DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/24\_2022

УДК 550.361:552.578.061.32:551.762.1(571.16)

# Меренкова А.С., Исаев В.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия, a.merenckowa@yandex.ru, isaevvi@tpu.ru

# Лобова Г.

Независимый эксперт в области нефтегазовой геологии и геофизики, Висагинас, Литва, lobovaga@tpu.ru

### Осипова Е.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия osipovaen@tpu.ru

# ТЕПЛОВОЙ ПОТОК И ТЕРМИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ МАТЕРИНСКОЙ НИЖНЕЮРСКОЙ ТОГУРСКОЙ СВИТЫ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВОСТОЧНО-ПАЙДУГИНСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Слабоизученные Восточно-Пайдугинская мегавпадина и структуры ее обрамления юговостока Западной Сибири являются новыми территориями и новыми стратиграфическими уровнями, перспективными для проведения прогнозно-поисковых исследований на нижнеюрские и доюрские нефтегазоносные комплексы.

Выполнено палеотемпературное моделирование в разрезах 26 глубоких скважин. Установлено, что величина плотности теплового потока изменяется в пределах 36-56 мВт/м<sup>2</sup>. Моделирование основано на решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей с применением оригинальной компьютерной технологии.

Для территории исследований построены схематические карты плотности глубинного теплового потока на кровле палеозойского фундамента, проведено картирование катагенетических очагов генерации тогурской нефти.

Экспресс-оценкой плотности генерации нефти выделены перспективные территории для поисков залежей в нижнеюрском и доюрском разрезах. Это Восточно-Пайдугинская мегавпадина, включая Варгатский мезопрогиб, а также западная часть Владимирского мегавыступа (западный склон Белоноговского мезоподнятия) и восточная часть Парабельского мегавыступа (северо-восточный склон Колпашевского мезовала).

**Ключевые слова:** тогурская нефтематеринская формация, палеотемпературное моделирование очагов генерации нефти, плотность генерации нефти, перспективные территории нижнеюрского и доюрского комплексов, Восточно-Пайдугинская мегавпадина, юго-восток Западной Сибири.

#### Введение

Одним из перспективных направлений воспроизводства сырьевой базы нефтегазового комплекса Томской области (юго-восток Западной Сибири) является изучение и освоение нераспределенного фонда недр, к которому относится недоизученное правобережье Оби [Ростовцев, Резник, 2004]. На этих территориях наибольший интерес представляют залежи нижнеюрского и доюрского нефтегазоносных комплексов (НГК), в связи с широким распространением тогурской свиты, которая является для них основной материнской

формацией [Костырева, 2005; Костырева и др., 2014]. Полагается, что, когда добыча в западных нефтепромысловых районах Томской области опустится до критической отметки, освоение восточной ее части будет неизбежно [Зимин, 2021].

Инициативный проект регионально-зонального изучения и оценки поисковых перспектив нижнеюрского и доюрского НГК востока Томской области реализуется томской научной группой геотермиков [Galieva et al., 2021]. Изучение и оценка осуществляется с использованием осадочно-миграционной теории нафтидогенеза [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967]. Проектом принята высказанная ранее концепция [Конторович, 2002], затем подтвержденная экспериментально [Исаев и др., 2014], о преимущественно вертикальной миграции углеводородов (УВ). Исследования опираются на тектоническую схему районирования юрского структурного яруса и классификацию структур по В.А. Конторовичу [Конторович, 2002].

Промышленная нефтегазоносность и выполненное зональное нефтегеологическое районирование нижнеюрского и доюрского стратиграфических уровней в разрезах Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин [Лобова и др., 2018] вызывает интерес и к Бакчарской мезовпадине, расположенной юго-восточнее этих структур и имеющей схожее геологическое строение. Поэтому первой территорией реализации инициативного проекта стала Бакчарская мезовпадина и структуры ее обрамления [Лобова и др., 2020]. Для Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления выполнено палеотемпературное моделирование в разрезах 30 глубоких скважин, построена схематическая карта плотности глубинного теплового потока и проведено картирование катагенетических очагов генерации тогурской нефти. Экспресс-оценкой плотности генерации нефти выделены перспективные земли для поисков в нижнеюрском и доюрском разрезах – локальный участок на Парабельском мегавыступе и широкая полоса, охватывающая центральные и северо-западные земли Бакчарской мезовпадины. При осуществлении ранжирования перспективных районов и участков учитывались качество коллекторов коры выветривания и разных петротипов пород доюрского основания, а также плотность тектонических разломов на выделенных участках [Меренкова, 2021; Исаев и др., 2022]. Для резервуара коры выветривания первоочередным районом для поисковых работ рекомендована зона, приуроченная к юго-восточной части зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа.

Для исследований в «одном ключе» распределения плотности теплового потока кровли фундамента запада [Исаев и др., 2021] и востока Томской области, оценки перспектив нефтегазоносности выполнены построения и общий анализ карты плотности теплового потока востока Томской области [Исаев и др., 2022а]. Таким образом, на северо-восточную часть территории Томской области, на базе расчетов 59 параметрических, опорных и поисковоразведочных скважин, впервые подготовлена карта (в изолиниях через 2 мВт/м<sup>2</sup>) плотности теплового потока из основания осадочного разреза.

Настоящие прогнозно-поисковые исследования, на основе выявления и картирования катагенетических очагов генерации УВ, выполняются для Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления (рис. 1).



Рис. 1. Структурная карта Западно-Сибирской плиты по реперному сейсмическому горизонту, приуроченному к подошве юрских отложений, с выделенной территорией исследований (по [Brekhuntsov et al., 2011])

1 - месторождения УВ доюрского комплекса; 2 - шкала глубин кровли доюрских образований; 3 - административная граница Томской области; 4 - контур территории исследований.

На территории исследований основной интерес представляют нижнеюрский и доюрские комплексы, для которых потенциально нефтематеринскими являются тогурские отложения. Именно здесь, на северо-востоке Томской области, нижнеюрский комплекс набирает максимальную мощность, а тогурская нефтематеринская формация имеет широкое распространение.

#### Нефтегеологическая характеристика территории исследований

Территория исследования по осадочному чехлу приурочена к тектонической структуре I порядка Восточно-Пайдугинской мегавпадине, на востоке граничащей с Владимировским мегавыступом, на северо-западе - с Пайдугинским мегавалом, на юго-западе - со структурой II порядка Зайкинской мезоседловиной, на юге - с переходной зоной к структуре внешнего пояса Западно-Сибирской плиты - Барабинско-Пихтовской моноклизе (рис. 2, 3).

Согласно тектонического районирования доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты [Сурков, Жеро, 1981], в пределах территории исследования выделяются структуры трех циклов тектоногенеза (рис. 4). Западную часть занимают структуры позднегерцинской складчатости – Нарымско-Колпашевская внутренняя впадина и Пыль-Караминский мегантиклинорий, с осью простирания с северо-запада на юго-восток. Восточнее этого блока располагаются структуры салаирского диастрофизма: на севере - небольшой фрагмент Ажарминского прогиба, далее - Алипский прогиб и, южнее - граничащий с ним Улуюльско-Среднечулымский выступ.

В северо-восточной части территории структуры фундамента докарельской и карельской складчатости, переработанные байкальским тектогенезом, перекрыты палеозойским платформенным чехлом за исключением небольших выступов-горстов докорельского и корельского возраста. Широкое распространение имеет блоковая разломная тектоника, ограничивающая складчатые системы и структурно-формационные зоны.

В геологическом строении территории исследований принимают участие породы доюрского фундамента и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Образования фундамента представлены отложениями от протерозоя (скв. Восток 3 параметрическая) до среднего триаса (скв. Восточно-Пайдугинская 1 параметрическая)

В ряде скважин (табл. 1, см. рис. 4) получен приток воды с пленкой нефти в отложениях доюрского комплекса (скважины Вездеходная 4п, Колпашевская 2о), признаки УВ в керне получены в скв. Южно-Пыжинская 1п. Также, отмечены признаки УВ в виде запаха и наличия битумов в керне доюрских отложений (скважины Вездеходная 4п, Колпашевская 2о, Южно-Пыжинская 1п) и нижнеюрского НГК в пласте Ю<sub>12</sub> (скв. Южно-Пыжинская 1п), тюменской (скв. Белоярская 1), а также тогурской и урманской свит (скв. Восточно-Пайдугинская 1п).

## ISSN 2070-5379 Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i practika (RUS) URL: http://www.ngtp.ru



Рис. 2. Обзорная схема нефтегазоносности восточной части Томской области

на тектонической основе (Тектоническая карта юрского..., ред. А.Э. Конторович, 1998 г.) 1 - месторождение УВ и его название; 2 - глубокая скважина за пределами месторождения с признаками УВ; 3 - структуры осадочного чехла І-го порядка с условным номером: а положительные: I - Пыль-Караминский мегавал; II - Пайдугинский мегавал, III - Владимировский мегавыступ, IV - Парабельский мегавыступ, V - Александровский свод; б - отрицательные: I -Восточно-Пайдугинская мегавпадина, II - Усть-Тымская мегавпадина; 4 - структуры II-го порядка с условным номером: а - положительные: 1 - Восточно-Чижапское поднятие, 2 - Колпашевский мезовал, 3 - Пайдугинско-Береговое мезоподнятие, 4 - Белоярский мезовыступ, 5 - Белоноговское мезоподнятие, 6 - Ярский мезовыступ, 7 - Степановское мезоподнятие; б - отрицательные: 1 -Бакчарская мезовпадина, 2 - Пыжинский мезопрогиб, 3 - Южно-Казанский мезопрогиб, 4 - Варгатский мезопрогиб, 5 - Тегульдетский мезопрогиб; 5 - промежуточные структуры ІІ-го порядка: 1 -Караминская мезоседловина, 2 - Зайкинская мезоседловина; 6 - прямые признаки нефтегазоносности в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: а - непромышленный приток нефти, б - газа; в - запах нефти в керне; 7 - фрагменты зон Усть-Тымского (А) и Чузикского (Б) грабен-рифтов раннемезозойского возраста. Красным прямоугольным контуром ограничена территория исследований - Восточно-Пайдугинская мегавпадина и структуры ее обрамления.



Рис. 3. Схема нефтегазоносности северо-восточной части Томской области (территория Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления) на тектонической схеме юрского структурного яруса с границей распространения тогурской нефтематеринской свиты [Конторович, 2002; Костырева и др., 2014]

1 - контур тектонической структуры: а - надпорядковая, b-e - I-IV порядка; 2 - изопахиты тогурской свиты - геттанг-раннетоарских отложений, сечением 10-20 м; 3 - речная сеть; 4 - граница: а - административная Томской области, b - условная для «переходной зоны» к структурам внешнего пояса Западно-Сибирской плиты; 5 - скважина палеотемпературного моделирования; 6 - прямые признаки нефтегазоносности в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: а - непромышленный приток нефти, b - газа; c - запах нефти в керне.

Юра представлена *урманской*, *тогурской*, *тюменской*, *наунакской*, *марьяновской* свитами. Перспективными на нефть и газ считаются пласты Ю<sub>16-17</sub> урманской свиты, достаточно распространенной на территории исследования: нижняя подсвита – плинсбах (скважины Вездеходная 4п, Восточно-Пайгудинская 1п).

