

# ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.98.041(470.1)

## Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений востока Вуктыльского надвига по данным бассейнового моделирования

Е.А. Кузнецова

Пермский государственный национальный исследовательский университет, 614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: regional.PSU@yandex.ru

(Статья поступила в редакцию 11 ноября 2018г.)

Статья посвящена оценке перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных отложений востока Вуктыльского надвига по данным 1D бассейнового моделирования скважин Мишпарминская-1, 2 и Восточно-Вуктыльская-1. Эти толщи в связи с труднодоступностью остаются малоизученными, а перспективы их нефтегазоносности невыясненными. Было проведено 1D бассейновое моделирование по данным выбранных скважин, которое показало, что в глубоких горизонтах развивались процессы генерации газов и газоконденсатов, которые могли обеспечить формирование залежей; генерация и аккумуляция происходили, когда были сформированы основные ловушки.

Ключевые слова: *Вуктыльский налив, скважина, бассейновое моделирование, глубокопогруженные отложения, нефтегазоносность, катагенез.*

DOI: 10.17072/psu.geol.18.1.172

### Введение

В связи с освоением запасов углеводородов на обычных глубинах для многих регионов России все более актуальным становится исследование нефтегазоносности слабоизученных районов и больших глубин. Одним из перспективных объектов для поисков углеводородов являются юго-восточные районы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в частности Верхнепечорская впадина, в приосевой зоне которой мощность осадочного чехла достигает 9 км и сосредоточено большое число скважин, вскрывших отложения ниже 5 км. В её геологическом строении наблюдается четкая асимметрия с выделением двух зон – западной и восточной – с различной толщиной осадочного чехла. На западе выделяется Печоро-Ильчская моноклираль, на востоке – Вуктыльская тектоническая пластина, а также Сарьюдинская и Патраковская складчатые зоны. Толщина осадочного чехла увеличивается на востоке до 11 км и более, при этом наибольшая мощность наблюдается в зонах развития надвигов (Беляева и др., 2012; Дьяконов и др., 2008).

Газовые и газоконденсатные месторождения в пределах впадины были открыты еще в 60-х гг. прошлого века. К Вуктыльскому надвигу приурочено одноименное нефтегазоконденсатное месторождение. Промышленная нефтегазоносность выявлена в аллохтонной части разреза, в преимущественно карбонатных каменноугольно-нижне-пермских отложениях установлена уникальная по своим запасам газоконденсатная залежь (Кузнецова, Карасева, 2017). При этом нефтегазоносность глубокопогруженных отложений автохтона и востока Вуктыльского надвига слабо изучена. Оценка нефтегазоносности ниже освоенных глубин сдерживается недостаточным знанием глубинного геологического строения, истории эволюции осадочных отложений и условий нефтегазоносности недр в режиме высоких температур и давлений, а также большими технологическими трудностями и высокими финансовыми затратами. Для изучения этой части геологического разреза могут быть полезны программные комплексы бассейнового моделирования.

К востоку от Вуктыльского месторождения находятся Восточно-Вуктыльская струк-

тура и Мишпарминское газоконденсатное месторождение. Эти структуры покрыты редкой сетью профилей МОГТ-2D (1976–1989), что недостаточно для современных представлений как о геологии района (Панкратова, Богданов, 2015), так и о строении и перспективах нефтегазоносности глубокопогруженных отложений. Поэтому актуально использование бассейнового моделирования для оценки нефтегазоносности ниже освоенных глубин.

### Методика исследования

Нефтегазоносность территории определяется большим числом факторов, которые отражают условия образования и накопления углеводородов и формирования залежей. Программы бассейнового моделирования позволяют одновременно исследовать ряд процессов – от осадконакопления и погружения до созревания керогена и многофазного течения флюидов (Галушкин, 2007). В настоящее время существуют несколько программ, как зарубежных, так и отечественных, которые позволяют численно реконструировать историю погружения и эволюцию температурных условий пород осадочного чехла и фундамента и на основе этого восстанавливать историю реализации нефтегазогенерационного потенциала материнских толщ осадочного бассейна. Методика бассейнового моделирования рассматривается во многих работах (Галушкин, 2007; Пестерева, 2010; Allen, Allen, 2013; Al-Hajeri et al., 2009; Hantschel, Kauerauf, 2009), оно всегда проводится на основании обширной базы результатов геологических, геофизических и геохимических исследований.

