

УДК 550.81

<https://doi.org/10.24411/2310-8266-2018-10107>

# Математические методы и моделирование углеводородных систем при оценке геологических и экономических рисков поисково-разведочных работ на нефть и газ

**В.Ю. КЕРИМОВ**, д.г.-м.н., проф., завкафедрой теоретических основ поисков и разведки нефти и газа

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина (национальный исследовательский университет) (Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., д. 65).

Российский государственный геолого-разведочный университет им. Серго Орджоникидзе (Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23).

E-mail: [vagif.kerimov@mail.ru](mailto:vagif.kerimov@mail.ru)

**Р.Н. БАХТИЗИН**, д.ф.-м.н., проф., ректор

ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет (Россия, 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1).

E-mail: [rektor@rusoil.net](mailto:rektor@rusoil.net)

**А.В. БОНДАРЕВ**, к.г.-м.н., доцент, зам. завкафедрой теоретических основ поисков и разведки нефти и газа

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина (национальный исследовательский университет) (Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., д. 65). E-mail: [jcomtess@yandex.ru](mailto:jcomtess@yandex.ru)

В статье проанализированы математические методы и моделирование углеводородных систем при оценке геологических и экономических рисков поисково-разведочных работ на нефть и газ. Показано, что риски – это неопределенные события или условия, которые в случае наступления влияют отрицательно хотя бы на одну цель проекта.

*Ключевые слова:* риски, моделирование, поисково-разведочные работы, анализ, эффективность.

Риски – это неопределенные события или условия, которые в случае наступления влияют отрицательно хотя бы на одну цель проекта. В целом же эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ связана с рисками – геологическими, экономическими, инжиниринговыми, эксплуатационными, финансовыми, маркетинговыми, экологическими, юридическими, временными и др.

Несмотря на научные и технические достижения последних лет, усовершенствование методик и повышение точности оборудования, поисково-разведочные работы не становятся проще и надежнее. Сегодня основной задачей, стоящей перед геологами, является выявление геологических рисков на начальных стадиях поисково-разведочных работ и совершенствование способов их учета для минимизации последствий.

Трехмерные модели нефтегазоносных систем являются единственным типом модели геологических данных, включающим все основные факторы геолого-разведочного ри-

ска: заполненность ловушки, время генерации, миграции углеводородов и потери. Существующие технологии анализа рисков позволяют проводить исследования рисков в полностью интегрированной и динамической геологической модели данных. Таким образом, говоря о рисках в поисково-разведочном процессе, следует отметить следующие компоненты риска нефтегазоносных систем: ловушка, коллектор, материнская порода и покрывка. Данные элементы связаны между собой и оказывают влияние друг на друга и, соответственно, должны быть изучены в системе.

Вышеуказанные положения были использованы для оценки геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов на акватории присахалинского шельфа. Оценка перспектив нефтегазоносности и определение объектов для поисково-оценочного бурения на присахалинском шельфе были проведены в условиях недостаточности информации. Как уже отмечалось выше, анализ

неопределенности является необходимой процедурой для перехода к анализу геологических рисков. Все неопределенности, возникающие в процессе эволюции генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) по аналогии с элементами этих систем условно можно разделить на три главные категории: породы-покрывки и формы ловушек; породы-коллекторы; материнские породы.

Неопределенности подразделяются на дискретные и непрерывные. Неопределенности свойств покрывок и нефтематеринских пород – непрерывные и описываются распределением характеристической величины относительно этой величины в базовой модели. Наиболее распространенными вариантами распределения значений величин показателей, характеризующих изменчивость свойств пород-покрывок и нефтематеринских пород, являются: равномерное, треугольное и нормальное распределение (рис. 1).

Для оценки надежности флюидоупорных свойств покрывок нами была задана неопределенность капиллярного

Рис. 1

Характеры распределения величин:

а – капиллярного давления в глинах окобыкайского горизонта; б – значение содержания органического углерода – totalorganiccarbon (TOC) в материнских породах олигоцена. Параметр неопределенности задан для обоих участков

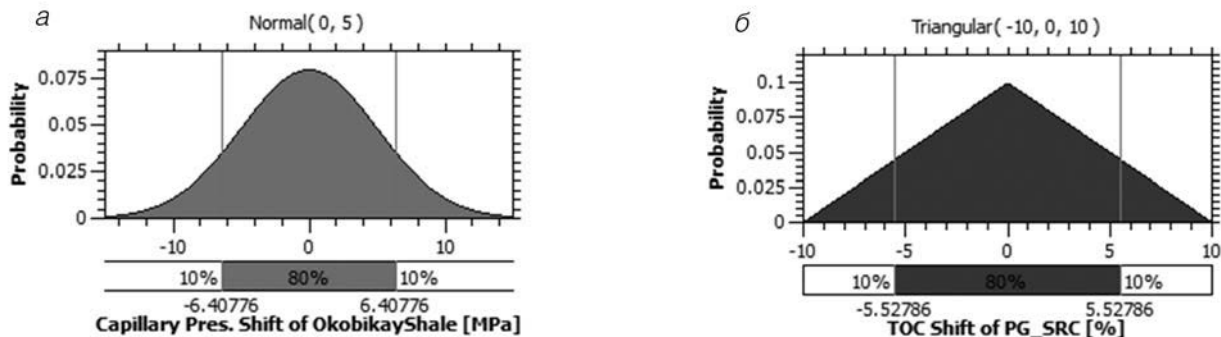
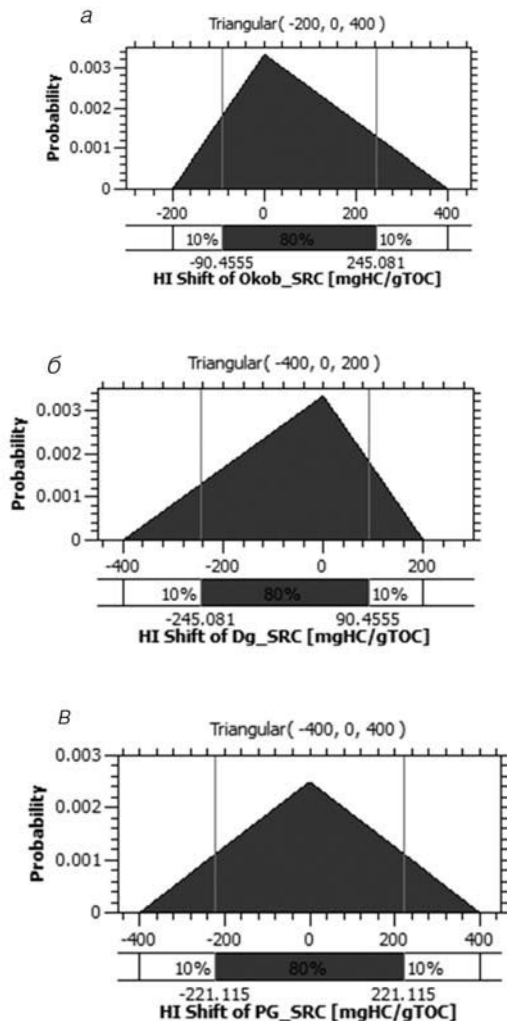


