

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/13\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/13_2021)

УДК 553.98(571.16)

**Галиева М.Ф., Лобова Г.А., Осипова Е.Н.**

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск, Россия, margaritagalieva@gmail.com, lobovaga@tpu.ru, osipovaen@tpu.ru

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАЛЕОЗОЙСКО-МЕЗОЗОЙСКИХ ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ОЦЕНКА ИХ РОЛИ В ФОРМИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ ДЕВОНА И КАРБОНА (НА ЗЕМЛЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)**

*Выполнено совместное палеотемпературное моделирование очагов генерации углеводородов осадочных бассейнов: «современных» юрско-мелового и силурийского, девонских и каменноугольных «палеобассейнов» Останинского и Герасимовского нефтегазоконденсатных месторождений Томской области. Установлено, что в условиях геолого-геофизического разреза этих месторождений для палеозойских залежей источником жидких углеводородов, возможно, является верхнеюрская баженовская свита, а источник газообразных углеводородов - палеозойские породы доманикоидного типа.*

***Ключевые слова:** моделирование очага генерации углеводородов, осадочный палеобассейн, палеозойская залежь углеводородов, Томская область.*

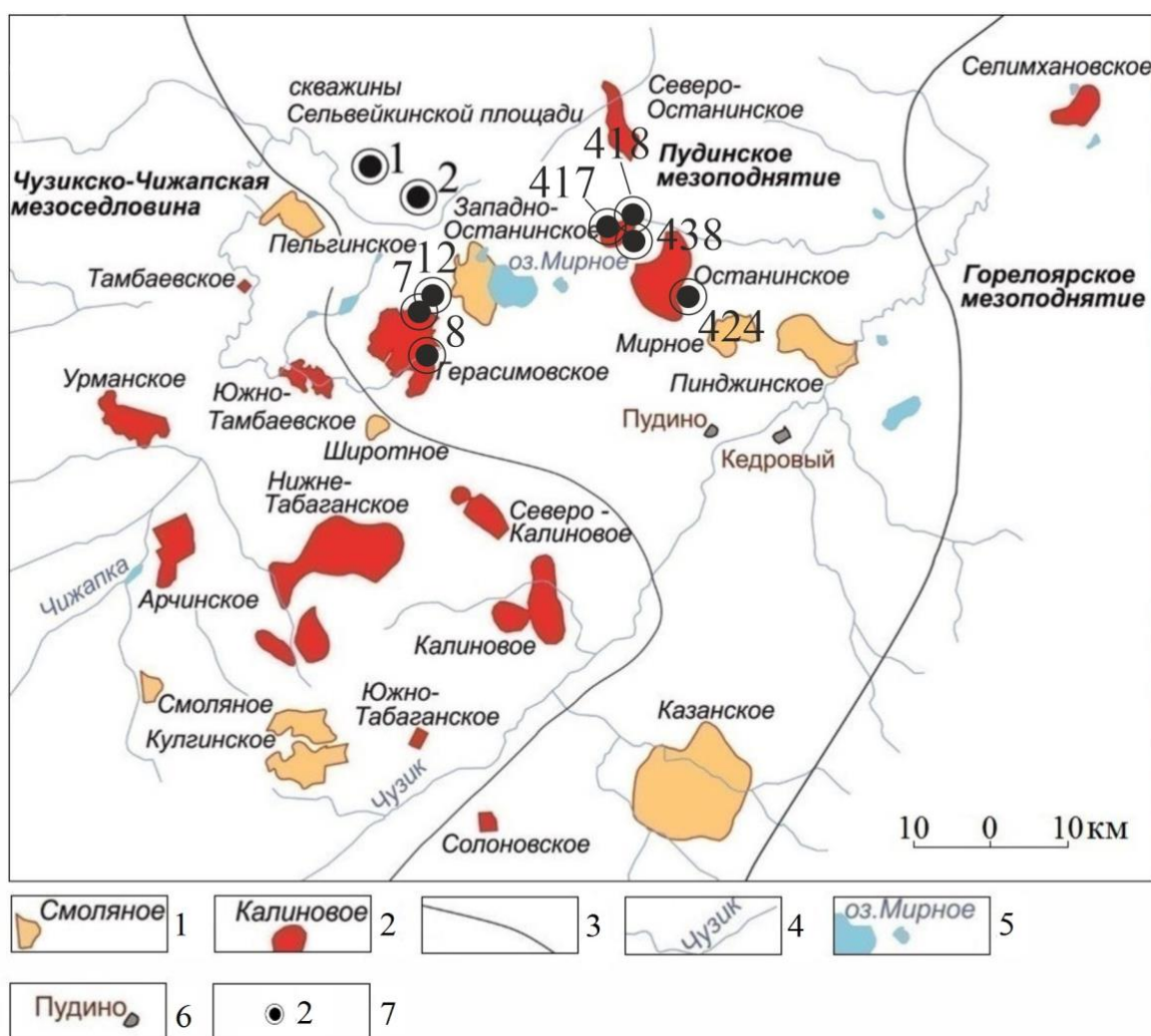
### **ВВЕДЕНИЕ**

О концепции «главного источника» палеозойской нефти Западной Сибири предлагаются и обосновываются два варианта. По первой концепции, на основе *биомаркерного анализа* нефтей, палеозойские отложения рассматриваются как нефтеаккумулирующий комплекс с *собственными* материнскими толщами, обуславливающими восходящую миграцию углеводородных (УВ) флюидов [Ablya et al., 2008]. По второй концепции, основанной на *корреляции* нефтей палеозойских залежей и битумоидов юрских материнских пород, осуществляется нисходящая межпластовая миграция УВ из юрских толщ в доюрские образования [Коржов и др., 2013]. Настоящими исследованиями ставится и решается проблема *моделирования палеотемпературным методом* мезозойских и палеозойских очагов генерации УВ и оценки их роли в формировании залежей «палеозойской» нефти.

Важно обратить внимание на еще один аспект настоящих исследований. В работах российских [Никитин и др., 2015; Филиппов, Бурштейн, 2017] и зарубежных исследователей [Osadetz et al., 2002; Littke et al., 2012] есть примеры применения метода геотемпературного моделирования «палеобассейнов» [Ступакова и др., 2019]. Но в этих работах, как правило, за рамками опубликованных материалов остаются конкретные схемы и параметры методик и технологий моделирования. Вместе с тем при включении в историко-геологический анализ отложений «палеобассейнов» восстановление истории генерационных и аккумуляционных

процессов существенно осложняется. Поэтому настоящая статья представляется актуальной, так как не только конкретизирует круг проблемных вопросов методологии и методики моделирования «палеобассейнов», но и дает пример технологии их возможного решения.

Первый опыт, новейшие результаты совместного моделирования очагов генерации УВ осадочных бассейнов - юрско-мелового и силурийского, ниже-среднедевонского, верхнедевонско-нижнекаменноугольного «палеобассейнов» - получены на землях Останинской группы месторождений Томской области для палеозойско-мезозойско-кайнозойского разреза Сельвейкинской площади глубокого бурения [Галиева, Алеева, Исаев, 2020]. Установлено, что в условиях геолого-геофизического разреза Сельвейкинской площади (рис. 1, скв. 2), источником газа (газопроявлений) резервуаров коры выветривания и кровли коренного палеозоя является, скорее всего, «девонский» - породы доманикоидного типа чагинской свиты.



**Рис. 1. Схема размещения Останинской группы месторождений углеводородов Томской области**

1-2 - месторождение и его название, с залежами: 1 - в юрских нефтегазоносных комплексах, 2 - в юрских и доюрском нефтегазоносных комплексах; 3 - контур тектонического элемента II-го

порядка платформенного чехла [Тектоника и нефтегазоносность..., 2002]; 4 - речная сеть; 5 - озеро; 6 - населенный пункт; 7 - скважина, вскрывшая образования коренного палеозоя и ее номер.

Для модели Сельвейкинской площади полученное аномально высокое значение плотности теплового потока в *дотриасовое* время - 258 мВт/м<sup>2</sup>. Плотность теплового потока в осадочном чехле в стабильных областях молодых плит редко оценивается выше 150 мВт/м<sup>2</sup>. Но последняя оценка относится к оценке *современного* теплового потока.

В настоящей статье представлены результаты сопряженного моделирования катагенетических очагов генерации УВ «современного» юрско-мелового и палеозойских палеобассейнов на месторождениях Останинское и Герасимовское, расположенных в радиальном обрамлении Сельвейкинской площади (см. рис. 1). На этих месторождениях доюрские пласты М и М<sub>1</sub>, в отличие от Сельвейкинской площади, содержат промышленные залежи газа и нефти.

Эти месторождения интересны еще и тем, что, с одной стороны, характеризуются высокими значениями плотности современного теплового потока, *превышающими* современный тепловой поток Сельвейкинской площади на 12-14 мВт/м<sup>2</sup> [Исаев и др., 2019]. С другой стороны, на этих месторождениях для палеозойских образований (D<sub>3</sub>-C<sub>1</sub>) по отражающей способности витринита (ОСВ) установлена (определения А.Н. Фомина) градация катагенеза МК<sub>2</sub>, ( $R^0_{vt}=1,05-1,17$ ), что соответствует палеотемпературам 155-160°C. Это намного *меньше*, на 15-20°C, чем палеотемпературы по ОСВ палеозойских образований в разрезе Сельвейкинской площади - 175°C. Особый интерес к Герасимовскому месторождению обусловлен следующим: в отличие от Сельвейкинской площади и Останинского месторождения, на которых вскрытая кровля палеозоя представлена девонскими отложениями (D<sub>3</sub>), на Герасимовском месторождении кровля палеозоя сложена образованиями карбона (C<sub>1</sub>).

Таким образом, настоящая статья содержит постановку и решение задачи палеотектонических и палеотемпературных реконструкций палеозойско-мезозойских очагов генерации УВ в разрезе Останинского и Герасимовского нефтегазоконденсатных месторождений и оценки их роли в формировании залежей в выветрелом и коренном палеозое.

