

УДК 622:552.578.2.061.33

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020



Прогнозирование нефтегазоносности южной части Пермского края с использованием регионального трехмерного моделирования

А.Л. Южаков, И.С. Путилов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Forecasting the Oil and Gas Content of the Southern Part of the Perm Krai Using Regional Three-Dimensional Modeling

Aleksey L. Yuzhakov, Ivan S. Putilov

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 08.04.2020. Принята / Accepted: 25.08.2020. Опубликовано / Published: 26.10.2020

Ключевые слова:

региональное моделирование, структура, ловушка, нефтегазоносность, месторождение, углеводороды, пошаговый линейный дискриминантный анализ, отражающий горизонт, сейсмическая разведка, машинное обучение, органическое вещество, геохимия, гидрогеология, прогнозирование, вероятностная модель, критерий Пирсона.

Территория южной части Пермского края характеризуется большой нефтегазогеологической изученностью, здесь открыто порядка 150 месторождений нефти и газа, пробурено более 7000 глубоких скважин, проведены сейсмическая разведка в формате 3D на площади более 5000 км². Изученность территории позволяет получить огромный массив геологической информации, который можно использовать для поиска и прогноза нефтегазоносности пропущенных или не исследованных ранее структур. Область исследования была ограничена с юга, запада и востока границами Пермского края, а с севера – условной линией по границе проведенных сейсмических работ.

Для изучения территории на основании поверхности отражающего горизонта Пермского края была построена трехмерная геологическая модель в программном комплексе IRAP RMS. В модели рассчитаны региональная, зональная и локальная составляющие отражающего горизонта Пермского края. Локальная составляющая позволила выделить структуры, которые поделены на три категории: структуры с установленной нефтегазоносностью, структуры, не содержащие нефть и газ (пустые), и структуры, по которым необходимо выполнить прогноз. В модели были рассчитаны структурные параметры, отражающие потенциал ловушки для аккумуляции и сохранения залежей углеводородов. Также в модель были загружены геохимические параметры, отражающие генерационный потенциал и миграционную составляющую, и гидрогеологические параметры как косвенные при определении насыщения структур УВ. Полученные сведения о значении каждого параметра по всем структурам позволили собрать в единую базу данных и провести прогноз нефтегазоносности структур методом машинного обучения – пошаговым линейным дискриминантным анализом. По итогам пошагового линейного дискриминантного анализа 138 прогнозируемых структур были отранжированы по степени их перспективности. На основании построенных индивидуальных вероятностных моделей получена карта региональной вероятности насыщения структур углеводородами, которая послужила основой для уточнения границ нефтегазогеологического районирования территории южной части Пермского края.

Keywords:

regional modeling, structure, trap, oil and gas content, field, hydrocarbons, stepwise linear discriminant analysis, reflecting horizon, seismic exploration, machine learning, organic matter, geochemistry, hydrogeology, forecasting, probabilistic model, Pearson's criterion.

The territory of the southern part of the Perm Krai is characterized by a large oil and gas geological study, about 150 oil and gas fields have been discovered here, more than 7,000 deep wells have been drilled, 3D seismic works have been carried out on an area of more than 5,000 km². The study of the territory allows you to get a huge array of geological information that can be used to search and predict the oil and gas content of previously missed or not previously explored structures. The study area was bounded from the south, west and east by the borders of the Perm Krai, and from the north – by a conditional line along the border of the seismic survey carried out.

To study the territory on the basis of the reflecting horizon surface of the Perm Krai, a three-dimensional geological model was built in the IRAP RMS software package. The model calculated the regional, zonal and local components of the reflecting horizon of the Perm Krai. The local component made it possible to identify structures that were divided into three categories: structures with an established oil and gas content, structures that did not contain oil and gas (empty), and structures for which it was necessary to perform a forecast. In the model, structural parameters were calculated, reflecting the potential of the trap for the accumulation and preservation of hydrocarbon deposits. The model was also loaded with geochemical parameters reflecting the generation potential and migration component, and hydrogeological parameters as indirect in determining the saturation of hydrocarbon structures. The obtained information about the value of each parameter for all structures made it possible to collect in a single database and forecast the oil and gas content of structures using the machine learning method – stepwise linear discriminant analysis. Based on the results of a stepwise linear discriminant analysis, 138 predicted structures were ranked according to their degree of perspective. Based on the constructed individual probabilistic models, a map of the regional probability of saturation of structures with hydrocarbons was obtained, which served as the basis for clarifying the boundaries of the oil and gas geological zoning of the southern part of the Perm Krai.

Южаков Алексей Леонидович – младший научный сотрудник (тел.: +007 342 233 63 59, e-mail: Alexey.yuzhakov@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Путилов Иван Сергеевич – доктор технических наук, заместитель директора филиала по научной работе в области геологии (тел.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.putilov@pnn.lukoil.com).

Aleksey L. Yuzhakov – Junior Researcher of the Petrophysical Modeling Department (tel.: +007 342 233 63 59, e-mail: Alexey.yuzhakov@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Ivan S. Putilov (Author ID in Scopus: 2572377700) – Doctor of Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Geology (tel.: +007 342 233 64 58, e-mail: Ivan.putilov@pnn.lukoil.com).

Введение

В Пермском крае (ПК) наиболее изученной является площадь, относящаяся к его южной части. Собран большой массив информации для дальнейшего анализа потенциала структур методами машинного обучения [1]. Данные по прогнозу нефтегазоносности ранее не выявленных локальных структур могут быть использованы при определении очередности ввода структур в глубокое поисковое бурение [2]. На основании вероятностно-статистических моделей, полученных в ходе проведения статистического анализа, можно определить наиболее влияющие на нефтегазоносность параметры. Для сбора сведений по параметрам построена региональная трехмерная геологическая модель на территории исследования [3].

Целью данной работы является выделение структур по отражающему горизонту ПК, прогноз их нефтегазоносности, а также оценка влияния различных параметров на насыщение углеводородами структур с учетом различных неопределенностей [4–20].

Региональное трехмерное моделирование южной части Пермского края

Территория исследования была ограничена рамкой моделирования, выбранной так, чтобы максимально задействовать все имеющиеся сведения по проведенным сейсморазведочным работам в 2D- и 3D-формате.

