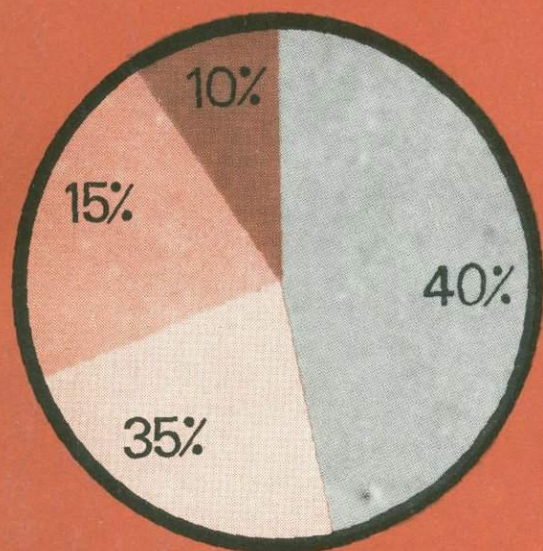


# ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО- ЭКОНОМИЧЕСКОГО КАЧЕСТВА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

---



АКАДЕМИЯ НАУК СССР

НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

4335

# ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО- ЭКОНОМИЧЕСКОГО КАЧЕСТВА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Ответственные редакторы:

член-корреспондент АН СССР В.Д. НАЛИВКИН,

член-корреспондент АН СССР М.Т. АБАСОВ



МОСКВА  
"НАУКА"  
1985



Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. — М.: Наука, 1985.—168 с.

В книге рассмотрены различные аспекты оценки геолого-экономической структуры прогнозных ресурсов и запасов нефти и газа: методология и методы оценки, методы определения значений показателей, применяемых при оценке, стоимостная база оценок.

Рецензенты:

*Л.Н. Капченко, А.А. Аксенов*

---

#### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО КАЧЕСТВА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

*Утверждено к печати Научным советом по проблемам геологии и геохимии нефти и газа, Научным советом по проблемам разработки нефтяных месторождений, ордена Трудового Красного Знамени Институтом геологии и разработки горючих ископаемых*

Редактор *А.В.Копп*. Художник *Е.Н.Волков*. Художественный редактор *И.Ю.Нестерова*  
Технический редактор *А.Л.Шелудченко*. Корректор *О.А.Разуменко*

Набор выполнен в издательстве на наборно-печатающих автоматах

ИБ № 28947

Подписано к печати 25.03.85 Т — 01042. Формат 60 X 90 1/16. Бумага офсетная № 1  
Гарнитура Пресс-Роман. Печать офсетная. Усл.печ.л. 10,5 + 0,2 вкл. Усл.кр.-отт. 10,9  
Уч.-изд.л. 12,8. Тираж 600 экз. Тип. зак. 129. Цена 1 р. 90к.

Ордена Трудового Красного Знамени издательство "Наука"  
117864 ГСП-7, Москва В-485, Профсоюзная ул., д. 90

Ордена Трудового Красного Знамени 1-я типография издательства "Наука"  
199034, Ленинград В-34, 9-я линия, 12

---

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В решении вопросов относительно новой проблемы геолого-экономической оценки ресурсов достигнуты определенные положительные результаты. Дополнение общей количественной оценки прогнозных ресурсов характеристикой их геолого-экономической структуры признается большинством геологов-нефтяников, что нашло отражение в новом методическом руководстве по подсчету прогнозных ресурсов. Имеются рекомендации по методологии экономической оценки углеводородных ресурсов (ВНИГРИ, ВНИИОЭНГ, ЗапСибНИГНИ и др.), предложения по прогнозу динамических показателей освоения ресурсов (ИГиРГИ, ВНИГРИ, МИНХиГП, УкрНИИГаз и др.), основанные на построении кривых изменения эффективности работ по подготовке запасов и их добыче в зависимости от степени разведанности ресурсов и других показателей; построены первые геолого-экономические карты по Западной Сибири, отражающие вероятные затраты на освоение ресурсов и базирующиеся на геолого-технические параметры (ЗапСибНИГНИ, ВНИГРИ и др.); проведены работы по моделированию геологоразведочного процесса на ЭВМ (ВНИИОЭНГ, ИГиРГИ, ВНИГРИ); предложены способы расчета нормативов показателей подготовки запасов нефти и газа (БелНИГРИ), разрабатываются методы моделирования подготовки запасов с учетом их последующей разработки (МИНХиГП, ИГиРГИ, ВНИИ, СНИИГГиМС и др.). Некоторые разработки, в частности предложенные ИГиРГИ, основанные на тенденциях освоения ресурсов, уже используются в практике планирования геологоразведочных работ.

Вместе с тем в решении проблемы экономической оценки ресурсов нефти и газа имеется ряд недоработок и организационных недостатков:

- отсутствует общепринятая методика геолого-экономической оценки ресурсов, пригодная для использования в разных геологических и информационных ситуациях;

- четко не определены уровни детальности геолого-экономической оценки, формы представления выходных результирующих документов и критерии рентабельности освоения ресурсов;

- слабо разработаны способы прогноза изменения геолого-экономической структуры ресурсов во времени с учетом влияния научно-технического прогресса, колебаний стоимостных базисов оценки и темпов освоения разных по значимости групп ресурсов;

- требуют уточнения локальные объекты геолого-экономической оценки для геологоразведочных и эксплуатационных работ и способы их прогнозирования, а также методические приемы, позволяющие увязывать затраты на подготовку запасов и их добычу в одних и тех же объектах;

– не установлены подлежащие учету минимальные значения характеристик ресурсов (запасы месторождений, дебиты скважин и т.п.) применительно к конкретным условиям регионов и изменение их во времени;

– недостаточно совершенна методика моделирования поисково-разведочного и эксплуатационного процесса как единой требующей оптимизации системы;

– требует усиления координация научно-исследовательских работ институтов различных ведомств;

– в тематике институтов еще не получили в должной мере развития исследования по геолого-экономической оценке ресурсов нефти и газа, моделированию поисково-разведочного процесса и добычи.

Все это отрицательно отражается на текущем и долгосрочном планировании поисково-разведочных работ и добыче нефти и газа.

Книга содержит статьи, освещающие различные аспекты оценки геолого-экономической структуры прогнозных ресурсов и выявленных запасов нефти и газа. Статьи разбиваются на три группы: освещающие методологию и методику геолого-экономических оценок; определяющие критерии, используемые при оценках, а также способы получения их значений; содержащие предложения по стоимостной базе геолого-экономических оценок.

*М.Т. Абасов, В.Д. Наливкин*

*М.Д. Белонин, В.Д. Наливкин, Ю.В. Подольский*

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ  
ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ  
ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В общей системе прогноза, направленного на совершенствование планирования, геолого-экономическая оценка расположена между прогнозом количества, качества и местоположения еще не открытых ресурсов и планированием (выбором) направлений работ. Эта оценка основывается на результатах прогноза самой нефтегазоносности и в свою очередь служит исходным материалом для планирования направлений работ. Особенно она необходима при планировании на длительную перспективу.

Все составные части общей системы прогноза развития нефтяной и газовой промышленности взаимосвязаны и влияют друг на друга. Так, набор данных, получаемых при прогнозе собственно нефтегазоносности (показатели промышленного значения состава нефтей и газов, запасы минимальной залежи и др.), зависит от экономических условий. Вместе с тем набор геолого-экономических показателей диктуется условиями планирования. Поэтому геолого-экономическую оценку нельзя рассматривать оторвано от всей системы, а сама система без этой оценки будет лишена важной составной части.

Геолого-экономическая оценка ресурсов состоит из двух частей: 1) разбиение (дифференциация) ресурсов по градациям геологических и географических условий на группы, влияющие на величину затрат, требуемых для освоения, т.е. определение структуры ресурсов. Это геологическая часть работы. Чем подробнее будет проведена дифференциация ресурсов, тем шире круг направлений, где может быть использована геолого-экономическая оценка. Однако эта детальность не должна превышать ту, которая требуется для решения конкретных задач планирования и управления хозяйством; 2) определение величины затрат на освоение каждой из этих групп ресурсов и затем их суммирование по тем показателям, которые требуются для планирования, а также определение уровней рентабельности освоения. Это экономическая часть. Эти две части вместе и представляют собой содержание понятия "геолого-экономическая оценка".

Геолого-экономическая оценка может проводиться в двух вариантах: статическом и динамическом. Статический вариант учитывает современное состояние ресурсов, а также имеющихся научно-методических и технических средств и существующие цены. Он применим при краткосрочном и среднесрочном планировании, когда структура ресурсов и стоимости нефти и газа меняются незначительно, а научно-технический прогресс сказывается слабо.

Динамический вариант учитывает изменение структуры ресурсов со временем, которое приводит, с одной стороны, к усложнению и удорожанию

работ, а с другой — к развитию научно-технического прогресса, открывающего возможности освоения трудных групп ресурсов и снижающего затраты. Этот вариант необходимо применять при долгосрочном планировании. Однако прогноз научно-технического прогресса, а также изменения стоимости нефти и газа еще требует весьма значительного совершенствования.

Цели геолого-экономического прогноза: 1) получение основных исходных материалов для различного рода планирования, в том числе для выбора направлений работ; 2) выбор наиболее важных линий научно-технического прогресса. Этот прогресс в первую очередь следует направлять на разработку методик и технических средств, делающих рентабельным освоение тех нерентабельных в настоящее время групп ресурсов, с которыми связана значительная доля оставшихся ресурсов; 3) определение конечных потенциальных ресурсов. Величина этих ресурсов ограничивается рентабельностью освоения. Те категории ресурсов, которые никогда не будет выгодно искать и эксплуатировать, останутся неосвоенными. Без знания границы этих категорий нельзя определить и конечные потенциальные ресурсы; 4) определение момента начала работ, направленных на добычу нефти и газа. Подготовленность нового района для начала добычи обуславливается количеством выявленных запасов тех категорий, которые могут оправдать затраты на добычу.

Конкретные задачи геолого-экономической оценки определяются уровнями управления и соответствующими уровнями планирования. Так, для народнохозяйственного уровня управления оценка должна проводиться в целом по каждой нефтегазоносной провинции. В этом случае большей детализации не требуется. Помимо геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа, существенно проведение таких же оценок по всем остальным энергетическим ресурсам. Без этого нельзя правильно составить схему энергетического баланса страны. При этом должен применяться динамический вариант оценок или в крайнем случае статический, но с введением поправок на изменение условий. Планирование на этом уровне учитывает дальнюю перспективу развития.

Управление на уровне объединений обычно требует оценки по нефтегазоносным областям и комплексам и в некоторых случаях более дробным объектам. Геолого-экономическая оценка будет совпадать с той, которая предусматривается последними методическими указаниями по количественной оценке прогнозных ресурсов [7]. Управление на этом уровне нацелено на реализацию планов подготовки запасов и добычи в установленные сроки. Эта задача является оптимизационной и заключается в выборе наиболее рациональных методов и направлений, позволяющих выполнить заданные показатели. При этом обычно применим статический вариант оценок, иногда с некоторыми поправками.

Для уровня управления отдельными предприятиями требуется еще более детальная оценка, что вызывает необходимость детализации прогноза нефтегазоносности. Планирование проводится на 1–5 лет, а этому, как правило, удовлетворяет статический вариант оценок.

Объекты геолого-экономической оценки изменяются по масштабу от нефтегазоносных провинций (при глобальных оценках даже от целых стран) до отдельных залежей. При этом уменьшение объектов по площади влечет за собой их уменьшение в разрезе осадочной толщи. Масштаб объек-

тов связан с уровнем управления и масштабом планирования. Этот уровень в основном и определяет масштаб объектов оценок.

Большие трудности вызывает совмещение объектов оценки в разрезе. Стоимость подготовки запасов определяется по этажам разведки, изучаемым одной сеткой скважин. Эти этажи охватывают обычно 2–3 нефтегазоносных комплекса. Для них требуется объединение прогнозных ресурсов, подсчитанных отдельно для каждого комплекса.

Стоимость добычи рассчитывается по объектам эксплуатации, определяемым единой сеткой эксплуатационных скважин. Эти объекты часто бывают меньше нефтегазоносных комплексов. Для них требуется дифференциация прогнозных ресурсов.

Однако наибольшие трудности возникают при сложении затрат на подготовку и на добычу, так как при этом необходимо сопоставление этажей разведки с объектами эксплуатации. Строгие способы таких сопоставлений отсутствуют. Видимо, их не удастся разработать и в будущем, так как комбинации залежей по площади и в разрезе могут быть самыми различными, если учесть и неструктурные залежи. Такие способы могут быть лишь вероятностными и выводиться из типовых ситуаций для отдельных районов. Этот путь реален и уже проверен.

Существующие методы геологического и геолого-экономического прогнозирования базируются на прямых расчетах, методах аналогии, экспертных оценках, кривых освоения и имитационном моделировании процессов освоения ресурсов. Чем меньше изучен объект, тем чаще принимаются решения на основе экспертных заключений. В то же время хорошая изученность региона позволяет решать задачи оценки величины и структуры ресурсов на более высоком теоретическом и методическом уровне без использования "внешних" эталонов и аналогий на экспертном уровне. Выбор подходов и методов определяется масштабностью объекта оценки, степенью его изученности и необходимостью использования динамического варианта оценки.

1. Прямой расчет в классической форме используется для экономической оценки запасов отдельного месторождения (залежи) на этапе создания проектов разработки. Методы такой оценки известны и устоялись. Поскольку запасы и стоимость проектов оцениваются с погрешностями, результаты расчетов себестоимости освоения единицы запасов представляется целесообразным выдавать в интервально-вероятностной форме. Использование прямых расчетов для оценки геолого-экономической структуры еще неоткрытых ресурсов затруднено из-за отсутствия необходимых исходных данных. В этих случаях численные значения недостающих параметров прогнозируются. Точность этих прогнозов зависит от степени изученности объектов оценки и региона в целом.

2. Методы аналогии требуют наличия эталонов с известной геолого-экономической структурой. Суть методов заключается в отыскании количественных аналогий между объектами прогноза с эталонами, как при геологическом прогнозировании [8]. С применением математических методов экономические показатели выражаются функционально через параметры геологической структуры оцениваемых объектов.

3. Экспертные оценки в основе содержат заключения экспертов, основанные на знаниях, опыте и интуиции. Достоверность оценок сильно зависит от



правильного подбора группы экспертов и методов обработки их заключений [8, 10]. Используются в слабо изученных районах, когда необходимо оценить дальнюю перспективу развития или быстро дать заключение.

4. Кривые освоения предложены М. Хаббертом [9], в дальнейшем этот подход к моделированию динамики добычи и подготовки запасов развит и широко используется в работах [3, 4, 6 и др.]. Поскольку накопленная добыча и запасы не могут превысить потенциальных ресурсов рассматриваемого района (или страны), оценка начальных извлекаемых потенциальных ресурсов ( $Q_{\text{НИПР}}$ ) принималась всеми исследователями как асимптота, ограничивающая сверху рост кривых накопленной добычи и запасов. Однако это не совсем верно по двум причинам: а) продолжительность циклов поисково-разведочных работ и времени выхода добычи на проектную производительность достигает 15 – 20 лет. Учитывая существующий лаг времени между стадиями работ, ясно, что основным условием выполнения 5-летних планов по добыче является обеспеченность промышленности не потенциальными ресурсами вообще, а запасами промышленных категорий. Отсюда следует, что асимптотой кривой добычи при планировании ее на 5-летний срок могут быть лишь накопленные к моменту планирования запасы  $Q_{\text{ABC}_1}$  (с учетом их рентабельности освоения в современных условиях). Аналогично, для планирования подготовки промышленных запасов на 5-летний или иной срок<sup>1</sup> в качестве асимптоты должны выступать накопленные ресурсы  $Q_{\text{C}_3}$  (с учетом их подтверждаемости) и лишь для планирования подготовки последних –  $Q_{\text{НИПР}}$ ; б) освоение ресурсов страны и отдельных частей нефтегазоносных бассейнов начинается не одновременно. Отсюда следует, что модель освоения ресурсов крупного бассейна (а тем более страны) следует начинать с построения кривых освоения отдельных районов и глубин, характеризующихся общностью геологического строения, единой методикой и стратегией освоения. Совокупность кривых освоения отдельных районов, сопряженных между собой во времени, и составят модель освоения ресурсов региона в целом.

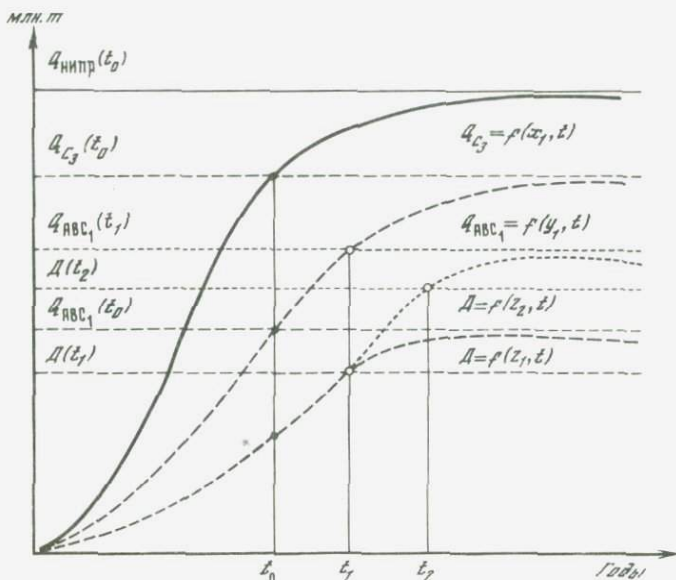
Накопленные перспективные ресурсы на конец первой пятилетки являются асимптотой для планирования прироста промышленных запасов на вторую пятилетку. Таким образом, получается, что на момент планирования  $t_0$  объем возможной добычи предопределяет на три пятилетки вперед (см. рисунок).

Описанный подход к построению кривых освоения и их анализа является пассивным методом планирования освоения ресурсов, когда возможные плановые показатели на момент  $t^*$  не задаются, а вычисляются. Если же планирование начинать с задания плана добычи на  $t^*$ , то оценка асимптоты аппроксимирующей кривой определит необходимый уровень состояния запасов  $Q_{\text{ABC}_1}(t^* - 1)$  на конец предыдущей пятилетки и т.д. Легко убедиться, что активное планирование возможно на сроки более 10 лет.

Объемы работ в физическом выражении для получения соответствующих приростов запасов также могут быть оценены, если вместо времени

---

<sup>1</sup> Корректный период планирования подготовки запасов на должен превышать сроков завершения работ, которые приводят к переоценке структуры потенциальных ресурсов в отношении их категоричности.



Согласование кривых освоения

рассматривать соответственно объем поискового и разведочного бурения. Дифференциальные кривые дадут оценку эффективности поисково-разведочных работ.

5. Нормативно-имитационное моделирование в основе содержит построение распределения, описывающего частоту встречаемости месторождений разной крупности в регионе. Вопрос о виде такого распределения окончательно не решен. Из общих геологических соображений предпочтение следует отдать усеченному распределению Парето [5]. Для идентификации распределения следует знать оценку  $Q_{НИПР}$ , размеры максимального ( $Q_{max}$ ) и минимально рентабельного ( $q_0$ ) месторождения, а также запасы месторождений либо число месторождений, принадлежащих одному или нескольким классам крупности. По найденному распределению, задав разбиение интервала на классы крупности, можно оценить: число месторождений по классам крупности (например, мелких, средних, крупных); ресурсы, сконцентрированные в месторождениях заданной крупности (например, в мелких), и их средние размеры.

С помощью существующих нормативов и типовых методик поисков, разведки и разработки месторождений разной крупности можно оценить объемы работ и затраты, необходимые на освоение месторождений каждого класса крупности. Далее определяется очередность открытия месторождений разной крупности, исходя из положения о том, что вероятность открытия месторождения из заданной группы крупности пропорциональна оставшимся суммарным запасам этой группы. Для моделирования открытий применяется метод Монте-Карло [1]. Зная порядок открытия месторождений разной крупности во времени, можно, используя нормативы и типовые методики, определить удельные затраты для каждого искомого

интервала времени. При этом весьма желательно вводить поправки на изменение нормативов и типовых методик с течением времени.

Ошибки, неизбежные при геолого-экономической оценке прогнозных ресурсов, для разных методов имеют различные источники. В тех случаях, когда применяется прямой расчет или нормативно-имитационный метод, основное значение имеет точность определения основных параметров — потенциальных ресурсов, соотношения структурных и неструктурных ловушек, проницаемости коллекторов и др.

Когда же применяется метод аналогий, большее значение приобретают ошибки, которые вытекают из несовершенства моделей, положенных в основу сопоставления эталонных участков с оцениваемыми.

При использовании кривых освоения главные источники ошибок — это несоблюдение условия однородности оцениваемых объектов, способы построения самих кривых и степень освоенности оцениваемого объекта.

С увеличением сроков планирования увеличиваются и ошибки за счет отсутствия в настоящее время надежных методов прогноза научно-технического прогресса, изменения цен, а также появления неизвестных сейчас геологических условий нахождения нефти и газа. Экстраполяция во времени всегда бывает менее надежна.

Наиболее внимательно необходимо оценивать и ошибки в определении затрат на добычу, так как эти затраты составляют для залежей, осваиваемых в настоящее время, около 80% от общих затрат.

Ошибки можно уменьшить путем применения сразу нескольких методов прогнозирования (многовариантный подход). Согласование таких многовариантных оценок осуществляется экспертным путем с использованием формулы Байеса путем сравнения функций распределения моделируемых результатов между собой и с априорной вероятностью их существования в природе [2].

В заключение следует отметить, что корректное решение задач геолого-экономического прогнозирования возможно лишь в рамках единой системы, для которой четко определены объекты оценки, задачи и методы их решения, информационное обеспечение каждой задачи, граф обработки данных, правила согласования многовариантных решений, вид представления выходных данных. Создание таких систем в отрасли тормозится из-за слабой нормативной и фактографической базы, отсутствия кондиций на нефть и газ, методов учета фактора времени и научно-технического прогресса.

Геолого-экономическая оценка особенно важна в настоящее время, когда из-за ухудшения условий подготовки запасов и добычи происходит увеличение удельных затрат. Правильное планирование будет в значительной степени способствовать снижению темпов роста затрат.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Белонин М.Д., Подольский Ю.В., Симакова И.С., Шейман В.П. Метод Монте-Карло в нефтяной геологии. М.: ВИЭМС, 1981. 44 с.
2. Белонин М.Д., Подольский Ю.В., Шейман В.П. Комплексирование методов прогноза нефтегазоносности — средство повышения точности и достоверности прогнозных решений. — В кн.: Комплексирование методов прогноза нефтегазоносности. М.: Наука, 1983, с. 14—22.

3. Буялов Н.И., Лаврушко И.П., Корниенко В.Н. Долгосрочное прогнозирование основных показателей поисково-разведочных процессов на нефть и газ с помощью геолого-математических методов. М.: ВИЭМС, 1979. 36 с. (Экономика минерального сырья геологоразведочных работ; Вып. 4).
4. Геолого-экономическая эффективность поисково-разведочного бурения на нефть и газ за рубежом/Под ред. М.А. Моделевского, Л.А. Польстер. М.: Недра, 1978. 146 с.
5. Конторович А.Э., Демин В.И. Прогноз количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1979, № 3, с. 26–46.
6. Лейбсон М.Г. Методика прогноза динамических характеристик ресурсов нефти и газа. — В кн.: Геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа. Л.: ВНИГРИ, 1983, с. 16–27.
7. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: ВНИГНИ, 1983. 214 с.
8. Методы оценки перспектив нефтегазоносности/Под ред. Н.И. Буялова, В.Д. Навлякина. М.: Недра, 1979. 330 с.
9. Hubbert M.K. Energy resources: A rep. to the Committee on Natur. Resour. Nat. Acad. of Sci. Nat. Res. Council, Publ. 1000 D. Wash., 1962. 141 p.
10. White D.A., Gehman H.M. Estimating oil and gas resources. — Bull. AAPG, 1979, vol. 63, N 12, p. 2183–2192.

УДК 553.003.1

*К.Г. Гофман*

## ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Месторождения полезных ископаемых (как и другие виды природных ресурсов) до настоящего времени не имеют денежной оценки. Между тем такая оценка необходима для ведения государственных кадастров природных ресурсов, их учета в составе национального богатства страны и экономического стимулирования охраны и рационального использования природных ресурсов.

Основные положения экономической оценки месторождений полезных ископаемых как одного из важнейших видов природных ресурсов обоснованы в работах академиков Н.П. Федоренко, Т.С. Хачатурова, М.И. Агошкова, профессора А.С. Астахова и других советских ученых.

В процессе экономической оценки месторождений одновременно с установлением их народнохозяйственной ценности в денежном выражении определяются кондиции на минеральное сырье и топливо для определения балансовых запасов полезных ископаемых с выбором оптимальной технологии разработки месторождения. Кроме того, результаты экономической оценки должны использоваться при технико-экономических обоснованиях направлений геологоразведочных работ, уточнении очередности и сроков освоения месторождений и их частей в процессе детализации заданий перспективного плана и нормировании потерь полезных ископаемых при их добыче.

ГКНТ и Госкомцен СССР постановлением № 556/739 от 28 ноября 1979 г. утвердили "Временную типовую методику экономической оценки месторождений полезных ископаемых". Эта методика впервые предусмат-

ривает установление денежной оценки месторождений в соответствии с приносимым ими народнохозяйственным экономическим эффектом.

Рекомендации методики должны использоваться исключительно в плано-проектных обоснованиях для выбора наиболее эффективного варианта использования месторождения, а также для ведения государственного кадастра месторождений полезных ископаемых. Они не применяются при установлении оптовых цен и не изменяют действующих финансовых взаимоотношений в народном хозяйстве. В то же время показатели оценки могут использоваться для определения уровней санкций за сверхнормативные потери запасов и поощрений за их сбережение по сравнению с нормой.

Методика предусматривает изменение критерия выбора варианта использования месторождений в горно-экономических расчетах. Ранее в качестве такого критерия использовалась, как правило, прибыль от разработки запасов в действующих оптовых ценах, минимум приведенных затрат на сопоставимый объем добычи и другие показатели. Методика рекомендует в качестве основного критерия народнохозяйственный экономический эффект, определяемый в виде разности между ценностью конечной продукции из данного вида минерального сырья и затратами на ее получение.

Для определения ценности получаемой продукции методика рекомендует использовать новый для плано-проектной практики показатель так называемых замыкающих затрат. Этот показатель представляет собой предельно-допустимую для рассматриваемого периода времени величину затрат на прирост производства данной продукции. Уровень замыкающих затрат регулируется не среднеотраслевыми издержками, а затратами так называемых замыкающих предприятий — таких горных предприятий, за счет которых в рассматриваемом периоде целесообразно покрытие прироста народнохозяйственной потребности в данном виде минерального сырья или топлива. Если, например, в перспективном плане уровень среднеотраслевых затрат на добычу нефти определен в 1 усл. ед., но этот план предусматривает расширение добычи нефти на промыслах с затратами около 3 усл. ед., то последняя величина и будет принята в качестве замыкающих затрат.

Замыкающие затраты далеко не во всех случаях регулируются уровнем издержек предприятий с наименее благоприятными природными условиями добычи. Если увеличение производства в данной отрасли осуществляется за счет вовлечения в разработку новых высокоэкономичных месторождений, то именно они и будут определять уровень замыкающих затрат, который в этом случае может оказаться близким к уровню среднеотраслевых издержек. Именно поэтому методика предусматривает использование замыкающих затрат для оценки месторождений в тех случаях, когда их уровень существенно отличается от уровня оптовых цен. В остальных же случаях (когда значения оптовых цен и замыкающих затрат оказываются близкими) для оценки месторождений можно пользоваться оптовыми ценами.

Замыкающие затраты определяются в централизованном порядке на основе расчетов оптимальных планов развития и размещения соответствующих отраслей и многоотраслевых комплексов (топливно-энергетического и др.) либо упрощенными (приближенными) методами. При этом важно

добиться, чтобы замыкающие затраты определялись на таком уровне, при котором их применение в планово-проектных расчетах будет способствовать снижению суммарного уровня затрат на производство заданного объема продукции в рассматриваемой отрасли (подотрасли) горнодобывающей промышленности.

Чрезвычайно важно также при горно-экономических расчетах с использованием замыкающих затрат учитывать динамичность этого показателя. Оценка месторождений производится для весьма длительного, как правило, периода их отработки. За этот период уровень замыкающих затрат может существенно измениться, что необходимо учитывать при проведении расчетов по оценке месторождений. Прогнозирование динамики замыкающих затрат на длительную перспективу — задача чрезвычайно трудная. Поэтому вплоть до ее решения целесообразно результаты оценки применять с должной осторожностью, памятуя, что принятие постоянного для всего периода оценки значения замыкающих затрат может привести к меньшей, чем оптимальная, полноте использования запасов.

Методика впервые в нашей планово-проектной практике узаконивает применение замыкающих затрат в массовых технико-экономических расчетах для всего комплекса горнодобывающих отраслей промышленности. Преимущества этого показателя как инструмента выбора оптимальных решений по сравнению с оптовыми ценами в теоретическом аспекте не вызывают сомнений. Отнесение к категории забалансовых таких запасов, которые являются убыточными при действующих оптовых ценах, приводит к необоснованному сужению минерально-сырьевой базы, экономически "оправдывает" случаи расточительного использования запасов. Вместе с тем, учитывая новизну и известную сложность исчисления показателей замыкающих затрат, методика рекомендует при технико-экономическом обосновании геологоразведочных работ и проектов кондиций на минеральное сырье выполнять оценку месторождений как в замыкающих затратах, так и в действующих ценах.

Новым и важным моментом, характерным для методики, является учет фактора времени (дисконтирование затрат и результатов) при экономической оценке месторождений. Этот документ предусматривает как бы две "педали" для управления использованием запасов полезных ископаемых и вложениями средств для их освоения. Первая "педаль" — замыкающие затраты. Чем выше их уровень (особенно — в последние годы отработки запасов), тем более полно будут использоваться ограниченные запасы недр. Но улучшение использования запасов требует капиталовложений, которые также неограниченны. Отсюда вторая "педаль" — норматив для приведения разновременных затрат и результатов в формуле оценки месторождений. Повышая этот норматив, мы увеличиваем требования к отдаче от капиталовложений, ориентируем на ускорение их оборота в народном хозяйстве. Найти оптимальное положение для обеих "педалей" — задача весьма непростая. Этим и объясняется в конечном счете временный характер рекомендаций данной методики. Этот документ ориентирует на достаточно осторожное использование метода дисконтирования при оценке месторождений. Применение метода в условиях, когда нет возможности учесть динамический характер замыкающих затрат (и других параметров, влияющих на величину оценки месторождения), может привести к ис-

кусственному занижению эффективности перспективных поисковых работ и чрезмерному сокращению контура балансовых запасов за счет выбраковки их более бедной части.

