

Поляков А.А.ООО «Сибнефтегазинновация 21 век», Томск, Россия, Andrey.Polyakov@ipc-oil.ru

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К АНАЛИЗУ И СНИЖЕНИЮ РИСКА ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Предложена методологическая система для анализа и снижения рисков геологоразведочных работ, основанная на адаптации разработанного академиком Ю.А. Косыгиным подхода к синтезу статических, динамических и ретроспективных моделей. Рассматривается методология создания и мониторинг прогнозных моделей, ранжирования территории по степени приоритетности бурения поисково-разведочных скважин.

Ключевые слова: геологический риск, неопределенность, зет-система, дельта-система, прогнозная модель, ранжирование.

Введение

Из практики геологоразведочных работ (ГРП) известно, что бурение поисково-разведочных скважин всегда сопровождается, помимо неопределенности в отношении ожидаемого прироста запасов, геологическим риском. В соответствии со сложившейся понятийной базой [Rose, 1992; The CCOP Guidelines..., 2000; Фокин, 2011 и др.], геологический риск - это величина, обратная вероятности бурения успешной (обеспечившей измеримый и устойчивый дебит углеводородов (УВ)) поисково-разведочной скважины, своеобразная мера адекватности представлений об особенностях формирования, размещения и геологического строения месторождений нефти и газа. К сожалению, часто эти представления, в разрезе конкретных месторождений и перспективных площадей, лежат скорее в области гипотез нежели теорий, то есть имеют вероятностную природу, что заставляет признать риск неотъемлемой составляющей ГРП.

В этой ситуации, для повышения успешности бурения, в первоочередное освоение вводятся наименее рискованные объекты, выявленные путем сравнительного анализа перспективных площадей. Указанный анализ целесообразно проводить с использованием количественной оценки риска, при том условии, естественно, что оценка всей совокупности объектов ГРП проведена с единых методологических позиций – чаще всего как вероятность совместного присутствия в ограниченном геологическом пространстве структурных форм¹ (ловушек), геологических тел (резервуаров) и УВ флюидов, слагающих природную систему с

¹ Под структурной формой в настоящей работе, вслед за В.Б. Олениным [Оленин, 1977], понимается любая часть земной коры, обладающая определенным строением, позволяющим обособить её по этому признаку от смежных частей (антиклиналь, участок несогласия или выклинивания, линзовидное тело и т.п.).

важным эмерджентным свойством – нефтегазоносностью. Такая система не является простой совокупностью составляющих геологических элементов - она открыта, неустойчива и подвержена непрерывным изменениям, проявляющимся в формировании, переформировании и разрушении залежей нефти и газа. Перечисленные изменения осуществляются через процессы и события, объединенные понятием «онтогенез» [Баженова, Баженова, 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006 и др.]: генерацию, миграцию, аккумуляцию, консервацию и деструкцию залежей УВ.

С учетом изложенного, анализ рисков, представляющий собой изучение сложной природной системы, объединяющей геологические элементы, процессы и события, относится к системным исследованиям и требует применения соответствующей методологии.

1. Системный анализ в геологии

Разработке принципов системного подхода в геологии, и в частности, геологии нефти и газа, начиная с 50-х гг. XX века, посвящены исследования В.Г. Афанасьева, М.Д. Белонина, В.В. Белоусова, Л.А. Буряковского, А.Н. Дмитриевского, Н.А. Еременко, В.Ю. Забродина, А.Э. Конторовича, Ю.А. Косыгина, И.В. Круть, Н.В. Лопатина, В.Д. Наливкина, В.А. Соловьева, А.А. Трофимука и многих других.

В ставшем классическим определении Л. Берталанфи [Берталанфи, 1969], система рассматривается как комплекс взаимосвязанных элементов, образующих некоторую целостность, либо совокупность объектов, находящихся в устойчивом взаимодействии друг с другом. При изучении таких целостностей особое значение имеют принципы выделения объектов исследований и установление их иерархической соподчиненности [Дмитриевский, 1998].

Объектами исследований, в соответствии с работами Ю.А. Косыгина и В.А. Соловьева [Косыгин, Соловьев, 1969; Косыгин, 1974], являются различные по существу, абстрагированные из естественной совокупности геологических элементов, процессов и событий, системы более низкого ранга: статические², динамические и ретроспективные. Каждый тип систем характеризуется особой, свойственной ему природой элементов, их отношений и связей (структур), особыми принципами исследования, особыми подходами в понимании времени, особыми типами моделей [Косыгин, 1974]:

«В качестве статических систем рассматриваются сложные объекты, состоящие из геологических тел ... (реальные или модели). В статических системах время является фиксированным, рассматриваются только пространственные соотношения между элементами». Статической системой субпланетарного уровня организации является,

² В поздних работах [Косыгин, 1983, Косыгин, 1988] – квазистатические системы.

например, литосфера, во всем многообразии слагающих её горных пород.

Динамические системы - это любые современные геологические процессы, к примеру – процессы осадконакопления, наблюдаемые в природе, воспроизведенные экспериментально или моделируемые. «В динамических системах в качестве элементов выступают геологические события и состояния. Структуры систем образуются пространственно-временными отношениями и причинно-следственными связями».

Ретроспективные системы – это модели геологических процессов прошлого, запечатленные в истории как события или обстановки. «Структуры ретроспективных систем определяются реконструированными отношениями последовательности ... и реконструированными причинно-следственными связями». Примером ретроспективных моделей являются тематические палеореконструкции.

«Исследования каждого типа систем являются самостоятельными и специфическими ..., тогда как исследования всех трех классов систем служат единой цели и должны быть в соответствии с этим организованы». Задача рационального сочетания направлений исследований решается путем их синтеза в рамках специальных методологических систем, наиболее известная из которых, по форме ее схематического, графического изображения получила название «зет-система» [Косыгин, 1988] (рис. 1).

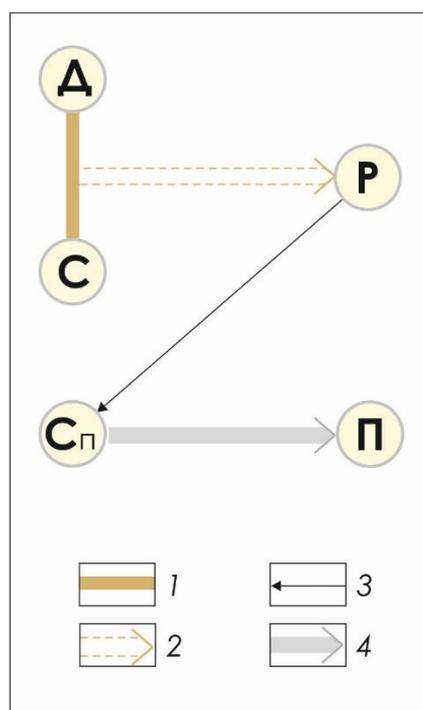


Рис. 1. Зет-система [Косыгин, 1983]

C - статические системы, *D* - динамические системы, *P* - ретроспективные системы, *Сп* - прогнозные модели статических систем, *П* - практический результат; 1 - сравнение по распространенной аналогии; 2 - построение ретроспективной модели по принципу актуализма; 3 - построение прогнозной модели; 4 - практическая реализация.

Методологической основой «зет-системы» является возвращение от ретроспективных конструкций, воссозданных на основе синтеза статических и динамических систем, к дополненным и скорректированным «прогнозным моделям» геологических объектов, которые ранее не могли быть построены в силу недостаточной изученности, таким образом организация исследований направлена *на снижение неопределенности*. Снижение неопределенности, в свою очередь, ведет к снижению риска. Рассмотрим это утверждение более подробно.

2. Неопределенность и риск

Изучением неопределенности в отечественной науке занимались Я.Д. Вишняков, Н.Н. Радаев, А.С. Шапкин, Р.М. Качалов, Н.Б. Ермасова, Е.Е. Куликова и многие другие. Результаты их исследований, дополненные методологическими разработками зарубежных ученых, составляют современное традиционное понимание неопределенности и рисков [Кузьмин, 2012].

В практике ГРП, в частности при проведении технико-экономической оценки перспективных проектов в условиях недостатка информации, имеют место следующие представления о неопределенности:

1. Неопределенность, как неполнота отражения изучаемого объекта, в той или иной мере присуща всем геологическим моделям – статическим, динамическим и, тем более, ретроспективным. «Она принципиально неустранима из-за всеобщей связи всех объектов реального мира и бесконечности их развития» [Качалов, 2002].