Основой для региональной модели послужили сведения о проведенных сейсморазведочных работах в формате 2D и 3D по отражающему горизонту (ОГ) ПК, приуроченному к кровле турнейских карбонатных отложений. В непосредственной близости с ОГ ПК располагается один из основных нефтегазоносных комплексов (НГК) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – ниже-средневизейский терригенный НГК [9]. По данным изолиний проведенных сейсморазведочных работ в 2D- и 3D-формате была построена единая поверхность отражающего горизонта. Для изучения изменения структурного плана отражающего горизонта осуществлен тренда-анализ,

описанный в работах [1, 4]. Данный метод позволил выделить региональную составляющую, на которой отчетливо видны крупные тектонические элементы – структуры I порядка, своды, впадины, седловины. При вычитании из исходной поверхности отражающего горизонта региональной составляющей получена зональная составляющая, отражающая структуры II порядка (валы, выступы) [6–8]. Также было произведено выделение локальной составляющей, на которой выделены структуры III порядка [21]. На рис. 1 приведены поверхности отражающего горизонта ПК, его региональная, зональная и локальная составляющие.

На поверхности локальной составляющей выделены антиклинальные и синклиналильные замкнутые структуры. Далее рассмотрим только антиклинальные структуры. Для этого по поверхности локальной составляющей выявлены последние замкнутые изолинии структур антиклинального типа, полигоны которых сопоставлены с полигонами уже открытых месторождений и структур, где известно насыщение углеводородами (УВ). Таким образом, все полученные локальные остатки классифицированы на три категории: насыщенные УВ, пустые (в которых не обнаружены УВ) и прогнозные.

Для каждой структуры в трехмерном кубе рассчитаны такие параметры, как амплитуда ($AmpI$), площадь (S), наивысшая абсолютная отметка структуры ($Abs.Otm.$), интенсивность структуры (Int), расстояние до разрывных нарушений (FD) [4, 22, 23]. Также для количественного описания морфологии структур локальной составляющей в трехмерной модели рассчитаны кубы, содержащие информацию о кривизне поверхности (Dip) и азимуте угла наклона поверхности (Dip_{az}). Данные параметры отражают структурный потенциал ловушки, возможность ловушки аккумулировать и сохранять в себе залежи УВ.

Помимо описанных структурных параметров для прогноза нефтегазоносности области исследования [13] привлечены параметры, отражающие сведения о генерационном потенциале территории. Отображением генерационного потенциала

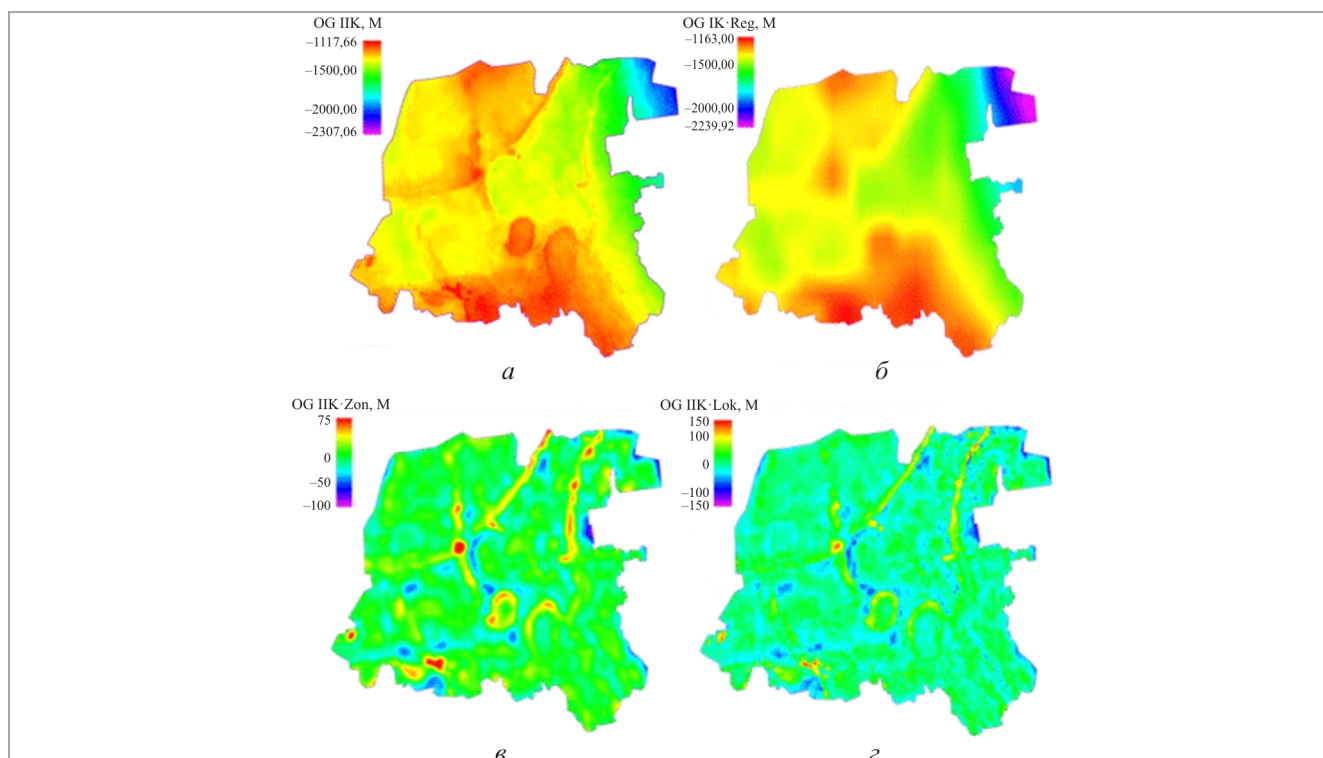


Рис. 1. Составляющие поверхности: а – отражающего горизонта ИК (м); б – региональная (м); в – зональная (м); г – локальная (м)

территории служат геохимические параметры нефтематеринской свиты [5, 10–12]. В нашем случае основной нефтематеринской толщей являются семилукские отложения верхнего девона [24, 25]. Для оценки возможностей генерации углеводородов в региональную модель включены следующие геохимические параметры: содержание органического углерода в породе – C_{org} (на основании региональных карт содержания C_{org} семилукских отложений); содержание хлороформенного битумоида (BHL); отражающая способность витринита (RO); толщина доманика (M_{dm}). Содержание органического углерода в породе показывает генерационную возможность территории, а также степень катагенетических преобразований в породе. Отражательная способность витринита указывает на степень преобразования органического вещества в породе, а также на зрелость нефтегазоматеринских пород за счет изменения содержания в них витринита. Содержание хлороформенного битумоида изменяется по площади от 0 до 6 %. Чем выше значение данного параметра, тем больше

битумоида содержится в органическом веществе, что говорит об его нефтегазоматеринском потенциале. Наибольшие значения содержания хлороформенного битумоида в породе фиксируются на территории Башкирского свода и Бабкинской седловины. Также небольшие увеличения значений параметра определены на территории Верхнекамской впадины. Мощность доманика отражает толщину нефтематеринской породы, что напрямую влияет на нефтегазоносность вышележающих толщ. Все вышеперечисленные геохимические параметры в виде карт были загружены в региональную трехмерную геологическую модель. Для каждой структуры были выгружены значения данных параметров.

