

## ГЕОЛОГИЯ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.1

УДК 553.98(571.122)

© Скачек К.Г., Шайхутдинов А.Н., 2014

### ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ ВЫЯВЛЕННЫХ ЛОВУШЕК В ПЛАСТЕ Ю<sub>2</sub> НА ТЕРРИТОРИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТПП «КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ»

К.Г. Скачек, А.Н. Шайхутдинов

ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», Когалым, Россия

В условиях усложнения поисков месторождений нефти и газа на территории ТПП «Когалымнефтегаз» всё большее экономическое значение приобретает создание более совершенных моделей для прогноза нефтегазоносности ловушек. В настоящее время имеется определенный фактический материал как по площадям, содержащим залежи углеводородов, так и по тем участкам, где проведено поисковое бурение, но залежи углеводородов не открыты. На данном статистическом материале предлагается разработать методику прогноза нефтегазоносности с помощью построения вероятностно-статистических моделей. Геолого-математические модели строятся с помощью комплексного использования корреляционного, дискриминантного и регрессионного видов анализа. При таком подходе многомерная задача сводится к одномерной. Это позволяет интерпретировать полученные геолого-статистические данные более качественно. При этом необходимо отметить, что показатели будут использоваться комплексно, что является залогом высокой надежности построенных вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности. Все эти участки должны быть охарактеризованы одними и теми же показателями, которые можно определить до постановки на них глубокого поискового бурения. Это позволяет строить вероятностно-статистические модели, которые практически можно будет использовать при оценке нефтегазоносности неразбуренных ловушек. С помощью данной методики можно планировать очередность бурения на ловушках, это позволит стабилизировать добычу нефти на территории ТПП «Когалымнефтегаз».

**Ключевые слова:** углеводороды, нефтегазоносность структур, прогноз, уравнения регрессии, корреляционные связи, коэффициент корреляции, информативность показателей, линейный дискриминантный анализ, многомерный регрессионный анализ.

### ESTIMATION OF OIL AND GAS BEARING PROSPECTS IN TRAPROCKS OF THE BED U<sub>2</sub> ON THE TERRITORY OF THE KOGALYMNEFTEGAZ BUSINESS UNIT

K.G. Skachek, A.N. Shaikhutdinov

LLC “LUKOIL – West Siberia”, Kogalym, Russian Federation

At the time when oil and gas prospecting on the territory of the Kogalymneftegaz business unit becomes more challenging advanced models to forecast oil and gas content of the traprock acquire particular economic value. At present there are some data both on the areas containing hydrocarbon accumulation and those where prospecting drilling was performed but no hydrocarbons discovered. On the basis of the statistic material available it is suggested to develop a method of forecasting oil and gas content using probabilistic statistical models. Geologic mathematical models are constructed by means of comprehensive application of the correlation, discriminant and regression analyses. This approach transforms a multidimensional problem into a one-dimensional problem. This allows interpreting geologic and statistical data with higher quality. In doing so, parameters are used in comprehensive manner, which conditions high reliability of the probabilistic statistical models to forecast oil and gas content. All these areas have to be described by the same parameters which should be calculated prior to deep prospecting drilling. This allows building probabilistic statistical models which in practice may be used for evaluation of an oil and gas content of the undeveloped traprocks. Thanks to the method devised a traprock drilling priority may be determined, normalising oil production on the territory of Kogalymneftegaz.

**Keywords:** hydrocarbons, oil and gas content, forecast, regression equation, correlation relationship, coefficient of correlation, parameter informativeness, linear discriminant analysis, multidimensional regression analysis.

### Введение

На территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» в пределах пласта Ю<sub>2</sub>, залегающего в кровле малышевского горизонта средней юры, выявлены по результатам 2D-сейсморазведки 10 ловушек углеводородов (рисунок). В настоящей статье выполнена вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности данных ловушек.