2. Неполнота и неточность информации о геологических объектах и процессах ведет к невозможности их описания в качестве детерминистических моделей и, как следствие, к вариативности прогнозных моделей.

3. Вариативность прогнозных моделей является атрибутивным источником риска, поскольку «в ходе реализации прогноза может привести к возникновению неблагоприятных ситуаций и последствий» [Кузьмин, 2012; Вишняков, Радаев, 2008].

Таким образом, неопределенность рассматривается как объективная сущностная характеристика, а риск – как форма проявления неопределенности [Ермасова, 2009]. Однако следует отметить, что обобщенной, универсальной зависимости между риском и неопределенностью не существует, эти термины не являются синонимами [Роуз, 2011]. Иногда высокорисковый поисковый объект с ограниченным ресурсным потенциалом может характеризоваться гораздо меньшей неопределенностью нежели выявленное месторождение с широким диапазоном (высокой дисперсией) возможных значений подсчетных параметров. В то же время, при изучении конкретного геологического объекта, прямая зависимость риска от неопределенности совершенно естественна. Чтобы проиллюстрировать данный тезис,

рассмотрим функцию «гарантированных запасов» $F(Q \geq Q^0)$, которая показывает вероятность того, что запасы по своей величине окажутся не менее Q^0 [Пороскун и др., 1999]. Отображающая функцию $F(Q \geq Q^0)$ кривая проходит через точку $P = 1$ при запасах Q^0 , совпадающих с минимальным значением ожидаемых запасов на объекте, и через точку $P = 0$ для максимальной оценки запасов - Q^{\max} . Если для изучаемого объекта нефтегазоносность не установлена, существует не равная нулю вероятность того, что ГРП приведут к неудаче. В этом случае кривая проходит через точку $P < 1$, а значение $(1-P)$ представляет собой количественную оценку геологического риска.

На рис. 2 приведены примеры типичных кривых $F(Q)$, каждая из которых отвечает различной степени точности оценки ожидаемых запасов. Охарактеризовав неопределенность значением дисперсии случайной величины (σ) [Вишняков, Радаев, 2008], рассмотрим динамику изменения неопределенности и риска по мере увеличения степени геологической изученности.

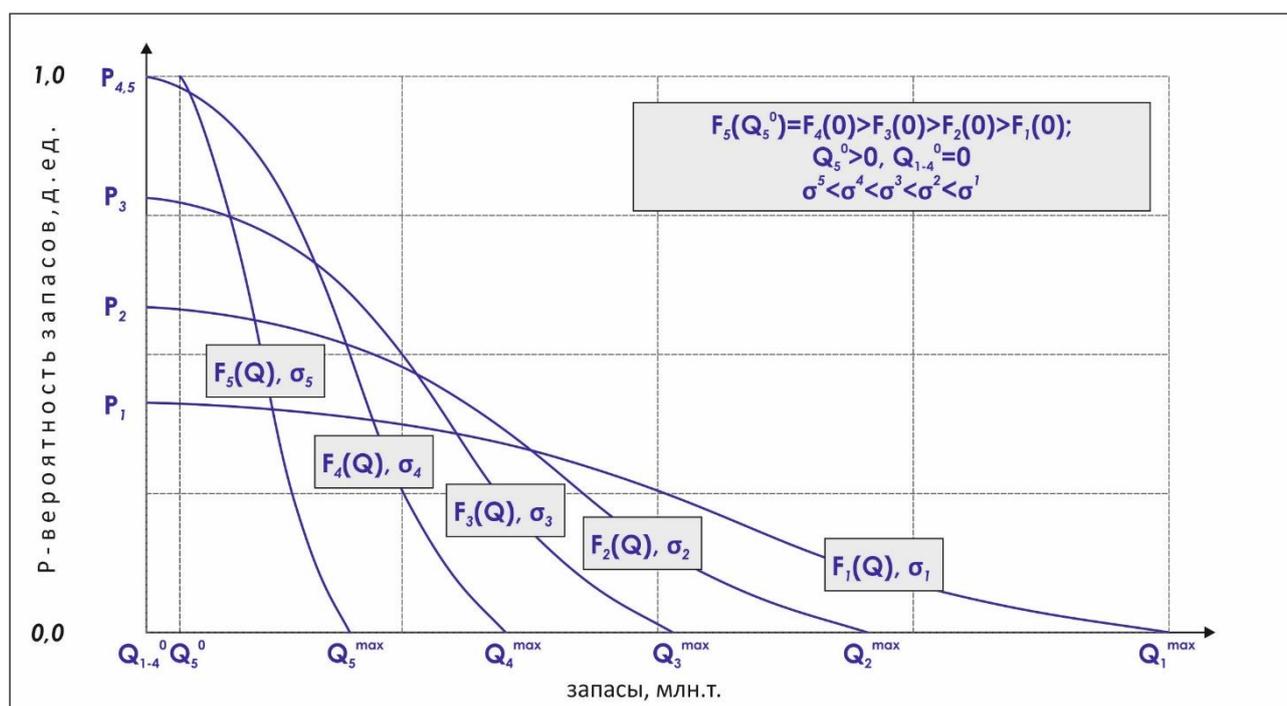


Рис. 2. Примеры графиков функции распределения гарантированных запасов

Распределение $F_1(Q)$ характеризуется наибольшей дисперсией - это вариант максимальной неопределенности оценки исходных данных, когда выделить наиболее вероятное значение подсчетных параметров невозможно, а риск проведения ГРП очень высок (например, объект не подготовлен к поисковому бурению, нет ясности в отношении свойств резервуара и геометрии ловушки).

Для распределения $F_2(Q)$ отмечается снижение дисперсии, тем не менее геологический риск остается существенным (например, проведены работы по детализации геологического строения, однако отсутствуют аналоги, прогноз коллекторов и флюидоупоров выполнен на уровне региональных интерполяций).

По мере увеличения геологической изученности территории типичным становится распределение $F_3(Q)$, характерное для перспективных объектов с установленными критериями прогноза нефтегазоносности, в регионах с выявленными особенностями формирования и закономерностями размещения месторождений. Объект подготовлен к поисковому бурению.

В случае открытия месторождения, вид функции распределения $F_4(Q)$ принципиально изменяется, кривая проходит через точку $P = 1$, то есть геологический риск равен нулю. Структурные построения и подсчетные параметры уточнены с использованием скважинных данных. Отмечается резкое снижение дисперсии, однако остаются неопределенности, связанные с изменчивостью ФЕС и геометрией залежи.

На заключительном этапе разведки месторождения ($F_5(Q)$), когда установлено распределение ФЕС по площади, уточнены свойства флюидов и положение контактов - дисперсия минимальна.

Трансформация распределений $F_n(Q)$ свидетельствует о том, что снижение риска по мере снижения неопределенности (увеличения геологической изученности) является закономерным процессом. Поскольку задача снижения неопределенности решается, как было отмечено выше, путем организации системных исследований, целесообразно изучить возможность адаптации к особенностям геологоразведочного процесса рассмотренной ранее методологической «зет-системы».

3. Особенности системных исследований при поисках и разведке месторождений нефти и газа

В общем случае вероятность формирования и сохранности залежи УВ определяется следующими факторами (рис. 3): наличием резервуара ($P1=P1a*P1b$) и ловушки ($P2=P2a*P2b$); реализацией процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ ($P3=P3a*P3b$); особенностями постакумуляционной истории ($P4$).

Детальное описание используемых методик количественной оценки вероятности геологической успешности вынесено за рамки настоящей работы (они многочисленны, неоднократно опубликованы и довольно субъективны. В качестве базового варианта возможно использование покоеффициентной оценки Pg (см. рис. 3) с использованием следующих значений вероятности для каждого фактора (табл. 1).

Необходимо подчеркнуть, что обсуждение конкретной величины геологического риска не имеет смысла и корректно вычислено быть не может. Что действительно важно -

организовать работу по оценке риска в едином ключе для последующего сопоставления и ранжирования геологоразведочных проектов.

