

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ СЕВЕРНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

УДК 553.98.041:551.21(571.16)

М.С. Кириллина¹, Г.А. Лобова²

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ СВИТЫ В РАЗРЕЗАХ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ ПАРАБЕЛЬСКОГО МЕГАВЫСТУПА)

MODELING OF THERMAL HISTORY OF OIL SOURCE MEASURES IN DEEP WELL
(THE CASE OF PARABEL MEGANOSE)

Для восстановления термической истории нефтематеринской свиты нужны данные о плотности теплового потока из основания осадочного разреза – фундаментального геодинамического параметра. Тепловой поток можно определить решением обратной задачи геофизики с использованием геотемператур, определенных различными способами. В работе демонстрируется использование компьютерной технологии для расчета теплового потока в разрезе глубокой скважины на Парабельском мегавыступе.

Ключевые слова: тепловой поток, термическая история, нефтематеринская свита, компьютерная технология, Парабельский мегавыступ.

To inversion of the thermal history of oil source measures, we need data about heat flow density from the base of the aqueous section, the fundamental geodynamic parameter. The thermal flux can be determined by solving an inverse geophysical problem using geothermal temperatures determined in various ways. In this scientific work demonstrates the use of computer technology for calculating the thermal flux in a deep well at the Parabel meganose.

Keywords: thermal flux, thermal history, oil source measures, computer technology, Parabel meganose.

¹ Кириллина Мариника Сергеевна – студент, ТПУ, г. Томск.

E-mail: marinika.kirillina@gmail.com

Kirillina Marinika – student, TPU, Tomsk.

² Лобова Галина Анатольевна – д.г.-м.н., доцент, ТПУ, г. Томск.

E-mail: lobovaga@tpu.ru

Lobova Galina – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, TPU, Tomsk.

Тепловое поле Земли оказывает существенное влияние на ход превращения исходного рассеянного органического вещества (РОВ) в материнской свите, а также контролирует их мобильность в миграционных процессах и фазовое состояние углеводородов [3, 9, 11]. Зная значение плотности теплового потока из основания разреза, можно восстановить термическую историю нефтепроизводящей толщи, что позволит выявить степень реализации генерационного потенциала нефтематеринских отложений и определить перспективы изучаемых объектов. Для восстановления термической истории нужны данные о плотности теплового потока из основания осадочного разреза – фундаментального геодинамического параметра. Ранее была построена карта теплового потока Усть-Тымской мегавпадины и структур её обрамления (рис.1) с использованием пластовых температур и палеотемператур, полученных путем пересчета по отражательной способности витринита (ОСВ) [7].

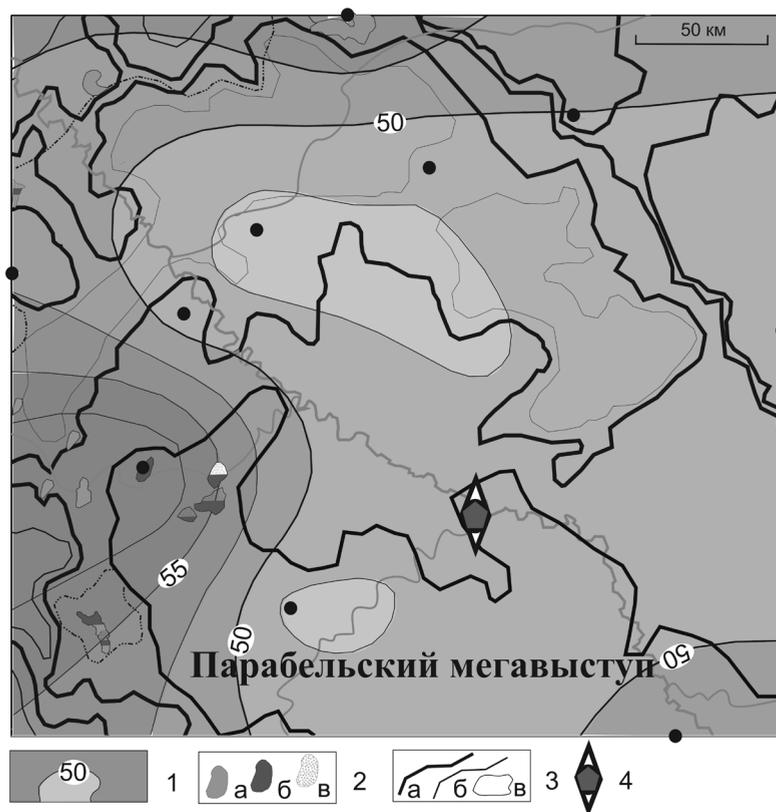


Рис. 1. Схемы распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза Усть-Тымской мегавпадины [7] с положением моделируемой скважины Парабельской 3:

1 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока, мВт/м²; 2 – месторождения углеводородов: а – нефти, б – конденсата, в – газа; 3 – тектонические структуры: а) первого порядка, б) второго порядка, в) локальные поднятия; 4 – положение моделируемой скважины

К настоящему времени появились новые данные по геотемпературам, полученным при записи термограмм методом определения геотермического градиента (ОГГ). Обычно такие работы проводятся в скважинах, находившихся определенное время в покое, а значит, замеренные температуры будут наиболее приближенными к пластовым условиям [2]. Данная работа является частью фундаментальных исследований по подготовке карты теплового потока для территории Томской области.

Цель настоящих исследований – рассчитать тепловой поток q для разреза, вскрытого скважиной Парабельская 3 в Томской области (рис. 2), используя геотемпературы, полученные при испытании объектов в скважине и снятые с кривой ОГГ и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита (R_{vt}^0) и выявить наилучший вариант имеющихся геотемпературных данных для последующего расчета значений теплового потока.

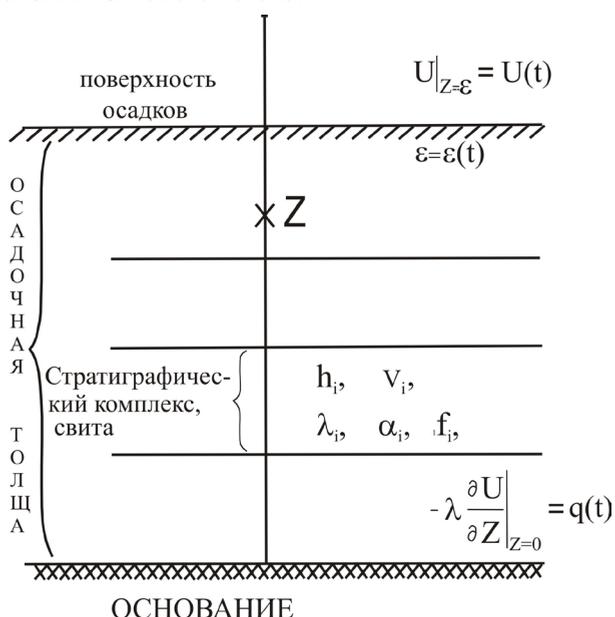


Рис. 2. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании (условные обозначения в тексте)

Методика исследований.

По распределению температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т.е. решается обратная задача геотермии. Для этого применяется компьютерная технология ТеплоDialog [4]. Программный пакет «ТеплоDialog» позволяет выполнить палеотемпературное моделирование, сопряженное с палеотектоническими реконструкциями с учетом изменения температуры на поверхности Земли в геологическом прошлом [5]. Для скважины Парабельская 3 создается петрофизическая модель, учитывающая литологию, время их накопления, мощность свит и их теплофизические свойства (табл. 1).

В нашей модели (рис. 2) процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

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

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность внутренних источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания; t – время.

С краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2)$$

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

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза.

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов hi , для каждого из которых заданы: теплопроводность λi , температуропроводность ai , плотность тепловыделения радиоактивных источников $f i$, скорость осадконакопления Vi .

В случае стационарности глубинного теплового потока, решение обратной задачи геотермии определяется из условия:

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

где T_i – «наблюдаемые» значения температур в k_T точках на различных глубинах Z_i в моменты времени t .

Решение обратной задачи строится с учетом того, что функция $U(Z_i, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи с краевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит q . Поэтому неизвестный параметр q определяется однозначно. Краевое условие (2) это вековой ход температур поверхности земли, т.е. учитывается палеоклимат.

Немаловажное значение при определении плотности теплового потока имеет надежность исходных термических данных. Поэтому в модель закладываются температуры, полученные при испытании скважины и снятые с каротажной диаграммы ОГГ, прошедшие тщательный анализ и отбраковку. В качестве исходных данных используются только температуры, измеренные при существенном притоке флюида в скважину, когда забойная температуры приближается к значению пластовой. Геотемпературы с каротажной диаграммы ОГГ снимаются в интервалах монотонного характера кривой. Палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита по способу, предложенному В.И. Исаевым и др. в работе [3] используются в качестве «измеренных» с указанием времени абсолютного максимума палеотемпературы.