### О МЕТОДИКЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

Величина и динамика теплового потока из основания осадочного чехла является одним из основных параметров бассейнового моделирования. Его количественная оценка сложна из-за связей с тектоникой, поверхностными процессами и климатом, и поэтому его моделирование требует комплексного подхода. Именно такой подход к расчету теплового

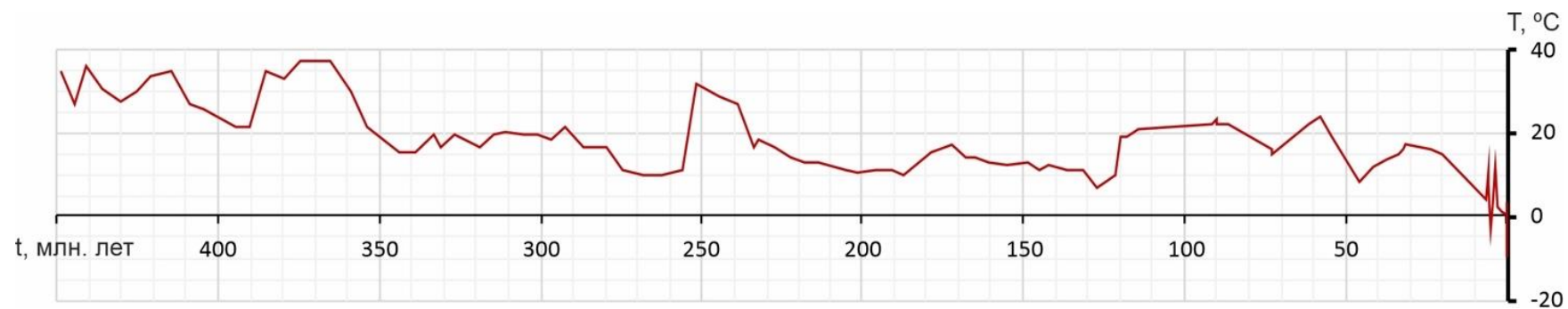
потока обеспечивает применяемая авторами методика, которая предполагает выполнение структурно-тектонических реконструкций, учет климатических изменений, а также использование данных о распределении геотемператур как современных (данные испытаний скважин), так и древних (замеры ОСВ). Палеоструктурные и палеотемпературные реконструкции реализуются посредством компьютерного комплекса 1D моделирования ТеплоDialog [Исаев и др., 2018].

Верхнее граничное условие модели - климатический вековой ход температуры (температура поверхности осадконакопления) - задается в виде кусочно-линейной функции векового хода на территории юго-востока Западной Сибири. С раннемелового времени (120-0 млн. лет назад) «местный» вековой ход для юго-востока Западной Сибири построен на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций [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. В результате получен вековой ход температур на земной поверхности, начиная с силура (рис. 2).

Нижнее граничное условие модели - глубинный тепловой поток - определяется решением прямой и обратных задач геотермии средствами программного комплекса 1D моделирования. Плотность теплового потока рассчитывалась в два шага. *На первом шаге* решением обратной задачи геотермии определена плотность глубинного теплового потока из основания осадочного разреза, характеризующуюся 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 [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 ОСВ, нанесенные на измененную схему Коннона» [Хант, 1982].

На втором шаге решается обратная задача с использованием измерений ОСВ палеозойских отложений. Резкое снижение значения теплового потока в триасе, ознаменовавшем окончание герцинского времени, описано с помощью математической функции, обладающей максимальной скоростью уменьшения значения, уравнения дуги - четверти окружности. В результате получено значение теплового потока на ключевые моменты геодинамической истории разреза, начиная с силура.



**Рис. 2. График верхнего граничного условия параметрической модели - вековой ход температур земной поверхности на юго-востоке Западной Сибири**

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.

Восстановление седиментационной (структурно-тектонической) и термической истории путем решения прямых задач геотермии с заданным тепловым потоком выполняется для всех палеозойских потенциально нефтематеринских свит, а также для юрских - баженовской и тюменской свит.

## МОДЕЛЬ ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### Нефтегеологическая характеристика 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 Нижневартовской 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 (см. рис. 1).

*Нефтегазоносность* месторождения приурочена к известнякам палеозойского фундамента (пласт М<sub>1</sub>), коре выветривания (пласт М), песчаным коллекторам тюменской (пласты Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>) и наунакской (пласты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>) свит. Нефтеносными являются пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, М и М<sub>1</sub>, газоносными - Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>, М.

*Пласты Ю<sub>1</sub>-Ю<sub>4</sub>*. Разрез васюганской и наунакской 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.

*Продуктивные образования коры выветривания - пласт М*. Залежи УВ 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 М<sub>1</sub>*. По литолого-петрографическому описанию породы фундамента на месторождении представлены карбонатными породами -

известняками.

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

Выбор скв. 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 (чагинская свита *девона* - D<sub>3cg</sub>) с проходкой 63 м.

### Численная модель месторождения

Параметризация осадочного разреза скв. 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<sub>2elz</sub>), средневасюганской (C<sub>1-2sv</sub>) и кехорегской (C<sub>1kh</sub>) свит. О перерыве в осадконакоплении и размыве отложений свидетельствуют вскрытые на забое скв. 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.

Таблица 1

## Результаты опробования скважин Останинского месторождения, вскрывших образования коренного палеозоя

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м <sup>3</sup> /сут – жидкий флюид; тыс. м <sup>3</sup> /сут – газ
Скв. 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
Скв. 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
Скв. 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
Скв. 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
Скв. 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
Скв. Останинская 438Р			
Тарская К <sub>1tr</sub>	2130-2143	Пластовая вода	6,0
Баженовская J <sub>3bg</sub> + Наунакская J <sub>3np</sub>	2448-2456	Газ; конденсат	0,02; 0,004
Наунакская J <sub>3np</sub>	2508-2516	Газ; конденсат; пластовая вода;	40,0; 30,7; 18,1
Тюменская J <sub>1-2tm</sub>	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

Примечание. Таблица составлена по материалам Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО».



Таблица 2

## Осадочный разрез скв. Останинская 438, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза

Индекс отложений на рис. 4	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн. лет назад	Окончание, млн. лет назад	Продолжительность, млн. лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	20	0
	Плиоценовые N <sub>2</sub>	4,71	1,64	3,07	0	-
	Миоценовые N <sub>1</sub>	24	4,71	19,29	25	20
	Некрасовская серия Pg <sub>3nk</sub> Средний-верхний олигоцен	32,3	24	8,3	124	46
	Чеганская свита Pg <sub>2-3hq</sub> Верхний эоцен-олигоцен	41,7	32,3	9,4	30	170
	Люлинворская свита Pg <sub>2ll</sub> Эоцен	54,8	41,7	13,1	70	200
	Талицкая свита Pg <sub>1tl</sub> Палеоцен	61,7	54,8	6,9	20	270
K	Ганькинская свита Pg <sub>1-K2gn</sub> Маастрихт-даний	73,2	61,7	11,5	72	290
	Славгородская свита K <sub>2sl</sub> Верхний сантон-кампан	86,5	73,2	13,3	60	362
	Ипатовская свита K <sub>2ip</sub> Коньяк-нижний сантон	89,8	86,5	3,3	191	422
	Кузнецовская свита K <sub>2kz</sub> Турон	91,6	89,8	1,8	14	613
	Покурская свита K <sub>1-2pk</sub> Апт-альб-сеноман	114,1	91,6	22,5	863	627
	Алымская свита K <sub>1a1-2</sub> Апт	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K <sub>1kls</sub> Готерив-баррем	132,4	120,2	12,2	637	1490
	Тарская свита K <sub>1tr</sub> Валанжин	136,1	132,4	3,7	104	2129
	Куломзинская свита K <sub>1klm</sub> Берриас-валанжин	145,8	136,1	9,7	194	2233
J <sub>3bg</sub>	Баженовская свита J <sub>3bg</sub> Титон	151,2	145,8	5,4	22	2427
J <sub>3</sub>	Георгиевская свита J <sub>3qr</sub> Киммеридж	156,6	151,2	5,4	0	-
	Наунакская свита J <sub>3np</sub> Келловей-оксфорд	162,9	156,6	6,3	76	2449
J <sub>1-2tm</sub>	Тюменская свита J <sub>1-2tm</sub> Нижняя-средняя юра	208	162,9	45,1	228	2526
T	Тампейская серия T Средний-верхний триас	213	208	5	33	2754
-	Размыв каменноугольных отложений	313,2	213	100,2	-750	-
C <sub>1-2</sub>	Елизаровская свита C <sub>2elz</sub> Башкирский век	320,2	313,2	7	120	-
	Средневажюганская свита C <sub>1-2sv</sub> Верхний серпухов-башкирский век	326,2	320,2	6	200	-
	Кехорегская свита C <sub>1kh</sub> Турне-средний серпухов	358,9	326,2	32,7	430	-
D <sub>3cg</sub>	Чагинская свита D <sub>3cg</sub> Фран-фамен	382,7	358,9	23,8	480*	2787
D <sub>2cz</sub>	Чузикская свита D <sub>2cz</sub> Верхний эйфель-живет	390,5	382,7	7,8	470	3267
-	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
S <sub>2-D1</sub>	Лесная свита D <sub>1ls</sub> Лохков-прага	419,2	407,6	11,6	480	4137
	Майзасская свита S <sub>2mz</sub> Пржидол	423	419,2	3,8	410	4617
	Большеичская свита S <sub>2bl</sub> Лудлов	427,4	423	4,4	209	5027
S <sub>1lr</sub>	Ларинская свита S <sub>1lr</sub> Лландовер-венлок	443,4	427,4	16	360	5236
Глубина реконструированного разреза, м				5596		
Фактический забой скважины, м				2850		

Примечания: серой заливкой в таблице выделены размыв каменноугольных и перерыв осадконакопления среднедевонских 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).

В качестве предполагаемых источников УВ для резервуаров коры выветривания и кровли коренного палеозоя рассматриваются потенциально материнские свиты [Запивалов, Исаев, 2010; Катагенез органического вещества..., 2011]: ларинская (S<sub>1lr</sub>), мирная (D<sub>1mr</sub>), чузикская (D<sub>2cz</sub>), чагинская (D<sub>3cg</sub>), тюменская (J<sub>1-2tm</sub>) и баженовская (J<sub>3bg</sub>). Если чагинские отложения непосредственно вскрыты скв. Останинская 438Р, то породы доманикоидного типа ларинской, мирной и чузикской свит выявлены на смежных участках территории исследований.

