

УДК [553.981+553.04]:550.8.013

## Особенности формирования имитационных моделей освоения ресурсно-добычного потенциала газа

Ю.Б. Силантьев<sup>1\*</sup>, Т.О. Халошина<sup>1</sup>, Г.Р. Пятницкая<sup>1</sup>, О.Г. Кананыхина<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: Y\_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** В статье рассмотрены особенности структуры имитационных моделей формирования ресурсно-добычного потенциала перспективных с точки зрения газоносности разномасштабных объектов и управления инвестиционными проектами по их освоению. В качестве основного методологического подхода предлагается широко использовать составление номограмм, которые позволяют избежать проблем, связанных с вопросами стандартизации исходной информации, и графически обосновать алгоритм принятия управленческих решений.

В статье приведены примеры визуализации жизненного цикла освоения углеводородных объектов, в том числе динамики геолого-технологического-экономических рисков, моделирования структуры возможных открытий по величине ресурсов (запасов).

Предложены методы экспресс-оценки локализованных ресурсов и запасов, в том числе с определением их кумулятивной вероятности, а также определения эффективности их освоения. Также рассмотрены элементы визуализации портфельного анализа и геолого-экономической фильтрации запасов месторождений. В заключение представлены графо-имитационные алгоритмы управления рисками.

Приведенная в статье информация указывает на необходимость формирования нового визуализационного обеспечения технико-экономических документов, адаптированных под особенности освоения перспективных нефтегазовых объектов.

Радикальные преобразования экономики, связанные с ее переходом к рыночным механизмам, обуславливают необходимость разработки и внедрения новых методов предынвестиционной оценки проектов освоения газовых и газоконденсатных месторождений с акцентом на снижение геологических и технологических рисков. В связи с этим необходимо формировать методологически адаптивную систему предынвестиционного анализа освоения нефтегазовых объектов. Методология формирования и оценки рисков реализации инвестиционного проекта (проектный анализ) направлена на обеспечение комплексного исследования, имитирующего многостадийную и многофакторную структуру нефтегазового процесса.

Имитационное моделирование является одним из мощных методов риск-анализа (РА). В общем случае под имитацией понимают процесс визуализации поиска целевых объектов на математических моделях сложных природных систем. При реализации данного направления РА часто используются модели, содержащие случайные величины, поведение которых не детерминировано управлением [1]. Классический эталон стохастической имитации известен под названием «метод Монте-Карло».

Имитационное моделирование представляет собой серию численных экспериментов, призванных получить эмпирические оценки степени влияния различных исходных параметров (риск-факторов). В общем случае имитационное моделирование включает:

- установление взаимосвязи между исходными и выходными параметрами;
- определение законов распределения для ключевых параметров моделирования;
- компьютерное моделирование значений ключевых параметров модели;
- расчет основных характеристик распределения прогнозируемых и фактических показателей;
- анализ полученных результатов и принятие решений.

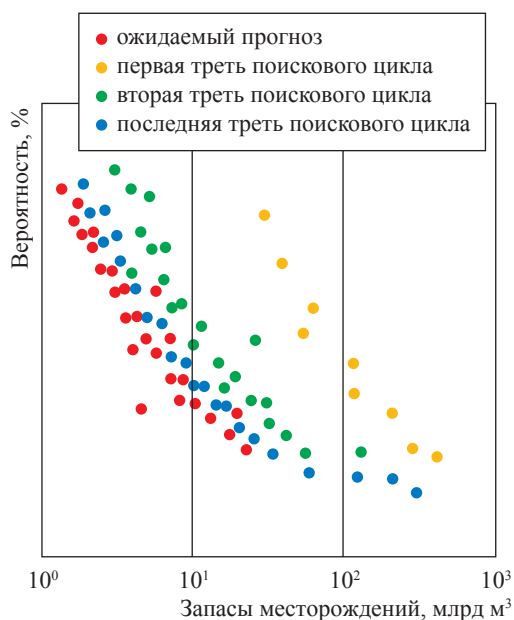
**Ключевые слова:**

имитационная модель, имитационное моделирование, углеводородный объект, геолого-разведочные работы.

Кроме имитационно-стохастического метода широко используются и другие методы, большая часть которых имеет имитационно-статистическую генетику, а именно: методы Парето, Пуассона, Хабберта и др. [2]. Суть метода Парето, например, применительно к РА в следующем: 20 % риск-факторов определяют 80 % негативных ситуаций.

Имитационное моделирование осуществляется в условиях значительной неопределенности, обусловленной ограниченным объемом исходной информации. Частично (или полностью) неопределенность снимается в результате проведения дополнительных исследований (геологоразведочных, инженерных, экологических и др.) или получения невостробованных ранее данных путем целевого комплексного анализа.

Анализ статистики выявления месторождений и, соответственно, перспективных объектов указывает, что динамика распределения вероятности открываемых месторождений в процессе поискового цикла в большинстве случаев характеризуется резким левосторонним (в сторону уменьшения) смещением запасов открываемых месторождений на границе первой и второй третьей периода освоения территорий (рис. 1). Распределения открываемых месторождений во второй и последней третях близки к ожидаемому прогнозу. Таким образом,



**Рис. 1. Базовая модель изменения распределения вероятности открываемых месторождений при освоении НСР региона**

итоговая оценка значительно ниже фактической. Это подтверждает мониторинг оценок начальных суммарных ресурсов (НСР) и запасов углеводородов (УВ) большинства крупных газовых объектов, величины которых испытывают тенденцию постоянного увеличения (И.П. Жабрев, 1993 и др.) [1, 3 и др.].

Отметим, что в пределах древних нефтегазовых бассейнов (НГБ) доля пяти крупнейших месторождений в структуре запасов не превышает 30–40 %, в то время как в пределах НГБ молодых платформ и современных пассивных окраин эта доля достигает 80–85 % (Ю.Б. Силантьев, 1999, 2004) [2]. Последнее указывает на возможность априорной (допоисковой) оценки доли и значимости данных скоплений в ожидаемой структуре месторождений (по крупности) [3]. В табл. 1 приведены результаты геолого-имитационного моделирования структуры НСР газа неокомского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна (по крупности ожидаемых скоплений). Согласно данным таблицы доля малых месторождений фонда ожидаемых открытий в пределах Западно-Сибирской (постгерцинской) платформы превышает 99 %.