Для определения особенностей формирования нефтегазоносности глубокопогруженных отложений востока Вуктыльского надвига рассмотрены результаты одномерного моделирования скважин Мишпарминская-1 (забой 5313 м), Мишпарминская-2 (5700 м) и Восточно-Вуктыльская-1 (5101 м), которые вскрыли отложения палеозойской эратемы вплоть до турнейского яруса.

Современная структура осадочного чехла сформировалась в результате стадийного тектонического развития на протяжении фанерозойского зона. Модель формирования территории и геотермический режим согла-

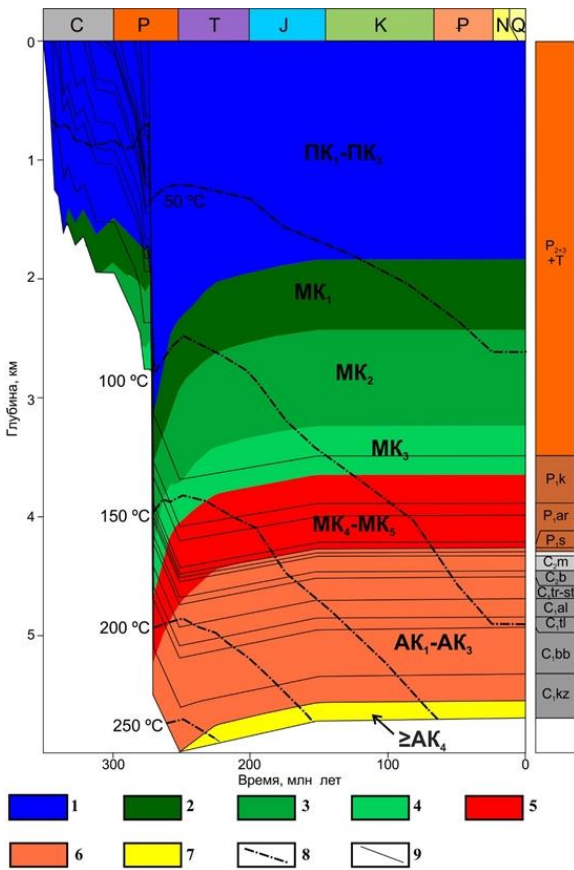
сованы с основными этапами развития Предуральского прогиба. Качество рассчитанных моделей оценивалось по независимым параметрам, таким как современные замеченные значения пластовой температуры, отражательная способность витринита (OCB), давления и результаты пиролиза по методу Rock-Eval, а также по значениям перечисленных параметров из атласа «Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции» (Данилевский и др., 2001). При калибровке были подобраны мощности размытых отложений и тепловые потоки.

В результате одномерного моделирования были получены модели, отображающие формирование современного геологического разреза, свойства горных пород, историю осадконакопления, прогрева и нефтегазогенерации в исследуемом районе с возможностью анализировать не только современный геологический разрез, но и его состояние на любой момент геологического времени в прошлом. Немногочисленные фактические данные, используемые для калибровки модели, хорошо согласуются с результатами расчетов.

### Обсуждение результатов

Разрез исследуемых скважин представлен преимущественно карбонатными породами от турнейского яруса и до четвертичной системы. Основные нефтегазоматеринские толщи выделены в нижнекаменноугольных отложениях. Коллекторы разной емкости распространены по всему разрезу, прежде всего это каменноугольные и нижнепермские толщи. В разрезе отмечены также флюидоупоры, наибольшее значение имеют отложения верхнеуртинского подъяруса и кунгурского яруса пермской системы, который является региональным флюидоупором.

Модели погружения по разрезам выбранных скважин отражают два основных этапа погружения: каменноугольно-раннепермский и среднепозднепермский, последний связан с развитием Уральского складчатого пояса и формированием надвигов. На рис. 1 приведена комплексная модель погружения, прогрева и зональности катагенеза самой глубокой из рассмотренных скважин – Мишпарминской-2.



