

**ПРИМЕНЕНИЕ МНГОВАРИАНТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ  
ПРИ РАСПРЕДЕЛЕНИИ  $K_n$  С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ ДОСТОВЕРНОСТИ  
ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ МОДЕЛЕЙ  
НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕТИМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КИРИЛЛОВСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**А.Б. Дерюшев, Д.В. Потехин**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«PermNIPIneftь» в г. Перми, Россия

Представлены четыре варианта распределения трехмерного параметра пористости путем задания определенных настроек стохастического алгоритма моделирования. При оценке достоверности построения геологических моделей методом стохастического моделирования по каждому из вариантов был выполнен процесс многократного (32 реализации) перестроения модели, каждая из которых соответствует исходным данным и полевой информации. Перестроение трехмерных моделей проводилось на основе пересчета параметра пористости, куба литологии и привлечения дополнительных исходных данных. Все типы исходных данных являются дополнительными и используются для ограничения стохастического алгоритма, т.е. для получения более реалистичного результата построения трехмерных литолого-фациальных моделей.

По каждому варианту моделирования с помощью математической статистики были рассчитаны значения  $t$ -критерия и уровня значимости  $p$ . Данные значения получены путем последовательного сравнения друг с другом вариантов моделирования. По результатам сравнения было установлено, что для фаций типа протока дельты и дельтовый залив при каждом последующем варианте наблюдается увеличение значения  $t$ -критерия и снижение уровня значимости  $p$ , т.е. происходит уменьшение дисперсии и значения  $K_n$  становятся ближе к среднему значению. Описанная тенденция связана с привлечением к каждому последующему варианту моделирования дополнительных исходных данных. Также было установлено, что трехмерные параметры пористости, полученные по четвертому варианту моделирования, с учетом непрерывной скважинной кривой  $K_n$ , данных литолого- и сейсмофациального анализа, результатов фациального моделирования песчаных объектов, трендовых гистограмм непрерывной скважинной кривой пористости, а также с учетом прогнозных схем  $K_n$ , подтверждают корректное разделение рассматриваемого в данной работе нижнетиманского циклита на основные фациальные комплексы и являются наиболее информативными и достоверными.

**Ключевые слова:** нижнетиманские отложения, месторождение, моделирование, стохастическое моделирование, многовариантное моделирование, петрофизическое моделирование, оценка неопределенности, фациальный анализ, сейсмический анализ, кригинг, циклит, фация, протока, залив, пористость.

**APPLICATION OF MULTIVARIANT SIMULATION IN DISTRIBUTION  $K_n$   
TO ASSESS THE ACCURACY OF CONSTRUCTION BETWEEN  
LITHOFACIES THREE MODELS BY EXAMPLE NIZHNETIMANSKIH  
DEPOSITS, KIRILLOVSKOE FIELD**

**A.B. Derjushev, D.V. Potehin**

Subsidiary of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneftь» in Perm,  
Russian Federation

four options for the three-dimensional distribution of porosity parameters by specifying certain settings stochastic simulation algorithm are presented. In assessing the reliability of geological models using stochastic simulation for each of the options has been made the process of multiple (32 sales) rebuilt models, each of which corresponds to the original data and field information. Rebuilding three-dimensional models was based on the conversion option of porosity, lithology cube and attract additional source data. All types of input data are optional and are used to constrain the stochastic algorithm, for a more realistic result of constructing three-dimensional lithofacies models.

For each alternative simulation using mathematical statistics were calculated  $t$ -test and the significance level ( $p$ ). These values were obtained by sequential comparison with each other model variants. By comparing the results showed that for the delta facies type and delta Bay each subsequent version, an increase the value  $t$ -test and reduce the level of significance  $p$ , decreases the variance and  $n$  values to focus more towards the mean. The above trend is associated with attraction to each successive version of modeling additional source data. It was also found that three-dimensional parameters of porosity obtained by the fourth variant modeling, taking into account the continuous downhole of  $K_n$ , lithologic data and seismic facies analysis, the results of the sand facies modeling objects, trend curve histograms continuous downhole porosity, as well as the forecast  $n$  scheme to confirm the correct division investigated in this work nizhnetimanskogocyclites for basic facial complex and is the most informative and accurate.