Рис. 2

Характер распределения значений HI в материнских породах: а – нижнего миоцена, содержащих кероген II типа; б – среднего миоцена, содержащих кероген III типа; в – верхнего олигоцена



давления в покрышках нутовского и окобыкайского горизонтов. Эта неопределенность описывается уравнением Гаусса для нормального распределения. Отклонения капиллярного давления от его среднего значения достигают 6,4 МПа (см. рис. 1а).

Для вероятностных оценок значения TOC и водородного индекса – hydrogenindex (HI), характеризующих свойства нефтегазоматеринских пород, был выбран треугольный вид распределения. Такой вид распределения, в отличие от нормального распределения, допускает возможность отклонений реальных значений от модального значения на большую величину. Отклонения значений величины TOC в симметричном треугольном распределении составило 5,53% (см. рис. 1б).

Для вариаций величины HI был принят асимметричный характер распределения. При этом для значений HI, характеризующих содержание керогена II типа (характерного для пород среднего миоцена), распределение значений характеризуется правосторонней асимметрией с максимальными отклонениями в диапазоне от 90 до 245 мг УВ/г ТОС (рис. 2а). А для значений HI, характеризующих содержание керогена III типа (характерного для пород нижнего миоцена), распределение левостороннее с отклонениями от 245 до 90 мг УВ/г ТОС (рис. 2б). По причине того, что на современном уровне знаний о рассматриваемом районе данных о материнских свойствах пород, участвующих в строении разреза верхнего олигоцена, недостаточно, распределение значений HI для толщ этого возраста принято симметричным с широким диапазоном в 221 мг УВ/г ТОС (рис. 2в).

Дискретными величинами являются неопределенность коллектора и кинетической реакции органического вещества (ОВ). Эти величины способны принимать одно из заданных положений. Так, для коллектора нутовского горизонта неопределенность имеет восемь возможных позиций. Распределение неравномерное, более вероятны варианты со стандартным и дагинским песчаником, такие результаты будут в 20% вариативных моделей. На уровне в 10% выставлены варианты с типовым алевритом, конгло-брекчией, а также в случаях литологических смесей песчаник/глина в пропорциях: 50/50, 65/35, 75/25, 90/10 соответственно.

Другим примером дискретного параметра неопределенности является параметр кинетических преобразований ОВ в материнских породах. Таких параметров было задано два: для пород второго типа керогена (даехуринский, окобыкайские, нутовские предположительные материнские

породы) и для пород третьего типа керогена (уйнинско-дагинские, нутовские предположительные материнские породы). При этом в условиях недостаточности реальной информации нами были использованы кинетические характеристики преобразования, описанные в работах Perrege, Corvi, 1995 и Beharetal, 1997. Оба варианта кинетических преобразований обеспечивают раздельный прогноз нефтяной и газовой фракций. Вероятности появления составляют 4, 8 и 15% и в итоге определяются в соответствии с представлениями авторов о составе материнской породы.

Для оценки риск-моделей на разных трехмерных моделях использовалось разное число вариативных моделей. Так, для региональной модели строения и эволюции кайнозойского чехла северо-восточной части присахалинского шельфа были созданы и проанализированы 80 региональных трехмерных моделей, а для Киринского, Аяшского и Восточно-Одоптинского участков – по 50 риск-моделей. Это оказалось довольно сложной и нетривиальной задачей. Большее число региональных моделей обусловлено желанием привнести большее понимание в региональные процессы и элементы ГАУС.

Для ее решения были использованы как уже существующие скважины, так и проектные, которые были добавлены в модели по результатам базового моделирования и планов бурения в акватории присахалинского шельфа.

Региональная модель была откалибрована с использованием следующих скважин: 2 Чайвинская, 2 Лунская, 1 Аркутун-Дагинская, 4 Одоптинская, 1 Пела-лейч. Для калибровки модели также были использованы результаты бурения скважин на Кириновском участке: Киринские (скв. 1, 2, 3), Южно-Кириновские (скв. 1, 2, 3, 4, 5) и скв. 1 Мынгинская. Последние также использовались для калибровки модели Кириновского участка. Для калибровки аяшской и восточно-одоптинской модели использовались проектные скважины: 1 Аяшская, 1 Баутинская, 2 Восточно-Одоптинская, 1 Лозинская, 1 Шивчибинская.

Одним из наиболее информативных способов анализа результатов риск-моделирования являются диаграммы торнадо (рис. 3), иллюстрирующие степень корреляции калибруемого параметра с каждой неопределенностью.