Теоретические исследования и практические расчеты показывают, что, если прирост запасов за счет включения в их контур менее экономичных (малопродуктивных, глубоко залегающих и т. п.) участков месторождения используется целиком или в большей части для увеличения годовой производительности горного предприятия, введение в расчет нормы дисконтирования почти не влияет на выбор вариантов оконтуривания запасов. Это объясняется тем, что все сравниваемые варианты в этом случае имеют примерно одинаковый срок отработки запасов. Иначе обстоит дело, если прирост запасов худшего качества используется главным образом для продления срока отработки месторождения, так что варианту с большим объемом запасов соответствует меньшая годовая производительность предприятия по конечной продукции. В этом случае применение дисконтирования делает невыгодным вовлечение в разработку "бедных" запасов даже при весьма высоких значениях замыкающих затрат (если они принимаются постоянными для всего периода отработки запасов). Наиболее эффективным способом использования более бедных запасов является, как правило, не продление срока их отработки, а увеличение годовой производительности предприятия. На такой способ использования запасов и ориентирует учет фактора времени при оценке месторождений. Однако в реальной действительности возможности увеличения годовой производительности могут быть объективно лимитированы. В этих условиях отказ от продления срока отработки запасов за счет их более бедной части может оказаться экономически неоправданным. Все это говорит о необходимости дальнейших серьезных исследований в области совершенствования методологии учета фактора времени при экономической оценке месторождений.

УДК 553.98.04.003.1

*Е.П. Ефремов, И.И. Нестеров, А.Г. Телишев,  
Л.И. Чуриков, В.Н. Черноморский*

## МЕТОДОЛОГИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Разбросанность месторождений на огромной территории, характеризующейся различными горно-геологическими и экономико-географическими условиями, качеством сырья, технической оснащенностью предприятий, осваивающих углеводородные ресурсы, и т. п., приводит к тому, что уровень финансовых, материально-технических и трудовых затрат на разведку и добычу минерально-сырьевых ресурсов неодинаков.

Природно-обусловленные различия в объемах, свойствах и особенностях пространственного размещения приводят к дифференциации технико-экономических показателей освоения углеводородных ресурсов и создают объективные предпосылки для их экономической оценки.

Наличие на территории нашей страны большого числа выявленных и

предполагаемых нефтяных месторождений создает благоприятные условия для выбора наиболее экономичных объектов при обосновании очередности разведочных работ и последующего промышленного освоения. Своевременная и объективная экономическая оценка запасов нефти даст возможность провести научно обоснованное геолого-экономическое районирование нефтегазоносных территорий и обеспечит вовлечение в разведку и разработку месторождений, эксплуатация которых позволит получить максимальный эффект при минимуме народнохозяйственных затрат.

Переход к стоимостной оценке углеводородных ресурсов, как и других видов минерального сырья, означает осознание их общественной ценности и экономической эффективности использования в народном хозяйстве.

Проблема оценки углеводородных ресурсов актуальна не только с методологической точки зрения, она неотделима от практики освоения нефтяных и газовых месторождений. Являясь сырьевой базой многих отраслей промышленности, углеводородные ресурсы имеют реальный денежный эквивалент, так как при отсутствии или дефиците их пришлось бы закупать на внешнем рынке, а при избытке — экспортировать за пределы страны.

Необходимость и практическая актуальность экономической оценки углеводородных ресурсов в настоящее время признается многими исследователями [1—11, 13]. Как указывал К. Маркс<sup>1</sup>, "... потребительная стоимость, или благо, имеет стоимость лишь потому, что в ней овеществлен, или материализован, абстрактно человеческий труд"... С точки зрения политической экономии, единственным источником образования стоимости являются затраты труда на добычу природных ресурсов. В связи с этим экономическая теория и практика исходят из того, что сами по себе запасы углеводородов, являясь даром природы, пока к их разведке и разработке не приложен труд человека, не могут служить объектом экономической оценки. В этих условиях неразведанные запасы углеводородов перспективных и прогнозных категорий ( $C_3 + D$ ) автоматически получали нулевую оценку вследствие незначительного количества (или отсутствия) затрат труда на их выявление и извлечение.

Между тем многолетняя практика планирования геологоразведочных работ и прогнозирования развития нефтедобывающей промышленности свидетельствует о необходимости проведения экономической оценки углеводородных ресурсов на любой стадии их изученности. Это связано не только с тем, что масштабы затрат на добычу и подготовку углеводородных ресурсов постоянно возрастают, но и с необходимостью принятия наиболее экономичных решений при подготовке запасов, выборе объектов первоочередного освоения, обосновании наиболее эффективных направлений развития поисково-разведочных работ в нефтедобывающей промышленности.

Дело в том, что в любом нефтегазоносном районе в каждый конкретный отрезок времени имеются углеводородные ресурсы с различной степенью геологической изученности. В соответствии с этим производится их геологическая классификация на промышленные ( $A + B + C_1$ ) и оце-

<sup>1</sup> Маркс К., Энгельс Ф. Собр. соч., т. 23, с. 47.



ненные ( $C_2$ ) запасы и перспективные ( $C_3$ ) и прогнозные (D) ресурсы. Если в разведку запасов вложено значительное количество живого и овеществленного труда, то в прогнозные и перспективные ресурсы труд не приложен вовсе или затрачен в ограниченном количестве в виде научных разработок, детальных и региональных геофизических исследований, т. е. по существу перспективные и прогнозные ресурсы углеводородов являются потенциальным объектом приложения труда. Таким образом, углеводородные ресурсы выступают в одном случае в качестве реальной потребительской стоимости ( $A + B + C_2$ ), в другом – как возможные (вероятные) потребительские стоимости ( $C_3 + D$ ).

С экономической точки зрения запасы категорий  $A + B + C_1 + C_2$  содержат в себе осуществленные (реальные) затраты,  $C_3 + D$  – возможные, предполагаемые затраты на их разведку и добычу. Исходя из этих предположений, можно заключить, что ресурсы категорий  $C_3 + D$  объективно имеют ценность и должны подвергаться экономической оценке так же, как и разведанные запасы категорий  $A + B + C_1 + C_2$ .

Методология комплексной экономической оценки всех категорий углеводородных ресурсов имеет специфические принципы, условия, ограничения и специальную процедуру расчетов прогнозных показателей хозяйственного освоения выявленных и предполагаемых месторождений [12].

1. Основные принципы экономической оценки предполагают соблюдение ряда требований:

- комплексность оценки сырьевых ресурсов по ряду признаков – сумме всех извлекаемых основных и сопутствующих компонентов (нефть, газ, вода и пр.), по всему кругу затрат, связанных с освоением основных и сопутствующих компонентов (геологоразведка, добыча, обустройство и т. д.), по совокупному эффекту от комплексного использования всех компонентов выявленных и предполагаемых месторождений;

- методологическое единство расчета и представления плановых показателей освоения (геологических, технологических, экономических);

- сопоставимость нормативов, критериев и параметров оценки (нормативная база, цены, физические объемы работ, затраты, эффект и т.д.);

- обоснованность исходной информации (геологической, технологической, экономической, социальной);

- надежность и достоверность оценок и преимственность расчетных показателей;

- дифференцированный подход к расчету технико-экономических показателей оценки месторождений с учетом разведанности и изученности недр, структуры и качеств запасов, природно-геологических, географических и других факторов.

2. Экономическая оценка осуществляется при наличии различного рода ограничений, обусловленных геологическими, технологическими, экономическими и другими факторами, которые оказывают существенное влияние на уровень народнохозяйственной значимости оцениваемых ресурсов, а также на достоверность и качество расчета прогнозных показателей освоения:

- геологические ограничения включают экспертно вводимые коэффициенты на возможность вовлечения в сферу экономической оценки глубо-

ко залегающих залежей, ресурсов акваторий, степень подтверждаемости перевода запасов из низших категорий в высшие, величину активной части оцениваемых ресурсов выявленных и предполагаемых месторождений и т. д.;

— технологические ограничения охватывают уровень технической и технологической оснащенности геологоразведочных и добывающих организаций в период экономической оценки месторождений (буровая техника, компрессоры, химреагенты и т. д.), от которых зависят глубины освоения, добывные возможности месторождений, технология их разработки, масштабы внедрения новых методов повышения нефтеотдачи и т. д.;

— экономико-географические ограничения сводятся к учету состояния транспортной освоенности оцениваемых территорий, удаленности месторождений от баз снабжения, наличия в регионе мощностей буровых и строительных организаций, обеспеченности материально-техническими и трудовыми ресурсами, возможности разбуривания месторождений укрупненными кустами, коридорный способ прокладки коммуникаций и т. д. Все эти факторы должны учитываться поправочными коэффициентами к нормативной базе при расчете технико-экономических показателей освоения;

— директивные ограничения включают действующие в отраслях методические разработки, инструктивные и нормативные документы, регламентирующие процесс освоения нефтяных месторождений, а также решения центральных советских, партийных и плановых органов по комплексному освоению сырьевых ресурсов, охране недр и окружающей природной среды.

Все ограничения очень тесно связаны друг с другом и оказывают сильное влияние при расчете народнохозяйственной значимости и экономической эффективности освоения выявленных и предполагаемых месторождений, выборе очередности освоения нефтегазоносных территорий и решении многих других задач.

3. Информационная база расчета прогнозных показателей экономической оценки включает:

— состояние сырьевой базы, плотность, структуру и качество извлекаемых запасов залежей (промышленных, перспективных, прогнозных) по их размеру, типу и глубине залегания в разрезе стратиграфических подразделений, нефтегазоносных районов, выявленных и предполагаемых месторождений;

— совокупность геолого-промысловых данных и параметров пластов и нефтей, результаты опробования скважин, материалы промыслово-геофизических исследований залежей, прогнозные характеристики коллекторских свойств и продуктивности пластов и т. д.;

— существующие принципиальные схемы и проекты разведки, разработки и обустройства месторождений, сложившиеся схемы транспортного освоения нефтегазоносных территорий, расселения работающих и т. д.;

— фактические отчетно-статистические технико-экономические данные по проведению геологоразведочных работ, разработке месторождений и обустройству нефтегазоносных территорий, т. е. по всем отраслям, занимающимся комплексным освоением нефтегазовых ресурсов;

— дифференцированные по районам нормативные материалы, экспертные и расчетные коэффициенты и критерии, необходимые для определения

технико-экономических показателей оценки освоения нефтегазовых ресурсов в натуральном и денежном выражении.

4. Для экономической оценки освоения углеводородного сырья необходим расчет комплекса показателей и параметров по всем направлениям деятельности предприятий, осуществляющих хозяйственное освоение нефтегазоносных ресурсов. Общая схема расчетов прогнозных показателей экономической оценки сводится к следующему:

– в области геологии осуществляется дифференцированный региональный и локальный прогноз нефтегазоносности того или иного региона, определяется размер, тип, качество и глубина залегания выявленных и предполагаемых залежей по каждому стратиграфическому интервалу нефтегазоносности, дается структура разведанных ( $A + B + C_1 + C_2$ ) и ожидаемых ( $C_3 + D$ ) запасов основных и сопутствующих компонентов, обосновываются промыслово-геологические параметры пластов и залежей, их режим и другие особенности. В соответствии с геологическими характеристиками устанавливается научно обоснованная плотность сетки разведочных скважин (с учетом резервного фонда) и геофизических исследований, рассчитываются необходимые объемы поискового и разведочного бурения, детальных и региональных сейсморазведочных работ, обеспечивающих наиболее полное и эффективное выявление предполагаемых залежей. Перечисленные геологические факторы и параметры оказывают существенное влияние на экономику подготовки запасов и добычи нефтегазовых ресурсов;

– в области технологии проектирования разработки и обустройства выявленных и предполагаемых месторождений производится выделение самостоятельных объектов разработки, обосновываются системы эксплуатации, осуществляется дифференцированный расчет основных технологических показателей разработки для каждой группы запасов (промышленных, перспективных, прогнозных). Технологические расчеты уровней добычи нефти, объемов буровых работ и закачки воды, фонда добывающих, нагнетательных и прочих скважин осуществляются различными способами: для относительно хорошо изученных залежей – гидродинамическими методами, для слабо изученных – экспресс-методами и по аналогии с разрабатываемыми залежами. Наряду с этим осуществляется проектирование поверхностного обустройства нефтегазоносных территорий, составляются схемы кустования скважин и разбуривания выявленных и предполагаемых месторождений, обосновывается размещение объектов производственной и социально-бытовой инфраструктуры, намечаются контуры транспортно-энергетических коммуникаций и т. д. Во всех случаях проектирование разработки и обустройства месторождений осуществляется с учетом достижений научно-технического прогресса и использования наиболее прогрессивных технических и технологических решений;

– в области экономики производится дифференцированный расчет затрат по всем видам работ, связанных с комплексным освоением нефтегазовых ресурсов, и обосновывается эффективность их хозяйственного использования. Затраты на геологоразведочные работы, добычу и обустройство выявленных и предполагаемых месторождений, а также издержки по извлечению углеводородного сырья исчисляются на базе укрупненных нормативов и существующих отраслевых методических и инструктивных

документов. Эффективность хозяйственного освоения углеводородных ресурсов рассчитывается путем сопоставления затрат и стоимости извлекаемой части основных и сопутствующих компонентов, определяемой на основе принятых базовых измерителей оценки (замыкающих затрат, мировых цен и т. п.).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Астахов А.С. Экономическая оценка запасов полезных ископаемых. М.: Недра, 1981. 281 с.
2. Володомов Н.В. Горная рента и принципы оценки рудных месторождений. М.: Металлургия, 1959. 80 с.
3. Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых. М.: ГКНТ СССР; Госкомцен СССР, 1980. 30 с.
4. Гофман К.Г. Экономическая оценка природных ресурсов в условиях социалистической экономики: Вопросы теории и методологии. М.: Наука, 1977. 236 с.
5. Крейтер В.М. Поиски и разведка месторождений полезных ископаемых. М.; Л.: Госгеолтехиздат, 1940. 119 с.
6. Лобанов Н.Я. Экономическая оценка месторождений и рациональное использование недр. Л.: Изд-во ЛГУ, 1976. 151 с.
7. Минц А.А. Экономическая оценка естественных ресурсов. М.: Мысль, 1972. 302 с.
8. Струмилин С.Г. О цене "даровых" благ природы. — *Вопр. экономики*, 1967, № 8, с. 60–72.
9. Сухотин Ю.В. Об оценках природных ресурсов. — *Вопр. экономики*, 1967, № 12, с. 87–98.
10. Трушков Н.И. Экспертиза и оценка рудных месторождений. — *Горн. журн.*, 1922, прил. 10.
11. Федоренко Н.П. Некоторые вопросы теории и практики планирования и управления. М.: Наука, 1979. 438 с.
12. Чуриков Л.И. Основные принципы экономической оценки нефтяных ресурсов. — *Геология нефти и газа*, 1981, № 7, с. 50–53.
13. Экономические проблемы оптимизации природоиспользования/Под ред. Н.П. Федоренко. М.: Наука, 1973. 157 с.

УДК 553.98.04

*Н.А. Крылов, Ю.Т. Афанасьев, Ю.Н. Батурин,  
В.М. Рыжик*

#### ПРОГНОЗ ДИНАМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ НЕФТИ

Рост потребности в углеводородном сырье и увеличение объемов геолого-разведочных работ определили интерес к исследованию самого геолого-разведочного процесса. Возникло новое научное направление в геологии нефти и газа — моделирование процесса подготовки запасов и основанное на нем долгосрочное прогнозирование геологоразведочных работ, включающее прогноз направлений и условий поисков нефти и газа в далекой перспективе, определение оптимального размещения объемов геологоразведочных работ и прогноз их результатов. Моделирование процесса подготовки запасов проводилось применительно к поискам не только нефти и газа, но и других полезных ископаемых. Однако для поисково-разведочных

работ на углеводородное сырье эти исследования получили наиболее широкое распространение. Различными аспектами этой проблемы для нефти и газа занимались А.А. Аксенов, К.С. Баймухаметов, В.А. Баласанов, А.М. Волков, В.И. Демин, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев, Н.А. Калинин, С.Г. Каменецкий, А.Э. Конторович, М.Г. Лейбсон, М.Ш. Моделевский, Г.П. Ованесов, Г.Б. Острый, Г.И. Плавник, В.В. Потеряева, М.М. Саттаров, А.Г. Селицкий, В.В. Семенович, В.В. Стасенков, Э.М. Халимов, Ю.Н. Швембергер, В.И. Шпильман и многие другие геологи, экономисты и математики научных и производственных коллективов нашей страны. Из зарубежных исследователей этого направления следует отметить М.К. Хабберта, Ч.Л. Мура, А.Д. Заппа, Г.М. Кауфмана, И. Балкера, Д. Круита, У.У. Хамблтона, Д.К. Дэвиса, Д.Г. Доуветона, Д. Райана.

Определенные успехи в этом новом и весьма актуальном направлении исследований были получены в Институте геологии и разработки горючих ископаемых, где исследования с самого начала были подчинены решению прикладных задач — оптимальному размещению объемов поисково-разведочного бурения на далекую перспективу и прогнозу удельных и общих приростов запасов нефти и газа. В этих исследованиях приняли участие Н.А. Еременко, П.И. Журавлева, Н.А. Крылов, Ю.С. Кувыкин, Ю.Т. Афанасьев, М.В. Багдасарова, М.И. Вайнер, П.А. Глумаков, В.И. Громека, З.И. Жорина, О.Х. Калимуллин, А.И. Летавин, Н.Ф. Медведев, М.П. Михайлова, В.Е. Орел, Д.С. Оруджева, В.В. Печерников, Б.С. Погорелов, А.М. Силич, С.М. Чернышев, Р.О. Хачатрян, И.М. Шахновский, В.М. Рыжик, Ю.Н. Батурин и др.

В основе статистического моделирования процесса освоения неразведанных ресурсов нефти лежит ряд исходных положений. Это конечность и объективное постоянство объема начальных потенциальных ресурсов, дифференциация месторождений по величине потенциальных ресурсов, неравномерная концентрация ресурсов, зависимость вероятности открытия нефтяных месторождений от размеров их запасов.

Геологоразведочные работы создают промышленные запасы полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, в результате открытия и разведки месторождений. Так как общие ресурсы нефти и газа в каждом конкретном районе конечны, геологоразведочный процесс можно представить как изменение структуры начальных потенциальных ресурсов, общая величина которых постоянна. Под начальными потенциальными ресурсами понимается общее количество нефти и (или) газа, содержащееся в недрах до начала разработки месторождений. В процессе геологоразведочных работ увеличивается разведанная часть начальных потенциальных ресурсов — растет объем начальных промышленных запасов (которые состоят из текущих промышленных запасов и накопленной за все время разработки месторождений добычи) и уменьшается объем неразведанных ресурсов. Изменение структуры постоянных по величине начальных потенциальных ресурсов в ходе поисков и разведки составляет сущность простейшей модели геологоразведочного процесса.

Промышленные запасы разделяются на категории в зависимости от степени изученности и подготовленности их к извлечению, но в целом они определяются расчетом по непосредственно измеренным по результатам разведочного бурения параметрам залежей нефти и газа.

Неразведанные ресурсы резко отличаются от запасов промышленных категорий по степени изученности и по достоверности их количественной оценки и в то же время сами неоднородны по этим показателям. Наиболее достоверную часть неразведанных ресурсов представляют запасы неразведанных или недоразведанных частей открытых залежей, а также вскрытых бурением, но еще не опробованных горизонтов, характеризующихся благоприятными показателями по промыслово-геофизическим данным.

Наименее достоверную часть неразведанных ресурсов представляет их прогнозная часть, оцениваемая на практике методами геологических аналогий для крупных районов, в пределах которых могут быть открыты многие месторождения.

В целом количественная оценка объема неразведанных ресурсов определяется с несравненно меньшей достоверностью и точностью, чем объем запасов промышленных категорий. Начальные потенциальные ресурсы лишь объективно являются постоянной величиной в каждом районе. Оценка же этой величины колеблется во времени главным образом за счет колебаний количественных оценок неразведанных ресурсов и в первую очередь наименее достоверных их частей — прогнозных ресурсов. Тем не менее понятие о конечности и объективном постоянстве объема начальных потенциальных ресурсов является отправным пунктом построения всех моделей геологоразведочного процесса.

Важным исходным положением является понятие о дифференциации месторождений по величине ресурсов. Нефть и газ распространены в недрах дискретно и образуют элементарные прерывные скопления — залежи, а системы залежей, приуроченные к одной площади на поверхности, — месторождения. Месторождения и залежи очень разнообразны по величине содержащихся в них ресурсов: выявленные месторождения характеризуются извлекаемыми запасами нефти от десятков тысяч до миллиардов тонн и газа от десятков миллионов до триллионов кубических метров.

Крупные нефтегазоносные территории различаются по степени концентрации ресурсов. При этом, помимо общего объема ресурсов углеводородов, на крупных площадях важной характеристикой является плотность ресурсов, т. е. количество начальных потенциальных ресурсов, приходящееся на единицу площади провинции, бассейна, нефтегазоносной области или зоны нефтегазонакопления. Разброс этого показателя для различных нефтегазоносных земель достигает нескольких порядков.

Одной из важных проблем является распределение числа месторождений по размерам их запасов и непосредственно связанная с ней проблема распределения общих ресурсов на крупной нефтегазоносной территории по месторождениям различной категории крупности. В постановке этой задачи следует различать совокупность всех скоплений нефти данного региона или бассейна и совокупность залежей нефти, которые могут быть открыты при данном уровне техники и технологии поисков. Обе эти совокупности связаны, по терминологии В.И. Шпильмана, "геологоразведочным фильтром". Во многих случаях совокупность открытых залежей удовлетворительно описывалась логнормальным законом распределения по размерам.

Исследования по районам с высокой степенью разведанности позволяют ныне с осторожностью подходить к гипотезе о логнормальном распределении совокупности открытых и неоткрытых скоплений нефти по их круп-

ности и поставить под сомнение положение о повсеместной приуроченности большей части ресурсов к небольшому числу крупнейших для района месторождений. Логнормальный закон приемлем, по-видимому, только для описания совокупности залежей, прошедших геологоразведочный фильтр.

А.Э. Конторович и Э.Э. Фотиади [2] на основе анализа распределения числа месторождений по запасам в хорошо изученных бассейнах Северной Америки с учетом изменения этого распределения по мере увеличения разведанности недр сделали вывод об амодальном характере распределения, о монотонном убывании числа месторождений с увеличением их запасов. Представляется, что эта гипотеза принципиально верно отражает истинную картину распределения ресурсов в нефтегазоносных провинциях и бассейнах. Дискуссионными в связи с этой гипотезой могут оказаться вопросы о характере распределения залежей по размерам в области мелких залежей и минимальных возможных размерах (и запасах) свободных скоплений нефти и газа и о числе этих микрозалежей. Вместе с тем это представление обосновывает перспективу открытия большого числа месторождений с запасами в сотни и десятки тысяч тонн (миллионы кубических метров), которые могут представлять интерес в одних районах уже теперь, а в других — через несколько десятилетий.

Вывод о сосредоточении большей доли нефти и газа в единицах гигантских, крупнейших или крупных месторождений был сделан на материалах бассейнов с низкой степенью разведанности. Исследование распределения ресурсов в районах с высокой степенью разведанности как в СССР, так и за рубежом позволяет ныне отвергнуть универсальность этого положения. Так, А.Э. Конторович и Э.Э. Фотиади [2] отмечают, что в хорошо разведанных нефтегазоносных бассейнах Северной Америки запасы нефти в крупных (от 50 млн. т извлекаемых) месторождениях не превышают 50%, а обычно значительно ниже 30%. Для газа наблюдается аналогичная картина. В мелких же месторождениях (с запасами менее 5 млн. т. или млрд. м<sup>3</sup>) процент суммарного содержания нефти в этих бассейнах составляет 44,8% и газа 39,4% от начальных потенциальных ресурсов.

Отмечая соизмеримость ресурсов, сосредоточенных в крупных и мелких месторождениях, следует констатировать, что конкретный характер распределения в каждом нефтегазоносном районе свой, отличный от других районов.

Одним из видов амодального распределения залежей по размерам, широко используемым в последнее время для описания фактических данных и прогнозирования, является степенное распределение Парето. Его применение было обосновано В.И. Шпильманом, А.Э. Конторовичем и В.И. Деминим на материале многих районов СССР и США, причем показатель степени плотности распределения оказался во всех случаях близким к  $-2$ . Следует заметить, что для степенного распределения с показателем степени, близким к  $-2$ , приближенно справедливо такое количественное соотношение: суммарные запасы соседних классов месторождений, различающихся по размерам вдвое, одинаковы.

Степенной закон распределения залежей по размерам в области малых залежей обосновывается и некоторыми общими соображениями. Однако, чтобы этот закон имел физический смысл, нужно, чтобы показатель степени

был по абсолютной величине  $< 2$ , так как при равенстве его 2 суммарные запасы всех залежей оказываются бесконечно большими. Значение этого показателя определяет величину запасов, сосредоточенных в малых месторождениях или залежах, которая очень велика, если много  $< 1$ . Между тем сколько-нибудь точная оценка значения затруднена, так как залежи малого размера всегда разведаны недостаточно. Поэтому к результатам прогноза общего числа и запасов месторождений района с использованием единого степенного закона также следует подходить с осторожностью.

Неравномерная концентрация ресурсов в пределах нефтегазоносного района проявляется в наличии незаполненных нефтью ("пустых") структур (ловушек) и специфичности соотношения между "пустыми" структурами и месторождениями для каждого нефтегазоносного района и провинции в целом. Очевидно, что величина такого соотношения определяется геологической историей развития крупных тектонических элементов осадочного чехла.

Анализ результатов геологоразведочных работ по многим районам СССР и зарубежных стран показывает, что месторождения нефти и газа открываются в определенной последовательности. Крупные (для данного района) месторождения открываются преимущественно в начальный период геологоразведочных работ, средние — и в более поздний и, наконец, мелкие — одновременно с крупными и средними и после того, как средние и тем более крупные месторождения все уже выявлены [1, 3–5]. В заключительный период работ число ежегодно открываемых мелких месторождений в условиях постоянного объема может возрастать до определенного предела с одновременным уменьшением не только их среднего запаса, но и общей величины ежегодных приростов запасов.

В работах ИГиРГИ по моделированию процесса освоения ресурсов в качестве основной задачи ставилось получение связи между натуральными затратами на освоение ресурсов, конечным результатом — приростом запасов нефти и текущим состоянием освоенности ресурсов. Основным показателем геологоразведочного процесса, связывающим объемы поисково-разведочного бурения и его конечных результатов — прирост запасов промышленных категорий, является удельный прирост запасов, т.е. величина запасов, приходящихся на единицу объема работ (на 1 м проходки, на одну скважину или на единицу финансовых затрат).

Ход поисков и разведки в районе может быть отражен в обычном календарном времени, но в этом случае не учитывается ни интенсивность работ, ни изменение интенсивности во времени; течение геологоразведочного процесса может быть измерено накопленным объемом работ (суммарным числом завершаемых строительством скважин, количеством метров бурения), но в этом случае объем работ не сопоставлен с размерами нефтегазоносного района и, самое главное, с величиной начальных потенциальных ресурсов района. В ИГиРГИ при построении модели геологоразведочного процесса в качестве мерита хода этого процесса было решено использовать степень разведанности начальных потенциальных ресурсов — отношение величины начальных запасов промышленных категорий к общей величине начальных потенциальных ресурсов.

Связь динамики удельных приростов со степенью разведанности начальных потенциальных ресурсов была исследована на материалах практичес-



ки всех нефтеносных и газоносных районов СССР. Анализ выявил следующую типовую картину динамики удельных приростов. С открытием первых месторождений эффективность начинает быстро возрастать и достигает максимума чаще при освоении 15–25% начальных ресурсов, реже максимум значений удельных приростов соответствует степени разведанности ресурсов менее 15% или более 25%. Затем начинается снижение удельных приростов, которое после освоения 35–40% начальных потенциальных ресурсов всегда становится заметным. При освоении 50% ресурсов величины удельных приростов в среднем составляют 30% от максимума, колеблясь в отдельных районах от 12 до 45%. При дальнейшем увеличении степени разведанности ресурсов района удельные приросты продолжают снижаться. Для ряда районов с высокой степенью разведанности ресурсов установлено, что при 60% разведанности эффективность составляет 15–20% от усредненного максимума, при 70% – 10–15%, при 80% – 6–7%. Естественно предположить, что при разведанности ресурсов 100% эффективность поисково-разведочного бурения будет равна 0.

Определенное значение для характера зависимости удельных приростов от степени разведанности начальных потенциальных ресурсов имеет закономерное изменение средних запасов месторождений в ходе поисково-разведочных работ в регионе и близкая к прямой зависимость конечной эффективности разведочного бурения от величины запасов месторождений. Помимо изменения среднего запаса разведываемых месторождений, на эффективность влияет изменяющийся в процессе поисков коэффициент успешности разведки или отношение числа открытых месторождений к общему числу площадей, опосредованных глубоким бурением. Статистические исследования показывают, что максимумы средних запасов открываемых месторождений и коэффициента успешности достигаются обычно на несколько раннем этапе поисково-разведочных работ, чем максимум эффективности (удельных приростов запасов). Наконец, на динамику эффективности влияют возрастание средних глубин скважин, усложнение геологических условий поисков и разведки (разведка более сложных месторождений на более поздних этапах освоения ресурсов региона).

