

УДК 622.276.001.57.003.1

**Григорьев Г.А., Прищепа О.М.**Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ), Санкт-Петербург, Россия [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru).

## **ПРОБЛЕМЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И ИХ РЕШЕНИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОЙ СИСТЕМЫ INVESTOR**

*Рассмотрены проблемы, связанные с процессом геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов и сопряженные как с моделированием режима их освоения, так и непосредственно с экономической оценкой соответствующих инвестиционных проектов. Рассмотрена возможность и необходимость применения сложных методов моделирования процесса разработки залежей углеводородов для малоизученных объектов. Проанализированы преимущества и недостатки подходов, базирующихся на использовании гидродинамических моделей и упрощенных методик моделирования. Дана характеристика существующих подходов к экономической оценке инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли, внимание акцентируется на особенностях алгоритмической реализации соответствующих методик и их недостатках. Подробно рассмотрены особенности задействованных решений в области моделирования режимов освоения нефтяных и газовых объектов и экономической оценки инвестиционных проектов в рамках программной системы INVESTOR, разработанной во ВНИГРИ. Возможности реализованных в системе подходов проиллюстрированы результатами геолого-экономической оценки на примере одного из нефтяных объектов ТПП.*

**Ключевые слова:** *нефтегазовый объект, инвестиционный проект, экономическая оценка, разработка, режим освоения, моделирование.*

Современные подходы к геолого-экономической оценке нефтяных и газовых объектов (месторождений или отдельных залежей в их пределах, объектов, ожидаемых к открытию на структурах, выявленных сейсмическими работами и подготовленных к глубокому бурению, перспективных объектов, прогнозируемых к открытию на территориях или акваториях) основаны на анализе денежных потоков. Их оценка требует определения динамики натуральных потоков, сопряженных с реализацией соответствующего инвестиционного проекта и базируется на моделировании режимов освоения объектов разработки.

Корректное решение вопросов, связанных с оценкой технологических параметров режима освоения, является необходимым условием их достоверной экономической оценки. Выбор режима освоения (динамика фонда скважин, динамика отбора нефти и газа и объема закачки реагента в пласт, динамика обводненности продукции и др.) непосредственно определяет динамику первичных денежных потоков (объем и динамику во времени капитальных вложений, эксплуатационных затрат, валового дохода, налоговых отчислений).

В свою очередь, финансовые потоки, генерируемые в процессе реализации проекта, определяют совокупность экономических оценок проекта и экономические перспективы его реализации.

Соответственно, процедура геолого-экономической оценки на предметно-содержательном уровне неизбежно расчленяется на две, по-сути, независимые задачи, решение каждой из которых не может быть тривиальным:

1) моделирование режима освоения исследуемого объекта и получение на этой основе натуральных потоков, отражающих реализацию инвестиционного проекта,

2) непосредственно экономическая оценка соответствующего инвестиционного проекта, заключающаяся в анализе денежных потоков и получении интегральных оценок этого проекта.

Решение каждой из названных задач сопряжено с наличием целого ряда собственных проблем, обусловленных спецификой нефтегазовых объектов как объектов моделирования и последующей экономической оценки.

С точки зрения методологии моделирования выделяются два направления – построение моделей с использованием прямых гидродинамических расчетов и использование упрощенных методик моделирования, позволяющих охарактеризовать лишь наиболее существенные элементы, отражающие процесс разработки исследуемого объекта.

Специфика нефтегазовых проектов прежде всего сопряжена с весьма сложными гидродинамическими процессами, протекающими при добыче углеводородов и определяющими целую систему важнейших параметров соответствующего технологического процесса. Уникальность этих процессов заключается и в том, что все ведущие параметры представляют собой замкнутую систему взаимообусловленных переменных, изменение каждой из которых характеризуется определенной динамикой во времени и определено достаточно сложной взаимозависимостью внутри системы.

Подходы, базирующиеся на полномасштабном моделировании, предполагают построение геологических моделей объектов и на их основе осуществление гидродинамического моделирования. Подобный подход позволяет наиболее комплексно и глубоко решать практически все принципиально важные частные задачи, сопряженные с исследованием нефтегазового объекта – от обоснования системы разработки и величины КИН до выработки рекомендаций по закачиванию скважин и оптимальным рабочим дебитам. На сегодня сформировался круг фирм, специализирующихся в этой области исследований и достигших, по общему признанию, существенных успехов в решении данной

проблемы. Разработан ряд мощных программных систем (в том числе и отечественных), позволяющих эффективно и надежно осуществлять решение перечисленных задач с выходом на экономическую оценку соответствующих проектов разработки. Методологически наиболее целостная и концептуально законченная форма решений при подобном подходе – создание так называемых постоянно действующих моделей месторождений (ПДМ), которые могут использоваться в качестве единой научно-методической основы проведения работ по подсчету запасов, составлению технико-экономического обоснования КИН, технологических схем разработки, планирования оперативной работы добывающего предприятия и т.д.

Вариантные расчеты показателей разработки с использованием подобных моделей базируются на вариациях задействованного фонда скважин (включая их местоположение и соотношение) и режимов их работы и ориентированы на поиск пути оптимального извлечения нефти (газа). Очевидно, что надежность получаемых оценок всецело будет определяться качеством адаптации построенной численной модели фильтрации к различным условиям разработки месторождения. Подобная адаптация осуществляется посредством варьирования целого ряда промысловых характеристик объекта разработки, являющихся неотъемлемыми элементами подобных моделей (например, вид относительных фазовых проницаемостей или значений связности, вязкость воды и нефти и целый ряд других) [Булыгин, 2001; Булыгин, Медведев, Кипоть, 2001; Кузилов, Токарев, Червякова, 2003].

При очевидном преимуществе данного направления с точки зрения его потенциальных возможностей по осуществлению моделирования существуют не менее очевидные недостатки, с одной стороны, количественно ограничивающие масштабы его использования и с другой - сужающие область возможного применения.

Во-первых, для построения подобных моделей требуются огромные по мощности вычислительные ресурсы (как с точки зрения оперативной и системной памяти, общих объемов хранения данных, так и с точки зрения быстродействия вычислительных систем), что весьма дорого и зачастую физически недоступно.

Во-вторых, необходима колоссальная предварительная работа по сбору всей фактографической информации и ее интеграции в вычислительную среду системы - в том числе учет текущей информации, характеризующей важнейшие элементы моделируемой системы по всему фонду эксплуатационных скважин, что сопряжено с огромными трудозатратами и дорогостоящим сопровождением подобных моделей.

В-третьих, в основе построения моделей (в том числе и ПДМ) лежит их «настройка», то есть адаптация получаемых с их использованием решений к фактическим результатам,

имеющимся, например, на определенном этапе эксплуатации месторождения или полученных с использованием традиционных «до компьютерных» технологий (в частности, оценка технологически достижимого КИН). Наличие «подводных камней» для данного этапа моделирования также очевидно. Степень их «опасности» (с точки зрения влияния на конечный результат) различна для разных пакетов и определяется не только особенностями реализации той или иной системы моделирования, но и спецификой информационной ситуации, отвечающей ее применению. Наконец, качество подобной настройки определяется корректностью использования имеющегося аппарата в каждой конкретной ситуации на конкретном объекте разработки (то есть зависит от квалификации специалистов, как в области обслуживания данного программного продукта, так и в области геологии, гидродинамики и разработки).

В-четвертых, использование подобных технологий критично к объему и содержательному наполнению исходной информации. Ее недостаточный объем делает применение столь мощного аппарата либо невозможным в принципе, либо приводит к получению решений, характеризующихся низким уровнем достоверности.

Все это ставит рассмотренное направление моделирования в разряд «штучных» исследований, весьма дорогостоящих и трудоемких, практически недоступных для массового потребителя и заведомо неприменимых к объектам, характеризующимся низким уровнем изученности и находящимся на ранних стадиях исследования. Это тем более относится к прогнозным объектам, связанным с перспективной ресурсной базой углеводородов.

Подход, базирующийся на упрощенных методиках моделирования режима освоения, исключает применение сложных гидродинамических расчетов и отвечает, в первую очередь, ситуации существенно более низкой информационной обеспеченности решаемой задачи и ориентирован на использование небольшого количества показателей (в том числе, прогнозируемых на раннем этапе опосредования и даже перед его началом).

В этой связи методические подходы, положенные в основу определения промыслово-технологических параметров режима освоения, должны отвечать природе исследуемых физических процессов и допускать возможность всестороннего содержательного анализа его важнейших элементов. Следовательно, главная проблема – построение максимально корректной модели режима освоения нефтегазового объекта, позволяющей с приемлемой точностью отразить его наиболее существенные стороны и получить адекватные с точки зрения решаемой задачи характеристики.

Главный критерий возможности их применения – качество моделирования и степень адекватности решений, получаемых на основе их реализации. Решение задачи оптимизации режима освоения также находится в системе комплекса критериев - технологических и экономических. Огромное преимущество данного направления исследований - несоизмеримо более низкие трудоемкость процесса моделирования и потребность в вычислительных ресурсах.

Существует несколько методик, реализующих подобный подход. Они различаются как качеством заложенных аналитических решений (с точки зрения их адекватности физико-геологическим процессам, протекающим по ходу разработки залежи, и способности отразить их важнейшие черты), так и количеством получаемых характеристик модели, позволяющих осуществлять ее содержательный анализ и (в случае необходимости) вносить соответствующие корректировки в задействованную модель.

