

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/6\\_2017](https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2017)

УДК 553.98+(550.8.011+550.8.013)

**Космачева А.Ю.**Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск, Россия, [kosmacheva.elin@mail.ru](mailto:kosmacheva.elin@mail.ru)**Захрямина М.О.**Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, [zahryaminamo@ipgg.sbras.ru](mailto:zahryaminamo@ipgg.sbras.ru)

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ ЧКАЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

*Выполнено компьютерное моделирование процессов нефтегазообразования Чкаловского месторождения в мезозое и кайнозое в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Основные источники углеводородов - тогурский и баженовский комплексы. Крупнейшие модельные скопления пространственно совпадают с реально существующими залежами углеводородов Чкаловского месторождения. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности соответствует реально существующим суммарным запасам углеводородов месторождения.*

**Ключевые слова:** компьютерное моделирование нефтегазообразования, нефтематеринские баженовская и тогурская толщи, Чкаловское месторождение, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.

Для решения задач, связанных с определением и уточнением перспектив нефтегазоносности территорий, широко применяются современные технологии бассейнового моделирования, которые позволяют усовершенствовать процедуру прогноза времени образования и мест залегания скоплений нефти и газа [PetroMod Petroleum..., 2011]. Так как особое внимание уделяется моделированию процессов миграции углеводородов (УВ), эта технология является стратегическим инструментом оценки риска поисково-разведочных работ и средством поддержки принятия решений во всех крупных нефтегазодобывающих компаниях [Керимов и др., 2011]. Углеводородная система включает в себя не только геологические элементы, такие как материнские породы, продуктивные пласты, покрышки, но также определяет взаимосвязь миграции углеводородов и структурно-тектонического развития территории. Наличие в разрезе осадочного бассейна зон интенсивного нефте- и газообразования, которым отвечают определенные термодинамические условия, и возможность выполнения палеотектонических и палеогеотермических реконструкций истории осадочных бассейнов создают теоретическую основу для восстановления истории нефтеобразования [Конторович и др., 2013а].

**Чкаловское нефтегазоконденсатное месторождение** находится в южной части Александровского района Томской области (рис. 1). В 1986 г. введено в разработку, в

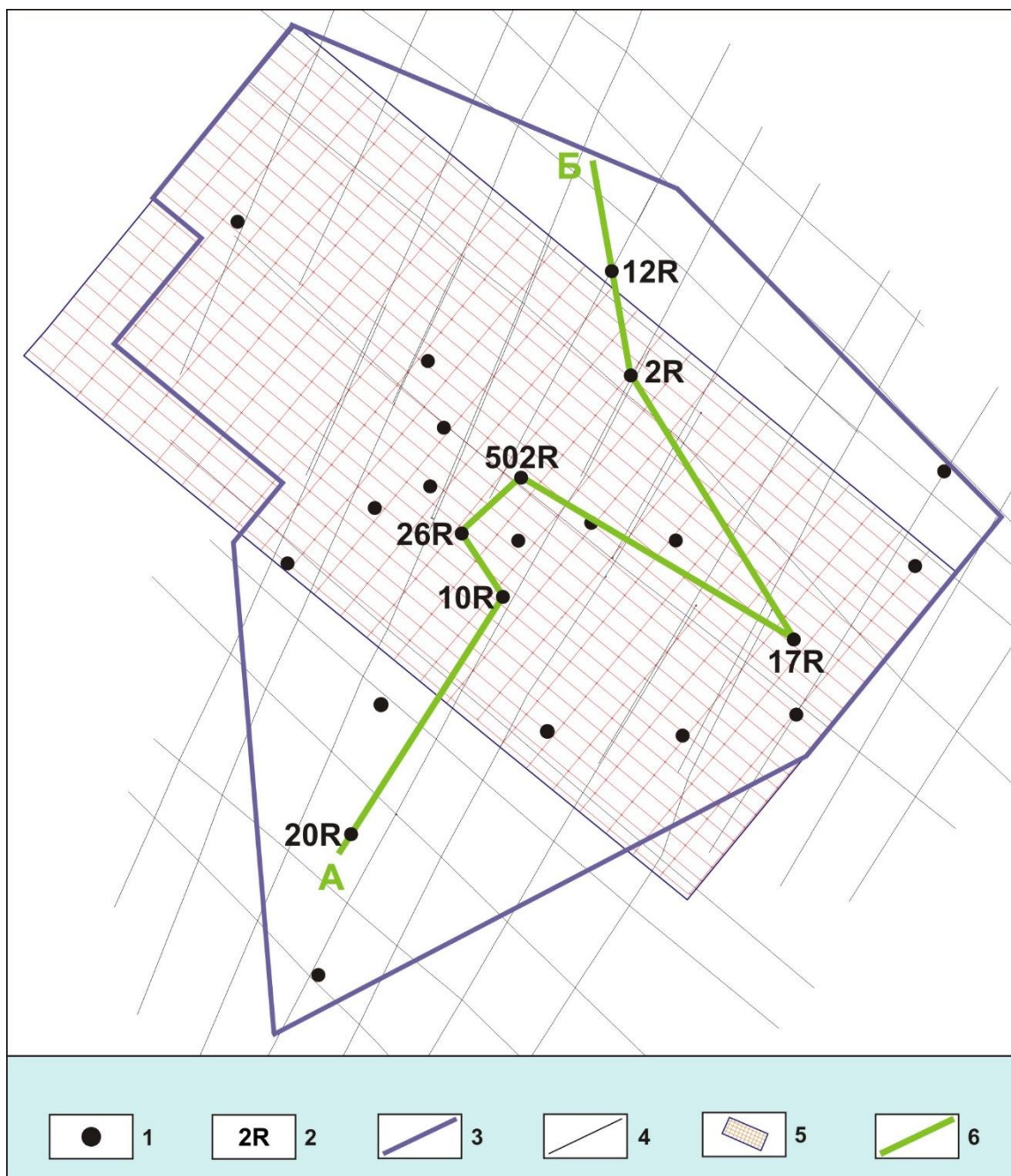
настоящее время ведется поисково-разведочное (15 скважин) и эксплуатационное бурение (рис. 2). Согласно нефтегазоносному районированию месторождение находится в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Васюганской нефтегазоносной области в Усть-Тымском нефтегазоносном районе.



Рис. 1. Местоположение района исследования

По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) Чкаловское месторождение приурочено к одноимённому поднятию, расположенному в зоне сочленения трёх крупных тектонических элементов I порядка: Александровского свода, Средневасюганского мегавала и Усть-Тымской мегавпадины. Промышленно нефтеносным является верхнеюрский горизонт Ю<sub>1</sub> васюганской свиты и газоконденсатонефтяным – пласт М<sub>1</sub>, выделяемый в зоне контакта мезозойских и палеозойских отложений. В последнем выявлено две нефтяных с газовой шапкой, две нефтяных и одна газоконденсатная залежи, приуроченные к самостоятельным блокам и связанные с карбонатными трещиноватыми и брекчированными коллекторами.