Для решения данной задачи на территории исследований выбираются эталонные участки с установленной нефтегазоносностью и отсутствием ее в пределах пласта Ю<sub>2</sub>. По этим участкам изучаются различные геолого-геохимические показатели и с помощью вероятностно-

статистических методов устанавливаются те, которые характеризуют нефтегазоносность пласта. Далее по этим показателям разрабатываются геолого-математические модели прогноза нефтегазоносности данного пласта, проверяется их «работоспособность» на эталонных и экзампонационных объектах и производится их корректировка. Геолого-математические модели строятся с помощью комплексного использования корреляционного, дискриминантного и регрессионного видов анализа. При таком подходе, т.е. при совместном использовании различной информации, получаемой разными способами, многомерная задача сводится

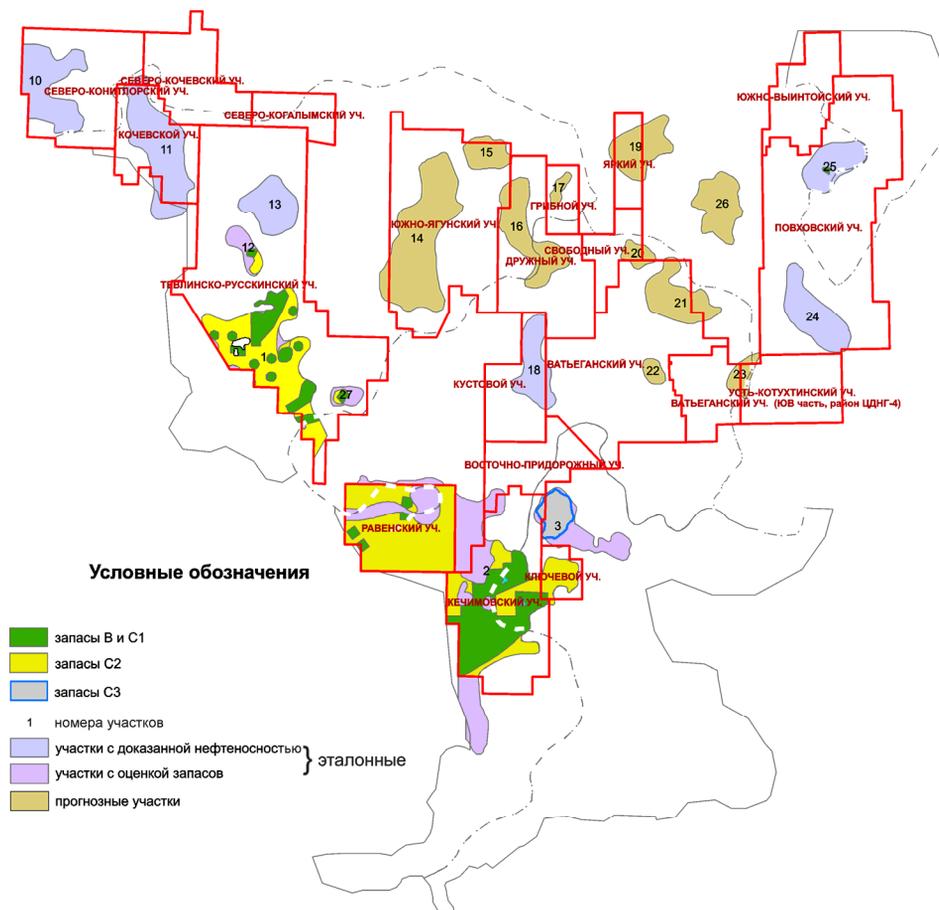


Рис. Схема расположения эталонных объектов и прогнозных ловушек

к одномерной. Возможности использования такого подхода для решения аналогичных задач прогноза изучаются в работах [1–6]. В итоге получаем комплексную вероятностную оценку наличия залежи углеводородов в конкретной ловушке, зависящую от ряда показателей, каждый из которых в той или иной степени влияет на нефтеносность. По комплексному вероятностному критерию будут выделены первоочередные, наиболее перспективные в плане наличия залежей углеводородов участки в пласте Ю<sub>2</sub> для постановки более детальных поисковых работ. Для составления эталонной выборки были использованы данные по 122 скважинам, вскрывшим пласт Ю<sub>2</sub>, с известным результатом бурения, из которых 68 скважин являются нефтяными, а в 54 скважинах залежи нефти не обнаружены. Эти скважины располагались на Тевлинско-Русскинском, Равенском и Кечимовском месторождениях (см. рисунок), где в пласте Ю<sub>2</sub> открыты промышленные залежи нефти, а также на Северо-Конитлорском, Кочевском, Кустовском и Повховском лицензионных участках, на которых выявлена нефтеносность отдельными скважинами. В тектоническом плане данные лицензионные участки располагаются в пределах Сургутского свода, Ярсомовского мегапрогиба, Северо-Сургутской и Северо-Вартовской ступеней.

