostaninskoe field, Tomsk region). *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 2–16. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.1>

### Acknowledgments

We thank the reviewers of the article for concept and detailed reviews, which made it possible to better highlight the fundamental and applied aspects of the problem.

### References

Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., P.F. van Bergen (2008). Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8), pp. 1176–1184. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>

Balk P.I., Dolgal A.S., Pugin A.V., Michurin A.V., Simanov A.A., Sharkhimullin A.F. (2016). Effective algorithms for sourcewise approximation

of geopotential fields. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 52(6), pp. 896–911. <https://doi.org/10.1134/S1069351316050025>

Belozerov V.B., Garsia A.S. (2018). Prospects Of Searching For Oil Reservoirs In The Devonian Deposits Of The South Eastern Part Of The Western Siberian Plate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University: Geo Assets Engineering*, 329(6), pp. 128–139. (In Russ.)

Burshtein L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskii V.N. (1997). Catagenesis model of organic matter by the example of the Bazhenovskaya formation. *Geologiya i geofizika*, 38(6), pp. 1070–1078. (In Russ.)

Dobretsov N.L. (2008). Geological implications of the thermochemical plume model. *Russian Geology and Geophysics*, 49(7), pp. 441–454. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2008.06.002>

Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. (1986). Thermal field and oil and gas potential of the young plates of the USSR. Moscow: Nedra, 222 p. (In Russ.)

Filippov Yu.F., Burshtein L.M. (2017). History of the naphthides generation in the Pre-Yenisei sedimentary basin. Subsoil use. Mining engineering. Directions and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. *Coll. papers: Economy. Geoecology*. V. 1. Novosibirsk: INGG SO RAN, pp. 166–170. (In Russ.)

Fomin A.N. (2011). 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., Aleeva A.O., Isaev V.I. (2020). Hydrocarbons generation focus and accumulation within the Pre-Jurassic section of the deep drilling Selveikin area (Tomsk region). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 15(3). [https://doi.org/10.17353/2070-5379/26\\_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/26_2020) (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). *Proc. II All-Russ. Sci. Conf.: Problems of oil and gas Geology of Siberia*. Novosibirsk: IPTS NGU, pp. 22–25. (In Russ.)

Galushkin Yu.I., Leychenkov G.L., Dubinin E.P. (2020). Estimation and comparison of hydrocarbon generation in the Eastern and Western Mawson Sea (Antarctica) using vitrinite reflectance data. *Geochemistry International*, 58(1), pp. 91–99.

Galushkin Yu.I. (2007). Modeling of sedimentary basins and evaluation of its oil and gas content. Moscow: Nauchnyi Mir, 456 p. (In Russ.)

Isaev G.D. (2012). Regional stratigraphic subdivisions of the Paleozoic of the West Siberian Plate (according to the study of tabulatomorphic corals). *Tomsk State University Journal*, 355, pp. 161–168. (In Russ.)

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

Isaev V.I. (2013). Interpretation of high-accuracy gravity exploration data by mathematic programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 7, pp. 92–106. <https://doi.org/10.1134/S181971401302005X>

Isaev V.I., Fomin A.N. (2006). Centers of generation of Bazhenov- and Togur-type oils in the Southern Nyuroł'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 47(6), pp. 734–745. (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. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798> (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, pp. 310–329. <https://doi.org/10.1134/S1069351318020064>

Isaev V.I., Lobova G.A., Royak M.E., Fomin A.N. (2009). Oil-Gas Potential of the Central Yugor Arch. *Geofizicheskii zhurnal*, 31(2), pp. 15–46.

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. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135>

Isaev V.I., Lobova G.A., Korzhov Yu.V., Kuzina M.Ya., Kudryashova L.K., Sungurova O.G. (2014). Strategy and technology basis for hydrocarbon prospecting in the pre-Jurassic basement of Western Siberia. Tomsk: TPU Publ., 112 p. (In Russ.)

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 nefti i gaza*, 1, pp. 15–39. (In Russ.)

Iskorkina A.A., Isaev V.I., Terre D.A. (2015). Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia). *IOP*

- Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 27, 012023. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012023>
- Khant Dzh. (1982). Geochemistry and geology of oil and gas. Moscow: Mir. 704 p. (In Russ.)
- Khutorskoy M.D. (1996). Introduction to Geothermy: lecture course. Moscow: RUDN Publ., 156 p. (In Russ.)
- Khutorskoy M.D., Viskunova K.G., Podgornykh L.V. et al. (2008). Geotemperature model of the Barents Sea crust: research along geotraverses. *Geotektonika*, 2, pp. 55–67. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. (1975). Geology of oil and gas in Western Siberia. Moscow: Nedra, 680 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., Burshtein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., S.A. Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov 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. 917–957. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.011>
- Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A. (1967). Metamorphism of organic matter and some issues of oil and gas content (on the example of Mesozoic deposits of the West Siberian lowland). *Geologiya i geofizika*, 2, pp. 16–29. (In Russ.)
- Kontorovich V.A. (2002). Tectonics and oil and gas content of the Mesozoic-Cenozoic deposits of the southeastern regions of Western Siberia. Novosibirsk: SB RAS Publ., 253 p. (In Russ.)
- Kontorovich V.A. (2007). Seismogeological criteria of oil and gas content of the contact zone of Paleozoic and Mesozoic deposits of Western Siberia (on the example of the Chuzik-Chizhapskaya oil and gas accumulation zone). *Russian Geology and Geophysics*, 48(5), pp. 538–547. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.05.002> (In Russ.)
- Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. (2013). Genesis of pre-Jurassic oil deposits of the Rogozhnikovskaya group of fields (based on the results of studying the vertical zoning of alkanes). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 323(1), pp. 51–56. (In Russ.)
- Kostyreva E.A. (2004). Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in the southeast of Western Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 45(7), pp. 843–853. (In Russ.)
- Kurchikov A.R. (2001). Geothermal regime of hydrocarbon accumulations in Western Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11–12), pp. 1846–1853. (In Russ.)
- Lobova G.A., Merenkova A.S., Kuz'menkov S.G. (2020). Heat flow, thermal history of the parent Lower Jurassic Togur suite and oil and gas potential of the Bakcharskaya mesodepression. *Geofizicheskii zhurnal*, 42(2), pp. 14–28. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i2.2020.201739> (In Russ.)
- Loktionova O.A., Burshtein L.M., Kalinina L.M., Kontorovich V.A., Safronov P.I. (2019). Historical and geological modeling of the processes of hydrocarbon generation in the Hettangian–Aalenian deposits of the Ust'-tym megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 60(7), pp. 801–812. <https://doi.org/10.15372/RGG2019080>
- Makarenko S.N., Savina N.I., Rodygin S.A. (2007). Stratigraphy of Devonian deposits in the central part of Western Siberia. *Upper Paleozoic of Russia: Stratigraphy and paleogeography. Proc. All-Russian. Conf.*, pp. 197–201. (In Russ.)
- Mel'nik I.A., Nedolivko N.M., Zimina S.V. (2020). Secondary carbonates of Jurassic sandy deposits as indicators of Paleozoic productivity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(3), pp. 32–38. (In Russ.)
- Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N. (1973). The main phase of gassing as one of the stages in the catagenetic evolution of sapropel scattered organic matter. *Geologiya i geofizika*, 10, pp. 14–16. (In Russ.)
- Nguen Kh.B., Isaev V.I. (2017). Oil reservoirs of the crystalline basement of the White Tiger field. *Geofizicheskii zhurnal*, 39(6), pp. 3–19. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v39i6.2017.116363> (In Russ.)
- 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*, 1(60), pp. 13–19. <https://doi.org/10.18599/gr.60.1.3>
- Osipova E.N., Prakoyo F.S., Kudryashova L.K. (2014). Petroleum potential of the Neocomian deposit of Nyurolsky megadepression. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 21, 012011. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/21/1/012011>
- Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. (2011). Modeling of processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in Jurassic and Cretaceous complexes of Enisei-Khatanga basin. *Geologiya nefi i gaza=Russian geology and Geophysics*, 5, pp. 48–55. (In Russ.)
- Sannikova I.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Galushkin Yu.I., Kalmykov G.A., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Kozlova E.V. (2019). Regional modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov Formation in the West Siberian basin. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 203–212. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>
- Scotese C.R. (2016). A New Global Temperature Curve for the Phanerozoic. *GSA Annual Meeting in Denver. Geological Society of America*, 48(7). doi: 10.1130/abs/2016AM-287167
- Starostenko V.I. (1978). Stable numerical methods in gravimetry problems. Kiev: Nauk. Dumka, 228 p.
- Starostenko V.I., Kutas R.I., Shuman V.N., Legostaeva O.V. (2006). Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 42(12), pp. 1044–1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>
- Stoupakova A.V., Pashali A.A., Volyanskaya V.V., Suslova A.A., Zavalova A.P. (2019). Paleobasins – a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 4–12. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.4-12>
- Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Boryug E.V. (2015). Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 63–76. <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.6> (In Russ.)
- Stratigraphy of Siberian oil and gas basins (2001). Book 5: Paleozoic of Western Siberia. Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: SO RAN, 163 p. (In Russ.)
- The decision of Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the consideration and adoption of regional stratigraphic schemes of Paleozoic of West Siberian Plain (1999). Ed. V.I. Krasnov. Novosibirsk: SB RAS Publ., 80 p. (In Russ.)
- Zapivalov N.P., Isaev G.D. (2010). Criteria for assessing the oil and gas content of the Paleozoic deposits of Western Siberia. *Bulletin of Tomsk State University*, 341, pp. 226–232. (In Russ.)

### About the Authors

*Valery I. Isaev* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University  
30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russian Federation  
e-mail: isaevvi@tpu.ru

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

*Anna O. Aleeva* – Postgraduate student, Department of Geology, School of Earth Sciences & Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University  
30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russian Federation

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

*Vitaly I. Starostenko* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine, Director of the Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine  
32, Palladin ave., Kiev, 03680, Ukraine

*Alexander N. Fomin* – Dr. Sci. (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

*Manuscript received 11 August 2020;  
Accepted 2 December 2020; Published 30 March 2021*