В качестве косвенных признаков нефтегазоносности в число параметров были добавлены гидрогеологические критерии, определенные на территории исследования [26]. Среди гидрогеологических параметров выбраны следующие: среднее содержание хлор-брома в водах карбонатного визея – $Cl-Br(Vk)$; среднее содержание серы в водах карбонатного визея – $S(Vk)$; минерализация

вод карбонатной части визейских отложений – $Min(Vk)$; минерализация вод терригенной части визея – $Min(Vt)$; среднее содержание натрия-хлора в водах терригенного и карбонатного визея – $Na-Cl(Vt)$, $Na-Cl(Vk)$. Данные параметры были загружены в региональную модель, и по каждой структуре было получено среднее значение параметра.

Гидрогеологические параметры являются косвенными и включены в список используемых критериев для уточнения прогноза нефтегазоносности региона. Параметр содержания хлор-брома в составе вод визейских отложений указывает на нефтегазообразование [26], обуславливается значительной примесью брома органического генезиса в водах визея, связанного с нефтегазообразованием. Среднее содержание хлор-брома в водах карбонатного визея на территории исследования варьируется от 166,04 до 454,6 мг/л. Высокое содержание серы в составе вод визейских отложений отражает сохранность скоплений нефти и газа, а также самих углеводородов. Содержание серы в водах карбонатного визея ограничивается диапазоном значений от 0,05 до 2,28 мг/л. Высокие значения минерализации вод отражают сохранность залежей углеводородов от физико-химического разрушения при отсутствии соляных пластов и штоков. Этот показатель косвенно свидетельствует о благоприятных условиях сохранения залежей от механического разрушения. Также минерализация вод и данные о количестве натрия-хлора в составе вод являются косвенным показателем благоприятности гидравлических условий сохранения залежей. Минерализация вод карбонатной части визейских отложений варьируется от 139,66 до 271,31 мг/л, а терригенной части – от 241,61 до 271,48 мг/л. Среднее содержание натрия-хлора в водах терригенного визея находится в диапазоне от 0,617 до 0,794 мг/л, а в карбонатной части – от 0,585 до 0,878 мг/л.

Таким образом, по всем трем типам параметров (структурные, геохимические, гидрогеологические) были получены значения по каждому выделенному локальному остатку.

На основе этих параметров составлена единая база данных.

Прогноз нефтегазоносности южной части Пермского края

В зависимости от выбранного параметра были получены индивидуальные модели, отражающие вероятность насыщения структуры УВ. Выполненный анализ показал, что наибольшее влияние на насыщение структур углеводородами оказывает параметр амплитуды. В качестве примера на рис. 2 показаны изменения значения вероятности насыщения структур углеводородами в зависимости от величин используемых параметров. Отметим, что для параметра $Ampl$ наблюдается незначительная нелинейность изменений значения $P(Ampl)$ в зависимости от величин $Ampl$, при этом значения $P(Ampl)$ варьируются от 0,21 до 0,96. Для зависимости изменения вероятности насыщения структур от кривизны поверхности отмечена нелинейность. Значения вероятности насыщения варьируются в диапазоне от 0,32 до 0,98. Среди геохимических параметров только зависимость изменения вероятности насыщения структур от отражательной способности витринита является обратной, значения $P(RO)$ варьируются от 0,25 до 0,65. По остальным зависимостям изменения вероятности насыщения от геохимических параметров прослеживается прямая связь: чем выше значение параметра, тем выше вероятность насыщения структур УВ. Среди гидрогеологических параметров зависимость вероятности насыщения структур от минерализации вод терригенных отложений визея также представляется обратной. Остальные зависимости по гидрогеологическим параметрам выражены линейно и представляют собой прямую связь между вероятностью насыщения и используемым параметром. При проверке правильности определения насыщения структур по полученным моделям максимальное значение правильности для пустых структур составило 61 %, а для насыщенных – 53 %. Статистические модели прогноза нефтегазоносности по параметрам приведены в табл. 1.

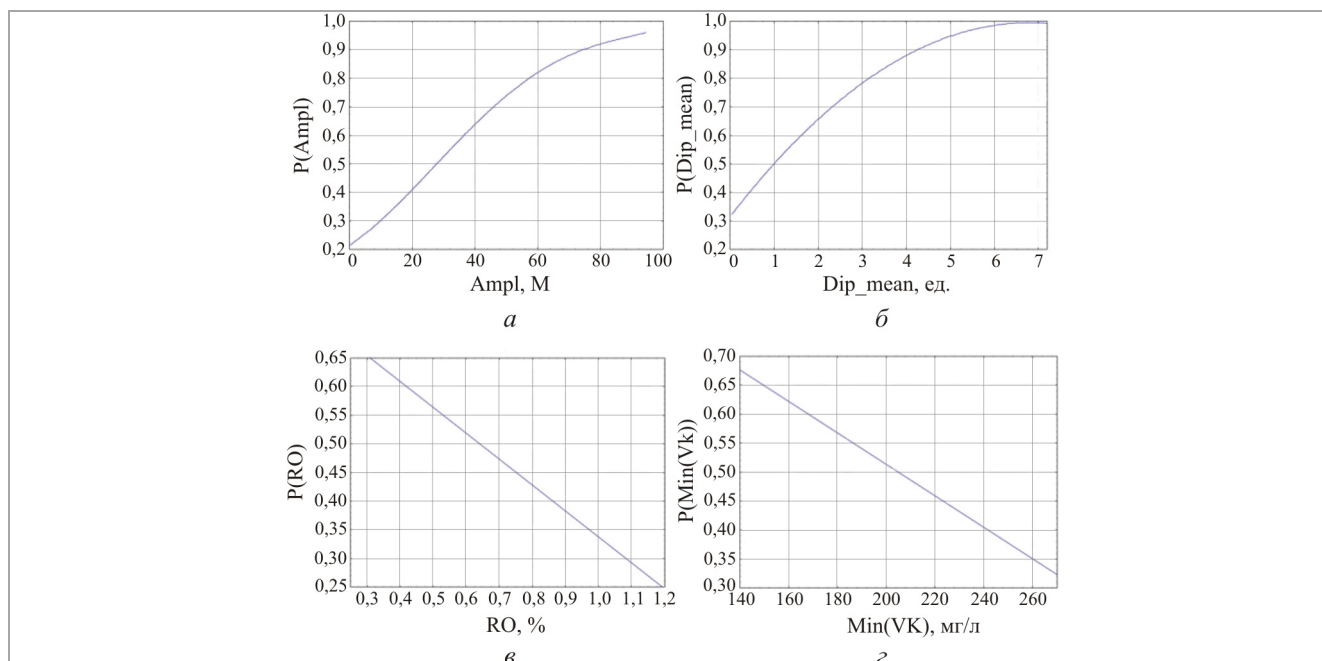


Рис. 2. Изменения вероятностей насыщения структур углеводородами по параметру: *а* – амплитуды (м); *б* – кривизны поверхности (ед.); *в* – отражательной способности витринита (%); *г* – минерализации вод карбонатного визея (мг/л)

Анализ индивидуальных вероятностных моделей показывает наличие зависимостей насыщения структур УВ от каждого из используемых параметров, но для более точного прогноза нефтегазоносности следует применить комплексный подход, включающий в себя совокупность данных параметров.