**Рис. 1.** Комплексная модель погружения, прогрева и зональности катагенеза по разрезу скв. Мишпарминская-2. 1–7 ОСВ, %: 1 – <0,55, 2– 0,55–0,7, 3 – 0,7–1,0, 4 – 1,0–1,3, 5 – 1,3–2,0, 6 – 2,0–4,0, 7 – >4,0; 8 – палеоизотермы, °С; 9 – кривые погружения

С помощью программ бассейнового моделирования была восстановлена геологическая и палеотемпературная история, которая позволяет определить время и условия вступления в главную фазу нефте- и газообразования толщ разреза, проявление критического момента, а также эволюцию процессов генерации углеводородов по трем скважинам.

Уровень зрелости органического вещества (ОВ), т.е степени катагенеза, оценивался по рассчитанным значениям отражательной способности витринита (ОСВ).

По результатам одномерного моделирования (табл. 1) верхняя граница главной зоны нефтеобразования (ОСВ = 0,55 %) выделяется на глубине 1700–1990 м. Нефтяное окно (МК<sub>1</sub>–МК<sub>3</sub>) распространено до глубины 3600–3805 м. Ниже выделяется главная зона газообразования (МК<sub>4</sub>–АК<sub>3</sub>) до глубины 5530 м, при этом наблюдается увеличение глубины залегания зон катагенеза в северном направлении.

К глубокопогруженным отложениям можно отнести доманиково-турнейский и частично ниже-средневизейский нефтегазные комплексы (НГК), представленные кизеловским и бобриковским горизонтами.

**Таблица 1.** Глубинная зональность катагенеза по данным одномерного бассейнового моделирования

Градация катагенеза	ОСВ, %	Глубина подошвы, м			Зоны катагенеза	Мощность зон катагенеза, м
		Скв. Мишпар-минская-1	Скв. Мишпар-минская-2	Скв. В. Вук-тыльская-1		
ПК <sub>1</sub> –ПК <sub>3</sub>	<0,55	1700	1850	1990	Незрелое ОВ	1700–1990
МК <sub>1</sub>	0,55–0,70	2270	2400	2550	Главная зона нефтеобразования	550–570
МК <sub>2</sub>	0,70–1,00					800–840
МК <sub>3</sub>	1,00–1,30					400–530
МК <sub>4</sub> –МК <sub>5</sub>	1,30–2,00	3600	3640	3805	Главная зона газообразования	620–770
АК <sub>1</sub> –АК <sub>3</sub>	2,00–4,00	4240	4260	4575		1270
≥АК <sub>4</sub>	>4,00	–	5530	–		

Они сложены карбонатно-терригенными осадками, при этом отложения последнего отличаются повышенным содержанием глинистой составляющей и появлением терригенных пород вверх по разрезу.

По данным пиролиза параметр  $S_{орг}$  в глубокопогруженных отложениях, вскрытых в рассматриваемых скважинах, изменяется в интервале 0,05–5,2 %. Значения  $T_{max}$  достигают 510 °С в скв. В.- Вуктыльская-1, а в скв. Мишпарминская 1 и 2 – 541 и 528 °С соответственно, что говорит о зрелости ОВ и достижении экстремальных значений катагенеза. Рассеянное ОВ пород кизеловского горизонта представлено в основном керогеном сме-

шанного (II и III) типа. Бобриковский горизонт содержит гумусовое ОВ. Глубокопогруженные толщи характеризуются невысоким генерационным потенциалом.

В результате одномерного бассейнового моделирования были реконструированы история погружения и эволюция температурных условий и катагенеза глубокопогруженных отложений востока Вуктыльского надвига (рис. 2). Также была восстановлена история реализации нефтегазогенерационного потенциала кизеловского и бобриковского горизонтов, залегающих ниже 5 км (табл. 2).