При решении обратных задач геотермии, как на *первом*, так и на втором шаге, «невязка» расчетных и измеренных (наблюденных) геотемператур не превысила  $\pm 2^\circ\text{C}$  (табл. 3, рис. 3), т.е. соответствует оптимальной.

Таблица 3

**Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скв. Останинская 438Р,  
рассчитанный тепловой поток**

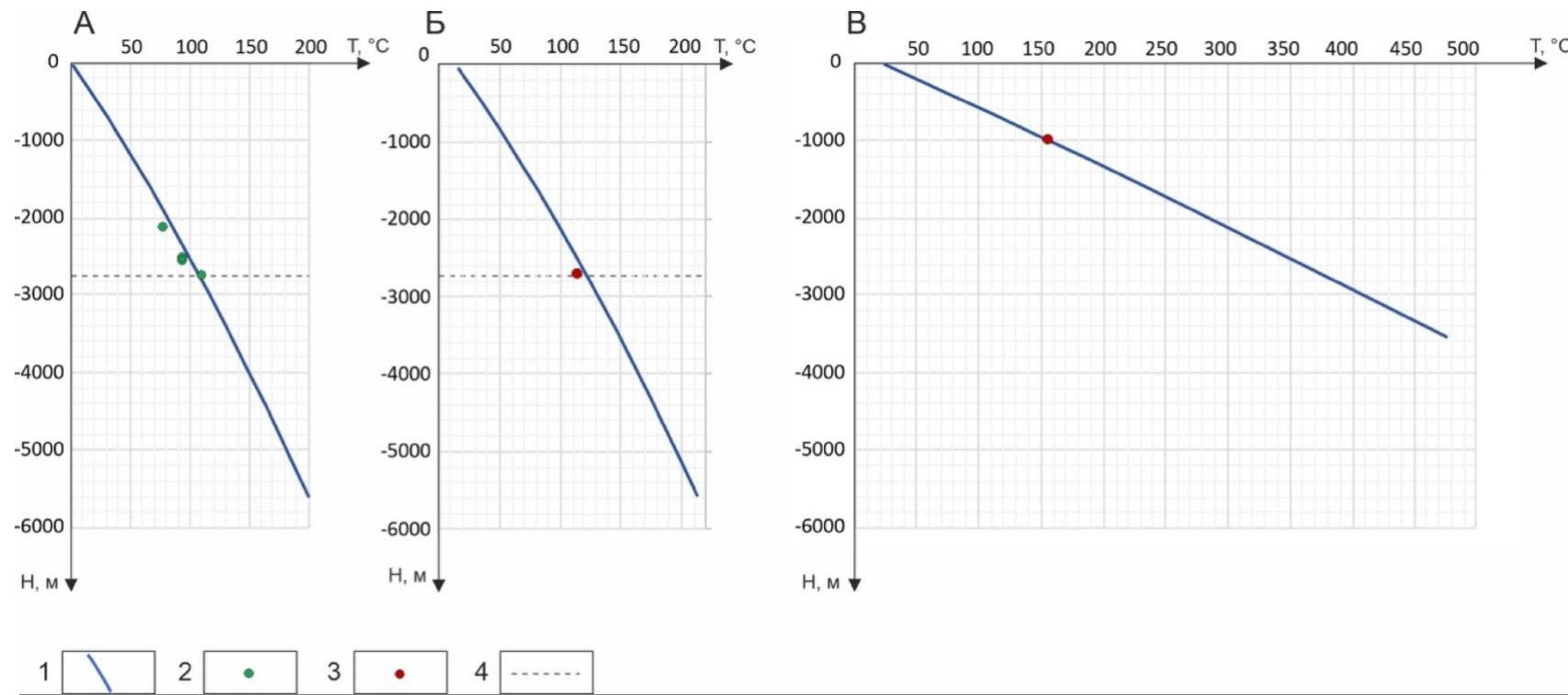
Приуроченность/глубина, м	Температура, °С				Рассчитанный тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> /динамическая характеристика
	Пластовая	По ОСВ ( $R_{vt}^0$ )	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
K <sub>1kl</sub> /2119	77	-	79	+2	54 /квазистационарный, начиная с юры, до современного
J <sub>3nn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

*Примечание. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).*

Для модели Останинского месторождения получено значение плотности теплового потока - 223 мВт/м<sup>2</sup> (см. табл. 3, 4), заметно меньшее, чем на Сельвейкинской площади (258 мВт/м<sup>2</sup>), но, по-прежнему, аномально высокое.

### Анализ и оценка 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, Рогозина, Капченко, 1973; Бурштейн и др., 1997].



**Рис. 3. Графики сопоставления расчетных и измеренных геотемператур в скв. Останинская 438Р для современного разреза (А), на время максимального прогресса осадочного чехла в конце палеогена - 24 млн. лет назад (Б), на время максимального прогресса палеозойского разреза - 313 млн. лет назад (В)**

*1-3 - геотемпературы (1 - расчетные; 2 - измеренные пластовые; 3 - измеренные по ОСВ); 4 - положение подошвы осадочного чехла. 24 млн. лет назад - время максимальной мощности юрско-палеогеновых отложений и начала резкого спада климатических температур в конце олигоцена. 313 млн. лет назад - время максимальной мощности палеозойского разреза.*

Таблица 4

## Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скв. Останинская 438Р

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
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
391,9	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1500
393,3	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1499

## Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скв. Останинская 438Р

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
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

Примечания: бледно-синей заливкой показаны температуры ГФН, желтой - НФГ, ГФГ, темно-желтой - палеотемпературный максимум; зеленой - времена размыва каменноугольных и перерыва осадконакопления среднедевонских отложений; светло-фиолетовой - температуры, превышающие температуру начала деструкции УВ; красной - время температуры в чагинской свите 313,2 млн. лет назад, соответствующей определению ОСВ (155°C).

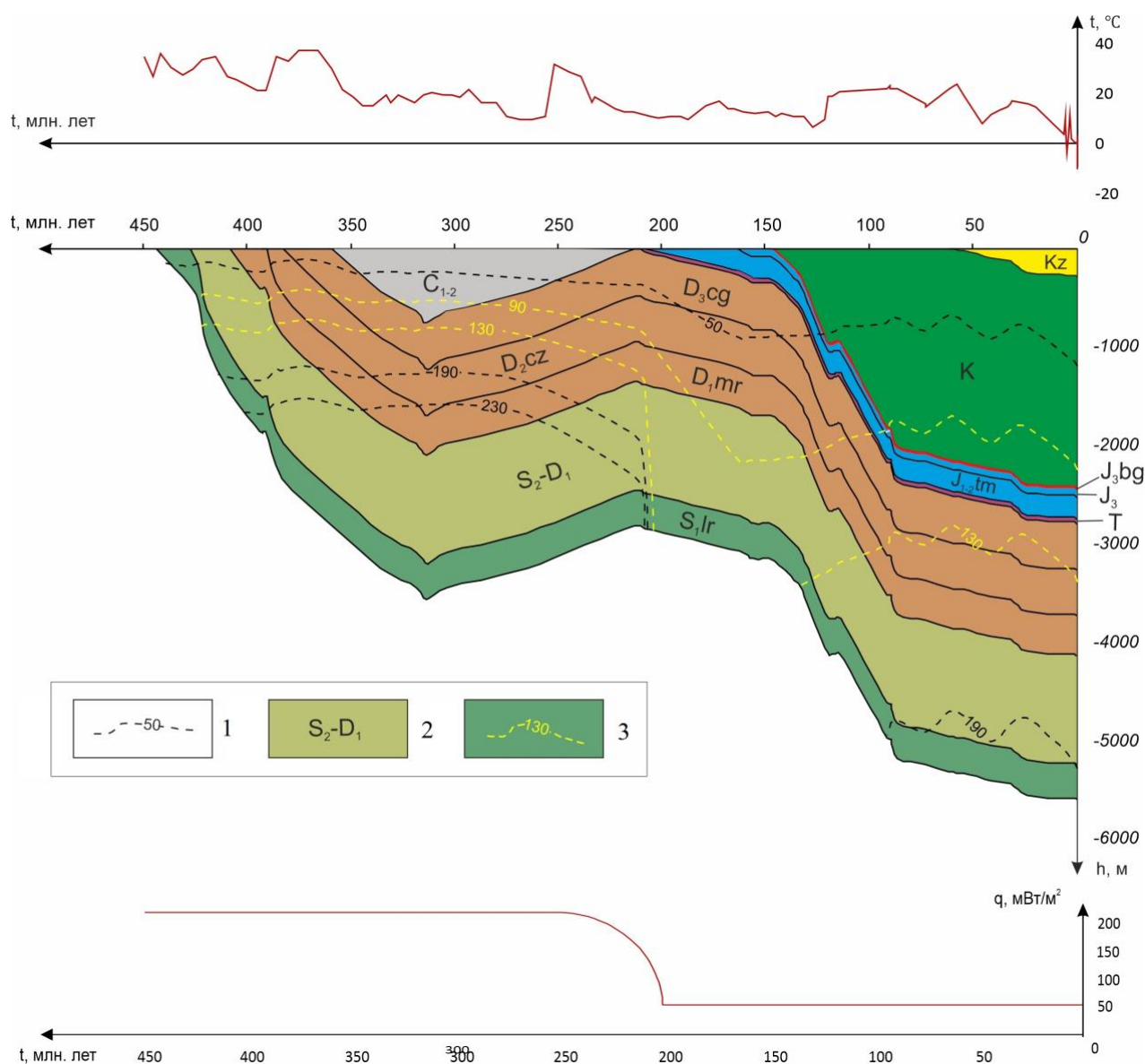
В формировании нефтегазоносности доюрского фундамента участвуют два резервуара: коры выветривания и коренного палеозоя. Первый (горизонт М) сформировался в период 213-208 млн. лет назад и существует до нашего времени (в скв. 438Р вскрытая мощность 33 м). Палеотемпературы горизонта М не превышали 120°C. Принимая 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]. Этот резервуар (вторичные коллекторы) сформировался не раньше 213-208 млн. лет назад и существует до нашего времени, его геотемпература не превышала 130°C.

Вместе с тем принимаются концепции преимущественно вертикальной межпластовой миграции УВ [Стратегия и основы..., 2014; Мельник, Недоливко, Зимина, 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. 4) позволяет сделать вывод о возможности аккумуляции и сохранности залежей УВ в резервуарах коры выветривания и коренного палеозоя.