**Key-words:** nizhnetimanskie deposits, deposit, modelling, stochastic modeling, multivariate modeling, petrophysical modeling, uncertainty estimation, facies analysis, seismic analysis, kriging, cyclitis, facies, branch, bay, porosity.

## Введение

При оценке достоверности построения геологической модели на основе трехмерного геологического моделирования наиболее распространены две технологии: перекрестной оценки и стохастического моделирования с оценкой неопределенности.

Технология перекрестной оценки заключается в последовательном исключении скважин из набора, использовавшегося при построении модели, и измерении погрешности построения модели в точках скважин. Технология стохастического моделирования позволяет получить представительный ансамбль реализаций, который может учитывать неопределенность в структурных, литологических и петрофизических построениях. На основании этих данных определяются достоверность построения геологической модели, возможные диапазоны разброса параметров модели, гистограммы распределения запасов, зоны повышенного риска бурения и др. [1].

Остановимся на неопределенности геологических моделей, которая явилась причиной возникновения технологии стохастического моделирования с оценкой неопределенности. Высокая степень неопределенности существует в любой геологической модели месторождения. Пессимистические и оптимистические модели создаются для объективного понимания неопределенности и оценки возможных рисков. Имея множество возможных неопределенностей, зачастую невозможно узнать, как наилучшим образом создать эти модели и как сделать их наиболее информативными. С помощью стохастического моделирования петрофизических свойств появляется возможность создавать множество равновероятных реализаций, каждая из которых соответствует исходным данным и полевой информации [2]. Диапазон возможных результатов можно оценить в процессе моделирования. В итоге можно выбрать

для прогнозирования различных свойств наиболее приемлемые модели.

В данной работе представлено 4 различных варианта построения трехмерных геологических моделей. При оценке достоверности построения геологических моделей методом стохастического моделирования по каждому из вариантов был выполнен процесс многократного (32 реализации) перестроения модели на основе пересчета куба пористости, литологии и привлечения дополнительных исходных данных при задании настроек стохастического алгоритма моделирования. Все типы исходных данных являются дополнительными и используются для ограничения стохастического алгоритма, т.е. для получения более реалистичного результата построения трехмерных литолого-фациальных моделей. Рассмотрим наиболее подробно каждый из вариантов моделирования.

### Первый вариант моделирования

В первом варианте путем стохастического моделирования выполнялось распределение коэффициента пористости  $K_p$ . Преимущества данного инструмента в том, что можно получать распределение на основе исходных данных и знаний об их трендах, а также оценивать неопределенность построений и связанный с ней риск. В основе стохастического моделирования лежит геостатистический метод – кригинг, который основывается на двух принципах: использование пространственных соотношений между неизвестными и известными данными, чтобы рассчитать неизвестные; и учет близко расположенных данных для корректного взвешивания каждой точки [3, 4]. Исходными данными для петрофизического моделирования являются:

- трехмерная геологическая сетка;
- скважинные кривые, которые осреднены до разрешения ячеек трёхмерной сетки;
- результаты интерпретации ГИС (непрерывная кривая  $K_p$ ), а также данные

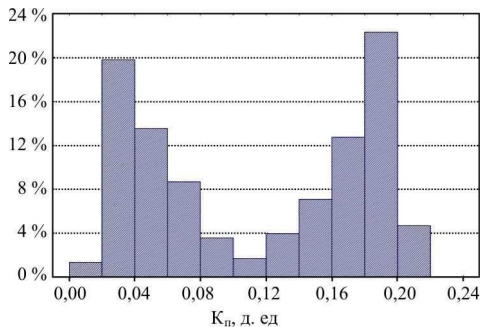


Рис. 1. Распределение  $K_p$  по 32 реализациям первого варианта моделирования

о предельных значениях параметров пород продуктивных пластов [5].

В итоге по 32 реализациям первого варианта моделирования было получено распределение коэффициента пористости (рис. 1).