Приведенная информация указывает на возможности априорного обоснования выбора объектов для инвестирования. Отметим, что решения о проведении геологоразведочных работ (ГРП) и реализации технологических мероприятий по утилизации ресурсов открываемых скоплений УВ являются ключевыми (с точки зрения экономических последствий) в цепочке управленческих решений при освоении месторождений нефти и газа. Однако методы подготовки и принятия решений на предынвестиционной стадии реализации проекта очень слабо ориентированы на экономические факторы. Для западных добывающих компаний анализ управленческих решений с точки зрения геолого-экономических результатов уже длительный период является общепринятым.

В настоящее время это положение в значительной мере меняется в связи с тем, что в качестве инвесторов выступает не государство, а сами недропользователи – добывающие компании или их партнеры. Вполне естественно, что они заинтересованы минимизировать инвестиционные риски, связанные с освоением разномасштабных нефтегазовых объектов, характеризующихся различной степенью изученности и разным соотношением геологических, технологических и экономических рисков.

Имитационная модель динамики рисков и других геолого-экономических характеристик, составленная на основе жизненного цикла освоения типовой нефтегазонасыщенной территории, представлена в табл. 2. Жизненный цикл характеризуется многостадийностью; на каждой стадии структура рисков и степень успешности поисков отличается от других стадий. В процессе освоения геологические риски снижаются, а экономические возрастают при параллельном уменьшении средних запасов открываемых месторождений [4].

При оценке инвестиционной привлекательности УВ-объекта проводится моделирование по крайней мере трех основных составляющих процесса принятия решений: геологической, технологической, экономической. Эти составляющие формируют последовательность принятия решений, в том числе структуру РА [1, 5].

Ранее предложена модель принятия решений, демонстрирующая важность анализа неопределенности [1, с. 258; см. рис. 6].

Приведенная ранее информация указывает на существенную неопределенность реализации нефтегазового проекта. Важнейшим элементом анализа перспективности проекта является учет рисков, совокупность которых определяет эффективность освоения УВ-объекта.

Очевидно, что геологический риск и степень изученности, контролирующая неопределенность моделирования, связаны обратной зависимостью, а любая оценка носит вероятностный характер. При этом исходные геологические, в том числе промысловые, параметры могут неоднократно меняться в результате переинтерпретации данных. Это определяет необходимость мониторинга моделей с целью

Таблица 1

**Западно-Сибирский мегабассейн (неокомский комплекс). Результаты имитационного моделирования структуры распределения НСР газа по месторождениям различной крупности [3]**

|                     | Номер класса | Ресурсы месторождения, млрд м <sup>3</sup> | Количество месторождений, ед. | Суммарные ресурсы, млрд м <sup>3</sup> |
|---------------------|--------------|--|-------------------------------|--|
|                     | 1            | 3000–1000                                  | 2                             | 3213                                   |
|                     | 2            | 1000–300                                   | 4                             | 2599                                   |
|                     | 3            | 300–100                                    | 16                            | 2341                                   |
|                     | 4            | 100–30                                     | 47                            | 2491                                   |
| Малые месторождения | 5            | 30–10                                      | 151                           | 2550                                   |
|                     | 6            | 10–3                                       | 487                           | 2547                                   |
|                     | 7            | 3–1  | 1511                          | 2544                                   |
|                     | 8            | 1–0,3                                      | 4777                          | 2543                                   |
|                     | 9            | 0,3–0,1                                    | 15104                         | 2543                                   |
|                     | <b>Итого</b> |  | <b>22090</b>                  | <b>23371</b>                           |

Таблица 2

**Имитационная модель динамики рисков и геолого-экономических характеристик в процессе освоения ресурсов газа перспективных территорий**

| Геолого-экономическая характеристика | Стадия освоения                   |            |                  |         |               |              |
|--------------------------------------|-----------------------------------|------------|------------------|---------|---------------|--------------|
|                                      | допоисковая                       | поисковая  | ранняя           | зрелая  | поздняя       | затухающая   |
| Геологическая изученность            | Низкая                            | Повышается | Быстро растет    | Высокая | Очень высокая |              |
| Геологический риск                   | Отсутствует                       | Высокий    | Быстро снижается | Низкий  |               | Высокий      |
| Экономический риск                   | Отсутствует                       | Низкий     | Очень высокий    | Низкий  | Высокий       |              |
| Размеры месторождений                | Открытый нет                      | Разные     | Крупные          | Средние | Мелкие        |              |
| Успешность поиска                    | Специальные работы не проводились | Невысокая  | Быстро растет    | Высокая | Низкая        | Очень низкая |

Время →

корректировки бизнес-планов компании (если появляется необходимость).

При оценке лицензируемого участка или локального объекта, в том числе месторождения, ряд исследователей считает целесообразным имитировать геологический риск как вероятность того, что реальные геологические ресурсы/запасы УВ (или особенности геологической модели) окажутся ниже ожидаемого уровня (неадекватными реальной модели). Вероятностные параметры геологического риска непосредственно связаны с параметрами оценки и определяются тремя факторами:

- адекватностью предполагаемых ловушек реально существующим;
- адекватностью фильтрационно-емкостных параметров резервуара;
- наличием УВ и адекватностью качественного и фазового составов УВ.

Это обуславливает необходимость вероятностной оценки ресурсов, в том числе локализованных, перспективных нефтегазоносных объектов. Характер распределения запасов УВ-объектов (нефтегазоносных бассейнов, районов, зон) с оценкой их вероятности представлен на рис. 2.

Наименее вероятны крупные скопления УВ. Так, например, месторождения газа с запасами более 40 млрд м<sup>3</sup> имеют вероятность обнаружения менее 7 %, а малые месторождения – соответственно от 7 до 99 %. Усредненная величина ресурсного потенциала значительно

больше из-за суммарных запасов крупных месторождений. С учетом минимальной вероятности обнаружения (1 %) запасы месторождения при данном распределении превышают 190 млрд м<sup>3</sup>, а с учетом максимальной (99 %) составляют 0,03 млрд м<sup>3</sup>.