Критерием достоверности результатов моделирования является сходимость («невязка») наблюдаемых и расчетных температур. Критерий выполняется, если «невязка» не превышает 5°C. Моделирование проводится в несколько итераций с различным сочетанием используемых температур.

Исходные данные.

Определение плотности теплового потока проводится для глубокой поисковой скважины Парабельская 3, расположенной на Парабельском мегавыступе в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (Томская область). Скважина пробурена до глубины 2611 м и вскрыла палеозойские отложения. Верхнеюрские отложения здесь обособляются в марьяновскую свиту (временной аналог баженовской свиты) и вскрыты на глубине 2399 м. Мощность свиты составляет 11 м и содержание Сорг достигает 8 % [6].

Для решения обратной задачи геотермии, используются значимые замеры пластовых температур и геотемпературы, снятые с каротажных диаграмм метода ОГГ согласно рекомендаций. Палеотемпература, рассчитанная по отражательной способности витринита ($R_{\text{вр}}^{\circ}$), взята из близлежащей скважины Парабельская 2 (табл. 1). Для района, в котором расположена модулируемая скважина Парабельская 3 по расчетам [8], максимальный прогрев нефтематеринской свиты наступил 37 млн лет назад в рюппельское время.

Таблица 1

Исходные геотемпературы по скважине Парабельская 3

Глубина замера, м	Температура, °С	Время, млн лет
Палеотемпература, рассчитанная по ОСВ (Парабельская 2)*		
2355	80	37
Пластовые температуры, измеренные при испытании объектов в скважине**		
2080	95	0
Геотемпературы по данным ОГГ**		
187	15,7	0
326,5	20,4	0
480	24,2	0
1050	43,8	0
1475,5	59,2	0
2104,5	65,6	0
2229,5	69,2	0
2342,5	72,5	0
2373	73,6	0
2496,5	78,1	0

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

** – пластовые температуры, изученные и сведенные из первичных «дел скважин», и геотемпературы, снятые с каротажных диаграмм ОГГ, представлены Томским филиалом ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО».

Результаты исследования.

Используя параметры тектоно-седиментационной и теплофизической модели (табл. 2), решаем обратную задачу геотермии.

Таблица 2

Параметры осадочной толщи, вскрытой скважиной Парабельская 3

Свита, толща* (стратиграфия)	Мощность*, м	Возраст, млн л **	Время накопления, млнлет	Плотность***, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропровод- ность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Четвертичные Q	13	0–1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N ₂	-	1,64–4,71	3,07	-	-	-	-
Миоценовые N ₁	-	4,71–24,0	19,29	-	-	-	-
Некрасовская nk Pg ₃	20	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская hg Pg ₃₋₂	69	32,2–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская ll Pg ₂	73	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая tl Pg ₁	24	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская gn Pg ₁ -K ₂	99	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская sl K ₂	7	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская ip K ₂	250	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская kz K ₂	20	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская pk K ₁₋₂	850	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
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	604	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006

Тарская $tr K_1$	51	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская $klm K_1$	199	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Марьяновская $mr J_3$	11	145,8– 151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская $gr J_3$	5	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Наунакская $vs J_3$	56	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская $tm J_{1-2}$	191	162,9–208,0	45,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

Примечание: * – Данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин из каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин [1].

** – В качестве основы использована Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами [10].

*** – Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты с учетом материалов обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа, приведенных в диссертационной работе С.Ф. Богачева (1987).

В таблице 3 приводятся результаты определения плотности теплового потока.

Таблица 3.