Для комплексного прогноза нефтегазоносности на основании большого массива данных по структурам было решено использовать пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА). При помощи ПЛДА на основе всех параметров получена вероятность насыщения прогнозных структур на территории исследования. Примеры и возможности данного метода для решения различных задач приведены в работах [8, 11, 27–31]. ПЛДА позволяет находить линейные комбинации признаков, разделяющих выборку на две [32–45] части и более. В нашем случае деление производится по насыщению структур углеводородами на пустые и насыщенные. Суть применения метода сводится к тому, чтобы использовать зависимости между всеми параметрами, включенными в модель, для нахождения вероятности насыщения прогнозных структур. Прежде чем проводить ПЛДА,

экзаменационную выборку, включающую в себя структуры с доказанной нефтегазоносностью, требовалось уравнивать по количеству значений между пустыми и насыщенными УВ. Пустых структур изначально меньше, чем насыщенных, поэтому при помощи метода случайного числа из анализа были исключены случайные пустые структуры. Экзаменационная выборка насчитывает 483 структуры с доказанной нефтегазоносностью, из которых 250 насыщенных и 233 пустые. Прогнозируемые структуры в количестве 228 единиц попали в выборку, в которой только предстоит по результатам ПЛДА определить насыщение. При проведении анализа достигаемый уровень значимости (p -уровень) был установлен на отметке 0,05.

По итогам проведения анализа были определены параметры, включенные в статистическую модель, оказывающие наибольшее влияние на нефтегазоносность структур: амплитуда, минерализация вод карбонатной части визейских отложений, содержание хлороформенного битумоида, мощность доманиковых семилукских отложений, абсолютная отметка свода структуры, отражающая способность витринита и содержание хлор-брома в водах

Статистические модели прогноза нефтегазоносности по параметрам

Параметр	Вероятность принадлежности к классу насыщенных структур – верхняя строка, область применения – средняя, диапазон изменения вероятностей – нижняя	Статистические характеристики показателей	
		насыщенные структуры	пустые структуры
<i>Ampl</i> – амплитуда, м	$P(Ampl) = 0,1832 + 0,0131 \cdot Ampl - 0,000048 \cdot Ampl^2$ 1–94 м 0,21–0,96	0,605 ± 0,231	0,389 ± 0,172
<i>S</i> – площадь, тыс. м ²	$P(S) = 0,4926 + 9,92 \cdot 10^{-7} \cdot S$ 40–6900 тыс. м ² 0,39–0,91	0,562 ± 0,032	0,426 ± 0,029
<i>Dip</i> – кривизна поверхности, ед.	$P(Dip) = 0,3135 + 0,2005 \cdot Dip - 0,0148 \cdot Dip^2$ 0,04–7,57 ед. 0,33–0,98	0,531 ± 0,126	0,454 ± 0,089
<i>C_{org}</i> – содержание органического углерода в породе, %	$P(C_{org}) = 0,1912 + 0,0615 \cdot C_{org}$ 1,8–5,2 % 0,31–0,71	0,535 ± 0,089	0,499 ± 0,098
<i>BHL</i> – содержание хлороформенного битумоида, %	$P(BHL) = 0,4174 + 0,079 \cdot BHL$ 0,0–5,0 % 0,42–0,79	0,542 ± 0,117	0,489 ± 0,108
<i>RO</i> – отражающая способность витринита, %	$P(RO) = 0,7897 - 0,4522 \cdot RO$ 0,39–1,09 % 0,30–0,61	0,522 ± 0,039	0,513 ± 0,053
<i>M_{dm}</i> – мощность доманика, м	$P(M_{dm}) = 0,1944 + 0,0146 \cdot M_{dm}$ 6,75–37,34 м 0,30–0,73	0,532 ± 0,085	0,503 ± 0,081
<i>Cl-Br(Vk)</i> – содержание хлор-брома в водах карбонатного визея, мг/л	$P(Cl-Br(Vk)) = 0,3299 + 0,0006 \cdot Cl-Br(Vk)$ 175,91–409,91 мг/л 0,44–0,59	0,520 ± 0,037	0,515 ± 0,037
<i>S(Vk)</i> – содержание серы в водах карбонатного визея, мг/л	$P(S(Vk)) = 0,3582 + 0,1803 \cdot S(Vk)$ 0,07–2,26 мг/л 0,37–0,75	0,536 ± 0,104	0,497 ± 0,089
<i>Min(Vk)</i> – минерализация вод карбонатного визея, мг/л	$P(Min(Vk)) = 1,0573 - 0,0027 \cdot Min(Vk)$ 142,25–267,09 мг/л 0,33–0,66	0,538 ± 0,103	0,496 ± 0,099
<i>Na-Cl(Vk)</i> – содержание натрий-хлора в водах карбонатного визея, мг/л	$P(Na-Cl(Vk)) = -0,4405 + 1,2611 \cdot Na-Cl(Vk)$ 0,59–0,88 мг/л 0,32–0,66	0,526 ± 0,067	0,509 ± 0,063
<i>Min(Vt)</i> – минерализация вод терригенного визея, мг/л	$P(Min(Vt)) = -1,4819 + 0,0076 \cdot Min(Vt)$ 243,48–271,48 мг/л 0,38–0,59	0,521 ± 0,037	0,514 ± 0,038

карбонатной части визейских отложений. По всем вышеперечисленным параметрам *p*-уровень значимости не достигает критической отметки в 0,05 д. ед. Также в модель были включены: минерализация вод терригенной части визейских отложений, интенсивность структуры, азимут угла наклона поверхности, содержание натрий-хлора в водах карбонатной части визейских

отложений и расстояние до разрывных нарушений. *P*-уровень значимости для данных параметров выше 0,05 д. ед. Вне статистической модели остались параметры площади структуры, ее кривизны, а также содержание органического углерода в породе, серы в водах карбонатной части визея и натрий-хлора терригенной части визейских отложений (табл. 2).