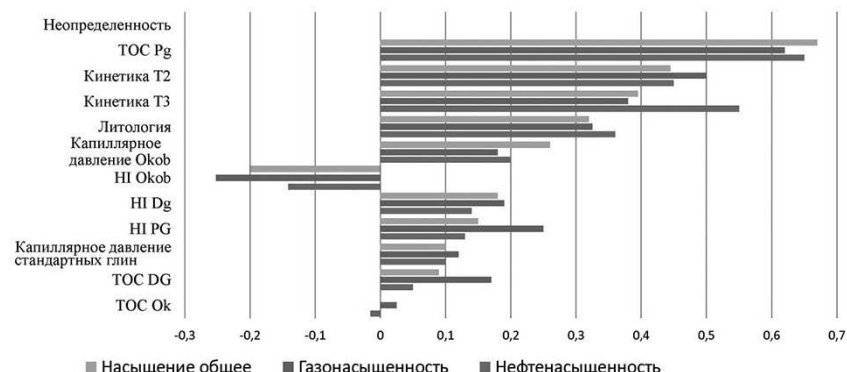
Как показывают результаты исследований, для всех перспективных объектов наибольшими рисками здесь являются: содержание ОВ в материнских породах верхнего олигоцена (ТОСРg); кинетические преобразования ОВ обоих типов керогена; литологическая неопределенность коллектора. В остальном по нижнему и верхнему перспективным объектам риски различны и обусловлены строением ГАУС.

Таким образом, для дагинского горизонта скв. 2 Восточно-Одоптинская установлены следующие вероятности геологических факторов: литология и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора – 0,4; материнская порода – 0,7; свойства флюидоупоров – 0,7; влияние разломов – 0,6. Для нижненутовского горизонта: литология и ФЕС коллектора – 0,6; материнская порода – 0,7; свойства флюидоупоров – 0,775; влияние разломов – 0,8. Для верхненутовского горизонта: литология и ФЕС коллектора – 0,7; материнская порода – 0,7; свойства флюидоупоров – 0,675; влияние разломов – 0,8.

Подводя итоги проведенного риск-анализа для поисковых объектов присахалинского шельфа, можно резюмировать, что распределение УВ по разрезу весьма нерав-

**Рис. 3**

**Диаграмма коэффициентов корреляции неопределенностей с насыщением УВ в скв. 2 Восточно-Одоптинская-2 для дагинского коллектора**



номерное. Большим нефтегенерационным потенциалом характеризуются олигоценые нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), газогенерационным потенциалом – нижнемиоценовые толщ. Основная масса УВ, эмигрировавших из этих толщ, просачиваясь через флюидоупоры, формирует по пути миграции залежи УВ. Таким образом, ловушки, сформировавшиеся в нижних горизонтах, получают более мощный подток УВ, Ловушки в верхнем этаже (нутовский горизонт) помимо УВ эмигрировавших из верхнеолигоценых и нижнемиоценовых НГМТ, подпитываются также УВ из среднемиоценовых НГМТ, зрелость которых, однако, низка. При этом нельзя недооценивать влияние средне- и даже верхнемиоценовых НГМТ в прилегающих к изучаемым поднятиям впадинах. Эти впадины (Гильтун-Чайвинская, Венинская, Дерюгинская синклиналильные зоны) оставляют возможность высокой нефтяной перспективы нутовского горизонта. Все породы верхнего этажа охарактеризованы II типом керогена и высокими водородными индексами, что говорит об их нефтегенерирующих свойствах.

Ниже приведены сводные таблицы по геологическому риску на каждую скважину и перспективный объект (табл. 1, 2). Общая вероятность благоприятной ситуации вычисляется как умножение вероятностей геологических факторов по четырем пунктам: вероятность наличия коллектора, зрелых НГМ пород, качественного флюидоупора и локальных тектонических условий (наличие нефтегазовых структур).

Вероятность наличия зрелой материнской породы определяется как среднее арифметическое из вероятностей факторов ТОС для НГМ пород и вероятности кинетического преобразования. Вероятность наличия качественного флюидоупора определяется как среднее арифметическое из вероятностей наличия капиллярных давлений в нутовских и окобыкайских глинах.

Вероятность наличия факторов риска оценивается при первоначальном анализе доступной геологической информации. Риск может и должен пересматриваться при получении дополнительной информации.

На основании эмпирических данных риски разделены на следующие категории: очень низкий (0,5–0,99), низкий (0,25–0,5), умеренный (0,125–0,25), высокий (0,063–0,125), очень высокий (0,01–0,063). Так как полученные оценки рисков относятся к низким и умеренным на границе значений 75%, был выделен нейтральный риск с границами от 75 до 80%, являющийся, по сути, частным случаем умеренного риска (75–87,5%).

Из анализа рисков следует, что все проектные скважины имеют относительно низкие риски в отношении обнаруже-

ния залежей нефти и газа в нутовском горизонте. При этом верхненутовский горизонт представляется более перспективным. В то же время залежи в дагинском горизонте имеют умеренные риски обнаружения, в основном связанные с недостаточной изученностью коллекторов дагинского горизонта в северных участках (Восточно-Одоптинский и Аяшский лицензионные участки (ЛУ) и возможным нарушением целостности ловушек разрывными нарушениями.

Однако в соответствии с нашими представлениями, несмотря на умеренные риски, изучение дагинского и нижележащих горизонтов в пределах Аяшского и Восточно-Одоптинского ЛУ необходимо продолжить, так как в соответствии с концепцией формирования скоплений углеводородов в нем могут содержаться крупные ресурсы газового и газоконденсатного состава.

Для Восточно-Одоптинской, Лозинской и Баутинской перспективных структур наибольшими рисками следует считать вероятность наличия зрелой материнской породы. Это связано с тем, что данные структуры находятся в пределах влияния ГАУС с недоказанной нефтегазоносностью, а миграция углеводородов из соседней Пильтун-Чайвинской ГАУС маловероятна по структурным и тектоническим признакам. Аяшская перспективная структура имеет наи-

лучшую вероятность наличия зрелой материнской породы, поскольку находится на стыке нескольких ГАУС (Пильтун-Чайвинской, Дерюгинской и Венинской).