Одним из таких примеров является методика, разработанная во ВНИИОЭНГ, достаточно широко распространенная и реализованная, в частности, в СНИИГГиМС (программный комплекс «Стратегия»).

Во ВНИГРИ разработана и с успехом используется иная методическая основа, позволяющая достаточно корректно и эффективно осуществлять моделирование режимов освоения нефтегазовых объектов [Григорьев, 1999; Григорьев, Прищепа, Отмас, 2003]. Нами задействованы две оригинальные методики, обеспечивающие получение необходимых технологических показателей (темп отбора, продолжительность периода максимального объема добычи, срок ввода месторождения в разработку, динамика обводнения пластовой продукции и ряд других) и базирующиеся на использовании небольшого числа данных, характеризующих наиболее существенные элементы исследуемого объекта.

В основу первой методики заложена известная зависимость между объемом извлеченной пластовой продукции и объемом добытой нефти, приведенными к начальным извлекаемым запасам. Ее конкретный вид определяется режимом залежей, свойствами коллекторов (пористость, проницаемость), свойствами нефтей (плотность, вязкость, содержание парафина и т.д.), режимом разработки (плотность сетки эксплуатационных скважин, начальные рабочие дебиты и т.д.). Подобные зависимости получены во ВНИИ им. академика А.П. Крылова и подтверждены как на реально эксплуатируемых объектах (экспериментальным путем), так и на гидродинамических моделях (чисто эмпирически).

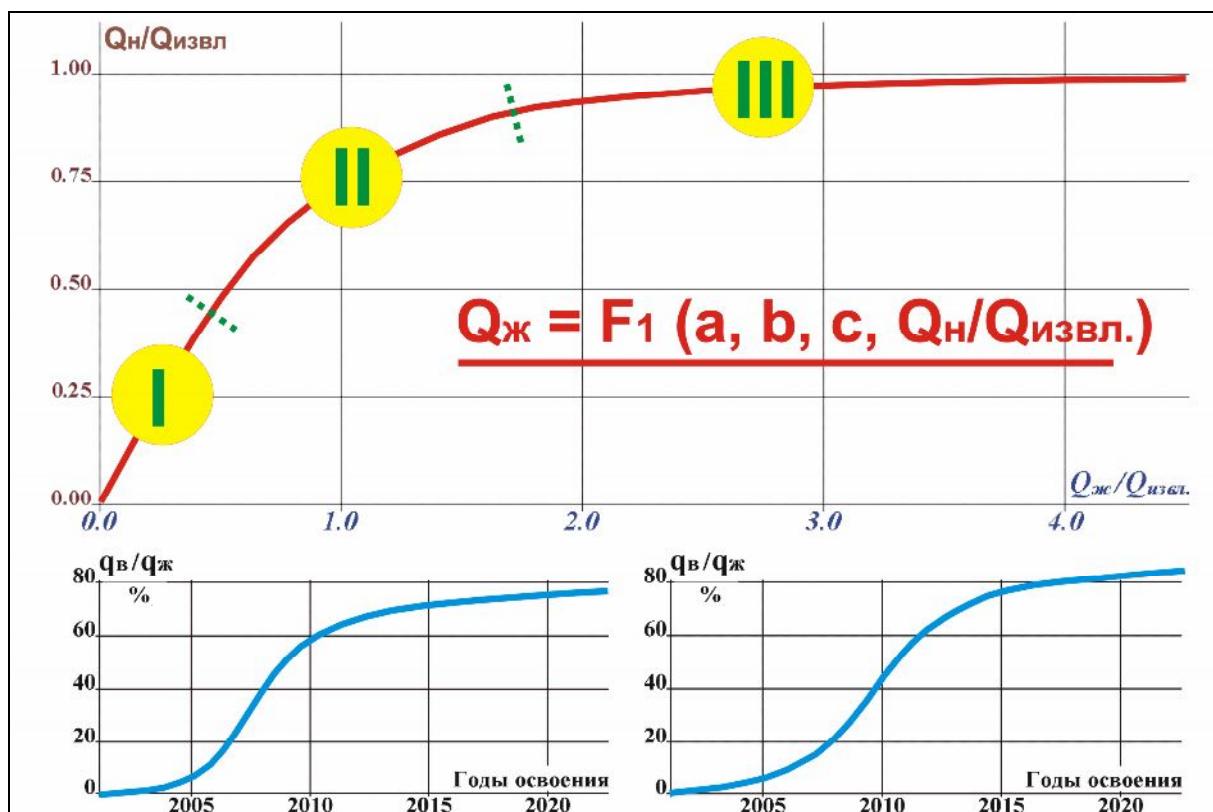
Известно, что наряду с текущими (или начальными - для вновь вводимых объектов разработки) дебитами эксплуатационных скважин объем воды, добываемой попутно с

нефтью, является ведущим технико-экономическим показателем. Его величина в существенной мере определяет полноту отбора нефти (предельную – или, условно, технологическую - величину коэффициента извлечения) и экономически допустимые сроки эксплуатации месторождения. Сравнение кривых динамики обводнения, полученных в рамках реализованного подхода, модельных кривых, полученных с использованием разработок ВНИИ им.А.П. Крылова, БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть (на базе двухмерных моделей слоисто-неоднородных пластов двухфазной фильтрации), а также фактических данных по месторождениям, находящимся на поздних стадиях освоения, показало принципиальную возможность подбора моделей обводнения с высокой сходимостью текущих и конечных показателей.

При достаточной разведанности региона могут быть использованы 5-6 принципиально отличающихся моделей обводнения, так как основными геологическими факторами, определяющими этот выбор, являются крупность объекта (величина ресурсов, запасов), тип коллектора, глубина залегания, динамические условия залежи, физико-химические свойства нефти. Все они, как правило, неизменны в пределах крупных элементов нефтегазогеологического районирования, что позволяет с высокой степенью надежности «экстраполировать» базовые характеристики этих моделей, полученные на хорошо изученных залежах и месторождениях, и на объекты, существенно менее изученные – в том числе на перспективные объекты, прогнозируемые к открытию в пределах того или иного нефтегазоносного комплекса.

Данная зависимость является универсальной функцией, характеризующей динамику обводнения и отбора нефти для всего многообразия режимов эксплуатации. Она описывается (после специального математического преобразования) экспоненциальной функцией и определяется тремя параметрами (условно: безводный период эксплуатации, скорость нарастания обводнения, соотношение объемов добытой жидкости и извлеченной нефти) (рис.1). Таким образом, выбрав необходимую модель, задав темп отбора, срок ввода месторождения в разработку, удастся получить весь набор технологических показателей, необходимых для дальнейшей экономической оценки. В свою очередь, изменяя заданные показатели, удастся выйти на конечные экономические оценки, то есть находить оптимальные технико-экономические решения [Методология и практика..., 2000; Прищеп, Григорьев, Отмас, 1999, 2003].





**Рис. 1. Зависимость объема добытой жидкости от полноты извлечения запасов нефти (значения нормированы по величине  $Q_{извл.}$ )**

Данная модель инвариантна к системам разработки, типу залежи и пр., поскольку ее базовым элементом является функция обводнения, параметры которой подбираются в соответствии со спецификой гидродинамического режима залежи и с учетом ряда промыслово-технологических характеристик коллектора и свойств нефти, а фонд скважин формируется с учетом ее морфологии и принимаемой системы разработки и заводнения. Модель позволяет оценивать динамику промыслово-технологических параметров на любом этапе освоения залежи, то есть моделировать режим освоения нефтегазового объекта не только с момента начала разработки (для новых объектов), но и начиная со зрелых стадий его освоения.

В основе второй методики (модели) лежит «аналитическое» задание геометрии нефтегазовой ловушки, а динамика промыслово-технологических характеристик определяется как многофакторная функция динамики замкнутой гидродинамической системы при заданных прогнозных значениях некоторых ее параметров (начальные извлекаемые запасы, начальный дебит скважин, режим обводнения скважин, темп отбора и др.). По формальным признакам это геометрически-подобная модель, по алгоритмическому построению решений – ее вполне возможно отнести к физически-подобным.

Рассмотрим данную модель на примере массивной гидродинамически единой залежи с водонапорным или упруго-водонапорным режимом, характеризующейся приемлемыми коллекторскими свойствами и равномерным (в рамках принятой модели) распределением матрицы порового пространства. Данная математическая модель в полной мере отвечает как чисто массивной структурной залежи, так и пластово-массивной или чисто пластовой, что позволяет успешно использовать ее при моделировании режима освоения залежей, локализуемых в широком спектре вмещающих ловушек. Более того, возможности реализованного вычислительного алгоритма позволяют в полной мере применить данную модель и к ряду других ловушек, производных от перечисленных (в частности, тектонически и литологически экранированных), посредством введения соответствующих параметров, учитывающих особенности их морфологии.