Параметры осадочной толщи, вскрытой скважиной Парабельская 3

Глубина отбора образца, м	Время измерения геотемпературы, млн лет назад	Наблюденная температура, °С	Расчетная температура, °С	Сходимость температур («невязка»)	Тепловой поток, мВт
Решение обратной задачи по ОСВ					
2342	37	80	80	0	0.039042
Решение обратной задачи по пластовой температуре, вариант 1					
2080	0	95	95	0	0.066804
Решение обратной задачи по ОГГ, вариант 1					
187	0	15,7	6,664	9.036	0.047012
326	0	20,4	11,585	8.815	
480	0	24,2	16,897	7.303	
1475,5	0	59,2	49,22	9.918	
2104,5	0	65,6	67,98	2.380	
2229,5	0	69,2	71,597	2.397	
2342,5	0	72,5	74,857	2.357	
2373	0	73,5	75,756	2.156	
2496,5	0	78,1	79,325	1.225	

Решение обратной задачи по ОГГ, вариант 2					
2104,5	0	65,6	67,98	2.380	0.045651
2229,5	0	69,2	71,597	2.397	
2342,5	0	72,5	74,857	2.357	
2373	0	73,5	75,756	2.156	
2496,5	0	78,1	79,325	1.225	
Решение обратной задачи по ОГГ+ОСВ, вариант 1					
2287,5	37	80	90,941	10,941	0.046241
187	0	15.7	6,5576	9,1424	
326	0	20.4	11,4	8,9999	
480	0	24.2	16,627	7,5731	
1050	0	43.8	35,032	8,7679	
1475,5	0	59.2	48,492	10,708	
2104,5	0	65.6	66,887	0,68051	
2229,5	0	69.2	70,445	0,60549	
2342,5	0	72.5	73,652	0,48293	
2373	0	73.5	74,536	0,3588	
2496,5	0	78,1	78,047	0,76251	
Решение обратной задачи по ОГГ+ОСВ, вариант 2					
2104,5	0	65.6	66,052	0,45159	0,045651
2229,5	0	69.2	69,564	0,36422	
2342,5	0	72.5	72,731	0,23051	
2373	0	73.5	73,603	0,10331	
2496,5	0	78,1	77,07	1,0302	
Решение обратной задачи по ОГГ+пластовая					
2080	0	95	71,28	23,72	0,049878
187	0	15.7	7,0594	8,6406	
326	0	20.4	12,273	8,1274	
480	0	24.2	17,9	6,3004	
1050	0	43.8	37,717	6,0827	
1475,5	0	59.2	52,216	6,9843	
2104,5	0	65.6	72,04	6,4397	
2229,5	0	69.2	75,875	6,6754	
2342,5	0	72.5	79,333	6,8333	
2373	0	73.5	80,287	6,6866	
2496,5	0	78,1	84,073	5,9732	
Решение обратной задачи по ОГГ+ОСВ+пластовая, вариант 1					
2287,5	37	80	94,354	14,354	0,048486
2080	0	95	69,329	25,671	
187	0	15.7	6,8674	8,8326	
326	0	20.4	11,939	8,4613	
480	0	24.2	17,413	6,7874	
1050	0	43.8	36,69	7,1102	

1475,5	0	59.2	50,791	8,4091	
2104,5	0	65.6	70,068	4,4681	
2229,5	0	69.2	73,797	4,5974	
2342,5	0	72.5	77,159	4,6593	
2373	0	73.5	78,086	4,4861	
2496,5	0	78,1	81,767	3,6673	
Решение обратной задачи по ОГГ+ОСВ+пластовая, вариант 2					
2104,5	0	65.6	66,07	0,47037	0,045664
2229,5	0	69.2	69,584	0,38403	
2342,5	0	72.5	72,751	0,25123	
2373	0	73.5	73,624	0,024277	
2496,5	0	78,1	77,092	1,0083	

Тепловой поток, рассчитанный по палеотемпературе, взятой из скважины Парабельская 2, следует исключить из рассмотрения, поскольку во всех итерациях он не проходил по критерию «невязки». Это значение было привлечено к расчетам, ввиду отсутствия геохимических исследований керна по моделируемой скважине. Также выпадает из расчетных данных и измеренная пластовая температура на глубине 2080 м, которая вероятнее всего, не может составлять 95°C, так как при среднем градиенте для этой территории 3,3°C она не должна быть более 70°C. Скорее всего такое значение не соответствует действительности и является ошибочным из-за неисправности прибора.

Заключение.

Палеотемпературное моделирование в скважине Парабельская 3 позволило установить, что расчет теплового потока наиболее адекватно выполнен по температурам, снятым с каротажной диаграммы ОГГ.