С целью оценки рисков методом Шеврон были составлены карты, иллюстрирующие распределение величин геологических рисков на ЛУ присахалинского шельфа на основе использования карт ГАУС и карт очагов генерации по результатам моделирования, схемы распространения перспективных объектов, выявленных по результатам интерпретации сейсмических данных, качества резервуаров, распространения флюидоупорных толщ. По результатам моделирования выделяются шесть крупных независимых очагов генерации нефти и газа (рис. 4): чайвинский, венинский, киринский, пограничный, пильтун-астаховский, дерюгинский, охватывающие разные стратиграфические диапазоны, каждый из которых мог самостоятельно производить углеводородные флюиды для насыщения прилегающих ловушек. Для количественной оценки вероятности геологического успеха указанные карты и схемы были переведены в grids (ячейки значений различных параметров) со значениями оценок риска.

Карта вероятности наличия зрелой НГМ породы и благоприятного фактора времени показана на рис. 5а. Границы

**Таблица 1**
**Геологические риски при поисках и разведке скоплений газа по проектным скважинам присахалинского шельфа**

Проектная скважина	Горизонт	Литология коллектора	Вероятность геологического фактора, д. ед.										Риск, %
			ТОС Ок	ТОС Dg	ТОС Pg	Кинетика	Всего по материнским породам	Капиллярное давление окобыкайских глин	Капиллярное давление нутовских глин	Всего по покрышкам	Влияние разломной тектоники	Общая благоприятная вероятность	
Восточно-Одоптинская-2	Даехуринский	0,5	-	-	0,5	0,6	0,55	-	-	0,60	0,6	0,10	90
	Дагинский	0,5	-	0,8	0,6	0,6	0,67	0,8	-	0,80	0,6	0,16	84
	Н. Нутовский	0,6	0,8	0,6	0,8	0,6	0,70	0,95	0,6	0,78	0,8	0,26	74
	В. Нутовский	0,7	0,8	0,6	0,8	0,6	0,70	0,95	0,4	0,68	0,8	0,26	74
Лозинская-1	Даехуринский	0,5	-	-	0,5	0,6	0,55	-	-	0,60	0,6	0,10	90
	Н. Нутовский	0,6	0,8	0,6	0,6	0,6	0,65	0,95	0,6	0,78	0,8	0,24	76
	В. Нутовский	0,7	0,8	0,6	0,8	0,6	0,70	0,95	0,4	0,68	0,8	0,26	74
Баутинская-1	Даехуринский	0,5	-	-	0,5	0,6	0,55	-	-	0,60	0,6	0,10	90
	Дагинский	0,5	-	0,8	0,6	0,6	0,67	0,8	-	0,80	0,6	0,16	84
	Н. Нутовский	0,6	0,8	0,6	0,8	0,6	0,70	0,95	0,6	0,78	0,8	0,26	74
	В. Нутовский	0,7	0,8	0,6	0,8	0,6	0,70	0,95	0,4	0,68	0,8	0,26	74
Аяшская-1	Даехуринский	0,5	-	-	0,5	0,6	0,55	-	-	0,60	0,6	0,10	90
	Дагинский	0,5	-	0,8	0,6	0,6	0,67	0,8	-	0,80	0,6	0,16	84
	Н. Нутовский	0,6	0,8	0,8	0,8	0,6	0,75	0,95	0,6	0,78	0,8	0,28	72
	В. Нутовский	0,7	0,8	0,8	0,8	0,6	0,75	0,95	0,4	0,68	0,8	0,28	72
Восточная-1	Дагинский	0,5	-	0,8	0,8	0,6	0,73	-	-	0,60	0,8	0,18	82
Восточная-2	Фундамент	0,5	-	-	0,8	0,6	0,70	-	-	0,60	0,8	0,17	83
Южно-Киринская-4	Даехуринский	0,5	-	-	0,5	0,6	0,55	-	-	0,60	0,6	0,10	90
	Дагинский	0,6	-	0,8	0,6	0,6	0,67	0,8	-	0,80	0,95	0,30	70
Мынгинская-1	Даехуринский	0,5	-	-	0,5	0,6	0,55	-	-	0,60	0,6	0,10	90
	Дагинский	0,6	-	0,8	0,6	0,6	0,67	0,8	-	0,80	0,95	0,30	70