Таблица 2

Итоги ПЛДА для комплекса параметров

Параметры ($n = 483$)	Условное обозначение	P -уровень	Лямбда Уилкса	Коэффициенты для канонич. переменных
Параметры в статистической модели				
Амплитуда	Ampl	0,000	0,789	-0,033
Минерализация вод карбонатной части визея	Min(Vk)	0,020	0,650	0,009
Минерализация вод терригенной части визея	Min(Vt)	0,081	0,646	-0,033
Содержание хлороформенного битумоида	BHL	0,001	0,656	-0,220
Интенсивность	Int	0,613	0,643	-0,057
Мощность доманика	M_dm	0,001	0,656	-0,058
Абсолютная отметка	Abs.Otm.	0,000	0,667	0,006
Отражающая способность витринита	RO	0,000	0,663	-7,716
Содержание хлор-брома карбонатной части визея	Cl-Br(Vk)	0,018	0,646	0,005
Азимут угла наклона поверхности	Dip_az	0,099	0,645	0,007
Содержание натрия-хлора карбонатной части визея	Na-Cl(Vk)	0,130	0,645	4,376
Расстояние до разломов	FD	0,276	0,644	-0,067
Параметры вне статистической модели				
Площадь	S	0,798	0,642	Св,член
Кривизна поверхности	Dip	0,653	0,642	-1,084
Содержание органического углерода в породе	C_org	0,339	0,641	-
Содержание серы карбонатной части визея	S(Vk)	0,561	0,642	-
Содержание натрия-хлора терригенной части визея	Na-Cl(Vt)	0,508	0,642	-

Расчет доли правильности определений показал, что для насыщенных структур он составляет 78,4 %, для пустых – 74,7 %; в целом – 76,6 %. Правильность определений комплексного метода в процентном отношении оказалась выше полученных при использовании индивидуальных вероятностных моделей. Критерий согласия Пирсона также указывает на сильное различие между выборками насыщенных УВ и пустых структур и равен 209,97 ед., что в разы больше критического значения (3,841 ед.) и выше значений, полученных при использовании одной группы параметров для определения потенциального насыщения структур. Отношение расчетного и теоретического критерия Фишера $Fp/Ft = 23,8$.

В результате проведения ПЛДА была получена следующая линейная дискриминантная функция:

$$\begin{aligned}
 Z = & -1,084 - 0,033 \cdot Ampl + 0,006 \cdot Abs.Otm. - \\
 & - 0,067 \cdot FD + 0,007 \cdot Dip_{az} + 0,009 \cdot Min(Vk) - \\
 & - 0,033 \cdot Min(Vk) - 0,22 \cdot BHL - 0,057 \cdot Int - \\
 & - 0,058 \cdot M_{dm} - 7,716 \cdot RO + 0,005 \cdot ClBr(Vk) + \\
 & + 4,376 \cdot NaCl(Vk); \\
 clas = & 76,6 \%; Fp/Ft = 23,8; p < 0,00001,
 \end{aligned}$$

где $clas$ – процент правильной классификации; Fp/Ft – отношение расчетного и теоретического критерия Фишера; p – уровень значимости.

По данной функции определены значения вероятности принадлежности к классу насыщенных (нефтяных) структур $P(Z)$. Установлено, что при изменении значений Z от отрицательных к положительным значения $P(Z)$ закономерно уменьшаются. Зависимость $P(Z)$ от Z приведена на рис. 3. Среднее значение Z для насыщенных структур равно 0,72, а для пустых – 0,76. При этом среднее значение $P(Z)$ для насыщенных УВ структур равно 0,69, а для пустых – 0,32.

Всего было получено 174 потенциально пустые структуры и 54 насыщенных углеводородами [38]. По схеме расположения месторождений нефти и перспективных структур южной части Пермского края видно, что потенциально насыщенные УВ структуры находятся рядом с уже открытыми месторождениями. Такие структуры выделены на небольшом расстоянии от Шумовского, Ножовской группы, Кокуйского, Шагиртско-Гожанского и других месторождений. Стоит отметить, что большое количество потенциально перспективных структур

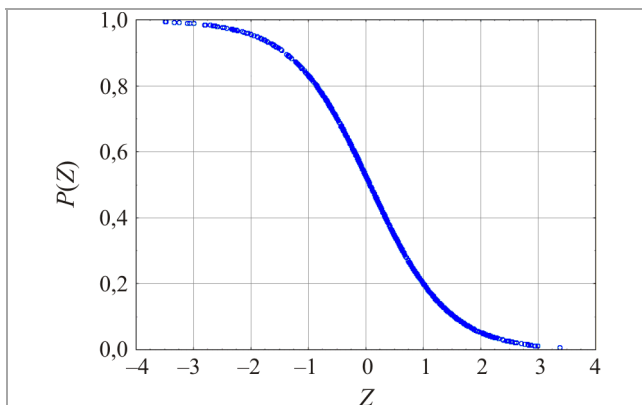


Рис. 3. Зависимость $P(Z)$ от Z

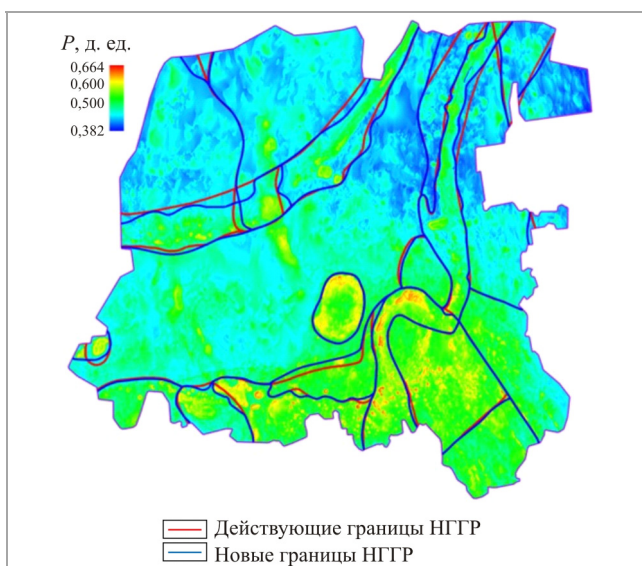


Рис. 4. Региональная карта вероятности насыщения углеводородами территории исследования с нанесением границ нефтегазогеологического районирования (красным цветом указаны действующие, синим – новые)

сосредоточено в юго-восточной части края, находятся рядом с Веслянской валообразной зоной и Дороховским валом. Крупные структуры выделены в районах Верхнекамской впадины, Пермского свода и Бабкинской седловины. Менее крупные структуры относятся к Башкирскому своду и Бымско-Кунгурской моноклинали.

Обоснование новых границ нефтегазогеологического районирования территории

Индивидуальные вероятностные модели, построенные по каждому параметру, позволили получить зависимость насыщения

от значения параметра, описанную линейной функцией. Данные функции были использованы в трехмерной региональной модели для создания кубов на основе ранее рассчитанных параметров. Таким образом получены вероятности насыщения по каждому из параметров и классифицированы по типу параметра (структурные, геохимические и гидрогеологические). Суммарные карты вероятности насыщения территории получены сложением карт вероятностей используемых параметров и делением на их количество. С учетом этого получены региональные карты насыщения по структурным, геохимическим и гидрогеологическим параметрам, на основе которых построена комплексная карта насыщения структур южной части Пермского края (рис. 4).