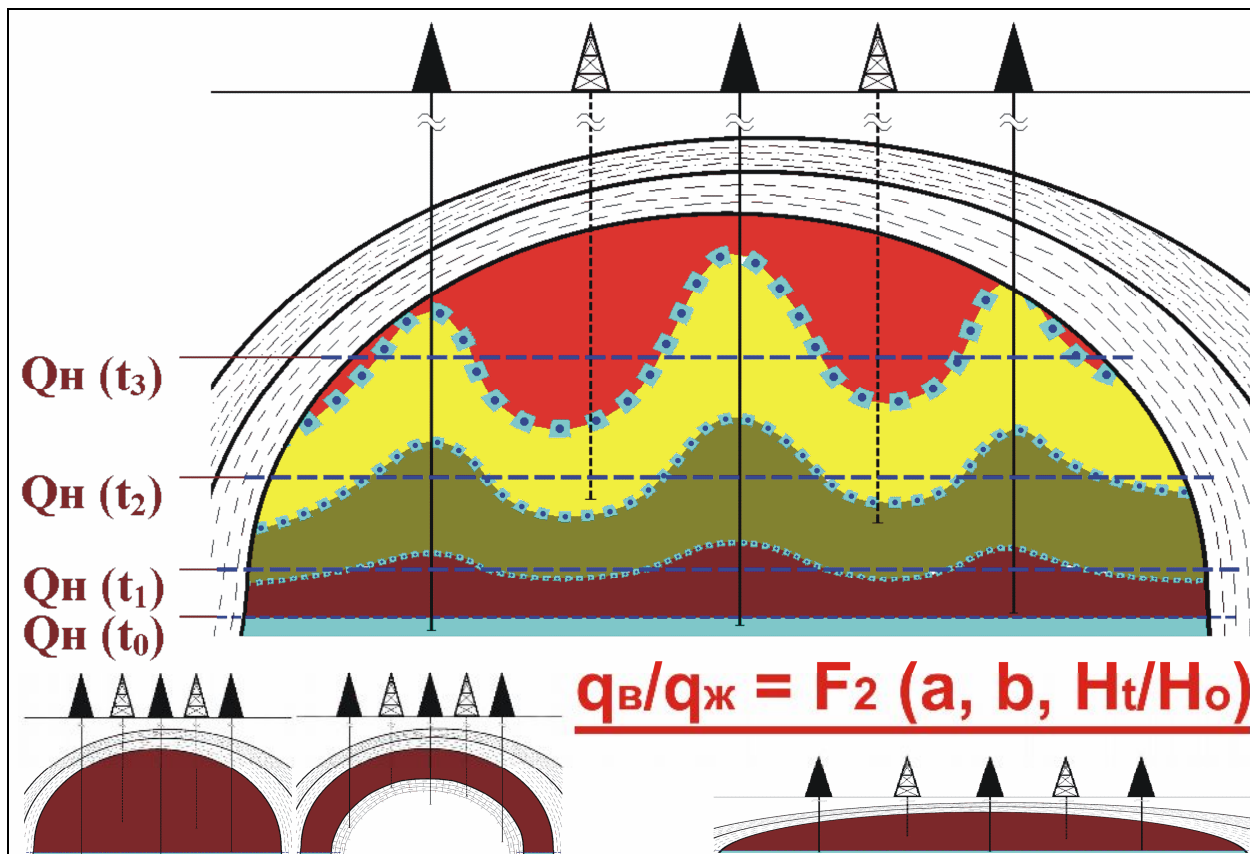
Разработка запасов предусматривается посредством разбуривания по равномерной сетке скважин. Термин «равномерная сетка» здесь несет формальный смысл и применяется исключительно к задействованной модели залежи. В отношении моделируемого нефтегеологического объекта правильнее говорить об осредненно-равномерной сетке, когда в зонах улучшенных коллекторских свойств сетка скважин одна, ухудшенных – другая, а в зонах отсутствия коллектора скважины вообще могут отсутствовать. При этом средняя плотность эксплуатационных скважин по площади объекта соответствует принятому среднему значению.

К числу параметров, которые в рамках принятой модели определяют режим освоения, принадлежат плотность сетки эксплуатационных скважин, начальный дебит по жидкости, падение пластового давления по мере выработки запасов. Падение давления по мере эксплуатации определяется коллекторскими свойствами и дебитами скважин и может составлять на конец реализации проекта от 1.0 до 0.8 от начального, начальное давление принимается равным гидростатическому (и также может задаваться).

Ввод эксплуатационных скважин регламентируется заданным темпом разбуривания (максимальное число эксплуатационных скважин, вводимых в течение года). Задается исходя из возможных ограничений по задействованным производственным мощностям добывающего предприятия и технологическим условиям проводки скважин, а также с учетом приемлемости сроков ввода месторождения в разработку. Объем эксплуатационного бурения лимитируется густотой сетки эксплуатационных скважин и определяется (при выбранной густоте сетки) площадью нефтеносности объекта.



На базе математической модели залежи и основываясь на принятых значениях ее параметров (начальные извлекаемые запасы, площадь, густота сетки эксплуатационных скважин, темп ввода, начальное и конечное пластовое давление, начальный рабочий дебит скважин по жидкости) формируются оценки режима освоения (рис. 2).



**Рис. 2. Принципиальная схема формирования динамики технологических параметров режима освоения нефтяной залежи (упрощенная модель замкнутой гидродинамической системы)**

Формирование активного фонда эксплуатационных скважин определяется четырьмя параметрами: густотой сетки, темпом ввода, предельным уровнем добычи и выводом скважин из эксплуатации. Выбор оптимального значения предельного уровня добычи осуществляется подбором доли фонда эксплуатационных скважин, направляемых на уплотнение сетки разбуривания. По достижении заданного уровня добычи ввод новых эксплуатационных скважин приостанавливается и осуществляется лишь по мере необходимости в количестве, которое требуется для поддержания добычи на заданном уровне и по-прежнему не превышает установленный темп ввода. Ввод скважин прекращается по достижении заданной густоты сетки эксплуатационного бурения.

По мере эксплуатации залежи и уменьшения зеркала водо-нефтяного контакта часть фонда эксплуатационных скважин выводится из эксплуатации. Момент начала вывода

скважин зависит от коллекторских свойств пласта и может регламентироваться (подбором пороговой величины уменьшения зеркала ВНК относительно начальной площади контура нефтеносности).

Активный фонд скважин характеризует объем текущей добычи.

Текущий дебит скважин по жидкости оценивается по начальному дебиту с поправкой на снижение за счет падения пластового давления по мере извлечения запасов. Может учитываться увеличение дебита по мере «промывки» коллектора и нарастания обводненности пластовой продукции.

Обводнение добываемой жидкости определяется как осредненное по активному фонду скважин. Его величина в рамках задействованного алгоритма оценивается отношением текущей и начальной осредненных эффективных нефтенасыщенных мощностей залежи. Величина текущей эффективной мощности зависит от объема извлеченных запасов и положения уровня ВНК относительно начального (нулевого). Вводится поправочный коэффициент, позволяющий учитывать влияние на величину эффективной нефтенасыщенной мощности динамики развития депрессионной воронки по мере отбора нефти из скважины. Значение этого коэффициента зависит от коллекторских свойств продуктивной толщи, а также от различий в характеристиках вязкости и проницаемости для нефти и воды в пластовых условиях. Чем сильнее эти различия, тем существеннее они влияют на процессы заводнения добывающей скважины. Поправочный коэффициент определен в форме специальной экспоненциальной функции, параметрами которой являются соотношение осредненных текущей и начальной эффективных нефтенасыщенных мощностей и коэффициенты  $a$  и  $b$ , отождествляемые, соответственно, с продолжительностью периода «безводной» эксплуатации (низкого темпа заводнения) и динамикой интенсивного заводнения скважин на зрелых стадиях освоения месторождения.

Таким образом, текущий объем добычи нефти в рамках принятой модели освоения определяется активным фондом скважин, текущим осредненным дебитом скважин по жидкости и обводненностью добываемой жидкости.

Фонд нагнетательных скважин определяется из заданной пропорции соотношения эксплуатационных и нагнетательных и зависит от выбранной системы заводнения. Его формирование может исчисляться независимо от ввода добывающих скважин, либо сопряжено с их вводом (начало ввода осуществляется по достижении предельного уровня добычи). Формирование фонда нагнетательных скважин предусматривается посредством

бурения специальных скважин, а также за счет перевода в нагнетательные добывающих скважин, выводимых из фонда активных.

Для определения параметров режима освоения газовых и газоконденсатных залежей используется та же математическая модель (вводятся соответствующие коррективы в некоторые элементы формального аппарата модели, связанные в первую очередь со свойством сверхсжимаемости газа). Модель режима освоения газоконденсатного месторождения включает блок, учитывающий динамику отбора конденсатной составляющей. В расчетах по газовым объектам остаточное пластовое давление принимается существенно меньшим и может достигать 0.15 от начального. Нет нагнетательных скважин.

Следует подчеркнуть, что рассмотренная упрощенная из-за ограниченности информации модель является достаточно корректной. Она отражает ведущие промыслово-технологические параметры, необходимые для осуществления экономической оценки залежей разного фазового состава, и позволяет в полной мере учитывать специфику отдельных объектов разработки в широком диапазоне изменения физических и геологических характеристик, оказывающих влияние на их освоение.

Полученные промыслово-технологические характеристики объектов освоения (динамика фонда скважин, динамика отбора жидкости и нефти, объем закачки воды и др.) служат основой для экономической оценки инвестиционных проектов.