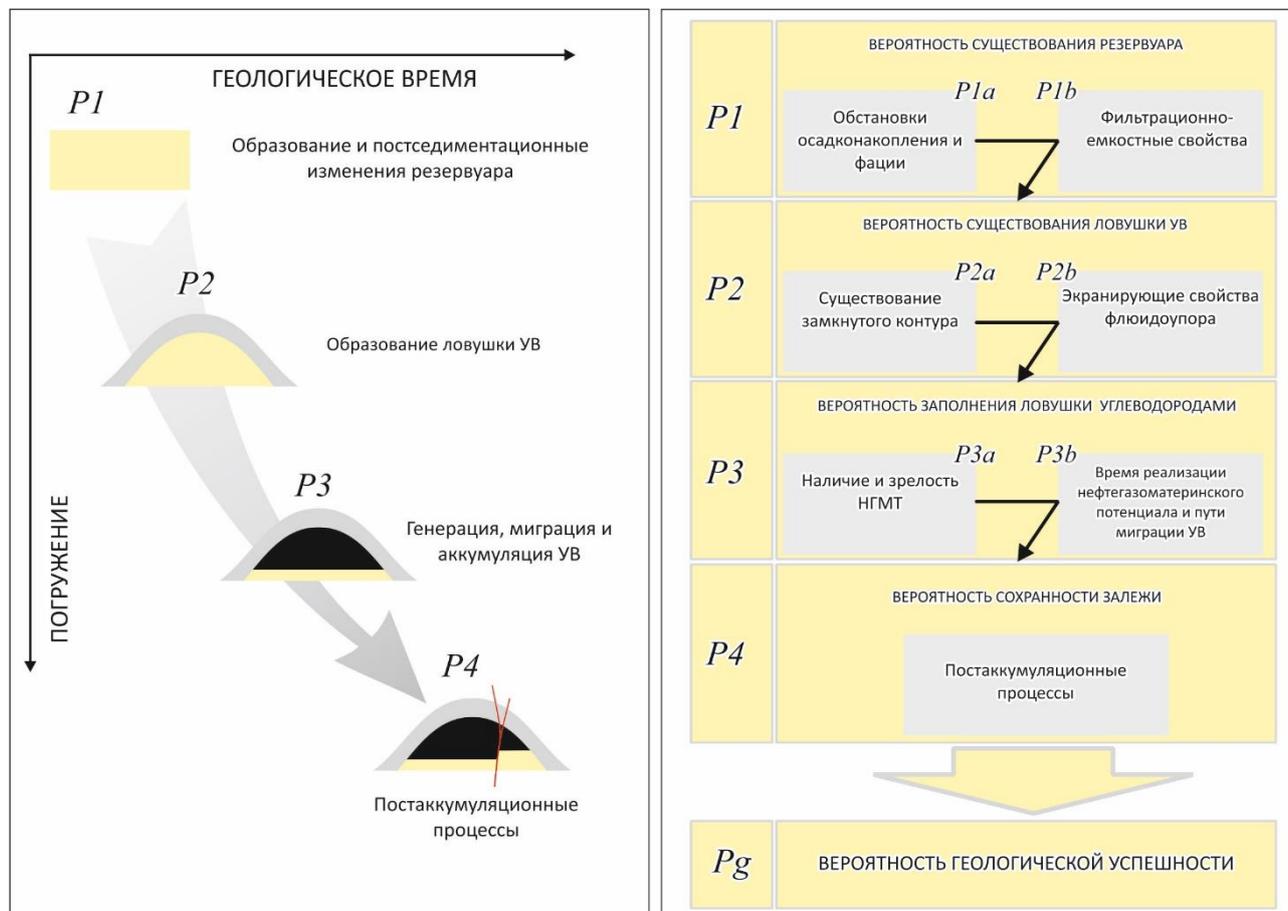


Рис. 3. Графическая схема оценки вероятности формирования залежей ([The CCOP Guidelines..., 2000] с изменениями)

Таблица 1

Понятийная характеристика и количественное выражение вероятности

Вероятность	
Понятийная характеристика	Количественное выражение
установлено, однозначно	100%
характерно	90%
вероятно	75%
или - или	50%
маловероятно	25%
нехарактерно	10%
невозможно	0%

Возвращаясь к системному аспекту снижения риска, рассмотрим изучение указанной выше совокупности геологических элементов, процессов и событий с использованием распространённого общенаучного подхода «сначала анализ (в данном случае – подразделение на статические, динамические и ретроспективные системы), затем, после него и на его основе,

как его преодоление – синтез» [Кедров, 1980].

В нефтегазовой геологии, в зависимости от решаемых задач, *статические системы* могут быть представлены, например, залежами или перспективными объектами. При изучении таких систем рассматриваются только пространственные соотношения между образующими их геологическими элементами (например, флюидами, структурными формами и природными резервуарами). Исходными данными для анализа являются материалы глубокого бурения, геофизических и геохимических исследований, а результатом изучения статической системы – модель³ залежи (её квинтэссенция – карта нефтегазонасыщенных толщин с категориями запасов различной степени достоверности) или модель перспективного объекта. Созданную на этом этапе модель назовем *априорной (АМ)*. Поскольку изучаемые в нефтегазовой геологии статические системы недоступны для непосредственного наблюдения и описания, а их характеристики носят вероятностный характер, априорные модели, с учетом изложенного выше и в соответствии с ранее опубликованными рекомендациями [Поляков, Мурзин, 2012], будут характеризоваться максимальными геологическими рисками.

При бурении разведочных скважин эти риски чаще всего будут связаны с корректностью прогноза ФЕС резервуара (*P1*) и геометрии ловушки (*P2a*). При проведении поисковых работ в составе АМ (рис. 4а), ранее представленной только геологическими элементами областей аккумуляции, дополнительно должны быть рассмотрены нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) (*P3a*), выделенные на основе корреляций типа «нефть-битумоид НГМТ» или «нефть-нефть», намечены возможные очаги генерации и пути миграции УВ флюидов (*P3*).

В качестве **динамических систем** рассматриваются процессы образования разнообразных структурных форм и ловушек УВ, а также составляющие суть онтогенеза процессы (*P3б*) - генерации, эмиграции и вторичной миграции, которые изучаются с использованием фактических (замеры R_o) и экспериментальных (пиролиз) данных или же теоретических построений. Широкое развитие, в свете изучения закономерностей формирования НГМТ и природных резервуаров нефти и газа, получили исследования современных осадочных систем [Ларская, Сорокин, Сухова, 1990; Ахметжанов, 2003; и др.], моделирование процессов тектонического структурообразования [Гайдук, Прокопьев, 1999; и др.], в том числе дизъюнктивной тектоники, непосредственно влияющей на переформирование и разрушение залежей (*P4*) [Зубков, Бондаренко, 1999; и др.].

³ Модель - объект-заместитель, который в определенных условиях может заменять объект-оригинал, воспроизводя интересующие свойства и характеристики оригинала [Новейший философский словарь, 1998].