В данном случае гистограмма коэффициента пористости, построенная по 32 реализациям первого варианта моделирования, имеет бимодальный вид распределения, причем выделенные моды по отношению друг к другу являются практически равнозначными. Следовательно, выдвигаем гипотезу, что данный вид распределения обусловлен присутствием в выборке двух типов фаций: протоки дельты и дельтового залива. Исходя из вышеизложенного необходимо отметить, что в пределах нижнетиманского циклита Кирилловского месторождения целесообразно выполнить работу по разделению рассматриваемого фациального комплекса на два типа фаций [6]. Таким образом, при расчете второго варианта моделирования для построения трехмерных кубов пористости в качестве дополнительных исходных данных были учтены результаты литолого-фациального анализа девонской терригенной толщи Кирилловского месторождения, где рассматриваемый в данной работе циклит представлен двумя основными фациальными комплексами типа протока дельты и дельтовый залив.

## Второй вариант моделирования

Во втором варианте моделирования, помимо непрерывной кривой пористости, были учтены результаты литолого-фациального анализа (по А.П. Вилесову) и данные сейсмофациального анализа (по И.С. Путилову) продуктивной живецко-нижнефранской терригенной толщи Кирилловского месторождения нефти.

По данным литолого-фациального анализа нижнетиманский циклит представлен двумя основными фациальными комплексами: дельтовые заливы и дельтовые протоки [7], которые были использованы при объектном моделировании песчаных тел. Из результатов сейсмофациального анализа были использованы границы зон распространения рассматриваемых фациальных комплексов.

При обобщении непрерывных данных геофизических исследований скважин, а также результатов литолого- и сейсмофациального анализа была получена и преобразована в дискретный вид фациальная кривая *Zones*, в которой каждому фациальному типу соответствует определенный индекс, например, для дельтовых заливов был задан индекс 0, а для дельтовых протоков – 1. Полученная кривая фаций необходима в качестве одного из исходных данных для выполнения фациального моделирования песчаных объектов, выделенных в пределах нижнетиманского циклита по результатам литолого-фациального анализа керна [5].

Моделирование песчаных тел отдельно для каждого типа фаций осуществлялось с помощью инструмента *SedSeis*. Этот метод наиболее подходит для моделирования рассматриваемых фациальных комплексов, когда форма объектов напоминает русло [8]. В качестве исходной информации, помимо полученной ранее дискретной фациальной кривой, были использованы границы зон распространения рассматриваемых типов фаций, которые были выделены по данным сейсморазведки методом 3D, а также осевые (цен-

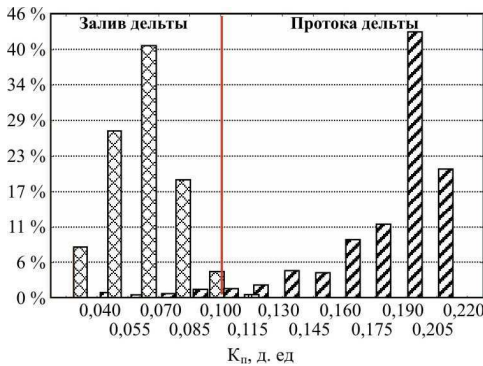


Рис. 2. Распределение  $K_p$  по 32 реализациям второго варианта моделирования отдельно для каждого типа фаций

тральные) линии песчаных объектов. Сопоставление получившихся распределений фаций велось визуально по горизонтальным и вертикальным срезам, по всему объему трехмерных геологических моделей.

Затем так же, как и в первом варианте, путем стохастического моделирования выполнялся расчет куба пористости с учетом непрерывной скважинной кривой  $K_p$ , данных литолого- и сейсмофациального анализа, а также результатов фациального моделирования песчаных объектов.

В итоге по 32 реализациям второго варианта моделирования было получено распределение коэффициента пористости (рис. 2).