Обе методики при внешне различных аппаратах моделирования и существенных отличиях в алгоритмах реализации отражают, тем не менее, схожие закономерности и соотношения, характеризующие протекание физических процессов в гидродинамической среде разрабатываемой залежи. Сравнение характеристик объектов, полученных с использованием описанных моделей, и данных по имеющимся проектам освоения объектов в пределах разных регионов позволяет судить о приемлемости описанного подхода для решения поставленной задачи – экономической оценки освоения нефтегазовой залежи. Динамика основных промыслово-технологических показателей не противоречит классическим закономерностям, характеризующим гидродинамику подобных процессов. Вследствие этого они позволяют адекватно и достаточно полно и надежно охарактеризовать важнейшие параметры режима освоения объектов разработки и их динамику во времени.

Рассмотренные модели позволяют вполне корректно учитывать влияние на режимы освоения технического и технологического прогресса в области нефтегазодобычи (в частности, развитие методов вскрытия пласта, интенсификации отборов и т.д.),

использование которых самым радикальным образом может отражаться на режимах освоения залежей и месторождений.

Описанные подходы к формированию технологических показателей разработки реализованы в виде компьютерной технологии и являются одним из блоков программной системы экономической оценки нефтегазовых объектов и соответствующих инвестиционных проектов по их освоению (программная система INVESTOR) [Григорьев, 1999; Григорьев, Прищеп, Отмас, 2003]. Иной характер носят проблемы, связанные с непосредственной экономической оценкой инвестиционных нефтегазовых проектов.

Базовая методологическая основа подобной оценки достаточно глубоко и всесторонне проработана, отвечает современным направлениям развития экономической науки и требованиям рыночной экономики, а процедура ее осуществления вполне исчерпывающе регламентируется целой серией руководящих инструктивных документов, которые определяют как наиболее существенные методические элементы, так и набор показателей экономической эффективности инвестиционных проектов [Методические рекомендации..., 1996; Методическое руководство, 2000]. В экономическую оценку включаются технологические варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки, темпами разбуривания и т.п. Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно наиболее полного извлечения нефти.

Для оценки проектов используется сложившаяся на сегодня и общепринятая система показателей эффективности: дисконтированный поток денежной наличности, индекс доходности, период окупаемости капитальных вложений, внутренняя норма рентабельности (доходности) капитальных вложений. В систему оценочных показателей включаются также капитальные вложения на освоение месторождения, эксплуатационные затраты на добычу нефти, доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Российской Федерации).

Программное обеспечение, предназначенное для осуществления подобной оценки, весьма разнообразно и варьирует в широком диапазоне форм реализации, которые условно можно разделить на 3 большие группы:

- 1) специализированные блоки в составе интегрированных систем геологического и гидродинамического моделирования (в том числе систем, ориентированных на создание ПДМ);

2) интегрированные пакеты программ, использующие упрощенные методики моделирования режима освоения объектов разработки (например, программный комплекс «Стратегия», СНИИГГиМС, программная система INVESTOR, ВНИГРИ);

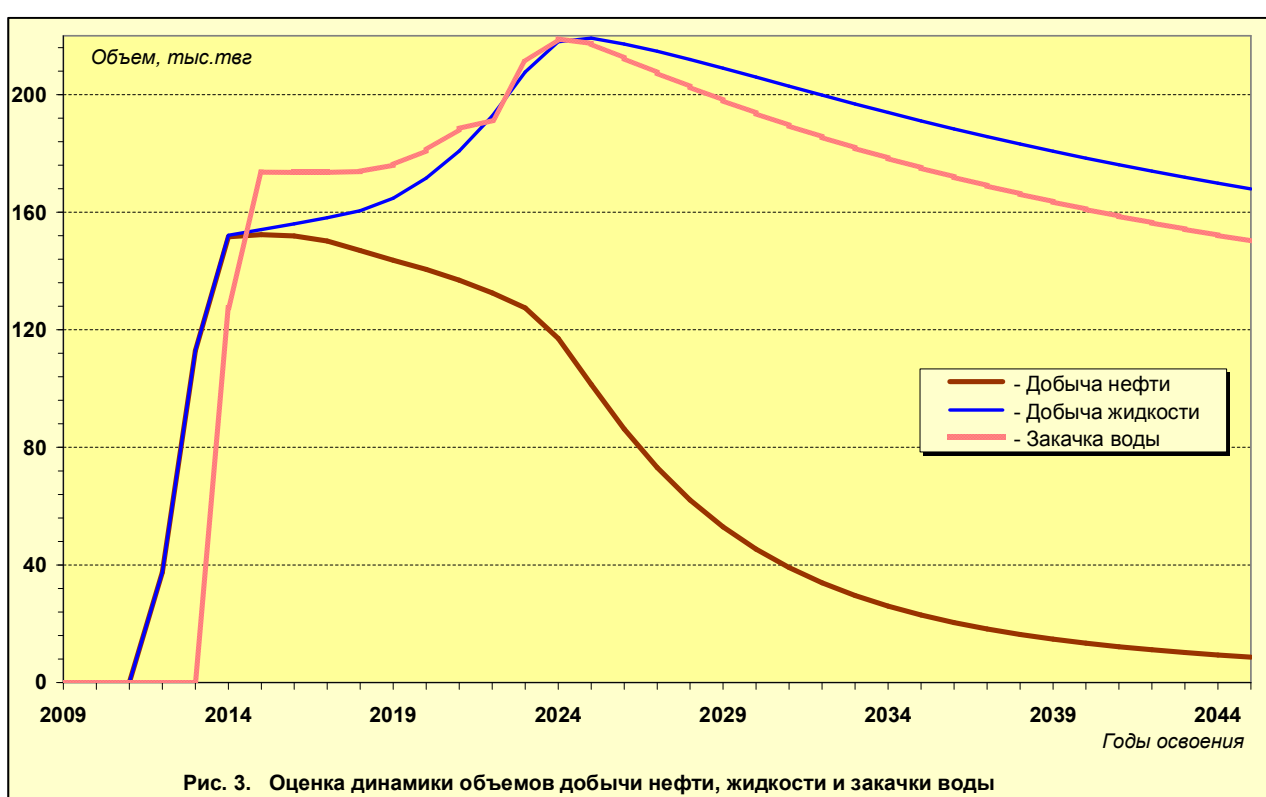
3) узко специализированные «считалки» – как правило, автономные программы, ориентированные на использование базовых натуральных потоков, полученных по результатам работы других программных продуктов или непосредственно из технологических проектов разработки. В том числе они изначально могут быть ориентированы на комплексирование с другими пакетами программ или программными системами, предназначенными для решения задачи моделирования режима разработки и допускающими межпакетную коммуникацию необходимой информации (например, модуль «TimeZYX»).

Особенность подавляющего большинства таких разработок (по крайней мере, отечественных и известных нам) заключается в прямом программировании алгоритма вычислений, реализующего соответствующую методику экономической оценки непосредственно в среде программного продукта. Подобное жесткое задание вычислительного алгоритма не допускает каких-либо вариаций в исполнении заложенных алгоритмических решений - касается ли это реквизитного состава задействованных входных или результирующих параметров, или отдельных элементов непосредственно методики экономической оценки (например, связанных с изменением налоговой системы). Внесение любых изменений в методическое обеспечение (будь то расширение состава задействованных параметров или изменение какой-то формулы в составе общего алгоритма) требует перепрограммирования соответствующего фрагмента программного обеспечения. Возможности подобных систем, призванные обеспечить некоторый резерв варьирования заложенных алгоритмов с целью снижения их «жесткости», весьма и весьма ограничены.

Специфика организации вычислительного процесса в программной системе INVESTOR связана с разработкой внутрисистемной базы данных, макроязыка операций, и специализированного программного обеспечения [Григорьев, 1999]. Наличие этих трех компонент позволяет формировать алгоритм всего комплекса вычислений в форме т.н. экономико-математической модели (ЭММ) инвестиционного проекта, представляющей из себя текстовый файл. Таких файлов может быть бесконечное множество, и уже именно ЭММ (после ввода нужного файла и загрузки соответствующей модели в систему) жестко определяет весь процесс геолого-экономической оценки исследуемого объекта. ЭММ определяет состав и структуру задействованных исходных, промежуточных и результирующих данных (включая геолого-промысловые характеристики объекта,

нормативные данные, экономические оценки и их тип – переменная или вектор), алгоритмы вычислительных процедур по каждому реквизиту задействованной базы данных, совокупность которых и позволяет осуществить моделирование режима освоения и геолого-экономическую оценку соответствующего нефтегазового объекта.