Изменения величин средних запасов, коэффициента успешности и плотности сетки разведочных скважин – это основные факторы, определяющие динамику величины удельных приростов запасов. А сам уровень эффективности, в том числе и абсолютное значение усредненного максимума удельных приростов, определяются степенью концентрации ресурсов в районе – величиной запасов месторождений и в первую очередь величиной запасов крупнейших (для данного района) месторождений. Между величиной последних и плотностью начальных потенциальных ресурсов района имеется связь (Наливкин, 1974 г.). Н.А. Еременко была выдвинута гипотеза о зависимости абсолютных значений удельных приростов в районе (например, значений усредненных максимумов) от плотности начальных потенциальных ресурсов. Эта гипотеза проверена М.П. Михайловой (1981 г.) на материалах ряда районов Средней Азии. Для 16 исследованных районов зависимость максимальной (усредненной) эффективности от плотности начальных потенциальных ресурсов газа в районе описывается уравнением  $y = 0,21 x - 3,45$ , где  $y$  – максимальный удельный прирост запасов, млрд. м<sup>3</sup>/сут,  $x$  – плотность начальных потенциальных ресурсов,

млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>, при коэффициенте корреляции 0,81. Для выборки из меньшего числа районов (с исключением районов, где поиски нацелены на рифогенные массивы) было получено уравнение  $y = 0,26x - 2,3$  при коэффициенте корреляции 0,95.

Выявленная прямая зависимость между уровнем удельных приростов запасов и плотностью начальных потенциальных ресурсов нуждается в дополнительном подтверждении на материалах других регионов. Твердое установление такой зависимости открывает возможность для прогнозирования эффективности поисково-разведочного бурения на новых направлениях или в новых перспективных регионах.

Однако существуют регионы, где применение способа прогноза удельных приростов на перспективу осложнено иным характером графика рассматриваемой зависимости — появлением дополнительного или дополнительных максимумов. Это объясняется тем, что в таких районах поиски и разведка велись сначала на один стратиграфический комплекс, а потом с перерывом во времени на другой, более древний, или были ориентированы сначала на какой-либо один тип месторождений, а затем на другой, требующий уже иной методики поисков и разведки или иных технических средств. Для прогнозов результатов поисково-разведочного бурения в таких районах возникает необходимость введения дополнительного понятия, ограничивающего трехмерное нефтегазоносное пространство таким образом, чтобы к нему могла быть применима функция  $y = cxe^{-(ax^2 + bx)}$  для описания динамики эффективности. В советской геологической литературе получило распространение понятие о направлении геологоразведочных работ.

Под направлением геологоразведочных работ на нефть (и газ) следует понимать совокупность однотипных месторождений (открытых и неоткрытых или предполагаемых), поиски и разведка которых ведутся по единой методике (и единым комплексом технических средств), которые сосредоточены в одном нефтегазоносном этаже и в пределах одной тектонической зоны, включающей один или несколько смежных структурных элементов.

Направление как совокупность месторождений или залежей не следует противопоставлять трехмерному пространству, заключающему эти скопления. Геологическое пространство, объем стратосферы, содержащий месторождения, также следует именовать направлением работ. Важно подчеркнуть, что направление геологоразведочных работ не только должно предусматривать пространственную близость открытых и неоткрытых месторождений (залежей), нахождение их внутри определенных границ трехмерного пространства, но, кроме того, характеризоваться принципиальной однотипностью скоплений, обеспечивающей возможность их поиска и разведки по единой методике и технологическими средствами одного поколения. При этом единство типа строения залежей или месторождений (о типе строения всегда можно судить более определенно, чем об условиях образования скоплений) и единство методики и средств ведения поисково-разведочных работ следует поставить на первое место в определении границ направления: эти признаки контролируют объединение в едином направлении ряда смежных структурных элементов или диктуют распределение

одного более крупного элемента на части, эти признаки определяют и стратиграфический объем направления.

Примерами направлений могут служить: комплекс миоценовых отложений Грозненского нефтеносного района, объединяющего Терскую и Сунженскую антиклинальные зоны, а также погребенные антиклиналы Притеречной полосы; юрские и меловые отложения (вместе) Бухарской ступени Амударьинской синеклизы (Узбекистан); подсолевые отложения северо-западной части Чарджоуской ступени (и отдельно) юго-восточной части ступени — Култакский выступ и Бешкентский прогиб (Узбекистан и Туркмения); девонские терригенные отложения в пределах грабенообразных прогибов на так называемом юго-восточном склоне Русской платформы (Башкирия); верхнедевонско-каменноугольные отложения биогермных структур Камско-Кинельской системы прогибов (Пермская, Куйбышевская, Оренбургская область, Удмуртская, Татарская, Башкирская АССР).

Направления как части трехмерного пространства, содержащие совокупности месторождений, могут сменять друг друга по вертикали или по латерали. Их границами при этом являются стратиграфические поверхности и границы тектонических зон.

Наконец, следует отметить, что, помимо естественных геологических границ (простых или сложных), направления могут иметь ограничения, связанные с использованием в поисково-разведочных работах различных технических средств. Эти ограничения могут определяться, например, глубиной размещения залежей.

Критериями правильности определения объема направления является применимость к выбранной совокупности скоплений (геологическому пространству, содержащему эту совокупность залежей) моделей, предложенных М.К. Хаббертом и группой исследователей ИГиРГИ.

Зависимость начальных разведанных запасов направления от накопленного объема поисково-разведочного бурения аппроксимируется функцией

вида  $y = c \left[ 1 - \left( \frac{x - b}{a} + 1 \right) \right] e^{-\frac{x - b}{a}}$  со следующим значением переменных

и постоянных:  $y$  — начальные разведанные запасы;  $x$  — накопленный объем бурения;  $a$  — объем, затраченный от получения первого прироста запасов до достижения максимальной эффективности;  $b$  — объем, затраченный до получения первого прироста;  $c$  — начальные потенциальные ресурсы — и характеризуется графиком, имеющим в первом приближении вид одной ветви параболы. Появление после выполаживания кривой нового подъема служит указанием на несоблюдение требований, предъявляемых к единому направлению.

Помимо обычных направлений, в некоторых случаях могут быть выделены генерализованные направления. Под последними следует понимать совокупность направлений, поисково-разведочный процесс в которых развивается так же, как и в пределах элементарного направления. Иначе говоря, генерализованные направления, охватывающие крупные объемы нефтегазоносных пород, например нефтегазоносные провинции в целом, включающие в себя тысячи месторождений, удовлетворяют изложенным выше статистическим критериям. Возможность рассматривать нефтегазо-

носную провинцию (бассейн) как единое генерализованное направление возникает при оптимальном проведении геологоразведочных работ на нефть (ГРРн).

Высокий уровень связи между удельными приростами запасов и освоением ресурсов и универсальность вида этой связи для различных нефтегазоносных районов позволяют использовать ее в практике планирования освоения неразведанных ресурсов нефти – планирования прироста запасов нефти промышленных категорий.

Результаты исследований главным образом последнего десятилетия убедительно показали, что при планировании результатов геологоразведочных работ на перспективу нельзя пользоваться ни текущим значением удельных приростов, ни усредненным значением удельных приростов за предыдущий период. Выявленная закономерность изменения эффективности в ходе освоения начальных потенциальных ресурсов является основой для более корректного прогнозирования удельных приростов на перспективу. Теоретически такой прогноз может быть дан как аналитическим, так и графическим путем.

Графический способ прогноза удельных приростов запасов нефти наиболее удобен и сводится к построению графиков типа "удельный прирост запасов – разведанность начальных потенциальных ресурсов" или графиков сложного типа, в которых к предыдущему типу графиков добавляется ось кумулятивных объемов глубокого бурения, законченных строительства скважин или накопленных денежных затрат.

Прогнозная часть кривых первого типа графиков строится по вышеуказанным закономерностям и является базой для расчета прогнозной части кривых второго типа (зависимость кумулятивных материально-технических средств и денежных затрат от разведанности НПП). Таким образом, удельные приросты запасов увязываются с неразведанными ресурсами и с материально-техническими и денежными затратами.

Дальнейшее решение задач прогноза осуществляется либо по заданным во времени материально-техническим или денежным затратам, либо по заданным приростам запасов нефти (газа) во времени. Такой подход к прогнозированию позволяет достаточно достоверно определить ряд важных показателей геологоразведочных работ в перспективе, которые могут быть положены в основу геолого-экономической оценки оставшихся неразведанных ресурсов нефти и газа. Указанные графики позволяют решить задачу оптимизации работ или рационального размещения натуральных и денежных затрат по направлениям геологоразведочных работ. При этом рациональным признается такой вариант прогноза, в котором максимальные материально-технические затраты предусматриваются в районах (или направлениях) с максимальными удельными приростами запасов. Для уточнения геологического прогноза должны быть учтены необходимые ограничения, отражающие особенности поисково-разведочного процесса на конкретных направлениях работ, возможные темпы наращивания объемов бурения или возможные темпы перевода неразведанных ресурсов в запасы промышленных категорий.

Вопросы прогнозирования показателей освоения ресурсов, косвенно связанных с объемами геологоразведочных работ, не получили еще прак-

тического решения (средний размер запасов нефти месторождений, коэффициент нефтеотдачи, коэффициент успешности и др.). Рассмотрим основные пути их решения.

Прогнозирование количества неоткрытых месторождений и их запасов статистическими методами может ставиться в разных ситуациях различно. Как уже отмечалось выше, условия геологоразведочного процесса таковы, что самые крупные месторождения открываются на его сравнительно ранней стадии. Поэтому для районов или направлений с высокой степенью разведанности НПР можно полагать, что группы (классы) самых крупных месторождений или залежей разведаны полностью. Зная запасы этих групп, можно определить вид функции распределения месторождений в области больших значений запасов. Если далее задаться каким-либо аналитическим видом функции распределения, то можно найти ее параметры по этому известному участку так, чтобы расчетная кривая наилучшим образом совпала с фактической. При этом удобнее задаваться функцией распределения не числа месторождений, а суммарных запасов группы. Аналитический вид функции плотности распределения может выбираться различно. Была рассмотрена возможность прогнозирования распределения по размерам залежей, входящих в оценку НПР, на основе логнормального и степенного законов для некоторых районов Волго-Уральской провинции. Для определения параметров логнормального распределения может быть предложен простой графический способ. Прогнозирование распределения залежей или месторождений по величине запасов в слабо разведанных районах (подсчетных участках прогноза) можно производить, основываясь на принципе геологической аналогии, предполагая, что распределения месторождений по размерам в "аналогичных" участках (районах, направлениях) подобны.

Возможность прогнозирования распределения текущего прироста запасов по размерам месторождений основывается на статистической закономерности постепенного уменьшения запасов открываемых месторождений и залежей. Такое прогнозирование производится путем экстраполяции существующих закономерностей, т.е. возможно лишь для районов со сравнительно высокой степенью разведанности НПР.

Одним из возможных способов прогнозирования является экстраполяция среднего размера открытия за некоторый период. При этом следует анализировать и экстраполировать динамику среднего логарифма открываемой залежи (месторождения) и среднего квадратичного отклонения логарифма размера. Эти величины изменяются сравнительно монотонно и по ним можно восстановить распределение по размерам предполагаемых к открытию за планируемый период месторождений.

Прогноз возможен также путем экстраполяции кривых зависимости открываемых за некоторый (например, 5-летний) период запасов или числа месторождений различных по величине запасов групп (классов) от степени разведанности НПР, объема бурения или времени. Такие кривые для каждого класса размеров имеют качественно такой же вид, как и кривые изменения суммарного прироста запасов: вначале наблюдается рост объема открытий до некоторого максимума, затем падение.

Прогнозирование числа и запасов открытий в зависимости от объема бурения или времени может производиться с использованием аналитичес-

ких зависимостей типа кривых, предложенных выше для описания зависимости суммарных разведанных запасов от объема бурения.

Прогнозирование соотношения между "пустыми" (непродуктивными) и продуктивными месторождениями (структурами) связано с необходимостью уточнения некоторых понятий. В практике геологоразведочных работ понятие "коэффициент успешности" открытия месторождений отвечает доле открытых нефтяных месторождений в совокупности площадей, получивших оценку глубоким поисковым бурением. Величина этого коэффициента определяется коэффициентом подтверждаемости структур и теоретическим коэффициентом успешности; последний отражает естественное соотношение между пустыми и продуктивными структурами и равен доле открытых месторождений в совокупности подтвердившихся структур. Прогнозирование коэффициента успешности требует оценки влияния научно-технического прогресса, например в связи с внедрением методов прямого прогнозирования залежей нефти.

На возможность прогнозирования теоретического коэффициента успешности указывают Н.А. Крылов и М.П. Михайлова (1981 г.). Характерной особенностью районов с высокой степенью освоенности ресурсов является уменьшение коэффициента нефтеотдачи залежей нефти открываемых месторождений и как следствие – увеличение доли геологических запасов, которые планируется оставить в недрах. Так, в одном из хорошо изученных регионов в начальный период активного освоения ресурсов 96% месторождений имели коэффициент нефтеотдачи  $> 0,4$ . В дальнейшем, по мере увеличения числа средних и мелких месторождений, наблюдалось снижение коэффициента нефтеотдачи, вследствие чего в последние годы коэффициент нефтеотдачи  $< 0,4$  имеет около 40% месторождений.

Снижение коэффициента нефтеотдачи связано с уровнем разведанности ПНР и обусловлено как усложнением строения залежей нефти, так и их небольшими размерами. Последнее ограничивает возможности применения методов искусственного воздействия на пласт. Этот факт необходимо учитывать при геолого-экономическом анализе неразведанных ресурсов.

Разработанной методики прогноза качества коллекторов неразведанных месторождений пока не существует. Коллекторские свойства могут прогнозироваться на основе физико-геологических закономерностей, устанавливаемых в результате детального изучения коллекторов рассматриваемого района. Для терригенных первично поровых коллекторов существует закономерное уменьшение пористости с глубиной погружения.

Для прогнозирования таких свойств нефтей, как плотность, вязкость, содержание серы и других, также пока не существует разработанной методики. По-видимому, такая методика должна основываться на статистических корреляционных зависимостях параметров нефти от температуры, глубины, стратиграфической приуроченности и т.д. для каждого района. С различной степенью точности в разных районах могут быть получены статистические закономерности, в соответствии с которыми свойства нефтей близки в пределах отдельных тектонических элементов или стратиграфических комплексов. Например, в девонских отложениях Волго-Уральской провинции обнаруживаются статистически значимые различия в вязкости и плотности нефтей отдельных тектонических элементов, в

Восточном Предкавказье вязкость нефтей в триасовых отложениях значительно выше, чем в меловых или юрских.

Особое место в комплексе геолого-экономических показателей освоения неразведанных ресурсов занимают денежные показатели, которые в наиболее обобщенном виде позволяют соотнести планируемые затраты с конечным результатом — прогнозируемыми объемами подготовки промышленных запасов нефти на отраслевом и народнохозяйственном уровнях.

В нефтедобывающей промышленности денежные геолого-экономические оценки НР можно подразделить на две группы. Первую составляют оценки, базирующиеся на планируемых во времени технико-экономических показателях подготовки запасов. Обычно такие оценки используются при составлении долгосрочных программ развития отраслей народного хозяйства и выполняются коллективами геологов, буровиков, разработчиков, экономистов. Вторую группу составляют денежные оценки, где динамика изменений увязывается только с геологическими условиями, среди которых главное место занимает освоенность ресурсов. Расчеты в этом случае не связываются со временем, а исходные базовые денежные оценки принимаются в соответствии с текущим уровнем техники, технологии и организации работ.

Оценки ресурсов, учитывающие только изменение геологических условий, являются основой последующих комплексных долгосрочных программ освоения НР. Разработка методов таких оценок проводится ИГиРГИ и геологическими отделами НИПИ, а комплексная экономическая оценка как часть долгосрочных отраслевых программ возглавляется ВНИИОЭНГом.

При геолого-экономическом анализе НР наиболее часто используются два вида денежных оценок: 1) удельные затраты капитальных вложений и госбюджетных ассигнований на подготовку 1 т промышленных запасов нефти; 2) денежная оценка потенциального народнохозяйственного эффекта, который может быть получен от использования 1 т ресурсов нефти (или величина народнохозяйственного эффекта на рубль затрат).

Оценка эффективности денежных затрат на отраслевом уровне проводится по их величине на подготовку 1 т запасов, которую обычно называют стоимостью подготовки запасов. Стоимость подготовки запасов по направлению ГРРн (при условии применения рациональной методики ГРРн) определяется: затратами на региональные работы и подготовку структур, себестоимостью 1 м глубокого бурения, приростом запасов на 1 м проходки. В настоящее время для нефтегазоносных районов получена зависимость "удельный прирост запасов — освоенность", которая прочно вошла в практику перспективного планирования ГРРн, позволяя определить объем подготавливаемых запасов и требуемые для этого натуральные затраты — объемы глубокого бурения. Однако переход от натуральных затрат к денежным требует привязки к конкретному периоду времени с использованием планируемых и прогнозируемых технико-экономических показателей глубокого бурения, геофизических работ и структурного бурения.

Оценка прогнозируемой стоимости подготовки 1 т запасов из НР в связи с разведанностью ресурсов проводится на базе достигнутых показателей глубокого бурения и геофизических работ. Для этого используется экстраполяция зависимости "прирост запасов на рубль капитальных вложений —

разведанность ресурсов”, а также прогнозируется доля госбюджетных ассигнований.

Денежная народнохозяйственная оценка НР проводится по величине народнохозяйственного эффекта, который можно получить от использования неразведанных ресурсов нефти. Величина народнохозяйственного эффекта определяется по разности потенциальной ценности ресурсов нефти и прогнозируемых затрат на подготовку промышленных запасов, добычу и магистральный транспорт нефти. Сложность задачи многократно возрастает по сравнению с прогнозированием только одной ее составляющей — стоимостью подготовки 1 т запасов нефти.

По вопросу методики народнохозяйственной оценки разведанных ресурсов нефти опубликовано сравнительно много работ, однако официальная методика, которая бы использовалась в практике, в настоящее время нет. Народнохозяйственная оценка неразведанных ресурсов связана с анализом таких факторов, как общий требуемый объем добычи, решение энергетической проблемы, потребность в экспорте нефти, мировые цены на нефть, изменение структуры химической промышленности, темпы развития народного хозяйства в целом и др. Первым шагом в разработке методики оценки НР с позиций этих факторов в настоящее время являются денежные оценки на базе замыкающих затрат, которые представляют собой предельно допустимые с народнохозяйственных позиций затраты на прирост 1 т добычи нефти в настоящее время. Разность между ценностью 1 т неразведанных ресурсов (исчисленной в замыкающих затратах) и прогнозируемыми затратами и есть величина народнохозяйственного эффекта, который может быть получен от использования 1 т НР. НХЭ 1 т НР может быть рассчитан с использованием кривых ”эффективность ГРПн — освоенность ресурсов” или по прогнозированию структуры НР по размерам запасов нефтяных месторождений с использованием графиков ”средний размер запасов нефтяных месторождений — освоенность ресурсов”. Первую оценку можно назвать оперативной, а вторую — полной оценкой НХЭ 1 т НР.

Особой проблемой в геолого-экономических исследованиях является оценка предела проведения ГРПн. Эта ситуация возникает в условиях естественного падения эффективности ГРПн при высоком уровне освоенности ресурсов или на начальном этапе поисков и разведки нефти в новом районе. Ряд исследователей стремятся свести решение этой задачи к одной денежной оценке народнохозяйственной эффективности подготовки запасов. Однако в настоящее время, когда денежные оценки весьма несовершенны, делать этого никак нельзя. Заключение о достижении предела и связанного с этим прекращения ГРПн должно быть основано на комплексном анализе особенностей геологического строения и объема неразведанных ресурсов, резервов возможного снижения стоимости ГРПн, возможности сокращения объемов работ за счет совершенствования методики, перераспределения объемов ГРПн между направлениями, оценки добывных возможностей неоткрытых месторождений и путей снижения затрат на их разработку и др. Денежная оценка в этих условиях будет важнейшим, но не единственным показателем.

В настоящее время в ИГиРГИ развиваются методы денежной народнохозяйственной оценки ресурсов как по динамической характеристике валового прироста запасов, так и по размерам запасов месторождений,



прогнозируемых к открытию. Комплексно оба подхода могут быть реализованы на базе геолого-экономических аналогий. Для этого при анализе эталонных участков, используемых при прогнозной оценке, следует также рассматривать экономические народнохозяйственные показатели использования запасов по месторождениям, открытие аналогов которых можно предполагать при неразведанной части территорий (по комплексам).

Нефтедобывающая промышленность в настоящее время вступает в такой этап своего развития, когда многие основные нефтеносные районы характеризуются высокой степенью освоенности НПР. Для поддержания высокого уровня обеспеченности добычи нефти промышленными запасами в этих условиях возникает проблема последовательного увеличения объемов ГРРн. Все это требует резкого повышения качества планирования подготовки запасов и необходимых для этого материальных и денежных средств. Возникает острая необходимость углубления наших представлений о совокупности геолого-экономических показателей НР, установления взаимосвязи между ними и отбора наиболее информативных.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Конторович А.Э., Демин В.И.* Метод оценки количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах. — Геология нефти и газа, 1977, № 12, с. 18–26.
2. *Конторович А.Э., Фогиади Э.Э.* Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981. 123 с.
3. *Крылов Н.А., Михайлова М.П.* Анализ эффективности поисково-разведочного бурения на газ платформенной части Туркмении и Узбекистана. — Нефтегаз. геология и геофизика, 1978, № 12, с. 9–13.
4. *Моделевский М.Ш.* Новое в прогнозировании нефтегазоносности. М.: ВНИИОЭНГ, 1972. 31 с.
5. *Швембергер Ю.Н.* Прогнозирование размеров месторождений нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1978, № 3, с. 57–62.

*Ю.М. Львовский, В.Н. Михалькова*

## МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО КАЧЕСТВА ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

Решение проблемы оценки геолого-экономического качества прогнозных ресурсов поднимает научный прогноз нефтегазоносности на более высокую ступень. Для ее решения необходимо учесть многие факторы, чему может способствовать системный подход.

Верхним уровнем "дерева целей" решения этой проблемы следует считать три подпроблемы: 1) оценку стоимости освоения прогнозных ресурсов; 2) оценку территориального эффекта; 3) оценку народнохозяйственного эффекта.

Проанализируем эти вопросы (см. рисунок). Каждый геолог представляет, что прогнозные ресурсы, расположенные в различающихся геолого-технических условиях, требуют для перевода их в промышленные категории (прироста запасов) различных затрат. Последние зависят в общем виде от глубины их залегания, степени освоения начальных потенциальных ресурсов, стоимости строительства скважин и др. Обобщенным выражением всех этих факторов можно считать показатель оценки экономической эффективности освоения прогнозных ресурсов – затраты на 1 т (тыс. м<sup>3</sup>) прироста запасов нефти (газа). Для его определения необходимо знать ожидаемую эффективность поисково-разведочного бурения (прирост запасов на 1 м проходки) и стоимость 1 м проходки скважин. Из указанных показателей наибольшее значение имеет первый. Для его определения целесообразно воспользоваться методикой, утвержденной и разработанной ИГиРГИ совместно с геологическим управлением МНП, согласно которой прогнозируется эффективность поисково-разведочного бурения в зависимости от степени освоения начальных потенциальных ресурсов. Что же касается стоимости 1 м бурения на предстоящие 15–20 лет, то эта величина по отдельным районам приводится во всех схемах развития нефтегазодобывающей отрасли до 2000 г.

Оценка территориального эффекта прогнозных ресурсов может быть сведена к показателям геологической эффективности бурения, о которой сказано выше, и величины возможного прироста запасов нефти и газа в следующей пятилетке за счет прогнозных ресурсов. Второй показатель, предложенный А.А. Аксеновым, Ю.М. Львовским и В.Е. Лещенко, пока не находит применения в практике планирования геологоразведочных работ. Как показал анализ, реально возможный прирост запасов нефти (газа) за счет прогнозных запасов зависит от величины прогнозных ресурсов, степени их достоверности и возможных темпов перевода прогнозных ресурсов в промышленные категории. Под их достоверностью понимается отношение подготовленных запасов категории С<sub>3</sub> к величине неразведанных потенциальных ресурсов. Более сложно определить коэффициент темпа перевода прогнозных запасов в промышленные категории. Используемые в публикациях эмпирически взятые его значения нас уже удовлетворить не могут.



Схема определения геолого-экономического качества прогнозных ресурсов

Оценку народнохозяйственной эффективности прогнозных ресурсов следует свести к двум показателям: оценке возможной добычи в следующей пятилетке за счет прогнозных ресурсов и оценке технологического-экономического рентабельного использования прогнозных ресурсов.

Первый из предложенных показателей подробно проанализирован в указанной выше статье. Его величина зависит от количества подготовленных запасов нефти (газа) за счет прогнозных ресурсов и коэффициента, выражающего добычу, которую предполагается получить за следующую пятилетку из 1 т запасов, приращенных за счет прогнозных запасов. Эту зависимость можно легко преобразовать в величину добычи, которую можно получить в следующей пятилетке из 1 т прогнозных ресурсов.

Теперь некоторые соображения общего порядка. Как известно, количественный прогноз нефтегазоносности стал необходимой базой для 5-летнего планирования геологоразведочных работ на всех уровнях от производственных объединений до плановых органов. В настоящее время возникла необходимость учитывать не только количество прогнозных ресурсов, но и их геолого-экономическое качество. Однако для территориального и народнохозяйственного планирования анализируемые показатели имеют различное целевое значение. Это различие необходимо учитывать и в методах оценки геолого-экономического качества прогнозных ресурсов.

Применительно к количественной оценке перспектив нефтегазоносности специфика дифференцированного подхода нами докладывалась в 1981 г. на всесоюзном семинаре "Пути повышения достоверности прогнозных оценок нефтегазоносности". Аналогичная дифференциация должна проводиться при оценке геолого-экономического качества прогнозных ресурсов. Так, для территориального планирования объектами анализа должны быть отдельные поисковые направления и районы нефтегазогеологического районирования. Соответственно основными для них должны быть показатели территориального эффекта.

Для народнохозяйственного планирования, при котором объектами

являются административные области и республики, геолого-экономическое качество прогнозных ресурсов должно определяться на основе показателей народнохозяйственного эффекта и стоимости освоения прогнозных ресурсов.

Для отраслевого планирования набор показателей геолого-экономического качества прогнозных ресурсов в принципе должен отличаться как от территориального, так и от народнохозяйственного планирования.

Все поднятые вопросы количественной оценки и геолого-экономического качества прогнозных ресурсов применительно к территориальному, отраслевому и народнохозяйственному планированию должны быть фрагментами научной методики комплексного прогноза нефтегазодобываемости.

Учитывая отсутствие подобного опыта в мировой практике, сложность разработки такой методики и большую практическую ее ценность, необходимо в ближайшие годы создать межведомственную целевую программу для решения этой задачи.

УДК 553.98.044.003.1:519.2

*Ю.А. Зенков, Л.Л. Рувинский*

#### К ВОПРОСУ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Планированию и широкомасштабной постановке поисково-разведочных работ на нефть и газ должна предшествовать экономическая оценка возможных последствий освоения углеводородного сырья данного региона, которая, по сути дела, является характеристикой геолого-экономического качества ресурсов. Это в равной (или большей) степени относится к слабоизученным территориям, таким, как нефтегазоперспективные области Сибирской платформы, в большинстве из которых не только еще не ведется добыча, но даже разведанные запасы либо составляют незначительную долю начальных ресурсов, либо отсутствуют совсем.

Первая (и наиболее важная) оценка возможностей освоения региона должна быть выполнена на базе прогнозных ресурсов, определенных по результатам региональных геолого-геофизических работ. При этой оценке следует учитывать специфические особенности геологоразведочного процесса, основная из которых заключается в стохастическом характере результатов нефтегазопоисковых исследований. Поэтому экономические последствия всего процесса должны определяться вероятностными характеристиками с оценкой их достоверности. Особое внимание необходимо уделить поисковым стадиям, которые, несмотря на сравнительно небольшой удельный вес в общем объеме затрат, определяют объемы работ всех последующих стадий и конечный результат всего геологоразведочного процесса в целом. Известно, что наиболее крупные месторождения открываются в начальные периоды изучения территории, и, начиная с некоторого момента, результативность поисков и разведки начинает снижаться по мере истощения невыявленных запасов. Поэтому

при экономической оценке ресурсов слабоизученных регионов возникает вопрос определения оптимальных объемов поисковых работ. -

"Исходные методические положения по экономической оценке прогнозных ресурсов нефти и газа", принятые в ноябре 1981 г., отмечая важность данного момента, не дают удовлетворительных путей его решения, кроме указания о необходимости учета объемов работ, связанных с пустыми и неподтвердившимися объектами, с помощью коэффициента успешности. Более полно этот вопрос (и некоторые другие) может быть разрешен при рассмотрении статистико-вероятностной модели поисково-разведочного процесса, основанной на распределении месторождений (залежей) по величине запасов.

В отделе экономики СНИИГГиМС предложен показатель экономической эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ [4], представляющий собой величину суммарного ожидаемого эффекта от освоения ресурсов, отнесенную на единицу площади территории и определенную как разность между стоимостью освоенных углеводородов и затратами на геологоразведочные работы, эксплуатацию месторождений и транспортировку сырого продукта.

Определение этого показателя осуществляется на базе начальных потенциальных ресурсов нефтегазозоносного бассейна. Расчет ожидаемого объема освоенных ресурсов нефти и газа и всех видов ожидаемых затрат выполняется на основе статистико-вероятностных методов.

Сущность предлагаемого показателя позволяет ему выступать в качестве критерия оптимизации основных параметров методики, определяющих объем поисковых работ: плотности сети наблюдений при выявлении структур; плотности сети наблюдений при подготовке структур к глубокому бурению; количества поисковых скважин на одну структуру, а также выбора рационального комплекса методов поисков и детализации структур.

Наконец, данный показатель представляет собой, как уже отмечалось, величину суммарного ожидаемого эффекта от освоения нефтегазоперспективного региона и, следовательно, может служить основой для экономической оценки прогнозных ресурсов.

Вероятностно-статистическая модель геологоразведочного процесса, используемая для определения показателя ( $\mathcal{E}$ ), в общем виде может быть представлена так:  $\mathcal{E} = A - V_T - V_D - V_{\text{эб}} - V_T$ , где  $A$  — стоимостное выражение (ценность) той доли начальных потенциальных ресурсов, которая будет обнаружена и добыта при полном освоении региона;  $V_T$  — затраты на геологоразведочные работы;  $V_{\text{эб}}$  — затраты на эксплуатационное бурение;  $V_D$  — затраты на добычу;  $V_T$  — затраты на транспортировку нефти и газа к местам потребления (затраты индексов  $V$  включают в себя как текущие, так и капитальные).