#### Построение моделей для прогноза нефтегазосности структур

По вышеприведенным показателям, характеризующим особенности локального геологического строения и нефтегазосности структур, были вычислены средние значения, среднеквадратичные отклонения для нефтяных и «пустых» структур и с помощью критерия  $t$  выполнена оценка степени их влияния на нефтегазосность. Будем считать, что чем больше по критерию  $t$  разделяются средние значения, тем более сильно они контролируют нефтегазосность структур.

По рассматриваемым показателям на первом этапе локального прогноза были построены индивидуальные вероятностные модели. Для исследований использовались три группы критериев. Первая представляла собой геохимические характеристики, которые учитывают влияние на нефтегазосность пласта Ю<sub>2</sub> китербютских, лайдинских и леонтьевских нефтематеринских пород. По данной группе критериев имеется информация по характеристикам рассеянного органического вещества (РОВ): содержание органического углерода  $C_{орг}$ , %; содержание хлороформенного экстракта  $B_{хл}$ , %; битумоидный коэффициент  $\beta$ , %; процент содержания в РОВ сапропелевого вещества  $СП_{РОВ}$ , %. Кроме этого для анализа использованы данные пиролиза пород пласта Ю<sub>2</sub> подстилающих и перекрывающих отложений. Здесь имеются данные по определению  $C_{орг}$ , значений содержания в породе жидких УВ нефтяного ряда, так называемой «битумоидной» составляющей  $ОВ - S_1$ , мг УВ/г породы; значений количества УВ, которые могут образоваться при полной реализации нефтематеринского потенциала, содержащегося в ней  $ОВ - S_2$ , мг УВ/г породы; значений температуры, при которой происходит максимальный выход продуктов углеводородного типа, полученных в результате крекинга,  $T_{max}$ , °С; значений водородного индекса  $HI$ , мгУВ/г  $C_{орг}$ ; значений индекса продуктивности  $PI$ , отн. единицы. Пробы отобраны с глубин от 2829 до 3199 м и представлены аргиллитами, алевролитами, мергелями, песчаниками, углями. В этих породах  $C_{орг}$  варьируется от 0,09 до 77,2 %,  $S_1$  изменяется в диапазоне от 0,02 до 21,7 мг УВ/г породы,  $S_2$  варьируется от 0,06 до 292,2 мг УВ/г породы,  $T_{max}$  изменяется в диапазоне 428–447 °С. Индекс  $HI$  имеет размах значений 29,7–825 мг УВ/г  $C_{орг}$ ; индекс  $PI$  изменяется в диапазоне от 0,03 до 0,389. Эти данные являются достаточно представительными, охватывают практически весь спектр

возможных значений изучаемых геохимических характеристик и, по мнению авторов данной статьи, могут быть использованы для зональных прогнозных оценок нефтегазоносности пласта Ю<sub>2</sub>. С целью разделения битумоидов на сингенетичные и эпигенетичные был построен генетический график Вассоевича по  $C_{орг}$  и  $\beta$ . Для количественной оценки разделения битумоидов по графику Вассоевича на сингенетичные и эпигенетичные битумоиды был использован метод пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА). Пример использования ПЛДА для решения различных геологических задач приведен в работах [7–15].

Метод ПЛДА позволил вычислить вероятности отнесения значений к эпигенетическому классу битумоидов  $P_3$ . По нашему мнению, критерий  $P_3$  характеризует процессы миграции углеводородов из материнских пород в пласты коллектора при формировании залежей в пласте Ю<sub>2</sub>. Аналогичные функции разделения на сингенетичные и эпигенетичные битумоиды построены для лайдинских и леонтьевских нефтематеринских пород.

По вышеприведенным показателям, характеризующим особенности геохимических характеристик китербютского, лайдинского и леонтьевского горизонтов и возможности миграции углеводородов из них в ловушки, были построены вероятностные модели. Примеры таких моделей для китербютского горизонта приведены ниже.