Нижнеюрские толщи в наиболее прогнутых участках территории исследований характеризуются присутствием в разрезе урманской и тогурской свит с пластамиколлекторами (Ю<sub>17</sub>, Ю<sub>16</sub>) [Конторович и др., 2018]. Некоторые вскрытые пласты имеют прямые признаки нефтенасыщения – скв. ВП1п (см. табл. 1). Приток воды с пленкой нефти и разгазированная нефть получены из пласта Ю<sub>12</sub> в скв. Южно-Пыжинская 1п. В пластах Ю<sub>14-15</sub> нижнеюрского и Ю<sub>12</sub> среднеюрского НГК выявлены признаки УВ в керне.



**Рис. 4. Обзорная схема нефтегазоносности восточной части Томской области на тектонической основе** (Тектоническая карта фундамента..., ред. В.М. Сурков, 1981 г.)

1 - месторождение газа и газоконденсата с залежами в доюрском скважина за пределами месторождений, вскрывшая доюрские образования; 3 - скважина за НГК и его условный номер (1 -Восточно-Верхнекомбарское, 2 - Верхнекомбарское); 2 - глубокая пределами месторождения с прямыми признаками нефтегазоносности в доюрском НГК: а - непромышленный приток нефти, б газа; в - запах нефти в керне; 4 - административная граница Томской области. Красным прямоугольным контуром ограничена территория настоящих исследований.

В скв. Восточно-Пайдугинская 1п при испытании нижнеюрских пластов получены капельные следы нефти и незначительное выделение газа, а также признаки УВ в керне (наличие битумов и запах).

Шараповский горизонт (верхняя подсвита урманской свиты) вскрыт в скв. Мартовская 430. Однако испытаниями нефтегазоносность свиты на участке скважины не подтверждена (вода), признаков УВ в керне не обнаружено. Мощность урманской свиты варьирует от 5 (скв. Восточно-Пайдугинская 1п) до 40 м (скв. Южно-Пыжинская 1п).

# Установленная нефтегазоносность в пределах Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления (результаты испытания скважин)

Скражина*	Нефтегазоносный	Прит	оки пласта	Тип флюида	
(условный инлекс см. на рис. 8)	комплекс	Промышленные	Непромышленные		
	Mazazaŭ		1.1.	$\sum_{n=1}^{\infty} \left( O_n - \frac{9(A + c^3/c_{n-1})}{2} \right)$	
	Меловои	-	KIS	$\frac{1}{3} \frac{1}{(QT = 80.4 \text{ M}^{3}/\text{CyT})}$	
Белоярская 1 (БЯ1)	Нижнеюрский	-	tm	вода, признаки у в в	
	Погорский			Не испитац	
	Нижнеюрский	_	- tm	иСухом	
Береговая 1 параметрическая (Бер1п)	Поюрский		-	Не испытан	
	Нижнеюрский	_	tm	Вода	
Вездеходная 3 параметрическая (Вез3п)	Лоюрский	_	Pz	Вода	
	Нижнеюрский	_	-	Не испытан	
				Пленка нефти, признаки	
Вездеходная 4 параметрическая	Доюрский	-	Pz	УВ в керне (выпоты и	
				запах)	
	Нижнеюрский	-	tm (Ю <sub>15-16</sub> )	Вода	
восток з параметрическая (восзп)	Доюрский	-	Pz	Вода	
			tm	Признаки в керне (следы	
		-	till	нефти и запах УВ)	
				Капельные следы нефти и	
	Нижнеюрский			незначительное	
Восточно-Пайлугинская 1 параметрическая		-	tg+ur	выделение газа при	
(BΠ1π)				испытании, признаки УВ	
				в керне (битумы и запах)	
				Буровой раствор со	
	Доюрский	-	T <sub>1-2</sub>	сгустками нефти, с	
				выделением газа при	
	Hummoronomy		tm	Испытании	
Кананакская 2 параметрическая (Кан2п)	Покрский	-	un	Вода	
	Доюрский Нижнеюрский	-	- tm	Вода	
Карбинская 2 (Карб2)	Поюрский			Не испытан	
	Нижнеюрский		- tm	Вода	
	Пижнеюрекии		tin	Вода + пленка нефти	
Колпашевская 2 опорная (К2о)	Лоюрский	_	М	признаки VB в керне	
	Доюрекии		141	(запах и битумы в порах)	
	Верхнеюрский	_	-	Не испытан	
Колпашевская 3 (КЗ)	Нижнюрский	_	_	Не испытан	
	Верхнеюрский	_	$\mathrm{IO_1}^1$	Вода+пленка нефти	
Колпашевская 7 (К7)	Нижнюрский	-	-	Не испытан	
	Доюрский	-	M <sub>1</sub>	«Cyxo»	
	Нижнеюрский	-	_	Не испытан	
Колпашевская 10 параметрическая (К10п)	Доюрский	-	_	Не испытан	
	Mazazaž		1-1-	Нефть + вода (V $_{\rm H}$ = 1,2 м <sup>3</sup> ,	
$V_{1}$	меловои	-	KIS	Vв = 10,8 м <sup>3</sup> за 8 мин)	
Куржинская 255 (Кур255)	Нижнеюрский	-	-	Не испытан	
	Доюрский	-	-	Не испытан	
Маканиодракад 1 нараматринаскад (МД1н)	Нижнеюрский	-	-	Не испытан	
Максимоярская т парамстрическая (Млятп)	Доюрский	-	-	Не испытан	
Mantoperag 430 (Man430)	Нижнеюрский	-	tm	Вода	
	Доюрский	-	tm+Pz	Вода	
Пайлугинская 1 (Пай1)	Нижнеюрский	-	-	Не испытан	
	Доюрский	-	-	Не испытан	
Северо-Колпашевская 81 (СК81)	Среднеюрский	-	tm (J <sub>1</sub> -J <sub>2</sub> , пласт Ю <sub>2</sub> )	Вода	
	Доюрский	-	Pz+Mz	«Cyxo»	
Тымская 1 опорная (Т1о)	Нижнеюрский	-	tm	Вода	
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	Доюрский	-	-	Не испытан	
	Нижнеюрский	-	tm	«Cyxo»	
чунжельская 1 (Чун 1)	Доюрский	-	tm+Pz - пласт М	«Cyxo»	
		-	PZ	«Cyxo»	
				$V_{\rm H} = 0.3  {\rm e}^3  V_{\rm P} = 2.10  {\rm e}^3$	
			Ю	$V_{\Gamma} = 0.5 \text{ M}$ , $V_{B} = 2.10 \text{ M}^{\circ}$ , $V_{\Gamma} = 13 \text{ M}^{3} 20.107 \text{ m}$	
	Среднеюрский	-	1012	VI = 15 м за $10/4$ ), признаки VR в керце	
				(запах)	
		-	1013	«Cvxo»	
Южно-Пыжинская 1 параметрическая (ЮПы1п)			10 10	Вода, признаки VB в	
	Нижнеюрский	-	$W_{15}, W_{14}.$	керне	
		-	Ю <sub>16</sub>	«Cvxo»	
				«Сухо», признаки УВ в	
	Потог		<b>D</b> _	керне (ярко-желтое	
	доюрский	-	ΡZ	свечение керна в	
				ультрафиолетовом свете)	
		1	tm	Вола	
Snerge 1 Hanametrumeeras ( an1 -)	Нижнеюрский	-	till	БОДа	

\* Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», из отчетов оперативного анализа и обобщения геологогеофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/24\_2022.html

Считается, что основными нефтематеринскими породами для залежей в нижнеюрских базальных горизонтах осадочного чехла являются отложения нижнетоарской тогурской свиты ( $J_1tg$ ). На территории Томской области эти отложения имеют широкое распространение. Концентрация органического углерода в аргиллитах тогура принимает значения в пределах 1,5-5%. Мощность свиты достигает 140 м (см. рис. 3). Отмечается неоднородность рассеянного органического вещества (РОВ) в тогурских отложениях, здесь присутствуют как гумусовая, так и сапропелевая составляющие [Конторович и др., 2009]. В результатах изучения нижнеюрских пород в скважинах, расположенных на территории исследования, показано, что значение С<sub>орг</sub> достигает (скв. Восток 3п) 2%, а водородный индекс – 38 мг УВ/г С<sub>орг</sub>, что указывает на принадлежность основной части РОВ к террагенному генезису [Конторович и др., 2009а]. Стадия катагенеза ОВ достигает градации  $MK_1^1 - MK_1^2$ , что подтверждает катагенетическую зрелость битумоидов.

Марьяновская свита (*J<sub>3</sub>mr*) в кровельной части является континентальным аналогом нефтематеринской баженовской свиты, распространена практически повсеместно на территории исследований и имеет низкое содержание OB. Толщина марьяновской свиты составляет порядка 35 м.

На северо-западном, западном и юго-западном обрамлениях территории исследования, на расстоянии 50-100 км (см. рис. 2), нефтематеринские волжские отложения (возрастной аналог баженовской свиты) формируются в прибрежных фациальных условиях (переходная зона), содержание С<sub>орг</sub> достигает 7%, мощность толщи - 20 м, градация катагенеза - MK<sub>1</sub><sup>1</sup>. Здесь открыт ряд месторождений с залежами нефти в *верхнеюрском и меловом комплексах*. В пределах северного склона Парабельского мегавыступа открыты газоконденсатные *верхнеюрские залежи* на месторождениях Сильгинской группы. Далее на восток промышленная нефтегазоносность верхнеюрского и мелового НГК не установлена, вероятнее всего это связано со снижением генерационного потенциала волжской нефтематеринской свиты. На землях месторождений с нефтегазоносностью верхнеюрского и мелового НГК

Особый интерес в плане нефтегазоносности представляет скв. Куржинская 235, в которой получен приток нефти при испытании интервала киялинской свиты неокомского НГК. Пороговая температура, определяющая границу очага генерации нефти марьяновской свиты, соответствует пороговой температуре для генерации нефти в тогурской свите и принимается равной 95°C. В скв. Куржинская 235 это пороговое значение не достигнуто. Распространение марьяновской свиты на территории исследования достаточно широкое, однако генерационный потенциал ее незначителен для генерации УВ (в однотипных породах скв. Восток 3п  $C_{opr}$  - менее 1%). Вероятно, источником нефти здесь являются волжские

отложения «переходной зоны» Усть-Тымской мегавпадины [Лобова, 2012], и нефть могла мигрировать на Пайдугинский мегавал по восстанию пластов, на расстояние 10-15 км (см. рис. 2 и 3).

Таким образом, на территории исследований основной интерес представляют нижнеюрский и доюрский комплексы, для которых потенциально нефтематеринскими являются тогурские породы, имеющие широкое распространение и обладающие достаточным нефтегенерационным потенциалом.

#### Методика исследований

Ключевым геодинамическим параметром, определяющим геотемпературы и время воздействия их на очаги генерации УВ, является *тепловой поток кровли фундамента* [Курчиков, 1992; Исаев, 2004]. Он служит основой для бассейнового моделирования при прогнозировании и поисках. Вместе с тем известно, что корректно восстановить плотность глубинного теплового потока Земли, особенно на границе фундамента и осадочного чехла (кровли фундамента) – один из непростых, проблемных этапов моделирования [Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009].

Количественная оценка плотности теплового потока из основания осадочного чехла сложна из-за связей с тектоникой, денудационными процессами и климатом, и поэтому его моделирование требует комплексного подхода. Такой подход к расчету теплового потока обеспечивает применяемая нами методика, которая предполагает выполнение структурнотектонических реконструкций, учет вековых климатических изменений температуры на земной поверхности, а также использование данных о распределении геотемператур как современных, так и палеотемператур.

Здесь принята математическая модель процесса распространения тепла – одномерная начально-краевая задача для уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей в условиях кондуктивного теплопереноса [Старостенко и др., 2006; Лобова и др., 2014; Исаев и др., 2018].

