

УДК 551.1:553.98

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

## ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В РАЙОНЕ ВУКТЫЛЬСКОГО НАДВИГА

Е.А. Кузнецова, Т.В. Карасева

Пермский государственный национальный исследовательский университет (614068, Россия, г. Пермь, ул. Букирева, 15)

## FEATURES OF GEOLOGICAL STRUCTURE AND FORMATION OF OIL & GAS DEPOSITS IN THE VUKTYL THRUST FAULT REGION

Elena A. Kuznetsova, Tatyana V. Karaseva

Perm State National Research University (15 Bukireva st., Perm, Russian Federation, 614068)

Получена / Received: 01.09.2017. Принята / Accepted: 06.10.2017. Опубликована / Published: 01.12.2017

### Ключевые слова:

месторождение, Вуктыльский надвиг, автохтон, залежь, скважина, бассейновое моделирование, программа, PetroMod, нефтегазоносность, органическое вещество, углеводороды, катагенез, генерация, глубокопогруженные отложения, разрез.

Статья посвящена моделированию процессов формирования нефтегазоносности района развития Вуктыльского надвига, к которому приурочено крупнейшее в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции одноименное нефтегазоконденсатное месторождение. Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений автохтона района надвига остается малоизученной, поэтому для ее оценки актуально использование современных методов бассейнового моделирования. Для моделирования разреза был использован программный комплекс PetroMod компании Schlumberger, который позволяет определить историю генерации углеводородов в масштабе геологического времени, пути миграции, число и тип накоплений нефти и газа как в поверхностных, так и в пластовых условиях. С помощью 1D- и 2D-моделирования разрезов параметрической скважины Вуктыльская-58 и района надвига были получены модели, отражающие современный геологический разрез, его эволюцию в течение геологического времени, а также изучены процессы формирования нефтегазоносности. В итоге показано, что материнские породы аллохтонной части разреза не могли участвовать в формировании основной газоконденсатной залежи Вуктыльского месторождения, так как вступали только в главную зону нефтеобразования. В глубокопогруженных отложениях автохтона начиная с пермско-триасового времени происходили процессы генерации газов и газоконденсатов, которые могли обеспечить формирование залежи Вуктыльского газоконденсатного месторождения, а также, вероятно, и залежей в малоизученных глубоких горизонтах, что подтверждается обнаружением большого числа газопроявлений ниже 4–5 км в разрезе единственной скважины, пробуренной ниже 6 км – Вуктыльской-58. Генерация и аккумуляция газообразных углеводородов происходили в основном после проявления надвиговых дислокаций, когда были сформированы основные ловушки как на обычных, так и на больших глубинах.

### Key words:

field, Vuktyl thrust, autochthon, reservoir, well, basin modeling, software, PetroMod, oil and gas deposits, organic matter, hydrocarbons, catagenesis, generation, deeply buried sediments, section.

The paper is devoted to modeling of the processes of oil and gas deposits formation of the Vuktyl thrust development area, to which the largest in the Timan-Pechora oil and gas province is associated with the same oil and gas condensate deposit. Oil and gas of deeply buried formations of the autochthon of the overthrust region remains poorly studied. Therefore, application of modern methods of basin modeling is relevant for oil and gas content estimation. In order to simulate the section, Schlumberger PetroMod software package was used. The package allows to determine the history of generation of hydrocarbons on the geological time scale, migration paths, amount and type of oil and gas accumulations in both surface and reservoir conditions. Using the 1D and 2D modeling of the Vuktylskaya-58 parametric well and the overthrust region models were obtained. The models reflect the modern geological section, its evolution during the geological time. The processes of formation of oil and gas were studied. As a result, it was shown that the parent rocks of the allochthonous section part could not participate in the formation of the main gas-condensate deposit of the Vuktyl deposit because they entered only the main oil formation zone. In deeply buried deposits of the autochthon starting from the Permian and Triassic formation of the Vuktylsky gas-condensate field and possibly the deposits in poorly studied deep formations could be caused by processes of generation of gases and gas condensates. That is proved by the discovery of a large number of gas emergences beyond the 4-5 km in a section of the only well drilled beyond the 6 km such as Vuktylskaya-58. Generation and accumulation of gas hydrocarbons occurred mainly after the appearance of thrust dislocations, when the main traps were formed both at ordinary and high depths.

**Кузнецова Елена Александровна** – старший преподаватель кафедры региональной и нефтегазовой геологии (моб. тел.: +007 912 48 79 384, e-mail: e.lena.kuznetsova@yandex.ru). Контактное лицо для переписки.

**Карасева Татьяна Владимировна** – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный геолог России, заведующая кафедрой региональной и нефтегазовой геологии (моб. тел.: +007 912 48 79 384, e-mail: regional.PSU@yandex.ru).

**Elena A. Kuznetsova** (Author ID in Scopus: 56711646200) – Senior Lecturer at the Department of Regional and Oil&Gas Geology (mob. tel.: +007 912 48 79 384, e-mail: e.lena.kuznetsova@yandex.ru). The contact person for correspondence.