Вероятностные модели по геохимическим показателям по китербютскому горизонту:

Уравнения вероятности принадлежности к классу нефтяных зон
$P(C_{орг}) = -0,217 + 0,64513C_{орг}$
$P(B_{кл}) = -0,092 + 5,3702B_{кл}$
$P(\beta) = -0,092 + 5,3702\beta$
$P(CP_{РОВ}) = 0,271 + 0,04996 CP_{РОВ}$
$P(PI) = -3,104 + 63,129PI$
$P(HI) = 2,098 - 0,0033HI$
$P(P_3) = -3,104 + 61,129P_3$

С помощью данных уравнений можно оценить влияние изучаемых характеристик органического вещества на зональную нефтегазоносность пласта Ю<sub>2</sub>. Аналогичный анализ и расчеты выполнены для лайдинского и леонтьевского горизонтов.

### Построение комплексных моделей для прогноза нефтегазоносности структур

Далее обоснован комплексный геохимический критерий  $P_{геох}$ , отвечающий за процессы генерации и миграции углеводородов из нефтематеринских пород.

При вычислении  $P_{геох}$  используется такое сочетание вероятностей, при котором средние значения вероятностей  $P_{геох}$  наиболее сильно отличаются для нефтяных и пустых зон при равном значении  $m$ .

Исследования показали, что при  $m$  от 2 до 7 средние значения  $P_{геох}$  для нефтяных зон повышаются от 0,622 до 0,702, для пустых убывают от 0,384 до 0,338. Правильность распознавания по вероятностям, вычисленным по этим данным, составляет 70–73 %.

Оценка влияния геохимических показателей лайдинского и леонтьевского горизонтов на нефтегазоносность пласта Ю<sub>2</sub> выполнена точно по такой же методике, что и для китербютского горизонта. Значения комплексной вероятности для лайдинского горизонта обозначим  $P_{геох-ла}$ , для леонтьевского –  $P_{геох-л}$ .

При разработке обобщенной геохимической модели использовались значения  $P_{геох-к}$ ,  $P_{геох-ла}$ ,  $P_{геох-л}$ . По данным критериям по методу условных комплексных вероятностей вычислялась комплексная геохимическая вероятность  $P_{гк}$ .

Аналогичный анализ был выполнен по значениям толщин пластов и структурных характеристик. Здесь отметим, что при анализе толщин пластов использовались суммарные толщины пласта Ю<sub>2</sub> –  $M_{об}$ , суммарные толщины различных типов пород в составе пласта Ю<sub>2</sub> (глинистых –  $M_{гл}$ , алевроитовых –  $M_{ал}$

и проницаемых –  $M_{пр}$ ). В качестве структурных характеристик использовались абсолютные отметки кровли  $H_k$  и подошвы  $H_n$  пласта Ю. Как показывает практика, прогнозные статистические модели наиболее эффективно работают в том случае, если они построены для участков со схожим геологическим строением. В связи с этим было выполнено сравнение обучающих выборок для крупных тектонических элементов по различным толщинам и структурным показателям пласта Ю<sub>2</sub> по критерию  $t$ . Было установлено, что прогнозные модели необходимо разрабатывать совместно для Северо-Сургутской и Северо-Вартовской ступеней, Яромовского мегапрогиба. Для Сургутского свода нужно разрабатывать самостоятельные модели. Следовательно, для прогноза зональной нефтегазонасности необходимо построить две группы моделей. Первая группа моделей для Яромовского мегапрогиба, дополненная данными по Северо-Сургутской и Северо-Вартовской ступеням, и вторая – для Сургутского свода.

По группам мощностных и структурных показателей, как и ранее по геохимическим показателям, строились ЛДФ и по ним рассчитывались комплексные вероятности прогноза нефтеносности  $P(Z)$ . Далее с помощью многомерного регрессионного анализа устанавливалась связь между значениями  $P(Z)$  и показателями, в результате чего были получены много-

мерные уравнения регрессии для определения комплексной вероятности отнесения объекта к классу нефтяных зон.