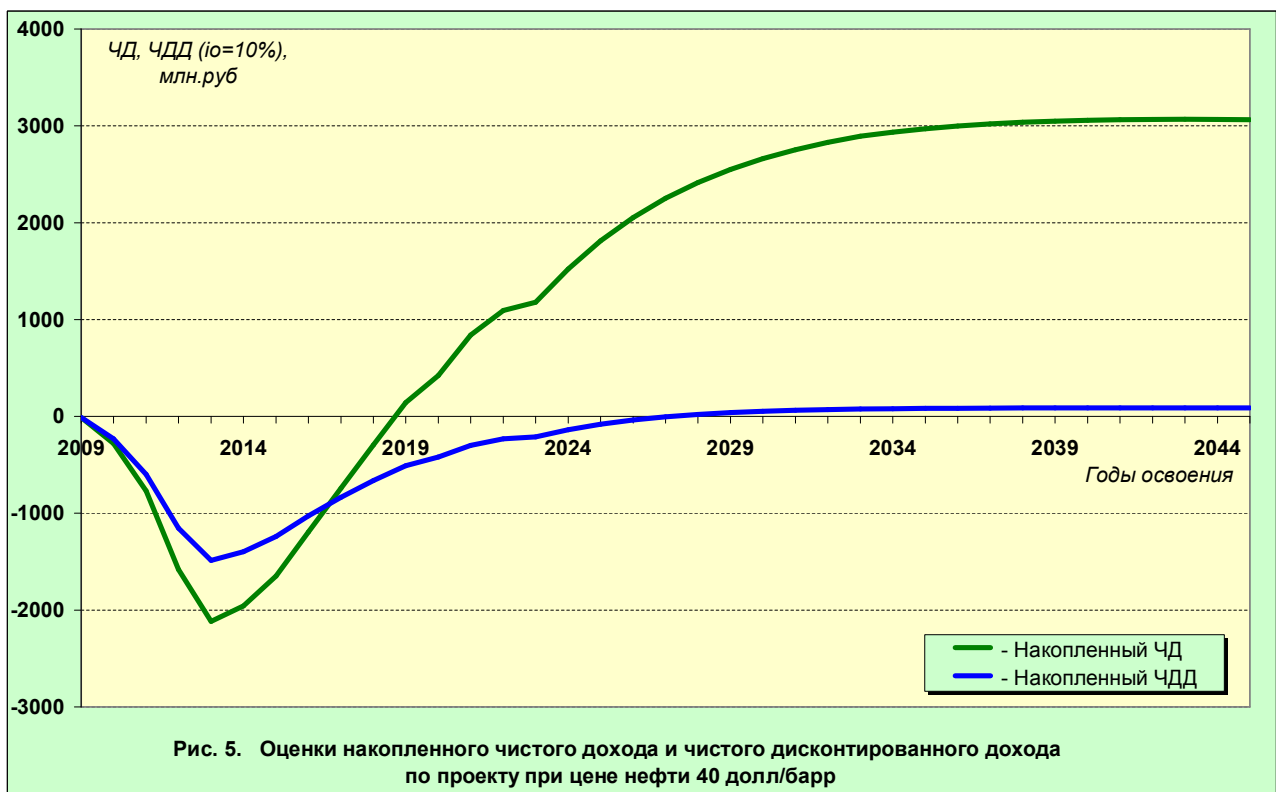
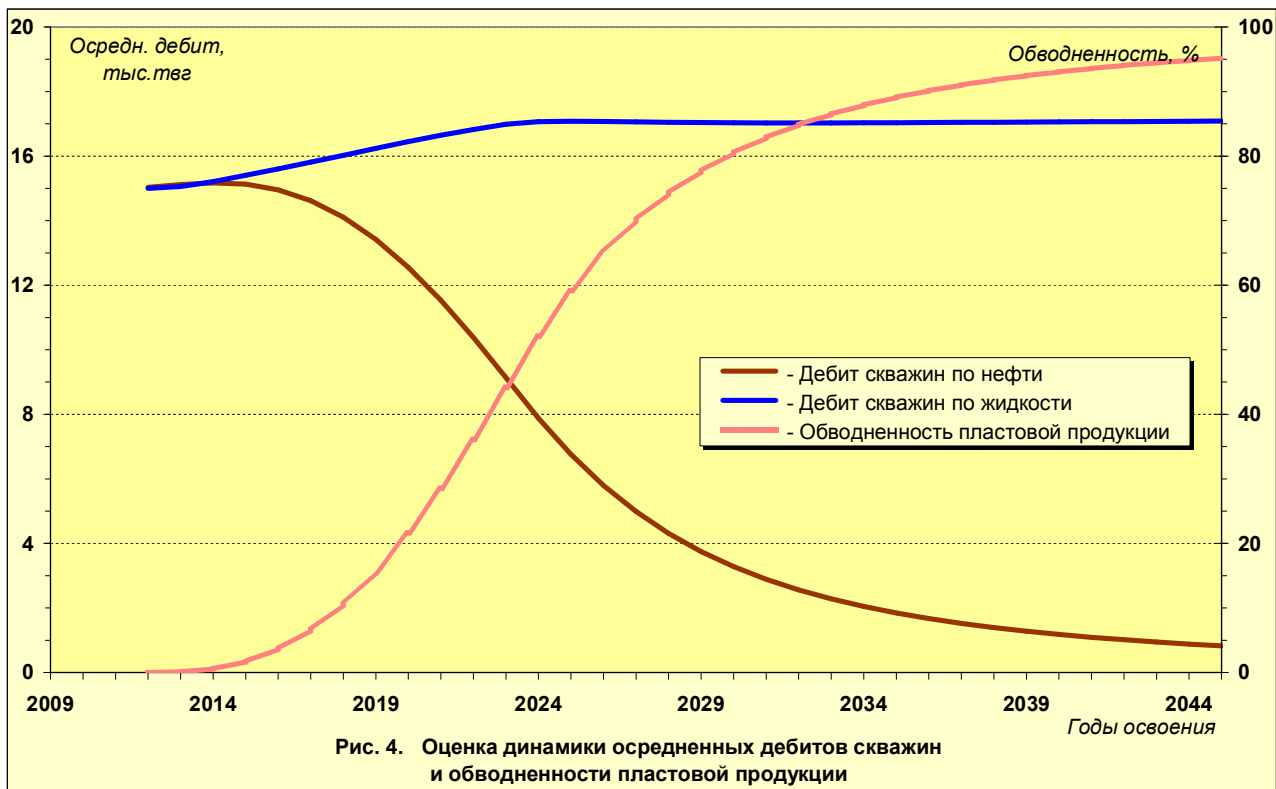
В системе реализованы эффективные алгоритмы работы с базой данных (ввод, контроль, корректировка), просмотра на дисплее необходимой табличной и графической информации, формирования выходной информации (включая определение ее состава и структуры). Она позволяет осуществлять экспорт любых данных в среду Windows с целью использования ее технологических возможностей, например, для оформления табличной и графической информации средствами Excel или других имеющихся программных продуктов (рис. 3 - 6).

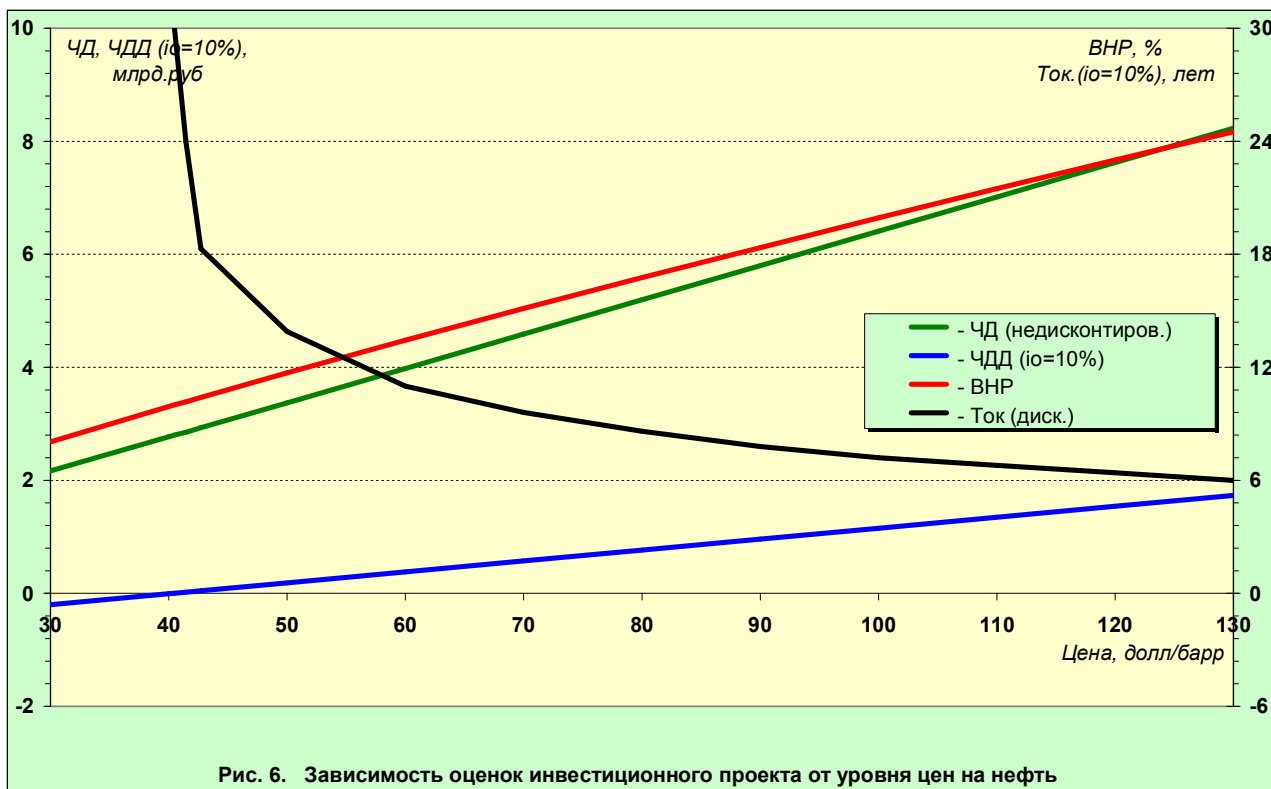


Подобная организация программной системы позволяет решать в ее рамках широкий круг нефтегеологических задач – от геолого-экономической оценки отдельных объектов разработки и финансово-экономического анализа более масштабных инвестиционных проектов, связанных с освоением лицензионных участков или крупных нефтегазовых регионов, до анализа эффективности налоговой системы, выработки рекомендаций по развитию минерально-сырьевой базы нефти и газа в пределах перспективных районов и оптимизации программ ГРП [Прищепа, Григорьев, Отмас, 2003; Прищепа, 2005; Григорьев,



Мотрук, 2007; Прищепа, Григорьев, 2007; Григорьев, 2008; Зытнер, Григорьев, 2008; Прищепа, 2008].