Литература

1. Волков, В.И. Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области / В.И. Волков. – Томск : ОАО «Томскнефтегазгеология», 2000. – 199 с.
2. Зуй, В.И. Тепловое поле платформенного чехла Беларуси / В.И. Зуй. – Минск : Экономпресс, 2013. – 260 с.
3. Исаев, В.И. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины / В.И. Исаев, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
4. Исаев, В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа / В.И. Исаев. – Томск : Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
5. Искоркина, А.А. Реконструкции геотермического режима нефтематеринской Китербютской свиты арктического региона Западной Сибири с учетом влияния палеоклиматических факторов.

ческих факторов / А.А. Искоркина, П.Н. Прохорова, А.Н. Фомин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 2 (в печати).

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

7. Лобова, Г.А. Очаги генерации и первично-аккумуляированные ресурсы баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины / Г.А. Лобова // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле. – 2012. – Т. 321, № 1. – С. 122-128.

8. Лобова, Г.А. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей промысловых районов Томской области / Г.А. Лобова // Геофизика. – 2012. – № 6. – С. 35-41.

9. Стоцкий, В.В. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей (Колтогорский мезопрогиб и структуры его обрамления) / В.В. Стоцкий // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327 – № 9. – С. 18-28.

10. Харленд, У.Б. Шкала геологического времени / У.Б. Харленд, А.В. Кокс, П.Г. Ллевеллин и др. – Москва : Мир, 1985. – 140 с.

11. Isaev, V.I. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuroł'ka megadepression / V.I. Isaev, G.A. Lobova, E.N. Osipova // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Vol. 55. – P. 1418-1428.

12. Isaev V.I. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyuroł'ka megadepression / V.I. Isaev, A.N. Fomin // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – Vol. 47. – N. 6. – P. 734-745.

References

1. Volkov, V.I. Creation of systematized operational geological and geophysical information to provide thematic and scientific research in the Tomsk region / V.I. Volkov. – Tomsk : Tomskneftegazgeologiya, 2000. – 199 p.

2. Zuy, V.I. Thermal field of the platform cover of Belarus / V.I. Zuy. – Minsk : Ekonompress, 2013. – 260 p.

3. Isaev, V.I. The centers of oil generation Bazhenov and Togur types in the southern part of the Nyuroł megabasin / V.I. Isaev, A.N. Fomin // Geology and Geophysics. – 2006. – Iss. 47. – No 6. – P. 734-745.

4. Isaev, V.I. Interpretation of gravity and geothermy data in forecasting and searching for oil and gas / V.I. Isaev. – Tomsk : TPU Publishing House, 2010. – 172 p.

5. Iskorkina, A.A. Reconstruction of the geothermal regime of the petroleum-mater Kiterbyut suite of the Arctic region of Western Siberia, taking into account the influence of paleoclimatic factors / A.A. Iskorkina, P.N. Prokhorov, A.N. Fomin // Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Engineering georesources. – 2018. – Iss. 329. – No. 2 (in press).

6. Kontorovich, V.A. Tectonics and oil and gas content of the Mesozoic-Cenozoic deposits of the southeastern regions of Western Siberia / V.A. Kontorovich. – Novosibirsk : Publishing house of the SB RAS, 2002. – 253 p.

7. Lobova, G.A. Foci of generation and primary accumulated resources of Bazhenovo oils of the Ust-Tyma megabasin / G.A. Lobova // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Earth sciences. – 2012. – Iss. 321, No. 1 – P. 122-128.

8. Lobova, G.A. Estimation of the geothermal conditions for the generation of Bazhenov oil from fishing areas in the Tomsk Region / G.A. Lobov // Geophysics. – 2012. – No. 6. – P. 35-41.

9. Stotsky, V.V. Evaluation of the geothermal conditions for the generation of Bazhenov's oils (Koltogorov Mesoprobus and the structure of its frame) / V.V. Stotsky // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering georesources. – 2016. – T. 327, No. 9. – P. 18-28.

10. Harland, U.B., Cox, A.V., Llewellyn, P.G. Scale of geological time / U.B. Harland, A.V. Cox, P.G. Llewellyn et al. – Moscow : Mir, 1985. – 140 p.

11. Isaev, V.I. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuroł'ka megadepression / V.I. Isaev, G.A. Lobova, E.N. Osipova // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Vol. 55. – P. 1418-1428.

12. Isaev V.I. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyuroł'ka megadepression / V.I. Isaev, A.N. Fomin // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – Vol. 47. – N. 6. – P. 734-745.