Многомерные вероятностные модели прогноза нефтеносности по толщинным ( $P_M$ ) и структурным ( $P_H$ ) показателям для Яромовского мегапрогиба, Северо-Вартовской и Северо-Сургутской ступеней имеют следующий вид:

$$P_M = 1,090055 - 0,070161M_{об} + 0,053463M_{ал} + 0,043044M_{гл}, R = 0,98;$$

$$P_H = 167,0107 + 0,1066H_k - 0,0493H_n,$$

$$R = 0,96.$$

Для Сургутского свода получены аналогичные модели:

$$P_M = -2,26037 + 0,16469M_{пр} + 0,07744M_{ал} + 0,03504M_{гл}, R = 0,97;$$

$$P_H = 33,19017 - 0,01279H_k + 0,02407H_n,$$

$$R = 0,99.$$

По данной группе показателей по изложенной выше методике был определен комплексный показатель  $P_M$ . Для структурных показателей разработан комплексный показатель  $P_H$ . Значения данных комплексных показателей были вычислены для эталонной выборки (табл. 1). По нашему мнению, критерий  $P_{гк}$  отвечает за генерационный потенциал нефтематеринских пород и миграцию углеводородов из них, критерии  $P_M$  и  $P_H$  – за аккумуляцию и консервацию углеводородов. Статистические характеристики разработанных критериев для нефтяных и пустых зон приведены в табл. 1.

Таблица 1

Оценка информативности комплексных критериев

Критерии	Нефтяные зоны	Пустые зоны	$t/p$	$\chi^2/p$
$P_{гк}$	0,732±0,183	0,198±0,193	<u>9,053</u> 0,0000	<u>64,494</u> 0,0000
$P_M$	0,668±0,233	0,369±0,208	<u>6,695</u> 0,0000	<u>41,054</u> 0,0000
$P_H$	0,707±0,204	0,329±0,234	<u>8,569</u> 0,0000	<u>54,160</u> 0,0000
$P_{ком}$	0,850±0,241	0,171±0,284	<u>12,838</u> 0,0000	<u>97,649</u> 0,0000

Из табл. 1 видно, что средние значения вероятностей  $P_{гх}$ ,  $P_M$ ,  $P_H$  и плотности распределений по критериям  $t$  и  $\chi^2$  для нефтяных и пустых зон статистически различаются, при этом максимальное отличие получено по  $P_{гх}$ , минимальное – по  $P_M$ . Полученные данные показывают, что участки с установленной нефтегазонасностью находятся в благоприятных условиях генерации и миграции углеводородов, характеризуются хорошими условиями их аккумуляции и сохранности. Участки, где получены отрицательные результаты геолого-поисковых работ, находятся в условиях менее благоприятных для генерации и миграции углеводородов, здесь затруднена их аккумуляция и консервация.

По мнению авторов статьи, критерий  $P_{ком}$  комплексно отвечает за процессы генерации, миграции, аккумуляции и консервации углеводородов. О том, что данный критерий комплексно описывает эти процессы, свидетельствуют данные, приведенные в табл. 1. Средние значения и плотности распределений критерия  $P_{ком}$  делят нефтяные и пустые зоны на две части более сильно, чем по отдельно используемым критериям  $P_{гх}$ ,  $P_M$ ,  $P_H$ . При этом отметим, что для нефтяных зон основное количество объектов обучающей выборки имеет значения вероятностей в диапазоне 0,9–1,0 (69,6 %), для пустых зон – в интервале 0,00–0,1 (68,0 %).

Для прогнозных участков (см. рисунок) рассчитаем значения  $P_{гх}$ ,  $P_M$ ,  $P_H$  и  $P_{ком}$ . Результаты расчетов приведены в табл. 2.

Выполненные исследования позволяют оценить перспективы нефтегазонасности выявленных ловушек, местоположение которых приведено на рисунке.

Ловушка № 14 Южно-Ягунского участка находится в благоприятных генерационно-миграционных условиях, достаточно хорошо гипсометрически выражена, имеет достаточно хорошие условия аккумуляции и консервации углеводородов. Ловушка № 15 Южно-Ягунского