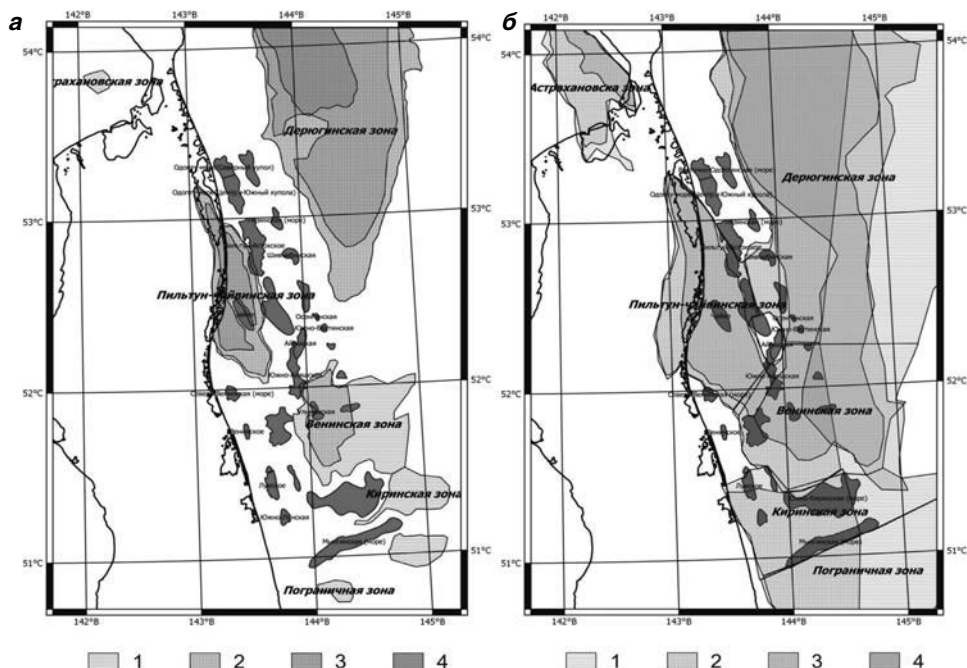
**Таблица 2**

**Геологические риски при поисках и разведке скоплений нефти по проектным скважинам присахалинского шельфа**

НЕФТЬ		Вероятность геологического фактора, д. ед.											Риск, %
Проектная скважина	Горизонт	Литология коллектора	ТОС Ok	ТОС Dg	ТОС Pg	Кинетика	Всего по материнским породам	Капиллярное давление окобыкайских глин	Капиллярное давление нутовых глин	Всего по крышкам	Влияние разломной тектоники	Общая благоприятная вероятность	
Восточно-Одоптинская-2	Даехуринский	0,50	-	-	0,50	0,60	0,55	-	-	0,60	0,60	0,10	90
	Дагинский	0,50	-	0,80	0,80	0,40	0,67	0,80	-	0,80	0,60	0,16	84
	Н. Нутовский	0,60	0,80	0,80	0,80	0,40	0,70	0,95	0,60	0,78	0,80	0,26	74
	В. Нутовский	0,70	0,80	0,80	0,80	0,40	0,70	0,95	0,40	0,68	0,80	0,26	74
Лозинская-1	Даехуринский	0,50	-	-	0,50	0,40	0,45	-	-	0,60	0,60	0,08	92
	Н. Нутовский	0,60	0,80	0,80	0,80	0,40	0,70	0,95	0,60	0,78	0,80	0,26	74
	В. Нутовский	0,70	0,80	0,80	0,80	0,40	0,70	0,95	0,40	0,68	0,80	0,26	74
Баутинская-1	Даехуринский	0,50	-	-	0,50	0,40	0,45	-	-	0,60	0,60	0,08	92
	Дагинский	0,50	-	0,80	0,80	0,40	0,67	0,80	-	0,80	0,60	0,16	84
	Н.Нутовский	0,50	0,80	0,80	0,80	0,40	0,70	0,95	0,60	0,78	0,80	0,22	78
	В.Нутовский	0,70	0,80	0,80	0,80	0,40	0,70	0,95	0,40	0,68	0,80	0,26	74
Аяшская-1	Даехуринский	0,50	-	-	0,50	0,40	0,45	-	-	0,60	0,60	0,08	92
	Дагинский	0,50	-	0,80	0,80	0,40	0,67	0,80	-	0,80	0,60	0,16	84
	Н.Нутовский	0,50	0,80	0,80	0,80	0,40	0,70	0,95	0,60	0,78	0,80	0,22	78
	В.Нутовский	0,70	0,80	0,80	0,80	0,40	0,70	0,95	0,40	0,68	0,80	0,26	74
Восточная-1	Дагинский	0,5	-	0,8	0,8	0,4	0,67	-	-	0,60	0,8	0,16	84
Восточная-2	Фундамент	0,5	-	-	0,8	0,4	0,60	-	-	0,60	0,8	0,14	86
Южно-Кириная-4	Даехуринский	0,50	-	-	0,50	0,40	0,45	-	-	0,60	0,60	0,08	92
	Дагинский	0,60	-	0,40	0,60	0,40	0,47	0,80	-	0,80	0,95	0,21	79
Мынгинская-1	Даехуринский	0,50	-	-	0,50	0,40	0,45	-	-	0,60	0,60	0,08	92
	Дагинский	0,60	-	0,40	0,60	0,40	0,47	0,80	-	0,80	0,95	0,21	79

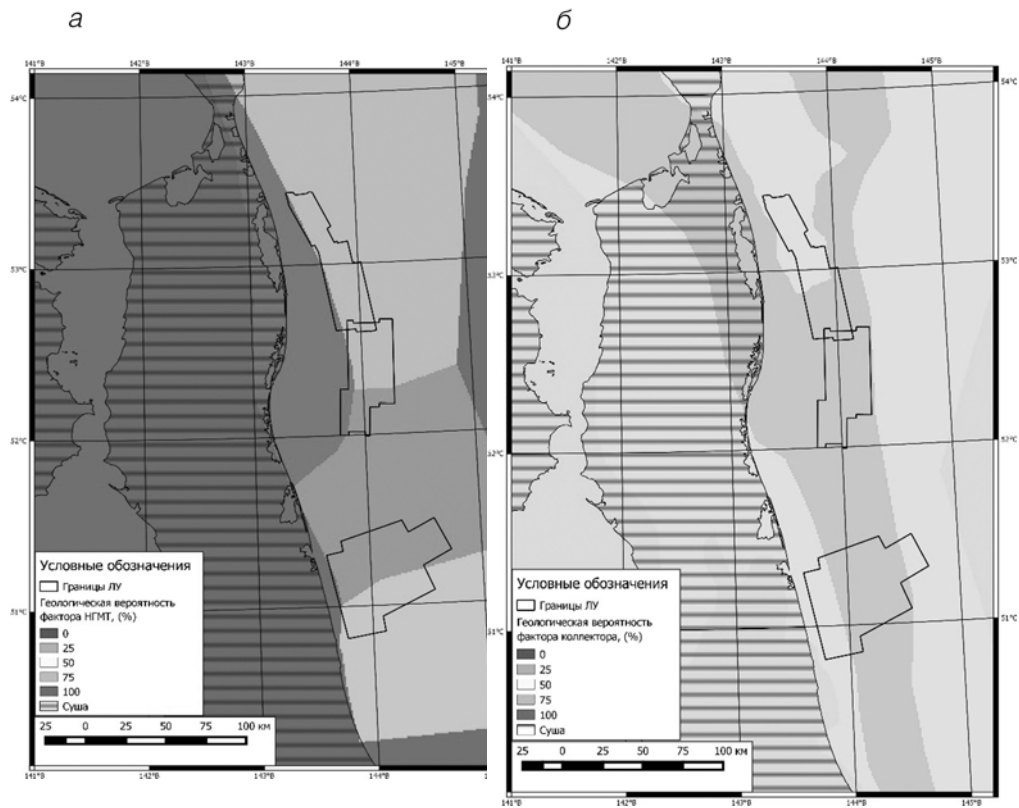
**Рис. 4**

Карта очагов генерации по результатам моделирования: **а** – по нефти; **б** – по газу; условные обозначения: **1** – в даехуринских породах; **2** – в дагинских породах; **3** – в окобыкайских породах; **4** – в нутовых породах