В свою очередь геологоразведочные работы подразделяются, согласно схеме стадийности [2], на четыре стадии:  $V_T = V_{\text{ри}} + V_{\text{пс}} + V_{\text{дс}} + V_{\text{пб}} + V_{\text{рб}}$ , где  $V_{\text{ри}}$  — затраты на региональные геолого-геофизические работы;  $V_{\text{пб}}$  — затраты на поиски месторождений или залежей нефти и газа (поисковое бурение);  $V_{\text{рб}}$  — затраты на разведку месторождений (разведочное бурение); при этом вторая стадия (подготовка площадей к поисковому бурению) разбита на две подстадии по рекомендациям Э.А. Базанова и др.

[1];  $V_{\text{пс}}$  — затраты на поисковые работы по выявлению нефтегазоперспективных структур;  $V_{\text{дс}}$  — затраты на детальные работы по подготовке структур к поисковому бурению.

Расшифровка членов формулы выглядит так:  $V_{\text{пс}} = b_{\text{пс}}\eta$ ;  $V_{\text{дс}} = b_{\text{дс}} \int_0^b \kappa \int_s^a \psi S \eta_{\text{д}} dS$ ;  $V_{\text{пб}} = b_{\text{пб}} h_{\text{пб}} \kappa \int_0^b f_s \psi m dS$ ;  $V_{\text{эб}} + V_{\text{рб}} = (b_{\text{эб}} h_{\text{эб}} \eta_{\text{эб}} + b_{\text{рб}} h_{\text{рб}} \eta_{\text{рб}}) \kappa \int_0^b \int_0^a \psi P S ( \int_0^a f_{\text{qs}} dq ) dS$ ;  $A - B - V_{\text{д}} = (\alpha - \beta_{\text{т}} - \beta_{\text{д}}) \mu \kappa \int_0^a \psi P \times \int_0^a f_{\text{qs}} q dq dS$ , где  $b_{\text{пс}}$ ,  $b_{\text{дс}}$ ,  $b_{\text{пб}}$ ,  $b_{\text{рб}}$ ,  $b_{\text{эб}}$  — стоимость выполнения единицы соответствующих работ;  $\eta$ ,  $\eta_{\text{д}}$ ,  $\eta_{\text{рб}}$ ,  $\eta_{\text{эб}}$  — плотность сети наблюдений соответствующих видов работ;  $m$  — количество поисковых скважин на одну структуру;  $h_{\text{пб}}$ ,  $h_{\text{рб}}$ ,  $h_{\text{эб}}$  — средняя глубина поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин;  $\beta_{\text{т}}$ ,  $\beta_{\text{д}}$  — затраты на транспортировку и добычу 1 т нефти (1000 м<sup>3</sup> газа);  $\alpha$  — цена 1 т нефти (1000 м<sup>3</sup> газа);  $\kappa$  — плотность структур;  $\mu$  — коэффициент извлечения нефти (газа);  $S$  — площадь структуры;  $q$  — геологические запасы залежи (месторождения) нефти или газа;  $0-b$  — диапазон изменения площадей структур;  $0-a$  — диапазон изменения геологических запасов залежей (месторождений) нефти или газа;  $f_s$  — плотность вероятности распределения структур по величине площади;  $f_{\text{qs}}$  — плотность вероятности двумерного распределения продуктивных структур по величине площади и залежей (месторождений) нефти или газа по величине запасов;  $\psi$  — вероятность обнаружения структуры при поисках структур;  $P$  — вероятность обнаружения залежи (месторождения) нефти или газа поисковым бурением.

Основой рассматриваемой модели является закон распределения залежей (месторождений) нефти и газа по величине запасов. Этот закон обсуждается в работах В.И. Шпильмана [8, 9], А.Э. Конторовича, В.И. Демина [5] и других, где дан анализ большого фактического материала и получены ценные результаты. Однако распределением вероятностей, которое в полной мере удовлетворяет свойствам данной случайной величины, по нашему мнению, является лишь так называемое  $\beta$ -распределение первого рода [3], плотность вероятности которого  $f(q) = Cq^{\alpha-1}(a-q)^{\beta-1}$ , при  $0 < q < a$ ,  $0 < \alpha < 1$ ,  $\beta > 2$ .

Для построения модели начальные потенциальные ресурсы нефтегазозноного бассейна (каждого комплекса бассейна) представляются в виде совокупности залежей (месторождений) с помощью заданного распределения  $f(q)$ . Этой совокупности залежей ставится в соответствие совокупность нефтегазоперспективных структур в виде распределения вероятностей встречаемости структур различной площади  $f_s$ . Далее в зависимости от характера поведения коэффициента продуктивности структур строится совместная двумерная совокупность продуктивных структур и залежей  $f_{\text{qs}}$ .

Следующим ключевым моментом построения модели является определение вероятностей обнаружения структур  $\psi$  и залежей  $P$ .

Вероятность обнаружения структуры можно представить как произведение двух вероятностей  $\psi = \psi_{\text{пер}}(S, \eta) \times \psi_{\text{пер/обн}}(S, D, \sigma)$ , где

$\psi_{\text{пер}}(S, \eta)$  – вероятность пересечения структуры поисковым профилем;  
 $\psi_{\text{пер/обн}}(S, D, \sigma)$  – условная вероятность обнаружения структуры;  
 $D$  – амплитуда структуры;  $\sigma$  – среднеквадратичная погрешность определения глубины до прослеживаемого горизонта поисковым методом.

Определение вероятности пересечения  $\psi_{\text{пер}}(S, \eta)$  не вызывает затруднений. Что касается условной вероятности обнаружения структуры  $\psi_{\text{пер/обн}}(S, D, \sigma)$ , то ее можно приближенно оценить, задавшись распределением (нормальным) ошибок измерений поискового метода.

Вероятность обнаружения залежи представляется суммой произведений

$$P = \sum_{i=1}^m P_{\text{стр}}(S, \eta_d, \sigma_d, \theta_i) P_{\text{зал/стр}}(i), \text{ где } P_{\text{стр}}(S, \eta_d, \sigma_d, \theta_i) \text{ – вероятность}$$

попадания  $i$ -той поисковой скважины в контур структуры;  $P_{\text{зал/стр}}(i)$  – условная вероятность попадания  $i$ -й поисковой скважины в контур залежи;  $\sigma_d$  – среднеквадратичная погрешность определения глубины до прослеживаемого горизонта детализационным методом;  $\theta_i$  – координаты  $i$ -й поисковой скважины;  $m$  – количество поисковых скважин.

Вопросы определения вероятности попадания скважины в контур структуры достаточно подробно рассмотрены в работах С.А. Скидала и др. [7]. Условная вероятность попадания  $i$ -й скважины в контур залежи может быть приближенно оценена, по нашему мнению, с помощью геометрического распределения [6, с. 574].

Как видно из вышеизложенного, сутью рассмотренной модели является то, что все стадии геологоразведочных работ логически увязаны между собой. Результаты каждой стадии, за исключением региональных геолого-геофизических исследований, определяют объем работ последующей стадии и в конечном итоге объем обнаруженных и добытых запасов углеводородов. Это обстоятельство позволяет определить оптимальные значения параметров  $\eta$ ,  $\eta_d$  и  $m$  обычными способами нахождения максимума функции  $\mathcal{E} = \max: \mathcal{E}'_{\eta} = 0, \mathcal{E}'_{\eta_d} = 0, \mathcal{E}'_m = 0$ .

Решение этой системы дает средние значения параметров  $\eta^{\text{опт}}$  и  $m^{\text{опт}}$ . Для общей экономической характеристики ресурсов этого, видимо, достаточно. Однако при использовании полученных оценок, например, для перспективного планирования, желательно иметь параметры  $\eta_d^{\text{опт}}$  и  $m^{\text{опт}}$ , дифференцированные по размерам структур (площадям). Для этого введем понятие плотности параметра  $\mathcal{E}$  в точке  $S$ :  $e = d\mathcal{E}/dS$ .

По-видимому, если плотности  $e$  примут свои максимальные значения во всех точках  $S$ , то и параметр  $\mathcal{E}$  будет максимален и решение системы уравнений  $e'_{\eta_d} = 0, e'_m = 0$  даст оптимальные значения  $\eta_d^{\text{опт}}(S)$  и  $m^{\text{опт}}(S)$  конкретно для структуры любой заданной площади. А решив уравнение  $\mathcal{E}'_{\eta} \{ \eta_d^{\text{опт}}(S); m^{\text{опт}}(S) \} = 0$ , получим оптимальную плотность поисковой сети  $\eta^{\text{опт}}$ .

Если имеется несколько методов поиска и детализации структур, то, выполнив вышеописанные процедуры для всех возможных сочетаний этих методов, найдем наиболее экономичное решение, которое и определит рациональный комплекс методов. Полученное таким образом максимальное значение  $\mathcal{E}$  является экономической характеристикой ресурсов,

отражающей существующую на данный момент техническую и экономическую ситуацию.

В заключение отметим, что в настоящее время по одному из вариантов алгоритма приближенных вычислений, соответствующему форме, в которой определены начальные потенциальные ресурсы Сибирской платформы на 01.01. 1979 г., составлена и отлажена на гипотетическом примере программа для машины БЭСМ-6. Готовится исходная информация для вычисления экономического эффекта Э по нефтегазоперспективным областям Якутской АССР.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Базанов Э.А., Верещако И.А., Фролов Б.М.* Совершенствование методики и пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Иркутском амфитеатре. – Геология нефти и газа, 1977, № 2, с. 9–13.
2. *Жабров И.П., Абрикосов И.Х., Алексин А.Г.* и др. Составление и пути совершенствования методики поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. – Геология нефти и газа, № 2, с. 9–16.
3. *Зенков Ю.А.* О распределении залежей нефти и газа по величине запасов. – В кн.: Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири. Новосибирск, 1980, с. 43–52.
4. *Зенков Ю.А., Рувинский Л.Л.* Оптимизации сейсморазведочной сети и объемов поискового бурения по критерию ожидаемой экономической эффективности. – В кн.: Геология, условия формирования и методика разведки месторождений нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. Новосибирск, 1978, с. 108–112.
5. *Конторович А.Э., Демин В.И.* Прогноз количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа. – Геология и геофизика, 1979, № 3, с. 29–45.
6. *Корн Г., Корн Т.* Справочник по математике. М.: Наука, 1973. 832 с.
7. *Скидан С.А., Чапковский И.М.* Методические рекомендации по расчету плотности и объемов сейсмических исследований при проектировании детальных структурных работ на нефть и газ. М.: ВИЭМС, 1976. 31 с.
8. *Шпильман В.И.* Методика прогнозирования размеров месторождений. – В кн.: Методика оценки прогнозных и перспективных запасов и обоснование подсчетных параметров. Тюмень, 1972, с. 118–128.
9. *Шпильман В.И.* Количественный прогноз нефтегазоносности. М.: Недра, 1982. 215 с.



*Г.И. Глова*

## ЭКОНОМИКО-СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПРИ ПОДГОТОВКЕ РЕСУРСОВ ГАЗА СЛОЖНОГО СОСТАВА

Одним из важнейших вопросов экономики извлечения полезных компонентов из свободного газа является установление нижнего предела концентрации этих компонентов, при котором их получение и использование рентабельно. Имеющийся отечественный опыт по переработке свободного газа с целью извлечения конденсата, этана, пропана и бутанов, а также имеющиеся зарубежные данные свидетельствуют об экономической целесообразности извлечения этана, пропана и бутанов при концентрации этана в газе не менее 3% и достаточных газовых ресурсах.

Использование природного газа не только как топлива, а и в качестве химического сырья значительно повысит эффективность разработки разведанных ресурсов газа и всех геологоразведочных работ на газ.

Непосредственно вопросами классификации природных горючих газов по их составу, а также вопросами подсчета запасов свободного газа, этана, пропана, бутанов занимались ряд исследователей, в том числе В.И. Ермаков, И.В. Старосельский (ВНИИГАЗ), П.И. Ломако (ВНИИЭгазпром), А.Н. Истомина (УкрНИИГАЗ).

В основу наших исследований по изучению закономерностей распределения концентраций этана, пропана, бутанов в свободном газе ВУНГТ и оценки их ресурсов были положены результаты, полученные по 88 газовым и газоконденсатным месторождениям, находящимся на глубинах от 300 до 5300 м.

Как показали расчеты, в свободном газе ВУНГТ содержится этана 70%, пропана 70%, бутанов 60% от их запасов по республике в целом. Запасы этана и свободного газа сконцентрированы в основном в средних, крупных и крупнейших месторождениях, расположенных в интервале глубин от 3000 до 5000 м.

Анализ остаточных запасов газа по газовым и нефтегазовым месторождениям показал, что они довольно значительны. Наибольшие запасы сконцентрированы в средних, крупных и крупнейших месторождениях.

Распределение запасов пропана и бутанов по интервалам глубин дает основание утверждать, что переработку газа с целью выделения пропан-бутановой фракции экономически выгодно производить с месторождений средних, крупных и крупнейших, расположенных на глубинах от 3000 до 5000 м. Так как крупных и крупнейших месторождений мало, то основной эффект может быть получен при переработке запасов средних месторождений.

В ходе проводимых исследований было также установлено, что процентное содержание этана, пропана и бутанов уменьшается в интервале глубин 3000—4000 м. Это объясняется тем, что к этому интервалу были приурочены (особенности в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины) значительные запасы так называемого "сухого" газа, т.е. газа

с низким (но все же пригодным к промышленной переработке) процентным содержанием этана, пропана и бутанов. В основном же процентное содержание компонентов с увеличением глубины залегания запасов увеличивается. Проведенные исследования дают основание утверждать, что часть разведанных на больших глубинах месторождений природного газа, которые по своим запасам считаются экономически невыгодными к разработке, при комплексной переработке их запасов могли бы быть введены в разработку и быть экономически выгодными.

Для подтверждения этого тезиса нами были рассмотрены разведанные месторождения газа, которые подготовлены, но не введены в разработку на 01.01. 1982 г.

Установление экономической значимости разведанных, но не введенных в разработку ресурсов природного газа дает возможность наметить первоочередные объекты к вводу в разработку, определить потенциальную прибыль, которая может быть получена при комплексной переработке добываемого газа.

В качестве критерия экономической значимости этих месторождений принимается величина потенциальной прибыли [2], которая может быть получена системой сопряженных отраслей в результате извлечения и переработки их запасов по формуле:  $P = (\Pi - \sum_{i=1}^5 C_i)Q$ ; где  $P$  – потенциальная прибыль, руб.;  $\Pi$  – промышленная ценность газа 1000 м<sup>3</sup>/руб.;

$Q$  – объем добычи газа, млрд. м<sup>3</sup>;  $\sum_{i=1}^5 C_i$  – суммарная себестоимость: поисков, разведки, добычи, транспорта и переработки газа 1000 м<sup>3</sup>/руб.

Анализ показал, что если добытый газ не перерабатывать на газохимическом заводе, то потенциальная прибыль увеличивается пропорционально запасам свободного газа по месторождениям. При переработке газа потенциальная прибыль увеличивается по мельчайшим месторождениям в среднем на 45,6%, по мелким – на 24%, по средним – на 26,2%.

Учитывая полученные результаты, необходимо отметить, что экономическая значимость всех месторождений при комплексной переработке их запасов значительно возрастает. Особенно это важно для мелких месторождений, так как зачастую большие капиталовложения при их поиске и разведке сводят на нет эффективность разведанных и подготовленных к разработке ресурсов.

Проделанный анализ дает возможность при вводе месторождений в эксплуатацию с учетом переработки их запасов выделить первоочередные объекты. В пределах Восточно-Украинской нефтегазоносной территории такими месторождениями являются Яблуновское, Березовское, Восточно-Полтавское, Чутовское, Богатойское, Васильевское, Мильковское и т.д.

Восточно-Украинская нефтегазоносная территория подразделяется на три зоны распределения запасов свободного газа: юго-восточную, центральную и северо-западную.

Большинство из начатых к первоочередной разработке газовых месторождений принадлежит в проведенных исследованиях центральной зоне. Отсюда можно сделать вывод о перспективности центральной зоны

на разработку газовых месторождений с учетом сложного вещественного состава ее запасов.

В проведенных исследованиях дважды рассчитывался коэффициент общей эффективности капитальных вложений: для газа, который не перерабатывается, а используется как топливо ( $K_1$ ), и для газа, который мог бы быть переработан на газохимическом комплексе ( $K_2$ ).

Анализ полученных результатов показал, что при сохранении промышленной цены на газ и продукты его переработки на уровне, установленном в начале 1982 г., а также при полной добыче остаточных запасов по месторождениям коэффициент общей экономической эффективности по месторождениям Харьковского газопромыслового управления (ХГПУ) повысится при переработке в среднем на 6%, а по месторождениям Полтавского (ПГПУ) — в среднем на 18,8%.

Месторождения природного газа, разрабатываемые ПГПУ, содержат большой процент тяжелых компонентов этана, пропана, бутанов и поэтому являются более перспективными для переработки, чем месторождения ХГПУ.

Экономическая значимость разведанных ресурсов газа значительно повышается при комплексной их переработке, а это дает возможность выработать следующие практические рекомендации:

— наметить первоочередные объекты, подлежащие разработке с учетом переработки их запасов на газохимических комплексах по группе разведанных, но не введенных в разработку газовых месторождений;

— обосновать введение в разработку газовых месторождений, запасы которых считались "забалансовыми";

— выделить перспективную зону на территории ВУНГТ;

— выделить из разрабатываемых месторождений те запасы, которые необходимо при переработке использовать в первую очередь;

— повысить эффективность затрат на геологоразведочные работы на газ на 15–18%.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Истомин А.Н., Ломако П.М.* и др. Концентрации и ресурсы этана и других компонентов природного газа газонефтеносных бассейнов Украины. М.: ВНИИЭгазпром, 1982. 44 с.
2. *Лейбсон М.Г., Назаров В.И.* О путях решения проблемы экономической оценки месторождений. — Геология нефти и газа, 1973, № 10, с. 8–10.

*З.А. Куркина*

МЕТОДЫ ОБОСНОВАНИЯ НОРМАТИВОВ  
ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО КАЧЕСТВА  
РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА  
ДЛЯ УСЛОВИЙ КОНКРЕТНОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РЕГИОНА

В условиях ограниченности материально-технических, трудовых и денежных ресурсов, а также естественной ограниченности крупных высокопродуктивных месторождений нефти и газа как текущее планирование, так и долгосрочное прогнозирование геологоразведочных работ в регионе немислимы без определения ряда критерийных (предельных) геолого-экономических величин, определяющих условия эффективной подготовки и освоения нефтегазовых ресурсов.

Необходимость и возможность разработки таких критериев обуславливают две специфические особенности геологоразведочных работ. Во-первых, реализация эффекта, созданного трудом геологоразведчиков, в последующих процессах добычи и переработки нефти ни организационно, ни технически не связана с производством геологоразведочных работ. Это создает известные трудности в определении народнохозяйственной эффективности вложенных средств в геологоразведку, так как широко используемые в практике анализа и оценки геологоразведочных работ отраслевые экономические показатели, такие, как себестоимость подготовки 1 т запасов и прирост запасов на 1 м проходки, оказываются непригодными. Для экономической оценки любого нефтегазосного объекта встает необходимость прослеживания всей цепочки производств от поисков и разведки залежей до возможной будущей эксплуатации месторождений. В то же время такая оценка месторождений является весьма трудоемкой операцией, она требует учета большого количества факторов, сведения о которых на ранних стадиях геологоразведочных работ отсутствуют.

Во-вторых, тесная зависимость экономических показателей разведки и разработки месторождений нефти и газа от геолого-технологических параметров месторождений обуславливает возможность выделения непосредственно геологических критериев, которые в процессе геологоразведочных работ могут служить индикаторами эффективного вложения средств в поиски, разведку и освоение месторождений нефти и газа.

Очевидно, что в соответствии со стадиями геологоразведочного процесса и натурально-вещественной формой продукции этих стадий такими критериями будут: на стадиях подготовки структур и постановки глубокого поискового бурения — параметры ловушек, способных аккумулировать промышленные запасы нефти, а именно — площадь структур, их амплитуда; на стадии разведки месторождений — объем промышленных запасов нефти.

Применительно к более узким задачам, возникающим в процессе геологоразведочных работ, на базе этих основных критериев может быть разработан целый ряд дополнительных предельных геолого-экономических

ких величин, отражающих отдельные стороны поисково-разведочного комплекса работ: максимально допустимая себестоимость подготовки 1 т запасов; минимальный прирост запасов на 1 м проходки и на 1 скважину; предельное количество разведочных скважин на месторождении; предельно допустимая их глубина и др.

Такие критерии являются основой планирования и прогнозирования геологоразведочных работ в регионе, средством разбраковки перспективных структур, экспресс-методом экономической оценки открытых залежей и обоснования кондиций на запасы, указателем своевременного прекращения работ на месторождениях, не эффективных для освоения. И в этой своей функции регуляторов процесса геологоразведочных работ они выступают как нормативы геолого-экономического качества нефтегазовых ресурсов.

Такой системы нормативов мы пока еще не имеем. Больше того, методический аппарат подобных геолого-экономических обоснований недостаточно отработан и не отвечает современным требованиям оптимального отраслевого планирования. В частности, в опубликованной литературе за 1978 г. приведено обоснование, в котором коэффициент эффективности капиталовложений' рекомендуемого варианта предельных запасов нефти месторождений для рассматриваемого региона составил 0,032. Срок окупаемости затрат – более 31 года [8].

М.Г. Лейбсон в 1976 г. предложил формулу для определения минимальных по экономическому критерию запасов нефти месторождений [4]

$$R_{\min} = \left(1 + \frac{E_n}{q}\right) \left(1 + \frac{N_p}{K_{y_{\text{сн}}} + N_p}\right) C_{\text{рс}} / (\Pi_{\text{л}} - Z_{\text{д}})$$
, где  $q$  – среднегодовой темп извлечения запасов;  $N_p, N_r$  – количество поисковых и разведочных скважин;  $C_{\text{рс}}$  – средняя стоимость строительства одной поисково-разведочной скважины;  $K_{y_{\text{сн}}}$  – коэффициент успешности работ в регионе;  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;  $\Pi_{\text{л}}$  – предельная (лимитная) цена предприятий на сырую нефть;  $Z_{\text{д}}$  – приведенные затраты на добычу 1 т нефти.

Здесь определение минимального размера запасов нефти для месторождений базируется на технико-экономических показателях разведки и разработки нефтегазовых объектов в детерминированной форме. Между тем известно, что показатели как разведки, так и промышленной разработки месторождений нефти и газа сами являются функцией ряда геологических параметров и в первую очередь объема содержащихся в них запасов. Очевидно, что указанная математическая модель "работает", если можно так выразиться, при экономической оценке некоторых конкретных месторождений, но не пригодна для разработки нормативов минимальных по экономическим критериям запасов нефти месторождений в геологическом районе.

В дальнейшем указанная формула с некоторыми вариациями повторялась в других работах, не меняя, однако, существа вопроса [2, 5, 7].

Несколько иные формулы определения минимально допустимого с точки зрения народного хозяйства уровня прироста запасов месторождений предложили М.И. Барановский [1], В.И. Назаров и А.В. Куров [6]. Первая из них имеет следующее строение  $Q = \Sigma Z / C$ , где  $\Sigma Z$  – общественно

необходимые затраты труда в разведку и добычу нефти по месторождению;  $C$  — замыкающие затраты на нефть для района.

Вторая выражена соотношением  $R_{\min} \geq [E_i (K_p + K_d + K_t + K_n)] / [q(\Psi - \sum_{i=p}^n C_i)]$ , где  $K_p, K_d, K_t, K_n$  — капитальные вложения соответственно в разведку, добычу, транспорт и переработку запасов нефти;  $\sum_{i=p}^n C_i$  —

суммарная расчетная себестоимость поисков и разведки, добычи, транспорта и переработки 1 т нефти;  $\Psi$  — промышленная ценность 1 т нефти;  $q$  — среднегодовой темп отбора запасов;  $E_i$  — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений в соответствующей отрасли.

Не вдаваясь в подробности рассмотрения самих исходных показателей, отметим, что и эти конструкции нацелены на решение вопросов народнохозяйственной целесообразности освоения некоторых конкретно рассматриваемых месторождений.

Представляется, что при решении поставленной проблемы должны быть соблюдены следующие принципы: 1) адекватность методической конструкции обоснования теории эффективности капитальных вложений, разработанной советской экономической наукой; 2) соблюдение народнохозяйственного подхода; 3) учет специфических особенностей экономики геологоразведочных работ на нефть и газ и смежной с ними отрасли нефтедобычи.

Соблюдение второго принципа обеспечивается прежде всего обоснованием стоимостного критерия эффективности. В качестве такового для нефти нами принят уровень мировых цен. Такой методический подход получил в настоящее время официальную поддержку. Во Временной типовой методике экономической оценки месторождений полезных ископаемых [3] указано: "При определении уровня замыкающих затрат учитывается уровень мировых цен на те виды продукции горнодобывающих отраслей, которые экспортируются (импортируются) нашей страной или могут стать объектом экспортно-импортных операций".

Третий принцип достигается тем, что принимаются во внимание все основные геологические условия, от которых зависят экономические показатели разведки и разработки месторождений. Здесь, очевидно, следует учесть геолого-тектоническое районирование нефтегазоносного региона. Второй важный параметр — глубина залегания залежей. В БССР, например, стоимость строительства эксплуатационных скважин глубиной 3000—4000 и 4000—5000 м соответственно на 41 и 93% выше по сравнению со скважинами в 2000—3000 м.

Цели конкретизации геолого-экономической информации служит и расчет экономических показателей добычи нефти в динамике. При этом изменение технологических и соответствующих им экономических показателей разработки месторождений, по мнению многих исследователей, следует рассматривать за основной период разработки месторождений — примерно 20 лет, в течение которого вырабатывается до 70—80% запасов. Динамические технико-экономические показатели отражают меняющиеся геолого-технологические условия добычи нефти и поэтому являются более достоверной информацией, чем укрупненные средние величины. В этом случае показатели себестоимости и удельных капитальных вложений опре-

деляются как средневзвешенные величины за период разработки месторождений.

Что же касается непосредственных расчетов для условий Припятского прогиба, то в качестве материала для предварительного геолого-экономического анализа использована информация по группе мелких месторождений, различающихся объемом запасов вплоть до самых малых. При этом ввиду отсутствия опыта эксплуатации месторождений особо мелкого масштаба (например, 100–150 тыс. т) "прорисованы" контуры основных технологических параметров разработки подобного гипотетического месторождения.

Информационной базой расчетов служат утвержденные проекты и технологические схемы разработки месторождений, показатели, отобранные по методу аналогии, а также непосредственные расчеты на основании укрупненных нормативов.

В общих затратах по освоению и эксплуатации месторождений учтены затраты на поиски и разведку залежей нефти и газа. Этот вопрос заслуживает особого рассмотрения, так как в экономических обоснованиях эффективных вариантов капиталовложений, связанных с использованием нефтегазовых ресурсов, в зависимости от поставленной задачи он решается по-разному. Так, при выборе очередности вовлечения в эксплуатацию подготовленных месторождений затраты на геологоразведочные работы, как правило, учитываются лишь в размере установленного норматива возмещения затрат. При этом он нередко бывает значительно ниже фактических затрат на подготовку 1 т запасов нефти в регионе. Но в данном случае, когда моментом принятия решений является самое начало поисково-разведочных работ на структуре, необходимые народнохозяйственные затраты, связанные с подготовкой структур, их опосредованным и разведкой открытых залежей, должны быть учтены в самом полном объеме. В обеспечение этого положения считаем необходимым принять в расчет следующее:

— затраты по поискам и разведке непосредственно рассматриваемых месторождений без стоимости продуктивных скважин, передаваемых нефтепромыслу и оцениваемых по стоимости строительства эксплуатационных скважин. При этом количество поисковых и разведочных скважин для оценки месторождений следует принимать с учетом рациональных пределов разведки;

— объем затрат на геолого-геофизические работы на непродуктивных структурах. Стоимость их, очевидно, целесообразно распределять пропорционально запасам продуктивных структур.

С учетом всего вышеизложенного определены затраты на разведку и добычу 1 т нефти по месторождениям в зависимости от извлекаемых запасов нефти соответственно для глубин залегания нефтяных залежей 2000–3000, 3000–4000 и 4000–5000 м. Затем методами математической статистики построены зависимости экономических показателей от геологических параметров месторождений. При этом выбор математической формы связи осуществлен эмпирически. Полученное уравнение регрессии имеет вид  $\Pi = \alpha/Q_n^b$ , где  $\Pi$  — приведенные затраты на разведку и добычу 1 т нефти, руб.;  $Q_n$  — объем извлекаемых запасов нефти месторождений, млн. т;  $\alpha$  и  $b$  — параметры уравнения регрессии.

Подставляя в полученное уравнение регрессии значения максимальных общественно оправданных затрат и решая его относительно  $Q_{и}$ , можно определить минимально допустимый по экономическим критериям уровень извлекаемых запасов нефти в месторождениях для рассматриваемого региона.

Кроме того, на основании фактического материала по региону прослежена связь между площадью структур и геологическими запасами нефти, находящимися в их пределах. С этой целью в пределах Припятского прогиба выделены типы нефтепоисковых объектов и определены зоны их распространения для различных нефтегазоносных комплексов. Выделение этих зон проведено, исходя из приуроченности их к определенным зонам нефтегазонакопления, типам пород, образующих резервуары для скоплений углеводородов. Выделенные зоны различаются среднеарифметическим коэффициентом заполнения ловушек нефтью по группе нефтеносных объектов. Размеры структур определяются по структурным картам.

Статистический анализ, в котором участвовали 20 объектов по межсолевому комплексу и 21 объект по подсолевому, показал, что между площадью структуры и геологическими запасами нефти существует параболическая зависимость типа  $S = \alpha Q_r^B$ , где  $S$  – площадь локальной структуры, км<sup>2</sup>;  $Q_r$  – геологические запасы нефти в залежи, млн. т;  $\alpha$  и  $B$  – параметры уравнения регрессии.