На 01.01.2011 г. на месторождении запасы нефти кат. А+В+С<sub>1</sub> составляют 9,4 млн. т, газа - 0,17 млрд. м<sup>3</sup> [Нефтегазоносность Томской области, 2016].



**Рис. 2. Схема фактического материала Чкаловского месторождения**

*1 - разведочные скважины; 2 - номер скважины; 3 - контур района работ; 4 - 2D сейсморазведочные профили; 5 - контур 3D сейсморазведки; 6 - линия разреза А-Б.*

Моделирование процессов формирования залежей углеводородов (УВ) Чкаловского месторождения выполнено в программном комплексе PetroMod компании Шлюмберже, ориентированном на реконструкцию истории геологического развития месторождения и всех процессов, сопровождающих стадии накопления и преобразования осадочных пород и органического вещества (ОВ) с оценкой возможности формирования залежей УВ.

Основными этапами создания модели являются:

- создание структурного каркаса (построение структурных карт по основным сейсмо-

стратиграфическим горизонтам),

- описание блока литологии (построение карт литологических индексов и преобразование их в карты фаций),

- описание нефтематеринских толщ (НМТ) (построение карт общего содержания органического вещества  $C_{орг}$  и углеводородного потенциала пород НІ),

- описание и построение блока палеоклиматических и палеотемпературных условий (создание карт палеоглубин отложений, палеотемператур на поверхности осадка и теплового потока, используя тренды изменения данных параметров в течение геологического времени) [Конторович и др., 2013б].

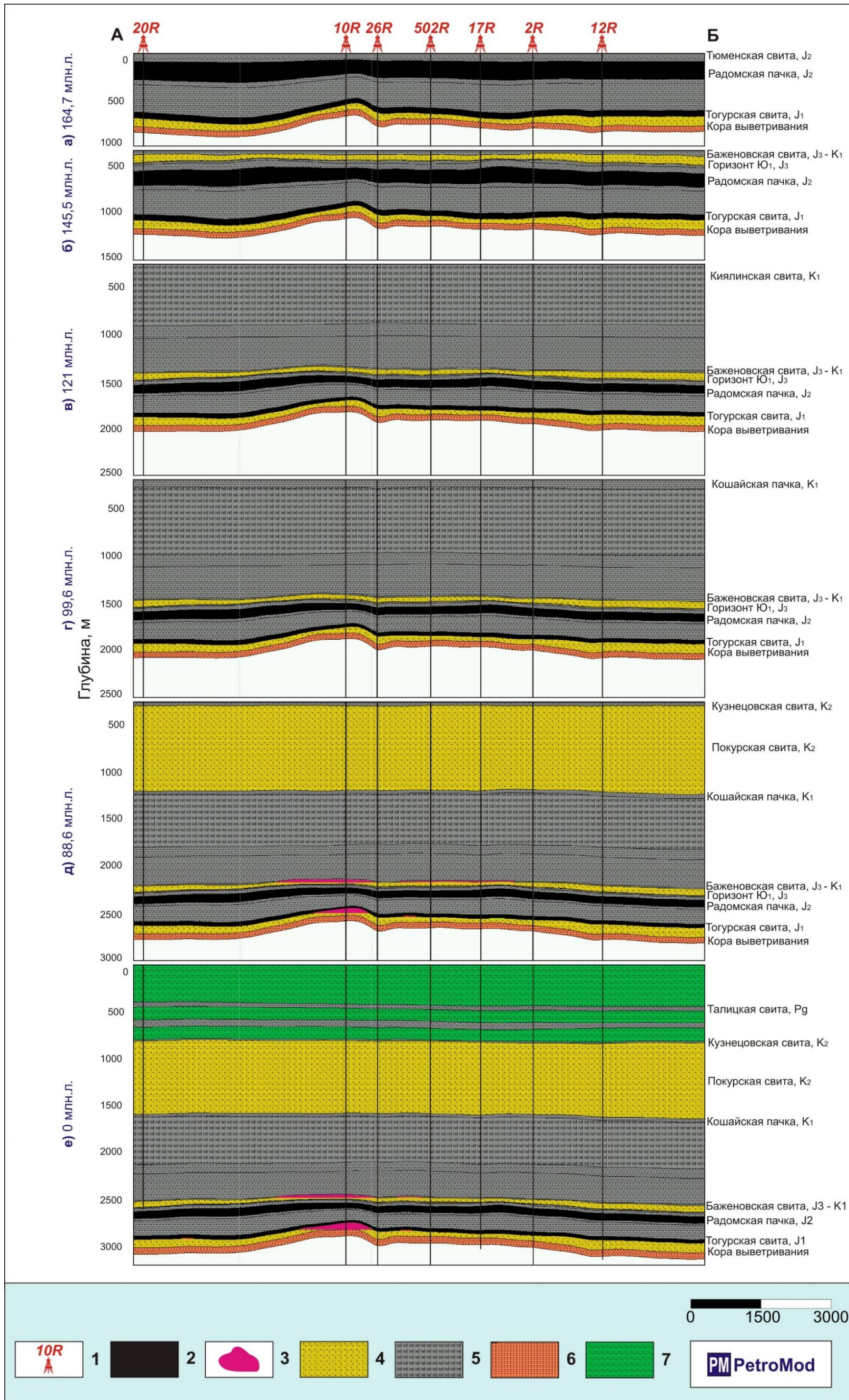
Анализ результатов моделирования истории накопления отложений и формирования структур (рис. 3) показал, что раннеюрский палеорельеф был дифференцирован. Все локальные поднятия, существующие в современном структурном плане кровли юры, были сформированы. В берриас-аптское (99,6 млн. лет) время унаследованные вертикальные тектонические движения привели к увеличению амплитуд локальных поднятий, и потенциальные ловушки нефти и газа были более чем на 50% сформированы [Конторович, 2002]. В альб-туронское время (88,6 млн. лет) формируется современный структурный облик верхнеюрских и палеозойских отложений, который практически не изменяется до настоящего времени.

Основными продуктивными резервуарами Чкаловского месторождения являются верхнеюрский песчаный горизонт Ю<sub>1</sub> васюганской свиты и палеозойский пласт М<sub>1</sub> коры выветривания. Литолого-стратиграфический разрез представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

В осадочном разрезе исследуемой территории НМТ, вошедшими в главную зону нефтеобразования, являются тогурская и баженовская свиты.