В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения:

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left( \lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f \qquad (1),$$

где  $\lambda$  – теплопроводность; *a* – температуропроводность; *f* – плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла; *U* – температура; *Z* – расстояние от основания осадочного разреза; *t* – время. С краевыми условиями:

$$U|_{Z=\mathcal{E}} = U(t)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z}|_{Z=0} = q(t)$$
(3),

где q(t) – тепловой поток из основания осадочного разреза;  $\mathcal{E} = \mathcal{E}(t)$  – верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, дневная поверхность). Отсюда видно, что палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с палеотемпературными.

Параметрически осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов  $h_i$ , для каждого из которых заданы теплопроводность  $\lambda_i$ , температуропроводность  $a_i$ , плотность тепловыделения радиоактивных источников  $f_i$  в породах и время осадконакопления  $t_i$  (рис. 5).



Рис. 5. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании

 $\varepsilon = \varepsilon(t)$  - верхняя граница осадочной толщи; t - время осадконакопления; U - температура; q - тепловой поток;  $Z_i$  - точки расчета температур;  $h_i$  - мощность;  $v_i$  - скорость осадконакопления;  $\lambda_i$  - теплопроводность;  $a_i$  - температуропроводность;  $f_i$  - плотность тепловыделения радиоактивных источников.

Скорость осадконакопления *v<sub>i</sub>* может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

Такая модель, относительно простая, вполне корректна для моделирования субгоризонтально слоистого осадочного разреза Западной Сибири. А для территории исследований, имеющей депрессионный тип разреза, характерна подчиненная роль

конвективного механизма выноса глубинного тепла по сравнению с кондуктивным, его роль в суперпозиции может не превышать 1% [Хуторской, 1996]. Вместе с тем, присутствие конвективной составляющей учитывается расчетным эффективным значением теплового потока.

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической моделей (1) – (3), принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичным «Делам скважин» и «Каталогам литолого-стратиграфических разбивок скважин» (табл. 2).

Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического времени, увязанные с периодами международной геохронологической шкалы [Харленд и др., 1985], определяют время и скорости осадконакопления. В соответствии с разбивкой задаются параметры седиментационной и теплофизической моделей. Литология и плотность пород выделенных свит и толщ принимается по материалам обобщения петрофизических определений керна и каротажа.

Для задания теплопроводности пород используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности [Исаев и др., 2002]. Так по плотности пород в интервале (2,02–2,46) г/см<sup>3</sup> вычислена их теплопроводность – (1,27–1,64) Вт/м\*град. Коэффициенты температуропроводности (0,65–0,8) мкм<sup>2</sup>/с, плотности тепловыделения радиоактивных источников (1,1–1,3) мкВт/м<sup>3</sup> также определены согласно литологии стратиграфических комплексов.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакоплении, то есть, в основном, солярным источником тепла и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли [Исаев, Искоркина, 2014].

Здесь задачи решаются в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания *q*, начиная с юрского времени [Дучков и др., 1982; Курчиков, 2001]. В этом случае, решение обратной задачи (собственно расчет плотности глубинного теплового потока *q* из основания осадочного разреза) определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_t} \left( U\left(Z_i, t, q\right) - T_i \right)^2 \xrightarrow{q} \min$$
(4),

где  $T_i$  «наблюденные» значения температур в  $k_t$  точках на различных глубинах  $Z_i$  в моменты времени  $t = \tau$ . Решение обратной задачи (4) строится с учетом того, что функция U(Z, t, q), являющаяся решением прямой задачи (1) с краевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от q. Поэтому неизвестный параметр q определяется однозначно.

Таблица 2

# Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скв. Мартовская 430 (Map430)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст**, млн. лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, мкм <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, мкВт/м <sup>3</sup>
Четвертичные Q	10	1,64-0	1,64	2,02	1,27	0,65	1,1
Плиоценовые N <sub>2</sub>	-	1,64–4,71	3,07	-	-	-	-
Миоценовые N <sub>1</sub>	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-	-
Некрасовская пк Рдз	40	24,0-32,3	8,3	2,09	1,35	0,7	1,2
Чеганская hg Pg 3-2	71	32,3-41,7	9,4	2,09	1,35	0,7	1,2
Люлинворская <i>ll Pg</i> <sub>2</sub>	-	41,7-54,8	13,1	-	-	-	-
Талицкая <i>tl Pg</i> 1	130	54,8-61,7	6,9	2,09	1,35	0,7	1,2
Ганькинская $Pg_1$ - $K_{2gn}$	352	61,7-73,2	11,5	2,11	1,37	0,7	1,25
Славгородская sl K <sub>2</sub>	-	73,2-86,5	13,3	-	-	-	-
Ипатовская ір К2	-	86,5-89,8	3,3	-	-	-	-
Кузнецовская kz K <sub>2</sub>	124	89,8-91,6	1,8	2,18	1,43	0,8	1,25
Покурская <i>pk</i> K <sub>1-2</sub>	824	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	0,8	1,25
Алымская $a_2 K_1$	-	114,1-116,3	2,2	-	-	-	-
Алымская $a_1 K_1$	-	116,3-120,2	3,9	-	-	-	-
Киялинская $kls K_1$	641	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	0,8	1,25
Тарская $tr K_1$	94	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	0,8	1,25
Куломзинская <i>klmK</i> <sub>1</sub>	90	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	0,8	1,25
Марьяновская $mr J_3$	23	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	0,8	1,3
Георгиевская gr J <sub>3</sub>	-	151,2–156,6	5,4	-	-	-	-
Наунакская <i>nk J</i> <sub>3</sub>	56	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	0,8	1,3
Тюменская $tm J_{1-2}$	420	162,9–204,6	41,7	2,46	1,64	0,8	1,3
Тогурская $tg J_1$	20	204,6-206,8	2,2	2,46	1,64	0,8	1,3
Урманская <i>иг J</i> 1	10	206, 8-208,0	1,1	2,46	1,64	0,8	1,3

\* Данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» и из каталога литологостратиграфических разбивок скважин (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); \*\* в качестве основы для возраста использована Шкала геологического времени У. Харленда, 1985 г. Важно отметить, что модель (1) – (4) не требует априорных сведений о природе и величинах глубинного теплового потока *q*, что существенно уменьшает неоднозначность результатов моделирования.

Далее, решением прямых задач при известном тепловом потоке, *рассчитываются геотемпературы* в нефтематеринской свите на ключевые моменты геологического времени. Реализация нефтяного потенциала тогурской материнской свиты РОВ гумусового типа определяется продолжительностью и температурным режимом главной зоны нефтеобразования (ГЗН), так называемым «нефтяным окном», с нижним граничным значением 95°С.

В качестве *входных параметров* для геотемпературной модели используются (табл. 3) пластовые температуры, полученные при испытаниях скважин, термограммы выстоявшихся скважин (метод ОГГ), а также палеотемпературы, пересчитанные из определений отражательной способности витринита (ОСВ,  $R^o_{vt}$ ).

Для решения обратной задачи геотермии используются в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин ( $\tau = 0$ ), так и палеотемпературы ( $\tau \neq 0$ ), определенные по ОСВ. Для перехода от (ОСВ,  $R^{o}_{\nu t}$ ) к соответствующей геотемпературе используется диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [Хант, 1982]. На диаграмме фиксированы линия соответствия  $R^{o}_{\nu t} = 0,5\%$  и температуры 80°С, линия соответствия  $R^{o}_{\nu t} = 0,5\%$  и температуры 80°С, линия промежуточных значений  $R^{o}_{\nu t}$  выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями [Исаев, Фомин, 2006].

Опыт диагностики уровня катагенеза ОВ и вмещающих пород углепетрографическими методами показывает [Фомин, 2011], что погрешность измерения ОСВ в иммерсии ( $R^{0}_{vt}$  в интервале 0,5-0,8%) составляет около 0,01%. Это, в последующем, обуславливает переход от  $R^{0}_{vt}$  к геотемпературам (в интервале 80-120°С) с ошибкой порядка ±2°С. Опыт использования для палеотемпературного моделирования в качестве «наблюденных» измерений пластовых температур и палеотемператур, определенных по ОСВ, свидетельствует [Исаев и др., 2011], что уровень «белого шума», как в измерениях пластовых температур, так и в определениях по ОСВ, одного уровня и составляет порядка ±2°С.

Основным критерием корректности результатов моделирования выступает *оптимальная* согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна *оптимальность* «невязки» расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами, температурами ОГГ (рис. 6, см. табл. 3).

# Таблица 3

# Примеры сопоставления измеренных и расчетных температур, рассчитанные значения плотности теплового потока в моделях скважин Восточно-Пайдугинской мегавпадины

	Температура, °С									
Глубина измерения По испытанию параметра, м (пластовая*)		По ОСВ** ( <i>R<sup>°</sup><sub>vt</sub></i> )	По ОГГ*	Модельная (расчетная)	Разница расчётной и измеренной	тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup> /мощность осадочного чехла, м				
		***(	скв. Мартовская	430 (Map 430)	· ·					
2470	-	92 (0.59)	-	92	0					
2470	74	-	-	74	0					
2680	79	-	-	80	1	44/2805				
2920	-	-	87	86	-1	44/2893				
2850	-	-	85	84	-1					
		*:	***Скв. Белоярс	ская 1 (БЯ1)						
2310	94	-	-	94	0	60/2508				
	Среднеквадратическо	ое отклонение («не	евязка»), °С			00/2308				
		****Ск	в. Колпашевска	я 2 опорная (К2о)						
2088	97	-	-	97	0					
1815	86	-	-	85	-1	69/2870				
1400	66	-	-	67	1	07/2010				
	Среднеквадратическо	ое отклонение («не	евязка»), °С		±1					
	T	**:	**Скв. Парабели	ьская 3 (ПаЗ)						
1495	60	-	-	60	0					
1590	64	-	-	64	0	57/2590				
	Среднеквадратическо	ое отклонение («не	евязка»), °С		0					
		**** Скв. Южно	-Пыжинская 1 і	араметрическая (Ю	Лы1п)					
2598	-	116 (0.76)	-	114	-2					
2618	-	117 (0.77)	-	115	-2					
2643	-	116 (0.76)	-	116	0					
2705	-	119 (0.79)	-	122	3	56/3127				
2770	-	119 (0.79)	-	118	-1					
2802	-	119 (0.79)	-	120	1					
	Среднеквадратическо	ое отклонение («не	евязка»), °С		±2					
		*** Скв. Б	ереговая 1 пара	метрическая (Бер1п	)					
2415	83	-	-	80	-3					
2330	78	-		77	-1					
2500	-	-	81	82	+1					
2390	-	99(0,64)	-	96	-3					
2405	-	99(0,64)	-	96	-3	48/2576				
2410	-	99(0,64)	-	97	-2					
2449	-	99(0,64)	-	98	-1					
2560	-	103(0,68)	-	101	-2					
2573	-	100(0,65)	-	102	+2					
	Среднеквадратическо	ре отклонение («не	евязка»), °С	0 (10 - 70)	±2					
2010	02	(	скв. Карбинская	я 2 (Карб2)						
2810	83	-	-	81	-2					
2855	84	-	-	82	-2					
2005	/9	-	-		-2	42/2027				
2460	-	-	09	12	+5	42/2921				
2500	-	-	/1		+2					
2030		-		11	+1					
	Среднеквадратическо	эе отклонение («не	:вязка»), <sup>-</sup> С		$\pm 2$					

\* Пластовые температуры и температуры метода ОГГ изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); \*\* ОСВ ( $R^0_{vt}$ ) - определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск); \*\*\* скважина наиболее представительно обеспечена «наблюденными» температурами разного типа (пластовыми, по ОГГ, по ОСВ); \*\*\*\* скважина обеспечена единичными «наблюденными» температурами одного типа (пластовыми или ОСВ).

Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/24\_2022.html



Рис. 6. Графики сопоставления расчетных и измеренных геотемператур в скв. Мартовская 430 для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена - 24 млн. лет назад (Б)

1-3 - геотемпературы: 1 - расчетные; 2 - измеренные современные (пластовые и по ОГГ); 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.

«Невязка» оптимальна, когда средняя квадратичная разность расчетных и наблюденных значений, равная погрешности наблюдений [Старостенко, 1978]. В рассматриваемом случае, если статистически установленная погрешность наблюдений составляет порядка ±2°C, то ей оптимально соответствуют полученные здесь «невязки» геотемператур – ±(1-2)°C (см. табл. 3).

Для оценки степени согласованности расчетных очагов генерации УВ с установленной геологоразведочными работами нефтегазоносностью недр, для *целевого* зонального районирования перспектив нефтегазоносности территории исследований рассчитывается *интегральный температурно-временной показатель R* по формуле [Осипова и др., 2014; Исаев, Искоркина, 2014; Осипова и др., 2015]:

$$R = \sum_{i=1}^{n} (U_i t_i \cdot 10^{-2})$$
 (5),

или [Исаев и др., 2018а]:

$$R = k \cdot \sum_{i=1}^{n} (U_i t_i \cdot 10^{-2})$$
 (6),

где  $U_i$  – расчетная геотемпература очага генерации нефти,  $\ge 95^{\circ}$ С;  $t_i$  – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн лет; количество временных интервалов *n* определено числом интервалов геологического времени нахождения

материнских отложений в ГЗН;  $k = 0, 0 \div 1, 0$  – весовой коэффициент, линейно учитывающий мощность *h* материнской свиты (в данном случае, тогурской) на участке моделируемой скважины. Множитель  $10^{-2}$  применен для подходящего загрубления результатов оценки, представляемых в целочисленном интервале  $0 \div 100$  о. ед.

Расчет показателя *R*, кумулятивно учитывающий динамику геотемператур материнских отложений, позволяет достаточно просто определить пространственную (в геологическом разрезе) и временную (в геологическом времени) локализацию очагов генерации УВ. Показатель *R*, в известном смысле, является аналогом вычисления *температурновременного индекса* (ТВИ) [Лопатин, 1971] – относительно простого метода описания температурно-временной истории преобразования РОВ в осадочных бассейнах, оценки генерированных ресурсов УВ.

Вместе с тем известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации – прочность связи керогена. А последнее обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры [Tissot, 2003; Попов, Исаев, 2011]. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить и пространственно-временную локализацию генерированных ресурсов УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных/относительных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Разумеется, что примененная экспресс-оценка плотности генерированных ресурсов нефти (через интегральный показатель R, усл. ед.) не является конкурирующей для расчетов [Tissot, 2003; Попов, Исаев, 2011; Фомин, 2011] прироста генерационных потерь РОВ (кг/м<sup>3</sup>) или объемной плотности генерации УВ (кг/м<sup>2</sup>), выполняемых с использованием параметров нефтематеринской толщи (мощность, пористость и др.) и параметров «макрореактора» ( $S^1$  – реализованный потенциал УВ,  $S^2$  – нереализованный потенциал УВ, исходная масса РОВ, остаточная масса РОВ и др.). Экспресс-расчет R – это рабочий инструмент для сопоставительного анализа результатов однотипного моделирования семейства скважин (районирование территории по параметру в относительном выражении).

Оценка степени корректности и достоверности расчетного распределения относительной плотности генерированных ресурсов УВ (показателя *R*) выполняется сопоставлением с установленной геологоразведочными работами нефтегазоносностью недр (месторождения, испытания скважин, исследования керна).

По выше описанной методике *расчета геотемператур* восстановлена динамика геотемператур (рис. 7) на примере разрезов глубоких скважин. Эта динамика наглядно демонстрирует (см. рис. 7А, В) тот факт, что тогурская свита от 50 до 100 млн. лет находилась/находится в главной фазе нефтеобразования (ГФН).



Рис. 7. Графики динамики геотемператур тогурской (1) и марьяновской (2) свит в скважинах Мартовская 430 (А), Куржинская 235 (Б), Восточно-Пайдугинская параметрическая 1 (В) и Белоярская 1 (Г)

*T* = 95°*C* - пороговое значение ГФН тогурской и марьяновской свит (на глубине *H* = 2510 м), в верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности.

В то время как марьяновские отложения (временной аналог баженовских отложений) на участках скважин Мартовская 430 (А), Куржинская 235 (Б), Восточно-Пайдугинская параметрическая 1 (В) за всю тектоно-седиментационную историю осадочного чехла не входили в ГЗН. На этих участках нефтегазоносность палеозойского-мезозойского разреза может быть связана только с тогурской свитой. На участке скв. Белоярская 1 иная картина. Здесь отсутствуют тогурские отложения, марьяновская материнская свита порядка 90 млн. лет назад вошла в ГЗН. Поэтому на участке скв. Белоярская 1 нефтегазоностность палеозойского-мезозо

#### Тепловой поток на территории исследований

В результате решения обратной задачи геотермии в 26-ти скважинах построена карта распределения плотности теплового потока сечением 2,5 мВт/м<sup>2</sup> для Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления (рис. 8). Шесть скважин за пределами участка исследования использованы для более корректной интерполяции и построения изолиний теплового потока у границ карты (Западная 1, Ажарминская 450п, Нарымская 2, Парабельская 3, Крыловская 2).



Рис. 8. Схематическая карта распределения плотности теплового потока территории исследований (сечение изолиний 2,5 мВт/м<sup>2</sup>)

1 - границы тектонических структур І-го (а) и ІІ-го (б) порядка; 2 - граница распространения тогурской свиты; 3 - скважина палеотемпературного моделирования (в числителе условный индекс скважины, в знаменателе - расчетное значение плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м<sup>2</sup>); 4 - речная сеть; 5 - изолиния плотности теплового потока.

Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/24\_2022.html

В моделях всех скважин «невязка» между измеренной и расчетной температурами является оптимальной, так как составляет величину порядка ± 1-3°С (табл. 4).

Величина плотности теплового потока в границах территории исследования изменяется в пределах 36-69 мВт/м<sup>2</sup>, что говорит о значительной неоднородности теплового поля в основании осадочного чехла.

На карте присутствуют следующие особенности: две крупные ярко-выраженные «положительные» аномалии в районах скважин Колпашевская 20, Белоярская 1 и одна относительно небольшая «положительная» аномалия в районе скв. Южно-Пынжинская 1п. Наблюдаются одна относительно крупная «отрицательная» аномальная зона (скважины Восток 1п и Вездеходная 3п) с низкими значениями теплового потока, а также зона «нормальных» значений теплового потока ( $q = 50 \text{ мBt/m}^2$ ), разделяющая крупные «положительные» аномалии.

Максимальные значения теплового потока расположены в южной и в юго-западной частях территории исследования. Локальные максимумы достигаются в скважинах Белоярская 1, Колпашевская 20, Южно-Пыжинская 1п и Парабельская 3, из которых последняя расположена за пределами контура карты, со значениями теплового потока 69, 60, 56 и 57 мВт/м<sup>2</sup>, соответственно. Эта характерная зона повышенных значений плотности теплового потока простирается с северо-запада на юго-запад от участка скв. ЮПы1п до Колпашевской структуры, и, далее на восток, до района скв. БЯ1, пересекая как положительные тектонические структуры, так и отрицательные.

Повышенные значения теплового потока, в основном, коррелируют с установленными признаками нефтегазоносности на территории исследования, за исключением скважин Восток 3п и Вездеходная 4п с прямыми признаками нефтегазоносности, которые расположены в области пониженных значений плотности теплового потока. В целом, в восточном направлении, идет постепенное снижение плотности теплового потока, что соответствует данным, полученным ранее [Исаев и др., 2022].

Кроме того, построена карта теплового потока с сечением изолиний 2,0 мВт/м<sup>2</sup> (рис. 9). При этом исключены скважины с аномальными значениями рассчитанного теплового потока (см. табл. 2, табл. 4) – К2о, Па3, БЯ1.

Не трудно заметить, что особенности карты изолиний с сечением 2,0 мВт/м<sup>2</sup> (см. рис. 9), в значительной степени повторяют особенности карты с сечением 2,5 мВт/м<sup>2</sup> (см. рис. 8), но в дизайне, существенно менее контрастном.

# Каталог расчетных значений плотности теплового потока из основания осадочного чехла Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления (юго-восток Западной Сибири)

Площадь (месторождение) и номер скважины	Условный индекс скважины (см. рис. 8)	Мощность осадочного чехла, м	Мощность тогурской свиты, м (см рис. 3)	«Невязка» расчетных и измеренных геотемператур, °С	Расчетный тепловой поток, мВт/м <sup>2</sup>					
	Восточно-Г	Іайдугинская мегавпа	дина		·					
Восточно-Пайдугинская 1 параметрическая	ВП1π	3400	60	±3	46					
Пайдугинский мегавал										
Куржинская 235	Кур235	2417	0	±0	48					
Береговая 1 параметрическая	Б1п	2576	0	±2	49					
Пайдугинская 1	Пай1	2487	0	±4	42					
	Владим	ировский мегавыстуг	I							
Вездеходная 3 параметрическая	Вез3п	3087	70	±2	36					
Мартовская 430	Map430	2895	20	±1	44					
	Параб	бельский мегавыступ								
Колпашевская 3	К3	2778	0	±2	52					
Колпашевская 7	К7	2724	10	±4	51					
Колпашевская 10 параметрическая	К10п	2900	30	±4	48					
Колпашевская 2 опорная	К2о	2870	20	±1	69					
Овражная 16	Овр16**	2615	0	±0	53					
	Усть-Т	ымская мегавпадина		·	·					
Тымская 1 опорная	Tlo	2921	0	±1	44					
Чунжельская 1	Чун1	2917	10	0	45					
	Пеј	реходные области								
Ажарминская 450 параметрическая	Аж450п*	2941	20	±2	41					
Западная 1	Зап1*	2981	60	±2	33					
Восток 3 параметрическая	Вос3п	3250	140	±3	37					
Кананакская 2 параметрическая	Кан2п	2527	0	±1	47					
Карбинская 2	Карб2	2927	10	±2	42					
Крыловская 2	КР2*	2931	70	±3	54					
Максимоярская 1 опорная	МЯ1о	2500**	140	±2	41					
Нарымская 2	Hap2*	2718	10	±1	47					
Парабельская 3	Па3*	2590	0	0	57					
Северо-Колпашевская 81	СК81	2585	0	±1	51					
Южно-Пыжинская 1 параметрическая	ЮПы1п	3127	0	±2	56					
Ярская 1параметрическая	Яр1п	2528	80	±2	42					
Белоярская 1	БЯ1	2508	0	±1	60					

\* Скважина расположена за пределами карты изолиний распределения плотности теплового потока; \*\* вскрытая мощность осадочного чехла.

Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/24\_2022.html



Рис. 9. Схематическая карта распределения плотности теплового потока территории исследований (сечение изолиний 2,0 мВт/м<sup>2</sup>)

1 - границы тектонических структур І-го (а) и ІІ-го (б) порядка; 2 - граница распространения тогурской свиты; 3 - скважина палеотемпературного моделирования (в числителе условный индекс скважины, в знаменателе - расчетное значение плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м<sup>2</sup>); 4 - речная сеть; 5 - изолиния плотности теплового потока с сечением 2 мВт/м<sup>2</sup>.

Рис. 10 демонстрирует сопоставление и согласованность различных карт. Весьма высокая согласованность карт теплового потока Восточно-Пайдугинской мегавпадины (см. рис. 10Б) и прилегающей к ней с юго-запада Бакчарской мезовпадины (см. рис. 10А), построенных с сечением 2,5 мВт/м<sup>2</sup>, с учетом аномальных значений теплового потока. Карта изолиний сечением 2,5 мВт/м<sup>2</sup> Восточно-Пайдугинской мегавпадины (см. рис. 8, рис. 10Б) построена с использование 26 скважин.

Очевидна согласованность и карты теплового потока Восточно-Пайдугинской мегавпадины (см. рис. 10Г), и карты теплового потока востока Томской области (рис. 10В), построенных с сечением 2,0 мВт/м<sup>2</sup>, без учета аномальных значений теплового потока. При этом, если для построения изолиний в пределах красного контура (рис. 10В) использованы 14 скважин, то для построения карты изолиний с сечением 2,0 мВт/м<sup>2</sup> Восточно-Пайдугинской мегавпадины (см. рис. 9, рис. 10Г) - 19 скважин.





А - карта изолиний теплового потока Бокчарской мезовпадины и структур обрамления, сечение изолиний - 2,5 мВт/ $M^2$  [Лобова и др., 2020]; Б - карта изолиний теплового потока территории исследований (Восточно-Пайдугинская мегавпадина и структуры ее обрамления), сечение изолиний - 2,5 мВт/ $M^2$  (см. рис. 8); В - карта изолиний теплового потока востока Томской области, сечение изолиний - 2,0 мВт/ $M^2$ [Исаев и др., 2022]; Г - карта изолиний теплового потока территории исследований, сечение изолиний - 2,0 мВт/ $M^2$ [Исаев и др., 2022]; Г - карта изолиний теплового потока территории исследований, сечение изолиний - 2,0 мВт/ $M^2$ (см. рис. 9). На картах А и Б линиями красного цвета ограничены области перекрытия карт А и Б. На карте В прямоугольником красного цвета показан контур перекрытия карт Г и В.

Можно усомниться в значении 60 мВт/м<sup>2</sup> в скв. Белоярская 1 в связи с ее близостью к скв. Карбинская 2, где получено значение 42 мВт/м<sup>2</sup>. Аналогично, вызывает сомнение значение теплового потока, полученное в скв. Колпашевская опорная 2, равное 69 мВт/м<sup>2</sup>, тогда как в соседних скважинах Колпашевской структуры величина теплового потока не превышает 48-52 мВт/м<sup>2</sup>.

Тем не менее, охарактеризованные выше особенности карт (см. табл. 3 и 4, рис. 8-10), их различия в контрастности, в числе использованных скважин для картопостроений, позволяют отдать предпочтение (для последующих реконструкций и анализа) карте изолиний территории исследований с сечением 2,5 мВт/м<sup>2</sup> (см. рис. 8).

## Выделение и картирование очагов генерации тогурской нефти

В результате решения прямых задач геотермии в моделях 26-ти глубоких скважин восстановлены палеотемпературы для уровня подошвы осадочного чехла, к которому приурочена тогурская свита, на 11-ть ключевых моментов геологического времени, соответствующих завершению формирования каждой свиты, начиная с покурской (рис. 11А-Л). Изотерма в 95°C оконтуривает районы ГЗН – возможные очаги генерации тогурской нефти. Построенные карты отражают динамику возникновения и изменения катагенетических условий ГЗН/очагов генерации нефти.

В покурское время (*114,1 млн. лет назад*) тогурские отложения прогреваются лишь до 85°С (на Колпашевском мезовале, рис. 2) и не достигают ГЗН (см. рис. 11А).

Начало интенсивной генерации тогурской нефти относится к альб-сеноману (91,6 млн. лет назад), когда небольшие очаги появляются, помимо Колпашевского мезовала, также в центральной части Варгатского мезопрогиба, и более крупный – в зоне сочленения Пыжинского мезопрогиба и Пайдугинско-Берегового мезоподнятия, с максимальными температурами 100 и 110°С (см. рис. 11Б).

В ипатовское время (89,8 млн. лет назад) происходит дальнейший прогрев разреза, и зона очагов несколько увеличивается (см. рис. 11В). Появляется крупный очаг, локализованный в северной оконечности Белоярского мезовыступа с температурой до 100°С. В среднем значение максимальных температур в очагах за 1,8 млн. лет увеличилось на 4°С.

Далее, в славгородское время (86,5 млн. лет назад) наблюдается нарастающий прогрев осадочного чехла и значительное увеличение площади районов ГЗН, а также их объединение в одну сплошную область, охватывающую около 40% юго-западной части территории исследования (см. рис. 11Г). Максимальные температуры достигают 135°С (нижнее пороговое значение геотемператур *главной фазы газообразования и газоконденсата* –  $\Gamma \Phi \Gamma$ ) на Колпашевском мезовале и 110-115°С в области Варгатского и Пыжинского мезопрогибов, соответственно.

В ганькинское время (73,2 *млн. лет назад)* максимальные температуры очагов в среднем снижаются на 3-4°С, что приводит к уменьшению их площади, до величины сопоставимой с ипатовским временем, но с немного изменившейся пространственной локализацией – район скв. СК81 остается в ГЗН, в отличие от скв. БЯ1 (см. рис. 11Д).

Талицкое время (61,7 млн. лет назад) характеризуется подъемом температур, в среднем составляющим около 10°С, с максимальными значениями геотемператур до 115°С в области скважин ЮПы1п и ВП1п (см. рис. 11Е), а на локальном участке, приуроченном к Колпашевскому мезовалу, до 145°С. То есть, в районе колпашевских скважин температурный режим достиг нижнего температурного порога  $\Gamma \Phi \Gamma$ .

# ISSN 2070-5379 Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i practika (RUS) URL: http://www.ngtp.ru



Рис. 11. Схематические карты распределения геотемператур на уровне основания осадочного чехла и положения зон геотемператур, обеспечивающих образование очагов генерации тогурской нефти (млн. лет назад), в Восточно-Пайдугинская мегавпадине и структурах обрамления 114,1 (A); 91,6 (Б); 89,8 (В); 86,5 (Г); 73,2 (Д); 61,7 (Е); 54,8 (Ж); 41,7 (З); 32,3 (Й); 24,0 (К); современное время (Л). Значения изолиний даны в °С; положения зон геотемператур (обозначены заливкой.



25

В целом, площади температур районов ГЗН увеличиваются и занимают около 60% территории.

В люлинворское-чеганское время (54,8-41,7 млн. лет назад) происходит незначительное остывание осадочного чехла и уменьшение площади очагов генерации тогурской нефти (см. рис. 11Ж-3). Однако, к концу чеганского времени (32,3 млн. лет назад), температуры вновь возрастают и очаги занимают практически те же площади, что и в талицкое время.

В некрасовское время (24,0 млн. лет назад) наблюдается максимальный пик подъема температур, соответствующий практически полному завершению формирования всей мощности осадочного разреза и резкому спаду климатических температур на земной поверхности. Бо́льшая часть площади тогурской свиты находится в ГЗН, исключая восточную часть, приуроченную к Белоноговскому и Степановскому мезоподнятиям и Ярскому мезовыступу. Температуры достигают 145°С на Колпашевском мезовале, 130°С - в Пыжинском мезопрогибе и около 120°С - в Варгатском мезопрогибе, на Белоярском мезовыступе (см. рис. 11К).

Несмотря на заметное остывание разрезов в миоцене, катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются до настоящего времени на территории, сопоставимой по площади с ипатовским временем (см. рис. 11Л).

#### Оценка плотности генерации тогурской нефти

По приведенным формулам (5) – (6), расчетное значение показателя R (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН (табл. 5). А, следовательно, такой подход можно принять в качестве экспресс-оценки (упрощенного расчета) плотности генерации ресурсов УВ, не учитывающего дифференцированно качество и количество РОВ материнской свиты. В данном случае плотность генерации имеет размерность [°С·млн. лет]. Эту единицу оценки авторы называют условной или *относительной* плотностью ресурсов генерированной нефти. Здесь относительная плотность генерации понимается так: если по результатам моделирования динамики геотемператур получено *значимое* значение R (при T  $\geq$  95°C), тогда в материнских отложениях имеет/имел место очаг генерации нефти. Если, например (рис. 12), в результате моделирования скв. Восточно-Пайдугинская 1п плотность ресурсов R оценена в 100 о. ед., а для скв. Восток 3п – оценка в 25 о. ед., то это значит, что на участке скв. Восточно-Пайдугинская 1п плотность ресурсов в 4 раза больше, чем прогнозируемая плотность ресурсов на участке скв. Восток 3п (отношение 4:1).

Скважина	92-9 лет (t	0 млн. назад 1=2)	90-8 лет (t <sub>2</sub>	6 млн. назад 2=4)	86-7. лет (t <sub>3</sub> :	3 млн. назад =13)	73-6 лет (t4	2 млн. назад =11)	62-5 лет (ts	5 млн. назад ;=7)	55-4 лет (t <sub>6</sub> :	2 млн. назад =13)	42-38 лет 1 (t <sub>7</sub>	8 млн. назад =4)	38-32 лет 1 (t <sub>8</sub>	2 млн. назад =6)	32-24 лет (tg	4 млн. назад )=8)	24-5 м на (t <sub>10</sub>	илн. лет азад =19)	5 – 0 м назад	илн. лет (t <sub>11</sub> =5)	$R^{**=}$ $\sum (T_i \times t_i)$	R***
(см. рис. 5, табл. 4) $T_1 = \begin{array}{c} T_1 \times t_1 \\ \times 10^{-2} \end{array} = T_2$	$\begin{array}{c} T_2 \times t_2 \\ \times 10^{-2} \end{array}$	T <sub>3</sub>	$T_3 \times t_3 \times 10^{-2}$	$T_4$	$\begin{array}{c} T_4 \times t_4 \\ \times 10^{-2} \end{array}$	<b>T</b> 5	$T_5 \times t_5 \times 10^{-2}$	$T_6$	$T_6 \times t_6 \times 10^{-2}$	<b>T</b> <sub>7</sub>	$T_7 \times t_7 \times 10^{-2}$	T <sub>8</sub>	$T_8 \times t_8 \times 10^{-2}$	<b>T</b> 9	$T_9 \times t_9 \times 10^{-2}$	T <sub>10</sub>	$\begin{array}{c} T_{10} \times \\ t_{10} \\ \times 10^{-2} \end{array}$	T <sub>11</sub>	$\begin{array}{c} T_{11}\times\\t_{11}\\\times10^{\text{-2}}\end{array}$	∠ (17×11 ×10 <sup>-2</sup> ), о. ед.	о. ед.			
Мартовская 430	82	-	88	-	88	-	82	-	100	7	101	13	94	-	101	6	102	8	89	-	85	-	34	10
Карбинская 2	86	-	89	-	89	-	83	-	100	7	100	13	93	-	99	6	100	8	87	-	83	-	34	6
Восток 3 параметрическая	80	-	83	-	82	-	76	-	85	-	95	12	91	-	97	5	99	8	86	-	82	-	25	49
Ярская 1 параметрическая	77	-	79	-	79	-	73	-	90	-	87	-	81	-	86	-	87	-	74	-	70	-	0	
Колпашевская 10 параметрическая	92	-	93	-	99	13	95	10	106	7	104	14	98	4	105	6	109	9	96	18	92	-	81	36
Максимоярская 1 опорная	76	-	78	-	78	-	72	-	89	-	86	-	79	-	85	-	85	-	73	-	69	-	0	
Вездеходная 3 параметрическая	82	-	84	-	84	-	78	-	97	7	98	13	90	-	97	6	99	8	86	-	82	-	34	30
Восточно- Пайдугинская 1 параметрическая	98	2	102	4	107	14	105	12	115	8	114	15	109	4	115	7	117	9	106	20	103	5	100	85
Крыловская 2	101	2	105	4	115	15	112	12	119	8	118	15	112	4	118	7	121	10	108	20	104	5	102	100
Западная 1	67	-	70	-	69	-	63	-	84	-	83	-	76	-	82	-	83	-	70	-	66	-	0	
Ажарминская 450 параметрическая	75	-	77	-	77	-	71	-	92	-	94	-	86	-	93	-	96	8	83	-	79	-	8	4
Колпашевская 7	91	-	92	-	98	13	94	-	105	7	104	14	98	4	105	6	109	9	96	18	92	-	71	12
Чунжельская 1	81	-	85	-	93	-	89	-	95	7	96	12	93	-	102	6	104	8	91	-	88	-	33	6
Нарымская 2	85	-	88	-	96	12	93	-	103	7	102	13	96	4	102	6	103	8	90	-	86	-	50	8
Парабельская 3	93	-	96	4	106	14	103	11	113	8	112	15	107	4	115	7	116	9	103	20	99	5	97	16
Накопление <b><i>R</i></b> во временном интервале, о. ед.		4		12		81		45		73		149		24		68		102		96		15	669	
Накопление <b>R</b> во временном интервале за 1 млн.		2		3		6		4		10		11		6		11		13		5		3		