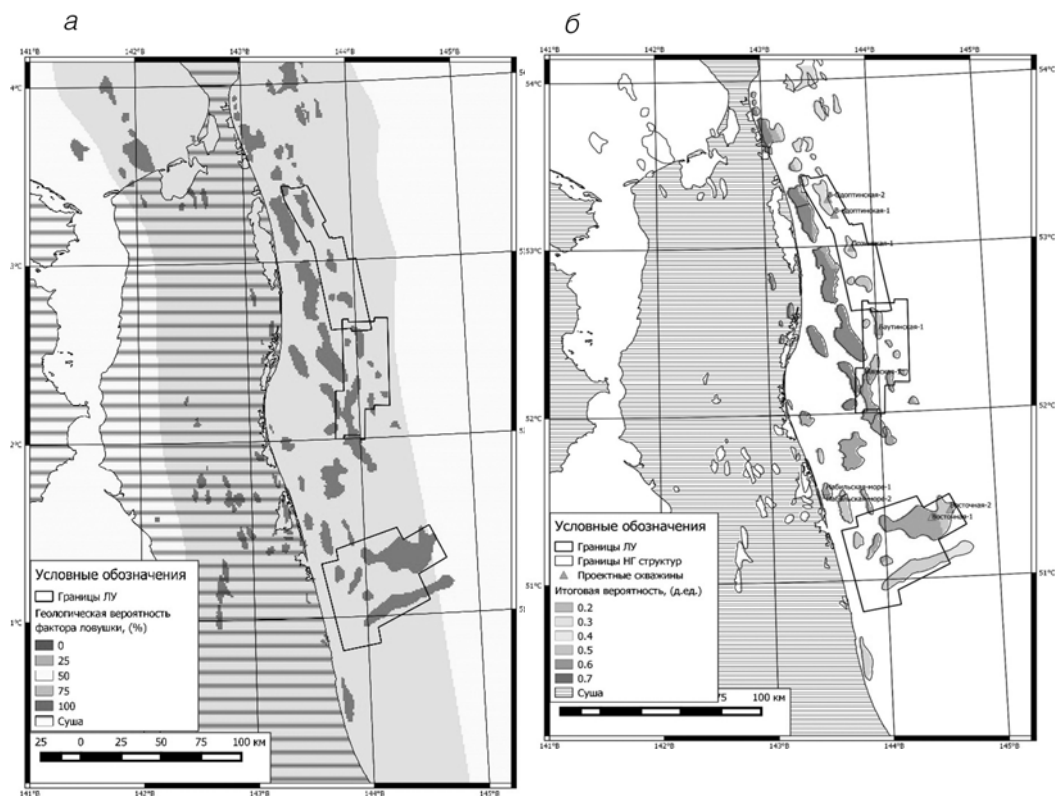
**Рис. 5**

**Карта вероятности: а – наличия зрелой материнской породы и благоприятного фактора времени; б – наличия резервуара**



**Рис. 6**

**а – карта вероятности наличия ловушек и покрышек; б – карта итоговой вероятности открытия залежи с нанесением проектных скважин**



ГАУС и вероятности благоприятных факторов были выбраны в соответствии с тектоническими и палеогеографическими критериями.

*Чайвинская ГАУС* приурочена к чайвинской синклинальной зоне и окаймляющим поднятиям. Ей присвоена вероятность 0,95, так как в пределах этой ГАУС находятся крупные залежи УВ, а предположительные НГМТ в полном составе вошли в нефтяные и газовые зоны генерации.

*Венинско-Кириинская ГАУС* приурочена к Венинской и Кириинской синклинальным зонам и разделяющим их поднятиям. Ей присвоена вероятность 0,85. В пределах этой ГАУС есть открытые месторождения, из трех предполагаемых НГМТ в нефтяной зоне генерации находятся все три толщи, а в газовой зоне генерации – две из трех толщ.

*Пограничная ГАУС* приурочена к Пограничной синклинальной зоне и охватывает с севера Мынгинскую структуру. Этой ГАУС присвоена вероятность 0,70. В пределах этой ГАУС открыто малое по запасам Мынгинское месторождение, из трех предполагаемых НГМТ две находятся в нефтяной зоне генерации и только олигоценая – в газовой зоне генерации.

*Дерюгинская ГАУС* приурочена к впадине Дерюгина и охватывает ряд перспективных структур. Ей присвоена вероятность 0,75. В пределах этой ГАУС не проводилось поисковое бурение, однако по результатам моделирования все предполагаемые НГМТ находятся в нефтяных и газовых зонах генерации.

Карта вероятности наличия резервуара приведена на рис. 5б. Как показано в табл. 4, зонам предполагаемого наличия коллекторов в дагинском и нутовском горизонтах присвоена вероятность 0,7. Зонам наличия коллекторов только в одном из двух горизонтов присвоена вероятность 0,6. Остальным зонам присвоена вероятность 0,4.

Карта вероятности наличия ловушек и покрышек показана на рис. 6а. По контурам известных перспективных структур вероятности наличия ловушек и покрышек при-

**Таблица 4**

**Геологические риски при поисках и разведке скоплений углеводородов на акватории присахалинского шельфа, определенные методикой Шеврон**

Проектная скважина	Благоприятная вероятность (д. ед.)	Степень риска
Восточно-Одоптинская-2	0,43	Низкий риск
Лозинская-1	0,43	Низкий риск
Баутинская-1	0,50	Низкий риск
Аяшская-1	0,57	Очень низкий риск
Набильская-море-1,2	0,48	Низкий риск
Восточная-1	0,57	Очень низкий риск
Восточная-2	0,48	Низкий риск

своена вероятность 0,95. В зоне предполагаемого наличия покрышек в нутовском и окобыкайском горизонте присвоена вероятность 0,6. В остальных зонах – 0,5.