На рис. 3 и 4 представлены два варианта номограмм экспресс-оценки локализованных ресурсов. Номограммы служат для графического представления имитации оценки УВ-потенциала локальных объектов. При экспресс-оценке локализованных ресурсов/запасов учитывались четыре параметра:

- площадь, км<sup>2</sup>;
- толщина (мощность) потенциального продуктивного пласта, м;
- пористость, %;
- УВ-извлечение, м<sup>3</sup> газа / м<sup>3</sup> резервуара.

В первом варианте (см. рис. 3) эти параметры претерпевают небольшие изменения и в целом объект практически изотропен. Это определяет небольшой интервал изменения оценок локализованных ресурсов/запасов: от 15,5 (при вероятности 90 %) до 38 млрд м<sup>3</sup> (при вероятности 10 %).

В случае более анизотропной (второй) модели расчетные параметры более изменчивы. Отмечается большой разброс оценок локализованных ресурсов/запасов УВ (см. рис. 4). В представленном варианте они меняются от 10,3 (при P<sub>90%</sub>) до 320 м<sup>3</sup> (при P<sub>10%</sub>).

Показанные номограммы указывают на эффективность визуального моделирования

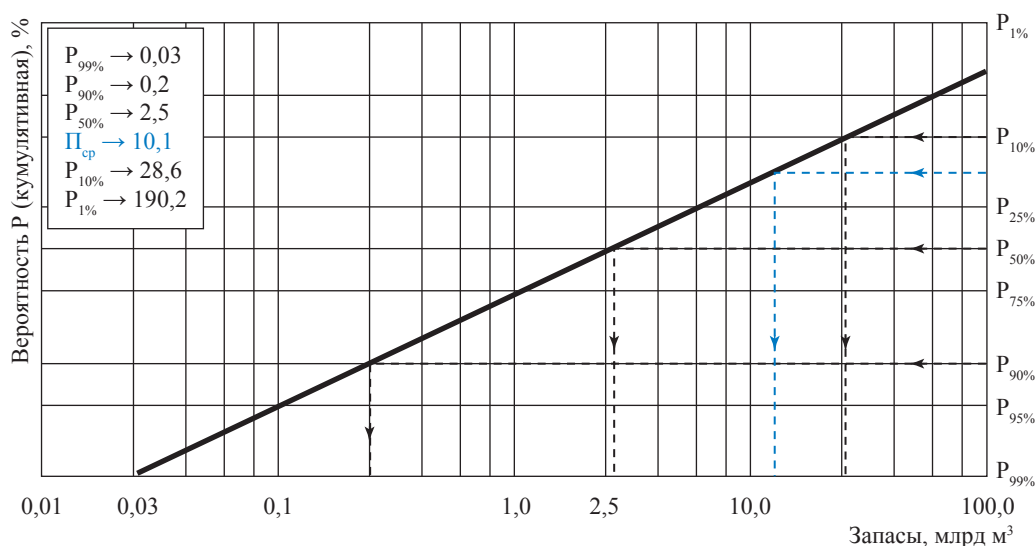


Рис. 2. Вероятность имитационного распределения запасов УВ-объектов (НГБ, нефтегазоносный район и т.п.): P<sub>ср</sub> – усредненная величина ресурсного потенциала

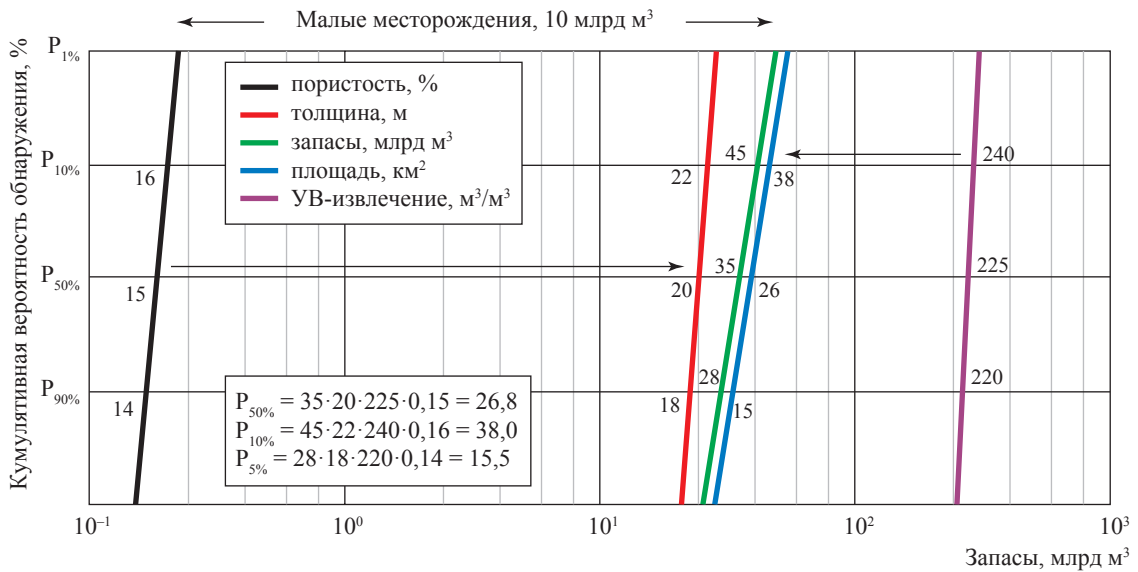


Рис. 3. Номограмма экспресс-оценки локализованных ресурсов/запасов (анизотропность → 0)