В качестве лито-фациального заполнения модели использовались карты литологического состава продуктивных отложений для верхневасюганской подсвиты и коры выветривания, преобразованные в соответствии с используемыми в PetroMod стандартными литологическими типами. Для оставшихся отложений, учитывая терригенный тип разреза, были выбраны литологические типы, которые характеризуют процентное содержание песчаной и глинистой фракции.





**Рис. 3. История формирования структур Чкаловского месторождения**

На момент накопления: а) тюменской свиты; б) баженовской свиты; в) киялинской свиты; г) кошайской пачки; д) кузнецовской свиты; е) современная поверхность. А и Б - линия разреза м. рис. 2.

1 - разведочные скважины; 2 - нефтематеринские толщи; 3 - скопления углеводородов; 4 - коллекторы; 5 - флюидоупоры; 6 - доюрские отложения; 7 - неоген-четвертичные отложения.



В литотипы пород для отложений нижней и средней юры были включены прослои угля. НМТ определялись как глинистые отложения в различной степени обогащенные ОВ.

Температурное моделирование проводилось на основе принятой структурно-литологической модели, при этом учитывались современные замеры теплового потока на поверхности и пластовых температур по скважинам (табл. 1) [Галушкин, 2007; Дучков, Соколова, 2005].

Таблица 1

**Пластовые температуры в пласте М<sub>1</sub> и горизонте Ю<sub>1</sub> Чкаловского месторождения по результатам испытаний в скважинах**

Номер скважины	Т <sub>пласт</sub> М <sub>1</sub> , °С	Т <sub>пласт</sub> Ю <sub>1</sub> , °С
1R	104	88
2R	105	90
3R	110	90
4R	107	88
5R	107	87
6R	110	89
7R	108	87
8R	108	86
10R	103	85
12R	111	92
13R	106	88

Калибровка температурной истории выполнялась с использованием значений современных температур и отражающей способности витринита ( $R_0$ ). Озерные и континентальные отложения тогурской свиты находятся на градации мезокатагенеза МК<sub>1</sub><sup>2</sup>-МК<sub>2</sub>, что соответствует средней фазе главной зоны нефтеобразования. Основная масса пород баженовской свиты содержащих ОВ преимущественно сапропелевого состава находится на грациях начального мезокатагенеза МК<sub>1</sub><sup>1</sup>-МК<sub>1</sub><sup>2</sup>, что соответствует начальной фазе главной зоны нефтегазообразования (табл. 2) [Конторович, 2004].

Результаты моделирования после калибровки теплового потока показаны на рис. 4 и 5, где приведены карты современных температур в подошве осадочного чехла и в верхней части васюганской свиты, а также карты катагенетической преобразованности ОВ тогурской и

баженовской свит.

Таблица 2

**Катагенетическая преобразованность органического вещества юрских отложений**

Номер скважины	Возраст, свита	$R_{vt}^0$ , %	Градации катагенеза
5	J <sub>3</sub> , баженовская	~0,63	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup>
5	J <sub>3</sub> , н.васюганская	0,7	МК <sub>1</sub> <sup>2</sup>
1	J <sub>2</sub> , н.тюменская	0,83	МК <sub>1</sub> <sup>2</sup>
5	J <sub>2</sub> , н.тюменская	0,76	МК <sub>1</sub> <sup>2</sup>
9	J <sub>2</sub> , н.тюменская	0,78	МК <sub>1</sub> <sup>2</sup>
3	J <sub>1</sub> , н.тюменская	0,91	МК <sub>2</sub>

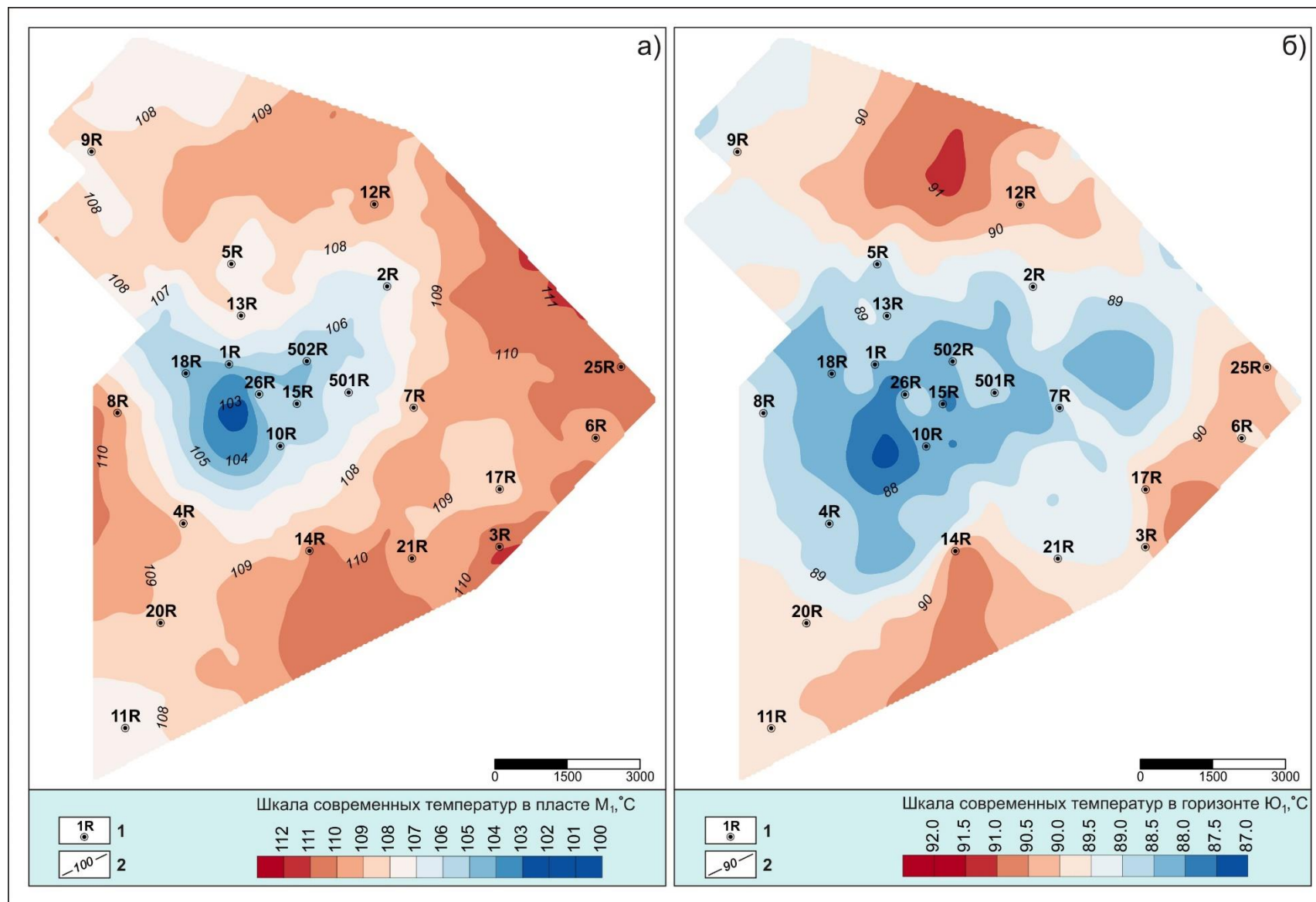
Свойства НМ пород используются как входные данные для моделирования процесса деструкции ОВ с образованием УВ. Основными из этих свойств являются общее содержание органического углерода ( $C_{орг}$ ), водородный индекс (НІ) и тип захороненного в осадках ОВ (керогена).