*Ларинская свита (S1lr)* находилась в ГФН сравнительно недолго, 3 млн. лет (422-419,2 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. Свита вошла 406 млн. лет назад в зону деструктивных для УВ геотемператур, превышающих 190°C, и находилась в этой зоне дважды: с 406 по 162,9 млн. лет назад и с 89,8 млн. лет назад по настоящее время. Совершенно очевидно, что *ларинские УВ не могли аккумулироваться* в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

*Мирная свита (D1mr)* 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 (D2cz)* 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.



**Рис. 4. Палеоструктурные и палеотемпературные реконструкции разреза скв. Останинская 438Р**

1 - геоизотерма; 2 - стратиграфическая приуроченность отложений; 3 - изотерма граничных температур ГФН. В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности, в нижней - график изменения расчетной плотности теплового потока во времени.

**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> (см. 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.

### Выводы

Таким образом, сингенетичными (по времени генерации, аккумуляции и сохранности) для резервуаров коры выветривания и палеозоя Останинского месторождения 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 скв. 438Р, то она составляет  $1,5/(60,0+1,5) = 0,02$ , то есть порядка 2%.

В итоге, можно констатировать, что в условиях геолого-геофизического разреза Останинского месторождения основным («главным») источником УВ для резервуаров коры и девона является, скорее всего, юрская «баженовская нефть».

## МОДЕЛЬ ГЕРАСИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### Нефтегеологическая характеристика месторождения

По фундаменту площадь Герасимовского месторождения расположена на границе внутригеосинклинального Межовского срединного массива и Васюган-Пудинского антиклинория. По осадочному чехлу Герасимовская структура находится в зоне сочленения Чузикско-Чижапской мезоседловины и Пудинского мезоподнятия, осложняя его юго-западный склон (см. рис. 1).

*Промышленная нефтегазоносность* месторождения связана с резервуарами доюрского (пласты М, М<sub>1</sub>), нижнеюрского (пласт Ю<sub>15</sub>), среднеюрского (пласты Ю<sub>14</sub>, Ю<sub>12</sub>, Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>10</sub>, Ю<sub>2</sub>) и верхнеюрского (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>) нефтегазоносных комплексов. Фазовое состояние залежей следующее: пласты М<sub>1</sub>, Ю<sub>15</sub>, Ю<sub>14</sub>, Ю<sub>12</sub>, Ю<sub>11</sub> - нефтегазовые, М и Ю<sub>10</sub> - нефтегазоконденсатные, Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> - газоконденсатные.



*Пласты группы Ю* (науакская, тюменская свиты) - средне-, мелкозернистые песчаники, реже - крупнозернистые алевролиты.

*Резервуар выветрелого палеозоя - пласт М* представлен кавернозно-трещиноватыми кремнистыми, реже глинисто-кремнистыми породами с органическим детритом. Отмечается значительное изменение качества коллекторов в резервуаре по латерали, вплоть до полного их уплотнения.

*Резервуар коренного палеозоя - пласт М<sub>1</sub>* выполнен, в основном, известняками органическими кремнистыми с прослоями мергелей и аргиллитов. В скв. Герасимовская 12 вскрыты нижнекарбоновые черные известковистые силициты.

Глубокое поисковое бурение на 17 скважинах Герасимовского месторождения вскрыло образования доюрского фундамента (см. рис. 1). Пласт М является основным промышленным нефтяным объектом (табл. 5). В скв. Герасимовская 8 из доюрского горизонта М (интервал 2854-2861 м) зафиксирован приток безводной нефти, дебит - 127 м<sup>3</sup>/сут. Приток нефти дебитом 8 м<sup>3</sup>/сут получен из пласта М<sub>1</sub> (интервал 2867-2879 м) в скв. Герасимовская 12. Приток газа дебитом 5,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут - из интервала 2746-2758 м (М<sub>1</sub>+М) в скв. Герасимовская 7. Непромышленные притоки нефти получены из пласта Ю<sub>7</sub> в скв. Герасимовская 12 и газоконденсатной смеси в скв. Герасимовская 7.

Выбор скв. Герасимовская 12 для выполнения палеотектонических и палеотемпературных реконструкций предопределен обеспеченностью измеренными геотемпературами как в юрских интервалах разреза, так и в доюрских образованиях, а также наличием притоков из доюрских пластов. Скважина вскрыла выветрелую часть фундамента мощностью 57 м на глубине 2842 м, образования коренного палеозоя (кехорегская свита *карбона -С<sub>1</sub>kh*) - с проходкой 111 м.

### **Численная модель месторождения**

Литолого-стратиграфическая разбивка («дело скважины») послужила основой параметризации вскрытого мезозойско-кайнозойского разреза скв. 12 (табл. 6). Реконструкция мощностей не пройденного силурийско-каменноугольного стратиграфического разреза выполнена с учетом [Решения совещания..., 1999].

В палеозойском разрезе учтены перерывы в осадконакоплении [Исаев, 2012]. Первый (первая половина эйфельского века) - непродолжительный, порядка 3 млн. лет. Вторым (с началом в среднекаменноугольную эпоху) - более продолжительный, порядка 105 млн. лет. Во второй перерыв размывались каменноугольные отложения - елизаровская (С<sub>2elz</sub>), средневасюганская (С<sub>1-2sv</sub>) и частично кехорегская (С<sub>1kh</sub>) свиты.

Таблица 5

**Результаты опробования глубоких скважин Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения, пройденных в образованиях коренного палеозоя**

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м <sup>3</sup> /сут
<b>Скв. Герасимовская 7</b>			
Выветрелый палеозой (пласт М) + Кехорегская свита (C <sub>1</sub> kh (пласт М <sub>1</sub> ))	2746-2758	нефть, газ	20; 5,5 тыс. м <sup>3</sup> /сут
Выветрелый палеозой (пласт М)	2746-2754	нефть, газ	8,2; 2,1 тыс. м <sup>3</sup> /сут
Тюменская свита (J <sub>1-2</sub> tm (пласт Ю <sub>7</sub> ))	2704-2712	газоконденсатная смесь (конденсат+газ)	16 тыс. м <sup>3</sup> /сут
Тюменская свита (J <sub>1-2</sub> tm (пласт Ю <sub>2</sub> ))	2562-2568	конденсат, газ	1,2; 10,8 тыс. м <sup>3</sup> /сут
<b>Скв. Герасимовская 12</b>			
Кехорегская свита (C <sub>1</sub> kh (пласт М <sub>1</sub> ))	2902-2917	пластовая вода с малым количеством растворенного газа	1,1
Кехорегская свита (C <sub>1</sub> kh (пласт М <sub>1</sub> ))	2867-2879	нефть, вода, газ	8; 3,5; 0,5 тыс. м <sup>3</sup> /сут
Выветрелый палеозой (пласт М)	2847-2860	нефть	3,5
Тюменская свита (J <sub>1-2</sub> tm) + Выветрелый палеозой (пласт М)	2838-2859	нефть 90%, вода 10%	13
Тюменская свита (J <sub>1-2</sub> tm (пласт Ю <sub>7</sub> ))	2770-2780	нефть	0,4
Наунакская свита (J <sub>3</sub> np)	2565-2570	практически «сухой»	-
<b>Скв. Герасимовская 8</b>			
Выветрелый палеозой (пласт М)	2854-2861	нефть	127
Выветрелый палеозой (пласт М)	2865-2870, 2854-2861	нефть	80
Тюменская свита (J <sub>1-2</sub> tm) + Выветрелый палеозой (пласт М)	2828-2847	нефть	47

*Примечание. Таблица составлена по материалам Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО».*

О перерыве в осадконакоплении и размыве отложений свидетельствуют вскрытые на забое скв. 12 визейские отложения раннего карбона, возраст которых подтверждается по комплексу фораминифер. Таким образом, толщина размывтых палеозойских отложений составляет не менее 1000 м.

Как источники УВ для горизонтов выветрелого и коренного палеозоя предполагаются потенциально нефтематеринские свиты [Запивалов, Исаев, 2010; Катагенез органического вещества..., 2011]: палеозойские породы доманикоидного типа - ларинской (S<sub>1</sub>lr), мирной (D<sub>1</sub>mr), чузикской (D<sub>2</sub>cz), чагинской (D<sub>3</sub>cg), кехорегской (C<sub>1</sub>kh) свит, а также юрские битуминозные породы тюменской (J<sub>1-2</sub>tm) и баженовской (J<sub>3</sub>bg) свит.