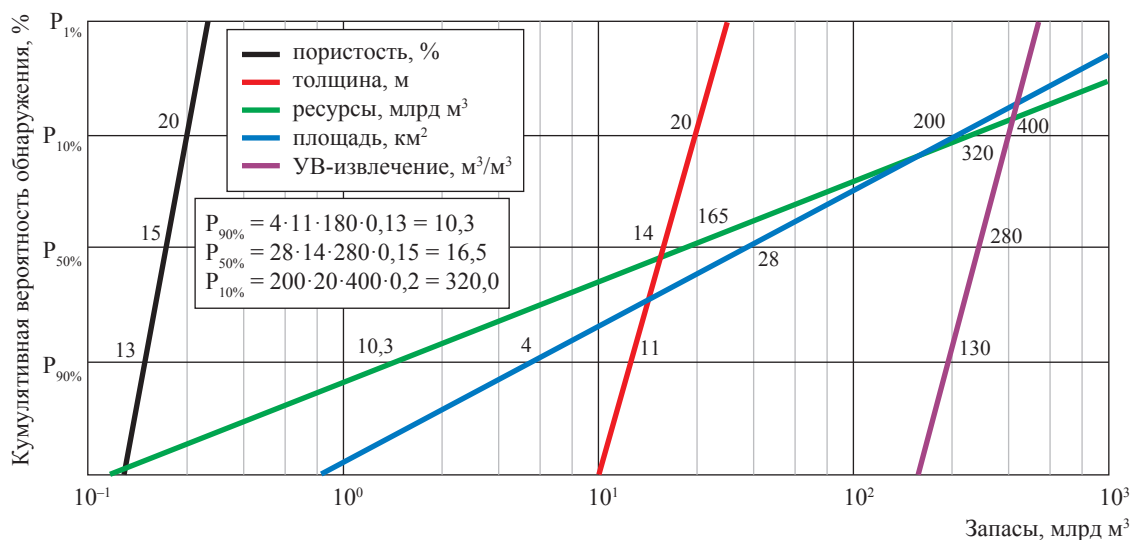


Рис. 4. Номограмма экспресс-оценки локализованных запасов/ресурсов (анизотропность >> 0)

процессов освоения инвестиционно привлекательных объектов. В аспекте сокращения времени формирования моделей и уменьшения требований к информационной обеспеченности, это определяет привлекательность экспресс-оценки.

Практика проведения геологоразведочных работ указывает на наличие стохастической генетики трансформации структуры УВ-потенциала. В идеале 100 % ресурсов должны переводиться в запасы промышленных категории (A+B+C<sub>1</sub>). В результате интервальный коэффициент перевода ресурсов

(стандарты МПР РФ, 1983 г., 2001 г.) в запасы кат. C<sub>1</sub> составляет 0,125.

Отметим, что возможны аномальные случаи, когда в результате ГРП запасы превышают ресурсы (чаще в пределах конкретного локального объекта). Примером этого является опосредованное на Оренбургском и Астраханском нефтегазоконденсатных месторождениях, в пределах которых в начале разбуривались локальные поднятия (Светлошаринское, Аксарайское, Долгожданное, Краснохолмское и др.), и лишь в результате бурения между ними, в том числе в седловинах, выявлены уникальные

месторождения УВ, запасы которых многократно превысили локализованные ресурсы этих поднятий.

Предлагаемая методология (на основе номограмм) позволяет оценить два возможных экстремальных исхода (оптимистический и пессимистический) и базовый (вероятный). В итоге полученные данные могут способствовать обоснованному принятию решения об освоении перспективных локальных объектов. Чем выше коэффициент вариации основных геологических характеристик локального объекта, тем больше связанный с ним геологический риск.

Технологический риск в значительной мере связан с геологическим, который «заложен» в достоверности промыслово-геологической модели месторождения. Это обуславливает неопределенность в схеме разработки, системе и объемах обустройства, профиле добычи, фонде скважин и т.п. Экономический риск в свою очередь зависит от геологического и технологического [6].

На рис. 5 представлена экспресс-номограмма сопоставления эффективности освоения перспективных объектов *A*, *B*, *C*, *D*. Номограмма отражает алгоритм риск-оценки. В структуре номограммы участвуют технологические показатели (годовая добыча), экономические (годовая выручка) и геологические (годовая добыча – отбор запасов). Как видно, наиболее эффективный инвестиционный проект (ИП) связан с объектом *A*, характеризующимся низкими эксплуатационными затратами и сравнительно высокой годовой выручкой. Положительным экономическим эффектом обладают объекты *B* и *C*. Отрицательный экономический эффект связан с ИП, в котором осваивается объект *D*, характеризующийся наиболее высокими эксплуатационными затратами.

На ранних этапах освоения УВ-объекта неопределенности технологических и экономических рисков, с точки зрения текущего момента, имеют максимальные вариации. Если имеются три оценки запасов УВ для трех