Из многочисленных работ А.Э. Конторовича с соавторами известно, что источником ОВ тогурской свиты служили как фитопланктон и бактерии пресноводных озерных водоемов (I тип керогена), так и высшая наземная растительность (III тип керогена), баженовской свиты – преимущественно фитопланктон морских водоемов (II тип керогена) [Конторович, 2013а]. В тогурской свите содержание  $C_{орг}$  составляет до 7%, а НІ до 500 мгУВ/г $C_{орг}$ , в баженовской – до 12% и 700 мгУВ/г $C_{орг}$  соответственно [Костырева, 2005].

При моделировании масштабов нефтегазообразования в работе были использованы термодинамические уравнения, описывающие темпы реализации УВ потенциала керогенами, близкими к параметрам керогенов из стандартных библиотек PetroMod.

Бассейновое моделирование УВ системы Чкаловского месторождения направлено на определение зрелости НМТ по площади исследования, выделение очагов генерации, оценку объемов генерированных и эмигрировавших УВ, выявление зон аккумуляции для перспективных объектов.

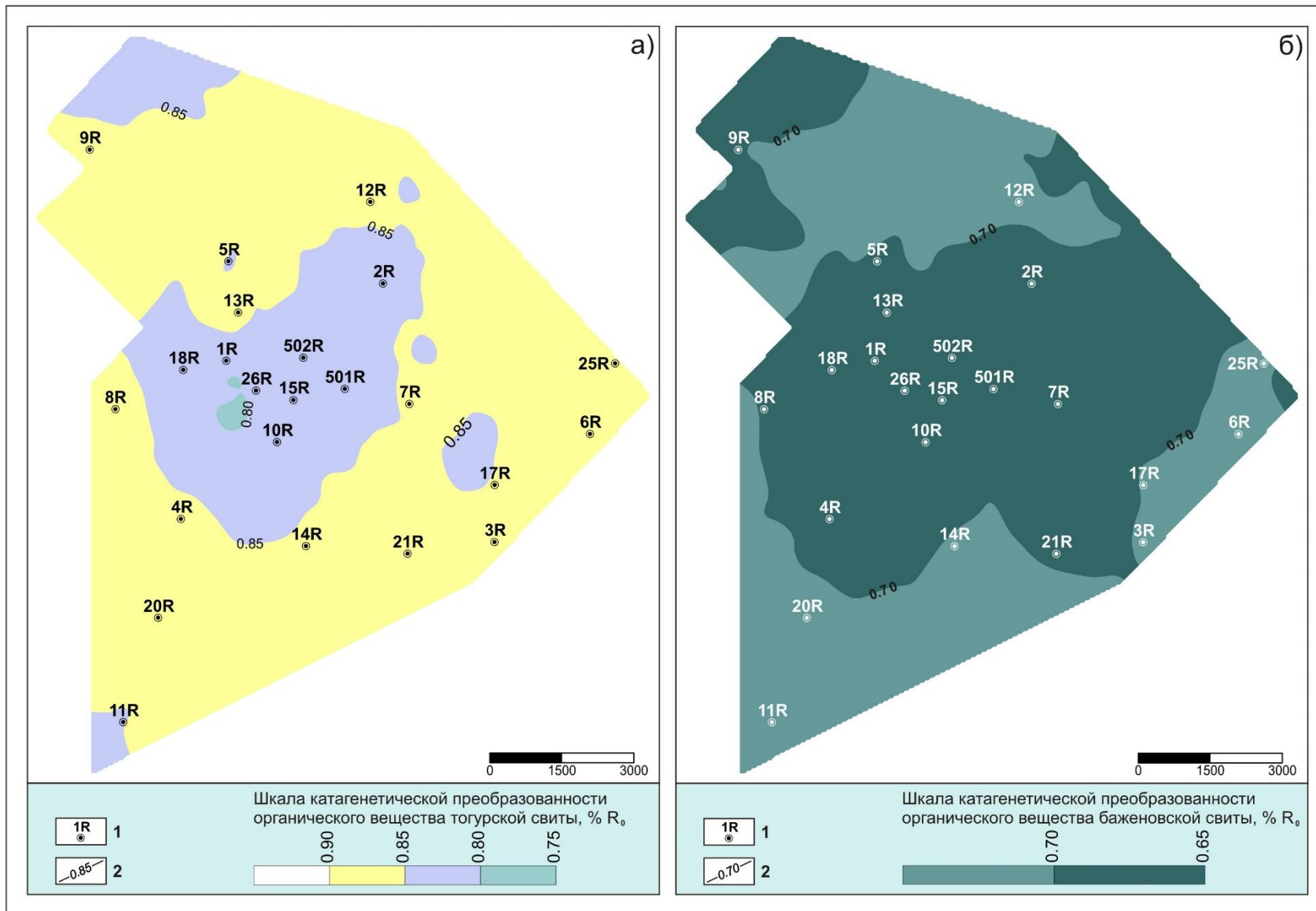
На рис. 6 показано время вхождения НМ тогурской и баженовской свит в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и начала генерации и эмиграции образовавшихся в них УВ. В качестве реперов показаны кровля тогурской и подошва баженовской свит, так как именно в этих свитах происходят все основные процессы нефтеобразования, баженовская свита одновременно является покрывкой для скоплений УВ в горизонте Ю<sub>1</sub> васюганской свиты.