Располагая двумя указанными рядами зависимостей, можно определить для конкретных зон и глубин минимальные размеры нефтеперспективных структур, выше которых они будут рентабельны для подготовки их к глубокому бурению и дальнейшей постановки буровых работ. Для этого необходимо от минимально рентабельных размеров извлекаемых запасов нефти месторождения перейти к геологическим запасам структуры, используя обоснованный коэффициент нефтеотдачи.

Следует отметить, что некоторые перспективные структуры могут содержать скопления углеводородов как в межсолевом, так и в подсолевом комплексе. В этом случае минимальные размеры перспективных структур уменьшатся. При этом величина этого уменьшения будет зависеть от распределения ожидаемых запасов нефти в комплексах и их соотношения в плане.

Рассмотренное решение вопросов геолого-экономической оценки нефтепоисковых и разведочных объектов является одним из путей повышения народнохозяйственной эффективности затрат на подготовку запасов нефти и газа, так как позволяет, с одной стороны, вовлекать в народнохозяйственный оборот мелкие месторождения нефти, расширяя тем самым сырьевую базу нефтедобычи, с другой стороны – дает возможность опосредованно и разведывать лишь те объекты, которые содержат в себе (реально либо в потенци) экономически оправданные с точки зрения предстоящих затрат количества углеводородов.



1. Барановский М.И. Экономическая оценка целесообразности разведки нефтяных и газовых месторождений на больших глубинах. — Экономика нефт. пром-сти, 1977, № 12.
2. Буялов Н.И., Белокопытов В.М., Каганович С.Я. и др. Экономическая эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ. М.: Недра, 1980.
3. Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых. М.: ГКНТ СССР, Госкомцен СССР, 1980.
4. Лейбсон М.Г. К методике расчета нормативов показателей эффективности геологоразведочных работ. — Экономика нефт. пром-сти, 1976, № 12.
5. Лейбсон М.Г., Назаров В.И., Никитин П.Б. и др. Экономические критерии выбора объектов морских геологоразведочных работ на нефть и газ. М.: ВИЭМС, 1979.
6. Назаров В.И., Куров А.В. Методические рекомендации по экономической оценке месторождений нефти и газа шельфовых зон и континентального склона мирового океана. Л.: ВНИГРИ, 1979.
7. Назаров В.И., Никитин П.Б. Методические рекомендации по расчету предельных экономических показателей морских геологоразведочных работ на нефть и газ. Л.: ВНИГРИ, 1976.
8. Томашевич А.В., Юхневич К.Б., Тур З.И. Экономическое обоснование нижнего предела рентабельности промышленной разработки месторождений нефти и газа для условий Припятской впадины БССР. — В кн.: Проблемы экономики геологоразведочных работ. Минск: БелНИГРИ, 1978.

УДК 622.276.1/4.003 (571.1)

*А.Н. Вакулин, А.Г. Халикова*

### ФАКТОРЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С РАЗЛИЧНОЙ ВЕЛИЧИНОЙ И КАЧЕСТВОМ ЗАПАСОВ

Основной целью работы является выявление основных факторов, влияющих на технико-экономические показатели разработки нефтяных месторождений, различающихся величиной и качеством (продуктивностью) запасов, глубиной залегания, промыслово-геологическими параметрами залежей и т. д., обоснование экономической эффективности их разработки при заданных базовых измерителях (закрывающих затратах). Всего было рассмотрено 10 различных типов месторождений, каждый из которых обеспечивал заданную в расчете добычу нефти (30 млн. т). Общая продолжительность расчетного периода в данном варианте развития нефтедобычи составляет 21 год, в том числе 12 лет соответствует периоду достижения максимального уровня добычи нефти и 9 лет — периоду стабильной добычи.

Таким образом, задача заключается в нахождении количества различного типа месторождений, необходимых для реализации заданного варианта нефтедобычи при соответствующих геологопромысловых и технико-экономических условиях; выявлении основных факторов, влияющих на технико-экономические показатели разработки нефтяных месторождений с различной величиной и качеством запасов.

За исходную базу для технико-экономических расчетов приняты кон-

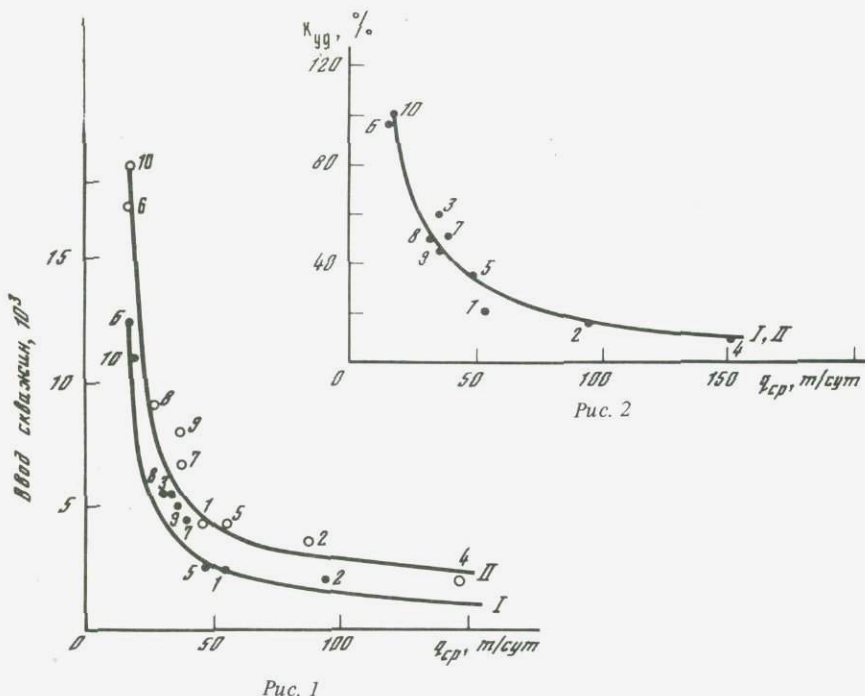


Рис. 1

Рис. 2

Рис. 1. Зависимость между средним дебитом скважин  $q_{cp}$  и вводом добывающих скважин

1–10 – типы месторождений; I–II – периоды добычи нефти: I – растущей, II – растущей и стабильной

Рис. 2. Зависимость между средним дебитом скважин  $q_{cp}$  и удельными капвложениями на 1 т новой мощности  $K_{уд}$

Условные обозначения см. на рис. 1

кретные нефтяные месторождения с различными геологопромысловыми показателями осуществляемых систем разработки: извлекаемыми запасами нефти, входными дебитами, глубинами скважин, плотностью размещения скважин и т. д. Все геологопромысловые показатели для гидродинамических и технико-экономических расчетов представлены в табл. 1. Типы месторождений пронумерованы по мере снижения объемов запасов нефти. Если принять величину запасов в I типе месторождений за 100%, то в X типе запасы составят менее 1%, т. е. в 100 с лишним раз меньше. Начальные среднесуточные дебиты скважин по типам месторождений меняются в широких пределах: от 20 (в VI и X типах) до 300 т/сут (во II и IV типах). Средняя глубина скважин по месторождениям меняется от 2100 до 2850 м. Эксплуатационный фонд скважин на месторождениях X типа пробурен по сетке с плотностью выше, чем на месторождениях VI и VIII типов в 1,6 раза, по остальным месторождениям – в 2,3 раза. Все месторождения эксплуатируются с применением интенсивных систем разработки либо с разрезанием залежи нефти нагнетательными скважинами на отдельные блоки, либо с площадным заводнением.

Таблица 1

Геолого-эксплуатационная характеристика условных типов нефтяных месторождений

Показатели	I	II
Извлекаемые запасы нефти одного месторождения, %	100	84,5
Входной дебит скважин по нефти, т/сут	100	300
Средняя глубина скважин, м	2 600	2 500
Проектный фонд скважин, всего	2376	2687
в том числе эксплуатационный	1658	1825
нагнетательный	633	746
резервный	85	116
Объем эксплуатационного бурения, тыс. м	6178	6717
Плотность сетки размещения скважин, %	100	100
Количество эксплуатационных сеток	2	2
Способ заводнения	3-рядный	3-рядный
Объем поисково-разведочного бурения, тыс. м	88,3	192,5
Удельные запасы нефти на одну эксплуатационную скважину, %	80,7	61,1

В технико-экономических расчетах использовались действующие в отрасли методические указания, инструктивные материалы и нормативные документы, а также опытно-статистические данные по экономике разработки нефтяных месторождений. Результаты расчетов технологических и экономических показателей разработки месторождений, обеспечивающих заданный уровень добычи нефти, приведены в табл. 2. Из табл. 2 видно, что для реализации заданного уровня добычи нефти в 30 млн. т и поддержания его стабильным до конца рассматриваемого периода необходимо ввести в разработку по I типу всего 2 месторождения и 4105 скважин, по X типу — 172 месторождения и 18 724 скважин. Однако минимальное количество скважин для обеспечения заданного уровня отбора будет на месторождениях IV типа — 2211 скважин, у которых запасы почти в 4 раза меньше, чем в I типе месторождений. Соответственно указанным типам меняется суммарное эксплуатационное бурение скважин от 6,3 до 60 млн. м. В VI типе месторождений число пробуренных скважин приближается к максимальной величине, полученной в X типе, — 15 496, хотя запасы нефти по нему в 16 раз больше. Таким образом, ввод скважин в эксплуатацию для обеспечения заданной добычи нефти не зависит от размеров запасов нефти. Величина запасов практически также не влияет и на другие технико-экономические показатели разработки, на что указывает отсутствие явной связи между данными показателями.

Анализ результатов расчетов показывает, что среди всех рассмотренных геологопромысловых факторов преимущественное влияние на технологические и экономические показатели разработки имеет величина дебитов скважин. Подтверждением этому служит тесная статистическая связь между технико-экономическими показателями разработки и средни-

III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
56,4	26,4	17,3	14,5	12,7	5,5	2,7	0,9
77	300	125	20	90	75	65	20
2 850	2 500	2700	2100	2200	2600	2600	2550
2711	541	447	930	642	282	177	128
1513	379	235	635	419	155	97	77
796	115	112	213	173	82	79	30
402	47	100	82	50	45	19	21
7725	1395	1149	2041	1591	795	310	326
100	100	100	69,4	69,4	100	100	44,4
2	2	2	1	2	2	3	1
Площадьной	3- и 5-рядный	3-рядный	Площадной		Площадной	Площадной	Площадной
170,5	32,4	41	55	69,7	17,7	14,1	15,4
46,1	100	93,3	32,9	40,4	46,1	27,8	15,1

ми, дебитами нефтяных скважин, представленная на графиках рис. 1–3. С уменьшением дебитов скважин технико-экономические показатели разработки нефтяных месторождений ухудшаются, так как увеличиваются ввод и эксплуатационный фонд скважин, суммарный объем бурения скважин, удельные капиталовложения, себестоимость 1 т нефти, приведенные затраты и т. д. Однако эти изменения резко выражены при дебитах скважин менее 50–60 т/сут. При дебитах выше указанной величины эти показатели меняются сравнительно незначительно. Кривые зависимости технико-экономических показателей разработки от средних дебитов имеют вид гиперболы, участок которой при дебитах менее 50–60 т/сут круто возрастает при сближении с осью ординат. Таким образом, у месторождений II и IV типов с наилучшими технологическими и экономическими показателями средние дебиты скважин в период растущей добычи нефти имеют наивысшие значения — соответственно 95 и 152 т/сут, в целом за весь рассматриваемый срок разработки — 87 и 147 т/сут. Начальный, или входной, дебит нефтяных скважин на этих месторождениях — 300 т/сут. Соответственно месторождения VI и X типов с наихудшими показателями имеют средний дебит в период растущей добычи и всего рассматриваемого срока разработки 16,4 и 17,9 т/сут. Начальные дебиты скважин, ниже которых месторождения разрабатываются с резким ухудшением технико-экономических показателей, составляют 100–125 т/сут (I и V типы месторождений).

На основе экономико-математического анализа найдены зависимости между технико-экономическими показателями нефтедобычи (удельные капиталовложения, себестоимость, приведенные затраты и др.) и дебитами нефтяных скважин, которые выражаются уравнениями регрессии.

Таблица 2

Технико-экономические показатели варианта развития нефтедобычи (максимальная добыча нефти – 30 млн. т)

Тип месторождения	Количество вводимых месторождений	Ввод добывающих скважин к концу периода	Фонд добывающих скважин к концу периода	Средний дебит скважин по нефти за период, т/сут	Объем бурения, тыс. м
I этап (период растущей добычи)					
IV	3	1 252	993	152	3 659
II	2	2 142	1 661	95,3	6 231
I	2	2 513	1 996	53,5	7 637
V	6	2 570	1 785	48,0	7 956
VII	8	4 407	3 610	39,5	11 677
IX	57	5 126	4 596	36,7	15 093
III	3	5 604	4 400	34,5	18 062
VIII	30	5 549	4 606	31,0	174,05
VI	15	12 258	10 698	17,9	30 177
X	103	11 604	10 079	16,4	37 031
I и II этапы (период растущей и стабильной добычи)					
IV	5	2 211	1 303	147	6 326
II	2	3 621	2 589	87,1	10 036
V	12	4 344	3 076	55,3	13 524
I	2	4 105	3 134	46,1	12 363
VII	11	6 706	4 543	37,3	17 562
IX	77	7 926	5 896	37,1	23 105
III	3	7 399	5 201	32,7	23 670
VIII	42	8 987	6 186	30,9	27 824
VI	24	15 946	13 243	17,9	38 744
X	172	18 724	12 843	16,4	59 977

Результаты проверки на значимость по критерию Стьюдента и высокие значения коэффициентов корреляции позволяют использовать полученные зависимости в практике прогнозных расчетов.

Следует отметить, что зависимость между эффективностью бурения, определяемой отношением вводимых суммарных новых мощностей к объему проходки скважин, и дебитами скважин имеет линейный характер. Из рис. 1, 3 видно, что эффективность бурения прямо пропорциональна дебитам нефти скважин. Данная прямая на графике берет свое начало от пересечения осей координат и неограниченно продолжается с увеличением дебитов скважин. Для данных типов месторождений максимальные значения эффективности бурения по периодам развития нефтедобычи – 17,9–18,9 т/м (IV тип), минимальные – 2,0–2,4 т/м (VI и X типы).

Экономическая эффективность разработки нефтяных месторождений также подчиняется общей закономерности изменения технологических и экономических показателей разработки от дебитов скважин. Так, при нижнем уровне замыкающих затрат (I вариант) наибольшая экономическая эффективность наблюдается по месторождениям II и IV типов и составляет более 5 млрд. руб на первом этапе разработки и 9 млрд. руб за

Суммарные капиталовложения, %	Удельные капиталовложения, %	Себестоимость добычи 1 т нефти, %	Приведенные затраты, %	Экономическая эффективность, млн. руб.	
				I вариант	II вариант
I этап (период растущей добычи)					
6,2	11,3	8,6	9,5	5538	16 541
10,7	17,6	10,4	12,7	5127	16 130
12,8	31,9	18,1	22,6	4770	15 773
13,3	36,2	14,7	21,7	4746	15 749
20,0	50,1	25,4	33,5	3747	14 750
26,4	47,1	31,9	36,9	2987	13 998
31,5	60,7	36,2	46,6	2388	13 391
29,0	50,8	38,7	44,6	2494	13 497
52,7	96,1	61,9	70,4	-330	10 673
61,9	100	76,2	84,2	-1685	9 318
I и II этапы (период растущей и стабильной добычи)					
10,8	10,9	12,0	11,6	9496	28 135
17,6	18,9	17,3	17,8	8843	27 482
22,6	31,7	22,2	25,3	8298	26 937
20,8	37,0	23,1	27,6	8373	27 012
30,4	47,4	33,1	37,1	7067	25 706
40,5	46,5	42,6	43,9	5944	24 590
41,3	65,5	43,0	51,6	5592	24 231
46,8	53,4	51,7	52,2	5091	23 730
68,5	88,4	81,8	83,9	1723	20 362
100	100	100	100	-844	17 795

весь рассматриваемый период. Месторождения VI и X типов на первом этапе и X типа за весь рассматриваемый период дают отрицательный эффект. При верхнем уровне замыкающих затрат (II вариант) месторождения всех типов имеют положительные значения экономической эффективности.

Принятые в расчетах системы разработки и плотности сетки размещения скважин, по-видимому, оказывают сравнительно незначительное влияние на технико-экономические показатели разработки месторождений. Во всяком случае из приведенного диапазона параметров месторождений, использованных для расчетов, заметного влияния данных факторов не наблюдается. Несмотря на применение более интенсивных методов заводнения (площадного) на месторождениях со сравнительно низкими коллекторскими свойствами (III, VI–X типы), технико-экономические показатели разработки все же остаются худшими, чем на месторождениях с высокой продуктивностью (I, II и в особенности IV типы). Таким образом, применение самых интенсивных систем разработки на месторождениях с низкими коллекторскими свойствами не приводит к улучшению технико-экономических показателей, как на высокопродуктивных месторождениях.

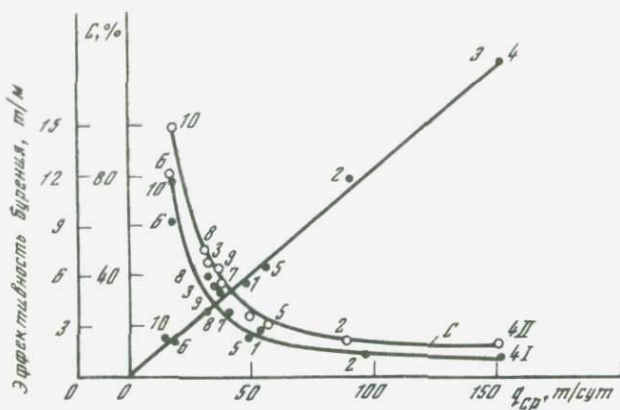


Рис. 3. Зависимость между средним дебитом скважин  $q_{ср}$ , себестоимостью добычи 1 т нефти (С) и эффективностью бурения скважин (Э)  
Условные обозначения см. на рис. 1

Глубина залегания продуктивных пластов нефтяных месторождений также не оказывает существенного влияния на технико-экономические показатели разработки месторождений, что подтверждается отсутствием значимых коэффициентов корреляции между ними. Это связано, видимо, со сравнительно небольшим диапазоном колебаний глубин залегания объектов на нефтяных месторождениях данных типов.

Таким образом, продуктивность нефтяных месторождений, величина дебитов их скважин являются главным фактором, влияющим на процесс их освоения с той или иной степенью продуктивности. Все остальные факторы либо совсем не оказывают влияния, либо их влияние сравнительно незначительно.

УДК (622.323+622.24) 003.1

*М.М. Саттаров*

### ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ ЗАДАЧ ПЛАНИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Одной из особенностей нефтяной промышленности, отличающей ее от других отраслей, добывающих минеральное топливо, является низкая обеспеченность добычи разведанными запасами. В перспективных планах развития нефтяной промышленности, охватывающих несколько пятилеток, учитывается добыча нефти не только из месторождений, находящихся в эксплуатации и подготовленных к разработке, но и из запасов, которые будут переведены из перспективных и прогнозных в промышленные категории за счет развития поисково-разведочных работ в планируемый период. В этих условиях для повышения надежности перспективных планов необходимо иметь сведения не только о количестве прогнозных ресурсов,

но и о их качестве, или в конечном счете экономическую оценку этих ресурсов.

Необходимые объемы прироста запасов на перспективу устанавливаются из долгосрочных планов развития добычи нефти. Зависимость показателей перспективного плана добычи от прироста запасов устанавливается через коэффициент изменения добычи по переходящему фонду скважин. Этот коэффициент является функцией темпов отбора от запасов, введенных в активную разработку. Для крупного региона, в котором одновременно разрабатывается большое количество месторождений, имеющих достаточно широкий диапазон изменения геолого-физических свойств и находящихся в различных стадиях выработанности запасов, можно написать

$$K_{из} = 1 - K_{пад}, \quad (1)$$

$$K_{пад} = (Q_{t-1}^c + M_t^c + M_t^H + \Delta Q_t^{МПН}) / (\Omega_{t-1}^0 + \Delta \Omega_t^c + \Delta \Omega_t^H + \Delta \Omega_t^{МПН}), \quad (2)$$

где  $K_{из}$  — коэффициент изменения;  $K_{пад}$  — коэффициент падения;  $Q_{t-1}^c$  — добыча нефти из скважин, переходящих с  $(t-1)$  года;  $M_t^H$  — новые мощности, введенные в году  $t$  на новых месторождениях;  $M_t^c$  — новые мощности, введенные в году  $t$  на старых месторождениях в порядке уплотнения сетки;  $\Delta Q_t^{МПН}$  — прирост добычи нефти в году  $t$  за счет МПН;  $\Omega_{t-1}^0$  — остаточные извлекаемые запасы на начало года  $(t-1)$ ;  $\Delta \Omega_t^c$  — прирост активных запасов на старых площадях за счет уплотнения сетки на конец года  $t$ ;  $\Delta \Omega_t^H$  — прирост активных запасов на новых площадях;  $\Delta \Omega_t^{МПН}$  — прирост активных запасов в результате применения методов повышения нефтеотдачи (МПН). Последние три величины определяются с учетом добычи нефти в  $(t-1)$  году из соответствующей группы запасов.

Из приведенной формулы видно, что управлять коэффициентом падения добычи и тем самым добиться устойчивого развития отрасли можно различными способами. Основным способом является размещение новых мощностей на новых, еще не разрабатываемых площадях. Этот способ позволяет вовлечь в активную разработку большое количество новых запасов. Можно разместить новые мощности на уже разрабатываемых месторождениях путем уплотнения сетки и добиться тех же планируемых уровней добычи нефти. Однако прирост активных запасов в этом случае будет обеспечен только за счет увеличения нефтеотдачи по мере уплотнения сетки. По величине он будет значительно меньше, чем при вовлечении в разработку новых месторождений, что в последующем приведет к более высокому проценту падения добычи по переходящему фонду. На выбор того или иного способа поддержания добычи нефти будут оказывать влияние возможность открытия новых месторождений, дебиты новых скважин по новым месторождениям и по разрабатываемым объектам, удельные капитальные вложения на создание единицы мощности по добыче нефти и т. д.

Особое место среди способов наращивания активных запасов нефти занимает повышение нефтеотдачи за счет физико-химических, гидродинамических и термических методов воздействия на пласт. Если применение этих методов не приводит к увеличению текущей добычи нефти

( $\Delta Q^{\text{МПН}} = 0$ ), а повышает только нефтеотдачу, то благодаря увеличению активных запасов нефти снижается процент падения и повышается устойчивость развития отрасли. В тех случаях, когда методы повышения нефтеотдачи приводят к увеличению и текущего отбора нефти, процент падения по переходящему фонду, в соответствии с приведенной формулой, будет увеличиваться. Но в обоих случаях потребуются значительно меньшее количество дополнительных скважин, чем при традиционных способах разработки, что приведет к высвобождению объемов бурения для освоения новых, еще неразрабатываемых объектов и расширения глубокого разведочного бурения.

Таким образом, в любом нефтедобывающем районе добыча нефти может развиваться за счет уплотнения сетки скважин на разрабатываемых месторождениях, ввода в разработку новых объектов их числа разведанных, подготовленных к разведке перспективных запасов ( $C_2$  и  $C_3$ ), ускорения поисков, разведки прогнозных ресурсов ( $D_1$  и  $D_2$ ) и расширения объемов применения методов повышения нефтеотдачи. Эффективность того или иного варианта развития нефтедобычи будет определяться технико-экономическими показателями вовлечения в активную разработку перечисленных групп запасов. Отсюда следует, что экономическую оценку запасов, в частности прогнозных ресурсов, необходимо устанавливать на основе сравнительной оценки возможных вариантов развития района.

В качестве примера рассмотрим гипотетический нефтедобывающий район. Пусть потенциальные геологические запасы составляют 750 млн. т. Начальные потенциальные ресурсы при среднем коэффициенте нефтеизвлечения 0,4—300 млн. т. Суммарная добыча к началу планируемого периода — 90 млн. т. Степень разведанности района — 0,77. Следовательно, текущие извлекаемые запасы к началу планируемого периода —  $(300 \cdot 0,77 - 90) = 141$  млн. т. Запасы неоткрытых месторождений (перспективные и прогнозные) — 70 млн. т.

Рассмотрим варианты развития добычи по району на базе уплотнения сетки скважин на разрабатываемых объектах и ввода в активную разработку новых месторождений. В целях упрощения задачи варианты с дополнительной добычей за счет применения МПН не будем рассматривать.

Определим в первую очередь возможный уровень добычи нефти при полном отсутствии эксплуатационного бурения. Добыча нефти по этому "нулевому" варианту будет осуществляться имеющимися к началу планирования скважинами без изменения существующей системы разработки.

Пусть добыча нефти в году, предшествующем началу планирования, составляет 9,8 млн.т/год. Тогда, в соответствии с формулой (2)  $K_{\text{пад}} = Q_0/\Omega_0 = 9,8/140 = 0,07$ ;  $K_{\text{из}} = 1 - 0,07 = 0,93$ .

Так как по рассматриваемому варианту ввод новых скважин отсутствует, то значение  $K_{\text{из}}$  сохраняется постоянным за весь последующий период планирования.

Известно, что на выбор варианта развития нефтедобычи оказывает существенное влияние срок оптимизации. Если ограничиться рассмотрением коротких сроков, то не будут учитываться возможные пути развития добычи на перспективу. Чрезмерное же увеличение временного интервала приведет к снижению точности расчетов из-за неопределенности пара-

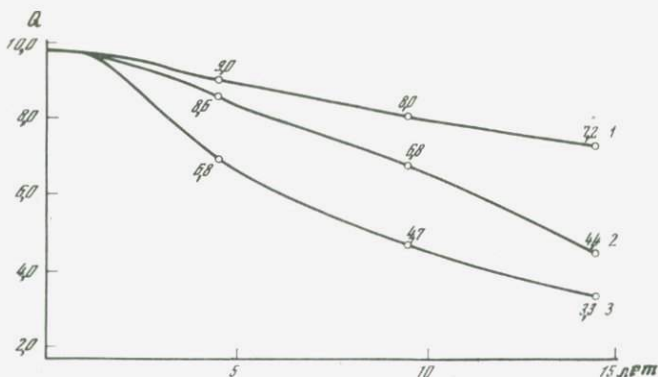


Рис. 1. Динамика добычи нефти

1 – нулевой вариант,  $Q_{\text{сум}} = 86,4$  млн. т; 2 – первый вариант,  $Q_{\text{сум}} = 106,6$  млн. т; 3 – второй вариант,  $Q_{\text{сум}} = 119,7$  млн. т

метров, входящих в расчетные формулы. Учитывая эти обстоятельства, рассмотрим динамику добычи нефти за 15-летний период.

График изменения добычи по нулевому варианту представлен на рис. 1. За 15 лет она падает с 9,8 до 3,3 млн. т/год. Суммарная добыча составляет 86,4 млн. т.

По первому варианту предусматривается ежегодный ввод в эксплуатацию 90 новых скважин в порядке уплотнения сетки. Дебит новых скважин принят постоянным и равен 15 т/сут. Коэффициент нефтеотдачи в зависимости от плотности сетки скважин определяется по формуле

$$K_n = 0,48 - 0,002S, \quad (3)$$

где  $S$  – площадь на 1 скважину, га. До начала уплотнения  $S = 40$  га/скв.,  $K_n = 0,4$ . За 15 лет вводится в эксплуатацию 1350 новых скважин. Площадь на скважину уменьшается до 25 га. Коэффициент нефтеотдачи, согласно формуле (3), составляет 0,43. Активные запасы увеличиваются на 10,5 млн. т.

Результаты расчетов уровня добычи нефти по первому варианту представлены на рис. 1, кривая 2. Суммарная добыча составляет 106,6 млн. т, или по сравнению с нулевым вариантом дополнительно извлекается 20,2 млн. т. нефти.

По второму варианту новые скважины в том же количестве (90 скв. в год) размещаются на новых месторождениях. Дебиты новых скважин по прежнему 15 т/сут, на долю 1 скважины приходится 50 тыс. т запасов. Коэффициент падения, определяемый по формуле (2), составляет 0,105. Изменение суммарной добычи по разрабатываемым месторождениям (нулевой вариант) и вновь вводимым объектам представлено на рис. 1, кривая 3. Накопленная добыча за 15 лет составляет 119,7 млн. т. Из этого количества на долю новых месторождений приходится 33,3 млн. т.

По существующим методам экономической оценки месторождений уровни добычи нефти определяются на основе самостоятельных расчетов по объекту без учета возможности получить эту же добычу или ее части на разрабатываемых месторождениях. Такая оценка не увязана с перспективами развития района и не может считаться приемлемой.



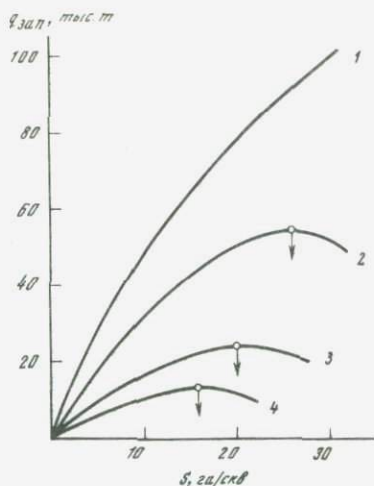
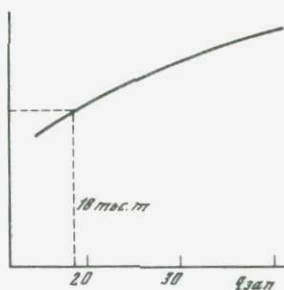
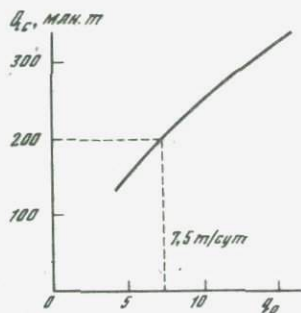


Рис. 2. Зависимость запасов нефти, приходящихся на долю одной скважины, от плотности сетки

1 -  $A = 0,7$ ,  $a = 0,0075$ ; 2 -  $A = 0,6$ ,  $a = 0,0115$ ; 3 -  $A = 0,36$ ,  $a = 0,009$ ; 4 -  $A = 0,32$ ,  $a = 0,01$

Рис. 3. Зависимость накопленной добычи от дебита новых скважин при  $Q_{зап} = 50$  тыс. т

Рис. 4. Зависимость накопленной добычи от удельных запасов нефти при  $Q_{зап} = 15$  т/сут



Дело в том, что целесообразность проведения геологоразведочных работ в целях подготовки запасов зависит от качества этих запасов. Если они будут более низкого качества, чем запасы, находящиеся в эксплуатации и подготовленные к разработке, то за период, охватываемый перспективным планом, они не будут вводиться в разработку и не создадут положительного эффекта для народного хозяйства. Об этом свидетельствует тот факт, что в ряде районов еще не введены в разработку месторождения, открытые 25–30 и более лет назад. Следовательно, эффект от прироста активных запасов следует рассматривать как разницу не между вторым и нулевым вариантами (33,3 млн. т), а между вторым и первым вариантами ( $119,7 - 106,6 = 13,1$  млн. т). В условиях рассматриваемого примера эффект ввода в разработку новых запасов в 2,5 раза меньше, чем определяемый обычным методом без учета перспектив развития района.