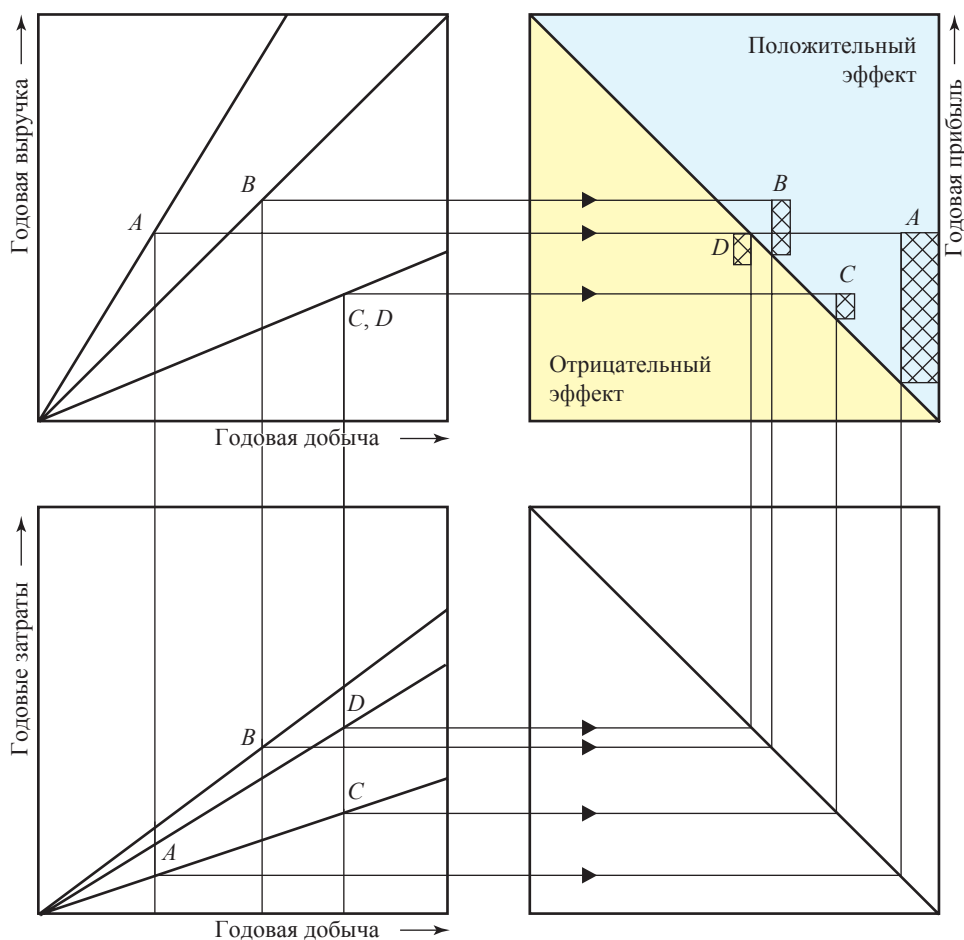


Рис. 5. Номограмма экспресс-сопоставления инвестиционной значимости перспективных объектов

вариантов: пессимистического, оптимистического, базового (наиболее вероятного), то необходим расчет трех вариантов ИП (табл. 3).

Следовательно, для каждого локального объекта возможно наличие нескольких наиболее значимых параметров, которые отражают как неопределенность в оценке ресурсов, так и неопределенность в оценке объемов и структуры затратного механизма. Этим вариантам может быть и больше, если их рассчитывать с помощью имитационного моделирования. Логично подвергнуть их классическому статистическому анализу. Применительно к малорентабельным месторождениям при реализации принципа «короткого плеча» между газопроизводителем и газопотребителем происходит оптимизация стоимостного блока затрат.

В качестве критерия риска каждого отдельно взятого ИП удобно использовать чистую дисконтированную стоимость проекта, или чистый дисконтированный доход (ЧДД). Предпочтительность критерия ЧДД объясняется тем, что он обладает свойствами аддитивности; это позволяет одновременно рассматривать несколько вариантов освоения объектов [5].

С помощью такого анализа проведена оценка геологического и инвестиционного риска освоения пермско-каменноугольных отложений восьми объектов шельфа Печорского моря [6]. Объекты 1 и 2 опойскованы и разведаны, на объекте 5 пробурена, но не испытана поисковая скважина. Остальные объекты представляют собой перспективные площади, неопределенность оценок ресурсов которых здесь максимальна, так как эти объекты могут оказаться как пустыми, так и заполненными до замка ловушки.

Оценка запасов/локализованных ресурсов с учетом неопределенности расчетных параметров может быть проведена по методу Монте-Карло. Для объекта 1 результаты такой оценки представлены на рис. 6.

Далее, аппроксимируя стандартным распределением полученные результаты, определяют значения коэффициентов вариации, которые могут служить (в значительной степени) критерием классификации геологического риска, аппроксимируемого с каждым из локальных объектов, рассматриваемых изолированно. Результаты для всех восьми объектов представлены на рис. 7.

Наибольший коэффициент вариации (а значит и геологического риска) связан с объектом (структурой) 8, а наименьший – с объектом 1. Это объясняется лучшей изученностью последнего. Отметим, что в данной ситуации геологический риск не зависит от абсолютной величины запасов или ресурсов. Это означает следующее: если допустить, что геологическая модель известна абсолютно точно (а такого не бывает даже после окончания разработки месторождения), то коэффициент вариации, а следовательно, и геологический риск будут минимальны. Однако даже в этом случае инвестиционный риск не будет равен нулю.

На рис. 8 сопоставлены значения ЧДД с учетом стандартного отклонения. Расчет ЧДД при изменяющихся экономических параметрах проводился для трех вариантов возможных экономических условий реализации проекта, для которых известны вполне конкретные (наиболее вероятные) стоимостные показатели:

- капитальные затраты;
- эксплуатационные затраты;
- цены реализации продукции;
- налоговый режим;
- ставка по кредитам и др.

Проведенный анализ указывает на большую инвестиционную привлекательность объектов 1, 2 и 4; объекты 3, 7 и 8 характеризуются высокими рисками освоения [5].

Если величина ЧДД положительна, а коэффициент вариации не превышает единицы, это фактически означает, что ИП является

Таблица 3

### Характеристика вариантов инвестиционного проекта

| Вариант          | Стоимостные параметры   |
|------------------|---|
| Оптимистический  | Высокие цены реализации; низкие затраты на разведку, обустройство, добычу и транспорт |
| Пессимистический | Низкие цены реализации; высокие затраты на разведку, обустройство, добычу и транспорт |
| Базовый          | Средний (наиболее вероятный) уровень цен и затрат                                     |

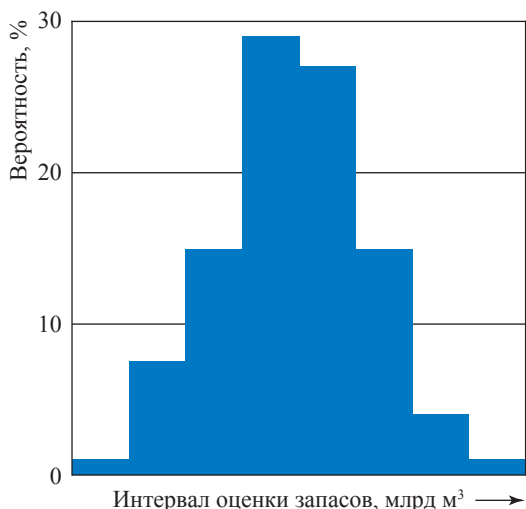


Рис. 6. Распределение вероятности оценки запасов объекта 1 на шельфе Печорского моря