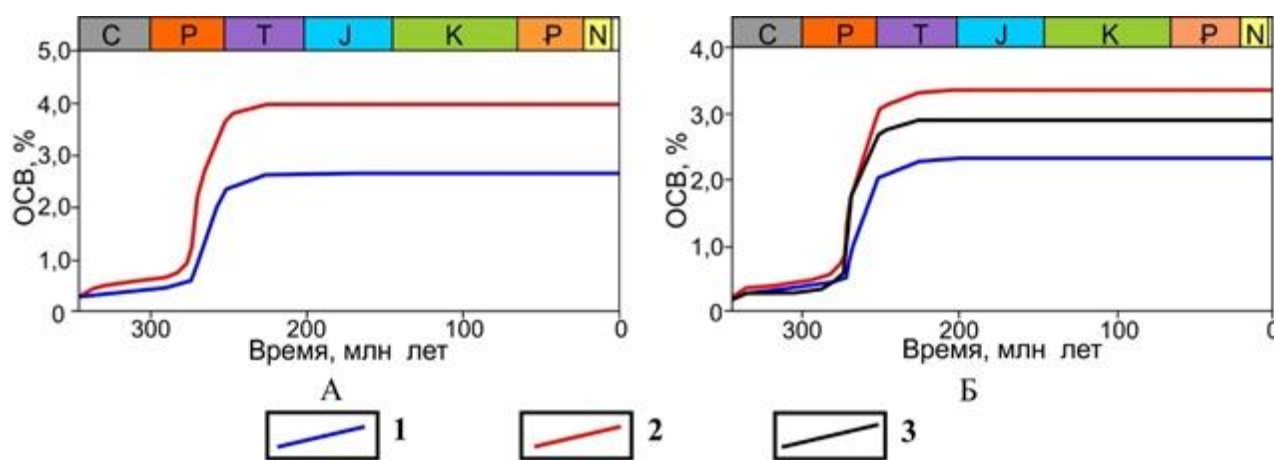


Рис. 2. Реконструкция эволюции катагенеза (изменения ОСВ) глубокопогруженных кизеловского (А) и бобриковского горизонтов (Б). Скважины: 1 – В.-Вуктыльская-1, 2 – Мишпарминская-1, 3 – Мишпарминская-2

Таблица 2. Эволюция катагенеза глубокопогруженных отложений

Скважина	ГЗН		ГЗГ			
	Начало		Начало		Конец	
	Глубина, км	Время	Глубина, км	Время	Глубина, км	Время
Температура, °С	Температура, °С		Температура, °С			
<i>C<sub>1kz</sub></i>						
В.-Вуктыльская-1	1,7–1,8 90–95	P <sub>1-2</sub>	4,5–5,5 170–180	P <sub>2</sub>	–	–
Мишпарминская-2	1,6–1,7 90–98	C	3,0–4,5 170–180	P <sub>1</sub>	6,1 265	P <sub>3</sub>
<i>C<sub>1bb</sub></i>						
В.-Вуктыльская-1	1,9–2,3 100	P <sub>1-2</sub>	4,7–4,9 170	P <sub>2</sub>	–	–
Мишпарминская-2	1,6–1,7 90–100	C <sub>3</sub> –P <sub>1</sub>	3,6–4,6 170–180	P <sub>2</sub>	–	–
Мишпарминская-1	2,0 90–95	P <sub>1</sub>	3,7–4,2 160–170	P <sub>1-2</sub>	–	–

Обе толщи вступили в главную фазу нефтеобразования уже в конце каменноугольного – начале пермского периода, а в главную фазу газообразования – в середине перми.

Известно, что тектонодинамическая эволюция впадин краевого прогиба и наиболее крупных погребенных поднятий происходила очень активно как в течение доорогенного предпермского этапа, так и особенно в орогенезе. Формирование структурных ловушек включает три крупных этапа: ордовикско-девонский, каменноугольно-раннепермский и позднепермско-триасовый (Дьяконов и др., 2008). Интервал геологического времени, когда нефтегазообразование достигло наибольшей интенсивности и из очага распространения нефтегазоматеринских отложений эмигрировало более 50 % теоретически возможного количества углеводородов (критический момент), выделяется между 270–290 млн лет. Это указывает на то, что генерация и аккумуляция газообразных углеводородов происходили не только после формирования локальных поднятий древнего заложения в глубокопогруженных толщах, но и в период проявления надвиговых дислокаций. При этом стоит отметить, что коэффициент трансформации ОВ для заданных толщ достигает 99–100 %.