Таблица 6

## Осадочный разрез скважины Герасимовская 12, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза

Индекс отложений на рис. 6	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн. лет назад	Окончание, млн. лет назад	Продолжительность, млн. лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	16	0
	Плиоценовые N <sub>2</sub>	4,71	1,64	3,07	35	16
	Миоценовые N <sub>1</sub>	24	4,71	19,29	45	51
	Некрасовская серия Pg <sub>3</sub> nk Средний-верхний олигоцен	32,3	24	8,3	110	96
	Чеганская свита Pg <sub>2-3</sub> hq Верхний эоцен-олигоцен	41,7	32,3	9,4	35	206
	Люлинворская свита Pg <sub>2</sub> ll Эоцен	54,8	41,7	13,1	65	241
	Талицкая свита Pg <sub>1</sub> tl Палеоцен	61,7	54,8	6,9	20	306
K	Ганькинская свита Pg <sub>1</sub> -K <sub>2</sub> gn Маастрихт-даний	73,2	61,7	11,5	110	326
	Славгородская свита K <sub>2</sub> sl Верхний сантон-кампан	86,5	73,2	13,3	40	436
	Ипатовская свита K <sub>2</sub> ip Коньяк-нижний сантон	89,8	86,5	3,3	180	476
	Кузнецовская свита K <sub>2</sub> kz Турон	91,6	89,8	1,8	12	656
	Покурская свита K <sub>1-2</sub> pk Верхний апт-альб-сеноман	114,1	91,6	22,5	881	668
	Алымская K <sub>1a1-2</sub> Апт	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K <sub>1</sub> kls Готерив-баррем	132,4	120,2	12,2	627	1549
	Тарская свита K <sub>1</sub> tr Валанжин	136,1	132,4	3,7	96	2176
	Куломзинская свита K <sub>1</sub> klm Берриас-валанжин	145,8	136,1	9,7	255	2272
	J <sub>3</sub> bg	Баженовская свита J <sub>3</sub> bg Титон	151,2	145,8	5,4	21
J <sub>3</sub>	Георгиевская свита J <sub>3</sub> qr Киммеридж	156,6	151,2	5,4	4	2548
	Наунакская свита J <sub>3</sub> np Келловей-оксфорд	162,9	156,6	6,3	59	2552
J <sub>1-2</sub> tm	Тюменская свита J <sub>1-2</sub> tm Нижняя-средняя юра	208	162,9	45,1	231	2611
-	Размыв каменноугольных отложений	313,2	208	105,2	-1034	-
C <sub>1-2</sub>	Елизаровская свита C <sub>2</sub> elz Башкирский век	320,2	313,2	7	365	-
	Средневажюганская свита C <sub>1-2</sub> sv Верхний серпухов-башкирский век	326,2	320,2	6	590	-
C <sub>1</sub> kh	Кехорегская свита C <sub>1</sub> kh Турне-средний серпухов	358,9	326,2	32,7	430*	2842
D <sub>3</sub> cg	Чагинская свита D <sub>3</sub> cg Фран-фамен	382,7	358,9	23,8	480	3193
D <sub>2</sub> cz	Чузикская свита D <sub>2</sub> cz Верхний эйфель-живет	390,5	382,7	7,8	470	3673
-	Перерыв (скрытое несогласие) Нижний эйфель	393,3	390,5	2,8	0	-
D <sub>1</sub> mr	Мирная толща D <sub>1</sub> mr Эмс	407,6	393,3	14,3	400	4143
S <sub>2</sub> -D <sub>1</sub>	Лесная свита D <sub>1</sub> ls Лохков-прага	419,2	407,6	11,6	480	4543
	Майзасская свита S <sub>2</sub> mz Пржидол	423	419,2	3,8	410	5023
	Большеичская свита S <sub>2</sub> bl Лудлов	427,4	423	4,4	209	5433
S <sub>1</sub> lr	Ларинская свита S <sub>1</sub> lr Лландовер-венлок	443,4	427,4	16	360	5642
Глубина реконструированного разреза, м		6002				
Фактический забой скважины, м		3010				

Примечания: серой заливкой выделены размыв каменноугольных и перерыв осадконакопления среднедевонских отложений; зеленой - мощности отложений, вскрытых бурением, желтой заливкой – реконструированные мощности отложений; \*показана мощность кехорегской свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 168 м).

При решении обратных задач геотермии как на *первом*, так и на втором шаге «невязка» расчетных и измеренных (наблюденных) геотемператур не превысила  $\pm 2^\circ\text{C}$  (табл. 7, рис. 5), то есть соответствует оптимальной.

Таблица 7

**Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скв. Герасимовская 12, рассчитанный тепловой поток**

Приуроченность/ глубина, м	Температура, $^\circ\text{C}$				Тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> /динамическая характеристика
	Пластовая измеренная	По ОСВ ( $R_{\text{vt}}^0$ )	Модельная (расчетная)	Разница расчетной и измеренной	
J <sub>3nn</sub> /2586	-	109 (0,72)	109	0	54 /квазистационарный, начиная с юры, до современного
J <sub>1-2tm</sub> /2750	100	-	101	+1	
J <sub>1-2tm</sub> /2797	-	117 (0,78)	116	-1	
J <sub>1-2tm</sub> /2821	-	117 (0,78)	117	0	
J <sub>1-2tm</sub> /2825	103	-	103	0	
J <sub>1-2tm</sub> /2838	-	116 (0,77)	117	+1	
C <sub>1kh</sub> /2908	-	170 (1,17)	170	0	224 /квазистационарный, начиная с силура, до резкого снижения в триасе

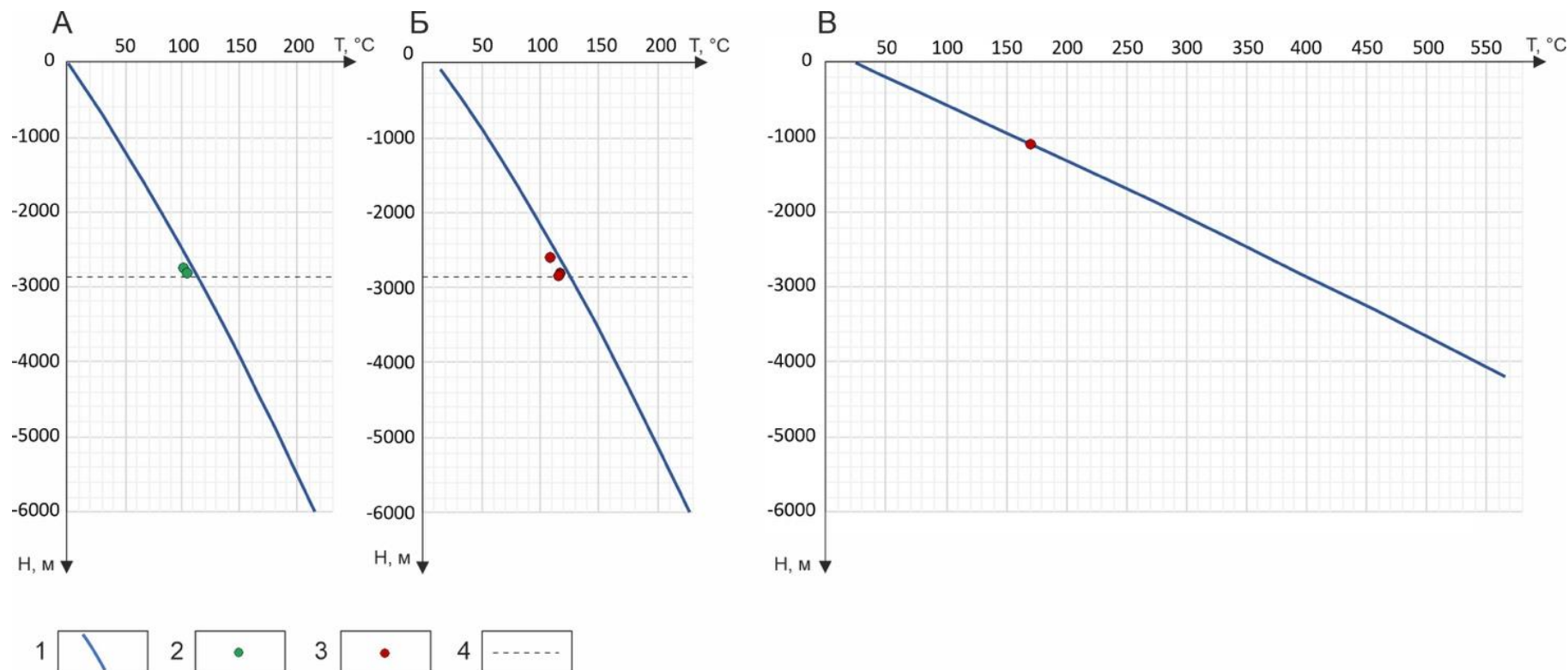
*Примечание. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).*

Для модели Герасимовского месторождения получено значение плотности теплового потока - 224 мВт/м<sup>2</sup> (см. табл. 7, 8), фактически повторившее значение плотности теплового потока модели Останинского месторождения (223 мВт/м<sup>2</sup>).

Решением прямых задач геотермии с использованием расчетных значений и динамики глубинного теплового потока выполнено восстановление седиментационной и термической истории для фанерозойских потенциально материнских свит - ларинской, мирной, чузикской, чагинской, кехорегской, а также тюменской и баженовской (табл. 8, рис. 6).

### Анализ и оценка результатов

Доюрский нефтегазоносный комплекс представлен двумя резервуарами: выветрелого (горизонт М) и коренного (М<sub>1</sub>) палеозоя. Триасовая кора выветривания, вероятно играющая ключевую роль в генезисе резервуаров, формировалась в период 213-208 млн. лет назад, однако подверглась денудационным процессам и не сохранилась. То есть принимая концепцию, согласно которой резервуары палеозоя генетически обусловлены преимущественно эпигенетическими метеорными и гидротермальными процессами в коре выветривания. Эти резервуары, представленные вторичными коллекторами, сформировались не ранее 213-208 млн. лет назад, их геотемпературы не превышали 130 $^\circ\text{C}$ .



**Рис. 5. Графики сопоставления расчетных и измеренных геотемператур в скв. Герасимовская 12 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. 24 млн. лет назад - время максимальной мощности юрско-палеогеновых отложений и начала резкого спада климатических температур в конце олигоцена. 313 млн. лет назад - время максимальной мощности палеозойского разреза.*