Динамика очагов генерации	тогурской нефти Вос	точно-Пайдугинской ме	гавпадины, определяемая	интегральным те	мпературно-временным
			······	· · · · · ·	

пет, o. eg.Примечание. \*  $R = (T_i \times t_i), T_i$  – температура очага генерации нефти, °C;  $t_i$  – время действия очага, млн. лет. Очаги отмечены коричневой заливкой, желтой - скважина максимального накопления R, временной интервал с максимальным накоплением R и временной интервал максимальной интенсивности накопления R на территории исследований. В таблице приведены скважины, расположенные в пределах распространения тогурской свиты. Расчет  $R^{**}$  выполнен по формуле (5) без учета мощности тогурской свиты, расчет  $R^{***}$  - по формуле (6) с учетом мощности тогурской свиты.

# Таблица 5

#### м показателем **R**\*

# 27



#### Рис. 12. Схематическая карта изолиний распределения интегрального температурновременного показателя *R* (о. ед.), характеризующего плотность генерации тогурской нефти, без учета мощности материнской свиты

В числителе - название скважины, в знаменателе – значение R. Показаны все скважины, в которых выполнено палеотемпературное моделирование. Остальные усл. обозначения см. на рис. 3.

Расчет *R* выполнен для районов 15-ти скважин (см. табл. 5) из тех 26-ти (см. табл. 4), для которых выполнялось палеотемпературное моделирование. При этом, из названных 15-ти скважин только 10-ть скважин находятся внутри контура территории исследований. Это Восточно-Пайдугинская 1 параметрическая (ВП1п), Вездеходная 3 скважины параметрическая (Вез3п), Мартовская 430 (Мар430), Колпашевская 7 (К7), Колпашевская 10 параметрическая (К10п), Колпашевская 2 опорная (К2о), Чунжельская 1 (Чун1), Восток 3 параметрическая (Вос3п) и Ярская 1 параметрическая (Яр1п). Таким образом, интегральный температурно-временой показатель R рассчитан только для тех скважин, которые расположены непосредсвенно на территории исследований и в пределах распространения тогурской свиты.

Табл. 5, помимо того, что является дискретной основой для построения карты изолиний, представляет определенный самостоятельный интерес для нефтегеологического анализа. Так, из этой таблицы следует, что район скв. ВП1п является районом максимального

# ISSN 2070-5379 Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i practika (RUS) URL: http://www.ngtp.ru

кумулятивного накопления показателя *R* на территории исследований, то есть районом максимальной плотности прогнозируемых ресурсов тогурской нефти. Интервалы геологического времени формирования люлинворской свиты (55-42 млн. лет назад), некрасовской свиты (32-24 млн. лет назад) и миоценовой толщи (24-5 млн. лет назад) являлись временными максимумами генерации ресурсов тогурской нефти.

Так же из табл. 5 следует, что талицкое, люлинворское, чеганское и некрасовское время – это времена максимальной интенсивности генерации тогурской нефти.

Путем интерполяции расчетных значений R во всех 24 скважинах построена схематическая карта *распределения плотности генерации тогурской нефти* (рис. 12). При том, для 9 скважин, которые расположены вне областей распространения тогурских отложений, интегральному температурно-временному показателю приписывались значение R = 0.

Принято, что перспективными для поисков залежей нефти в нижнеюрском и доюрском НГК являются земли со значениями *R* ≥ 30 о. ед. В *1-ом варианте районирования* такие земли представлены следующими зонами/районами (рис. 13):

1. Практически вся Восточно-Пайдугинская мегавпадина, включая Варгатский мезопрогиб. Это вполне согласуется с фактом непромышленных притоков нефти из образований нижнеюрского и доюрского НГК, вскрытых скв. ВП1п.

2. Восточная часть Парабельского мегавыступа (северо-восточный склон Колпашевского мезовала). Это однозначно соответствует непромышленным проявлениям УВ в доюрском НГК при испытаниях скв. Колпашевская 20. Здесь ранее установлены также участки с высокими коллекторскими свойствами в коре выветривания, что еще усиливает высокую перспективность этих земель. Однако, несмотря на то, что первая палеозойская нефть получена именно здесь еще в 40-е гг. прошлого столетия, промышленных залежей до настоящего времени здесь так и не открыто.

 Западная часть Владимировского мегавыступа (западный склон Белоноговского мезоподнятия). Здесь при бурении скв. Вез4п в доюрском НГК наблюдались пленки нефти и признаки УВ в керне.

4. Область распространения тогурской свиты, не охарактеризованная бурением, в крайней западной части Зайкинской мезоседловины и в юго-восточной части Пыжинского мезопрогиба.

5. Область распространения тогурской свиты в южной части территории исследований – не охарактеризованная бурением юго-восточная часть Зайкинской мезоседловины, ограниченная на западе Парабельским мегавыступом, на севере – Восточно-Пайдугинской мегавпадиной, на востоке – Белоярским мезовыступом.



Рис. 13. Схема перспективных земель территории исследований для поисков залежей нефти в нижнеюрском и доюрском нефтегазоносных комплексах без учета мощности материнской тогурской свиты

Перспективные земли выделены красно-розовой заливкой. Остальные усл. обозначения см. на рис. 12.

Вместе с тем, объем генерированной нефти может быть связан с количеством органического углерода и с толщиной нефтематеринской свиты [Прищепа и др., 2015]. Поэтому, используя карту толщин тогурских отложениях (см. рис. 3, табл. 4), по формуле (6) рассчитан интегральный показатель плотности генерации тогурской нефти *R* с учетом толщин свиты (см. табл. 5).

Построена 2-я схематическая карта *распределения плотности генерации тогурской нефти* (рис. 14).

Во 2-м варианте районирования (рис. 15) нетрудно заметить, что особенности карты (рис. 14) в определенной степени повторяют особенности карты, построенной без учета мощности тогурских отложений. Вместе с тем, учет мощности материнской свиты заметно повысил перспективы северной части переходной зоны от Пайдугинской мегавпадины к Владимировскому мегавыступу, но исключил из перспективных земель область распространения тогурской свиты в западной части Зайкинской мезоседловины, в юговосточной части Пыжинского мезопрогиба и в южной части территории исследований. Кроме того, существенно понижены перспективы района колпашевских скважин на северовосточном склоне Колпашевского мезовала.

Подытоживая этот раздел, необходимо отметить, что на территории настоящих исследований большинство опорных и параметрических скважин пробурены в зонах/районах,

перспективных на поиски залежей УВ в нижнеюрском и доюрском НГК. Эти зоны/районы перечислены в пунктах 1-3, с поправкой степени перспективности во 2-м варианте районирования. Эти зоны, с учетом прогноза коллекторов нижнеюрского и доюрского НГК, рекомендуются к планированию поисковых геофизических работ.





Усл. обозначения см. на рис. 12.

#### Заключение

Для территории исследований – Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур ее обрамления, расположенной в северо-восточной части Томской области, выполнены палеотектонические реконструкции осадочных разрезов 26 глубоких скважин и построены схематические карты распределения плотности глубинного теплового потока на кровле палеозойского фундамента с сечением 2,0 и 2,5 мВт/м<sup>2</sup>.

Величина плотности теплового потока в границах территории изменяется в пределах 36-56 мВт/м<sup>2</sup>, с одним аномальным значением в 69 мВт/м<sup>2</sup>. Установлено соответствие положения прямых признаков нефтегазоносности нижнеюрских и доюрских образований и повышенных значений теплового потока.



Рис. 15. Схема перспективных земель территории исследований для поисков залежей нефти в нижнеюрском и доюрском нефтегазоносных комплексах, построенная с учетом мощности материнской тогурской свиты

Перспективные земли выделены красно-розовой заливкой. Остальные усл. обозначения см. на рис. 13.

Проведено картирование катагенетических очагов генерации тогурской нефти для 11 ключевых моментов геологического времени, начиная с покурского (*114,1 млн. лет назад*). Появление очагов генерации тогурской нефти соотносится с кузнецовским временем (альбсеноман). Максимальные значения палеотемператур (до 145-130-120°С) достигают в талицкое время (*61,7 млн. лет назад*) и в некрасовское время (*24,0 млн. лет назад*) на Колпашевском мезовале, в Пыжинском мезопрогибе и в Варгатском мезопрогибе. В районе колпашевских скважин температурный режим достиг нижнего температурного порога ГФГ. В талицкое и некрасовское время площади очагов значительно увеличиваются и занимают не мене 60% территории исследований. Несмотря на заметное остывание осадочного разреза в миоцене, катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются до настоящего времени – в пределах Варгатского мезопрогиба, Колпашевского мезовала и Пыжинского мезопрогиба.

По итогам палеотемпературного моделирования можно сделать вывод о «работе» очагов генерации тогурской нефти на протяжении порядка 92 млн. лет.

По результатам экспресс-оценки плотности генерации УВ выделены перспективные

#### ISSN 2070-5379 Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i practika (RUS) URL: http://www.ngtp.ru

земли для поисков залежей в нижнеюрском и доюрском разрезе. Это практически вся Восточно-Пайдугинская мегавпадина, включая Варгатский мезопрогиб, а также западная часть Владимироского мегавыступа (западный склон Белоноговского мезоподнятия) и восточная часть Парабельского мегавыступа (северо-восточный склон Колпашевского мезовала). Менее уверенно выделены, как перспективные, зоны западной части Зайкинской мезоседловины и юго-восточной части Пыжинского мезопрогиба, а также зона юго-восточной части Зайкинской мезоседловины. Большинство опорных и параметрических скважин с прямыми признаками нефтегазоносности пробурены на землях, перспективных на поиски залежей УВ в нижнеюрском и доюрском НГК. Эти земли, с учетом прогноза коллекторов нижнеюрского и доюрского НГК, рекомендуются к планированию поисковых геофизических работ.