### Заключение

По результатам одномерного бассейнового моделирования востока Вуктыльского надвига можно сделать вывод, что в глубокопогруженных отложениях в основном развивались процессы генерации газов и газоконденсатов, которые могли обеспечить формирование залежей на больших глубинах и, вероятно, Мишпарминского газоконденсатного месторождения. Проявление процессов газогенерации в глубокопогруженных отложениях значительно повышает перспективы их газоносности. Генерация и аккумуляция газообразных углеводородов в глубокопогруженных отложениях происходили в благоприятное для формирования залежей время, когда, по данным А.И. Дьяконова (2008), было сформировано порядка 70 % структурных ловушек. При этом стоит учесть, что масштабы генерации углеводородов в породах верхнефранско-турнейского комплекса не высоки. В наиболее глубоко погруженном доманиково-турнейском НГК,

вскрытом рассматриваемыми скважинами, нефтегазопроявления не обнаружены. Но в скв. Мишпарминская-1 на глубине 4030–4130 м выделена зона газовых показаний, а в интервале 4300–4380 м в отложениях верхнего отдела каменноугольной системы отмечена зона с притоком конденсатного газа, при этом в бобриковском горизонте признаков нефтегазосности не установлено. Также необходимо учесть нефтегазопроявления в глубоких поисковых скважинах, пробуренных в пределах Вуктыльского газоконденсатного месторождения.

Результаты моделирования в очередной раз показали, что изучение глубокопогруженных отложений востока Вуктыльского надвига – это одна из возможностей увеличения ресурсов углеводородов на больших глубинах.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00220.*

### Библиографический список

- Беляева Г.Л., Карасева Т.В., Кузнецова Е.А. Геологическое строение и нефтегазосность глубокопогруженных отложений Тимано-Печорской НПП // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 7. С. 33–40.
- Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазосности. М.: Научный мир, 2007. 456 с.
- Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции / С.А. Данилевский, З.П. Складорова, Ю.М. Трифачев: атлас карт. Ухта: Региональный дом печати, 2001.
- Дьяконов А.И., Овчарова Т.А., Шелемей С.В. Оценка газонефтяного потенциала автохтонов и аллохтонов Предуралья краевого прогиба на эволюционно-генетической основе / Урал. гос. техн. ун-т. Ухта, 2008. 76 с.
- Кочнева О.Е., Карасева Т.В., Кузнецова Е.А. Перспективы нефтегазосности глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины по данным бассейнового моделирования // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 14–16.
- Кузнецова Е.А. Нефтегазосность глубокопогруженных отложений района Вуктыльского надвига по данным бассейнового моделирования // Геология и полезные ископаемые Западного Урала / Перм. гос. ун-т. Пермь, 2018. С. 134–137.
- Кузнецова Е.А., Карасева Т.В. Особенности геологического строения и формирования нефте-

газоносности в районе Вуктыльского надвига // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т. 16, № 4. С. 313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2.

Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Геологические предпосылки выявления пластовых залежей в отложениях перми-карбона автохтона Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // 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/)

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 Перм. гос. ун-т. Пермь, 2010. С. 231–232.

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

Allen A.Ph., Allen J.R. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. 3 ed. Wiley-Blackwell, 2013. 619 p.

Basin and Petroleum System Modeling / Al-Hajeri M.M., Al Saeed M., Derks J. et al. // Oilfield Review. 2009. Vol. 21. Is. 2. P. 14–29.

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.

## Assessment of Petroleum Potential of Deep Deposits at the Eastern Part of the Vuktyl Overthrust Using the Basin Modeling

E.A. Kuznetsova

Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia. E-mail: regional.PSU@yandex.ru

The article is devoted to the assessment of oil and gas potential of deep horizons of the East part of the Vuktyl Overthrust using the 1D basin modeling of wells Mishparminskaya 1, 2 and Vostochno-Vuktylskaya 1. These strata are poorly studied because of remote location and not clarified prospects for oil and gas potential. Basin 1D modeling has shown that processes of gas and gas condensate generation existed in deep horizons providing the formation of deposits. Generation and accumulation occurred during the main traps formation.