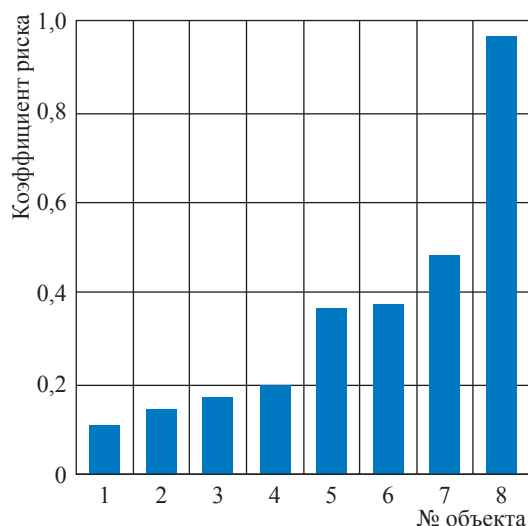


Рис. 7. Сравнительный локальный геологический риск освоения перспективных площадей на шельфе Печорского моря

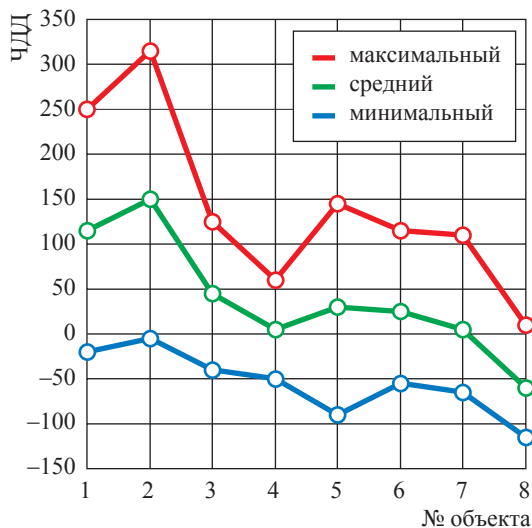


Рис. 8. Сопоставление значений ЧДД по трем вариантам экономических условий

практически безрисковым, так как при любом исходе ЧДД будет положительным.

Для более надежной оценки ЧДД и коэффициентов вариации желательно проделать все расчеты для большего количества возможных исходов геологического моделирования и на их основе построить гистограмму ЧДД. Это позволит анализировать абсолютные и относительные величины неопределенности.

Суммируя результаты проведенного анализа, можно сделать два основных вывода:

1) сравнительный локальный геологический риск прямо пропорционален неопределенности геологической модели, оцениваемой через коэффициент вариации оценок УВ-потенциала;

2) сравнительный инвестиционный риск связан с неопределенностью геологической модели и экономических условий, в которых будет осуществляться ИП. Он может быть оценен через коэффициент вариации ЧДД абсолютными значениями.

Ценность недр оценивается минимально допустимыми запасами. Объекты, УВ-потенциал которых меньше них при условно высокой достоверности вероятностных показателей, подлежат исключению из анализируемой совокупности. Превышение прогнозными ресурсами минимально допустимых запасов является необходимым условием кондиционности конкретного объекта. Понятие минимально допустимых запасов предполагаемых месторождений требует априорной локализации ресурсов. Оценка потенциально газоносных локальных УВ-объектов основывается путем сопоставления рисков убытка от проведения геолого-технологических мероприятий и надежности бизнес-проекта [6].



На рис. 9 представлена графоаналитическая имитация геолого-экономической «фильтрации» запасов УВ-месторождений. Как видно, при увеличении вероятности открытия месторождений (с параллельным снижением минимально допустимых запасов) экономический порог («фильтр») уменьшается со 100 до 10 млрд м<sup>3</sup> соответственно для вероятностей открытия P<sub>12%</sub> и P<sub>80%</sub>. В целом в данном

случае запасы меняются на три порядка – от 1 до 1000 млрд м<sup>3</sup>. Оценка запасов при P<sub>80%</sub> является максимальным экономическим порогом, а при P<sub>12%</sub> – минимальным, которые соответствуют экстремальным рискам.

Графоаналитические методы позволяют имитировать алгоритмы управления рисками реализации инвестиционного проекта на основе разработки диверсификационных страховых