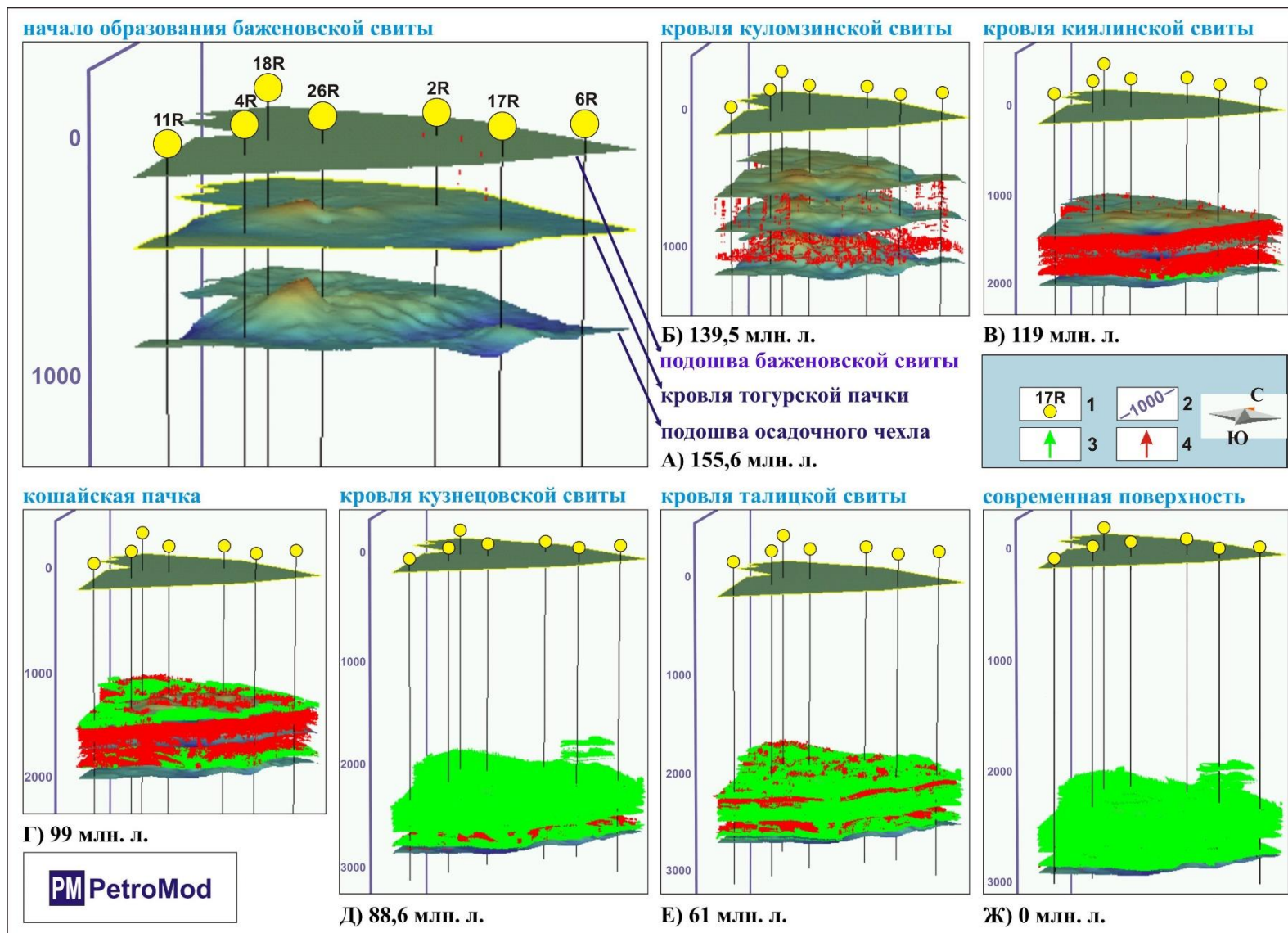
**Рис. 4. Карты современных температур Чкаловского месторождения**

*а) в пласте  $M_1$  коры выветривания; б) в горизонте  $Ю_1$  васюганской свиты; 1 - разведочные скважины; 2 - изолинии современных температур.*





**Рис. 5. Карты катагенетической преобразованности органического вещества Чкаловского месторождения**  
 а) тогурской свиты; б) баженовской свиты; 1 - разведочные скважины; 2 - изолинии отражательной способности витринита.



**Рис. 6. Процессы нефтегазообразования в баженовской и тогурской свитах Чкаловского месторождения**

1 - разведочные скважины; 2 - глубина по вертикали в метрах; 3 - генерация и эмиграция жидких углеводородов; 4 - генерация и эмиграция газообразных углеводородов.