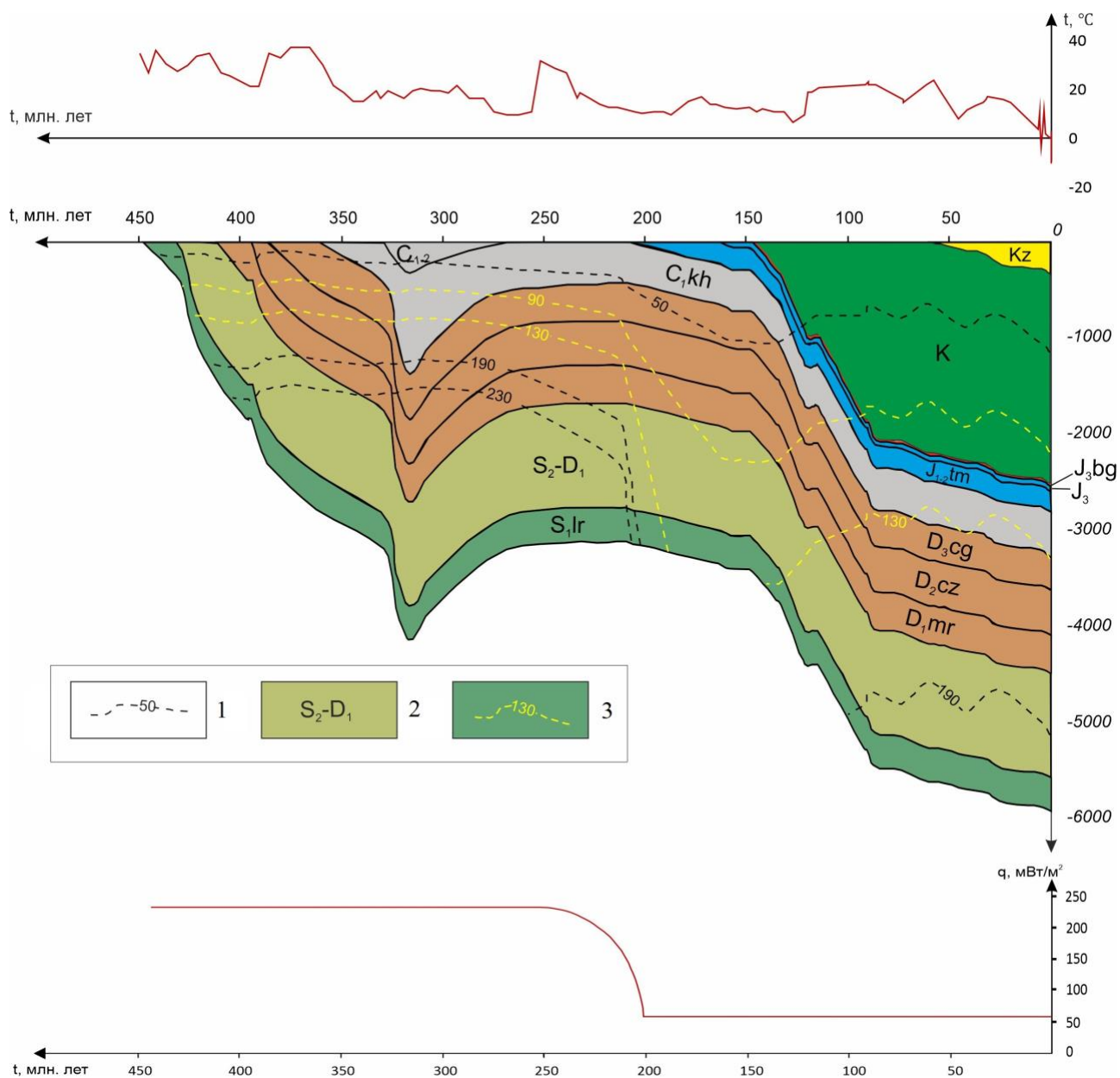
Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скв. Герасимовская 12

Время, млн. лет назад	«Местный» вековой ход, °С	Тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup>	Геотемпературы свиты, °С													
			Баженовская (J <sub>3</sub> bg)		Тюменская (J <sub>1-2</sub> tm)		Кехорегская (C <sub>1</sub> kh)		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	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
0	0	54	102	2527	109	2611	119	2763	133	-3193	149	3673	163	4143	209	5642
1,64	1	54	103	2511	110	2595	120	2747	135	3177	151	3657	165	4127	211	5626
4,71	3	54	104	2476	111	2560	122	2712	136	3142	152	3622	166	4092	212	5591
24	16	54	114	2431	121	2515	131	2667	146	3097	161	3577	175	4047	221	5546
32,3	16	54	109	2321	116	2405	126	2557	140	2987	156	3467	170	3937	216	5436
41,7	12	54	103	2286	110	2370	120	2522	134	2952	150	3432	164	3902	209	5401
54,8	19	54	108	2221	115	2305	125	2457	140	2887	156	3367	170	3837	216	5336
61,7	22	54	109	2201	116	2285	126	2437	141	2867	156	3347	170	3817	216	5316
73,2	16	54	99	2091	106	2175	116	2327	131	2757	146	3237	160	3707	206	5206
86,5	22	54	102	2051	109	2135	119	2287	133	2717	149	3197	163	3667	209	5166
89,8	22	54	95	1871	102	1955	112	2107	127	2537	143	3017	157	3487	203	4986
91,6	22	54	92	1859	98	1943	109	2095	123	2525	139	3005	153	3475	198	4974
95,0	22	54	86	1726	93	1810	104	2042	118	2393	134	2873	147	3343	193	4842
110,0	21	54	64	1139	70	1223	81	1455	95	1806	111	2286	125	2756	170	4255
114,1	21	54	57	979	64	1063	75	1215	89	1645	105	2125	119	2595	165	4094
116,3	18	54	56	978	63	1062	73	1214	88	1644	104	2124	118	2594	163	4093
120,2	19	54	54	977	61	1061	71	1213	85	1643	101	2123	114	2593	159	4092
132,4	12	54	25	351	32	435	42	587	57	1017	72	1497	86	1967	132	3466
136,1	12	54	22	255	28	339	39	491	53	921	69	1401	83	1871	129	3370
145,8	13	54	13	0	20	84	30	236	45	666	60	1146	74	1616	120	3115
151,2	14	54	-	-	20	63	30	215	45	645	61	1125	75	1595	120	3094
156,6	13	54	-	-	19	59	30	211	44	641	60	1121	74	1591	120	3090
162,9	14	54	-	-	19	0	30	152	45	582	61	1062	74	1532	120	3031
208	13	138	-	-	-	-	28	79	63	351	102	831	135	1301	249	2800
213	14	156	-	-	-	-	32	79	72	351	118	831	157	1301	290	2800
265,1	10	224	-	-	-	-	40	0	102	430	164	910	220	1380	406	2879
300,7	20	224	-	-	-	-	129	590	192	1020	255	1500	310	1970	496	3469
300,9	20	224	-	-	-	-	130	596	193	1026	256	1506	311	1976	496	3475
305,0	20	224	-	-	-	-	147	716	210	1146	272	1626	328	2096	513	3595
310,0	21	224	-	-	-	-	169	862	231	1292	294	1772	349	2242	535	3741
313,2	20	224	-	-	-	-	179	955	240	1385	303	1865	359	2335	543	3834
315,0	20	224	-	-	-	-	166	861	227	1291	290	1771	344	2241	530	3740
319,7	18	224	-	-	-	-	130	616	192	1046	253	1526	309	1996	494	3495
319,8	18	224	-	-	-	-	129	611	190	1041	253	1521	307	1991	493	3490
320,2	18	224	-	-	-	-	125	590	187	1020	250	1500	304	1970	489	3469
323	19	224	-	-	-	-	90	315	151	745	213	1225	267	1695	453	3194
324,7	19	224	-	-	-	-	68	148	130	578	190	1058	247	1528	432	3027
326,0	20	224	-	-	-	-	51	20	113	450	175	930	230	1400	416	2899
326,2	20	224	-	-	-	-	50	0	111	430	173	910	229	1380	415	2879
335,0	18	224	-	-	-	-	41	0	94	314	157	794	211	1264	397	2763
336,5	17	224	-	-	-	-	38	0	90	295	153	775	207	1245	393	2744
339,0	16	224	-	-	-	-	34	0	84	262	147	742	202	1212	388	2711
343,0	16	224	-	-	-	-	30	0	77	209	139	689	195	1159	381	2658
346,5	17	224	-	-	-	-	28	0	72	163	135	643	190	1113	375	2612
347,0	17	224	-	-	-	-	29	0	72	156	134	636	190	1106	376	2605
350,0	19	224	-	-	-	-	28	0	69	117	130	597	186	1067	372	2566
351,0	20	224	-	-	-	-	27	0	66	104	130	584	184	1054	370	2553
353,0	21	224	-	-	-	-	27	0	65	78	127	558	182	1028	368	2527
358,9	30	224	-	-	-	-	-	-	62	0	126	480	180	950	366	2449
371,0	37	224	-	-	-	-	-	-	53	0	99	236	154	706	339	2205
374,3	37	224	-	-	-	-	-	-	48	0	90	169	145	639	331	2138
377,0	35	224	-	-	-	-	-	-	44	0	81	115	135	585	321	2084
378,0	35	224	-	-	-	-	-	-	41	0	78	95	132	565	318	2064
378,5	34	224	-	-	-	-	-	-	40	0	76	85	130	555	316	2054
379,0	34	224	-	-	-	-	-	-	39	0	74	75	128	545	314	2044
380,0	33	224	-	-	-	-	-	-	37	0	71	54	125	524	311	2023

## Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скв. Герасимовская 12

Время, млн. лет назад	«Местный» вековой ход, °С	Тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup>	Геотемпературы свиты, °С													
			Баженовская (J <sub>3</sub> bg)		Тюменская (J <sub>1-2</sub> tm)		Кехорегская (C <sub>1</sub> kh)		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	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
380,0	33	224	-	-	-	-	-	-	37	0	71	54	125	524	311	2023
382,7	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	65	0	119	470	304	1969
385,0	35	224	-	-	-	-	-	-	-	-	57	0	102	331	287	1830
386,0	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0	92	271	278	1770
386,2	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	49	0	90	259	276	1758
387,0	32	224	-	-	-	-	-	-	-	-	45	0	82	211	268	1710
390,5	22	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	233	1499
391,9	22	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	1	233	1500
393,3	22	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	233	1499
400,0	24	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	0	211	1312
405,0	26	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31	0	196	1172
406,0	26	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29	0	192	1144
407,0	26	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	0	190	1116
407,6	27	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	188	1099
413,0	31	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	165	876
419,2	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133	619
419,4	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	130	597
420,0	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122	533
421,0	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108	425
422,0	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95	317
422,3	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90	285
423	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	209
427,4	29	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0

Примечание: светло-синей заливкой показаны температуры ГФН, желтой - НФГ, ГФГ, темно-желтой - палеотемпературный максимум; зеленой - времена размыва каменноугольных и перерыва осадконакопления среднедевонских отложений; светло-фиолетовой - температуры, превышающие температуру начала деструкции УВ; красной - время (313,2 млн. лет назад) геотемпературы в центре кехорегской свиты (179°С), соответствующее определению ОСВ в кровле кехорегской свиты -  $R^0_{vr}=1,17$  (170°С).



**Рис. 6. Палеоструктурные и палеотемпературные реконструкции разреза скв. Герасимовская 12.**

*1 - геоизотерма; 2 - стратиграфический индекс отложений; 3 - граничная изотерма ГФН. В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности, в нижней - график изменения расчетной плотности теплового потока во времени.*

В то же время, принимается концепция вертикальной межпластовой миграции УВ, включая миграцию как вверх, так и вниз по разрезу.

Последовательно анализируя периоды «работы» катагенетических очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой из семи фанерозойских потенциально материнских свит (см. табл. 8, рис. 6) и сопоставляя эти периоды со временем формирования палеозойских резервуаров, оценены возможности аккумуляции и сохранности УВ в виде залежей палеозойских пластов.