Таблица 2

Значения комплексных вероятностей по прогнозным участкам

Название участка	$P_{гх}$	$P_M$	$P_H$	$P_{ком}$
Южно-Ягунский № 14	$\frac{0,85}{0,69}$	$\frac{0,51}{0,49}$	$\frac{0,75}{0,40}$	$\frac{0,88}{0,57}$
Южно-Ягунский № 15	$\frac{0,18}{0,35}$	$\frac{0,82}{0,45}$	$\frac{0,51}{0,40}$	$\frac{0,51}{0,23}$
Дружный № 16	$\frac{0,34}{0,39}$	$\frac{0,39}{0,43}$	$\frac{0,42}{0,29}$	$\frac{0,19}{0,16}$
Грибной № 17	–	$\frac{0,40}{0,36}$	$\frac{0,43}{0,36}$	$\frac{0,33}{0,24}$
Яркий № 19	–	$\frac{0,57}{0,53}$	$\frac{0,72}{0,36}$	$\frac{0,77}{0,38}$
№ 26	–	$\frac{0,52}{0,46}$	$\frac{0,55}{0,28}$	$\frac{0,856}{0,24}$
Свободный № 20	$\frac{0,48}{0,61}$	$\frac{0,67}{0,63}$	$\frac{0,64}{0,41}$	$\frac{0,77}{0,65}$
Ватьеганский № 21	$\frac{0,71}{0,24}$	$\frac{0,69}{0,42}$	$\frac{0,54}{0,34}$	$\frac{0,86}{0,11}$
Ватьеганский № 22	$\frac{0,62}{0,78}$	$\frac{0,33}{0,43}$	$\frac{0,62}{0,51}$	$\frac{0,57}{0,73}$
Ватьеганский № 23	$\frac{0,78}{0,04}$	$\frac{0,47}{0,40}$	$\frac{0,67}{0,27}$	$\frac{0,86}{0,01}$

*Примечание.* Числитель – строка значения вероятностей в пределах выделенных ловушек, знаменатель – за пределами ловушек.

участка находится в малоблагоприятных геохимических условиях, достаточно хорошо гипсометрически выражена, имеет хорошие условия аккумуляции углеводородов. Ловушка № 16 Дружного участка находится в малоблагоприятных геохимических условиях, гипсометрически выражена слабее, имеет низкие перспективы аккумуляции и консервации углеводородов. По ловушке № 17 Грибного участка оценить геохимические условия генерации углеводородов не представляется возможным, она характеризуется не высокими структурными показателями, имеет низкие перспективы аккумуляции углеводородов. По ловушке № 19 Яркого участка оценить геохимические условия генерации углеводородов не представляется возможным, она достаточно хорошо выражена гипсометрически, имеет средние условия аккумуляции углеводородов.

По ловушке № 26 оценить геохимические условия нельзя, она хорошо выражена гипсометрически, имеет средние условия аккумуляции углеводородов. Ловушка № 20 Свободного участка находится в средних геохимических условиях, хорошо выражена гипсометрически, имеет высокие возможности аккумуляции и консервации углеводородов. Ловушка № 21 Ватьеганского участка находится в благоприятных геохимических условиях, также хорошо выражена гипсометрически, имеет высокие возможности аккумуляции и консервации углеводородов. Ловушка № 22 Ватьеганского участка находится в благоприятных геохимических условиях, хуже выделяется по гипсометрии, имеет низкие перспективы аккумуляции и консервации углеводородов. Ловушка № 23 Ватьеганского участка находится в отличных геохимических условиях, хорошо выражена гипсометрически, имеет средние условия аккумуляции и консервации углеводородов.

### Заключение

В результате комплекса выполненных научных исследований были получены следующие результаты:

Построены индивидуальные модели прогноза нефтегазосности, установлено что надежного прогнозирования нефтегазосности пласта Ю<sub>2</sub> можно достичь только на основе комплексного вероятностно-статистического анализа показателей, характеризующих различные процессы формирования залежей углеводородов.

Доказано, что комплексное использование различных характеристик при построении многомерных моделей надежно контролирует нефтегазосность пласта Ю<sub>2</sub>.

На основе критериев  $P_{ГХ}$ ,  $P_M$ ,  $P_H$ , разработан обобщенный критерий  $P_{КОМ}$ . Среднее значение  $\bar{P}_{КОМ}$  для нефтяных зон составляет  $0,850 \pm 0,241$ ; для пустых зон –  $0,171 \pm 0,284$ . По критериям  $t$  и  $\chi^2$  данный критерий является наиболее информативным для прогноза нефтегазосности пласта Ю<sub>2</sub>.

Анализ значений критерия  $P_{КОМ}$  показывает, что наиболее перспективными ловушками для дальнейшего изучения являются ловушка № 14 Южно-Ягунского участка и ловушки № 21, 23 Ватьеганского участка. Остальные ловушки рекомендуется изучать после получения новых данных в пределах этих объектов.