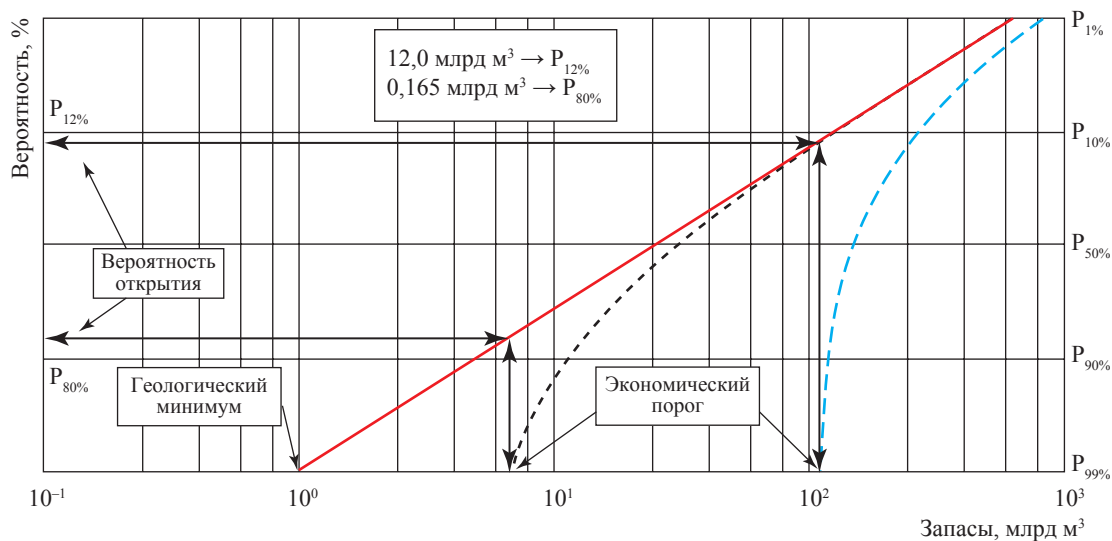


Рис. 9. Геолого-экономическая «фильтрация» (номограмма) запасов месторождений УВ

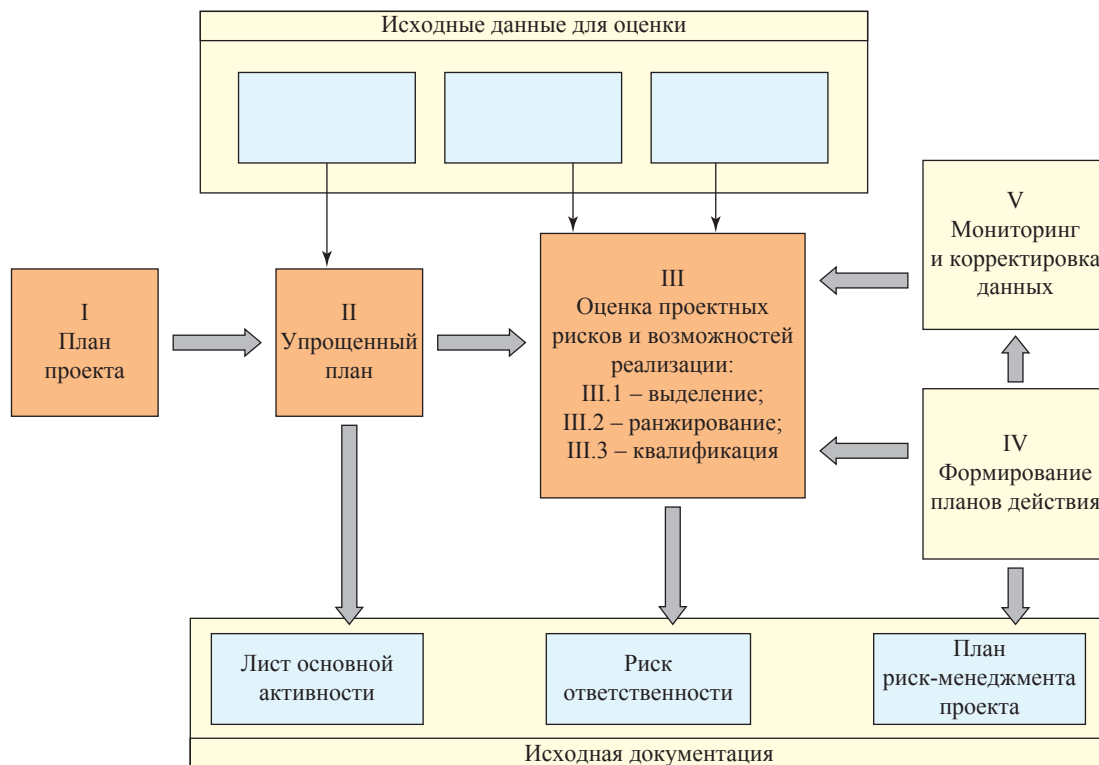


Рис. 10. Основные этапы риск-менеджмента

мероприятий с целью вложения инвестиций в наиболее выгодный проект. Структура риск-менеджмента (РМ) включает пять основных этапов I–V (рис. 10).

Узловыми элементами РМ является риск-оценка (этап III) и формирование планов действия (IV). В упрощенном варианте РМ (в аспекте своей структуры) может быть представлен тремя последовательными блоками: риск-анализ, риск-контроль, риск-мониторинг (рис. 11). Первый блок – риск-анализ – отвечает задачам III этапа предыдущей схемы риск-оценки (см. рис. 11). Вторым (риск-контроль) и третьим (риск-мониторинг) блоками отвечают соответственно задачам этапов IV и V. Данные блоки указывают на наличие в РМ двух основных частей:

- пассивной (мониторинг, оценка, ранжирование и т.п.);
- активной (корректировка объектов, формирование портфеля вариантов и т.п.).

Пассивная часть в значительной мере связана с макроэкономической реализацией конкретного ИП. Активная – с оптимизацией портфеля ИП и разработкой мероприятий по реагированию на риски. Таким образом, риск-анализ является составной частью РМ.

Реагирование на риски заключается в следующем:

- устранении риска через устранение его потенциальной причины;
- минимизации ожидаемых размеров потерь в результате проявления риска;
- принятии последствий «рокового» события.

В табл. 4 проведено сопоставление относительной эффективности в сокращении (т.е. значительном устранении) рисков до поискового и поискового этапов освоения УВ-объектов.

Суммируя изложенное, можно сделать вывод, что управление рисками на основе геотехнологий заключается:

- в прогнозировании негативных ситуаций с помощью экспертов и моделей;
- оценке их последствий и ущерба;
- экономическом обосновании технических решений по предотвращению форс-мажора;
- мониторинге осложнений;
- корректировке «перспективных» решений.

Необходимо расширять инструментарий прединвестиционного анализа привлекательности перспективных объектов при принятии

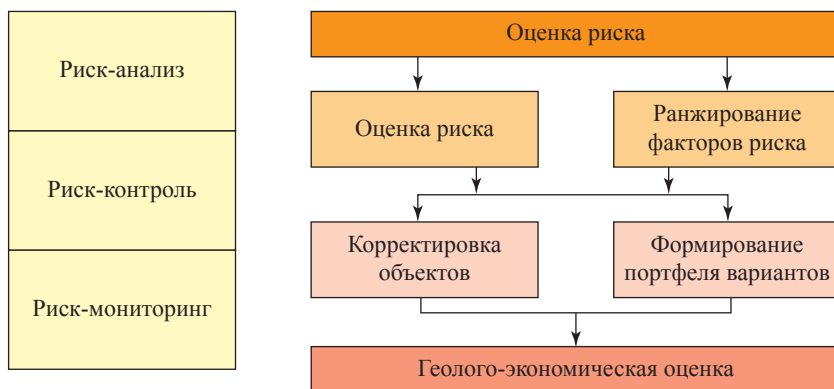


Рис. 11. Структура риск-менеджмента

Таблица 4

**Относительная эффективность (В – высокая, Н – низкая) геологических параметров в сокращении поисковых рисков**

| Параметр                          | Геология | Сейсморазведка | Геохимия НГМТ | Поверхностная геохимия |
|-----------------------------------|----------|----------------|---------------|------------------------|
| Нефтегазоматеринская толща (НГМТ) | В        | –              | В             | –                      |
| Кагагенез                         | Н        | –              | В             | В                      |
| Экран (современный)               | В        | –              | –             | –                      |
| Экран эффективный                 | –        | –              | –             | Н                      |
| Коллекторские толщи               | В        | Н              | –             | –                      |
| Пористость                        | Н        | –              | –             | Н                      |

управленческих решений на основе графо-имитационных методов моделирования, характеризующихся высокой адаптивностью в условиях низкой стандартизации программного обеспечения. Представленные имитационные

модели указывают на возможность их систематизации в том числе с целью формирования генетически единой системы визуального обеспечения принятия управленческих решений.