**Tatyana V. Karaseva** (Author ID in Scopus: 37111172100) – Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Honored Geologist of Russia, Head of the Department of Regional and Oil&Gas Geology (mob. tel.: +007 912 48 79 384, e-mail: regional.PSU@yandex.ru).

## Введение

Крупнейшее в Тимано-Печорской провинции Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1964 г. С этого момента ведется изучение и уточнение его геологического строения. Месторождение расположено в северной части Верхнепечорской впадины Предуралья краевого прогиба и приурочено к одноименной сложнопостроенной валлообразной асимметричной складке субмеридионального простирания длиной более 80 км, шириной не менее 4 км, с вертикальной амплитудой 1500–1800 м. Структура имеет более пологое восточное крыло и крутое западное, нарушенное взбросом с вертикальной амплитудой 1 км, горизонтальной – 2,8 км (рис. 1). С разной степенью достоверности выделяются параавтохтонные блоки разреза. Промышленная нефтегазоносность выявлена в аллохтонной части разреза, в преимущественно карбонатных каменноугольно-нижнепермских отложениях установлена уникальная по своим запасам газоконденсатная залежь. Основная залежь считается массивной, тектонически экранированной, с единым газоводяным контактом [1].

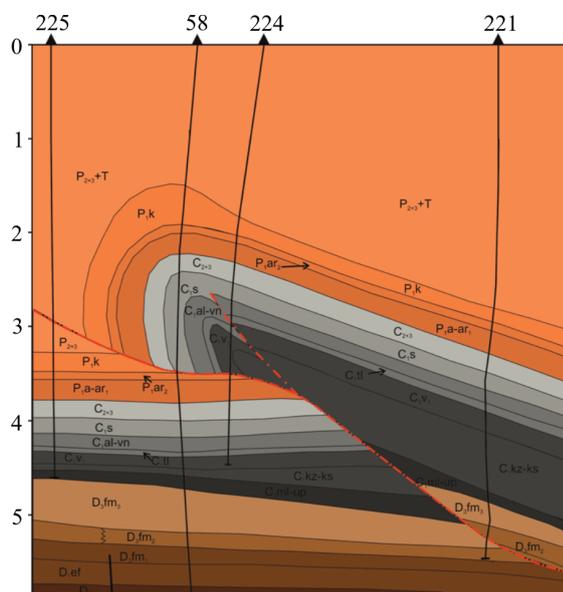


Рис. 1. Схематичный геологический разрез Вуктыльского надвига по линии скв. 225–58–224–221 [3]

В связи с тем что залежи аллохтона Вуктыльского надвига находятся на заключительной стадии разработки [2],

а нефтегазоносность глубокопогруженных отложений автохтона остается малоизученной, актуальным является использование новейших методов бассейнового моделирования для оценки нефтегазоносности ниже освоенных глубин.

## Методика исследования

Современные программы бассейнового моделирования позволяют одновременно исследовать целый ряд процессов – от осадконакопления и погружения до созревания керогена и многофазного течения флюидов [4–16]. В настоящее время существует достаточно большое количество программ бассейнового моделирования, наиболее эффективной для решения вопросов прогноза нефтегазоносности является программа PetroMod, разработанная компанией Schlumberger. В 2016 г. геологический факультет Пермского государственного национального исследовательского университета получил академическую лицензию системы бассейнового моделирования PetroMod. Программный комплекс PetroMod включает передовые 1,2- и 3D-технологии с техническими характеристиками, которые являются в настоящее время уникальными в нефтегазовой геологии и позволяют определить историю генерации углеводородов в масштабе геологического времени, пути миграции, число и тип накоплений нефти и газа как в поверхностных, так и в пластовых условиях [17, 18].

Модуль PetroMod 1D служит инструментом для анализа результатов бурения и исследования скважин, а также калибровки 2D- и 3D-моделей. Он может использоваться как независимая программа или в комплексе с модулями 2D и 3D программного комплекса. Результаты расчетов представлены в виде многочисленных графиков изменения свойств в зависимости от глубины, геологического времени и истории погружения. Программа позволяет отображать одновременно исходные и рассчитанные данные.

Известно, что большая часть программ бассейнового моделирования применима для работы лишь с объектами относительно простой геометрии и не предназначена для регионов сложного тектонического строения. PetroMod 1D позволяет оценить температуру и зрелость даже в сложных надвиговых структурах с объединением нескольких

разрезов, восстановить историю формирования каждого геологического разреза и объединить их в соответствующую геохронологическую последовательность, а также визуализировать сложную историю формирования системы в соответствии с глубиной, временем и погружением блоков [4–6, 17, 18].

Модуль PetroMod 2D применяется в основном в районах с ограниченным количеством данных, которых достаточно только для построения геологического разреза, на практике этот модуль может быть использован в структурно-сложных областях для быстрого расчета результатов и лучшего понимания геологического строения региона. Модуль 2D также применяется в зонах с большим количеством данных для быстрого анализа, прогноза давлений, полного расчета температур и давлений или же первичного анализа скоплений углеводородов. Результаты расчетов представлены в виде ряда 2D-моделей изменения свойств по разрезу в различные интервалы геологического времени [17, 18].