Авторы благодарят Ольгу Степановну Исаеву - руководителя Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО», Александра Николаевича Фомина - главного научного сотрудника ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН за предоставление первичной и аналитической геолого-геофизической, геохимической информации по глубоким скважинам и месторождениям.

# Литература

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия АН СССР. Сер. геол. - 1967. - № 11. - С. 135-156.

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

Дучков А.Д., Балобаев В.Т., Лысак С.В., Соколова Л.С., Девяткин В.Н., Володько Б.В., Левченко А.Н. Тепловой поток Сибири // Геология и геофизика. - 1982. - №. 1. - С. 42-51.

Зимин В. Легенда возвращается. «Кладовую» природных ресурсов России пополнит крупный федеральный проект // Недра и ТЭКплюс Сибири. - 2021. - № 10. - С. 6-8.

*Исаев В.И.* Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология. - 2004. - Т. 23. - № 5. - С. 101-115.

Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. - 2002. - № 6. - С. 48-54.

Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. - 2014. - Т. 36. - № 5. - С. 64-80.

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., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии. - Томск: Изд-во ТПУ, 2011. - 384 с.

Исаев В.И., Крутенко Д.С., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Старостенко В.И. Картирование теплового потока Западной Сибири (юго-восток) // Геофизический журнал. - 2021. - Т. 43. - №6. - С. 173-195.

33

*Исаев В.И., Лобова Г., Меренкова А.С., Осипова Е.Н.* Тепловой поток, очаги генерации нефти и районирование доюрского комплекса Бакчарской мезовпадины и ее обрамления (юговосток Западной Сибири) // Разведка и охрана недр. - 2022а. - № 1. - С. 27-37.

Исаев В.И., Лобова Г., Меренкова А.С., Осипова Е.Н., Кузьменков С.Г., Фомин А.Н. Карта распределения плотности теплового потока восточной части Томской области // Известия Томского политехнического университета // Инжиниринг георесурсов. - 2022. - Т. 333. - №4. - С. 37-52.

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

Исаев В.И., Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. Геотермия и зональность сланцевой нефтеносности Колтогорско-Уренгойского палеорифта (юго-восток Западной Сибири) // Геофизический журнал. - 2018а. - Т. 40. - № 3. - С. 54-80.

*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.

Конторович А.Э., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Фомин А.Н. Геохимические критерии нефтегазоносности мезозойских отложений юго-востока Западной Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1, 3, 4) // Геология нефти и газа. - 2009а. - №1. - С. 4-12.

Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. - 1967. - № 2. - С. 16-29.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков О.В., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. - 2009. - Т. 50. - № 11. - С. 1875-1887.

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

Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Соловьев М.В., Локтионова О.А. Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины // Геология нефти и газа. - 2018. - № 6. - С. 81-96.

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

Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2014. - Т.9. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/1/13\_2014.pdf. DOI: <u>https://doi.org/10.17353/2070-5379/13\_2014</u>

Курчиков А.Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 42. - № 11-12. - С. 1846-1853.

*Курчиков А.Р.* Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. - М.: Недра, 1992. - 231 с.

*Лобова Г.А.* Очаги генерации и первично-аккумулированные ресурсы баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины // Известия ТПУ. - 2012. - Т. 321. - № 1. - С. 122-128.

Лобова Г.А., Исаев В.И., Кузьменков С.Г., Лунёва Т.Е., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) // Геофизический журнал. - 2018. - Т. 40. - № 4. - С. 73-106.

Лобова Г.А., Меренкова А.С., Кузьменков С.Г. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины (юго-восток Западной Сибири) // Геофизический журнал. - 2020. - Т. 42. - № 2. - С. 14-26.

Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2014. - Т. 9. - № 3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/31\_2014.pdf. DOI: <u>https://doi.org/10.17353/2070-5379/31\_2014</u>

Лопатин Н.В. Температура и геологическое время как фактор углефикации // Известия АН СССР. Серия Геология. - 1971. - № 3. - С.95-106.

Меренкова А.С. Прогноз нефтегазоносности доюрских резервуаров Бакчарской мезовпадины с использованием данных геотермии (Томская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2021. - Т. 16. - № 3. - http://www.ngtp.ru/rub/2021/25\_2021.html. DOI: <u>https://doi.org/10.17353/2070-5379/25\_2021</u>

Осипова Е.Н., Лобова Г.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины // Известия Томского политехнического университета. - 2015. - Т. 326. - № 1. - С. 14-33.

Осипова Е.Н., Пракойо Ф.С., Исаев В.И. Реконструкции геотермической истории нефтематеринской баженовской свиты и оценка распределения плотности ресурсов в шельфовом резервуаре неокома Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2014. - Т. 9. - № 2. - http://www.ngtp.ru/rub/4/22\_2014.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/22\_2014

Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нафтидогенеза Южного Ямала // Геофизический журнал. - 2011. - Т. 33. - № 2. - С. 80-104.

Прищепа О.М., Суханова А.А., Макарова И.Р. Методика определения зрелости сапропелевого органического вещества в доманикитах и оценка их углеводородных ресурсов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - № 7. - С. 4-8.

Ростовцев В.Н., Резник С.Н. Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья - перспективный объект для поисков нефти и газа в правобережье Оби Томской области. - Томск: Изд-во Том. Ун-та, 2004. - 164 с.

*Старостенко В.И.* Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. - Киев: Наукова думка, 1978. - 228 с.

Старостенко В.И., Кутас Р.И., Шуман В.Н., Легостаева О.В. Обобщение стационарной задачи геотермии Рэлея-Тихонова для горизонтального слоя // Физика Земли. - 2006. - № 12. - С. 84-91.

Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. - М.: Недра, 1981. - 143 с.

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

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

Харленд У.Б., Кокс А.В., Ллевеллин П.Г., Пиктон К.А.Г., Смит А.Г., Уолтерс Р. Шкала геологического времени. - М.: Мир, 1985. - 140 с.

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

Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. (Jr.) Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia // Russian Geology and Geophysics. - 2011. - V. 52. - No. 8. - P. 781-791.

*Galieva M.F., Krutenko D.S., Lobova G.A.* The Correlation between earth heat flow and oil and gas potential. Fundamental pattern of Western Siberia heat-mass transfer and geodynamics of the lithosphere. New York: Springer Nature, 2021, 179-190. DOI: <u>10.1007/978-3-030-63571-8\_11</u>

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

*Tissot B.* Preliminary data on the mechanisms and kinetics of the formation of petroleum in sediments. Computer simulation of a reaction flowsheet. Oil & Gas Science and Technology. - Rev. IFP, 2003, 58(2), 183-202.

#### Merenkova A.S., Isaev V.I.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, a.merenckowa@yandex.ru, isaevvi@tpu.ru

# Lobova G.

Independent expert in the field of oil and gas geology and geophysics, Visaginas, Lithuania, lobovaga@tpu.ru

# **Osipova E.N.**

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, osipovaen@tpu.ru

# HEAT FLOW AND THERMAL HISTORY OF THE TOGUR FORMATION (LOWER JURASSIC) SOURCES ROCKS AND DATA ABOUT PETROLEUM BEARING EAST-PAIDUGIN MEGADEPRESSION (SOUTH-EAST OF WESTERN SIBERIA)

The poorly studied East-Paidugin megadepression and the structures of its framing in the southeast of Western Siberia are new territories and new stratigraphic levels that are promising for predictive prospecting studies on the Lower Jurassic and pre-Jurassic petroleum bearing strata.

Paleotemperature modeling was performed in cross section of 26 deep wells. It is established that the value of the heat flow density varies within  $36-56 \text{ mW/m}^2$ . The modeling is based on solving the heat conduction equation of a horizontally layered solid with a moving upper boundary, using original computer technology.

Schematic maps of the deep heat flow density on the Paleozoic basement top were constructed for the research area, and mapping of the catagenetic generation foci of the Togur oil was carried out.

Express-evaluation of the oil generation density identified potentially productive zones for oil accumulations searching in the Lower Jurassic and Pre-Jurassic sections. These productive zones represent the entire East-Paidugin megadepression, including the Vargat mezodepression, as well as the western part of the Vladimir megaledge (the western slope of the Belonogov mezoval) and the eastern part of the Parabel megaledge (the northeastern slope of the Kolpashev mezoswell).

**Keywords:** Togur Formation source rocks, paleotemperature modeling of the oil generation sources, oil generation density, potentially productive zones of the Lower Jurassic and pre-Jurassic petroleum bearing strata, East-Paidugin megadepression, south-east of Western Siberia.

#### **References**

Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. (Jr.) Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. Russian Geology and Geophysics, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 781-791.

Duchkov A.D., Balobaev V.T., Lysak S.V., Sokolova L.S., Devyatkin V.N., Volod'ko B.V., Levchenko A.N. *Teplovoy potok Sibiri* [Heat flow in Siberia]. Geologiya i geofizika, 1982, no. 1, pp. 42-51.

Fomin A.N. 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 strata of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Galieva M.F., Krutenko D.S., Lobova G.A. The Correlation between earth heat flow and oil and gas potential. Fundamental pattern of Western Siberia heat-mass transfer and geodynamics of the lithosphere. New York: Springer Nature, 2021, 179-190. DOI: <u>10.1007/978-3-030-63571-8\_11</u>

Galushkin Yu.I. *Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Modeling of sedimentary basins and evaluation of their oil and gas content]. Moscow: Nauchnyy Mir, 2007, 456 p.

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

Isaev V.I. *Paleotemperaturnoe modelirovanie osadochnogo razreza i neftegazoobrazovanie* [Paleotemperature modelling of the sedimentary section, and oil-and-gas generation]. Tikhookeanskaya geologiya, 2004, vol. 23, no. 5, pp. 101-115.

Isaev V.I., Fomin A.N. Ochagi generatsii neftey bazhenovskogo i togurskogo tipov v yuzhnoy chasti Nyurol'skoy megavpadiny [Foci 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.

Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/24\_2022.html

Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Veselov O.V., Bychkov A.V., Soloveychik Yu.G. *Komp'yuternaya tekhnologiya kompleksnoy otsenki neftegazovogo potentsiala osadochnykh basseynov* [Computer technology of integrated assessment of oil and gas potential of sedimentary basins]. Geologiya nefti i gaza, 2002, no. 6, pp. 48-54.

Isaev V.I., Iskorkina A.A. *Mezozoysko-kaynozoyskiy khod temperatur na poverkhnosti Zemli i geotermicheskiy rezhim yurskikh neftematerinskikh otlozheniy (yuzhnaya paleoklimaticheskaya zona Zapadnoy Sibiri)* [Mesozoic-Cenozoic course of temperatures on the earth's surface and geothermal regime of the Jurassic oil source rocks (southern paleoclimatic zone of West Siberia)]. Geofizicheskiy zhurnal, 2014, vol. 36, no. 5, pp. 64-80. DOI: <u>https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i5.2014.111569</u>

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskiy S.A., Fomin A.N. *Mezozoysko-kaynozoyskiy klimat i neotektonicheskie sobytiya kak faktory rekonstruktsii termicheskoy istorii neftematerinskoy bazhenovskoy svity arkticheskogo regiona Zapadnoy Sibiri (na primere p-va Yamal)* [Mesozoic-Cenozoic climate and neotectonic events as factors in the reconstruction of the thermal history of the Bazhenov oil source rocks in the Arctic region of Western Siberia (on the example of the Yamal Peninsula)]. Fizika Zemli, 2018, no. 2, pp. 124-144.