### Список литературы

1. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазосности локальных структур. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2001. – 277 с.
2. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. Exploratory and explanatory statistical analysis data. – Boston: MartinusNijhoff Publishing, 1979. – 284 p.
3. Davis C.J. Estimation of the probability of success in petroleum exploration // *Mathematical Geology*. – 1977. – Vol. 9, № 4. – P. 409–427. DOI 10.1007/BF02047411
4. Kaufman M.G. Statistical Issues in the Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources // MIT-CIEPR. – 1992. – 30 p.
5. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
6. Unwin D. Introductory spatial analysis. – London: Methuen and Co., Ltd., 1981. – 212 p.
7. Зональный прогноз нефтегазосности юрских отложений в пределах территории деятельности ТПП «Когальмнефтегаз» / В.И. Галкин, В.В. Бродягин, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек, А.Н. Шайхутдинов // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений / ОАО «ВНИИОЭНГ»*. – М., 2008. – № 8. – С. 31–35.
8. Галкин В.И., Шайхутдинов А.Н. О возможности прогноза нефтегазосности юрских отложений вероятностно-статистическими методами (на примере территории деятельности ТПП «Когальмнефтегаз» // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений / ОАО «ВНИИОЭНГ»*. – М., 2009. – № 6. – С. 11–14.
9. Шайхутдинов А.Н. Выделение сложнопостроенных ловушек пласта Ю-1 Южно-Ягунского месторождения по данным сейсмофашиального анализа // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений / ОАО «ВНИИОЭНГ»*. – М., 2009. – № 8. – С. 29–37.
10. Галкин В.И., Шайхутдинов А.Н. Построение статистических моделей для прогноза дебитов нефти по верхнеюрским отложениям Когальмского региона // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – № 1. – С. 52–54.
11. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В., Воеводкин В.Л. Определение перспективных направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае с помощью вероятностно-статистических методов // *Наука производству*. – М., 2006. – № 1. – С. 1–5.
12. Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Обоснование направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае // *Научные исследования и инновации*. – 2009. – Т. 3, № 4. – С. 3–7.
13. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фашиальной зональности турнефаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // *Нефтяное хозяйство*. – 2007. – № 9. – С. 112–114.
14. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Козлова И.А. Определение перспективных участков геолого-разведочных работ на нефть вероятностно-статистическими методами на примере территории Пермского края // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2012. – № 4. – С. 7–14.

15. Мелкишев О.А., Кривошеков С.Н. Стохастическая оценка прогнозных ресурсов нефти на поисково-оценочном этапе геолого-разведочных работ // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 33–40.