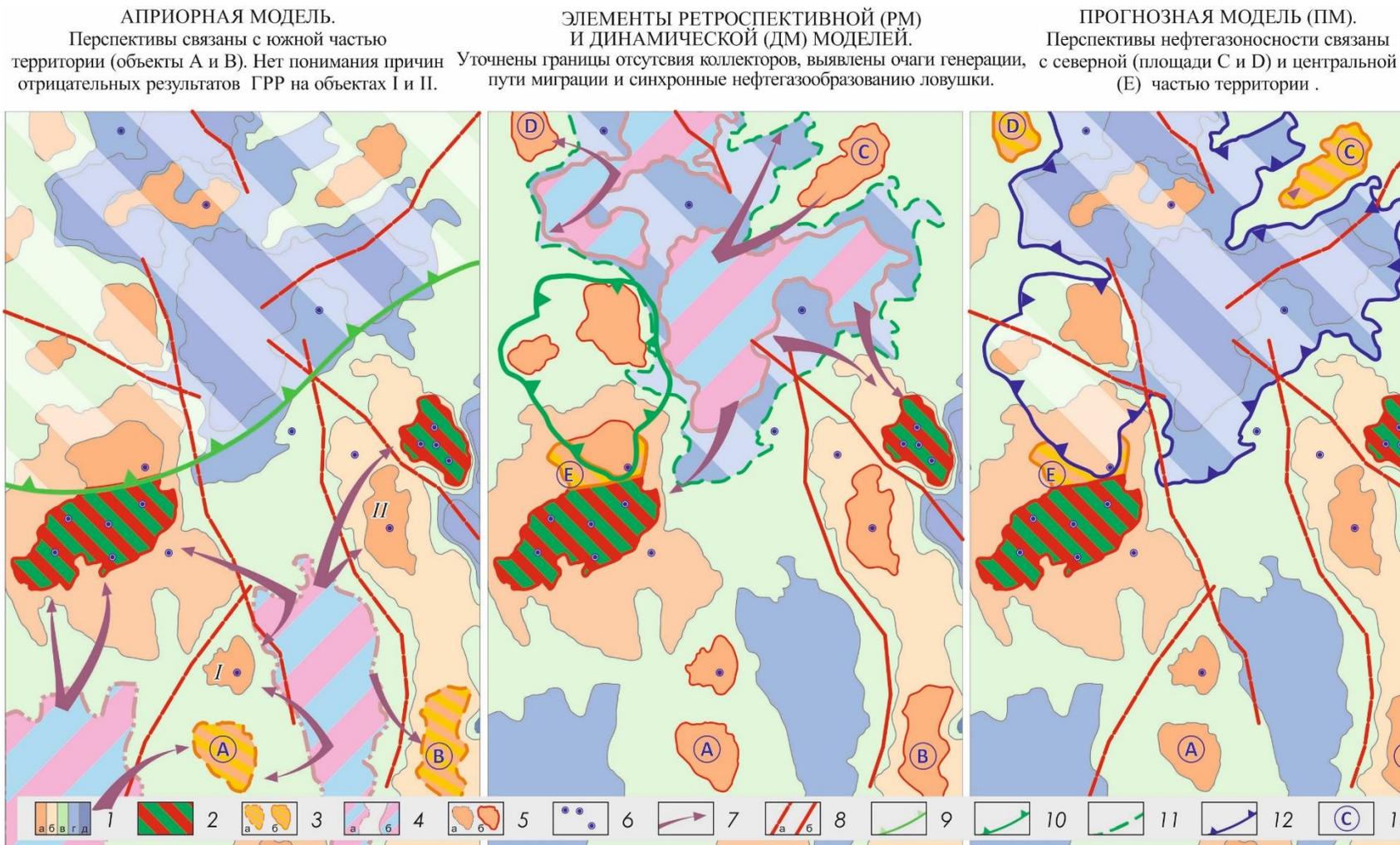


Рис. 4. Эволюция геологических моделей, от априорной к прогнозной

1 - тектонические элементы разного порядка: а, б - положительные, в - промежуточные, г, д - отрицательные; 2 - выявленные месторождения; 3 - приоритетные площади проведения поисково-разведочных работ: а - по априорной модели (АМ), б - по прогнозной модели (ПМ); 4 - очаги нефтегазообразования: а - предварительно намеченные по АМ, б - палеоочаги по ПМ; 5 - ловушки: а - все выявленные, б - синхронные нефтегазообразованию; б - скважины; 7 - направления миграции УВ; 8 - дизъюнктивные дислокации: а - выявленные, б - существовавшие в период нефтегазообразования; область отсутствия коллекторов: 9 - предварительно намеченная по АМ, 10 - связанная с размывом по концептуальной модели (КМ), 11 - связанная с уплотнением коллекторов с глубиной по КМ, 12 - обобщенная (сводный контур); 13 - перспективные площади.

Синтез статических и динамических систем достигается путем сопоставления системообразующих элементов в структуре АМ с элементами (состояниями и событиями) динамических систем методом распространенной аналогии⁴. Такие сопоставления позволяют не только идентифицировать природу геологических элементов АМ, но и вносить в нее (модель) обоснованные изменения и дополнения. Например, седиментологический анализ керна дает возможность уточнить геометрию осадочных тел и прогноз коллекторских свойств [Барабоскин, 2011], изучение катагенетической преобразованности нефтей позволяет идентифицировать вклад разновозрастных НГМТ в формирование залежей [Гончаров и др., 2010]. Дополненные и скорректированные в процессе синтеза статических и динамических систем АМ назовем *концептуальными моделями (КМ)*. Этой модели свойственно существенное снижение вариативности, значения $P1$ и $P2$ часто статистически обоснованы, следовательно, она менее субъективна. В целом, КМ являются качественной основой для заложения разведочных скважин.

Ретроспективные системы известны в геологии нефти и газа как историко-генетические построения [Соколов, Кравченко, Трофимук, 1991]. Они отражают генезис и эволюцию элементов и структур статических и динамических систем, существенных для формирования и разрушения залежей УВ.

Например, «...цель реконструкции геологической и палеотемпературной истории - показать в геоисторическом развитии нефтяной системы: 1) начало и достижение этапа максимальной генерации и эмиграции нефти; 2) наступление пика миграционных потоков нефти и, следовательно, основного события в формировании нефтяных месторождений зоны аккумуляции; 3) проявление критического момента в функционировании нефтяной системы; 4) время наступления частичного, а затем полного истощения нефтегенерационного потенциала активных нефтематеринских пород; 5) начало главной зоны газообразования; 6) эволюцию глубинной и палеотемпературной истории нефтематеринских пород» [Лопатин, 2006].

Графическим отображением реконструированных причинно-следственных отношений являются, например, палеогеографические или палеотектонические карты.

Назовем их *ретроспективными моделями первого типа - РМ'*. Время, к которому приурочены ретроспективные реконструкции генетического типа, является фиксированным [Косыгин, 1988], по сути они являются реконструкциями статических моделей прошлого.

Реконструкции пространственно-временных связей - *РМ''*, при построении которых

⁴ *Распространенная аналогия - вывод, в процессе которого на основании сходства явлений заключают о сходстве причин [Новейший философский словарь, 1998].*

время рассматривается как последовательность событий (логическое время) -являются реконструкциями динамических моделей. Примеры *ретроспективных моделей второго типа* – графики событий.

Итоговый синтез статических, динамических и ретроспективных систем, с использованием принципа актуализма, позволяет существенно уточнить и расширить представления о концептуальных моделях, особенно о тех их элементах и областях, которые ранее не могли быть должным образом охарактеризованы. На смену КМ приходят *прогнозные модели (ПМ)*, служащие основой для обоснования поисково-разведочных работ (рис. 4в).

Таким образом, предложенная Ю.А. Косыгиным и В.А. Соловьевым методологическая система практически в полной мере отражает сложившуюся этапность исследований [Геология для нефтяников, 2011; Малышев и др., 2008; и др.] при решении задач геологоразведки. Следует, однако еще раз обратить внимание на тот факт, что методы изучения как статических, так и динамических систем существенно редуцированы в области непосредственных наблюдений, измерений и описаний, поэтому необходимо прибегнуть к экстраполяции причинно-следственных связей и пространственно-временных отношений в глубинные области Земли и за пределы современной эпохи. Неизбежная гипотетичность таких экстраполяций приводит к вариативности прогнозных моделей, то есть к риску. Есть ли возможность эту вариативность снизить?

В начале 2000-х гг. коллективом ВНИГНИ под руководством В.С. Славкина была предложена концепция *мониторинга* моделей геологического строения месторождений и перспективных объектов для отслеживания кардинальных изменений и противоречий, возникающих в результате проведения поисково-разведочных работ, при поступлении дополнительной геологической информации или переинтерпретации существующей. Особенно эффективно концепция мониторинга реализуется при изучении совокупностей залежей и поисковых объектов, обладающих сходным геологическим строением, что характерно, например, для зон нефтегазонакопления или даже для отдельных нефтегазоносных районов. В этом случае результаты бурения на одной из перспективных площадей позволяют уточнять поисковые критерии и закономерности размещения месторождений для всей территории исследований и, тем самым, снизить риск проведения ГРП в целом по зонам нефтегазонакопления или нефтегазовым районам.

Если искомую методологическую систему, с учетом изложенного, представить, как последовательность изучения моделей, а не систем (поскольку нефтяники работают, как правило, с моделями), ввести понятия об АМ, КМ и РМ', РМ'' и мониторинге прогнозных моделей, то исходная «зет-система» трансформируется в «*дельта-систему*» (рис. 5). Дельта-система, как и зет-система, подразумевает поэтапное *снижение неопределенности и, как*

следствие, риска при выборе приоритетных направлений поисково-разведочных работ.