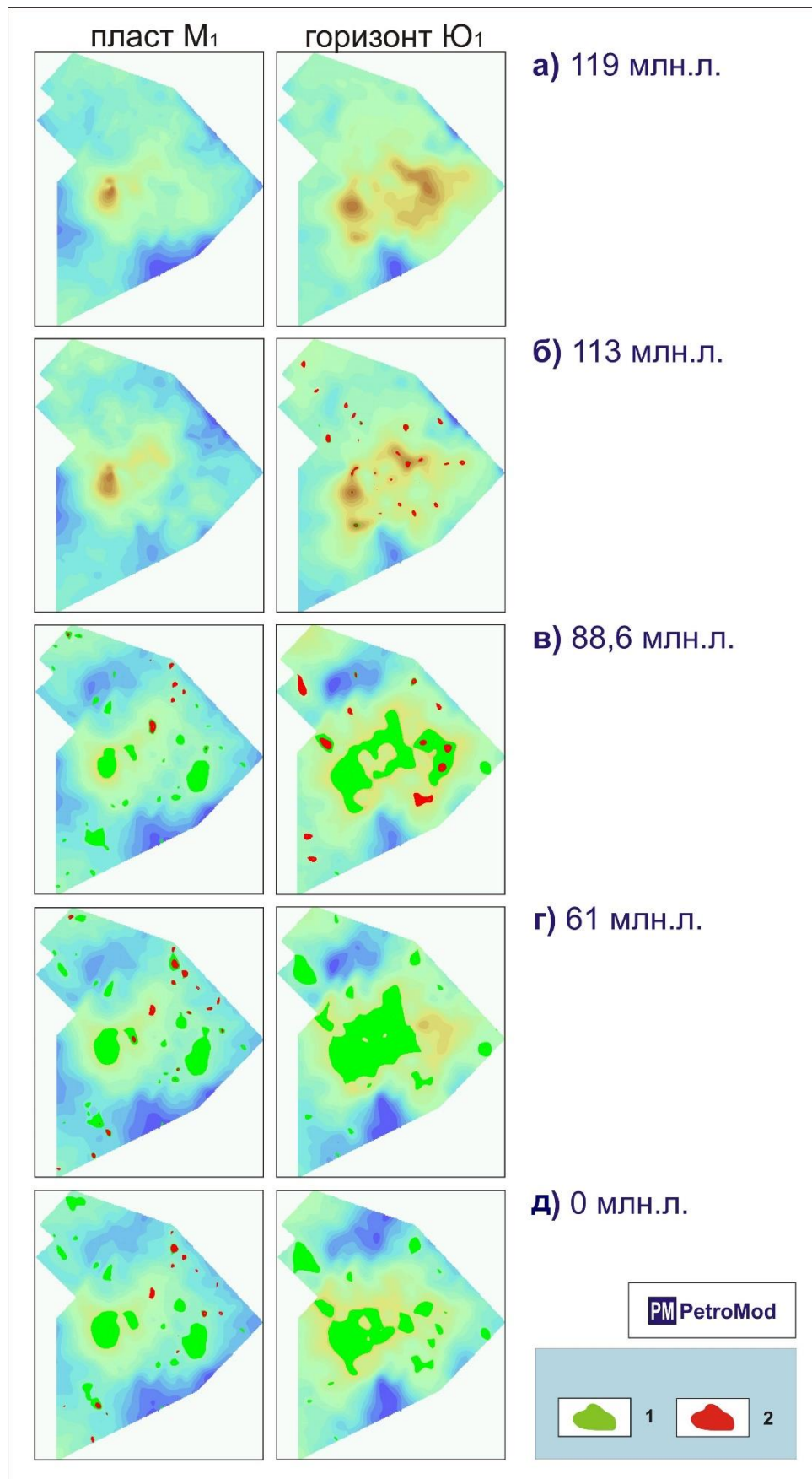
На начало формирования отложений баженовской свиты (155,6 млн. лет) НМ тогурская свита еще не вошла в главную зону нефтеобразования, но основные антиклинальные структуры, потенциальные ловушки УВ, уже существуют. На конец образования куломзинской свиты (139,5 млн. лет) тогурская свита входит в ГЗН и начинаются процессы газообразования за счет континентального ОВ. Генерированный газ моментально в масштабах геологического времени эмигрирует вверх и вниз по разрезу. На конец формирования киялинской свиты (119 млн. лет) тогурская, погрузившись на глубину более 1000 м, полностью входит в ГЗН и продолжается активная генерация и эмиграция газа. На конец накопления кошайской пачки (99 млн. лет) никаких изменений для тогурской свиты не происходит. Баженовская свита наиболее погруженными участками территории входит в главную зону нефтеобразования и начинает генерировать нефть. Также происходит эмиграция УВ в коллектор – надугольную пачку васюганской свиты, как вертикальная – по трещинам и ослабленным разломным зонам, так и горизонтальная – всплывание УВ по восстанию пласта-коллектора (рис. 7) [Стасова, Ларичев, Ларичкина, 1998]. Процессы образования нефти и газа постепенно до конца формирования кузнецовской свиты (88,6 млн. лет) охватывают всю территорию. Тогурская свита продолжает генерировать нефть и газ, так как она находится в «нефтяном окне». Этот факт подтверждают ранее приведенные данные о катагенетической преобразованности ОВ (см. табл. 2). Баженовская свита полностью входит в ГЗН и генерирует жидкие УВ, которые эмигрируют в ниже- и в вышележащие отложения, а затем по пласту-коллектору, формируя скопления жидких УВ в васюганской свите. В пласте М<sub>1</sub> коры выветривания начинают образовываться скопления нефти и газа, тогда как в надугольной пачке васюганской свиты продолжают заполняться ловушки УВ. На конец образования талицкой свиты (61 млн. лет) продолжаются процессы генерации и эмиграции УВ в коллекторы, которые происходят до настоящего времени.

Жидкие УВ активно генерируются НМТ, так как они находятся в ГЗН (тогурская – в центральной части, баженовская – в кровле).

Результатом количественной оценки УВ потенциала нефтепроизводящих толщ являются карты плотностей генерации (рис. 8) и эмиграции УВ (рис. 9).

До настоящего времени органическое вещество тогурской свиты генерировало от 70 до 260 тыс. т/км<sup>2</sup> УВ (III тип керогена) и от 5 до 15 млн. т /км<sup>2</sup> УВ (I тип керогена). Органическое вещество баженовской свиты генерировало от 200 тыс. т до 2,1 млн. т/км<sup>2</sup> УВ. Мощным очагам генерации соответствуют наиболее погруженные участки на востоке и юго-востоке территории – это зона относится к Усть-Тымской мегавпадине, где ОВ нефтематеринских свит подверглось наиболее высокому катагенезу.