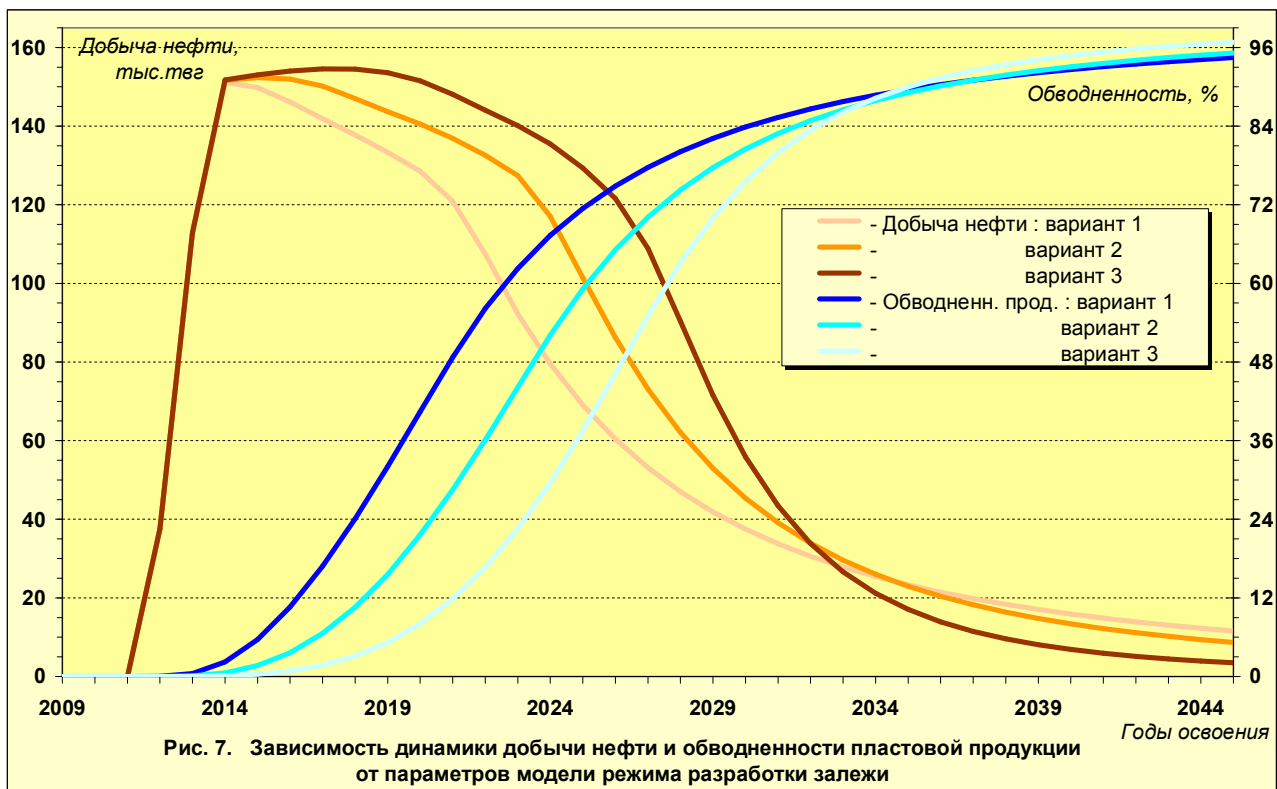




Задание вычислительного алгоритма в виде внешнего текстового файла снимает целый ряд сугубо технических вопросов и препятствий. В первую очередь, это делает систему открытой. Возможности проведения геолого-экономического анализа в этих условиях уже не увязываются с проблемами, например, изменения требований методических инструкций, модификации налоговой системы и т.д. Любые изменения методологического характера могут быть адекватно отражены посредством модификации соответствующей ЭММ (а это внешний текстовый файл) – путем изменения реквизитного состава задействованной базы данных, формул или функциональных преобразований - и включены в процедуру геолого-экономической оценки. Подобная организация системы и наличие эффективных сервисных функций в базовых блоках системы позволяют полностью сосредоточиться на наиболее важном и содержательно сложном элементе решаемых задач – проблемах моделирования режима освоения.

Задействованная методологическая база системы INVESTOR в части моделирования режима освоения допускает возможность формирования целого ряда параметров, характеризующих процесс разработки запасов (ресурсов) с содержательных позиций (динамика фонда скважин - добывающих и нагнетательных и отбора пластового флюида, нефти (газа) и закачки воды, динамика осредненных дебитов скважин по жидкости и нефти (газу), обводненности пластового флюида, динамика соотношения накопленных отборов

жидкости и нефти, полноты отбора запасов и целый ряд других, включая интегральные оценки за определенный период разработки), а программно-технологическая организация соответствующих вычислений позволяет на этой основе эффективно и целенаправленно корректировать параметры задействованной модели с целью получения непротиворечивых и максимально корректных результирующих решений (рис. 7).



Это позволяет, в свою очередь, корректно и обоснованно подходить к оптимизации режима освоения залежи на основе его моделирования как с точки зрения промыслово-технологических показателей и характеристик, так и с точки зрения оптимизации финансовых показателей проекта, которые при оценке перспектив реализации проектов освоения месторождений углеводородов играют превалирующую роль.

Рассмотрим это на примере оптимизации эксплуатационной сетки как фактора, определяющего и технологические и экономические параметры инвестиционного проекта. Известно, что ее размер в существенной мере влияет на величину максимально возможного извлечения нефти («технологический» КИН, или КИНт). Но вместе с тем она предопределяет и экономические показатели проекта, поскольку затраты на бурение составляют, как правило, основную часть объема инвестиций.

В качестве иллюстрации возможностей системы рассмотрим полученные зависимости некоторых показателей эффективности проекта и оценок технологических характеристик от

густоты эксплуатационной сетки и глубины залегания исследуемого объекта (рис. 8 - 10). Объект расположен в пределах республики Коми (ТПП), представлен залежью с геологическими запасами около 12.6 млн. т, характеризующейся средней продуктивностью (рабочий дебит 60 т/сут.), оценки отвечают современному уровню цен и действующей налоговой системе (льготы по НДС отсутствуют). В качестве “базового” варианта рассмотрена сетка плотностью 36 га/скв.