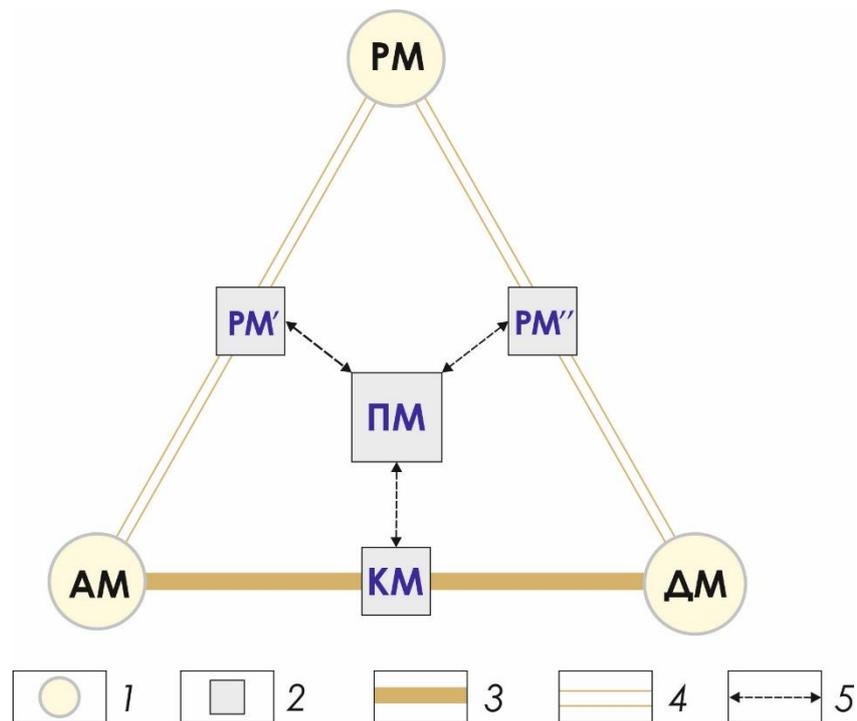


Рис. 5. Дельта-система

AM - априорная модель; *DM* - динамическая модель; *KM* - концептуальная модель; *PM* - ретроспективные модели: *PM'* - первого типа, *PM''* - второго типа; *ПМ* - прогнозная модель. Модели: 1 - аналитические, 2 - синтетические; 3 - синтез по распространенной аналогии; 4 - построение ретроспективной модели по принципу актуализма; 5 - построение и мониторинг прогнозной модели.

Важным свойством дельта-системы является возможность **мониторинга геологического риска** (как элемента прогнозной модели). Содержание этого понятия целесообразно рассмотреть совместно с кратким обзором терминов теории вероятности, используемых в настоящей работе.

4. Мониторинг геологического риска

(далее по [Поляков, Мурзин, 2012] с изменениями и дополнениями]

1.3.1. Вероятность - количественная мера возможности осуществления события при наличии неопределенности, т. е. в ситуации, когда это событие характеризуется как возможное [Новейший философский словарь, 1998]. Для определения степени возможности используется шкала вероятности от 0 до 1 (или в процентах - до 100%). Границы шкалы вероятности, то есть точки 0 и 1, являются моментами, с достижением которых возможность перестает быть таковой, превращаясь в одном случае в невозможность, в другом - в действительность. Как отмечено выше, риск функционально зависим от вероятности, то есть вероятность (P) данного события равна 1 - риск (R) невозникновения события:

$$P = 1 - R (1)$$

1.3.2. Независимыми событиями А и В называются такие, если появление одного из них не изменяет вероятности появления другого [Эддоус, 1997], то есть результаты обоих событий друг на друга не влияют (например, наличие природного резервуара не влияет на степень преобразованности нефтегазоматеринских толщ). Вероятность совместного наступления нескольких независимых событий равна произведению вероятностей этих событий:

$$P = Pa \times Pb \times \dots \times Pn \quad (2)$$

Это правило применяется при анализе геологических рисков перспективного объекта, причем вероятность геологической успешности здесь - мультипликативная величина, равная вероятности одновременной реализации семи⁵ факторов? Связанных с существованием природного резервуара и ловушки, заполнением ловушки УВ, сохранностью залежи).

1.3.3. Несовместимыми событиями А и В, называются такие, если появление одного из них исключает появление другого [Щербакова, 2008]. Вероятность того, что произойдет какое-либо одно (безразлично какое) из нескольких несовместимых событий, равна сумме вероятностей этих событий:

$$P = Pa + Pb + \dots + Pn \quad (3)$$

Правило (3) используется, при оценке альтернативных вариантов прогноза, например, фазового состава (либо нефть, либо газ), а также при работе с «деревом решений», при этом сумма вероятностей возможных альтернатив равна 1.

1.3.4. Вероятность одного из двух независимых событий может быть оценена, как риск, того, что ни одно из этих событий не произойдет [Лазакевич, Сташуленок, Яблонский, 2003]:

$$(1-P) = (1 - Pa) \times (1-Pb) \text{ или } P=1 - (1-Pa) \times (1-Pb) \quad (4)$$

Предположим, что в границах территории исследований выявлено 3 перспективных объекта. Исходя из предположения, что факторы $P(1-4)$ для объектов независимы, и в соответствии с правилом (4), вероятность одного из трех открытий может быть оценена как риск того, что ни одного открытия не произойдет:

$$Pg^{(1/2/3)} = 1 - ((1-Pg^1) (1-Pg^2) (1-Pg^3))$$

Предположим также, что $Pg^1=Pg^2=Pg^3=0,4$ (40%). Тогда высока вероятность открытия по крайней мере одного месторождения $Pg^{(1/2/3)} = 1-(1-0,4)*(1-0,4)*(1-0,4) = 0,784$ (78,4%). В тоже время вероятность геологической успешности для всех трех объектов крайне низкая и составляет, в соответствии с (2) $Pg^{(1-3)} = 0,4*0,4*0,4 = 0,064$ (6,4%).

1.3.5. В большинстве случаев факторы $P(1-4)$ для совокупности поисково-разведочных

⁵ В рассматриваемом в настоящей работе случае вероятность геологической успешности $Pg = P1a*P1b*P2a*P2b*P3a*P3b*P4$ (рис. 3), однако в зависимости от особенностей геологического строения и нефтегазоносности региона количество факторов может быть большим или меньшим.

объектов, обладающих сходным геологическим строением взаимосвязаны, то есть результаты ГРП на одной из площадей непосредственно влияют на оценку риска и потенциал нефтегазоносности прочих. В таком случае целесообразно разделить факторы Pg на общие для совокупности перспективных объектов - $P(S)$ и независимые $P(x|S)$. Общим фактором геологической успешности может быть вероятность существования природного резервуара ($P1$), или вероятность наличия и зрелости НГМТ ($P3a$). Независимым фактором часто, в силу неравномерной изученности, является вероятность существования ловушки УВ ($P2$ или $P2a$). Тогда для любого перспективного объекта x ,

$$Pg^x = P(S) * P(x|S) \quad (5)$$

В табл. 2 приведены результаты по коэффициентной оценке вероятности геологической успешности для 3 площадей бурения – А, В и С. В данном случае факторы $P1a$, $P3b$ и $P4$ являются общими, $P(S) = 0,56$. Индивидуальные значения Pg определяется независимыми факторами $P1b^x$, $P2^x$ и $P3b^x$.

Таблица 2

Покоэффициентная оценка Pg для площадей бурения А, В, С, D и E

Факторы	Площадь А	Площадь В	Площадь С
$P1a$	0,8	0,8	0,8
$P1b$	0,6	1,0	0,5
$P2a$	1,0	0,9	0,9
$P2b$	0,9	0,9	0,8
$P3a$	0,7	0,7	0,7
$P3b$	1,0	0,8	0,9
$P4$	1,0	1,0	1,0
P(x)	0,302	0,363	0,181
P(S)	0,56	0,56	0,56
P(x S)	0,54	0,648	0,324

Изменение Pg для площадей В и С, в зависимости от результатов бурения перспективного объекта А графически может быть отображено в виде «дерева решений» (рис. 6). Так, если в результате проведения ГРП на объекте А выявлено месторождение, то вероятность геологической успешности $P(x|A)$ для объектов В и С возрастает, поскольку $P(S)$ будет равен 1 (100%), а, следовательно, $Pg^x = P(x|S)$. Риск $R = 1 - P(x|A)$, соответственно, снижается.