Таким образом, итоговая карта геологических рисков получена путем перемножения гридов всех трех факторов между собой. Результирующая карта, в зарубежной литературе называемая «Светофор», показана на рис. 6б. В соответствии с выбранной методикой построения карты рисков перспективным объектам были присвоены итоговые коэффициенты, показанные в табл. 4. Все перспективные объекты попадают в категорию низких и очень низких рисков. С позитивной стороны выделяются проектные скв. 1 Восточная и скв. 1 Аяшская. Подтверждением достоверности проведенных нами исследований является недавнее открытие месторождения нефти скв. 1 Аяшская.

**РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА**

- Бахтизин Р.Н., Шемяков А.О., Керимов В.Ю. и др. Курс «История специальности» как реализация гуманитаризации технического образования // История и педагогика естествознания. 2016. № 4. С. 9–16.
- Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриелянц Г.А. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа: учеб. для вузов. В 2 кн. Кн. 1. Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М.: Недра, 2011. 412 с.
- Мовсумзаде Э.М. Гуманитаризация инженерно-технического образования. М.: Современный университет, 2007. 99 с.
- Мовсумзаде Э.М., Мастобаев Б.Н. и др. Морская нефть. Развитие технических средств и технологий. СПб.: Недра, 2005. 234 с.
- Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н. Новые направления подготовки кадров для топливно-энергетического комплекса // История и педагогика естествознания. 2016. № 4. С. 6–8.
- Керимов В.Ю., Хантшел Т., Соколов К., Сидорова М.С. Применение технологии бассейнового моделирования – программного пакета Petromod в учебном процессе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 4. С. 38–47.
- Керимов В.Ю. Моделирование нефтегазовых геосистем и осадочных бассейнов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. 2012. № 1. С. 41.
- Керимов В.Ю., Топалова Т., Зайцев О. и др. Моделирование нефтегазовых геосистем и осадочных бассейнов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. 2012. № 1. С. 41–50.
- Керимов В.Ю., Бондарев А.В. Условия формирования и перспективы поисков скоплений углеводородов в меловых и юрских отложениях Большехетской впадины // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 86–90.
- Керимов В.Ю., Серикова У.С., Мустаев Р.Н., Гулиев И.С. Нефтегазоносность глубоководных отложений Южно-Каспийской впадины // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 50–54.
- Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Серикова У.С. Проектирование поисково-разведочных работ на нефть и газ: учеб. пособ. М.: Инфра-М, 2015. 200 с.
- Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Осипов А.В., Серов С.Г. Эволюция генерационно-аккумуляционных углеводородных систем на территории Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы (Восточная Сибирь) // Нефтяное хозяйство. 2015. № 5. С. 39–42.
- Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Серикова У.С. Геологические риски при поисках и разведке месторождений нефти и газа и пути их снижения // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 8. С. 44–52.
- Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Толстов А.Б. Методология проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами: учеб. пособ. М.: Инфра-М, 2016. 123 с.
- Керимов В.Ю., Осипов А.В., Монакова А.С., Захарченко М.В. Особенности формирования и нефтегазоносность складчато-надвигового пояса Урала // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа, 2012. № 2. С. 4–14.
- Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Сенин Б.В., Лавренова Е.А. Задачи бассейнового моделирования на разных этапах геолого-разведочных работ // Нефтяное хозяйство. 2015. № 4. С. 26–29.
- Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Скрипка А.А. Особенности распределения зон АВПоД в недрах Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского месторождений и их связь с нефтегазоносностью разреза // Нефть, газ и бизнес. 2010. № 6. С. 45–48.
- Керимов В.Ю., Сизиков Е.А., Синявская О.С., Макарова А.Ю. Условия формирования и поиски залежей УВ в турбидитовых коллекторах Охотского моря // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 2. С. 32–37.
- Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs // Scrivener Publishing Wiley, USA, 2015. 613 p.
- Керимов В.Ю., Мухтарова Х.З., Мустаев Р.Н. Дизъюнктивные нарушения и их роль в формировании и разрушении залежей нефти и газа в Южном Каспии // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 6. С.18–26.
- Керимов В.Ю. Становление и современное состояние фундаментального базиса прогнозирования нефтегазоносности недр // Технологии нефти и газа. 2015. № 5 (100). С. 17–25.
- Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О., Мустаев Р.Н. Повышение эффективности и безопасности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на акватории Охотского моря // Территория Нефтегаз, 2016. № 10. С. 24–32.

# MATHEMATICAL METHODS AND MODELLING OF HYDROCARBON SYSTEMS WHEN ASSESSING THE GEOLOGICAL AND ECONOMIC RISKS OF EXPLORATION FOR OIL AND GAS

**KERIMOV V.YU.**, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Prof., Head of the Department of Theoretical Basics of Prospecting and Exploration of Oil and Gas Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (65, korp.1, Leninskiy Pr., 119991, Moscow, Russia).

Russian State Geological prospecting University (23, Miklouho-Maklay's St., 117997, Moscow, Russia). E-mail: vagif.kerimov@mail.ru

**BAKHTIZIN R.N.**, Dr. Sci. (Ph.-m.), Prof., Rector

Ufa State Petroleum Technological University (USPTU) (1, Kosmonavtov St., 450062, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia). E-mail: rektor@rusoil.net

**BONDAREV A.V.**, Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Prof., Deputy Head of the Department of Theoretical Basics of Prospecting and Exploration of Oil and Gas

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (65, korp.1, Leninskiy Pr., 119991, Moscow, Russia).

E-mail: jcomtess@yandex.ru

## ABSTRACT

The article analyzes mathematical methods and modeling of hydrocarbon systems in the evaluation of geological and economic risks of exploration for oil and gas. It is shown that risks are uncertain events or conditions that, in case of occurrence, negatively affect at least one goal of the project.