Максимальный прогрев палеозойского разреза наблюдается к началу размыва



каменноугольных отложений (313 млн. лет назад). В это время разрез характеризуется максимальной мощностью в доюрское время. Геотемпературы в наиболее погруженной ларинской свите достигают 540°C, а, соответственно, выше по разрезу: в мирной - 360°C, в чузикской - 300°C, в чагинской - 240°C, в кехорегской - 180°C.

**Ларинская свита** (*S1lr*). Ларинская свита вошла в ГЗН 422 млн. лет назад, но ненадолго - на 3 млн. лет, в ГЗГ - 419 млн. лет назад на 12 млн. лет. Таким образом, нефтяной потенциал ларинского источника реализован 419 млн. лет назад, газовый потенциал - 407 млн. лет назад. С этого времени свита вошла в зону геотемператур, превышающих 190°C, то есть деструктивных для УВ. В зону деструктивных геотемператур ларинская свита погружалась дважды: 407-163 млн. лет назад и 95,0-0 млн. лет назад. Таким образом, УВ ларинской свиты подвергались действию разрушительных геотемператур в общей сложности 339 млн. лет, в том числе 244 млн. лет до формирования коллекторов палеозойских резервуаров. Вполне ясно, что УВ ларинского источника не могли аккумулироваться в этих резервуарах.

**Мирная свита** (*D1mr*). Свита вошла в ГЗН 386 млн. лет назад на 8 млн. лет, в ГЗГ - 378 млн. лет назад на весьма продолжительное время - 31 млн. лет. Нефтяной потенциал мирного источника реализован 378 млн. лет назад, газовый потенциал - 347 млн. лет назад. На этом временном этапе свита вошла в зону геотемператур, деструктивных для УВ. В зоне деструктивных геотемператур мирная свита находилась 134 млн. лет (347-213 млн. лет назад), то есть еще до формирования коллекторов палеозойских резервуаров. Очевидно, что УВ мирного источника не могли аккумулироваться в резервуарах палеозоя.

**Чузикская свита** (*D2cz*). Свита вошла в ГЗН 374 млн. лет назад на значительный интервал геологического времени - 23 млн. лет, в ГЗГ - 351 млн. лет назад на продолжительное время - 26 млн. лет. Весьма вероятно, что нефтяной потенциал чузикского источника полностью реализован 351 млн. лет назад, а газовый потенциал - 325 млн. лет назад. С этого времени свита вошла в зону геотемператур, деструктивных для УВ. Свита находилась в этой зоне не менее 60 млн. лет, то есть до 324 млн. лет назад. Таким образом, что УВ чузикского источника не могли питать залежи палеозойских горизонтов.

**Чагинская свита** (*D3cg*). Чагинская свита вошла в ГЗН 336 млн. лет назад - на 12 млн. лет, в ГЗГ - 325 млн. лет назад на 5 млн. лет. Вероятно, что нефтяной потенциал чагинского источника реализован 325 млн. лет назад, а газовый потенциал - 320 млн. лет назад. Начиная с 320 млн. лет назад, чагинская свита находится в зоне деструктивных геотемператур, то есть порядка 7 млн. лет до начала формирования коллекторов палеозойских горизонтов. Учитывая историю деструктивных геотемператур, маловероятно, что УВ чагинского источника могли питать залежи палеозойских горизонтов.

**Кехорегская свита** (*Cikh*). Кехорегская свита вошла в ГЗН 323 млн. лет назад, но ненадолго - на 3 млн. лет, в ГЗГ - первый раз 320 млн. лет назад на весьма продолжительное время - 19 млн. лет, и второй раз 24 млн. лет назад еще на 20 млн. лет. За свою историю палеозойская кехорегская свита не погружалась в зону деструктивных геотемператур. Если учесть последовательность фаз генерации и эмиграции жидких и газообразных УВ, а также временной период формирования палеозойских коллекторов, то можно с большой вероятностью ожидать аккумуляцию кехорегского газа в резервуарах палеозоя. Такой прогноз подтверждается результатами опробования скважин 7 и 12 (см. табл. 5): в интервалах палеозойских горизонтов, наряду с притоками нефти, получены притоки газа.

**Тюменская свита** (*J1-2tm*). Тюменская свита находится в ГЗН с 95 млн. лет назад по настоящее время. Свита за свою историю не входила в зону деструктивных геотемператур. Следовательно, тюменская нефть может аккумулироваться в палеозойских резервуарах с 95 млн. лет назад и по настоящее время, а геотемпературы резервуаров палеозоя вполне благоприятны для сохранности нефти тюменского источника. Такой предварительный прогноз подтверждается результатами опробования - в интервалах палеозойских горизонтов, как и в пластах тюменской свиты, получены притоки нефти (см. табл. 5, скважины 8 и 12).

**Баженовская свита** (*J3bg*). Баженовская свита находится в ГФН уже без малого 92 млн. лет. Свита за свою историю не испытывала воздействия деструктивных температур. Баженовская нефть может аккумулироваться в палеозойских резервуарах с 92 млн. лет назад и по настоящее время, а температурная история резервуаров палеозоя благоприятна для сохранности нефти баженовского источника. Такой предварительный прогноз подтверждается опробованием - в интервалах палеозойских горизонтов получены притоки жидких УВ (см. табл. 5).

### Выводы

В результате выполненного для Герасимовского месторождения совместного палеотемпературного моделирования фанерозойских очагов генерации УВ мезозойских и палеозойских осадочных бассейнов выявлены и изучены вероятные сингенетичные источники залежей УВ в выветрелом и коренном палеозое, а именно: тюменский и баженовский источники нефти и кехорегский источник газа.

Основываясь на данных генетических анализов нефти из резервуаров палеозоя [Костырева, 2004; Abla et al., 2008; Катагенез органического вещества..., 2011], возможность аккумуляции тюменской нефти в палеозое исключается, поскольку палеозойские нефти генерированы сапропелевым ОВ. Поэтому нефти резервуаров палеозоя могут быть, скорее всего, именно баженовскими.

Вместе с тем, источником газа резервуаров палеозоя, скорее всего, является

«кехорегский» - породы доманикоидного типа кехорегской свиты. В отличие от Останинского месторождения, где вклад доюрского источника газа (чагинский источник) в газонефтяные залежи составил всего 2%, то доля кехорегского газа Герасимовского месторождения в газонефтяных залежах палеозоя может достигать порядка 20% (пример - скв. Герасимовская 7).

Подводя итог исследованиям в районе Герасимовского месторождения, на котором вскрытая кровля палеозоя представлена отложениями нижнего карбона, можно заключить, что основным («главным») источником УВ доюрских залежей является юрская «баженовская нефть». Наряду с этим, роль каменноугольного кехорегского источника газа для палеозойских горизонтов весьма значительна.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении следует констатировать, что результаты палеотемпературных исследований разрезов Сельвейкинской площади, Останинского и Герасимовского месторождений показывают, что альтернативные концепции «главного источника» палеозойских залежей УВ не являются взаимоисключающими. Представляется, что для палеозойских залежей источником жидких УВ (нефть), скорее всего, является верхнеюрская баженовская свита, а источником газообразных УВ (газ и газоконденсат) - палеозойские породы доманикоидного типа.

### Литература

*Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С.* Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2018. - Т.329. - №6. - С. 128-139.

*Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н.* Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. - 1997. - № 6. - С. 1070-1078.

*Галиева М.Ф., Алеева А.О., Исаев В.И.* Очаги генерации углеводородов и их аккумуляция в доюрском разрезе Сельвейкинской площади глубокого бурения (Томская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т. 15. - № 3. - [http://www.ngtp.ru/rub/2020/26\\_2020.html](http://www.ngtp.ru/rub/2020/26_2020.html). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/26\\_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/26_2020)

*Запивалов Н.П., Исаев Г.Д.* Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. - 2010. - № 341. - С. 226-232.

*Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Тихоцкий С.А., Фомин А.Н.* Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) // Физика Земли. - 2018. - №2. - С.124-144.

*Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Фомин А.Н.* Палеоклиматические факторы

реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири // Геофизический журнал. - 2016. - Т. 38. - № 4. - С. 3-25.

*Исаев В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н., Булатов В.И., Кузьменков С.Г., Галиева М.Ф., Крутенко Д.С.* Тепловой поток и нефтегазоносность (п-ов Ямал, Томская обл.) // Георесурсы. - 2019. - Т. 21. - № 3. - С. 125-135.

*Исаев В.И., Фомин А.Н.* Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. - 2006. - Т.47. - №6. - С.734-745.

*Исаев Г.Д.* Региональные стратиграфические подразделения палеозоя Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов) // Вестник ТГУ. - 2012. - №355. - С.161-168.

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

*Конторович В.А.* Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. - 2007. - Т. 48. - № 5. - С. 538-547.

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

*Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А.* Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) // Известия Томского политехнического университета. - 2013. - Т. 323. - №1. - С. 51-56.

*Костырева Е.А.* Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика. - 2004. - Т. 45. - № 7. - С. 843-853.

*Курчиков А.Р.* Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 11. - № 42. - С. 1846-1853.

*Мельник И.А., Недоливко Н.М., Зимица С.В.* Вторичные карбонаты юрских песчаных отложений как показатели продуктивности палеозоя // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2020. - Т. 331. - № 3. - С. 32-38.

*Неручев С.Г., Rogozina E.A., Капченко Л.Н.* Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. - 1973. - №10. - С. 14-16.

*Никитин Д.С., Иванов Д.А., Журавлев В.А., Хуторской М.Д.* Объемная геолого-геотермическая модель осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа в связи с освоением ресурсов углеводородов // Георесурсы. - 2015. - № 1. - С. 13-19.

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

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

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири в 9 кн. Кн. 5: Палеозой Западной Сибири / Под ред. А. Э. Конторовича. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2001. - 163 с.

*Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., Сулова А.А., Завьялова А.П.*

Палеобассейны - новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов // Георесурсы. - 2019. - Т. 21. - № 2. - С. 4-12.

*Филиппов Ю.Ф., Бурштейн Л.М.* История генерации нефтидов в Предьенисейском осадочном бассейне // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: сборник материалов. В 4 томах. Том 1. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2017. - С. 166-170.