Карта отражает вероятность насыщения территории углеводородами, и на основании данной карты можно произвести уточнение границ текущего нефтегазогеологического районирования в районе исследования. Новые предложенные границы нефтегазогеологического районирования увязаны с границами вероятности насыщения территории, которые были получены в результате вышеизложенного анализа. Карта изменения границ районирования площади также представлена на рис. 4.

Заключение

В рамках исследования построена трехмерная региональная геологическая модель, позволяющая комплексно проанализировать и получить сведения по структурным, геохимическим и гидрогеологическим параметрам.

Трехмерная региональная геологическая модель позволила выявить локальные остатки, насыщение которых углеводородами до сих пор неизвестно.

Анализ индивидуальных вероятностных кривых дает возможность оценить влияние отдельных параметров на насыщение структур углеводородами, а также выделить наиболее информативные из них.

Для целей прогноза нефтегазоносности прогнозируемых структур применен пошаговый

линейный дискриминантный анализ, по результатам которого была построена статистическая модель вероятности насыщения структур для южной части Пермского края, а также получены сведения о потенциальном насыщении ранее не исследованных локальных остатков.

На основании построенных индивидуальных вероятностных моделей по всем используемым параметрам была получена региональная карта вероятности насыщения углеводородами территории исследования. Региональная карта вероятности насыщения углеводородами позволила уточнить границы нефтегазогеологического районирования.

Библиографический список

1. Южаков А.Л. Классификация структурных локальных остатков отражающего горизонта ШК на примере юга Пермского края // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XI Всерос. науч.-техн. конф., г. Пермь, 7–9 ноября 2018 г. – Пермь, 2018. – С. 85.
2. Путилов И.С., Ладейщиков С.В. Комплексный подход при сейсмофациальном районировании нижнеобриковских отложений Чашкинского месторождения // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: материалы междунар. науч.-практ. конф., г. Пермь 26–27 ноября 2015 г. / Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2015. – С. 150–154.
3. Путилов И.С. Трехмерное геологическое моделирование при разработке нефтяных и газовых месторождений. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. – 72 с.
4. Путилов И.С., Галкин В.И. Разработка методики вероятностно-статистического прогноза нефтегазоносности локализованных структур (на примере южной части Пермского края) // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 26–29.
5. Комплексный подход к изучению доманиковых отложений на территории Пермского края / И.С. Путилов, С.И. Соловьев, А.А. Обухов, Е.В. Пятунина // Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых отложений, в том числе из доманиковых отложений: сборник докладов по итогам межрегион. науч.-практ. конф., посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть», Карабаш, 6–7 августа 2015 г. / ПАО «Татнефть». – Альметьевск, 2015. – С. 71–78.
6. Кривощек С.Н. Разработка регионально-зональных критериев прогноза нефтегазоносности территории Пермского Прикамья вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 10–14.
7. Кривощек С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 28–31.
8. Зональный прогноз нефтегазоносности девонского терригенного нефтегазоносного комплекса на юге Пермского края / О.А. Мелкишев, В.И. Галкин, Е.Е. Кожевникова, Т.В. Карасева // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 4–8.
9. Kovalevskiy E. Geological Modelling on the Base of Geostatistics: Course Note. – Student Lecture Tour. – RUSSIA & CIS, 2011–2012.
10. Кривощек С.Н., Кочнев А.А., Санников И.В. Перспективы нефтегазоносности отложений доманикового типа на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 9. – С. 18–26. DOI: 10.15593/2224-9923/2013.9.2
11. Геохимические показатели РОВ пород как критерии оценки перспектив нефтегазоносности / В.И. Галкин, И.А. Козлова, О.А. Мелкишев, М.А. Шадрин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 28–31.
12. Дюбруль О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных / Евр. ассоциация геоученых и инженеров (EAGE). – М., 2002. – 296 с.
13. Воеводкин В.Л., Галкин В.И., Кривощек С.Н. Исследование влияния критериев нефтегазоносности и изученности

территории Пермского края на распределение месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 30–34.

14. Дифференцированная вероятностная оценка генерационных процессов в отложениях доманикового типа Пермского края / В.И. Галкин, Т.В. Карасева, И.А. Козлова, М.А. Носов, С.Н. Кривощек // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 103–105.

15. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. – М.; Тюмень: Изд-во Тюмен. гос. ун-та, 2004. – 296 с.

16. Ампилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. – М.: Геоинформмарк, 2002. – 201 с.

17. Галкин С.В. Вероятностный прогноз геологических рисков при поисках месторождений нефти и газа. – Пермь: Книжный мир, 2009. – 224 с.

18. Методика вероятностной оценки геологических рисков при поисках нефтяных месторождений для территорий с высокой плотностью промышленных открытий / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, С.В. Галкин, В.И. Галкин, А.В. Растегаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 10. – С. 4–13.

19. Фокин. А. Риски и неопределенности в геологоразведочном процессе // Новатор. – 2011. – № 43. – С. 8–12.

20. Meisner J., Demirmen F. The creaming method: a bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces // Journal of the Royal Statistical Society. Series A. – 1981. – Vol. 144, № 1. – P. 1–31. DOI: 10.2307/2982158

21. Cosentino L. Integrated reservoir studies. – Paris: Editions Technip, 2001. – 400 p.

22. К методике оценки перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии по характеристикам локальных структур / В.И. Галкин, И.А. Козлова, А.В. Растегаев, И.В. Ванцева, С.Н. Кривощек, В.Л. Воеводкин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 12–17.

23. Путилов И.С. Научное обоснование вероятностно-статистических методов прогноза

нефтегазоносности структур в условиях высокоизученных территорий. – Пермь, 2016. – 369 с.

24. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна / А.В. Ступакова, Н.П. Фадеева, Г.А. Калмыков, А.Х. Богомолов, Т.А. Кирюхина, Н.И. Коробова, Т.А. Шарданова, А.А. Сусллова, Р.С. Сауткин, Е.Н. Полудеткина, Е.В. Козлова, Д.В. Митронов, Ф.В. Коркоц // Георесурсы. – 2015. – № 2 (61). – С. 77–86. DOI: 10.18599/grs.61.2.7

25. Отложения доманикового типа – возможный источник нетрадиционных углеводородов для Пермского края: обзор, перспективы, рекомендации / М.А. Носов, В.И. Галкин, С.Н. Кривощек, О.А. Мелкишев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №10. – С. 90–91.

26. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1972. – 280 с.