С помощью программного комплекса PetroMod были рассчитаны 1D-модели ряда скважин, вскрывших автохтон, а также построены 2D-модели Вуктыльского надвига. Моделирование проводилось на основании обширной базы данных результатов геологических, геофизических и геохимических исследований [19–26]. Калибровка результатов моделирования проводилась по данным фактических определений современных температур и отражательной способности витринита (ОСВ).

### Обсуждение результатов

Разрез Вуктыльского надвига представлен отложениями палеозоя от ордовикской до пермской системы, а также триасом. Считается, что коллекторами являются преимущественно карбонатные каменноугольно-нижнепермские отложения, а также толщи фаменского яруса

девонской системы. Основными флюидоупорами служат глинистый и глинисто-ангидритовый верхнеартинский подъярус и кунгурский ярусы пермской системы, соответственно, в меньшей степени – глины тульского горизонта. Также экраном могут служить поверхности разломов, но, по некоторым данным, тектонические нарушения, ограничивающие разлом, могут быть частично проницаемыми [27]. Модели составлены с учетом выявления здесь как минимум двух тел покровов.

С помощью модуля PetroMod 1D были получены модели формирования разреза, а также развития процессов генерации углеводородов в районе самой глубокой в регионе параметрической скв. Вуктыльская-58 (7026 м) [28, 29]. Так как академическая лицензия PetroMod в модуле 1D не поддерживает моделирование надвигов, для повышения объективности моделирования поднадвиговой части разреза, вскрытого параметрической скв. Вуктыльская-58, тела покровов в основном рассматривались как мощная нерасчлененная верхнепермско-триасовая толща, а характеристика разреза и моделирование изменения степени катагенеза в аллохтоне проводились отдельно.

Калибровка рассчитанных моделей, выполненная по современным замеренным значениям температуры и ОСВ, показала расхождение с фактическими данными, не превышающее 3–5 %.

Комплексная модель погружения, прогрева и нефтегазогенерации разреза Вуктыльской скважины 58 (рис. 2) отражает два основных этапа погружения: ордовикско-раннепермский и среднепозднепермский, последний связан с развитием Уральского складчатого пояса и формированием надвига. Принятая при построении и интерпретации модели нефтегазогенерации размерность катагенетической шкалы приведена в табл. 1.

Таблица 1

Принятая размерность катагенетической шкалы [30] и сопоставление ее с оптическими показателями витринита

Подстадия катагенеза	Градация катагенеза	ОСВ, %	Степень зрелости органического вещества пород	
Протокатагенез	ПК <sub>1</sub> –ПК <sub>3</sub>	0,00–0,55	Стадия незрелого органического вещества пород	
Мезокатагенез	МК <sub>1</sub>	0,55–0,70	Главная зона нефтеобразования	Начальная стадия «нефтяного окна»
	МК <sub>2</sub>	0,70–1,00		Пик генерации нефти
	МК <sub>3</sub>	1,00–1,30		Заключительная стадия «нефтяного окна»
	МК <sub>4</sub> –МК <sub>5</sub>	1,30–2,00	Главная зона газообразования	Зона жирного газа
Апокатагенез	АК <sub>1</sub> –АК <sub>3</sub>	2,00–4,00	Зона сухого газа	

Модель нефтегазогенерации характеризуется достижением экстремальных значений катагенеза (стадия апокатагенеза) и показывает, что в главную зону газообразования (ГЗГ) вступали материнские толщи автохтона. Отложения ордовика и силура достигли ГЗГ в приуральскую эпоху, основание нижнего девона – в биармийское время. Данные толщи вышли из ГЗГ на рубеже пермского и триасового периодов. Начиная с верхней части нижнего отдела девонской системы и до поверхности сместителя надвига в интервале 3400–5965 м выделяется реликтовая ГЗГ.

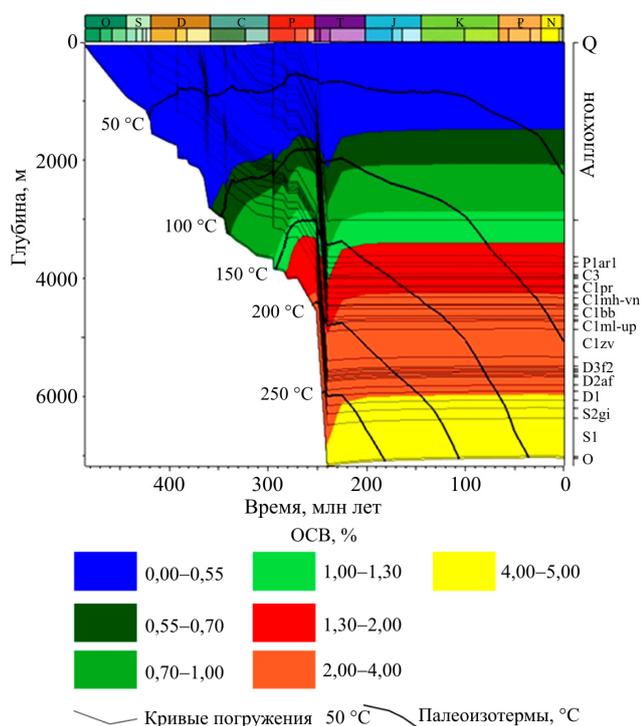


Рис. 2. Комплексная модель погружения, прогрева и нефтегазогенерации по данным параметрической скв. Вуктыльская-58