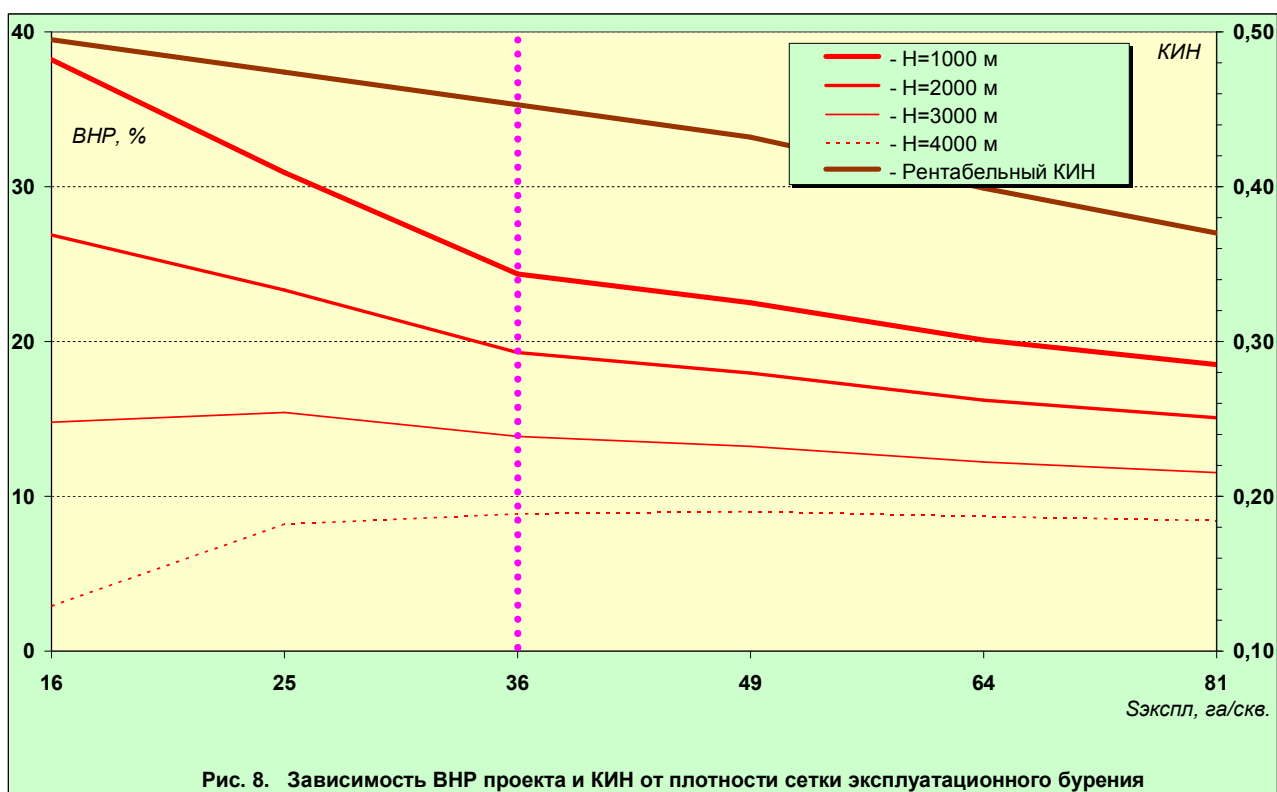
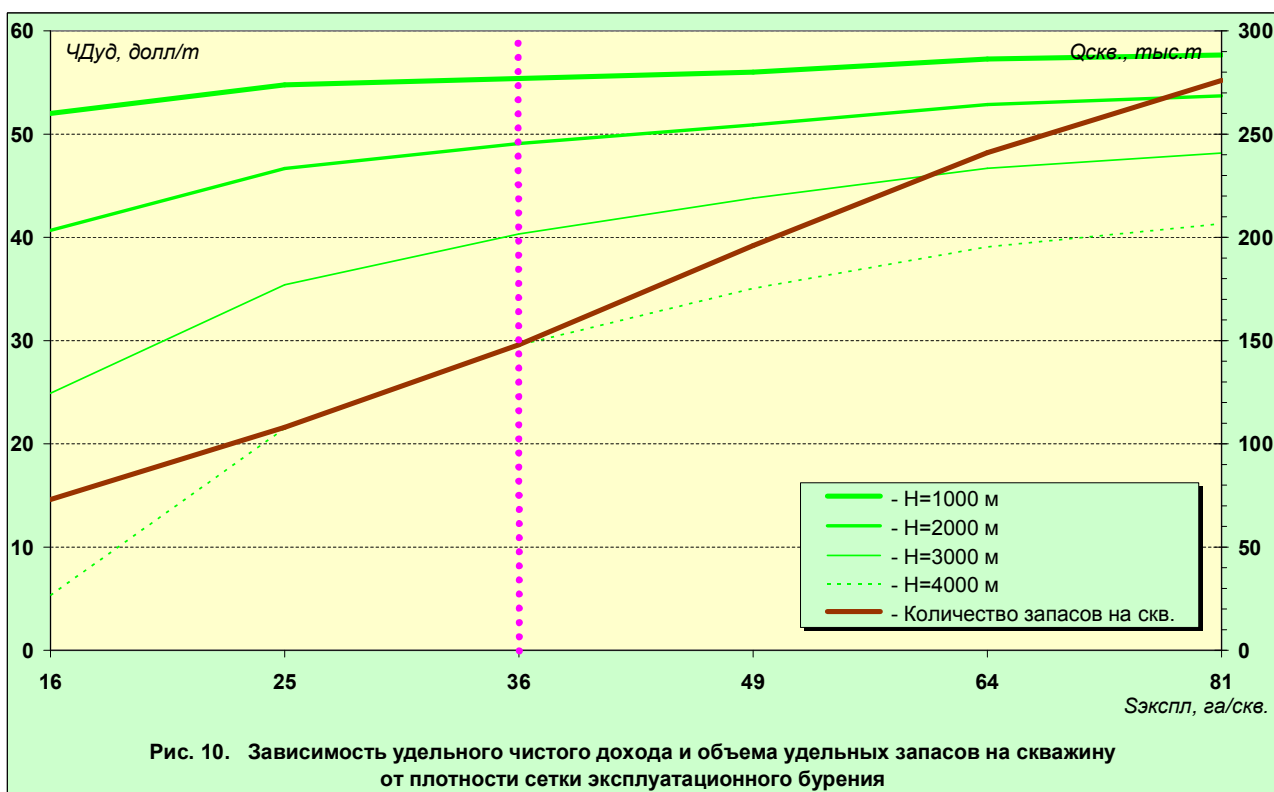
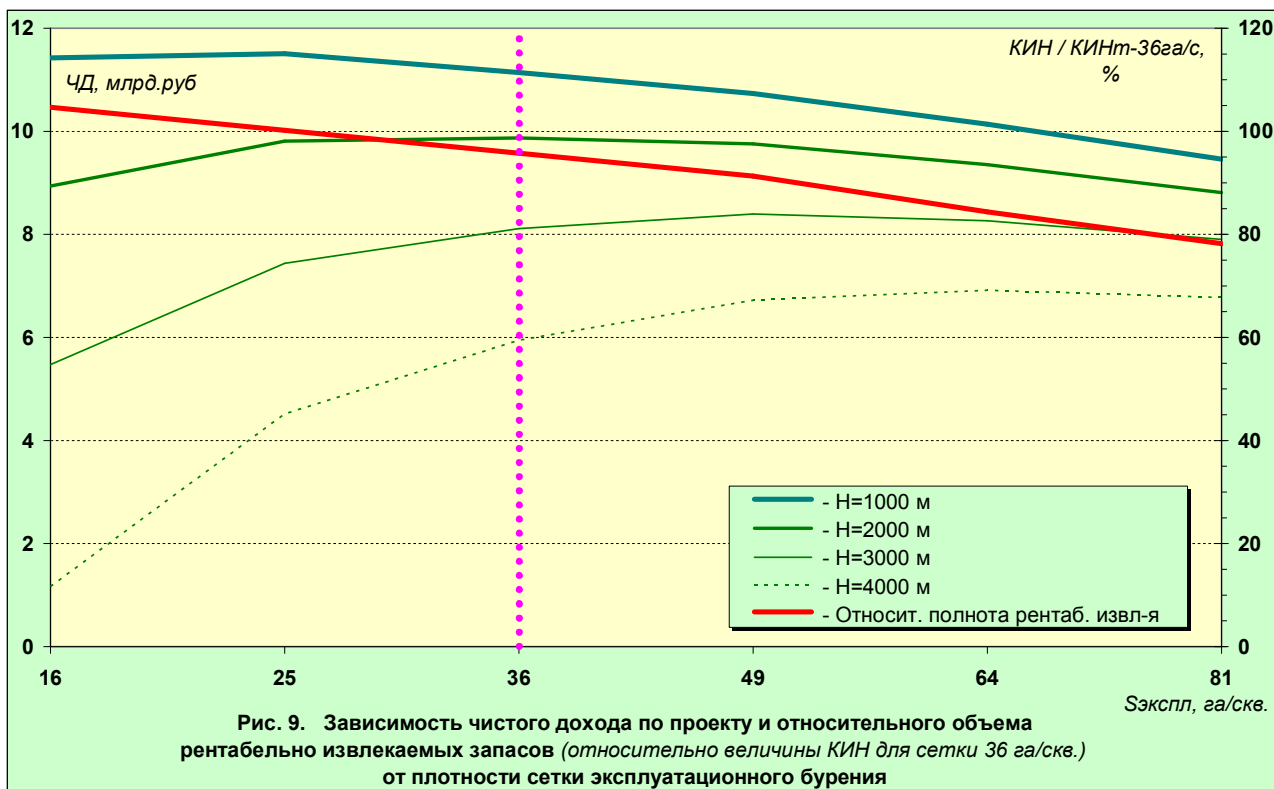


Рис. 8. Зависимость ВНР проекта и КИН от плотности сетки эксплуатационного бурения

Из приведенных графиков очевидно (и это соответствует существующим представлениям), что по мере сгущения эксплуатационной сетки возрастает КИН (в первую очередь, «технологический»), возрастает доля рентабельно извлекаемых запасов, но при этом снижаются удельные отборы нефти на эксплуатационную скважину, при разрежении сетки – обратная зависимость. Это, в свою очередь, предопределяет различную направленность оценок проекта. Причем, характеристики подобной изменчивости (как с точки зрения абсолютных величин, так и динамики изменчивости) будут определяться не только глубинами залегания, как это показано на приведенных рисунках, но и изменчивостью других геолого-промысловых характеристик – ведь очевидно, что и свойства нефти на разных глубинах будут различаться, и термобарические условия будут иными.

Естественно, подобные зависимости претерпят изменения в случае изменения макроэкономических условий – цен на нефть, налоговой системы и т.п.



Таким образом, программная система INVESTOR является универсальным, мощным и одновременно тонким инструментом, использование которого позволяет реализовать самый широкий спектр исследований и осуществлять корректную и глубокую предметно-

содержательную проработку решаемых геолого-промысловых и финансово-экономических задач. Диапазон таких задач практически не ограничен.

Очевидно, что серьезная экономическая оценка конкретных инвестиционных проектов требует тщательного и строгого подхода к формированию экономико-математических моделей, глубокого комплексного анализа всех составляющих сформированной модели. Для выработки оптимальных коммерческих решений подобный анализ должен сопровождаться анализом альтернативных вариантов реализации проекта или его отдельных элементов.