*Keywords:* risks, modeling, exploration, analysis, efficiency.

## REFERENCES

1. Bakhtizin R.N., Shemyakov A.O., Kerimov V.YU., Pakhomov S.I., Mastobayev B.N., Movsumzade E.M. Course "History of the specialty" as a realization of the humanization of technical education. *Istoriya i pedagogika yestestvoznaniya*, 2016, no. 4, pp. 9–16 (In Russian).
2. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Gabrielyants G.A., Kerimov V.YU., Mstislavskaya L.P. *Teoreticheskiye osnovy poiskov i razvedki nefiti i gaza. Kn. 1* [Theoretical foundations of prospecting and exploration of oil and gas. Book 1]. Moscow, Nedra Publ., 2011. 412 p.
3. Movsumzade E.M. *Gumanitarizatsiya inzhenerno–tekhnicheskogo obrazovaniya* [Humanization of engineering education]. Moscow, Sovremennyy universitet Publ., 2007. 99 p.
4. Movsumzade E.M., Mastobayev B.N. *Morskaya nefit'. Razvitiye tekhnicheskikh sredstv i tekhnologii* [Sea oil. Development of technical facilities and technologies]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2005. 234 p.
5. Kerimov V.YU., Osipov A.V., Mustayev R.N. New directions of training personnel for the fuel and energy complex. *Istoriya i pedagogika yestestvoznaniya*, 2016, no. 4, pp. 6–8 (In Russian).
6. Kerimov V.YU., Tomas Khantshel, Sokolov K., Sidorova M.S. Application of the technology of the Retromod software package basin modeling in the educational process of Gubkin RGU of oil and gas. *Nefit', gaz i biznes*, 2011, no. 4, pp. 38–47 (In Russian).
7. Kerimov V.YU. Modeling of oil and gas geo systems and sedimentary basins. *Teoreticheskiye osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefiti i gaza*, 2012, no. 1, p. 41 (In Russian).
8. Kerimov V.YU., Topalova T., Zaytsev O., Puzin A.V., Spakhich D. Modeling of oil and gas geo systems and sedimentary basins. *Teoreticheskiye osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefiti i gaza*, 2012, no. 1, pp. 41–50 (In Russian).
9. Kerimov V.YU., Bondarev A.V. Conditions for the formation and prospects for the search for hydrocarbon accumulations in the Cretaceous and Jurassic deposits of the Bolshekhetskaya Depression. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2014, no. 6, pp. 86–90 (In Russian).
10. Kerimov V.YU., Serikova U.S., Mustayev R.N., Guliyev I.S. Oil and gas occurrence of deep-lying deposits of the South Caspian Depression. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2014, no. 5, pp. 50–54 (In Russian).
11. Kerimov V.YU., Mustayev R.N., Serikova U.S. *Proyektirovaniye poiskovo–razvedochnykh rabot na nefit' i gaz* [Designing exploration for oil and gas]. Moscow, Infra– M Publ., 2015. 200 p.
12. Kerimov V.YU., Bondarev A.V., Osipov A.V., Serov S.G. Evolution of generation–accumulation of hydrocarbon systems on the territory of Baikit antecline and Kureyskaya syncline (Eastern Siberia). *Neftyanoye khozyaystvo*, 2015, no. 5, pp. 39–42 (In Russian).
13. Kerimov V.YU., Shilov G.YA., Serikova U.S. Geological risks in prospecting and exploration of oil and gas fields and ways to reduce them. *Nefit', gaz i biznes*, 2014, no. 8, pp. 44–52 (In Russian).
14. Kerimov V.YU., Mustayev R.N., Tolstov A.B. *Metodologiya proyektirovaniya v neftegazovoy otrasli i upravleniye proyektami* [Design methodology in the oil and gas industry and project management]. Moscow, Infra–M Publ., 2016. 123 p.
15. Kerimov V.YU., Osipov A.V., Monakova A.S., Zakharchenko M.V. Features of the formation and oil and gas content of the folding and thrust belt of the Ural. *Teoreticheskiye osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefiti i gaza*, 2012, no. 2, pp. 4–14 (In Russian).
16. Kerimov V.YU., Mustayev R.N., Senin B.V., Lavrenova Ye.A. Problems of basin modeling at different stages of geological exploration work. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2015, no. 4, pp. 26–29 (In Russian).
17. Kerimov V.YU., Shilov G.YA., Skripka A.A. Peculiarities of distribution of AVPOD zones in the depths of the West Messoyakhsky and East Messoyakhskoye deposits and their relationship to the oil and gas content of the section. *Nefit', gaz i biznes*, 2010, no. 6, pp. 45–48 (In Russian).
18. Kerimov V.YU., Sizikov Ye.A., Sinyavskaya O.S., Makarova A.YU. Conditions for formation and search of hydrocarbon deposits in turbidite reservoirs of the Okhotsk Sea. *Nefit', gaz i biznes*, 2015, no. 2, pp. 32–37 (In Russian).
19. Kerimov V.YU., Rachinsky M.Z. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs.. USA, Scrivener Publ. Wiley, 2015. 613 p.
20. Kerimov V.YU., Mukhtarova KH.Z., Mustayev R.N. Disjunctive disturbances and their role in the formation and destruction of oil and gas deposits in the Southern Caspian. *Nefit', gaz i biznes*, 2011, no. 6, pp. 18–26 (In Russian).
21. Kerimov V.YU. Formation and the current state of the fundamental basis for forecasting the oil and gas potential of the subsoil. *Tekhnologii nefiti i gaza*, 2015, no. 5 (100), pp. 17–25 (In Russian).
22. Bogoyavlenskiy V.I., Kerimov V.YU., Ol'khovskaya O.O., Mustayev R.N. Increase of efficiency and safety of prospecting, exploration and development of oil and gas fields in the water area of the Sea of Okhotsk. *Territoriya Neftegaz*, 2016, no. 10, pp. 24–32 (In Russian).