В автохтонной части разреза нами выделены две нефтегазоматеринские свиты (НГМС): нижнедевонско-эйфельская в интервале 5651–6046 м и фаменско-турнейская – 4624–5510 м [29], которые характеризуются относительно невысоким генерационным потенциалом и содержат рассеянное органическое вещество, представленное в основном керогеном смешанного (II и III) типа. Обе НГМС вступили в ГЗН уже в каменноугольном периоде. При этом материнские породы турнейского яруса вступили в ГЗН в пермское время в период проявления надвиговых дислокаций

и пребывали в ней довольно короткий период, вряд ли реализовав весь свой нефтяной потенциал. В это же время нижний и средний отделы девонской системы вступали в ГЗГ. Позднее, в начале триасового периода, в ГЗГ вошли фаменские отложения, а затем в среднюю эпоху – турнейские, когда уже были сформированы ловушки в изучаемом разрезе.

На комплексной модели погружения, прогрева и нефтегазогенерации аллохтона (рис. 3) видно, что «нефтяного окна» достигают толщи от нижнекаменноугольного отдела до кунгурского яруса пермской системы. Верхняя граница ГЗН находится на глубине 1700 м. Пик генерации нефти отвечают отложения каменноугольной системы в интервале 2403–3220 м. В ГЗГ отложения аллохтонной части разреза не вступали.

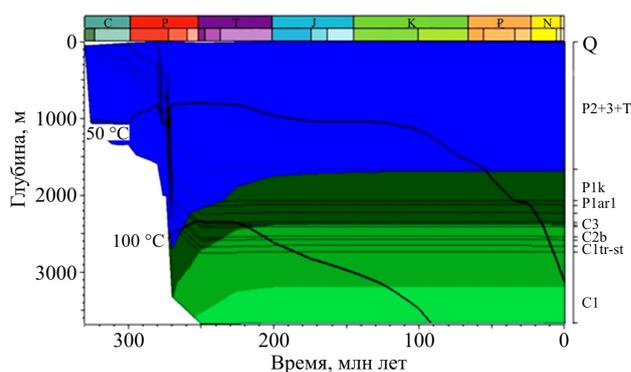


Рис. 3. Комплексная модель погружения, прогрева и нефтегенерации аллохтона Вуктыльского надвига по данным параметрической скв. Вуктыльская-58. Условные обозначения см. на рис. 2

Основой 2D-моделей послужил схематичный геологический разрез Вуктыльского надвига по линии скв. 225–58–224–221 (см. рис. 1) [3]. В результате 2D-моделирования наибольший интерес представляет модель зональности катагенеза органического вещества (изменения современных значений ОСВ) по разрезу Вуктыльского надвига (рис. 4), на которой четко прослеживается зона незрелого органического вещества до глубины 1450 м в сводовой части антиклинали аллохтона и до 1900 м на востоке. Подошва ГЗН выделяется на глубине 3250 м в своде надвига и погружается до 3600 м в восточных районах. Глубина залегания подошвы ГЗГ в своде – 5300 м, на востоке надвига – 5850 м,

а на западе – около 6100 м, ниже распространена зона жесткого апокатагенеза. Повышение палеотемператур в сводовой части надвига оправдано термальным воздействием дислокаций.

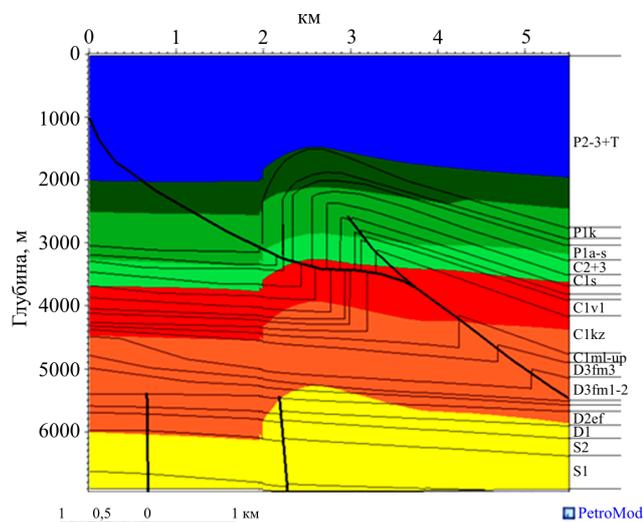


Рис. 4. Модель зональности катагенеза по разрезу Вуктыльского надвига. Условные обозначения см. на рис. 2

Краткая характеристика положения зон катагенеза по разрезу Вуктыльского надвига приведена в табл. 2.