С ухудшением качества планируемых к разведке перспективных и прогнозных ресурсов ожидаемый эффект будет уменьшаться. Под качеством запасов следует понимать величину дебита новых скважин и коэффициента падения добычи по переходящему фонду. Первой величиной — де-

битом скважин—определяется уровень добычи нефти из новых мощностей, второй величиной — падения этой добычи во времени. Коэффициент падения, в соответствии с формулой (2), определяется:

$$K_{\text{пад}} = q_0/q_{\text{зап}}, \quad (4)$$

где  $q_0$  — начальный средний дебит новых скважин;  $q_{\text{зап}}$  — извлекаемые запасы, приходящиеся на долю одной скважины.

Последняя величина зависит от плотности сетки скважин. Чем реже сетка скважин, тем больше запасов, приходящихся на долю одной скважины. Однако эта прямая зависимость имеет место в условиях монолитных пластов. В случае прерывистых неоднородных пластов с разряжением сетки уменьшается коэффициент нефтеотдачи. Эту зависимость, по А.П. Крылову, можно представить так:

$$\eta = A - aS, \quad (5)$$

где  $\eta$  — коэффициент нефтеотдачи;  $S$  — плотность сетки, га/скв;  $A$  и  $a$  — постоянные для данной залежи коэффициенты.

Запасы, приходящиеся на долю одной скважины, составляют:

$$q_{\text{зап}} = BS\eta, \quad (6)$$

где  $B$  — геологические запасы, приходящиеся на 1 га площади залежи.

Подставляя значение  $\eta$  в формулу (6), получаем

$$q_{\text{зап}} = B(AS - aS^2). \quad (7)$$

На рис. 2 приведена зависимость  $q_{\text{зап}}$  от  $S$  для различных месторождений, отличающихся значениями постоянных параметров, входящих в формулу (7). С увеличением  $S$  величина запасов  $q_{\text{зап}}$  возрастает, достигает максимума и начинает падать. Точка максимума соответствует предельно допустимому разрежению сетки. Значение  $S$  в этой точке определяется по формуле

$$S_{\text{max}} = A/2a. \quad (8)$$

Для кривых, изображенных на рис. 2, максимальное значение меняется от 16 га/скв. (кривая 4) до 47 га/скв. (кривая 1). Меняются соответственно и запасы, приходящиеся на 1 скважину.

Вернемся к условиям численного примера, рассмотренного выше. Добыча нефти за счет уплотнения сетки на разрабатываемых месторождениях, как видно из рис. 1, за 15-летний период составляет 20,2 млн. т. Перевод прогнозных ресурсов в запасы промышленных категорий и ввод их в разработку будет эффективен, если суммарная добыча за 15 лет на рассматриваемой стадии развития района составит не менее 20,2 млн. т. Существуют предельные минимальные значения дебитов новых скважин и запасов на 1 скважину, при которых эта величина не может быть достигнута.

На рис. 3 представлена зависимость суммарной добычи нефти за 15-летний период от дебита новых скважин при заданном  $q_{\text{зап}} = 50$  тыс. т. Из рис. 3 видно, что суммарная добыча не менее 20,2 млн. т может быть обеспечена, если дебит скважин будет больше 7,5 т/сут. Аналогично из зависимости суммарной добычи от  $q_{\text{зап}}$ , построенной на рис. 4 при  $q_0 =$

= 15 т/сут, следует, что запасы, приходящиеся на долю одной скважины, должны быть не менее 18 тыс. т.

Приведенные выше расчеты показывают, что экономическую оценку прогнозных ресурсов следует проводить с учетом их качества и перспектив развития добычи нефти в районе или отрасли на базе имеющихся промышленных запасов нефти.

УДК 622.323:658.14

*И.Х. Абрикосов, С.М. Рохлин, С.В. Пронин,  
А.Б. Рыбак, В.А. Сосновский*

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ  
С ЦЕЛЮ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ  
ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ  
ДЛЯ ДОЛГОСРОЧНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ  
ПОДГОТОВКИ ЗАПАСОВ И ДОБЫЧИ НЕФТИ

Для составления долгосрочных научно обоснованных планов подготовки запасов и добычи нефти и газа в стране необходимо проводить не только геологическую, но и экономическую оценку прогнозных ресурсов. Экономическая оценка позволит дифференцировать эти ресурсы по степени рентабельности их освоения. Степень рентабельности освоения ресурсов определяется затратами на геологоразведочные работы, капитальными вложениями и эксплуатационными затратами в добыче и транспорте нефти к месту ее переработки.

На стоимость подготовки запасов в пределах однотипного по геологическим и географо-экономическим условиям региона наиболее сильно влияют типы залежей (ловушек) по строению, их размеры (по запасам и площади) и глубина залегания. На экономические показатели разработки залежи влияют размеры залежей, глубина их залегания, литологический тип коллектора и его проницаемость, вязкость нефти, толщина нефтенасыщенной части пласта и режимы работы залежей предопределяют рабочие дебиты скважин, систему разработки и методы воздействия на пласт.

На стоимость транспорта нефти влияют географо-экономические условия работы, объемы, подлежащие транспортировке, расстояние, качество нефти (вязкость, парафинистость).

Экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа производится по нефтегазоносным областям (НГО) и нефтегазоносным комплексам (НГК) как сумма затрат на геологоразведочные работы, капитальных и эксплуатационных затрат в добыче и транспорте нефти к месту ее переработки по всем прогнозируемым нефтяным и нефтегазовым месторождениям.

Для оценки экономической эффективности прогнозные ресурсы рекомендуется классифицировать по следующим признакам:

1. Размеры прогнозируемых залежей. Залежи разделяются по извлекаемым запасам (нефть — в млн. т, газ — в млрд. м<sup>3</sup>) на классы: 1) 0,1 — 1,

2) 1–5, 3) 5–10, 4) 10–30, 5) 30–100, 6) 100–300, 7) более 300. Необходимо указывать принятые при подсчете прогнозных запасов коэффициенты нефте-, конденсато- и газоизвлечения.

2. Фазовое состояние залежей: 1) нефтяные, 2) газонефтяные и нефтегазовые, 3) газовые и газоконденсатные. Залежи, содержащие незначительные газовые шапки или оторочки нефти (менее 10% по весу), относятся соответственно к классу нефтяных или газовых (газоконденсатных).

3. Типы ловушек: 1) связанные с локальными поднятиями (структурные), 2) не связанные с локальными поднятиями (неструктурные).

4. Проницаемость продуктивных коллекторов по среднему значению, мД: 1) 25, 2) 75, 3) 150 и более.

5. Литологический тип коллектора: 1) теригенный, 2) карбонатный. Тип коллектора, как правило, определяется в целом по нефтегазоносному комплексу.

Классификационный признак по типу ловушек (структурные, неструктурные), имеющий принципиальное значение при оценке затрат на поисково-разведочные работы, при определении затрат на добычу нефти не учитывается, так как этот признак существенно на них не влияет.

Каждый класс в пределах нефтегазоносной области (покомплексно) по крупности залежей должен быть охарактеризован средними значениями описательных признаков: глубина залегания залежей (км), площадь ожидаемых залежей (км<sup>2</sup>), толщина нефтегазонасыщенной части пласта (м), доля нефти в газонефтяных залежах (%).

Кроме того, для нефтегазоносных комплексов как описательные признаки даны средние значения: плотность нефти (г/см<sup>3</sup>), вязкость нефти (пластовая) (сП), газовый фактор (м<sup>3</sup>/т), коэффициент открытой пористости, коэффициент нефтенасыщения, пересчетный коэффициент, вязкость воды (пластовая) (сП), выход стабильного конденсата (г/м<sup>3</sup>).

Для обеспечения классификации прогнозных ресурсов по крупности залежей рекомендуется подсчет наряду с другими методами производить одним из способов, позволяющим дифференцировать ресурсы по размерам прогнозируемых залежей. Толщину нефтегазонасыщенной части пласта следует рассчитывать по формуле подсчета запасов нефти объемным методом. Это позволит произвести увязку прогнозных ресурсов залежей с их площадью и мощностью.

Необходимые параметры для расчета затрат на добычу нефти по прогнозируемым залежам определяются методом аналогии с уже известными месторождениями. Наиболее благоприятным условием проведения аналогии является наличие в нефтегазоносной области залежей нефти или газа, непосредственно приуроченных к нефтегазоносным комплексам, где прогнозируются новые залежи. В том случае, если залежи еще не открыты или открыты только единичные залежи, аналогии надо проводить с залежами, открытыми в этих комплексах в рядом расположенных нефтегазоносных областях. При этом необходимо учитывать закономерности изменения геологического строения, нефтегазоносности, свойств коллекторов, нефти и газа в целом по нефтегазоносной провинции и комплексам.

При наличии в нефтегазоносном комплексе нескольких прогнозных залежей, расположенных на одной площади, их следует объединять в эксплуатационный объект, который будет разбуриваться одной сеткой

скважин по единому проекту разработки. При объединении залежей в объект в исходных материалах расчеты запасы нефти или газа отдельных залежей должны суммироваться. Принадлежность этих объектов к классам по крупности залежей должна определяться по суммарным запасам объекта. При этом площадь нефтегазоносности принимается максимальная, а эффективная нефтегазонасыщенная толща для объекта рассчитывается по объемной формуле подсчета запасов, исходя из запасов всего объекта.

С целью уточнения методического подхода к экономической оценке прогнозных ресурсов нефти были выполнены соответствующие работы по Тимано-Печорской провинции. Для этой цели геологи ВНИГРИ по каждому НГК и НГО определили вероятно возможное количество залежей, классифицированных в соответствии с изложенной методикой.

Оценка затрат на поисково-разведочные работы для выявления и подготовки запасов промышленных категорий была произведена во ВНИГРИ. Оценка затрат на добычу нефти в объеме прогнозных ресурсов и транспорт ее до места потребления была осуществлена авторами настоящей статьи во ВНИИОЭНГ.

Расчет экономических показателей разработки прогнозных залежей проводился на основе соответствующих работ, выполненных во ВНИИОЭНГ.

Расходы по магистральному транспорту рассчитывались на основании "Норм технологического проектирования и технико-экономических показателей магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (ВНН 17-77)".

Расчет технико-экономических показателей разработки прогнозных залежей проводился на базе разработанной ранее программы экономической оценки нефтяных месторождений "Кадастр", усовершенствованной с учетом специфики оценки прогнозных ресурсов.

Основная сложность оценки прогнозных ресурсов состоит в почти полном отсутствии или малой достоверности информации, необходимой для определения технологических показателей разработки оцениваемых объектов. В связи с этим приходится достаточно широко пользоваться методом аналогий.

При использовании модифицированной программы "Кадастр" технологические показатели определяются по специально разработанной эмпирической методике, где в качестве основного условия принимается постадийный характер разработки объекта, причем за основной период накопленная добыча нефти обычно составляет 78–92% от начальных извлекаемых запасов нефти, и этот период заканчивается при достижении уровня годового отбора нефти 1–2% от величины начальных извлекаемых запасов.

Построенная с учетом указанных особенностей математическая модель, описывающая динамику отработки запасов, в качестве основных использует две универсальные зависимости: зависимость обводненности извлекаемой продукции и продуктивности (по жидкости) скважин от накопленных запасов.

Для разрабатываемых залежей эти зависимости строятся по предыстории объекта, а в случае оценки прогнозных объектов, когда такая информация отсутствует, с помощью заданного комплексного показателя  $Kh/\mu$ , где  $K$  — проницаемость, мД;  $h$  — толщина пласта, м;  $\mu$  — вязкость нефти, сп; выби-

рается разрабатываемый в районе объект, имеющий параметры указанных зависимостей, аналогичные вновь оцениваемому объекту. С этой целью по программе "Кадастр" были предварительно проведены расчеты по всем разрабатываемым месторождениям объединения "Коминетфть".

Поскольку методика проведения денежной оценки месторождений предусматривает определение такой оценки для оптимального варианта отработки запасов, программа "Кадастр" была усовершенствована с целью проведения вариантных расчетов разработки объектов. Задавая различные значения трех основных параметров управления разработкой — темпа разбуривания, продолжительности стабильной добычи и плотности сетки скважин — строилось до 100 вариантов разработки каждого объекта, из которых в качестве оптимального принимался вариант, имеющий наибольшую величину денежной (кадастровой) оценки.

По каждому из расчетных вариантов наряду с технологическими проводились расчеты и экономических показателей. Затраты в бурение эксплуатационных скважин определялись по специально разработанной методике, базирующейся на прогнозе сметной стоимости строительства 1 м проходки, причем учитывалось влияние научно-технического прогресса на процесс бурения. Расчет затрат на обустройство объекта проводился прямым счетом с использованием укрупненных нормативов, разработанных институтом Гипровостокнефть, а себестоимость добычи нефти определялась по специально разработанной методике и нормативам на базе калькуляции себестоимости. После определения совокупных затрат на добычу нефти по каждому варианту определялись значения дифференциальной горной ренты (денежной оценки)  $R$  по формуле:

$$R = \sum_{t=1}^T \frac{ZQ_t - S_t}{(1 + E_{нп})^t},$$

где  $Q_t$ ,  $S_t$  — годовая добыча нефти и совокупные затраты на добычу нефти в  $t$ -м году соответственно;  $Z$  — замыкающие затраты на добычу 1 т нефти;  $E_{нп}$  — коэффициент приведения разновременных затрат;  $T$  — расчетный период, выбираемый от года проведения оценки до года отработки оцениваемых запасов.

Методика проведения расчетов на ЭВМ по программе "Кадастр" включает три этапа. Первый предусматривает предварительный последовательный расчет технологических и экономических показателей, в частности расчет величины денежной оценки по каждому варианту, второй — ранжирование вариантов по возрастанию денежной оценки, а третий — полный расчет и выдачу на печать таблиц показателей по последнему варианту, имеющему наибольшую денежную оценку. Полный расчет по указанной методике оцениваемого объекта на ЭВМ ЕС-1040 занимал не более 2 мин.

В результате проведения экономической оценки прогнозных ресурсов определена такая их часть, освоение которой экономически целесообразно. В соответствии с проведенными расчетами сюда отнесено большинство самых мелких залежей (до 1 млн. т), имеющих низкопроницаемые коллектора. К этой части ресурсов отнесены также залежи тяжелых нефтей вне зависимости от размера прогнозируемых запасов и проницаемости коллекторов.

Экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти Тимано-Печорской

провинции дала возможность определить удельные затраты на поисково-разведочные работы, добычу нефти и ее транспорт к месту потребления. Установлено, что максимальные затраты приходится на добычу нефти. Транспортные расходы составляют 5–8%. Доля капитальных затрат в добыче составляет 15–20%, причем отдельно выделены капитальные затраты на освоение прогнозных залежей в районах распространения вечномёрзлых грунтов (Ненецкий национальный округ, Архангельская область).

УДК 519.87:338.26.015

*Ю.П. Желтов*

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЗВЕДКИ  
И РАЗРАБОТКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ  
И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ  
ДЛЯ ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ  
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Состояние любой горнодобывающей отрасли, существующее в данный момент времени, создается в результате суммарного влияния на него всех решений, которые в этой отрасли когда-либо принимались и осуществлялись. Ввиду значительной продолжительности отдельных периодов разведки нефтегазоносных провинций и входящих в них комплексов, а также стадий разработки нефтяных и газовых месторождений, последствия тех или иных решений могут ощущаться существенным образом только через многие годы.

Отсюда наибольшую действенность приобретает долгосрочное перспективное планирование нефтегазодобывающих отраслей, т.е. планирование на срок 20–25 лет и более, учитывающее характерные длительности периодов и стадий разведки нефтегазоносных областей и разработки нефтяных и газовых месторождений и дающее возможность эффективно управлять процессом развития добычи нефти и газа путем заблаговременного выбора соответствующих направлений в области разведки и разработки месторождений.

С учетом количественной ограниченности ежегодного поступления материальных и трудовых ресурсов в нефтегазодобывающие отрасли варьирование параметров, характеризующих разведку и разработку месторождений, может приводить к различным кривым изменения во времени добычи нефти и газа и к различным величинам их разведанных запасов. При этом будут достигаться и различные экономические показатели.

Оптимальная стратегия развития добычи нефти и газа в нефтегазоносной провинции или в стране в целом может быть найдена путем количественного анализа разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений с использованием соответствующей математической модели. В предлагаемой модели используются представления о взаимосвязи процессов подготовки запасов полезных ископаемых и их разработке, развитые в работе [1].

Если рассматривать крупную нефтегазоносную провинцию или страну в целом, то в каждый момент времени в них найдутся месторождения, находящиеся в определенных стадиях разведки, и месторождения, разбуриваемые и обустройстваемые под эксплуатацию, т.е. вводимые в разработку. При этом, каждое отдельное месторождение, помечаемое индексом  $i$ , вступает в разработку в определенный момент времени  $t_i$ . Темп разработки  $i$ -го месторождения (объекта), т.е. отношение годовой добычи нефти  $Q_{ni}$  объекта к его начальным извлекаемым запасам  $N_i$  обозначим  $Z_i(t)$ , где  $t$  — время.

В настоящей модели не рассматривается весь процесс разведки месторождений, начиная с поискового периода, и, следовательно, весь ход перевода запасов из самых низких категорий в высокие, а учитывается лишь конечная стадия разведки, когда месторождения передаются непосредственно в разработку.

Обозначим  $g(t)$  — скорость ежегодного поступления извлекаемых запасов, передаваемых в разработку. В соответствии с принятой в нашей стране классификацией, это извлекаемые запасы высоких категорий (примерно  $A + B + C_1$ ). Однако даже эти запасы могут не быть введены немедленно в разработку из-за возможного несоответствия темпов разбуривания и обустройства месторождений скорости поступления запасов.

Непосредственно в разработку будет ежегодно вводиться количество запасов, равное  $g_3(t) \leq g(t)$ . Тогда появится изменяющееся во времени количество запасов  $N_{op}(t)$ , ожидающих ввода в разработку. Схематично процесс поступления запасов из разведки в разработку и появления запасов  $N_{op}(t)$  показан на рис. 1. Этому рисунку соответствует очевидное дифференциальное уравнение

$$\frac{dN_{op}}{dt} = g(t) - g_3(t), \quad dN_{op}/dt \geq 0. \quad (1)$$

Темп разработки каждого отдельного месторождения, как известно, также изменяется во времени. На рис. 2 показано фактическое изменение во времени темпов разработки Покровского нефтяного месторождения (пласт  $A_4$ ) Куйбышевской области и Жирновского месторождения (пласт  $B_1$ ) Волгоградской области. Кривые рис. 2 взяты из монографии М.М. Ивановой [2].

Рост темпа разработки месторождения и, следовательно, добычи нефти из него в начальный период времени связан с его постепенным разбуриванием и обустройством, затем наступает некоторая стабилизация добычи, когда месторождение практически полностью разбурено и обустроено, и в последующем темп разработки уменьшается в связи с истощением запасов месторождения. Для месторождений, разрабатываемых с применением искусственного воздействия на пласты (например, заводнения), уменьшение нефти в поздний период разработки обычно связано с увеличением в продукции скважин закачиваемого в пласт агента (например, в связи с ростом обводненности продукции). Если рассматривать последовательный ввод в разработку нескольких объектов, то получим картину, схематично показанную на рис. 3, где первый объект вступит в разработку в момент времени  $t_1$  с темпом  $Z_1(t)$ , запасами  $N_1$ , второй — в момент времени  $t_2$



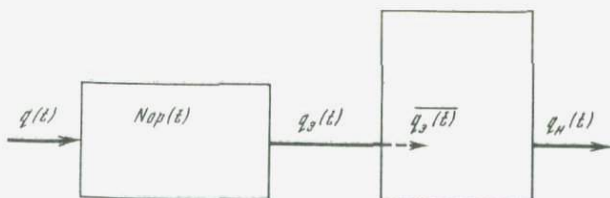


Рис. 1. Схема поступления запасов из разведки в разработку

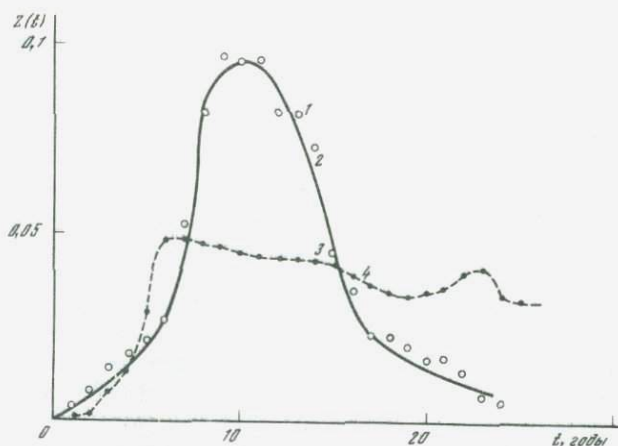


Рис. 2. Изменение во времени темпов разработки месторождений

1 — фактические данные разработки пласта  $A_4$  Покровского месторождения; 2 — аппроксимационная кривая; 3 — фактические данные разработки пласта  $B_1$  Жирновского месторождения; 4 — аппроксимационная кривая

с темпом  $Z_2(t)$ , запасами  $N_2$  и т.д. Добыча нефти из всех объектов будет выражаться, в соответствии со сказанным выше, формулой

$$q_H(t) = \sum_1^n N_i Z_i(t - t_i). \quad (2)$$

На рис. 3 показано изменение суммарной добычи из всех объектов, вводимых в разработку, во времени (кривая 1) и добычи из отдельных объектов (кривые 2-4).

Для прогнозирования добычи нефти или скорости поступления запасов в крупной провинции или стране в целом оказывается целесообразным использовать дифференциальную форму рассматриваемой модели, которая основывается на осредненных понятиях: осредненном объекте разработки с запасами  $\Delta N$  и осредненным темпе разработки  $Z(t)$ . В соответствии с дифференциальной формой модели будем считать, что  $i$ -й объект вступает в разработку в момент времени  $\tau$ . Тогда получаем из (2)

$$q_H(t) = \sum_0^N \Delta N(\tau) Z(t - \tau) = \sum_0^t \frac{\Delta N}{\Delta \tau} Z(t - \tau) \Delta \tau = \int_0^t \frac{dN}{d\tau} Z(t - \tau) d\tau. \quad (3)$$

$\Delta \tau \rightarrow 0$

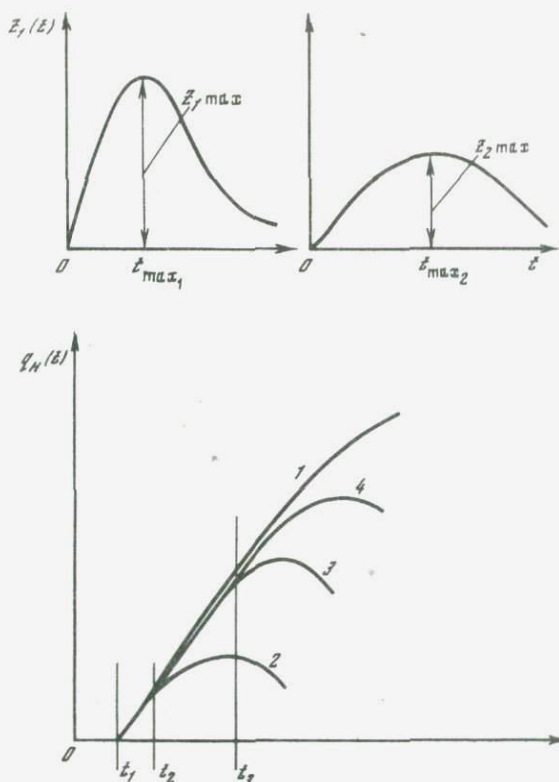


Рис. 3. Изменение во времени суммарной добычи нефти, получаемой из нескольких объектов

1 — суммарная кривая добычи нефти; 2—4 — кривые добычи нефти из объектов: 2 — первого, 3 — второго, 4 — третьего

В соответствии с принятым выше обозначением имеем также

$$dN/d\tau = g_3(\tau). \quad (4)$$

Тогда

$$q_H(t) = \int_0^t g_3(\tau) Z(t - \tau) d\tau. \quad (5)$$

Может быть два характерных случая. В первом случае задана скорость поступления запасов из разведки в разработку  $g_3(\tau)$ . Тогда добыча нефти  $q_H(t)$  получается при известном осредненном темпе разработки  $Z(t)$  интегрированием (5). Во втором случае заданной во времени является добыча нефти  $q_H(t)$  и определяется  $g_3(t)$ . В этом случае соотношение (5) является интегральным уравнением Вольтерра первого рода с ядром  $Z(t)$ . Его решение получается с использованием преобразования Лапласа. Для изображения по Лапласу  $g_3^*(S)$  имеем формулу

$$g_3^*(s) = q_H^*(s) / Z^*(s). \quad (6)$$

Для выражений, входящих в (6), имеем

$$g_3^*(s) = \int_0^{\infty} g_3(t) e^{-st} dt, \quad (7)$$

$$q_n^*(s) = \int_0^{\infty} q_n(t) e^{-st} dt, \quad Z^*(s) = \int_0^{\infty} Z(t) e^{-st} dt.$$

Искомая функция  $g_3(t)$  находится по формуле операционного исчисления:

$$g_3(t) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\epsilon - i\infty}^{\epsilon + i\infty} \frac{q_n^*(s)}{Z^*(s)} e^{st} ds. \quad (8)$$

Введем в рассматриваемую модель дополнительные факторы. Будем учитывать, что суммарное количество метров проходки скважин (суммарный метраж)  $M(t)$  подразделяется на  $M_p(t)$  — количество метров проходки разведочных скважин (разведочный метраж) и  $M_3(t)$  — количество метров проходки в эксплуатационном бурении (эксплуатационный метраж). При этом естественно

$$M(t) = M_p(t) + M_3(t). \quad (9)$$

Изменение во времени суммарного метража имеет вид

$$dM/dt = dM_p/dt + dM_3/dt = f(t). \quad (10)$$

Скорость поступления запасов из разведки в разработку выражается следующим образом:

$$g(t) = E_p \frac{dM_p}{dt}. \quad (11)$$

В выражении (11)  $E_p$  — эффективность подготовки запасов нефти, равная количеству тонн извлекаемых запасов нефти, приходящихся на метр разведочного метража. Вообще говоря, эффективность подготовки запасов нефти — величина переменная. Ее можно считать зависящей либо от времени  $t$ , либо от степени разведанности потенциальных запасов, т.е., например, от величины  $N/N_n$  ( $N$  — открытые извлекаемые запасы,  $N_n$  — начальные потенциальные извлекаемые запасы). Для скорости ввода разведанных извлекаемых запасов в разработку  $g_3(t)$  имеем следующую зависимость:

$$g_3(t) = \frac{N_{кр}}{\bar{H}_3} \frac{dM_3}{dt}, \quad (12)$$

где  $N_{кр}$  — параметр, впервые введенный А.П. Крыловым, равный количеству извлекаемых запасов, приходящихся на одну скважину разрабатываемых месторождений, независимо, является эта скважина добывающей, нагнетательной или наблюдательной,  $\bar{H}_3$  — средняя глубина скважин на разрабатываемых в провинции или стране месторождениях.

Необходимо теперь также уточнить, что представляют собой извлекаемые запасы  $\Delta N$  осредненных объектов. Будем считать, что из разведки в

разработку принимаются извлекаемые запасы с номинальным параметром  $N_{кр} = N_{кpo}$ , т.е. предполагая, что эти запасы будут разрабатываться при определенной сетке скважин. Фактически же может быть использована иная сетка скважин. Поэтому справедливым будет считать, что фактическая добыча нефти  $q_n(t)$  получается в результате ввода в разработку извлекаемых запасов со скоростью

$$\overline{g_3}(t) = g_3(t) \varphi(N_{кр}, N_{кpo}). \quad (13)$$

В формуле (13)  $\varphi(N_{кр}, N_{кpo})$  — функция "плотности запасов" на разрабатываемых объектах, зависящая от величины запасов, приходящихся на скважину. Эта функция отражает плотность сетки скважин. Конкретное выражение для функции  $\varphi(N_{кр}, N_{кpo})$  можно написать, основываясь, например, на формуле В.Н. Шелкачева для зависимости нефтеотдачи от плотности сетки скважин. Тогда

$$\varphi(N_{кр}, N_{кpo}) = \exp[-\alpha_c(N_{кр} - N_{кpo})], \quad (14)$$

где  $\alpha_c$  — коэффициент плотности запасов на разрабатываемых объектах.

При относительно малых изменениях  $\Delta N_{кр} = N_{кр} - N_{кpo}$  имеем

$$\varphi(N_{кр}, N_{кpo}) = 1 - \alpha_c(N_{кр} - N_{кpo}). \quad (15)$$

С учетом зависимости величины вводимых в разработку запасов от плотности сетки скважин в формулы (3) и (5) для определения  $q_n(t)$  необходимо подставлять не  $g_3(t)$ , а  $\overline{g_3}(t)$ , определяемую формулой (13).