27. К методике оценки перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии по характеристикам локальных структур / В.И. Галкин, И.А. Козлова, А.В. Растегаев, И.В. Ванцева, С.Н. Кривощек, В.Л. Воеводкин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 12–17.

28. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург, 2011. – 299 с.

29. Галкин В.И., Соснин Н.Е. Разработка геолого-математических моделей для прогноза нефтегазоносности сложнопостроенных структур в девонских терригенных отложениях // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 28–31.

30. Prediction of residual oil saturation by using the ratio of amplitude of time-lapse seismic data / L. Meng, L. Zhen, L. Minzhu, Z. Huilai // Geophysics. – 2017. – Vol. 82, № 1. – P. 1–12. DOI: 10.1190/geo2015-0453.1

31. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.

32. Davis J.C. Statistics and Data Analysis in Geology. – 3Rd Edition. – John Wiley & Sons, 2002. – 656 p.

33. C.V. Deutsch Geostatistical Reservoir modelling. – Oxford University Press, 2002.
34. Armstrong M. Basic Linear Geostatistics. – Springer, 1998. – 155 p.
35. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с.
36. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 2. – 426 с.
37. Справочник по математическим методам в геологии / Д.А. Родионов, Р.И. Коган, В.А. Голубева [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 335 с.
38. Южаков А.Л. прогноз нефтегазоносности структур по тектоническим элементам отражающего горизонта ПК южной части Пермского края // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: сборник материалов II Междунар. науч. конф. – Пермь, 2019. – С. 195–200.
39. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.
40. Montgomery D.C., Peck E.A., Introduction to linear regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
41. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
42. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamie data analysis. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.
43. GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide. – New York: Oxford University Press, 1998. – 369 p.
44. Isaaks E.H., Srivastava R.M. An Introduction to Applied Geostatistics. – Oxford University Press, 1989. – 561 p.
45. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. – MITCEEPR, 1992. – 30 p.
- IIK на primere iuga Permskogo kraia [Classification of structural local remains of the reflective horizon IIK on the example of the south of the Perm Krai]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh. Materialy XI Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*, 7–9 November 2018, Perm, 2018, 85 p.
2. Putilov I.S., Ladeishchikov S.V. Kompleksnyi podkhod pri seismofatsial'nom raionirovanii niznebobrikovskikh otlozhenii Chashkinskogo mestorozhdeniia [An integrated approach for seismic facies zoning of the Lower Bobrikov deposits of the Chashkinskoye field]. *Teoriia i praktika razvedochnoi i promyslovoi geofiziki. Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*, 26–27 November 2015. Perm, Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2015, pp. 150-154.
3. Putilov I.S. Trekhmernoe geologicheskoe modelirovanie pri razrabotke neftianykh i gazovykh mestorozhdenii [3D geological modeling in the development of oil and gas fields]. Perm, Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2011, 72 p.
4. Putilov I.S., Galkin V.I. Razrabotka metodiki veroiatnostno-statisticheskogo prognoza neftegazonosnosti lokalizovannykh struktur (na primere iuzhnoi chasti Permskogo kraia) [Developing the technology for probabilistic and statistical forecast of oil-and-gas-bearing capacity of the south Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 4, pp. 26-29.
5. Putilov I.S., Solov'ev S.I., Obukhov A.A., Piatunina E.V. Kompleksnyi podkhod k izucheniiu domanikovykh otlozhenii na territorii Permskogo kraia [An integrated approach to the study of Domanik deposits in the Perm region]. *Perspektivy uvelicheniia resursnoi bazy razrabatyvaemykh otlozhenii, v tom chisle iz domanikovykh otlozhenii. Sbornik dokladov po itogam mezhregional'noi nauchno-prakticheskoi konferentsii, posviashchennoi 70-letiiu NGDU "Leninogorskneft"*, 6–7 August 2015, Karabash, PAO "Tatneft". Al'met'evsk, 2015, pp. 71-78.

References

1. Iuzhakov A.L. Klassifikatsiia strukturnykh lokal'nykh ostatkov otrazhaiushchego gorizonta

6. Krivoshchekov S.N. Razrabotka regional'no-zonal'nykh kriteriev prognoza neftegazonosnosti territorii Permskogo Prikam'ia veroiatnostno-statisticheskimi metodami [Establishment of regional and zonal criteria of Perm region's oil forecast probabilistic and statistical methods]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 10, pp. 10-14.

7. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I., Volkova A.S. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskoi metodiki prognoza neftegazonosnosti struktur [Development of a probabilistic-statistical method for predicting the oil and gas content of structures]. *Neftpromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 28-31.

8. Melkisev O.A., Galkin V.I., Kozhevnikova E.E., Karaseva T.V. Zonal'nyi prognoz neftegazonosnosti devonskogo terrigenogo neftegazonosnogo kompleksa na iuge Permskogo kraia [Prediction of zonal hydrocarbon potentials Devonian clastic sediments on the south of Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 4-8.

9. Kovalevskiy E. Geological Modelling on the Base of Geostatistics: Course Note. Student Lecture Tour. RUSSIA & CIS, 2011–2012.

10. Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A., Sannikov I.V. Perspektivy neftegazonosnosti otlozhenii domanikovogo tipa na territorii Permskogo kraia [Oil and gas prospects of domanic sediments in Perm krai]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2013, no. 9, pp. 18-26. DOI: 10.15593/2224-9923/2013.9.2

11. Galkin V.I., Kozlova I.A., Melkisev O.A., Shadrina M.A. Geokhimicheskie pokazateli ROV porod kak kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Geochemical indicators of dispersed organic matter (DOM) of rocks as criteria of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftpromyslovoe delo*, 2013, no. 9, pp. 28-31.

12. Diubrul' O. Ispol'zovanie geostatistiki dlia vklucheniia v geologicheskuiu model' seismicheskikh dannyykh [Using geostatistics to include seismic data in a geological model]. Moscow: Evropeiskaia assotsiatsiia

geouchenykh i inzhenerov (EAGE), 2002, 296 p.

13. Voevodkin V.L., Galkin V.I., Krivoshchekov S.N. Issledovanie vliianiia kriteriev neftegazonosnosti i izuchennosti territorii Permskogo kraia na raspredelenie mestorozhdenii uglevodorodov [Investigation of the effect of oil-content and research criteria in the Perm region on the hydrocarbon deposits distribution]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 6, pp. 30-34.

14. Galkin V.I., Karaseva T.V., Kozlova I.A., Nosov M.A., Krivoshchekov S.N. Differentsirovannaia veroiatnostnaia otsenka generatsionnykh protsessov v otlozheniiakh domanikovogo tipa Permskogo kraia [Differentiated probabilistic assessment of the generation processes in Domanic sediments of Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 12, pp. 103-105.