Таблица 2

Глубина залегания зон катагенеза в районе Вуктыльского надвига

Градации катагенеза	Глубина залегания зоны, м		Геологический возраст, аллохтон/автохтон
	min	max	
ПК <sub>1</sub> –ПК <sub>3</sub>	1450	1950	P <sub>2-3</sub> + T/P <sub>2-3</sub> + T
МК <sub>1</sub>	2100	2450	P/P <sub>2-3</sub> + T
МК <sub>2</sub>	2850	3150	C <sub>1tl</sub> – P <sub>1k</sub> /P <sub>1ar</sub> + P <sub>2-3</sub>
МК <sub>3</sub>	3250	3600	C <sub>1kz</sub> – P <sub>1k</sub> /C <sub>2-3</sub> – P <sub>1k</sub>
МК <sub>4</sub> –МК <sub>5</sub>	3900	4400	C <sub>1kz</sub> – C <sub>2-3</sub> /C
АК <sub>1</sub> –АК <sub>3</sub>	5300	6100	D <sub>2ef</sub> – C <sub>1kz</sub> /S <sub>2</sub> – C <sub>1s</sub>

Проявление ГЗГ в глубокопогруженных отложениях автохтона Вуктыльского надвига подтверждается результатами испытаний скважины Вуктыльская-58, в результате которых газопродуктивность выявлена в отложениях ордовика, среднего отдела девона, а также в турнейском и визейском ярусах каменноугольной системы (табл. 3).

Таблица 3

Результаты испытаний глубокопогруженных отложений, вскрытых скв. Вуктыльская-58 (по материалам АО «КамНИИКИГС»)

Интервал испытаний, м	Способ испытания	Геологический возраст	Литология	Нефтегазоводопродуктивность
6858–7026	Испытания в колонне	O	Доломиты	Приток фильтрата бурового раствора 0,85 м <sup>3</sup> /сут, дебит газа (визуально) 0,5 тыс. м <sup>3</sup> /сут
6345–6410	В процессе бурения	S <sub>1v</sub>	Доломиты	Притока не получено
6165–6254	В процессе бурения	S <sub>2</sub>	Переслаивание известняков с доломитами и аргиллитами	Притока не получено
5620–5652 5604–5611	Испытания в колонне	D <sub>2g</sub>	Песчаники	Приток газа дебитом 11 тыс. м <sup>3</sup> /сут
5604–5652	Испытания в колонне	D <sub>2ef</sub>	Песчаники	Конденсат (газ?) с признаками пластовой воды расчетным дебитом 11 тыс. м <sup>3</sup> /сут
4775–4810 4780–4788	Испытания в колонне	C <sub>1t</sub>	Известняки с прослоями доломитов	Приток газоконденсата с дебитом по газу 12 тыс. м <sup>3</sup> /сут., с 5%-ной примесью пластовой воды
4775–4810	Испытания в колонне	C <sub>1t</sub>	Известняки с прослоями доломитов	Приток нефти дебитом 8 м <sup>3</sup> /сут
4784,5–4819	В процессе бурения	C <sub>1t</sub>	Известняки с прослоями доломитов	Приток газоконденсата пересчетным дебитом по газу 12 тыс. м <sup>3</sup> /сут
4573–4584 4519–4548	В процессе бурения	C <sub>1v</sub>	Переслаивание алевролитов, песчаников и аргиллитов	Приток газоконденсатной смеси дебитом 0,5 тыс. м <sup>3</sup> /сут

На модели трансформации органического вещества НГМС (рис. 5) видно, что в отложениях девонской и большей части каменноугольной системы коэффициент трансформации достигает 80–100 %, и лишь

верхняя часть кизеловского, алексинско-веневского горизонтов в сводовой части антиклинали характеризуется меньшей степенью трансформации, изменяющейся в интервале 40–80 %.

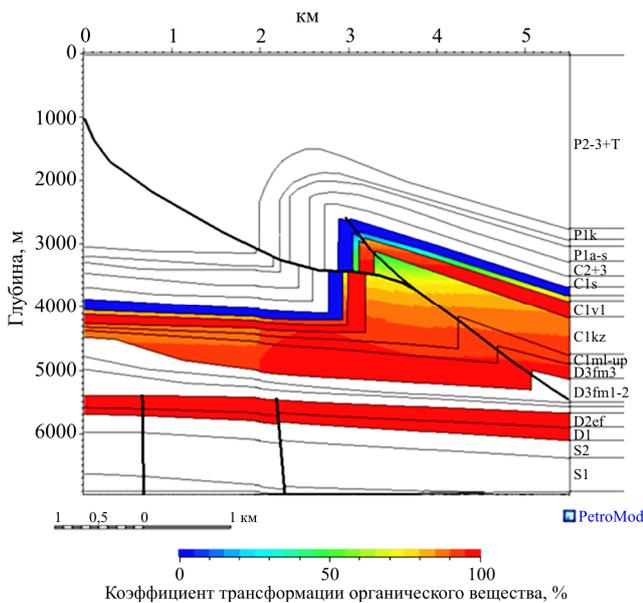


Рис. 5. Модель изменения коэффициента трансформации органического вещества НГМС по разрезу Вуктыльского надвига