### Список литературы

1. Пятницкая Г.Р. Особенности инвестиционного планирования геологоразведочных работ в условиях кризисных явлений на мировых финансовых рынках / Г.Р. Пятницкая, Ю.Б. Силантьев, Е.Д. Ковалёва // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов страны до 2030 г.: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 251–258.
2. Гудымова Т.В. Малые аспекты стратегии развития сырьевой базы газа / Т.В. Гудымова, А.И. Мишичева, Ю.Б. Силантьев // Тезисы докладов Международной научно-практической конференции 17–18 июля 2004 г. – СПб.: ВНИГРИ, 2004. – С. 38–44.
3. Гудымова Т.В. Методика ранжирования ресурсов углеводородов по степени инвестиционной привлекательности / Т.В. Гудымова // Тезисы докладов Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 28 июля – 1 августа 2003 г. – СПб.: ВНИГРИ, 2003. – С. 55–57.
4. Гудымова Т.В. Геолого-экономический мониторинг сырьевой базы углеводородов / Т.В. Гудымова, Л.Е. Николаева, Ю.Б. Силантьев и др. // Газовая геология России (вчера, сегодня, завтра): сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 92–101.
5. Краснов О.С. Геолого-экономические проблемы воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти и газа / О.С. Краснов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – СПб.: ВНИГРИ, 2011. – № 9. – 14 с.
6. Григорьев М.Н. Геолого-экономическая оценка минерально-сырьевой базы на примере кластерных карт / М.Н. Григорьев и др. // Arcview. – 2002. – № 1 (20). – С. 11–13.

## Particularity in simulation of gas resource potential

Yu.B. Silantiev<sup>1\*</sup>, T.O. Khaloshina<sup>1</sup>, G.R. Pyatnitskaya<sup>1</sup>, O.G. Kananykhina<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: Y\_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The paper reveals structural features of simulation models aimed at forming resource potential of promising non-uniformly scaled gas-bearing facilities (objects) and managing invest projects of their development. In the capacity of the main methodological approach the wide usage of nomograms is suggested. Nomograms will help to avoid problems related to standardization of initial data and to substantiate in diagram form management algorithms.

There are examples of visualization of hydrocarbon facility development life cycle including dynamics of geologic-engineering-economic risks and structure of expected discoveries, as well as simulation of structure of possible discoveries according to the amount of resources (reserves).

Few methods for express estimation of localized resources and reserves are suggested including determination of cumulative probability and estimation of efficacy of field development. Also the elements of visualization of portfolio analysis and geologic-economic filtering of field reserves. Также рассмотрены элементы визуализации портфельного анализа и геолого-экономической фильтрации запасов месторождений. in closing, the graph-imitating algorithms of risk-management are presented.

Given information shows the necessity to form a new visual ware for support of technical and economical documentation. This ware should be adjusted to development of promising oil-gas facilities.

**Keywords:** simulation model, simulation technique, hydrocarbon facility, geological prospecting.

**References**

1. PYATNITSKAYA, G.R., Yu.B. SILANTYEV and Ye.D. KOVALEVA. Features of investment planning of geological prospecting in conditions of crisis phenomena at global financial markets [Osobennosti investitsionnogo planirovaniya geologorazvedochnykh rabot v usloviyakh krizisnykh yavleniy na mirovykh finansovykh rynkakh]. In: *Issues of resource provision for domestic gas-producing regions up to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov strany do 2030 g.]: collected scientific papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 251–258. (Russ.).
2. GUDYMOVA, T.V., A.I. MISHICHEVA and Yu.B. SILANTYEV. Minor aspects of a strategy for development of raw gas base [Malye aspekty strategii razvitiya syryevoy basy gaza]. In: Proc. of International scientific-practical conference, Saint-Petersburg, 17–18 July 2004. St-Petersburg: All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), 2004, pp. 38–44. (Russ.).
3. GUDYMOVA, T.V. Procedure for ranking hydrocarbon resources according to a level of investment attraction [Metodika ranzhirovaniya resursov uglevodorodov po stepeni investitsionnoy privlekatelnosti]. In: *Proc. of International scientific-practical conference, Saint-Petersburg, 28 July – 1 August 2003*. St-Petersburg: All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), 2003, pp. 55–57. (Russ.).
4. GUDYMOVA, T.V., L.Ye. NIKOLAYEVA, Yu.B. SILANTYEV et al. Geologic-economic monitoring of the raw hydrocarbon base [Geologo-ekonomicheskii monitoring syryevoy basy uglevodorodov]. In: *Gas geology of Russia (yesterday, today, tomorrow)* [Gazovaya geologiya Rossii (vchera, segodnya, zavtra)]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 92–101. (Russ.).
5. KRASNOV, O.S. Geologic-economic issues for reproduction of raw oil and gas mineral base [Geologo-ekonomicheskiye problem vosproizvodstva mineralno-syryevoy basy nefii i gaza]. *Nefregazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [online]. St.-Petersburg, 2011, no. 9, p. 14. ISSN 2070-5379. (Russ.).
6. GRIGORYEV, M.N. et al. Geologic-economic assessment of raw material base on example of clustered charts [Geologo-ekonomicheskaya otsenka mineralno-syryevoy basy na primere klasternykh kart]. *Arxiv*. 2002, no. 1(20), pp. 11–13. (Russ.).