#### References

1. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroiatnostno-statisticheskaya otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic-statistical evaluation of oil and gas content of local structures]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 2001. 277 p.
2. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. Exploratory and explanatory statistical analysis data. Boston: MartinusNijhoff Publishing, 1979. 284 p.
3. Davis C.J. Estimation of the probability of success in petroleum exploration. *Mathematical Geology*, 1977, vol. 9, no. 4, pp. 409–427. DOI 10.1007/BF02047411
4. Kaufman M.G. Statistical Issues in the Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources. *MIT-CEEPR*, 1992. 30 p.
5. Watson G.S. *Statistic on spheres*. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. 238 p.
6. Unwin D. *Introductory spatial analysis*. London: Methuen and Co., Ltd., 1981. 212 p.
7. Galkin V.I., Brodiagin V.V., Potriyasov A.A., Skachek K.G., Shaikhutdinov A.N. Zonal'nyi prognoz neftegazonosnosti iurskikh otlozhenii v predelakh territorii deiate'lnosti TPP "Kogalymneftegaz" [Zonal forecast of oil and gas content of the Jurassic sediments within the operational area of the Kogalymneftegaz business unit]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitynykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow, 2008, no. 8, pp. 31–35.
8. Galkin V.I., Shaikhutdinov A.N. O vozmozhnosti prognoza neftegazonosnosti iurskikh otlozhenii veroiatnostno-statisticheskimi metodami (na primere territorii deiate'lnosti TPP "Kogalymneftegaz") [About the possibility to forecast oil and gas content of the Jurassic sediments by probabilistic-statistical methods (the case of the operational area of the Kogalymneftegaz business unit)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitynykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow, 2009, no. 6, pp. 11–14.
9. Shaikhutdinov A.N. Vydelenie slozhnopostroyennykh lovushek plasta Iu-1 Iuzhno-Iagunskogo mestorozhdeniia po dannym seismofatsial'nogo analiza [Identification of complex traprocks of the bed Yu-1 of the South Yagunskoye field using the data of seismic facies analysis]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitynykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow, 2009, no. 8, pp. 29–37.
10. Galkin V.I., Shaikhutdinov A.N. Postroyeniye statisticheskikh modelei dlia prognoza debitov nefi po verkhneiurskim otlozheniyam Kogalymnogo regiona [Building statistic models to forecast oil output using the data on the Upper-Jurassic formations of the Kogalym region]. *Nefyanoe khoziaistvo*, 2010, no. 1, pp. 52–54.
11. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V., Voevodkin V.L. Opredeleniye perspektivnykh napravlenii poiskov mestorozhdenii nefi i gaza v Permskom krae s pomoshch'yu veroiatnostno-statisticheskikh metodov [Identifying promising directions of oil and gas search in Perm kraj by probabilistic-statistical methods]. *Nauka proizvodstvu*. Moscow, 2006, no. 1, pp. 1–5.
12. Galkin V.I., Krivoshechekov S.N. Obosnovaniye napravlenii poiskov mestorozhdenii nefi i gaza v Permskom krae [Justification for oil and gas search directions in Perm kraj]. *Nauchnye issledovaniya i innovatsii*, 2009, vol. 3, no. 4, pp. 3–7.
13. Putilov I.S., Galkin V.I. Primeneniye veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turne-famenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniia [Application of probabilistic-statistical analysis for the study of facies zonation of the Tournaisian-Famennian carbonate complex of the Siberian field]. *Nefyanoe khoziaistvo*, 2007, no. 9, pp. 112–114.
14. Krivoshechekov S.N., Galkin V.I., Kozlova I.A. Opredeleniye perspektivnykh uchastkov geologo-razvedochnykh rabot na nef' veroiatnostno-statisticheskimi metodami na primere territorii Permskogo kraia [Locating prospecting sites of oil survey operations by probabilistic-statistical methods by the example of Perm kraj]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 4, pp. 7–14.
15. Melkishev O.A., Krivoshechekov S.N. Stokhasticheskaya otsenka prognoznykh resursov nefi na poiskovo-otsenochnom etape geologo-razvedochnykh rabot [Stochastic assessment of forecast oil resources at the survey-evaluation stage of exploration works]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 4, pp. 33–40.

#### Об авторах

**Скачек Константин Геннадьевич** (Когалым, Россия) – кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по геологоразведке ООО «ЛУКОЙЛ – Западная-Сибирь», (628484, г. Когалым, ул. Прибалтийская, 20; e-mail: KonstatinSkachek@lukoil.com).  
**Шайхутдинов Айдар Нафисович** (Когалым, Россия) – начальник отдела геолого-разведочных работ по Когалымскому региону ООО «ЛУКОЙЛ – Западная-Сибирь» (628484, г. Когалым, ул. Прибалтийская, 20; e-mail: Aidar.Shayutdinov@lukoil.com).

#### About the authors

**Konstantin G. Skachek** (Kogalym, Russian Federation) – Ph. D. in Geologic-mineralogical Sciences, Deputy General Director for Geologic Exploration, LLC "LUKOIL – West Siberia" (628484, Kogalym, Pribaltiiskaia st., 20; e-mail: KonstatinSkachek@lukoil.com).  
**Aidar N. Shaikhutdinov** (Kogalym, Russian Federation) – Head of Department of Geologic Exploration in Kogalym Region, LLC "LUKOIL – West Siberia" (628484, Kogalym, Pribaltiiskaia st., 20; e-mail: Aidar.Shayutdinov@lukoil.com).

Получено 11.09.2014

Пробьса ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:  
Скачек К.Г., Шайхутдинов А.Н. Оценка перспектив нефтеносности выявленных ловушек в пласте Ю<sub>2</sub> на территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 7–14. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.1

Please cite this article in English as:

Skachek K.G., Shaikhutdinov A.N. Estimation of oil and gas bearing prospects in traprocks of the bed U<sub>2</sub> on the territory of the Kogalymneftegaz business unit. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 13, pp. 7–14. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.1