### Заключение

По результатам 1 и 2D бассейнового моделирования программным комплексом PetroMod

### Библиографический список

1. Панкратова Е.И., Юнусова Л.В., Богданов Б.П. Комплексный анализ геолого-геофизических данных и параметров разработки для обоснования системы пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 2. – С. 87–93. DOI:10.18599/grs/18.2.2
2. Данилов В.Н. Перспективы восполнения сырьевой базы Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. – 2016. – № 1 (25). – С. 75–82.
3. Кузнецова Е.А., Оборин А.А. Перспективы нефтегазоносности автохтона Вуктыльского надвига // Геология в развивающемся мире. – Пермь, 2011. – С. 187–189.
4. Кузнецова Е.А. Перспективы нефтегазоносности южной части Верхнепечорской депрессии по данным 1D бассейнового моделирования // Вестник Пермского университета. Геология. – 2017. – Т. 16, № 2 – С. 179–184. DOI: 10.17072/psu.geol.16.2.179.
5. Кузнецова Е.А. Результаты 1D бассейнового моделирования Тимано-Печорской глубокой опорной скважины программным комплексом PetroMod // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. – Пермь, 2017. – С. 96–100.
6. Применение технологии бассейнового моделирования – программного пакета PetroMod в учебном процессе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина / В.Ю. Керимов, Т. Хантшел, К. Соколов, М.С. Сидорова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 4. – С. 38–47.
7. Allen A.Ph., Allen J.R. Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment. – 3 ed. – Wiley-Blackwell, 2013. – 619 p.
8. Basin and petroleum system modeling / M.M. Al-Hajeri, M. Al Saeed, J. Derks [et al.] // Oilfield Review. – 2009. – Vol. 21, iss. 2. – P. 14–29.
9. Fold-thrust belts at peak oil / D. Roeder, G.P. Goffey, J. Craig [et al.] // Hydrocarbons in contact belts. – London: Geological Society, 2010. – Vol. 348. – P. 7–31. DOI: 10.1144/SP348.2 0305-8719/10/\$15.00
10. Hantschel T., Kauerauf A. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. – Berlin: Springer-Verlag, 2009. – 476 p. DOI: 10.1007/978-3-540-72318-9
11. Incidence and importance of tectonics and natural fluid migration on reservoir evolution in foreland fold-and-thrust belts / F. Roure, R. Swennen, F. Schneider [et al.] // Oil and Gas Science and Technology Revue de l'IFP. – 2005. – Vol. 60, №. 1. – P. 67–106. DOI: 10.2516/ogst.2005006.
12. Integrated charge and seal assessment in the Monagas fold and thrust belt of Venezuela / M. Neumaier, R. Littke, T. Hantschel [et al.] // AAPG Bulletin. – 2014. – Vol. 98, №. 7. – P. 1325–1350. DOI: 10.1306/01131412157
13. Maerten L., Maerten F. Chronologic modeling of faulted and fractured reservoirs using geomechanically based restoration // Technique and industry applications: AAPG Bulletin. – 2006. – Vol. 90, № 8. – P. 1201–1226. DOI: 10.1306/02240605116.
14. Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum system: from source to trap. – Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1994. – 655 p. DOI: 10.1306/M60585
15. Nemcok M., Schamel S., Gayer R. Thrustbelts. Structural architecture // Thermal Regimes and Petroleum Systems. – 2009. – 527 p. DOI: 10.2113/gscanmin.44.6.1563
16. Schneider F. Basin modeling in complex area: examples from Eastern Venezuelan and Canadian Foothills // Oil and Gas Science and Technology. – 2003. – Vol. 58, № 2. – P. 313–324. DOI: 10.2516/ogst.2003019
17. PetroMod petroleum system modeling // Schlumberger Information Solutions. – 2011. – № 10. – 256 p.

18. PetroMod [Электронный ресурс]. – URL: <http://sis.slb.ru/upload/iblock/355/petromod1d2d.pdf> (дата обращения: 13.02.2017).

19. Белоконь А.В. Моделирование тектонической и температурной истории района бурения Тимано-Печорской глубокой опорной скважины // Вестник Пермского государственного технического университета. – 2000. – № 3. – С. 71–76.

20. Галкин В.И., Козлова И.А. Влияние историко-генетических факторов на нефтегазоносность // Вестник Пермского университета. Геология. – 2000. – Вып. 4. – С. 8–18.

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

22. Кривошеков С.Н. Оценка перспективности Русиновской подготовленной структуры (юго-восток Верхнепечорской депрессии) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2007. – № 2. – С. 22–25.

23. Кривошеков С.Н., Козлова И.А. Верхнепечорская депрессия – новый объект поисково-разведочных работ на нефть и газ в Пермском крае // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 51–58.

24. Пестерева С.А. Методические основы и проблемы бассейнового моделирования 1D // Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья: сб. науч. тр. к 100-летию со дня рождения проф. П.А. Софроницкого. – Пермь: Изд-во Перм. гос. ун-та, 2010. – С. 231–232.

25. Пестерева С.А., Попов С.Г., Белоконь А.В. Историко-генетическое моделирование эволюции осадочного чехла в районах развития глубокопогруженных отложений Тимано-Печорского нефтегазосного бассейна // Вестник Пермского университета. Геология. – 2011. – Вып. 2. – С. 8–19.