Представленные на рис. 2 гистограммы коэффициента пористости имеют одномодальный вид распределения, который эмпирически установлен для большинства однородных типов пород, принадлежащих определенному типу фаций: дельтовая протока и залив дельты. Также на гистограммах представлено предельное значение коэффициента пористости ( $K_p^* = 10\%$ ). Анализируя представленные результаты, можно сделать вывод, что распределение частоты встречаемости коллекторов в песчаниках и алевролитах дельтовых проток имеет ярко выраженное смещение в сторону высокоемких пород, тогда как среди песчано-алевритовых пород дельтовых за-

ливов в основном преобладают неколлекторы (значение  $K_p < 0,1$  д. е.д.), которые составляют 95 % от всей выборки [9]. Также необходимо отметить, что полученные результаты по второму варианту моделирования указывают на корректное разделение рассматриваемого в данной работе нижнетиманского циклита на отдельные фациальные комплексы типа протока дельты и дельтовый залив.

### Третий вариант моделирования

В третьем варианте при построении трехмерных кубов пористости, помимо использованных в предыдущих вариантах дополнительных данных, были учтены отдельно для каждого типа фаций результаты статистической характеристики непрерывной скважинной кривой  $K_p$  по ряду месторождений нефти (Кирилловское, Кустовское, Мало-Усинское и Андреевское). Данные результаты представлены в виде комплексных гистограмм нормального распределения  $K_p$  и были использованы в качестве трендов при настройках стохастического алгоритма, необходимого для распределения коэффициента пористости, отдельно для каждого типа фаций.

По результатам анализа комплексных гистограмм нормального распределения  $K_p$  можно сделать следующий вывод: трендовые гистограммы имеют одномодальное, близкое к нормальному виду распределение параметра пористости; наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники и алевролиты, приуроченные к фациальному комплексу типа протока дельты; наблюдается практически полное отсутствие коллекторов в породах дельтовых заливов [5].

Затем, что так же, как и в предыдущих вариантах, путем задания определенных настроек стохастического алгоритма выполнялось распределение параметра пористости с учетом непрерывной скважинной кривой  $K_p$ , данных литолого- и сейсмофациального анализа, результатов фациального моделирования песчаных объ-

ектов, а также с учетом трендовых гистограмм непрерывной скважинной кривой  $K_p$  по ряду месторождений нефти (Кирилловское, Кустовское, Мало-Усинское и Андреевское) [10].

Анализ полученных результатов по третьему варианту моделирования показал, что значения коэффициента пористости так же, как и в предыдущем варианте, в фациальных комплексах типа протока дельты и залив имеют одноmodalный вид распределения и подтверждают корректное разделение рассматриваемого в данной работе нижнетиманского циклита на основные фациальные комплексы.

#### **Четвертый вариант моделирования**

В четвертом варианте при построении трехмерных параметров пористости, помимо использованных в предыдущих вариантах исходных данных, дополнительно были учтены в качестве трендов прогнозные схемы коэффициентов пористости, которые получены при детальном изучении геологического строения Кирилловского месторождения нефти с помощью пространственной сейсморазведки методом 3D. В ячейках стратиграфической сетки были рассчитаны значения прогнозного коэффициента пористости. По данной сетке была построена промежуточная карта  $K_p$  для интервала, соответствующего нижнетиманским отложениям. Учитывая слабые стороны статистической модели, полученные данные были обработаны геостатистическими методами для повышения их достоверности. С использованием геостатистического алгоритма кокрайгинга была получена окончательная схема прогнозных  $K_p$  в продуктивных интервалах терригенного девона [11, 12]. В итоге для нижнетиманских терригенных отложений были построены карты прогнозного коэффициента пористости исходя из анализа количественных связей между интервальными атрибутами волнового поля и геолого-гео-

физическими данными. Эти прогнозные карты пористости были использованы в качестве трендов при дальнейшем моделировании [13].

Полученные в результате прогнозные схемы пористости в интервале нижнетиманских отложений в пределах скважин соответствуют скважинным параметрам (по РИГИС), а в межскважинном пространстве отражают неоднородность свойств.