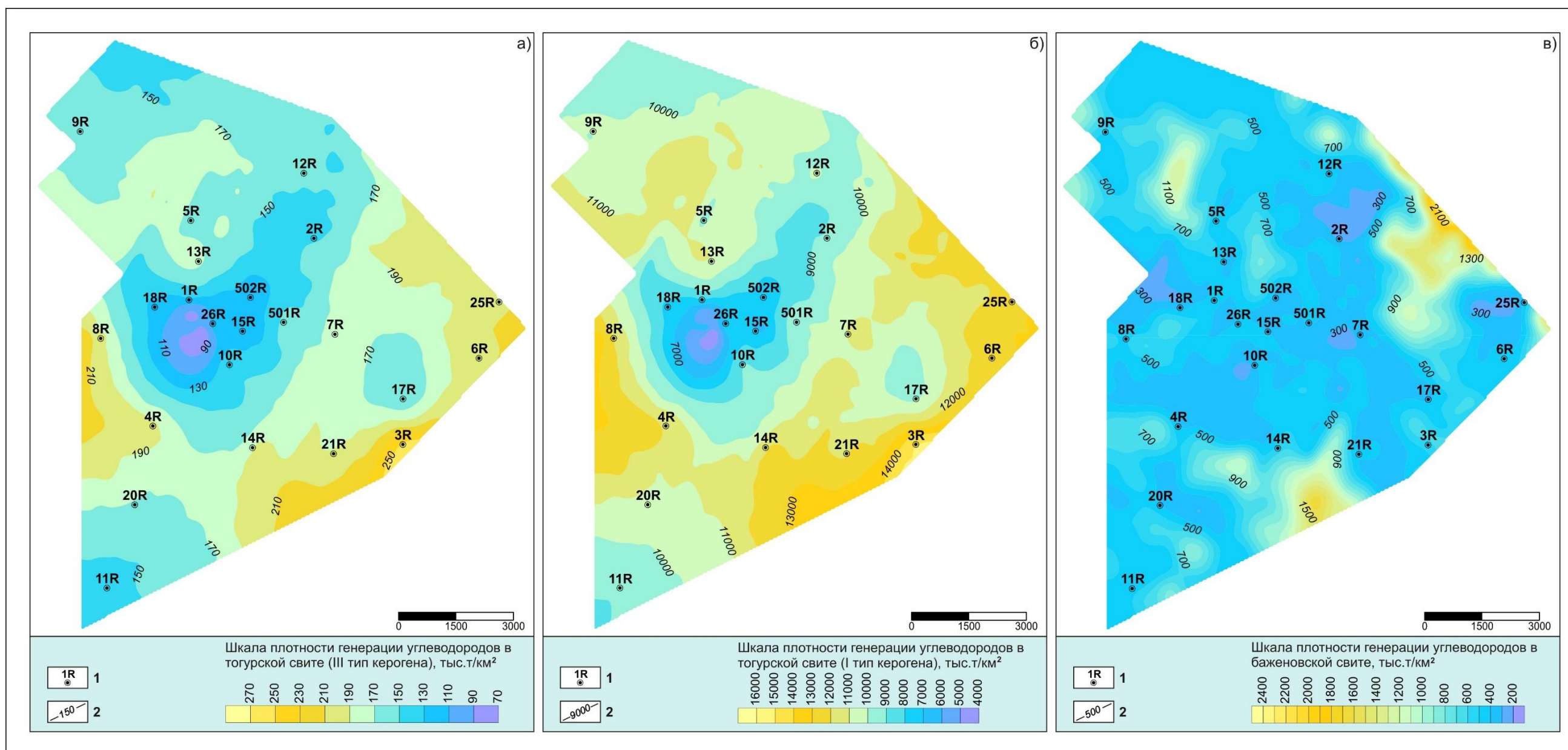




**Рис. 7. Карты формирования скопления углеводородов Чкаловского месторождения**

*На момент накопления: а) киялинской свиты; б) кошайской пачки; в) кузнецовской свиты; г) талицкой свиты; д) современная поверхность.*

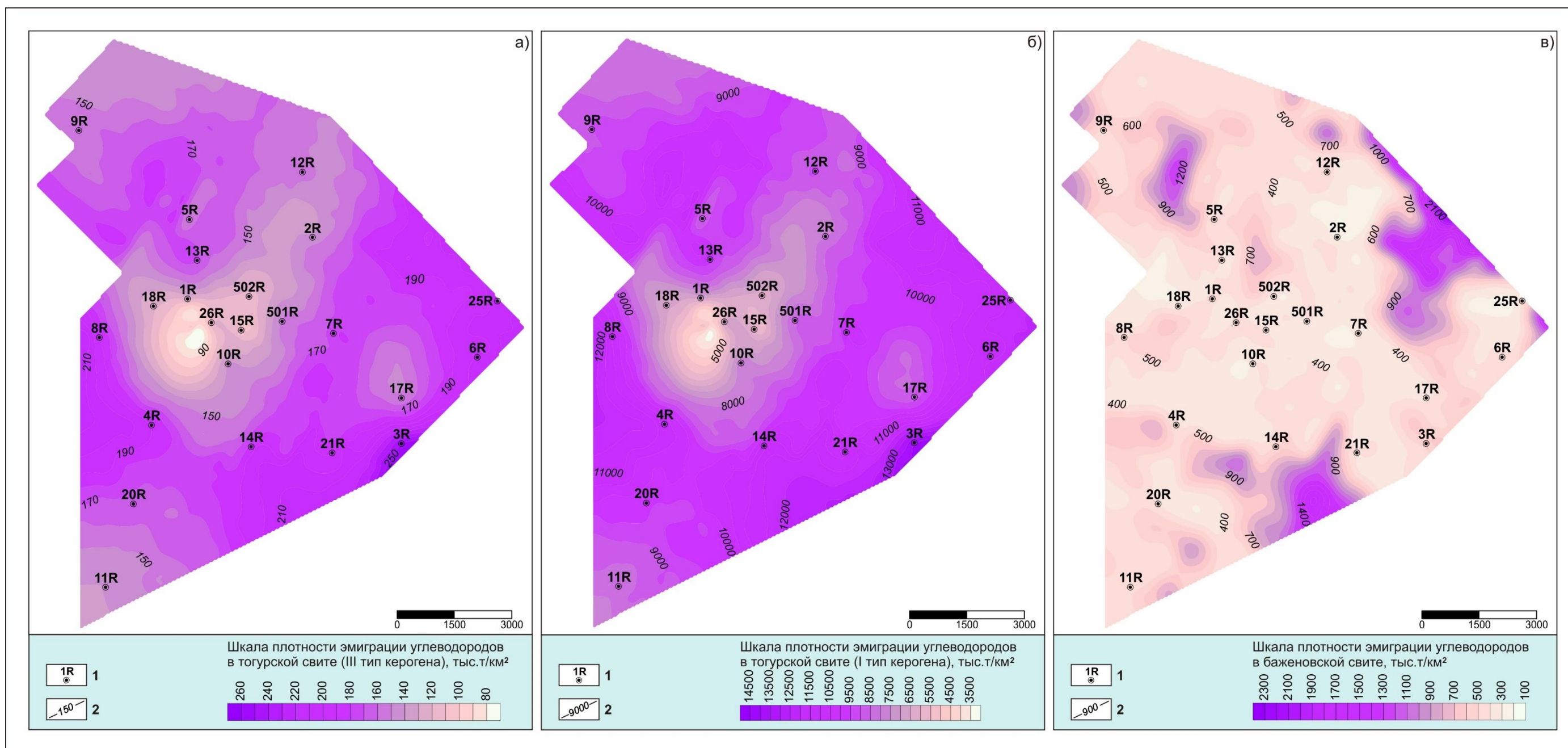
*1 - скопления жидких углеводородов; 2 - скопления газообразных углеводородов.*



**Рис. 8. Карты плотности генерации углеводородов Чкаловского месторождения**

*а) в тогурской свите (кероген III типа); б) в тогурской свите (кероген I типа); в) в баженовской свите; 1 - разведочные скважины; 2 - изолинии плотности генерации.*





**Рис. 9. Карты плотности эмиграции углеводородов Чкаловского месторождения**

*а) из тогурской свиты (кероген III типа); б) из тогурской свиты (кероген I типа); в) из баженовской свиты; 1 - разведочные скважины; 2 - изолинии плотности эмиграции.*



Минимальные значения плотностей генерации приурочены к наиболее приподнятой центральной части территории. Всего породами тогурской и баженовской свит генерировано 1,1 млрд. т УВ (табл. 3).