Если же будет установлена бесперспективность объекта А, вероятность $P(x|\bar{A})$ обнаружения залежи в пределах объектов В и С, конечно, снизится и может быть корректно оценена только после объяснения причин неудачи и актуализации прогнозной модели.

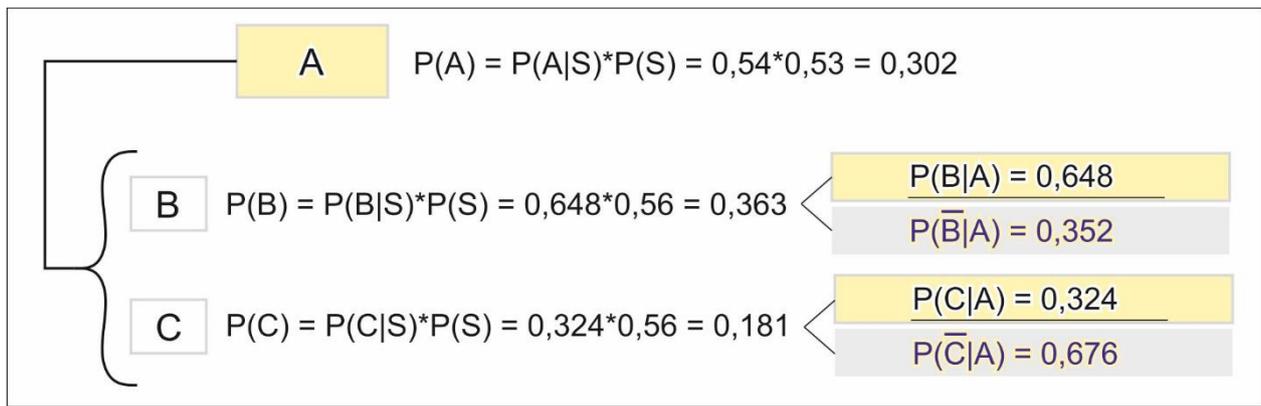


Рис. 6. Дерево решений для оценки условной вероятности $x|A$

Аналогичная задача решается при оценке вероятности геологической успешности для перспективного объекта с несколькими потенциально продуктивными природными резервуарами (ПР). Предположим, что перспективы нефтегазоносности поисковой площади связаны с ПР a , b и c (рис. 7). Вероятность геологической успешности для каждого из них составляет 0,4, 0,36 и 0,2, $P(S) = 0,4$. В результате поисковых работ доказана нефтеносность ПР a . Следовательно, в соответствии с правилом (5), вероятность открытия залежей в ПР b и c возрастает:

$$P(b/S) = P_g^b / P(S) = 0,36 / 0,4 = 0,9$$

$$P(c/S) = P_g^c / P(S) = 0,2 / 0,4 = 0,5$$

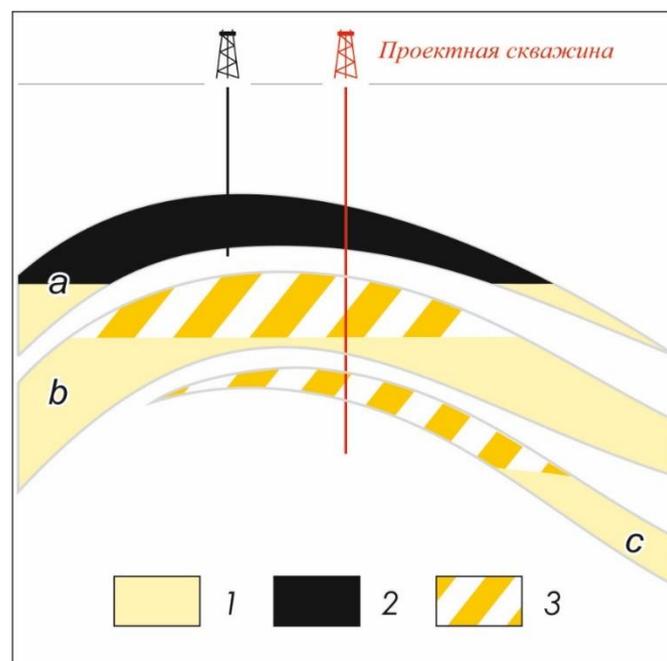


Рис. 7. Перспективная площадь с одним продуктивным и двумя перспективными природными резервуарами

Приведенные примеры иллюстрируют необходимость *мониторинга геологических рисков* в составе прогнозной модели при поступлении дополнительной геолого-

геофизической информации.

Систематическая актуализация прогнозной модели и переоценка риска позволяют оперативно локализовать объекты с большей вероятностью геологической успешности и соответствующим образом оптимизировать программу поисково-разведочного бурения.

Однако, сама по себе величина риска или геологической успешности не может являться основанием для выбора приоритетных объектов или направлений работ, поскольку основной задачей ГРП, все же, является не столько уход от риска, сколько прирост запасов и открытие новых месторождений. Следовательно, отдельного рассмотрения требует вопрос ранжирования перспективных площадей бурения.

5. К вопросу ранжирования объектов геологоразведочных работ

В самом простом случае, без привлечения экономической составляющей, сравнительный анализ и ранжирование объектов поисково-разведочных работ целесообразно проводить использованием кроссплота, где каждая из площадей бурения характеризуется двумя величинами - вероятностью геологической успешности и ожидаемым приростом запасов (рис. 8а). Площади, расположенные в правом верхнем углу кроссплота (высокий потенциал нефтегазоносности и низкий риск) являются первоочередными для проведения ГРП. Площади из левой верхней области – объекты освоения второго ранга, площади правой нижней области (III ранг) – объекты для доизучения (снижения риска), а слева внизу локализованы некондиционные объекты IV ранга – высокорисковые, с низким потенциалом.

Как неоднократно отмечалось выше, представления о вероятности геологической успешности и о ресурсной оценке того или иного объекта и территории исследований в целом существенно меняются с увеличением степени изученности. Рассмотрим трансформацию такого кроссплота по мере эволюции геологической модели – от априорной к прогнозной – на примере рис. 4. Допустим, что каждая из выявленных ловушек характеризуется определённым ресурсным потенциалом и соответствующей вероятностью геологической успешности. Анализ априорной модели позволяет сделать заключение о том, что перспективы нефтегазоносности связаны с южной частью района исследований. Ресурсы объекта В выше, $Pg^A \approx Pg^B$. Ранжирование площадей выглядит следующим образом (рис. 8б).

Системное изучение территории позволило уточнить границы отсутствия коллекторов, выявить очаги генерации, пути миграции и синхронные нефтегазообразованию ловушки. Установлено, что причинами неудачи поисковых работ явились удаленность от очага генерации объекта I и экранирование путей миграции разломом для объекта II.

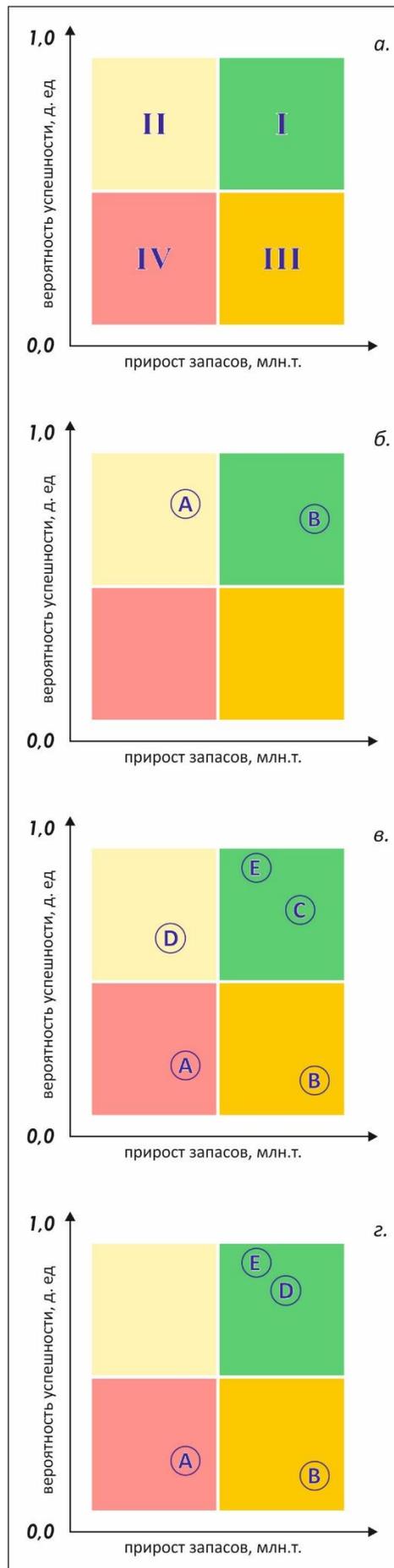


Рис. 8. Ранжирование перспективных площадей

Намечено новое направление ГРП – доразведка выявленного месторождения (объект Е). Выявлены новые площади С и D для проведения поисковых работ, ранее считавшиеся бесперспективными, а объекты А и В признаны малоперспективными из-за низкой вероятности заполнения ловушки УВ. Итоговое ранжирование на этапе прогнозной модели представлено на рис. 8в.