Isaev V.I., Korzhov Yu.V., Lobova G.A., Popov S.A. *Neftegazonosnost' Dal'nego Vostoka i Zapadnoy Sibiri po dannym gravimetrii, geotermii i geokhimii* [Oil and gas potential of the Far East and Western Siberia according to gravimetry, geothermy and geochemistry]. Tomsk: Izd-vo TPU, 2011, 384 p.

Isaev V.I., Krutenko D.S., Lobova G.A., Osipova E.N., Starostenko V.I. *Kartirovanie teplovogo potoka Zapadnoy Sibiri (yugo-vostok)* [Mapping of Western Siberian heat flow (southeast)]. Geofizicheskiy zhurnal, 2021, vol. 43, no. 6, pp. 173-195.

Isaev V.I., Lobova G., Merenkova A.S., Osipova E.N. *Teplovoy potok, ochagi generatsii nefti i rayonirovanie doyurskogo kompleksa Bakcharskoy mezovpadiny i ee obramleniya (yugo-vostok Zapadnoy Sibiri)* [Heat flow, foci of oil generation, and zoning of the Pre-Jurassic structure of the Bakchar mesofall and its framing (south-east of the Western Siberia)]. Razvedka i okhrana nedr, 2022a, no. 1, pp. 27-37.

Isaev V.I., Lobova G., Merenkova A.S., Osipova E.N., Kuz'menkov S.G., Fomin A.N. *Karta raspredeleniya plotnosti teplovogo potoka vostochnoy chasti Tomskoy oblasti* [Heat flow density distribution map of the basement roof in the eastern part of the Tomsk region]. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2022, vol. 333, no. 4, pp. 37-52.

Isaev V.I., Lobova G.A., Korzhov Yu.V., Kuzina M.Ya., Kudryashova L.K., Sungurova O.G. *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]. Tomsk: Izd-va Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2014, 112 p.

Isaev V.I., Lobova G.A., Stotskiy V.V., Fomin A.N. *Geotermiya i zonal'nost' slantsevoy neftenosnosti Koltogorsko-Urengoyskogo paleorifta (yugo-vostok Zapadnoy Sibiri)* [Geothermy and zoning of shale oil prospects of the Koltogor-Urengoy paleorift (southeastern part of West Siberia)]. Geofizicheskiy zhurnal, 2018a, vol. 40, no. 3, pp. 54-80. DOI: <u>10.24028/gzh.0203-3100.v40i3.2018.137173</u>

Khant Dzh. *Geokhimiya i geologiya nefti i gaza* [Geochemistry and geology of oil and gas]. Moscow: Mir, 1982, 704 p.

Kharlend U.B., Koks A.V., Llevellin P.G., Pikton K.A.G., Smit A.G., Uolters R. Shkala geologicheskogo vremeni [A Geologic Time Scale]. Moscow: Mir, 1985, 140 p.

Khutorskoy M.D. *Vvedenie v geotermiyu: kurs lektsiy* [Introduction to Geothermy: lecture course]. Moscow: Izd-vo RUDN, 1996, 156 p.

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov O.V., Istomin A.V. *Katagenez organicheskogo veshchestva v krovle i podoshve yurskogo kompleksa Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic section in the West Siberian megabasin]. Geologiya i geofizika, 2009, vol. 50, no. 11, pp. 1875-1887. DOI: <u>10.1016/j.rgg.2009.10.001</u>

Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Moskvin V.I., Fomin A.N. *Geokhimicheskie* kriterii neftegazonosnosti mezozoyskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (po rezul'tatam bureniya skvazhin Vostok-1, 3, 4) [Geochemical criteria of Mesozoic oil and gas potential of south-east of West Siberia (by results of drilling wells Vostok-1, 3, 4)]. Geologiya nefti i gaza, 2009a, no. 1, pp. 4-

Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/24\_2022.html

12.

Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A. *Metamorfizm organicheskogo veshchestva i nekotorye voprosy neftegazonosnosti (na primere mezozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti)* [Metamorphism of the organic matter and some issues of oil and gas potential (the Mezozoic strata of Western Siberian Lowland as an example)]. Geologiya i geofizika, 1967, no. 2, pp. 16-29.

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

Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Solov'ev M.V., Loktionova O.A. *Geologicheskoe* stroenie i seysmogeologicheskie kriterii kartirovaniya neftegazoperspektivnykh ob"ektov nizhneyurskikh otlozheniy Ust'-Tymskoy megavpadiny [Geological structure and geoseismic criteria of petroleum prospects mapping of the Lower Jurassic section of the Ust-Tym megadepression]. Geologiya nefti i gaza, 2018, no. 6, pp. 81-96.

Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genezis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in southeast of Western Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2005, 183 p.

Kostyreva E.A., Moskvin V.I., Yan P.A. Geokhimiya organicheskogo veshchestva i neftegeneratsionnyy potentsial nizhneyurskoy togurskoy svity (yugo-vostok Zapadnoy Sibiri) [Geochemistry of organic matter and oil-generation potential of the Lower Jurassic Togur Formation (south-east of Western Siberia)]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2014, vol. 9, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/13\_2014.pdf. DOI: <u>https://doi.org/10.17353/2070-5379/13\_2014</u>

Kurchikov A.R. *Geotermicheskiy rezhim uglevodorodnykh skopleniy Zapadnoy Sibiri* [The geothermal regime of hydrocarbon pools in Western Siberia]. Geologiya i geofizika, 2001, vol. 42, no. 11-12, pp. 1846-1853.

Kurchikov A.R. *Gidrogeotermicheskie kriterii neftegazonosnosti* [Hydrogeothermal criteria of petroleum potential]. Moscow: Nedra, 1992, 231 p.

Lobova G.A. Ochagi generatsii i pervichno-akkumulirovannye resursy bazhenovskikh neftey Ust'-Tymskoy megavpadiny [Foci of generation and primary accumulated resources of Bazhenov oil of Ust-Tym megawaddy]. Izvestiya TPU, 2012, vol. 321, no. 1, pp. 122-128.

Lobova G.A., Isaev V.I., Kuz'menkov S.G., Luneva T.E., Osipova E.N. *Neftegazonosnost' kollektorov kory vyvetrivaniya i paleozoya yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (prognozirovanie trudnoizvlekaemykh zapasov)* [Oil and gas reservoirs of Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves)]. Geofizicheskiy zhurnal, 2018, vol. 40, no. 4, pp. 73-106.

Lobova G.A., Merenkova A.S., Kuz'menkov S.G. *Teplovoy potok, termicheskaya istoriya materinskoy nizhneyurskoy togurskoy svity i neftegazonosnost' Bakcharskoy mezovpadiny (yugo-vostok Zapadnoy Sibiri)* [Heat flow, thermal history of the source Lower Jurassic Togur Formation and hydrocarbon presence in the Bakchar mezodepression (South-East of Western Siberia)]. Geofizicheskiy zhurnal, 2020, vol. 42, no. 2, pp. 14-26.

Lobova G.A., Stotsky V.V., Isaev V.I. Vliyanie paleoklimata na geotermicheskiy rezhim i realizatsiyu neftegeneratsionnogo potentsiala bazhenovskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (Novosibirskaya oblast') [Influence of paleoclimate on geothermal particularity and on the oil-generation potential of the Bazhenov Formation (south-east Western Siberia - Novosibirsk region)]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2014, vol. 9, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/31\_2014.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31\_2014

Lopatin N.V. *Temperatura i geologicheskoe vremya kak faktor uglefikatsii* [Temperature and geological time as factors of carbonification]. Izvestiya AN SSSR. Seriya Geologiya, 1971, no. 3, pp.95-106.

Merenkova S.A. *Prognoz neftegazonosnosti doyurskikh otlozheniy Bakcharskoy vpadiny s ispol'zovaniem dannykh geotermii (Tomskaya oblast')* [Forecast of petroleum bearing of the pre-Jurassic section belonging to Bakchar depression using the geothermal energy data (Tomsk region)]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2021, vol. 16, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/25\_2021.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/25\_2021

Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. Neftegazonosnost' nizhnemelovykh

*rezervuarov Nyurol'skoy megavpadiny* [Petroleum potential of the Lower Cretaceous reservoirs of Nyurol megadepression]. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 14-33.

Osipova E.N., Prakojo F.S., Isaev V.I. *Rekonstruktsii geotermicheskoy istorii neftematerinskoy bazhenovskoy svity i otsenka raspredeleniya plotnosti resursov v shel'fovom rezervuare neokoma Nyurol'skoy megavpadiny* [Reconstruction of geothermal history of the petroleum bearing Bazhenov Formation and estimation of the distribution of the offshore Neocomian reservoirs of the Nyurol megadepression]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2014, vol. 9, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/22\_2014.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/22\_2014

Popov S.A., Isaev V.I. *Modelirovanie naftidogeneza Yuzhnogo Yamala* [Modeling of naphthyogenesis in Southern Yamal]. Geofizicheskiy zhurnal, 2011, vol. 33, no. 2, pp. 80-104.

Prischepa O.M., Sukhanova A.A., Makarova I.R. *Metodika opredeleniya zrelosti sapropelevogo organicheskogo veshchestva v domanikitakh i otsenka ikh uglevodorodnykh resursov* [Technique of definition of maturity of sapropelic organic substance in domanikit rocks and assessment of their hydrocarbon resources]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2015, no. 7, pp. 4-8.

Rostovtsev V.N., Reznik S.N. Yurskiy kompleks Chulym-Tymskogo mezhdurech'ya - perspektivnyy ob"ekt dlya poiskov nefti i gaza v pravoberezh'e Obi Tomskoy oblasti [Jurassic sequence in the Chulym-Tym interfluve: a promising target for oil and gas exploration in the Ob' river right bank, Tomsk Region]. Tomsk: Izd-vo Tom. Un-ta, 2004, 164 p.

Starostenko V.I. Ustoychivye chislennye metody v zadachakh gravimetrii [Stable numerical methods in problems of gravimetry]. Kiev: Naukova dumka, 1978, 228 p.

Starostenko V.I., Kutas R.I., Shuman V.N., Legostaeva O.V. *Obobshchenie statsionarnoy zadachi geotermii Releya-Tikhonova dlya gorizontal'nogo sloya* [Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer]. Fizika Zemli, 2006, no. 12, pp. 84-91. DOI: <u>10.1134/S1069351306120081</u>

Surkov V.S., Zhero O.G. *Fundament i razvitie platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [Basement and platform cover development of the Western Siberian plate]. Moscow: Nedra, 1981, 143 p.

Tissot B. Preliminary data on the mechanisms and kinetics of the formation of petroleum in sediments. Computer simulation of a reaction flowsheet. Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP, 2003, 58(2), 183-202.

Vassoevich N.B. *Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefti (istoricheskiy obzor i sovremennoe sostoyanie)* [The sedimentary and migrational theory of oil origin (historical review and the current state)]. Izvestiya AN SSSR. Seriya Geologiya, 1967, no. 11, pp. 135-156.

Zimin V. Legenda vozvrashchaetsya. «Kladovuyu» prirodnykh resursov Rossii popolnit krupnyy federal'nyy proekt [The legend returns. A large federal project will replenish the "storeroom" of Russia's natural resources]. Nedra i TEKplyus Sibiri, 2021, no. 10, pp. 6-8.

© Меренкова А.С., Исаев В.И., Лобова Г., Осипова Е.Н., 2022