26. Шилов Г.Я., Василенко Е.И. Опыт применения термобарических параметров разреза для оценки перспектив нефтегазоносности для оценки нефтеносности площадей Предуральского прогиба // Каротажник. – 2013. – № 233. – С. 37–46.

27. Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Геологические предпосылки выявления пластовых залежей в отложениях перми-карбона автохтона Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/30\\_2015.pdf/](http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf/), DOI: 10.17353/2070-5379/30\_2015 (дата обращения: 13.02.2017).

28. Беляева Г.Л., Карасева Т.В., Кузнецова Е.А. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокопогруженных отложений Тимано-Печорской НПП // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 7. – С. 33–40.

29. Кочнева О.Е., Карасева Т.В., Кузнецова Е.А. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины по данным бассейнового моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 14–16.

30. Главная фаза нефтеобразования / Н.Б. Вассович, Ю.И. Корчагина, Н.В. Лопатин [и др.] // Вестник Московского государственного университета. Сер. Геология. – 1969. – № 6. – С. 3–27.

## References

1. Pankratova E.I., Iunusova L.V., Bogdanov B.P. Kompleksnyi analiz geologo-geofizicheskikh dannykh i parametrov razrabotki dlia obosnovaniia sistemy plastovykh zalezhei v allokhthone i avtokhtone Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniia [Comprehensive analysis of geological-geophysical data and development parameters to justify system of bedded deposits in allochthon and autochthon of vuktyl oil and gas condensate field]. *Georesursy*, 2016, vol.18, no.2, pp.87-93. DOI:10.18599/grs/18.2.2

2. Danilov V.N. Perspektivy vospolneniia syr'evoi bazy Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniia [Outlooks for supplementation of raw materials reserves at the Vuktyl oil-gas- condensate field]. *Vesti gazovoi nauki*, 2016, no.1 (25), pp.75-82.

3. Kuznetsova E.A., Oborin A.A. Perspektivy neftegazonosnosti avtokhtona Vuktyl'skogo nadviga [Prospects of oil and gas content of the autochthon of the Vuktyl overthrust]. *Geologiya v razvivaiushchemsya mire*, Perm', 2011, pp.187-189.

4. Kuznetsova E.A. Perspektivy neftegazonosnosti iuzhnoi chasti Verkhnepechorskoi depressii po dannym 1D basseinovogo modelirovaniia [Prospects of oil and gas potential in the southern part of the Upper Pechora depression according to 1D basin modeling]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2017, vol.16, no.2, pp.179-184. DOI: 10.17072/psu.geol.16.2.179

5. Kuznetsova E.A. Rezul'taty 1D basseinovogo modelirovaniia Timano-Pechorskoi glubokoi opornoj skvazhiny programmym kompleksom PetroMod [Results of

1D basin modeling of the Timano-Pechora deep well with the PetroMod software package]. *Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala*, Perm', 2017, pp.96-100.

6. Kerimov V.Iu., Khantshel T., Sokolov K., Sidorova M.S. Primenenie tekhnologii basseinovogo modelirovaniia – programmno go paketa PetroMod v uchebnom protsesse RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina [Application of the technology of basin modeling – the software package PetroMod in the educational process of the RGU of oil and gas named after I.M. Gubkin]. *Neft', gaz i biznes*, 2011, no.4, pp.38-47.

7. Allen A.Ph., Allen J.R. Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment. 3 ed. Wiley-Blackwell, 2013, 619 p.

8. Al-Hajeri M.M., Al Saeed M., Derks J. et al. Basin and petroleum system modeling. *Oilfield Review*, 2009, vol.21, iss.2, pp.14-29.

9. Roeder D., Goffey G.P., Craig J. et al. Fold-thrust belts at peak oil. Hydrocarbons in contact belts. London, Geological Society, 2010, vol.348, pp.7-31. DOI: 10.1144/SP348.2 0305-8719/10/\$15.00

10. Hantschel T., Kauerauf A. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin, Springer-Verlag, 2009, 476 p. DOI: 10.1007/978-3-540-72318-9

11. Roure F., Swennen R., Schneider F. et al. Incidence and importance of tectonics and natural fluid migration on reservoir evolution in foreland fold-and-thrust belts. *Oil and Gas Science and Technology Revue de l'IFP*, 2005, vol.60, no.1, pp.67-106. DOI: 10.2516/ogst: 2005006.

12. Neumaier M., Littke R., Hantschel T. et al. Integrated charge and seal assessment in the Monagas fold

and thrust belt of Venezuela. *AAPG Bulletin*, 2014, vol.98, no.7, pp.1325-1350. DOI: 10.1306/01131412157

13. Maerten L., Maerten F. Chronologic modeling of faulted and fractured reservoirs using geomechanically based restoration. *Technique and industry applications: AAPG Bulletin*, vol.90, no.8, pp.1201-1226. DOI: 10.1306/02240605116.

14. Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum system: from source to trap. Tulsa, Oklahoma, AAPG, 1994, 655 p. DOI: 10.1306/M60585

15. Nemcok M., Schamel S., Gayer R. Thrustbelts. Structural architecture. *Thermal Regimes and Petroleum Systems*, 2009, 527 p. DOI: 10.2113/gscanmin.44.6.1563

16. Schneider F. Basin modeling in complex area: examples from Eastern Venezuelan and Canadian Foothills. *Oil and Gas Science and Technology*, 2003, vol.58, no.2, pp.313-324. DOI: 10.2516/ogst:2003019

17. PetroMod petroleum system modeling. *Schlumberger Information Solutions*, 2011, no.10, 256 p.

18. PetroMod, available at: <http://sis.slb.ru/upload/iblock/355/petromod1d2d.pdf> (accessed: 13 February 2017).

19. Belokon' A.V. Modelirovanie tektonicheskoi i temperaturnoi istorii raiona bureniia Timano-Pechorskoi glubokoi opornoj skvazhiny [Modeling of tectonic and temperature history of the Timan-Pechorskaya deep well drilling area]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2000, no.3, pp.71-76.

20. Galkin V.I., Kozlova I.A. Vliianie istoriko-geneticheskikh faktorov na neftegazonosnost' [Influence of historical genetic factors on oil and gas potential]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2000, iss.4, pp.8-18.

21. Galushkin Iu.I. Modelirovanie osadochnykh basseinov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modelling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential]. Moscow, Nauchnyi mir, 2007, 456 p.

22. Krivoshchekov S.N. Otsenka perspektivnosti Rusinovskoi podgotovlennoi struktury (iugo-vostok Verkhnepechorskoi depressii) [Estimation of the prospects of the Rusinovskaya prepared structure (southeast of the Upper Pechora depression)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2007, no.2, pp.22-25.

23. Krivoshchekov S.N., Kozlova I.A. Verkhnepechorskaia depressiia – novyi ob'ekt poiskovo-razvedochnykh rabot na nef' i gaz v Permskom krae [The Upper Pechora Depression is a new object of prospecting for oil and gas in the Perm region]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2006, no.1, pp.51-58.

24. Pestereva S.A. Metodicheskie osnovy i problemy basseinovogo modelirovaniia 1D [Methodical basics and

problems of basin modeling 1D]. *Geologiya i neftegazonosnost' severnykh raionov Uralo-Povolzh'ia: sbornik nauchnykh trudov k 100-letiiu so dnia rozhdeniia professora P.A. Sofronitskogo*. Perm', Izdatel'stvo Permskogo gosudarstvennogo universiteta, 2010, pp.231-232.

25. Pestereva S.A., Popov S.G., Belokon' A.V. Istoriko-geneticheskoe modelirovanie evoliutsii osadochnogo chekhla v raionakh razvitiia glubokopogruzhennykh otlozhenii Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseina [Historical and genetic modeling of the evolution of the sedimentary cover in the areas of development of deep-seated deposits of the Timan-Pechora oil and gas basin]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2011, iss.2, pp.8-19.

26. Shilov G.Ia., Vasilenko E.I. Opyt primeneniia termobaricheskikh parametrov razreza dlia otsenki perspektiv neftegazonosnosti dlia otsenki neftenosnosti ploshchadei Predural'skogo progiba [Experience in applying the thermobaric parameters of the section for assessing the prospects of oil and gas potential for estimating the oil content of the areas of the Predural trough]. *Karotazhnik*, 2013, no.233, pp.37-46.

27. Pankratova E.I., Bogdanov B.P. Geologicheskie predposylki vyavleniia plastovykh zalezhei v otlozheniakh permi-karbona avtokhtona Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniia [Geological prerequisites for identifying reservoir deposits in Permian-Carboniferous autochthon sediments of the Vuktyl oil and gas condensate field]. *Neftegazovaia geologiya. Teoriia i praktika*, 2015, vol.10, no.3, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/30\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf), DOI: 10.17353/2070-5379/30\_2015 (accessed: 13 February 2017).

28. Beliaeva G.L., Karaseva T.V., Kuznetsova E.A. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' glubokopogruzhennykh otlozhenii Timano-Pechorskoi NGP [Geological structure and oil and gas content of the deep buried sediments of the Timan-Pechora OGP]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2012, no.7, pp.33-40.

29. Kochneva O.E., Karaseva T.V., Kuznetsova E.A. Perspektivy neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh otlozhenii Verkhnepechorskoi vpadiny po dannym basseinovogo modelirovaniia [Prospects of oil and gas content of deep buried sediments of the Upper Pechora Basin according to basin modeling data]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no.3, pp.14-16.

30. Vassoevich N.B., Korchagina Iu.I., Lopatin N.V. et al. Glavnaia faza nefteobrazovaniia [The main phase of oil formation]. *Vestnik Moskovskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Geologiya*, 1969, no.6, pp.3-27.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Кузнецова Е.А., Карасева Т.В. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности в районе вуктыльского надвига // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №4. – С.313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2

Please cite this article in English as:

Kuznetsova E.A., Karaseva T.V. Features of geological structure and formation of oil & gas deposits in the Vuktyl thrust fault region. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.4, pp.313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2