Теперь предположим, что после построения прогнозной модели выполнены поисковые работы на объекте С, в результате чего открыто месторождение, при этом помимо прогнозируемой залежи в резервуаре *a*, установлена нефтеносность резервуара *b*. В соответствии с концепцией мониторинга ПМ, пересмотрев геологическую модель территории исследований можно предположить, что аналогичная залежь прогнозируется и на объекте D. Потенциал объекта D возрастет за счет ресурсов резервуара *b*, кроме этого, в соответствии с правилом (5) и рис. 6 вероятность успешности $P(D|C)$ увеличится.

Итоговое ранжирование (рис. 8г), выполненное после проведения системных исследований территории, принципиально отличается от априорного. Для первоочередного вовлечения в поисково-разведочное бурение локализованы объекты с высоким потенциалом нефтегазоносности и низким риском.

Заключение

Риск является неотъемлемым фактором поисково-разведочных работ [Перродон, 1994]. Несмотря на то, что полностью устранить риск с использованием существующих технологий проведения ГРП невозможно, но можно снизить его путем:

1. системного подхода **к снижению неопределенности и риска;**
2. **мониторинга прогнозной модели и геологического риска** как её элемента;
3. **ранжирования** территории исследований по степени приоритетности бурения поисково-разведочных скважин.

Организация перечисленных исследований, объединяющих изучение геологических тел, процессов и событий настоящего и прошлого, возможна в рамках специальных методологических систем, в качестве одной из которых в настоящей работе рассматривается «дельта-система», разработанная на основе фундаментальных исследований Ю.А. Косыгина и адаптированная к особенностям проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Литература

Ахметжанов А.М. Современные аналоги глубоководных природных резервуаров нефти и газа // Диссертация канд. геол.-минерал. наук. - М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2003. – 227 с.

Баженова О.К., Баженова Т.К. Онтологические и гносеологические аспекты органической геохимии (органическая геохимия на разных уровнях организации вещества в системе знаний) // В сб.: Геология и геохимия горючих ископаемых (к 100-летию со дня

рождения И.О. Брода и Н.Б. Вассоевича). - М.: ГЕОС. - 2003. - С. 44-52.

Барбошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары / Пособие по работе с керном. - Тверь: ГЕРС, 2011. – 152 с.

Берталанфи Л. Общая теория систем – обзор проблем и результатов // В сб.: Системные исследования. - М.: Наука. - 1969. - С. 30-54.

Вишняков Я.Д., Радаев Н.Н. Общая теория рисков. – 2-е изд., испр. - М.: Издательский центр Академия, 2008. - 368 с.

Гайдук В.В., Прокопьев А.В. Методы изучения складчато-надвиговых поясов. - Новосибирск: Наука, 1999. - 160 с.

Геология для нефтяников / Под ред. Н.А. Малышева и А.М. Никишина. - М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2011 - 360 с.

Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Бахтина Е.С. Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №8. – С. 24-28.

Дмитриевский А.Н. Бассейновый анализ (системный подход) // Геология нефти и газа. - 1998. - № 10. - С. 18–26.

Ермасова Н.Б. Риск-менеджмент организации. - М.: ИТК «Дашков и Ко», 2009. - 380 с.

Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Геология нефти и газа. - 1999. - №11-12. - С. 31-40.

Малышев Н.А., Поляков А.А., Косенкова Н.Н., Блинова В.Н., Bianchi N., Saint-Germes M. Интегрированный подход к оценке перспектив нефтегазоносности. Практика применения новых технологий в ОАО «НК «Роснефть» // Геонауки – от новых идей к новым открытиям: материалы 3-й Международной конференции EAGE - СПб., 2008. - (CD-R).

Качалов Р.М. Управление хозяйственным риском. - М.: Наука, 2002. - 192 с.

Кедров Б.М. Проблема логики и методологии науки. - М.: Наука, 1990. - 352 с.

Косыгин Ю.А., Соловьёв В.А. Статические, динамические и ретроспективные системы в геологических исследованиях // Изв. АН СССР. Сер. геол. - 1969. - № 6. - С. 9–17.

Косыгин Ю.А. Основы тектоники. - М.: Недра, 1974. - 216 с.

Косыгин Ю.А. Тектоника. 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1983. - 536 с.

Косыгин Ю.А. Тектоника. 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1988. - 463 с.

Кузьмин Е.А. Неопределенность в экономике: понятия и положения // Вопросы управления. - № 2 (2). - 2012. - С. 80-92.

Лазакович Н.В., Сташуленок С.П., Яблонский О.Л. Курс теории вероятностей

[Электронный ресурс]: Учебное пособие. - Электрон. текст. дан. (6,3 Мб) и анимации в системе Mathematica (102 Мб). - Мн.: «Электронная книга БГУ», 2003. - www.elbook.bsu.by

Ларская Е.С., Сорокин В.М., Сухова А.Н. Влияние условий седиментогенеза на формирование нефтегазоматеринского потенциала пород в морских бассейнах // Советская геология. - 1990. - № 9. - С. 12-18.

Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. - 2006. - №3. - С. 101-120.

Новейший философский словарь: Энциклопедия / Составитель А.А. Грицанов. - Минск: В.М. Скакун. - 1998. - 896 с.

Оленин В.Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому признаку. - М.: Недра, 1977. - 218 с.

Перродон А. История крупных открытий нефти и газа. - М.: Мир, 1994. - 255 с.

Поляков А.А., Мурзин Ш.М. Международный опыт анализа геологических рисков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Т.7. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf

Пороскун В.И., Стернин М.Ю., Шепелев Г.И. Вероятностная оценка запасов на начальных стадиях изучения залежей нефти и газа // Геология нефти и газа - 1999. - №5-6. - С. 59-63.

Роуз Питер Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. - Москва-Ижевск: Изд-во «Институт компьютерных исследований», 2011. - 304 с.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее. - М.: Недра, 2006. - 261 с.

Соколов Б.А., Кравченко Т.П., Трофимук А.А. Структурные и историко-генетические построения нефти и газа. - М.: МГУ, 1991. - 96 с.

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

Щербакова Ю.В. Теория вероятностей и математическая статистика / Конспект лекций. - М.: ЭКСМО, 2008. - 160 с.

Эддоус М., Стенсфилд Р. Методы принятия решений. - М.: Аудит, ЮНИТИ, 1997. - 587с.

Rose P.R. 1992, Chance of Success and Its Use in Petroleum Exploration in Steinmetz, R., ed., The Business of Petroleum Exploration: AAPG Treatise of Petroleum Geology - Handbook of Petroleum Geology, Chapter 7, p.71-86.

The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects. - 2000. - http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11_caluyong.pdf

Polyakov A.A.

LLC "Sibneftgazinnovatsiya XXI century", Tomsk, Russia, Andrey.Polyakov@ipc-oil.ru

SYSTEMATIC APPROACH TO THE RISK REDUCTION ANALYSIS DURING PROSPECTING AND EXPLORATION ACTIVITY OF OIL AND GAS FIELDS

A methodological system to analyse and reduce the risks of exploration, based on Kosygin's models is proposed. We described the methodology for the creation and monitoring of predictive models, ranging of areas by the priority degree of exploration wells drilling.