15. Altunin A.E., Semukhin M.V. Raschety v usloviakh riska i neopredelennosti v neftegazovykh tekhnologiiakh [Calculations under the conditions of risk and uncertainty in oil and gas technologies]. Moscow; Tyumen: Tiumenskii gosudarstvennyi universitet, 2004, 296 p.

16. Ampilov Iu.P. Metody geologo-ekonomicheskogo modelirovaniia resursov i zapasov nefti i gaza s uchetom neopredelennosti i riska [Methods for geological and economic modeling of oil and gas resources and reserves, taking into account uncertainty and risk]. Moscow: Geoinformmark, 2002, 201 p.

17. Galkin S.V. Veroiatnostnyi prognoz geologicheskikh riskov pri poiskakh mestorozhdenii nefti i gaza [Probabilistic forecast of geological risks in prospecting for oil and gas fields]. Perm: Knizhnyi mir, 2009, 224 p.

18. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Galkin S.V., Galkin V.I., Rastegaev A.V. Metodika veroiatnostnoi otsenki geologicheskikh riskov pri poiskakh neftianyykh mestorozhdenii dlia territorii s vysokoi plotnost'iu promyshlennykh otkrytii [Some method of probability assessment of geological risks while prospecting for oil fields on territories with high density of commercial discoveries]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianyykh*

i gazovykh mestorozhdenii, 2013, no. 10, pp. 4-13.

19. Fokin. A. Riski i neopredelennosti v geologorazvedochnom protsesse [Risks and uncertainties in the exploration process]. *Novator*, 2011, no. 43, pp. 8-12.

20. Meisner J., Demirmen F. The creaming method: a bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces. *Journal of the Royal Statistical Society. Series A*, 1981, vol. 144, no. 1, pp. 1-31. DOI: 10.2307/2982158

21. Cosentino L. Integrated reservoir studies. Paris: Editions Technip, 2001, 400 p.

22. Galkin V.I., Kozlova I.A., Rastegaev A.V., Vantseva I.V., Krivoshchekov S.N., Voevodkin V.L. K metodike otsenki perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi depressii po kharakteristikam lokal'nykh struktur [Estimation procedure of petroleum potential of Solikamsk depression based on local structures parameters]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7.

23. Putilov I.S. Nauchnoe obosnovanie veroiatnostno-statisticheskikh metodov prognoza neftegazonosnosti struktur v usloviiakh vysokoizuchennykh territorii [Scientific substantiation of probabilistic and statistical methods for predicting the oil and gas content of structures in the conditions of highly explored territories]. Perm, 2016, 369 p.

24. Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiriukhina T.A., Korobova N.I., Shardanova T.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Poludetkina E.N., Kozlova E.V., Mitronov D.V., Korkots F.V. Poiskovyie kriterii nefi i gaza v domanikovykh otlozheniiakh Volgo-Ural'skogo basseina [Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin]. *Georesursy*, 2015, no. 2 (61), pp. 77-86. DOI: 10.18599/grs.61.2.7

25. Nosov M.A., Galkin V.I., Krivoshchekov S.N., Melkishev O.A. Otlozheniia domanikovogo tipa – vozmozhnyi istochnik netraditsionnykh uglevodorodov dlia Permskogo kraia: obzor, perspektivy, rekomendatsii [Domanik type rocks – a possible source of non-

conventional hydrocarbons for the Perm region: an overview, perspectives, recommendations]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 10, pp. 90-91.

26. Kartsev A.A. Gidrogeologiya nefti i gazovykh mestorozhdenii [Hydrogeology of oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1972, 280 p.

27. Galkin V.I., Kozlova I.A., Rastegaev A.V., Vantseva I.V., Krivoshchekov S.N., Voevodkin V.L. K metodike otsenki perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi depressii po kharakteristikam lokal'nykh struktur [Estimation procedure of petroleum potential of Solikamsk depression based on local structures parameters]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 12-17.

28. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroiatnostno-statisticheskaya otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic-statistical assessment of oil and gas content of local structures]. Yekaterinburg, 2011, 299 p.

29. Galkin V.I., Sosnin N.E. Razrabotka geologo-matematicheskikh modelei dlia prognoza neftegazonosnosti slozhnopostroennykh struktur v devonskikh terrigennykh otlozheniiakh [Geological development of mathematical models for the prediction of oil and gas complex-built structures in the Devonian clastic sediments]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 28-31.

30. Meng L., Zhen L., Minzhu L., Huilai Z. Prediction of residual oil saturation by using the ratio of amplitude of time-lapse seismic data. *Geophysics*, 2017, vol. 82, no. 1, pp. 1-12. DOI: 10.1190/geo2015-0453.1

31. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. AAPG. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.

32. Davis J.C. Statistics and Data Analysis in Geology. 3Rd Edition. John Wiley & Sons, 2002. 656 p.

33. C.V. Deutsch Geostatistical Reservoir modelling. Oxford University Press, 2002.

34. Armstrong M. Basic Linear Geostatistics. Springer, 1998, 155 p.

35. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Moscow: Nedra, 1990, book 1, 319 p.

36. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Moscow: Nedra, 1990, book 2, 426 p.

37. Rodionov D.A., Kogan R.I., Golubeva V.A. et al. Spravochnik po matematicheskim metodam v geologii [A Handbook of Mathematical Methods in Geology]. Moscow: Nedra, 1987, 335 p.

38. Iuzhakov A.L. Prognoz neftegazonosnosti struktur po tektonicheskim elementam otrazhaiushchego gorizonta IIK iuzhnoi chasti Permskogo kraia [Forecast oil and gas bearing structures of tectonic elements of the reflector Iik the southern part of the Perm region]. *Novye napravleniia neftegazovoi geologii i geokhimii. Razvitie geologorazvedochnykh rabot. Sbornik*

materialov II Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii. Perm, 2019, pp. 195-200.

39. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York – London – Sydney – Toronto, 1977, 606 p.

40. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to linear regression analysis. New York: John Wiley & Sons, 1982, 504 p.

41. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. *AAPG*. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.

42. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamie data analysis. Paris: Kappa Engineering, 2008, 694 p.

43. GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide. New York: Oxford University Press, 1998, 369 p.

44. Isaaks E.H., Srivastava R.M. An Introduction to Applied Geostatistics. Oxford University Press, 1989, 561 p.

45. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. MITCEEPR, 1992, 30 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Южаков А.Л., Путилов И.С. Прогнозирование нефтегазосности южной части Пермского края с использованием регионального трехмерного моделирования // Недропользование. – 2020. – Т.20, №4. – С.317–330. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.2

Please cite this article in English as:

Yuzhakov A.L., Putilov I.S. Forecasting the oil and gas content of the southern part of the Perm Krai using regional three-dimensional modeling. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.4, pp.317-330. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.2