Необходимо также принять зависимость максимального темпа разработки осредненного объекта  $Z_{max}$  от  $N_{кр}$ . В дальнейшем будем основываться на гиперболической зависимости  $Z_{max}$  от  $N_{кр}$ . Принятие этой зависимости равносильно предположению о постоянстве дебита скважин при различных плотностях сетки. Вообще говоря, дебит скважин может как увеличиваться, так и уменьшаться с изменением запасов, приходящихся на скважину. Например, в известном Бавлинском эксперименте дебит скважин увеличился с разрежением сетки скважин, поскольку сохранился уровень закачки воды в пласт и при остановке части скважин перепады давления на действующих скважинах увеличились. При сгущении сетки скважин отношение "радиуса контура питания" к радиусу скважины уменьшается, и при неизменном перепаде давления дебит скважин должен был бы возрастать. Однако приближенно будем считать, что дебит скважин не изменяется при изменении плотности сетки скважин. Тогда, поскольку

$$z_{max} = \frac{q_{n\ max}}{\Delta N} = \frac{q_{n\ max}/n}{\Delta N/n} = \frac{q_{c\ max}}{N_{кр}}, \quad (16)$$

где  $n$  — число скважин на осредненном объекте, получаем, учитывая, что  $q_{c\ max} = \Psi = \text{const}$ ,

$$Z_{max} = \Psi/N_{кр}. \quad (17)$$

Для дальнейшего анализа имеет значение также зависимость скоростей изменения суммарного метража от коммерческих скоростей и количества станко-месяцев бурения в разведке и разработке. Имеем

$$f(t) = dM/dt = v_3 n_{стз} + v_p n_{стр}, \quad (18)$$

где  $v_3$  — коммерческая скорость эксплуатационного бурения, м/станко-месяц;  $v_p$  — коммерческая скорость разведочного бурения, м/станко-месяц;  $n_{стр}$  — количество станко-месяцев в году в эксплуатационном бурении;  $n_{стр}$  — количество станко-месяцев в году в разведочном бурении.

Если рассматривать случай, когда разведанные запасы немедленно вводятся в разработку, то  $dN_{ор}/dt = 0$ ,  $g(t) = g_3(t)$ . В этих случаях из (10), (11), (12) получаем

$$g_3(t) = \frac{E_p N_{кр} f(t)}{E_p \bar{H}_3 + N_{кр}} \quad (19)$$

Из (19) следует, что с учетом заданной во времени функции  $f(t)$  при малых извлекаемых запасах, приходящихся на одну скважину на разрабатываемых объектах, остается мало метража на разведочное бурение и скорость поступления запасов из разведки в разработку уменьшается, с увеличением  $N_{кр}$   $g_3(t)$  — наоборот, возрастает.

Как уже было отмечено выше, уравнения (4), (5) можно использовать как для определения добычи нефти  $q_n(t)$  при заданной скорости  $g_3(t)$  поступления запасов нефти из разведки в разработку (прямая задача), так и для определения  $g_3(t)$  при заданной во времени добыче нефти  $q_n(t)$  (обратная задача).

Для получения решений уравнений (4), (5) необходимо использовать конкретную математическую форму зависимости темпа разработки каждого отдельного осредненного объекта разработки от времени. В приводимых ниже расчетах будет использована математическая форма зависимости темпа разработки от времени, предложенная в работе В.М. Рыжика и М.В. Фейгина [3]:

$$Z(t) = \frac{t}{t_{max}^2} e^{-t/t_{max}} \quad (20)$$

В этой зависимости  $t_{max}$  — момент времени, когда достигается максимальный темп разработки месторождения, т.е. когда  $z = z_{max}$ . Зависимость (20) имеет вид, показанный на рис. 3. Из (20) следует, что

$$Z_{max} = 1/et_{max} \quad (21)$$

В дальнейшем удобно использовать более короткую запись (20), обозначая  $\lambda = 1/t_{max}$ . Тогда

$$Z(t) = \lambda^2 t e^{-\lambda t}, \quad Z_{max} = \lambda/e \quad (22)$$

Допустим, что задано  $g_3(t)$ , причем  $g_3(t) = g_0 = \text{const}$ . Тогда, из (5) имеем

$$\begin{aligned} q_n(t) &= g_0 \lambda^2 \int_0^t (t-\tau) e^{-\lambda(t-\tau)} d\tau = \\ &= g_0 [1 - e^{-\lambda t} (\lambda t + 1)]. \end{aligned} \quad (23)$$

Изменение добычи нефти  $q_n(t)$  во времени, соответствующее  $g_0 = 100 \cdot 10^6$  т/год при различных  $\lambda$ , показано на рис. 4, откуда следует, что при сравнительно низком годовом темпе отбора нефти от извлекаемых запасов из осредненных объектов ( $\lambda = 0,0815$ ,  $Z_{max} = 0,03$  1/год) даже через 30 лет

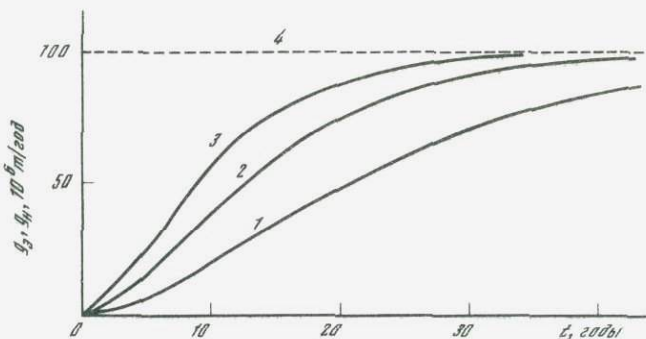


Рис. 4. Изменение во времени добычи нефти при различных темпах разработки

1-3 - добыча нефти при  $\lambda$ : 1 - 0,0815, 2 - 0,136, 3 - 0,19; 4 - скорость поступления запасов из разведки в разработку

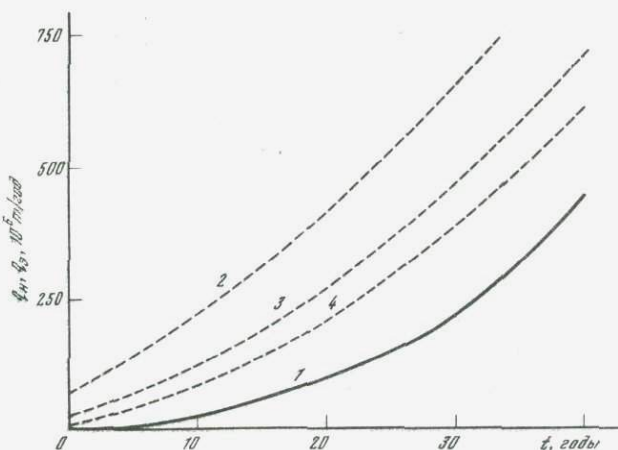


Рис. 5. Изменение во времени скорости разведки запасов при заданном изменении добычи нефти

1 - кривая добыча нефти, 2-4 - скорости разведки запасов при  $Z_{\max}$ : 2 - 0,03, 3 - 0,05, 4 - 0,07

после ввода в эксплуатацию провинции добыча нефти не достигает скорости поступления запасов из разведки в разработку  $100 \cdot 10^6$  т/год. При высоком же годовом темпе отбора запасов нефти из отдельных осредненных объектов добыча нефти в провинции через 30 лет оказывается практически равной скорости поступления извлекаемых запасов  $g_0$ . Следовательно, чем выше годовой темп разработки отдельных объектов, тем скорее добыча нефти в провинции выходит на уровень, соответствующий уровню скорости поступления запасов из разведки в разработку.

Примем теперь, что задано изменение во времени добычи нефти по закону

$$q_n(t) = \alpha t^2. \quad (24)$$

Необходимо найти  $g_3(t)$ .

Согласно формулам (7), находим

$$q_n^*(s) = \int_0^{\infty} q_n(t) e^{-st} dt = \alpha. \quad (25)$$

Соответственно

$$Z^*(s) = \lambda^2 / (\lambda + s)^2. \quad (26)$$

Тогда по формуле (6)

$$g_3^*(s) = \frac{q_n^*(s)}{Z^*(s)} = 2\alpha (\lambda + s)^2 / (\lambda^2 s^3). \quad (27)$$

Оригинал изображения, по Лапласу (27), легко находится. Имеем

$$g_3(t) = 2\alpha / \lambda^2 + 4\alpha t / \lambda + \alpha t^2. \quad (28)$$

На рис. 5 показано изменение во времени  $q_n(t)$  и  $g_3(t)$ , откуда видно, что чем больше темп разработки отдельных месторождений, т.е. чем выше  $Z_{\max}$  и  $\lambda = eZ_{\max}$ , тем меньше должна быть скорость поступления запасов из разведки в разработку  $g_3(t)$  при одной и той же зависимости  $q_n(t)$ .

Описанная выше модель дает возможность достаточно точно прогнозировать развитие добычи нефти и газа при различных условиях для крупной нефтегазодобывающей провинции или страны в целом, где имеется большое число разрабатываемых месторождений.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Желтов Ю.П. О математической модели использования запасов полезных ископаемых. — Экономика и мат. методы, 1971, т. 7, вып. 1.
2. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. М.: Недра, 1976.
3. Рыжик В.М., Фейгин М.В. Методика определения потребности в запасах при перспективном планировании развития добычи нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1971, № 12.

*Ю.Н. Батурин*

## ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА НЕРАЗВЕДАННЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ

Геолого-экономический анализ неразведанных ресурсов нефти (НРн) – основа перспективного и оперативного планирования их освоения. Содержание исследований включает определение потенциальной ценности НРн, планирование и прогнозирование затрат (натуральных и денежных) на подготовку запасов нефти промышленных категорий, оценку эффективности освоения НРн по соотношению прогнозируемых затрат и потенциальной ценности НРн.

Однако, прежде чем рассматривать основные моменты геолого-экономического анализа НРн, необходимо остановиться на совокупности геолого-экономических показателей и особенностях их использования в статическом и динамическом вариантах.

**Возможности** геолого-экономического анализа неразведанных ресурсов нефти во многом определяются правильным выбором совокупности показателей и ранжировкой их значимости [2]. С позиций решения задачи планирования геологоразведочных работ на нефть (ГРРн) по конечному продукту – приросту запасов нефти – все геолого-экономические показатели НРн можно подразделить на показатели эффективности освоения ресурсов и показатели качества этих ресурсов. Геолого-экономические показатели эффективности включают соотношения полученного эффекта с понесенными затратами в натуральном или денежном выражении (прирост запасов на метр проходки; скважину или рубль затрат), конечных результатов этапов и стадий ГРРн (например, величина соотношения объемов подготовки ресурсов нефти категории  $C_3$  и прироста запасов промышленных категорий), а также показателей подготовки запасов, с характеристиками добычи (например, показатель кратности запасов, удельные значения денежной оценки народнохозяйственной эффективности и др.).

К геолого-экономическим показателям качества относятся размеры запасов нефти месторождений, глубина залежи, начальные дебиты, коэффициент нефтеотдачи, физико-химические свойства нефти, наличие попутных компонентов и др. Динамика основных показателей качества НРн связана с освоенностью начальных потенциальных ресурсов (см. ст. Н.А. Крылова и др. в наст. сб.) и как следствие с накопленными объемами геологоразведочных работ, поэтому они являются косвенными показателями эффективности освоения НРн.

Рассматривая геолого-экономический анализ НРн как базу для решения хозяйственной задачи планирования подготовок запасов нефти (геологоразведочных работ на нефть), при выборе основы классификации геолого-экономических показателей используем также принцип деления экономических показателей на отраслевые (сравнительные) и народнохозяйственные (абсолютные) [6]. Как показали проведенные исследования, деление



на отраслевые и народнохозяйственные показатели не имеет резкого разграничения, поэтому в качестве переходных форм предлагается также выделить группы внутриотраслевых и межотраслевых показателей.

С учетом вышеизложенного при решении задачи планирования геолого-разведочных работ на нефть предлагается использовать следующую классификацию геолого-экономических показателей НРн.

Отраслевые показатели НРн позволяют исследовать изменение эффективности освоения и качества НР во времени и выявить основные факторы, влияющие на эти изменения. Вследствие различия нефтегазоносных районов по уровню освоенности ресурсов и их концентрации отраслевые геолого-экономические показатели малоэффективны при межрайонных сопоставлениях; использование их для этих целей связано с необходимостью введения соответствующих корректирующих коэффициентов.

Отраслевые геолого-экономические показатели НРн подразделяются на внутриотраслевые и межотраслевые. Группу внутриотраслевых **натуральных и денежных** геолого-экономических показателей составляют показатели эффективности и качества НРн, использование которых ограничивается рамками геологоразведочных работ. Наиболее употребимы в практике такие показатели эффективности, как приросты запасов на метр проходки, скважину или рубль затрат, годовые приросты и др. Внутриотраслевые показатели качества НР дают представление о величине запасов, соотношении извлекаемых и балансовых запасов, глубине залегания, размерах запасов месторождений и др.

Межотраслевые показатели эффективности соотносят результирующие показатели эффективности подготовки запасов и добычи нефти — показатель восполнения добычи запасами, кратность запасов и добычи, соотношения приростов запасов и объемов подготовки ресурсов категории  $C_3$  и др. Совокупность межотраслевых показателей качества в ряде случаев пересекается с отраслевыми показателями качества, однако внутреннее их содержание иное, так как они характеризуют процесс подготовки запасов с позиции показателей, определяющих возможную добычу нефти.

Народнохозяйственные показатели НРн характеризуют народнохозяйственную ценность НРн, а также соотношение этой ценности с затратами на освоение НРн. Показатели общей народнохозяйственной эффективности освоения НРн основаны на оценке роли НРн в решении энергетической проблемы, их перспективном влиянии на развитие и структуру химической промышленности, величину прибыли от возможного экспорта нефти и в конечном счете на структуру и темпы развития народного хозяйства страны в целом. Методика расчета таких показателей пока не разработана.

Народнохозяйственные межотраслевые показатели занимают промежуточное положение между отраслевыми и полными народнохозяйственными показателями НРн. Основными среди них являются денежные показатели, которые определяются на базе замыкающих затрат. Важнейшим народнохозяйственным показателем является обеспеченность запасами требуемой добычи нефти для страны в целом.

Геолого-экономические показатели НРн обычно рассматриваются в статическом или динамическом вариантах. При статическом варианте геолого-экономического описания НРн представляется структура избираемого

показателя для всей неразведанной части НРн. Примером тому служат характеристики НРн, приводимые при количественной оценке величины неразведанных ресурсов нефти: распределение всех ресурсов по глубине, вязкости нефти и др. Одной из наиболее широко изучаемых статических характеристик НРн является структура НРн по величине запасов месторождений. Недостатком статических оценок НРн является отсутствие учета динамики изменения затрат, связанной с изменением уровня освоенности ресурсов. Однако проводить такие оценки целесообразно, так как они, несомненно, несут новую информацию, полезную для решения задачи выбора направлений ГРП и планирования их объемов.

При динамическом варианте описаний НРн избранный показатель представляется в виде характеристики, связанной с динамикой разведанности ресурсов или временем. Научным фундаментом для изучения обоснованной динамики показателей освоения ресурсов являются основополагающие работы ученых ИГиРГИ, выполненные в последние годы [1, 7]. В этих работах показано, что основные показатели освоения ресурсов (прирост запасов на метр проходки или скважину, средние размеры запасов месторождений, коэффициент нефтеотдачи и др.) закономерно изменяются в связи с ростом разведанности ресурсов. Динамические характеристики показателей НРн "геолого-экономический показатель — степень освоенности ресурсов" являются основой для перехода к функциональным характеристикам "геолого-экономический показатель — время". В настоящее время практика планирования подготовки запасов в стране базируется на разработанных учеными ИГиРГИ для нефтегазоносных районов страны функциональных статистических зависимостях "удельный прирост запасов на метр проходки (или скважину) — степень освоенности ресурсов.

Методика расчета общей потенциальной народнохозяйственной ценности НРн в настоящее время не разработана. Представление о возможных масштабах такой оценки по стране в целом можно получить из работы М.М. Бреннера [3], который считает, что реальный денежный эффект, полученный народным хозяйством СССР в результате развития нефтяной и газовой промышленности и их ведущей роли в преобразовании всей социалистической экономики СССР в VIII—IX пятилетках, может быть оценен во много миллиардов рублей.

Представление о ценности НРн дают такие показатели, как их объем, структура по размерам запасов месторождений (в том числе прогноз наличия уникальных и крупных) и т.д. Однако наиболее эффективны расчеты денежной ценности неразведанных ресурсов нефти на базе замыкающих затрат (Руководящие указания к использованию замыкающих затрат, 1973 г., Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых, 1980г.). Замыкающие затраты представляют собой предельно допустимые с народнохозяйственных позиций затраты на использование запасов нефти в планируемом отрезке времени; замыкающие затраты учитывают возможность взаимозаменяемости нефти для потребителя газом и углем в качестве топлива и химического сырья. Денежная величина потенциальной ценности НРн рассчитывается по произведению замыкающих затрат и объема той части НРн, которая может быть освоена до экономически целесообразного уровня затрат. Если оценки делаются

с учетом возможного темпа освоения ресурсов, в расчетах необходимо учитывать динамику замыкающих затрат.

В системе Миннефтепрома действуют два вида замыкающих затрат: 1) предельный норматив годовых приведенных затрат на 1 т прироста добычи нефти (нижний уровень); 2) предельный норматив годовых затрат на 1 т добытой нефти на заключительной стадии разработки (верхний уровень). Однако данные замыкающие затраты не учитывают товарные качества нефти, объем растворенного газа, затраты на магистральный транспорт и переработку. Поэтому расчеты, приводимые на базе этих замыкающих затрат, это только первый шаг в оценке народнохозяйственной ценности НРн. С учетом специфики планирования геологоразведочных работ на нефть и возможностей прогнозирования геолого-экономических показателей расчет ценности НРн предлагается проводить по верхнему или по нижнему уровням замыкающих затрат в зависимости от вида исходного материала.

Анализ потенциальной ценности НРн может проводиться по статическим и динамическим характеристикам показателей неразведанных ресурсов. В первом случае рассматривается ценность НРн в натуральном или денежном выражении по среднему значению показателя или его дифференцированной характеристике для неразведанных ресурсов в целом. При использовании динамической характеристики показателя валовая оценка потенциальной ценности представляется в виде совокупности прогнозируемой ценности приростов запасов, которые могут быть получены по мере степени освоения НРн.

Используемые в настоящее время показатели ценности неразведанных ресурсов определяются в основном без учета научно-технического прогресса (НТП). Так, оценка объема извлекаемой части неразведанных ресурсов [6] проводится, исходя из текущих технико-технологических возможностей разработки, т.е. без учета НТП. На относительно краткосрочное время обычно устанавливаются уровни замыкающих затрат и др. В настоящее время долгосрочное планирование развития народного хозяйства включает в качестве составной части программы по ускорению научно-технического прогресса. Поэтому одной из задач геолого-экономического анализа является разработка методик количественной оценки влияния НТП на показатели освоения ресурсов.

Натуральные и денежные затраты на освоение ресурсов нефти слагаются из прогнозируемых затрат на геологопоисковые работы и глубокое поисково-разведочное бурение. Планирование и прогнозирование затрат обычно проводится в двух вариантах: 1) на базе текущих технико-экономических показателей, т.е. без учета научно-технического прогресса (НТП); 2) с учетом влияния НТП на технико-экономические показатели освоения ресурсов.

Прогноз затрат на освоение ресурсов с целью превращения потенциальной ценности НРн в реальную ценность на базе текущих технико-экономических показателей возможен для статических и динамических характеристик НРн, при этом в последнем случае динамика рассматривается как во временном выражении, так и в размерности степени освоения НРн. Это наиболее простой вид оценки затрат, при которой по прогнозируемой величине прироста запасов или характеристикам месторождений, предпо-

лагаемых к открытию, определяются в целом для неразведанных ресурсов или для их осваиваемых частей натуральные (объем бурения в метрах, число скважин и др.) и денежные (госбюджетные ассигнования, капитальные вложения) затраты на геологоразведочные работы. Все расчеты при этом проводятся по действующим нормативам.

Расчеты затрат с учетом НТП проводятся только по динамическим характеристикам освоения ресурсов как на временной оси, так и в зависимости от уровня освоенности ресурсов. Следует отметить, что динамические характеристики освоения ресурсов "прирост запасов на метр проходки (или скважину) — степень освоенности ресурсов" отражают также постоянные эволюционные изменения эффективности ГРПн за счет НТП, поэтому расчеты объемов глубокого бурения на их основе позволяют учесть эволюционное влияние НТП в перспективе до 15–20 лет.

Вопросы оценки эффективности освоения НРн привлекают внимание многих исследователей. Разработаны и используются многочисленные показатели, некоторые из которых (удельные приросты запасов на метр проходки или скважину) получили практическое применение в практике планирования геологоразведочных работ. Однако многие вопросы, касающиеся оценки места каждого показателя, и их комплексирование требуют уточнений. Обычно показатели эффективности освоения НРн условно делят на две группы — просто показатели эффективности освоения НРн и экономические показатели эффективности освоения НРн. При этом к первым относят показатели в натуральном выражении, а ко вторым — в денежном. Такое деление весьма условно и недостаточно, особенно в настоящее время, когда термин "экономика" зачастую употребляется как синоним термину "народное хозяйство".

Рассматривая показатели эффективности освоения НРн по конечному продукту ГРПн с позиций критериев изменения эффективности, можно отметить следующее. Наиболее широко распространены оценки эффективности по соотношениям затрат (в натуральном или денежном выражении) и конкретного прироста запасов нефти. Кроме того, используются различные соотношения между объемом конечного продукта ГРПн — промышленными запасами нефти и конечной продукцией нефтедобычи — объемом извлеченной нефти. Ограниченностью комплекса вышеуказанных показателей является невозможность решения на их основе вопроса рациональности проведения ГРПн. С этой точки зрения необходимо обратиться к разработкам по оценке народнохозяйственной эффективности ГРПн.

Вопросы оценки эффективности освоения НРн с народнохозяйственных позиций в настоящее время разработаны недостаточно. Это в первую очередь связано со сложностью определения народнохозяйственной ценности подготовленных запасов. Этот продукт деятельности геологоразведочных организаций не может быть непосредственно реализован социалистическим хозяйством без добычи. В то же время и добытая нефть не является продуктом потребления, однако мировая практика купли—продажи этого продукта и экспорт нефти из СССР позволяют сделать денежную оценку ценности сырой нефти. Общая оценка ценности нефти может быть установлена по ценности продуктов ее переработки. Поэтому оценки народнохозяйственной ценности запасов по ценности сырой нефти являются лишь первым шагом в решении этой проблемы. Однако шаг этот необходим, так

как число ступеней лестницы конечных продуктов переработки нефти практически ограничить невозможно.

Экономическая народнохозяйственная эффективность освоения НРн определяется потенциальным народнохозяйственным эффектом (НХЭ) от использования подготовленных запасов нефти. Показатели экономической народнохозяйственной эффективности освоения НРн позволяют оценить экономический уровень ГРРн, его изменение во времени, предельную величину материальных и денежных затрат, экономически целесообразных для подготовки данного объема запасов нефти, а также служат основой для расчета экономической эффективности результатов ННР по ГРРн.

Исходным показателем народнохозяйственной эффективности освоения НРн является денежная оценка потенциального народнохозяйственного эффекта от использования планируемых к разработке запасов нефти, которая определяется по разности величины потенциальной ценности подготовленных запасов нефти и планируемых затрат на подготовку запасов, а также прогнозируемых затрат на разработку. Полученная таким образом величина потенциального НХЭ от использования подготовленных запасов нефти, отражая суммарный результат деятельности геологоразведочных и добывающих организаций, является количественной оценкой экономической целесообразности ГРРн в данном регионе и именуется в дальнейшем как народнохозяйственная экономическая оценка эффективности ГРРн.

Одним из нерешенных вопросов денежной народнохозяйственной эффективности освоения НРн является определение затрат на подготовку запасов нефти. Большинство исследователей склоняются к тому, чтобы в расчетах учитывать только затраты по открываемым месторождениям. Однако такой подход не отражает все затраты на ГРРн; к тому же длительность поисково-разведочного процесса и его многоцелевой характер практически не позволяют выделить затраты, которые можно соотнести с открытым месторождением. Поэтому предлагается соотношение денежных затрат с подготовленными запасами проводить по аналогии с расчетом прироста запасов на метр проходки, которые определяются, исходя из прироста запасов за анализируемый период и объема бурения, безотносительно степени завершенности и местоположения скважин в исследуемом районе.

При расчете денежных затрат на освоение НРн необходимо учитывать стоимость поисковых и разведочных скважин, передаваемых в эксплуатационный фонд. Анализ материалов за прошедшее десятилетие показывает, что в системе Миннефтепрома большая часть поисковых и разведочных скважин передается в эксплуатационный фонд и участвует далее в процессе добычи нефти. Стоимость этих скважин в дальнейшем находит отражение в себестоимости добытой нефти. Поэтому при оценке народнохозяйственной эффективности подготовленных запасов по прогнозируемым показателям добычи нефти для исключения двойного счета части затрат необходимо учитывать стоимость поисковых и разведочных скважин, передаваемых в эксплуатационный фонд.

Возможности прогнозирования динамики отраслевых геолого-экономических показателей позволяют решать вопрос о разработке и использо-

вании статических и динамических оценок народнохозяйственной эффективности освоения ресурсов. Примером статической оценки народнохозяйственной эффективности освоения НРн являются исследования И.Х. Абрикосова и др. (см. наст. сб.). Однако статические оценки НХЭ неразведанных ресурсов малоэффективны для решения задач оперативного и долгосрочного планирования ГРРн. Это обусловлено тем, что выделяемые при статической оценке группы месторождений с низким или даже отрицательным народнохозяйственным эффектом тем не менее будут открываться в процессе ГРРн отрицательно действуя на уровень НХЭ ГРРн.

Динамическая оценка народнохозяйственной эффективности предполагает оценку освоения НРн по приростам запасов и (или) открываемым месторождениям в связи с уровнем освоенности ресурсов. В этом случае можно определить уровень освоенности ресурсов, при котором дальнейшее проведение ГРРн будет экономически нерациональным, и выделить тем самым неактивную по сегодняшним оценкам часть ресурсов; расчеты НХЭ по активной части НРн могут быть использованы при выборе направлений ГРРн и планировании их объемов.

Денежная величина народнохозяйственной эффективности освоения НРн может принимать нулевое или отрицательное значение в основном на начальном или заключительном этапах освоения ресурсов. Снижение величины удельных приростов запасов и преимущественное открытие мелких и мельчайших месторождений, наблюдаемые при разведанности НПР более 65–75%, действуют в сторону последовательного снижения НХЭ подготавливаемых запасов нефти. Фактор исчерпаемости ресурсов в конечном счете приведет к такому положению, когда подготовка запасов из неразведанных ресурсов при достигнутом соотношении затрат в народнохозяйственной ценности подготавливаемых запасов нефти будет экономически нецелесообразной.

В нефтегазоносных районах, как правило, выделяются несколько направлений ГРРн, характеризующихся различными объемами неразведанных ресурсов, степенью освоенности НПР, а также различными технико-экономическими показателями подготовки и использования запасов нефти. Народнохозяйственная эффективность освоения НРн по нефтегазоносному району складывается из показателей каждого направления с учетом их веса в общих материальных и денежных затратах. Возможности повышения денежной величины потенциального НХЭ освоения НРн в нефтегазоносном районе определяются: уровнем научного обоснования направлений ГРРн, оптимизацией их методики, перераспределением объемов ГРРн по нефтегазоносному району между направлениями, частичным сокращением объемов ГРРн по нефтегазоносному району за счет малоперспективных направлений, а также совершенствованием техники и технологии геофизических и буровых работ.

Денежная величина народнохозяйственной эффективности освоения НРн служит одним из основных показателей нижнего предельного значения целесообразности проведения ГРРн. Полное решение вопроса о достижении предела проведения ГРРн существующим объемом работ по направлению или нефтегазоносному району в целом принимается на базе комплексного изучения достигнутых технико-экономических, методических

и геологических показателей ГРПн, объема неразведанных ресурсов, их степени освоенности, структуры по размерам запасов месторождений неразведанной части ресурсов, свойств нефти и др. с учетом научно-технического прогресса в технике и методике ГРПн, бурении скважин и разработке нефтяных месторождений.

Для анализа динамики НХЭ освоения НРн и достижений экономически целесообразного уровня ГРПн для каждого нефтегазодобывающего объединения следует использовать расчетные денежные значения предельных затрат на подготовку 1 т запасов нефти и расчетные значения минимальных величин прироста запасов на 1 м проходки поисково-разведочного бурения. Расчетные предельные значения определяются из соотношения ценности подготовленных запасов и затрат на их подготовку и разработку при теоретическом допущении, что НХЭ ГРПн равен нулю (т.е. народнохозяйственная ценность подготовленных запасов и суммарные затраты равны). Соотношение соответствующих расчетных предельных и фактически достигнутых показателей отражает запас экономической прочности проведенных ГРПн.

Методика денежной оценки НХЭ освоения НРн должна учитывать практику отчетности и планирования ГРПн. В настоящее время основным показателем результатов ГРПн является валовый прирост запасов нефти промышленных категорий, полученный в течение отчетного периода на перспективных структурах, а также разведываемых и разрабатываемых месторождений; денежная оценка НХЭ каждой из составных частей валового прироста запасов крайне затруднительна. В то же время методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых ГКНТ СССР (1979) ориентирована на расчеты НХЭ по конкретным месторождениям. Поэтому денежную оценку экономической (народнохозяйственной) эффективности освоения НРн целесообразно проводить как по валовому приросту запасов, так и по конкретным месторождениям, открытым за анализируемую пятилетку. В дальнейшем оценка эффективности освоения НРн, проводимая по валовому приросту запасов, будет именоваться как оперативная оценка экономической (народнохозяйственной) эффективности ГРПн, а по открытым месторождениям — полная оценка экономической (народнохозяйственной) эффективности ГРПн.

Оперативная оценка народнохозяйственной эффективности геолого-разведочных работ основана на использовании формулы приведенных затрат, по которой делается "мгновенная" денежная оценка народнохозяйственной эффективности всего объема подготовленных промышленных запасов, прогнозируемых к подготовке при различных условиях освоенности ресурсов и включающих приросты по месторождениям и структурам, находящимся на различных стадиях разведки и разработки. Приведенные затраты являются показателем сравнительной экономической эффективности. При сравнении вариантов лучший выбирается по минимуму приведенных затрат [6, с. 441]  $S_{пр} = C + EK$ .