Keywords: *geological risk, uncertainty, zeta-system, delta-system, predictive model, areas ranging.*

References

Akhmetzhanov A.M. *Sovremennyye analogi glubokovodnykh prirodnykh rezervuarov nefti i gaza* [Modern analogues of deep natural reservoirs of oil and gas]. Dissertation for the degree of PhD in geol.-mineral. sciences. Moscow: Lomonosov MSU, 2003, 227 p.

Baraboshkin E.Yu. *Prakticheskaya sedimentologiya. Terrigennyye rezervuary* [Practical sedimentology. Clastic reservoirs]. Posobie po rabote s kernom. Tver': GERS, 2011, 152 p.

Bazhenova O.K., Bazhenova T.K. *Ontologicheskie i gnoseologicheskie aspekty organicheskoy geokhimii (organicheskaya geokhimiya na raznykh urovnyakh organizatsii veshchestva v sisteme znaniy)* [Ontological and epistemological aspects of organic geochemistry (organic geochemistry at different levels of organization of matter in the knowledge system)]. *Geologiya i geokhimiya goryuchikh iskopaemykh (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya I.O. Broda i N.B. Vassoevicha)*. Moscow: GEOS, 2003, p. 44-52.

Bertalanfi L. *Obshchaya teoriya sistem – obzor problem i rezul'tatov* [General Systems Theory - overview of the problems and results]. *Sistemnyye issledovaniya*. Moscow: Nauka, 1969, p. 30-54.

Dmitrievskiy A.N. *Basseynovyy analiz (sistemnyy podkhod)* [Basin Analysis (systematic approach)]. *Geologiya nefti i gaza*, 1998, no. 10, p. 18–26.

Eddous M., Stensfild R. *Metody prinyatiya resheniy* [Methods of decision-making]. Moscow: Audit, YuNITI, 1997, 587 p.

Ermasova N.B. *Risk-menedzhment organizatsii* [Risk management of organization]. Moscow: ITK «Dashkov i Ko», 2009, 380 p.

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

Gayduk V.V., Prokop'ev A.V. *Metody izucheniya skladchato-nadvigovykh poyasov* [Methods of studying the fold-thrust belts]. Novosibirsk: Nauka, 1999, 160 p.

Geologiya dlya neftyanykh [Geology for oil workers]. Editors N.A. Malyshev and A.M. Nikishin. Moscow: Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika», 2011, 360 p.

Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Bakhtina E.S. *Neftematerinskie porody i nefti vostochnoy chasti Zapadnoy Sibiri* [Source rock and oil of the eastern part of Western Siberia]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2010, no. 8, p. 24-28.

Kachalov R.M. *Upravlenie khozyaystvennym riskom* [Management of economic risk]. Moscow: Nauka, 2002, 192 p.

Kedrov B.M. *Problema logiki i metodologii nauki* [The problem of logic and methodology of science]. Moscow: Nauka, 1990, 352 p.

Kosygin Yu.A. *Osnovy tektoniki* [Tectonics basics]. Moscow: Nedra, 1974, 216 p.

Kosygin Yu.A. *Tektonika* [Tectonics]. 2nd edition. Moscow: Nedra, 1983, 536 p.

Kosygin Yu.A. *Tektonika* [Tectonics]. 3rd edition. Moscow: Nedra, 1988, 463 p.

Kosygin Yu.A., Solov'ev V.A. *Sticheskie, dinamicheskie i retrospektivnyye sistemy v geologicheskikh issledovaniyakh* [Static, dynamic and retrospective system in geological studies]. *Izv. AN SSSR. Ser. geol.*, 1969, no. 6, p. 9–17.

Kuz'min E.A. *Neopredelennost' v ekonomike: ponyatiya i polozheniya* [The uncertainty in the economy: concepts and provisions]. *Voprosy upravleniya*, no. 2 (2), 2012, p. 80-92.

Larskaya E.S., Sorokin V.M., Sukhova A.N. *Vliyanie usloviy sedimentogeneza na formirovanie neftegazomaterinskogo potentsiala porod v morskikh basseynakh* [The impact of sedimentation conditions on the formation of petroleum source building rocks in sea basins]. *Sovetskaya geologiya*, 1990, no. 9, p. 12-18.

Lazakovich N.V., Stashulenok S.P., Yablonskiy O.L. The course in probability theory [electronic resource]: Textbook. «Elektronnaya kniga BGU», 2003. - www.elbook.bsu.by

Lopatin N.V. *Kontsepsiya neftegazovykh generatsionno-akkumulyatsionnykh sistem kak integriruyushchee nachalo v obosnovanii poiskovo-razvedochnykh rabot* [The concept of oil generation-accumulative systems as the integrating principle in a substantiation of exploration]. *Geoinformatika*, 2006, no. 3, p. 101-120.

Malyshev N.A., Polyakov A.A., Kosenkova N.N., Blinova V.N., Bianchi N., Saint-Germes M. *Integrirrovannyi podkhod k otsenke perspektiv neftegeozonosnosti. Praktika primeneniya novykh tekhnologiy v OAO «NK «Rosneft'»* [An integrated approach to the assessment of hydrocarbon potential. The practice of using new technologies in JSC "NK" Rosneft"]. *Geonauki – ot novykh idey k novym otkrytiyam: materialy 3-y Mezhdunarodnoy konferentsii EAGE - SPb.*, 2008.

Noveyshiye filosofskiy slovar': Entsiklopediya [Newest Philosophical Dictionary: Encyclopedia]. A.A. Gritsanov. Minsk: V.M. Skakun, 1998, 896 p.

Olenin V.B. *Neftegeologicheskoe rayonirovanie po geneticheskomu priznaku* [Oil geological zoning on genetic grounds]. Moscow: Nedra, 1977, 218 p.

Perrodon A. *Istoriya krupnykh otkrytiy nefti i gaza* [History of major oil and gas discoveries]. Moscow: Mir, 1994, 255 p.

Polyakov A.A., Murzin Sh.M. *Mezhdunarodnyy opyt analiza geologicheskikh riskov* [International experience in the analysis of geological risks]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2012, vol. 7, no. 4, http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf

Poroskun V.I. Sternin M.Yu., Shepelev G.I. *Veroyatnostnaya otsenka zapasov na nachal'nykh stadiyakh izucheniya zalezhey nefti i gaza* [Probabilistic estimation of reserves in the early stages of exploring oil and gas deposits]. *Geologiya nefti i gaza*, 1999, no. 5-6, p. 59-63.

Rose P.R. 1992, *Chance of Success and Its Use in Petroleum Exploration* in Steinmetz, R., ed., *The Business of Petroleum Exploration: AAPG Treatise of Petroleum Geology – Handbook of Petroleum Geology*, Chapter 7, p.71-86.

Rouz Piter R. *Analiz riskov i upravlenie neftegazoposkovymi proektami* [Risk analysis and management of oil and gas projects]. Moscow-Izhevsk: Izd-vo «Institut komp'yuternykh issledovaniy», 2011, 304 p.

Shcherbakova Yu.V. *Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika* [Probability theory and Mathematical Statistics]. *Konspekt lektsiy*. Moscow: EKSMO, 2008, 160 p.

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V. *Gydan: geologicheskoe stroenie, resursy uglevodorodov, budushchee* [Gydan: geology, hydrocarbon resources, the future]. Moscow: Nedra, 2006, 261 p.

Sokolov B.A., Kravchenko T.P., Trofimuk A.A. *Strukturnye i istoriko-geneticheskie postroeniya nefti i gaza* [Structural and historical and genetic construction of oil and gas]. Moscow: MGU, 1991, 96 p.

Vishnyakov Ya.D., Radaev N.N. *Obshchaya teoriya riskov* [General risk theory]. 2nd edition. Moscow: Izdatel'skiy tsentr Akademiya, 2008, 368 p.

Zubkov M.Yu., Bondarenko P.M. *Prognoz zon vtorychnoy treshchinovatosti na osnove dannykh seysmorazvedki i tektonofizicheskogo modelirovaniya* [Prediction of zones of the secondary fracturing on the basis of seismic data and tectonophysical modeling]. *Geologiya nefti i gaza*, 1999, no. 11-12, p. 31-40.

The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects. - 2000. – http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11_caluyong.pdf