Key words: *Vuktyl Overthrust; well; basin modeling; deep horizons; petroleum potential; catagenesis.*

### References

Belyaeva G.L., Karaseva T.V., Kuznetsova E.A. 2012. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost glubokopogruzhennykh otlozheniy Timano-Pechorskoy NGP [Geological structure and petroleum potential of deep deposits of the Timan-Pechora petroleum province]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. 7:33–40. (in Russian)

Galushkin Yu.I. 2007. Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modelling of sedimentary basins and their petroleum potential]. Moskva, Nauchnyy mir, p. 456. (in Russian)

Danilevskiy S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. 2001. Geoflyuidalnye sistemy Timano-Pechorskoy provintsii [Geofluid systems of the Timan-Pechora province]. Atlas kart. Ukhta, Regionalnyy dom pečhati, p. 58. (in Russian)

Dyakonov A.I., Ovcharova T.A., Shelemey S.V. 2008. Otsenka gazonefyanogo potentsiala avtokhtonov i allokhtonov Preduralskogo kraevogo progiba na evolyutsionno-geneticheskoy osnove

[Assessment of oil and gas potential of autochthons and allochthons of the Pre-Urals regional through on the evolutionary genetic basis]. Ukhta, UGTU, p. 76. (in Russian)

Kochneva O.E., Karaseva T.V., Kuznetsova E.A. 2015. Perspektivy neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh otlozheniy Verkhnepechorskoy vpadiny po dannym basseynovogo modelirovaniya [Prospects of Oil and Gas potential of the deep-buried deposits of the Verkhnepechorskaya Depression by basin modeling data]. Neftyanoe khozyaystvo. 3:14–16. (in Russian)

Kuznetsova E.A. 2018. Neftegazonosnost glubokopogruzhennykh otlozheniy rayona Vuktylskogo nadviga po dannym basseynovogo modelirovaniya [Petroleum potential of deep deposits of the Vuktylskiy Overthrust area on the results of basin modeling]. In: Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala. Perm, PGNIU, pp. 134–137. (in Russian)

Kuznetsova E.A., Karaseva T.V. 2017. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i formirovaniya neftegazonosnosti v rayone Vuktylskogo nadviga [Features of geological structure and formation of oil

and gas deposits in the Vuktylskiy Overthrust area]. Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. 16(4):313–320. (in Russian) doi: 10.15593/2224-9923/2017.4.2.

*Pankratova E.I., Bogdanov B.P.* 2015. Geologicheskie predposylki vyyavleniya plastovykh zalezhey v otlozheniyakh permi-karbona avtokhtona Vuktylskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Geological prospects of sheet deposits discovery in the Lower Permian-Carboniferous autochthon sediments of the Vuktylsloe Oil and Gas condensate field]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 10(3). Retrieved from [http://www.ngtp.ru/rub/4/30\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf) (in Russian)

*Pestereva S.A.* 2010. Metodicheskie osnovy i problemy basseynovogo modelirovaniya 1D [Methodological basics and problems of 1D basin modeling]. In: Geologiya i neftegazonosnost severnykh

rayonov Uralo-Povolzhya, Perm, PGU, pp. 231–232. (in Russian)

*Pestereva S.A., Popov S.G., Belokon A.V.* 2011. Istoriko-geneticheskoe modelirovanie evolyutsii osadochnogo chekhla v rayonakh razvitiya glubokopogruzhennykh otlozheniy Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna [Evolutionary sequence modeling of the deep buried rocks of the Timan-Pechora petroliferous basin]. Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya. 2:8–19. (in Russian)

*Allen A.Ph., Allen J.R.* 2013. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. Wiley-Blackwell, p. 619.

*Al-Hajeri M.M., Al Saeed M., Derks J. et al.* 2009. Basin and Petroleum System Modeling. Oilfield Review. 21(2):14–29.

*Hantschel T., Kauerauf A.* 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Berlin, Springer-Verlag, p. 476.