Таблица 3

**Результаты количественной оценки миграционно-генерационного баланса условных углеводородов Чкаловского месторождения**

Нереализованный УВ потенциал НМТ	1,5 млрд. т
Генерировано УВ НМТ	1,1 млрд. т
Аккумулировано в НМ свитах	305 млн. т
Эмигрировало из НМТ	795 млн. т
Аккумулировано в резервуаре Ю <sub>1</sub> +М <sub>1</sub>	23 млн. т
Потери на путях миграции	772 млн. т

Распределение плотностей УВ, эмигрировавших из пород НМ свит обусловлено распределением генерированных. Поэтому конфигурация линий изоплотностей эмиграции имеет большое сходство с конфигурацией линий изоплотностей генерации. Плотности жидких и газообразных УВ, эмигрировавших из пород тогурской свиты, изменяются от 70 тыс. до 260 тыс. т/км<sup>2</sup> (III тип керогена) и от 3 до 14 млн. т/км<sup>2</sup> (I тип керогена). Плотности жидких УВ, эмигрировавших из пород баженовской свиты, изменяются от 100 тыс. до 2,1 млн. т/км<sup>2</sup>. Всего из НМ свит эмигрировало 795 млн. т жидких УВ (см. табл. 3).

В итоге были получены следующие результаты: количество аккумулированных УВ в НМ свитах составляет 28% от генерированных, аккумулированных в резервуарах – 2%, потерянных на путях эмиграции – 70%.

Таким образом, моделирование процессов нефтегазообразования Чкаловского месторождения показало, что на территории исследования время вхождения тогурской свиты в главную зону нефтеобразования – 140 млн. лет, баженовской свиты – 99 млн. лет. На момент вступления НМ толщ в «нефтяное окно» основные палеоподнятия – потенциальные ловушки нефти и газа – и основные региональные глинистые толщи, служащие покрышками, были уже сформированы, тем самым были созданы все условия для образования залежей УВ. Крупнейшие модельные скопления пространственно совпадают с реально существующими залежами УВ Чкаловского месторождения. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности соответствует реально существующим суммарным запасам УВ на месторождении, что подтверждает адекватность выполненных построений.

*Работа выполнена в рамках программы VIII.73.2 фундаментальных научных исследований СО РАН в программном комплексе PetroMod компании «Шлюмберже».*

### Литература

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

*Дучков А.Д., Соколова Л.С.* Атлас геотермических карт Сибири // Информационные технологии и обратные задачи рационального природопользования: материалы международной конференции (г. Ханты-Мансийск, 12-14 апреля 2005 г.). - [http://old.uriit.ru/conf\\_erohin\\_50/Part\\_03\\_07.pdf](http://old.uriit.ru/conf_erohin_50/Part_03_07.pdf)

*Керимов В.Ю., Ханшиел Томас, Соколов К., Сидорова М.С.* Применение технологии бассейнового моделирования – программного пакета PETROMOD в учебном процессе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина // Нефть, газ и бизнес. – 2011. - №4. - С. 38-47.

*Конторович А.Э.* Очерки теории нефтидогенеза. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2004. - 535 с.

*Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б.* Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. - 2013а. - Т. 54. - № 8. - С. 1179-1226.

*Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А.* Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. - 2013б. - Т. 54 (8). - С. 972-1012.

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

*Костырева Е.А.* Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. - 180 с.

Нефтегазоносность Томской области // Российский геологический портал <http://www.rosgeoportal.ru/subsoil/tomsk/sitepages/oilgas.aspx>, (дата доступа 01.03.2016).

*Стасова О.Ф., Ларичев А.И., Ларичкина Н.И.* Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 1998. - № 7. - С. 4-11.

PetroMod Petroleum Systems Modeling // Schlumberger Information Solutions. – 2011. - №10. - 256 p.

**Kosmacheva A.Y.**

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia, kosmacheva.elin@mail.ru

**Zakhryamina M.O.**

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

## PETROLEUM FORMATION PROCESSES SIMULATION OF CHKALOV FIELD, TOMSK AREA

*The computer simulation of oil and gas formation processes of Chkalov field - south-eastern West Siberian petroleum province during the Mesozoic and Cenozoic, is carried out. The main sources of hydrocarbons are Togur and Bazhenov Formations. The largest simulated areas spatially coincide with actual hydrocarbon deposits of Chkalov field. Quantitative estimation of petroleum potential prospects corresponds to the actual hydrocarbon total reserves of the deposits.*

**Keywords:** simulation of oil and gas generation, petroleum source Bazhenov and Togur Formations, Chkalov field, south-eastern West Siberian petroleum province.

### References

Duchkov A.D., Sokolova L.S. *Atlas geotermicheskikh kart Sibiri* [Atlas of geothermal maps of Siberia]. Informatsionnye tekhnologii i obratnye zadachi ratsional'nogo prirodopol'zovaniya: Proceedings of the International Conference (Khanty-Mansiysk, 12-14 April 2005). - [http://old.uriit.ru/conf\\_erohin\\_50/Part\\_03\\_07.pdf](http://old.uriit.ru/conf_erohin_50/Part_03_07.pdf)

Galushkin Yu.I. *Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Modeling of sedimentary basins and assessment of their petroleum potential]. Moscow: Nauchnyy mir, 2007, 456 p.

Kerimov V.Yu., Khantshel Tomas, Sokolov K., Sidorova M.S. *Primenenie tekhnologii basseynovogo modelirovaniya – programmogo paketa PETROMOD v uchebnom protsesse RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina* [Application of basin modeling technology - a PETROMOD software package in the studying process of Gubkin RSU of Oil and Gas]. *Neft', gaz i biznes*, 2011, no. 4, p. 38-47.

Kontorovich A.E. *Ocherki teorii naftidogeneza* [Essays on petroleum genesis theory]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, branch «GEO», 2004, 535 p.

Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. *Istoriko-geologicheskoe modelirovanie protsessov naftidogeneza v mezozoysko-kaynozoyiskom osadochnom basseyne Karskogo moray* [Historical and geological modeling of petroleum genesis processes in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary Kara Sea basin]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, p. 1179-1226.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaydeburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v yurskom periode* [Paleogeography of West Siberian sedimentary basin in the Jurassic]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54 (8), p. 972-1012.

Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' mezozoysko-kaynozoyiskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits, south-eastern regions of Western Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, branch «GEO», 2002, 253 p.

Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genesis paleozoyiskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of the Paleozoic oils, southeast of Western Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, branch «GEO», 2005, 180 p.

*Neftegazonosnost' Tomskoy oblasti* [Oil and gas Tomsk region]. Russian Geology portal. - <http://www.rosgeoportal.ru/subsoil/tomsk/sitepages/oilgas.aspx>, 01.03.2016.



PetroMod Petroleum Systems Modeling. Schlumberger Information Solutions, 2011, no. 10, 256 p.

Stasova O.F., Larichev A.I., Larichkina N.I. *Tipy neftey yurskikh rezervuarov yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy plity* [Types of oil Jurassic by reservoirs, south-eastern part of the West Siberian Plain]. *Geologiya nefi i gaza*, 1998, no. 7, p. 4-11.

© Космачева А.Ю., Захрямина М.О., 2017