Результаты по четвертому варианту моделирования, как и в предыдущих вариантах, подтверждают корректное разделение рассматриваемого в данной работе нижнетиманского циклита на основные фациальные комплексы: протока дельты и дельтовый залив.

#### **Заключение**

В итоге по каждому из рассмотренных в данной работе вариантов моделирования было получено по 32 реализации распределения трехмерного параметра пористости по разрезу терригенных отложений нижнетиманского циклита (т.е.  $K_p$  распределен как в породах-коллекторах, так и в неколлекторах).

Анализируя полученные результаты трехмерных параметров пористости, представленные по каждому варианту моделирования, с помощью математической статистики отдельно по каждому фациальному комплексу, рассчитали  $t$ -критерий и уровень значимости  $p$ . Данные значения получены путем последовательного сравнения друг с другом вариантов моделирования. Результаты сравнения вариантов отражены в таблице.

По результатам, представленным в таблице, можно сделать вывод, что для фациальных комплексов типа протока дельты и дельтовый залив при каждом последующем варианте моделирования наблюдается увеличение значения  $t$ -критерия и снижение уровня значимости  $p$ , т.е. происходит уменьшение дисперсии и значения коэффициента пористости становятся ближе к среднему значению. Данная тенденция связана с привлечением к каждому после-

Результаты последовательного сравнения вариантов моделирования

Вариант	Протока + залив		Протока		Залив	
	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>
1 2	0,8697130	0,384457	–	–	–	–
2 3	1,2826250	0,199624	0,266172	0,790107	0,113961	0,909268
3 4	1,0217000	0,306923	0,881625	0,377980	2,482120	0,01306

дующему варианту моделирования дополнительных исходных данных.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что результаты, полученные по четвертому варианту моделирования, являются наиболее информативными и достоверными, а также подтверждают корректное разделение рассматриваемых в данной работе нижнетиманских терригенных отложений Кирилловского месторождения нефти на основные

типы фаций (протока дельты и дельтовый залив).

Затем по всем представленным в четвертом варианте моделирования реализациям проводился расчет трехмерного параметра литологии путем разделения полученного параметра пористости по его предельному значению ( $K_{п}^*$ ) [14, 15]. Данный трехмерный параметр наиболее точно характеризует пространственное положение коллекторов в пределах рассматриваемой площади.

#### Список литературы

1. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. – М.: Маска, 2008. – 272 с.
2. Закревский К.Е. Геологическое 3D-моделирование. – М.: Маска, 2009. – 376 с.
3. Капутин Ю.Е. Горные компьютерные технологии и геостатистика. – СПб.: Недра, 2002. – 424 с.
4. Dubrule O. Geostatistics for seismic data integration in earth model. – Tulsa, Oklahoma, 2003. – 273 p.
5. Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. Применение стохастического алгоритма при моделировании терригенных отложений девона // Вестник ПНИПУ Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – № 1. – С. 25–31.
6. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Ч. 1: Геологические модели / ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2008. – 36 с.
7. Литолого-фациальное строение продуктивной живецко-нижнефранской терригенной толщи Кустовского, Андреевского, Мало-Усинского и Кирилловского месторождений: отчет о НИР / ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2009. – 376 с.
8. Руководство пользователя программного продукта IRAP RMS. – М., 2010. – 2966 с.
9. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. – М., 1968. – 408 с.
10. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics / AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
11. Детальное изучение геологического строения Кирилловского месторождения нефти с помощью пространственной сейсморазведки 3D: отчет по НИР / ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2009. – 231 с.
12. Selley R.C. Ancient sedimentary environments. – London, 1978. – 287 p.
13. Гаврилов С.С., Славкин В.С., Френкель С.М. Использование данных сейсморазведки при трехмерном геологическом моделировании // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 44–51.
14. Зюзев Е.С., Глебов А.С. Методические особенности построения дискретной и непрерывной литологической модели // Материалы X науч.-практ. конф. «Геомодель-2008». – Геленджик, 2008. – 67 с.
15. Serra O. Advanced interpretation of wireline logs. – Houston: Schlumberger, 1986. – 295 p.