*Хант Дж.* Геохимия и геология нефти и газа. - М.: Мир, 1982. - 704 с.

*Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., P.F. van Bergen.* Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin - What is the evidence? // Organic Geochemistry. - 2008. - Vol. 39. - No. 8. - P. 1176-1184.

*Littke R., Urai J.L., Uffmann A.K., Risvanis F.* Reflectance of dispersed vitrinite in Palaeozoic rocks with and without cleavage: Implications for burial and thermal history modeling in the Devonian of Rursee area, northern Rhenish Massif, Germany // International Journal of Coal Geology. - 2012. - Vol. 89. - P. 41-50. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.07.006>

*Osadetz K.G., Kohn B.P., Feinstein S., O'Sullivan P.B.* Thermal history of Canadian Williston basin from apatite fission-track thermochronology-implications for petroleum systems and geodynamic history // Tectonophysics. - 2002. - Vol. 349. - No. 1-4. - P. 221-249. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(02\)00055-0](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(02)00055-0)

*Scotese C.R.* A new global temperature curve for the Phanerozoic // GSA Annual Meeting Denver, Colorado, Abstracts with Programs. - 2016. - V. 48. - № 7. - P. 74-31.

Galieva M.F., Lobova G.A., Osipova E.N.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, margaritagalieva@gmail.com, lobovaga@tpu.ru, osipovaen@tpu.ru

**MODELLING OF THE PALEOZOIC AND MESOZOIC FOCI OF HYDROCARBON GENERATION TO ASSESS THEIR ROLE IN PETROLEUM ACCUMULATIONS FORMATION BELONGING TO THE DEVONIAN AND CARBONIFEROUS SECTION (THE TOMSK REGION STUDY)**

*This paper performs coupled paleotemperature modelling of foci of hydrocarbon generation in sedimentary basins: the "present" Jurassic-Cretaceous basin and the Silurian, the Devonian and Carboniferous "paleobasins" in the territory of the Ostanin and the Gerasimov oil-gas condensate fields of Tomsk Region. It was stated that under the geological and geophysical circumstances within these fields' sections the oil source rock, more likely, is the Upper Jurassic Bazhenov Formation and the source rock for generating gas and condensate are the Paleozoic domanic type rocks.*

**Keywords:** *modelling of focus of hydrocarbon generation, sedimentary paleobasin, Paleozoic petroleum accumulation, Tomsk Region.*

**References**

Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugde M.A., P.F. van Bergen. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin - What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 2008, vol. 39, no. 8, pp. 1176-1184.

Belozеров V.B., Garsiya Bal'sa A.S. *Perspektivy poiska zalezhey nefi v otlozheniyakh devona yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy plity* [Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian deposits of the south-eastern part of the Western-Siberian plate]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 128-139.

Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. *Model' katageneza organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoy svity)* [Model of catagenesis of organic matter (by using the example of the Bazhenovka Formation)]. *Geologiya i geofizika*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070-1078.

Filippov Yu.F., Burshteyn L.M. *Istoriya generatsii naftidov v Pred"eniseyskom osadochnom bassejne* [History of oil and gas generation of the Pre-Yenisey sedimentary basin. Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geokologiya]. *Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geokologiya: sbornik materialov. V 4 tomakh. Tom 1. Novosibirsk: INGG SO RAN*, 2017, vol. 1, pp. 166-170.

Galieva M.F., Aleeva A.O., Isaev V.I. *Ochagi generatsii uglevodorodov i ikh akkumulyatsiya v doyruskom razreze Sel'veykinskoy ploschadi glubokogo bureniya (Tomskaya oblast')* [Hydrocarbons generation foci and accumulation within the pre-Jurassic section of the deep drilling Selveikin area (Tomsk Region)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2020, vol. 15, no. 3, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2020/26\\_2020.html](http://www.ngtp.ru/rub/2020/26_2020.html). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/26\\_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/26_2020)

Isaev G.D. *Regional'nye stratigraficheskie podrazdeleniya paleozoya Zapadno-Sibirskoy plity (po dannym issledovaniya tabulyatomorfnykh korallov)* [Regional stratigraphic subdivisions of the Paleozoic of the West-Siberian plate]. *Vestnik TGU*, 2012, no. 355, pp.161-168.

Isaev V.I., Fomin A.N. *Ochagi generatsii neftey bazhenovskogo i togurskogo tipov v yuzhnoy chasti Nyurol'skoy megavpadiny* [Loci of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyurol'ka Megadepression]. *Geologiya i geofizika*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734-745.

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Fomin A.N. *Paleoklimaticheskie faktory rekonstruktsii termicheskoy istorii bazhenovskoy i togurskoy svit yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri*

[Paleoclimate's factors of reconstruction of thermal history of petroleum bazhenov and togur suites southeastern Western Siberia]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2016, vol. 38, no. 4, pp. 3-25.

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskiy S.A., Fomin A.N. *Mezozoysko-kaynozoykiy klimat i neotektonicheskie sobytiya kak faktory rekonstruksii termicheskoy istorii neftematerinskoy bazhenovskoy svity arkticheskogo regiona Zapadnoy Sibiri (na primere p-va Yamal)* [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]. *Fizika Zemli*, 2018, vol. 54, no. 2, pp. 124-144.

Isaev V.I., Lobova G.A., Fomin A.N., Bulatov V.I., Kuz'menkov S.G., Galieva M.F., Krutenko D.S. *Teplovoy potok i neftegazonosnost' (p-ov Yamal, Tomskaya obl.)* [Heat flow and oil and gas potential (the Yamal peninsula, Tomsk Region)]. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 3, pp. 125-135.

*Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and oil-and-gas of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin]. A.N. Fomin. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Khant Dzh. *Geokhimiya i geologiya nefti i gaza* [Petroleum geochemistry and geology]. Moscow: Mir, 1982, 704 p.

Kontorovich V.A. *Seismogeologicheskie kriterii neftegazonosnosti zony kontakta paleozoyskikh i mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri (na primere Chuzikcko-Chizhapckoy zony neftegazonakopleniya)* [Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria]. *Geologiya i geofizika*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 538-547.

Korzhev Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. *Genesis doyruskikh zalezhey nefti Rogozhnikovskoy gruppy mestorozhdeniy (po rezul'tatam izucheniya vertikal'noy zonal'nosti alkanov)* [Genesis of the pre-Jurassic oil deposits of the Rogozhnikovo group of fields (based on results of vertical alkanes zoning studying)]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 51-56.

Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genesis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in southeastern West Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2004, vol. 45, no. 7, pp. 843-853.

Kurchikov A.R. *Geotermicheskiy rezhim uglevodorodnykh skopleniy Zapadnoy Sibiri* [Geothermal regime of hydrocarbon accumulations in Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, no. 11, pp. 1846-1853.

Littke R., Urai J.L., Uffmann A.K., Risvanis F. Reflectance of dispersed vitrinite in Palaeozoic rocks with and without cleavage: Implications for burial and thermal history modeling in the Devonian of Rursee area, northern Rhenish Massif, Germany. *International Journal of Coal Geology*, 2012, vol. 89, pp. 41-50. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.07.006>

Mel'nik I.A., Nedolivko N.M., Zimina S.V. *Vtorichnye karbonaty yurskikh peschanykh otlozheniy kak pokazateli produktivnosti paleozoya* [Secondary carbonates of Jurassic sand deposits as indicators of the Paleozoic productivity]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 32-38.

Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N. *Glavnaya faza gazoobrazovaniya - odin iz etapov katageneticheskoy evolyutsii sapropelevogo rasseyannogo organicheskogo veshchestva* [Main phase of petroleum generation as a stage of catagenetic evolution of dispersed sapropelic vegetable organic matter]. *Geologiya i geofizika*, 1973, no. 10, pp. 14-17.

Nikitin D.S., Ivanov D.A., Zhuravlev V.A., Khutorskoy M.D. *Ob"emnaya geologo-geotermicheskaya model' osadochnogo chekhla severo-vostochnoy chasti Barentsevomorskogo shel'fa v svyazi s osvoeniem resursov uglevodorodov* [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*, 2015, no. 1, pp. 13-19.

Osadetz K.G., Kohn B.P., Feinstein S., O'Sullivan P.B. Thermal history of Canadian Williston basin from apatite fission-track thermochronology – implications for petroleum systems and

geodynamic history. *Tectonophysics*, 2002, vol. 349, no. 1-4, pp. 221-249. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(02\)00055-0](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(02)00055-0)

*Resheniya soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu regional'noy stratigraficheskoy skhemy paleozoyskikh obrazovaniy Zapadno-Sibirskoy ravniny* [Resolution of considering and admitting regional stratigraphic scheme of Paleozoic formations within Western Siberian Plain conference]. Editor V.I. Krasnova. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 1999, 80 p.

Scotese C.R. A new global temperature curve for the Phanerozoic. *GSA Annual Meeting Denver, Colorado, Abstracts with Programs*, 2016, vol. 48, no. 7, pp. 74-31.

*Strategiya i osnovy tekhnologii poiskov uglevodorodov v doyurskom osnovanii Zapadnoy Sibiri* [Strategy and basis of technologies for hydrocarbon exploration in the pre-Jurassic basement of Western Siberia]. V.I. Isaev, G.A. Lobova, Yu.V. Korzhov, M.Ya. Kuzina, L.K. Kudryashova, O.G. Sungurova. Tomsk: Izd-vo TPU, 2014, 112 p.

*Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri v 9 kn. Kn. 5: Paleozoy Zapadnoy Sibiri* [Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia]. Editor A.E. Kontorovich. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2001, 163 p.

Stupakova A.V., Pashali A.A., Volyanskaya V.V., Suslova A.A., Zav'yalova A.P. *Paleobasseyny - novaya kontseptsiya modelirovaniya istorii geologicheskogo razvitiya i neftegazonosnosti regionov* [Paleobasins - a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions]. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 2, pp. 4-12.

*Tektonika i neftegazonosnost' mezozoysko-kaynozoykskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic and Cenozoic rocks in the south-eastern part of Western Siberia]. V.A. Kontorovich. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2002, 253 p.

Zapivalov N.P., Isaev G.D. *Kriterii otsenki neftegazonosnosti paleozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Criteria of estimation of oil-and-gas-bearing Palaeozoic deposits of Western Siberia]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2010, no. 341, pp. 226-232.

© Галиева М.Ф., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., 2021