Технология, реализованная в рассматриваемой программной системе, предоставляет для этих целей широкие и в определенной мере – неограниченные возможности.

### Литература

*Булугин Д.В.* Трехмерная информационно-аналитическая система (ТРИАС) – основные функции и решаемые задачи // Интервал. – 2001. - №2 (25). - С.36-41.

*Булугин Д.В., Медведев Н.Я., Кипоть В.Л.* Моделирование геологического строения и разработки залежей нефти Сургутского свода. – Казань: Изд-во “ДАС”. - 2001. – 190с.

*Григорьев Г.А.* Компьютерная технология экономического анализа инвестиционных проектов // В сб.: Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. – СПб.: ВНИГРИ. – 1999. - С.118-127.

*Григорьев Г.А.* Новые нефтегазовые регионы и стратегия развития ТЭК России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2008, №2, с.3-10.

*Григорьев Г.А., Мотрук В.Д.* Рентабельность освоения и перспективы наращивания добычи нефти на новых объектах европейского севера России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2007. - №4. - С. 48-53.

*Григорьев Г.А., Прищепина О.М., Отмас А.А.* Проблема моделирования технологических параметров освоения при геолого-экономической оценке нефтегазовых объектов и ее решение в рамках программной системы INVESTOR // В сб. Теория и практика геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов. - СПб.: Недра. - 2003. – С. 92-101.

*Зытнер Ю.И., Григорьев Г.А., Отмас А.А.* Геологические и экономические аспекты освоения ресурсной базы углеводородного сырья Калининградской области 0420800064\0009// Нефтегазовая геология. Теория и практика: электр. науч. журн. – 2008. – Т.3. - № 1. - [http://www.ngtp.ru/rub/6/5\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/5_2008.pdf).

*Кузилов О.И., Токарев М.А., Червякова А.Н.* Методология проектирования разработки объектов на естественном режиме при помощи постоянно действующих моделей на базе VIP Landmark // Интервал. – 2003. - №3 (50) - С.26-31.

Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (№ВК477 от 21.06.1999г.)

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ. - 2000. – 189с.

Методология и практика геолого-экономической оценки краевых систем древних платформ (на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) / Аминов Л.З. и др. - СПб.: ВНИГРИ. – 2000. – 311 с.

*Прищепина О.М.* Методология и практика воспроизводства запасов нефти и газа (Северо-Западный регион) в современных условиях. - СПб.: Недра. – 2005. - 492 с.

*Прищепина О.М.* Подготовка сырьевой базы нефти и газа в современных условиях 0420800064\0018 // Нефтегазовая геология. Теория и практика – электрон. науч. журнал. – 2008. – Т.3. - № 2. - [http://www.ngtp.ru/rub/3/22\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/22_2008.pdf).



Прищепина О.М., Григорьев Г.А. Оптимизация региональных и поисковых геологоразведочных работ как механизм эффективного взаимодействия государства и компаний по воспроизводству запасов нефти и газа // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2007. - №3. - С.50-65.

Прищепина О.М., Григорьев Г.А., Отмас А.А. Результаты геолого-экономической оценки нефтеперспективных объектов нераспределенного фонда недр Ненецкого автономного округа // В сб.: Теория и практика геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов. Оценка инвестиционной привлекательности объектов лицензирования. – СПб.: ВНИГРИ, 2003. – С.70-85.

Прищепина О.М., Отмас А.А., Григорьев Г.А. Методика геолого-экономической оценки объектов резервного фонда (на примере Тимано-Печорской провинции) // В сб. Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. – СПб.: ВНИГРИ. – 1999. - С.93-101.

**Grigoriev G.A., Prischepa O.M.**

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

### **PROBLEMS OF MODELING THE TECHNOLOGICAL INDICES OF FIELD DEVELOPMENT IN GEOLOGICAL-ECONOMIC ESTIMATING THE HYDROCARBON RESERVES AND RESOURCES AND THEIR SOLUTION WITH APPLYING THE PROGRAM SYSTEM INVESTOR**

*The problems connected with the process of geological-economic estimation of oil-gas objects concerning to modeling the conditions of their development and directly the economic estimation of corresponding investment projects are considered. The possibility and necessity of applying the complicated methods of modeling the process of development of hydrocarbon pools for poorly studied objects are considered. The advantages and disadvantages of approaches grounded on using the hydrodynamic models and the simplified techniques of modeling are analyzed. The characteristic of existing approaches to the economic estimation of investment projects in an oil-gas branch is given. Attention focuses on the peculiarities of algorithm realization of the corresponding techniques and their disadvantages. The peculiarities of accepted decisions in the field of modeling the conditions of development of oil and gas objects and the economic estimation of investment projects in the framework of the INVESTOR program system, developed at the VNIGRI, are fully considered. The possibilities of the approaches realized in this system are illustrated by the results of geological-economic estimation on the example of one of the oil objects of the Timan-Pechora province.*

**Key words:** oil-gas object, investment project, economic estimation, development, development conditions, modeling, algorithm, program system.

#### **References**

Bulygin D.V. Trehmernaâ informacionno-analitičeskaâ sistema (TRIAS) – osnovnye funkicii i rešaemye zadači // Interval. – 2001. - #2 (25). - S.36-41.

Bulygin D.V., Medvedev N.Â., Kipot' V.L. Modelirovanie geologičeskogo stroeniâ i razrabotki zalezěj nefiti Surgut'skogo svoda. – Kazan': Izd-vo "DAS". - 2001. – 190s.

Grigor'ev G.A. Komp'uternaâ tehnologiâ èkonomičeskogo analiza investicionnyh proektov // V sb.: Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoi ocenki raznomasštabnyh neftegazovyh ob"ektov. – SPb.: VNIGRI. – 1999. - S.118-127.

Grigor'ev G.A. Novye neftegazovye regiony i strategiâ razvitiâ TÈK Rossii // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2008, #2, s.3-10.

Grigor'ev G.A., Motruk V.D. Rentabel'nost' osvoeniâ i perspektivy narašivaniâ dobyči nefi na novyh ob'ektah evropejskogo severa Rossii // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie. – 2007. - #4. - S. 48-53.

Grigor'ev G.A., Prišepa O.M., Otmas A.A. Problema modelirovaniâ tehnologičeskikh parametrov osvoeniâ pri geologo-èkonomičeskoj ocenke neftegazovyh ob'ektov i ee rešenie v ramkah programnoj sistemy INVESTOR // V sb. Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki neftegazovyh ob'ektov. - SPb.: Nedra. - 2003. – S. 92-101.

Zytner Ū.I., Grigor'ev G.A., Otmas A.A. Geologičeskie i èkonomičeskie aspekty osvoeniâ resursnoj bazy uglevodorodnogo syr'â Kaliningradskoj oblasti 0420800064\0009// Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika: èlekt. nauč. žurn. – 2008. – T.3. - # 1. - [http://www.ngtp.ru/rub/6/5\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/5_2008.pdf).

Kuzilov O.I., Tokarev M.A., Červâkova A.N. Metodologiâ proektirovaniâ razrabotki ob'ektov na estestvennom režime pri pomoši postoânno dejstvujuših modelej na baze VIP Landmark // Interval. – 2003. - #3 (50) - S.26-31.

Metodičeskie rekomendacii po ocenke èffektivnosti investicionnyh proektov (#VK477 ot 21.06.1999g.)

Metodičeskoe rukovodstvo po količestvennoj i èkonomičeskoj ocenke resursov nefi, gaza i kondensata Rossii. – M.: VNIGNI. - 2000. – 189s.

Metodologiâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki kraevykh sistem drevnih platform (na primere Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii) / Aminov L.Z. i dr. - SPb.: VNIGRI. – 2000. – 311 s.

Prišepa O.M. Metodologiâ i praktika vosproizvodstva zapasov nefi i gaza (Severo-Zapadnyj region) v sovremennykh usloviâh. - SPb.: Nedra. – 2005. - 492 s.

Prišepa O.M. Podgotovka syr'evoj bazy nefi i gaza v sovremennykh usloviâh 0420800064\0018 // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika – èlekt. nauč. žurnal. – 2008. – T.3. - # 2. - [http://www.ngtp.ru/rub/3/22\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/22_2008.pdf).

Prišepa O.M., Grigor'ev G.A. Optimizaciâ regional'nyh i poiskovyh geologo-razvedočnyh rabot kak mehanizm èffektivnogo vzaimodejstviâ gosudarstva i kompanij po vosproizvodstvu zapasov nefi i gaza // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie. – 2007. - #3. - S.50-65.

Prišepa O.M., Grigor'ev G.A., Otmas A.A. Rezul'taty geologo-èkonomičeskoj ocenki nefteperspektivnyh ob'ektov neraspredelennogo fonda nedr Neneckogo avtonomnogo okruga // V sb.: Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki neftegazovyh ob'ektov. Ocenka investicionnoj privlekatel'nosti ob'ektov licenzirovaniâ. – SPb.: VNIGRI, 2003. – S.70-85.

Prišepa O.M., Otmas A.A., Grigor'ev G.A. Metodika geologo-èkonomičeskoj ocenki ob'ektov rezervnogo fonda (na primere Timano-Pečorskoj provincii) // V sb. Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki raznomasštabnyh neftegazovyh ob'ektov. – SPb.: VNIGRI. – 1999. - S.93-101.