#### References

1. Zakrevskij K.E., Majsjuk D.M., Syrtlanov V.R. Ocenka kachestva 3D modelej [Quality evaluation of 3D models]. Moscow: Maska, 2008. 272 s.
2. Zakrevskij K.E. Geologicheskoe 3D-modelirovanie [Geological 3D-modeling]. Moscow: Maska, 2009. 376 s.

3. Kaputin Ju.E. Gornye komp'yuternye tehnologii i geostatistika [Mining computer technology and geostatistics]. Saint-Petersbourg: Nedra, 2002. 424 s.
4. Dubrule O. Geostatistics for seismic data integration in earth model. Tulsa, Oklahoma, 2003. 273 p.
5. Derjushev A.B., Potehin D.V. Primenenie stohasticheskogo algoritma pri modelirovanii terrigenykh otlozhenij devona [Application of stochastic simulation algorithm Devonian clastic]. *Vestnik PNIPIU. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2011, no. 1, pp. 25-31.
6. Metodicheskie ukazaniya po sozdaniyu postojanno dejstvujuwih geologo-tehnologicheskikh modelej neftjanyh i gazoneftjanyh mestorozhdenij [Guidance on the establishment of permanent geological and engineering models of oil and gas deposits]. Moscow: VNIIOENG, 2008. 36 s.
7. Litologo-facial'noe stroenie produktivnoj zhivetsko-nizhnefranskoj terrigennoj tolwi Kustovskogo, Andreevskogo, Malo-Usinskogo i Kirillovskogo mestorozhdenij [Lithofacies building productive Givetian-nizhnefranskoj terrigenous strata Kustovskiy, Andrew, Small Usinsk and Cyrillic fields]. Perm, 2009. 376 s.
8. User Manual software IRAP RMS. Moscow, 2010. 2966 s.
9. Matern Zh. Osnovy prikladnoj geostatistiki [Fundamentals of applied geostatistics]. Moscow, 1968. 408 s.
10. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. Tulsa, Oklahoma, 1994. 231 p.
11. Detal'noe izuchenie geologicheskogo stroenija Kirillovskogo mestorozhdenija nefti s pomow'ju prostranstvennoj sejsmorazvedki 3D [A detailed study of the geological structure of the Kirillov oil fields using seismic spatial 3D]. Perm, 2009. 231 s.
12. Selley R.C. Ancient sedimentary environments. London, 1978. 287 p.
13. Gavrilov S.S., Slavkin V.S., Frenkel' S.M. Ispol'zovanie dannyh sejsmorazvedki pri trehmernom geologicheskome modelirovanii [The use of seismic data in three-dimensional geological modeling]. *Geologija nefti i gaza*, 2006, no. 5, pp. 44-51.
14. Zjuzev E.S., Glebov A.S. Metodicheskie osobennosti postroenija diskretnoj i nepreryvnoj litologicheskoy modeli [Methodological design features discrete and continuous models of lithology]. *Materialy X nauch.-prakt. konf. «Geomodel' – 2008»*. Gelendzhik, 2008. 67 s.
15. Serra O. Advanced interpretation of wireline logs. Houston: Schlumberger, 1986. 295 p.

#### Об авторах

**Дерюшев Александр Борисович** (Пермь, Россия) – инженер 1-й категории отдела геологического моделирования, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, д. 29; e-mail: ABDeryushev@mail.ru).

**Потехин Денис Владимирович** (Пермь, Россия) – начальник отдела геологического моделирования, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, д. 29; e-mail: Potekhin@permnipineft.ru).

#### About the authors

**Derjushev Aleksandr Borisovich** (Perm, Russian Federation) – engineer of 1<sup>st</sup> category, Department for geological modeling, subsidiary of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm (614066, Perm, ul. Soviet Army, 29; e-mail: ABDeryushev@mail.ru).

**Potehin Denis Vladimirovich** (Perm, Russian Federation) – head of the Department for geological modeling, subsidiary of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm (614066, Perm, ul. Soviet Army, 29; e-mail: Potekhin@permnipineft.ru).

Получено 8.05.2012