В основе расчета оперативной оценки экономической (народнохозяйственной) эффективности ГРПн лежит схема определения народнохозяйственной экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтегазодобывающей промышленности (РД-39-3-370-79), так как в составе специального норматива удель-

ных приведенных затрат на 1 т прироста добычи нефти учтены не только затраты на обустройство месторождений и добычу нефти, но и приведенные затраты, связанные с подготовкой запасов:  $R = (Z - S_{пр})\Delta Q = [Z - (C + EK)]\Delta Q$ , где  $R$  – оперативная денежная оценка экономической (народнохозяйственной) эффективности ГРПн по нефтегазоносному району (объединению) или направлению;  $Z$  – предельный норматив приведенных затрат на 1 т прироста добычи нефти, в составе которого учтены приведенные затраты на подготовку 1 т запасов;  $C$  – планируемая себестоимость подготовки и добычи 1 т нефти;  $E$  – нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности капитальных вложений;  $K$  – планируемые удельные капитальные вложения на подготовку и добычу 1 т нефти;  $\Delta Q$  – валовый прирост запасов за исследуемый период.

Себестоимость подготовки и добычи 1 т нефти рассчитывается по формуле  $C = C_d + C_{гр}$ , где  $C_d$  – средняя себестоимость добычи 1 т нефти из новых скважин по землям объединения;  $C_{гр}$  – себестоимость подготовки 1 т промышленных запасов нефти, приравнивается к сумме удельных затрат капитальных вложений и госбюджетных ассигнований на прирост промышленных запасов нефти организаций всех министерств, проводивших ГРПн в данном районе в течение исследуемого периода; в расчетах учитывается стоимость поисково-разведочных скважин, передаваемых в эксплуатационный фонд, которая определяется, исходя из их количества, средней глубины эксплуатационных скважин и себестоимости метра проходки в эксплуатационном бурении.

Удельные капитальные вложения на подготовку и добычу 1 т рассчитываются по формуле  $K = K_d + K_{гр}$ , где  $K_d$  – удельные капитальные вложения на 1 т новой мощности добычи нефти;  $K_{гр}$  – удельные капитальные вложения на подготовку 1 т запасов нефти.

Оперативная оценка уровня народнохозяйственной эффективности освоения НРн проводится по удельной величине НХЭ на 1 руб. затрат или по удельной величине НХЭ на 1 т валового прироста запасов нефти.

Анализ степени приближения народнохозяйственной эффективности ГРПн к уровню их экономической целесообразности проводится по показателю запаса экономической прочности, равному соотношению фактических ( $P_T$ ) и теоретических расчетных ( $P_{T\max}$ ) удельных затрат на подготовку 1 т запасов нефти или соотношению фактических ( $T_M$ ) и теоретических расчетных ( $T_{M\min}$ ) удельных приростов запасов на 1 м проходки:  $\sigma = P_{T\max}/P_T$  или  $\sigma = T_{M\min}/T_M$ , где  $\sigma$  – показатель запаса экономической прочности проведения ГРПн.

Теоретические расчетные значения предельных затрат на ГРПн для подготовки 1 т запасов нефти получены при допущении, что оперативная денежная оценка экономической эффективности освоения НРн равна нулю:  $P_{T\max} = (Z - C_d - EK_d)/(1 + EK_k)$ ,  $T_{M\min} = [(1 + EK_k)(S_{кв} + S_{гб} - S_{грэ})]/[M(Z - C_d - EK_d)]$ .

Расчеты народнохозяйственной эффективности освоения НРн, проведенные по различным районам страны, показали, что в ближайшей перспективе в среднем по стране проводимые ГРПн будут иметь достаточный запас экономической прочности.

Расчет полной народнохозяйственной эффективности базируется на "Временной типовой методике экономической оценки месторождений



полезных ископаемых” (1979 г.). Расчетная денежная оценка месторождений ( $R_p$ ) равна разности между ценностью добываемой продукции и суммарными (эксплуатационными и капитальными) затратами на ее получение за период отработки запасов с учетом фактора времени:

$$R_p = \sum_{t=1}^T \frac{Z_t - S_t}{(1 + E_{нп})^t}, \text{ где } T - \text{ расчетный период оценки месторождения,}$$

исчисляемый от года, применительно к которому выполняется оценка до года отработки запасов;  $Z_t$  – ценность годовой продукции, исчисленная в замыкающих затратах  $t$ -го года;  $S_t$  – сумма предстоящих капитальных и эксплуатационных затрат в  $t$ -м году эксплуатации (осуществленных без затрат на геологоразведку);  $E_{нп}$  – норматив для проведения разновременных затрат и результатов.

Большую роль в формировании величины денежной оценки месторождений играет фактор времени, формализованный через дисконтирование.

Проблема применения метода дисконтирования при оценке эффективности ГРРн оказалась достаточно спорной и вызвала широкую дискуссию [4, 5, 8]. Как показали исследования, неравнозначность дисконтированных оценок эффекта в геологоразведке и разработке, а также отсутствие в настоящее время и невозможность достоверного прогнозирования в перспективе некоторых основных показателей, связанных с оценкой эффекта во времени (замыкающих затрат и коэффициента дисконтирования), ставит под сомнение необходимость применения дисконтирования при оценке народнохозяйственного эффекта подготовленных запасов нефти, когда в системе оценки принимает участие геологоразведочная и нефтедобывающая отрасли.

Полная оценка экономической эффективности (целесообразности) освоения НРн производится по показателям денежной величины НХЭ от планируемого использования запасов нефти месторождений, которые будут открыты за исследуемый период, исходя из суммы расчетных денежных оценок каждого месторождения и всех затрат на ГРРн за тот же период. Показатель расчетной денежной оценки месторождения равен разности между ценностью добываемой нефти и суммарными эксплуатационными и капитальными затратами на ее получение за период экономически выгодной отработки на месторождении прогнозируемых запасов нефти. Расчетный период денежной оценки каждого месторождения определяется от планируемого года ввода в эксплуатацию до прогнозируемого момента, когда вследствие роста себестоимости добычи нефти затраты достигнут предела эксплуатации нефтяных объектов на заключительной стадии разработки. Расчеты НХЭ запасов нефти неоткрытых месторождений целесообразно проводить без дисконтирования затрат как в геологоразведку, так и в разработку.

Полная оценка денежной величины НХЭ запасов нефти месторождений, прогнозируемых к открытию, за исследуемый период проводится

$$\text{по формуле } R = \sum_1^N R_j - (S_{гп} - S_{згп}), \text{ где } R - \text{ полная оценка денежной величины}$$

НХЭ запасов нефти месторождений, которые будут открыты за исследуемый период;  $R_j$  – расчетная денежная оценка  $j$ -го месторожде-

ния, открытого в исследуемом периоде;  $N$  – прогнозируемое количество месторождений, которые будут открыты за исследуемый период;  $S_{гр}$  – прогнозируемые затраты на ГРПн за исследуемый период;  $S_{эгр}$  – стоимость поисково-разведочных скважин, переданных в эксплуатационный фонд за исследуемый период;  $R_j = \sum_1^{t_3} (Z_t - S_t)$ , где  $t_3$  – продолжительность

экономически выгодной разработки месторождения;  $Z_t$  – денежная ценность нефти, планируемая к добыче в  $t$ -м году на месторождении, исчисленная в замыкающих затратах;  $S_t$  – затраты на разработку нефтяного месторождения в  $t$ -м году.

Полная оценка уровня общей экономической эффективности (целесообразности) освоения НРн проводится по формуле  $R_{гр} = R/(S_{гр} - S_{эгр})$ .

Геолого-экономический анализ неразведанных ресурсов нефти является органической частью процесса планирования геологоразведочных работ на нефть и проводится непосредственно как перед выбором региональных и локальных направлений, так и при вариантном отборе основных направлений ГРПн и их объемов. Использование народнохозяйственных критериев освоения неразведанных ресурсов нефти повышает значимость геолого-экономического анализа в процессе планирования, делает более достоверным научное обоснование планов и прогнозов проведения геологоразведочных работ. Расчеты народнохозяйственной эффективности освоения неразведанных ресурсов нефти, проведенные по различным районам страны, показали, что в ближайшей перспективе в среднем по стране проводимые геологоразведочные работы на нефть будут иметь достаточный запас экономической прочности.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Афанасьев Ю.Т., Еременко Н.А., Крылов Н.А.* и др. Совершенствование методических основ планирования геологоразведочных работ на нефть и газ. М.: ВНИИОЭНГ, 1982. 48 с. (Нефтегаз. геология и геофизика; Вып. 17).
2. *Белонин М.Д., Наливкин В.Д.* Методологические основы геолого-экономического прогнозирования нефтегазоносности. – В кн.: Вопросы методологии нефтегазовой геологии: Губкинские чтения. М.: Недра, 1982, с. 26–36.
3. *Бреннер М.М.* Экономика геологоразведочных работ на нефть и газ. М.: Недра, 1979. 238 с.
4. *Каганович С.Я.* Фактор времени в экономике минерального сырья и геологоразведочных работ. – Сов. геология, 1979, № 10, с. 36–39.
5. *Козловский Е.А.* Минерально-сырьевая база и фактор времени – Сов. геология, 1979, № 3, с. 9–22.
6. Методические указания к разработке государственных планов экономического и социального развития СССР. М.: Экономика, 1980. 775 с.
7. *Стасенко В.В., Журавлева П.И., Крылов Н.А., Кувыкин Ю.С.* К вопросу прогнозирования эффективности поисково-разведочных работ на нефть. – Нефтегаз. геология и геофизика, 1976, № 9, с. 3–5.
8. *Файтельман Н.* Экономическая оценка природных ресурсов. – *Вопр. экономики*, 1980, № 10, с. 63–73.

*И.А. Полудень*

## ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ РАЗВЕДАННОСТИ ЗАПАСОВ В СИСТЕМЕ "РАЗВЕДКА—ДОБЫЧА"

Развитие нефтяной промышленности, как и других добывающих отраслей, тесно связано с изучением недр. Качество и эффективность решения многочисленных задач по проектированию, планированию, организации работ в области бурения скважин, разведки и разработки месторождений зависит от полноты информации о геолого-физических свойствах горных пород, коллекторской характеристике продуктивных пластов и свойств насыщающих жидкостей, а также пластовых и забойных давлений, производительности скважин по жидкости и т.д.

Разведка нефтяных месторождений и добыча нефти являются тесно связанными подсистемами единой системы "разведка—добыча". От объема разведочных работ и точности подсчета запасов зависят точность и надежность 5-летних и долгосрочных планов добычи нефти. Невыполнение же планов добычи причиняет народному хозяйству значительный экономический ущерб.

Анализ фактических и плановых показателей по отдельным нефтедобывающим районам и отрасли в целом показывает, что значительная доля неточности в планировании возникает из-за погрешностей в определении двух величин: дебита новых скважин и процента падения по переходящему фонду скважин. Настоящая статья посвящается исследованию точности определения первой из них — дебита новых скважин. Эта величина связана с прогнозированием добычи нефти по новым месторождениям, ввод которых в промышленную разработку предусматривается в планируемый период. Точность ее определения, как показывают фактические данные, еще невысокая.

В таблице представлены результаты расчета отклонений фактических средних дебитов новых скважин от плановых по годам X пятилетки в разрезе нефтедобывающих районов. Ошибки в определении средних дебитов имеют место по всем районам и меняются в широких пределах — от нескольких процентов до кратного числа раз. Наблюдаются случаи как завышения расчетов дебитов (—), так и занижения (+).

Известно, что для расчета дебитов скважин необходимо знать такие параметры, как мощность пласта, проницаемость, вязкость пластовой нефти, а с началом эксплуатации месторождения — и промышленные запасы. Следовательно, задача обеспечения обоснованности плановых расчетов решается выполнением определенного объема геологоразведочных работ.

Чем больше на месторождении пробурено разведочных скважин и проведено комплексов геофизических, гидродинамических и лабораторных исследований, тем точнее подсчитываются параметры для планирования добычи нефти. Однако и бурение глубоких разведочных скважин, и осуществление комплексов исследований требуют значительных затрат

## Отклонение фактических средних дебитов новых скважин от плановых, %

Регион	1976	1977	1978	1979	1980
Главтюменьнефтегаз	-19,5	-19,3	-5,4	+4,5	-5,4
Коминепфть	-3,6	+2,9	+1,6	-32,8	-51,7
Татнефть	-12,5	-7,4	-19,4	-13,8	-21,3
Башнефть	-7,7	+30,8	+43,3	+36,1	+16,4
Куйбышевнефть	+4,3	+14,5	-2,9	+27	-10
Нижевожскнефть	-21	-26,3	+16,7	-6,3	+21,7
Саратовнефтегаз	+3,9	+6,4	+34,8	+80,8	+25,6
Пермнефть	+37,5	+34,5	-23,9	-61,9	-68,3
Оренбургнефть	-6,8	-12,8	-26,1	-26,2	-41,1
Удмуртнефть	-23,5	-15,3	-34,4	-33,5	-44,4
Грознефть	-3,4	-4,3	-30,6	-20,6	-40,1
Ставропольнефтегаз	-29	+24	+14	-23,2	+12,6
Краснодарнефтегаз	+11,3	+17,3	+18,7	+2	+6
Дагнефть	-46,6	+5,4	+26,8	-28	-4
Азнефть	+1,3	+140	+38,8	+70	+35
Грузнефть	+5,8	+143	+135,4	+35,3	+123,3
Укрнефть	+61,4	-7,3	+30,6	+19,1	-27,6
Белоруснефть	-32,1	+24,2	-37,8	-39,5	-67,5
Мангышлакнефть	-4,6	-19,6	-27,2	-27,9	+35,2
Эмбафть	-35,6	+2	-14,5	+17,2	+27,3
Туркменнефть	+8,7	-8,5	-4	-57,6	-51,3
Киргизнефть	-76,3	-60	-32,5	-36,1	-62,5
Узбекнефть	-22	-42	-36	+27	-3
Таджикнефть	-5	+32,2	-31,2	-35,5	-74

средств. Вместе с тем недостаточная разведанность месторождений приводит к просчетам в планах добычи нефти, что наносит народному хозяйству и отрасли определенный экономический ущерб. Величина этого ущерба уменьшается по мере увеличения объема геологоразведочных работ.

Следовательно, существует проблема оптимальной разведанности месторождений при передаче их из разведки в разработку. Удельные затраты на подготовку 1 т запасов ( $C_p$ ) с увеличением числа разведочных скважин и объемов исследований возрастают, а экономический ущерб от ошибок в планировании уменьшается. Сумма этих двух величин учитывает общие затраты в системе "разведка-добыча" и называется обобщенной функцией затрат. В зависимости от числа разведочных скважин эта функция достигает минимума. Точка минимума соответствует оптимальной разведанности.

Обобщенная функция затрат определяется по формуле  $W = C_p + P_y$ , где  $C_p$  — удельные затраты на подготовку 1 т запасов, руб/т;  $P_y$  — экономический ущерб от ошибок в плане добычи нефти, руб/т.

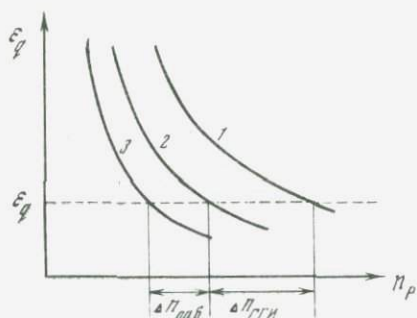
Величины, входящие в формулу, определяются по соотношениям  $C_p = C_{\text{бур}} + C_{\text{слаб}} + C_{\text{геф}} + C_{\text{гидр}}$ ;  $P_y = \epsilon_q Z$ ;  $\epsilon_q = \sqrt{\epsilon_f^2 + \epsilon_n^2 + \epsilon_\mu^2 + \epsilon_k^2}$ , где  $C_{\text{бур}}$ ,  $C_{\text{слаб}}$ ,  $C_{\text{геф}}$ ,  $C_{\text{гидр}}$  — удельные затраты соответственно на бурение разведочных скважин, лабораторные исследования образцов породы, геофи-

зические и гидродинамические исследования;  $\epsilon_q$  — относительная ошибка в определении дебита скважин;  $\epsilon_f, \epsilon_h, \epsilon_\mu, \epsilon_k$  — погрешность определения отдельных параметров соответственно площади нефтеносности, эффективной толщины, проницаемости, вязкости пластовых жидкостей;  $Z$  — замыкающие затраты, руб/т.

Для установления количественной связи между величиной погрешности в определении параметра и числом его измерений можно пользо-

$$\text{ваться формулой } \epsilon_x^2 = t_\beta^2 \left[ V_x^2 \left( \frac{1}{n} - \frac{1}{N} \right) + \frac{\delta^2}{N} \right],$$

где  $\epsilon_x$  — относительная погрешность определения параметра  $x$ ;  $V_x$  — коэффициент вариации параметра  $x$ ;  $n$  — число измерений;  $N$  — объем генеральной совокупности;  $t_\beta$  — параметр, характеризующий доверительный интервал;  $\delta$  — относительная ошибка отдельного измерения.



Зависимость погрешности подсчета дебита от количества разведочных скважин

1 — без использования комплекса исследований; 2 — при использовании геофизических исследований; 3 — при использовании геофизических и лабораторных исследований

Из приведенных формул следует, что величина каждой составляющей общей погрешности расчета добычи зависит от количества замеров. Чем больше замеров, а следовательно, затрат, тем меньше погрешность определения параметра. Поэтому необходимо обеспечить снижение общей погрешности  $\epsilon_q$  за счет таких ее составляющих, по которым замеры осуществляются малыми затратами. Этого можно добиться путем совершенствования методов и увеличения объема лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований, затраты на проведение которых значительно меньше, чем на бурение разведочных скважин. На рисунке приведен пример расчета эффекта от применения комплекса исследований. Кривая 1 выражает зависимость погрешности подсчета дебита скважин, когда параметры определяются только по данным бурения разведочных скважин. Эта же зависимость выражается кривой 2, если к определению параметров привлекаются геофизические и гидродинамические методы исследования. Кривая 3 соответствует случаю, когда дополнительно проводятся массовые исследования кернов и проб пластовой жидкости. Из приведенных данных видно, что при условии обеспечения одной и той же точности подсчета дебитов использование результатов геофизических, гидродинамических и лабораторных исследований позволяет сократить число необходимых разведочных скважин соответственно на  $\Delta n_{ГГИ}$ ,  $\Delta n_{лаб}$ .

Обобщенная функция, а следовательно, и степень оптимальной разведанности, как видно из приведенных формул, зависят от величины

закрывающих затрат. Известно, что закрывающие затраты являются своего рода экономическим регулятором для разделения запасов на балансовые и забалансовые. С течением времени этот общественно оправданный предел затрат возрастает, так как в промышленную эксплуатацию вводятся все более и более низкодебитные месторождения. Те запасы, которые ранее считались забалансовыми, не пригодными для промышленной разработки из-за высоких удельных затрат на их освоение, теперь становятся рентабельными и переводятся в группу балансовых. Однако при этом упускается из виду то обстоятельство, что с увеличением закрывающих затрат возрастают требования к точности подсчета запасов и добычных возможностей месторождений.

Для оценки этой зависимости будем исходить из условия, что для определения параметров пласта и насыщающих его жидкостей использованы в оптимальном объеме геофизические, гидродинамические лабораторные исследования по каждой разведочной скважине. Тогда погрешность в определении дебита при  $\delta = 0$ ;  $N \rightarrow \infty$  составит  $\epsilon_q = t_\beta V_q / \sqrt{n_p}$ .

Обобщенную функцию затрат можно представить в виде  $W = (C_{скв} n_p / \Omega + t_\beta^2 V_q^2 / \sqrt{n_p}) Z$ , где  $C_{скв}$  — стоимость одной разведочной скважины с учетом затрат на комплекс исследований;  $\Omega$  — объем подготовки запасов.

Количество скважин, при котором обобщенная функция затрат достигает минимума, подсчитывается по формуле

$$n_p = (t_\beta^2 V_q^2 \Omega / 2 C_{скв})^{2/3} Z^{2/3}.$$

Из полученной формулы следует, что с увеличением закрывающих затрат для обеспечения оптимальной разведанности требуется почти пропорциональное увеличение количества разведочных скважин. Так, при увеличении  $Z$  в 2 раза количество разведочных скважин должно возрасти в 1,6 раза; при 3-кратном увеличении закрывающих затрат необходимо в 2 раза увеличить число разведочных скважин.

Таким образом, в связи с наметившимся ростом закрывающих затрат на перспективу в планах геологоразведочных работ по переводу прогнозных ресурсов в запасы промышленных категорий необходимо предусмотреть более тщательную разведку месторождений бурением большего числа разведочных скважин и осуществлением всего комплекса геофизических, гидродинамических и лабораторных исследований.

*Г.П. Сверчков, К.П. Иванова*

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ, ИСПОЛЪЗУЕМОГО ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ СТРУКТУРЫ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

При разработке методов прогноза структуры прогнозных ресурсов, необходимой для проведения прямого расчета затрат на подготовку запасов и добычу нефти и газа, следует учитывать по меньшей мере три обстоятельства.

1. Различия региональных и локальных объектов поисково-разведочных и эксплуатационных работ. Если объектом разработки обычно является залежь или группа сближенных в разрезе залежей, находящихся, как правило, внутри одного нефтегазоносного комплекса (НГК), то целостным объектом разведки, разбуриваемым единой сеткой скважин, на многоплатовом месторождении может служить группа более разобщенных в разрезе залежей, приуроченных к смежным НГК и объединяемых в единый этаж разведки (ЭР). Соответственно, принимая НГК за основной региональный объект геолого-экономической оценки, для более точного определения затрат на подготовку запасов потребуется группировка НГК в региональные ЭР с прогнозированием в рамках последних количества продуктивных площадей, положения базисных залежей и т.д. При этом в целях сопоставимости и суммирования затрат на геологоразведочные и эксплуатационные работы в ЭР должна обеспечиваться та же дробность экономической оценки ресурсов, что и по отдельным НГК.

2. Различия в составе набора признаков, согласно которым должны быть охарактеризованы объекты разведки и разработки. Общими элементами структуры ресурсов для тех и других являются данные о количестве ожидаемых залежей с разной величиной запасов, их фазовом состоянии, литологическом составе продуктивных горизонтов. Каждая классификационная ячейка (группа сходных залежей) дополнительно характеризуется средними значениями глубин залегания и размерами площадей залежей. Кроме того, для расчета затрат на разработку необходимы сведения по проницаемости коллекторов, свойствам флюидов и пр., а для определения затрат на геологоразведочные работы – по типам продуктивных ловушек, количеству продуктивных площадей в региональных ЭР, размеру, составу и положению в разрезе базисных залежей и др.

3. Различия в степени изученности региональных объектов оценки. Прогнозные ресурсы могут находиться как в хорошо разведанных НГК, так и в практически неизученных нефтегазоносных областях (НГО) и комплексах, по которым имеются весьма ограниченные геологические сведения. В этой связи нужно стремиться к тому, чтобы используемые критерии и методы дифференциации прогнозных ресурсов по возможности были универсальными, обеспечивающими получение необходимых данных в разных геологических и информационных ситуациях.

Выполненные исследования позволили наметить комплекс методов,

пригодных для расшифровки структуры прогнозных ресурсов, и последовательность их применения. Сущность этого комплекса состоит в следующем. Дифференциации подвергаются прогнозные ресурсы нефти и свободного газа (включая запасы категории  $C_3$ ), подсчитанные по НГК и НГО. С помощью специально разработанных методик [2, 4] эти ресурсы (точнее, начальные потенциальные) разбиваются по классам крупности залежей с определением количества ожидаемых залежей в каждом классе. Опыт показывает, что более надежные результаты получаются при раздельном прогнозировании скоплений нефти и свободного газа. Если при подсчете прогнозных ресурсов не полностью были учтены запасы в мельчайших (с извлекаемыми запасами до 0,1 млн.т нефти или 0,1 млрд.м<sup>3</sup> газа) и неструктурных залежах, то при применении указанных выше методик (в частности, принципа эквивалентных классов) и метода прогноза количества неструктурных залежей [1] следует внести коррективы в официально принятые цифры ресурсов по НГК и НГО.

На следующем этапе проводится определение фазового состояния прогнозируемых скоплений УВ в НГК. Поскольку часть нефтяных и газовых скоплений может находиться совместно в виде газонефтяных залежей, здесь важно установить долю последних и примерное соотношение нефти и свободного газа в них. Предлагаемые критерии и способы решения этой задачи еще не нашли отражения в печати и в связи с этим более обстоятельно будут рассмотрены в данной статье.

Однородные по запасам и фазовому состоянию группы залежей подразделяются по типам ловушек, а затем — по проницаемости коллекторов. При проведении геолого-экономической оценки ресурсов целесообразно выделять две группы залежей по строению, различающиеся сложностью их поисков и разведки, связанные с поднятиями и находящиеся за пределами замкнутых поднятий (неструктурные). Для определения количества последних была разработана специальная методика [1], основанная на анализе соотношений разных по строению типов залежей в пределах разбуренных структур, а при отсутствии таковых в оцениваемых НГК можно использовать приводимые в упомянутой работе графики, на которых показана доля неструктурных залежей в разных геологических обстановках. Соотношение низко-, средне- и высокопроницаемых продуктивных коллекторов в терригенных и карбонатных НГК можно устанавливать на основе анализа фактических данных по выявленным залежам, а при ограниченности сведений по ним — на основе прогнозных суждений и геологических аналогий.

Далее, располагая сведениями о количестве залежей структурного типа и концентрации ресурсов, можно определить вероятное число продуктивных площадей в НГК как производное от деления общего числа прогнозируемых залежей рассматриваемого типа на среднюю многозалежность одного поднятия. Заметим, что в терригенных отложениях девона и нижнего карбона востока Русской платформы в среднем на продуктивной структуре в одном НГК содержится по 1,3–1,5 залежи. Каждую неструктурную залежь можно отождествлять с самостоятельной продуктивной площадью, так как плановое совмещение в разрезе залежей этого типа — явление редкое.

По распределению в разрезе прогнозных ресурсов в структурных ло-



вушках далее, в соответствии с принципами, изложенными в статье [3], проводятся группировка НГК в региональные ЭР и выделение внутри них базисных комплексов (БК) или горизонтов — главных объектов поисково-разведочных работ, содержащих наиболее высокие концентрации ресурсов, наиболее крупные залежи и меньшее число площадей с отсутствием УВ. Количество продуктивных площадей в ЭР устанавливается на основе данных по БК с введением некоторой поправки на их увеличение в целом по ЭР, зависящей от соотношения прогнозных ресурсов в БК и в других входящих в ЭР комплексах. Так, если ресурсы БК более чем в 2–3 раза превышают ресурсы любого другого НГК, величина этой поправки составляет порядка 10–20%.

Продуктивные площади в ЭР дифференцируются по положению в разрезе, запасам и фазовому состоянию базисных залежей, которые в отличие от других залежей, разведкуемых попутно, представляют самостоятельные объекты разведки и являются основой для расчета объемов разведочных работ. Большая часть базисных залежей, как правило, заключается в БК. Распределение остальных базисных залежей (10–20% и более) по НГК можно осуществлять пропорционально количеству продуктивных площадей в комплексах с учетом фазового состояния скоплений УВ. К базисным залежам следует относить наиболее крупные залежи из числа ожидаемых.

Расчет количества продуктивных площадей в ЭР, связанных с поднятиями, важно вести отдельно для залежей с извлекаемыми запасами свыше и менее 1 млн.т, а затем, принимая во внимание многочисленность и более широкое распространение мельчайших залежей, часть их площадей, равную количеству площадей с более крупными залежами, целесообразно совместить с последними. Это позволит рассортировать мельчайшие залежи на выявляемые попутно в процессе разведки и разработки более крупных залежей и те, которые подобно неструктурным залежам будут представлять более сложный объект целенаправленных поисков и разведки.

Таковы в общих чертах содержание и последовательность работ при определении структуры прогнозных ресурсов. Снятие значений других признаков, носящих в основном описательный характер, больших затруднений не вызывает, и соответствующие рекомендации имеются в работе [3].

Переходя к описанию критериев и способов прогнозирования фазового состояния залежей, напомним, что применение методик [2, 4] обеспечивает получение информации о количестве ожидаемых скоплений нефти и скоплений свободного газа в НГК, распределенных по классам крупности запасов. Если иметь данные о количестве нефтяных скоплений в тех или иных классах, совмещенных со скоплениями свободного газа, а также данные о среднем соотношении свободного газа и нефти или доле газа в газонефтяных залежах соответствующих классов, то нетрудно подсчитать, сколько нефтяных и газовых скоплений разного размера должно находиться в однофазном состоянии.

Определение количества газонефтяных залежей можно проводить с помощью коэффициента, отражающего долю (процент) газонефтяных залежей от общего числа всех скоплений нефти в соответствующих клас-

сах, включая скопления, входящие в состав газонефтяных залежей, а определение запасов свободного газа в газонефтяных залежах — с помощью коэффициента, отражающего его долю (процент) в общих запасах нефти и свободного газа этих залежей. Таким образом, решение задачи по прогнозу фазового состояния залежей сводится к отысканию критериев и способов определения величин двух упомянутых коэффициентов для разных геологических обстановок и классов залежей по запасам нефти.

Эти величины в хорошо изученных НГК могут устанавливаться по имеющимся фактическим данным. В неизученных и слабо разведанных НГК можно пользоваться нижеприводимыми уравнениями регрессии и графикам, составленными на основе обработки и анализа фактического материала по 44 НГК из 20 НГО молодых и древних платформ мира. При построении регрессионных моделей использовалось 8 геологических признаков, не считая разделения объектов по возрасту отложений и укрупненным классам залежей по извлекаемым запасам (мелкие — до 5 млн. т, средние — 5–25 млн. т, крупные — свыше 25 млн. т), которые в общих чертах описывают условия образования газонефтяных залежей и могут быть охарактеризованы практически во всех информационных ситуациях.

Поиск надежных уравнений многомерной регрессии для определения доли газонефтяных залежей в НГК нефтегазоносных областей ( $y$ ) проводился на ЭВМ по программе, предусматривающей автоматический выбор наиболее информативной комбинации признаков, в разных вариантах — с функциональным преобразованием  $y$  и без преобразования, по объединенным классам скоплений УВ и отдельно по каждому, отдельно по молодым и древним платформам и по общей их совокупности. Содержательный анализ 20 полученных уравнений позволил выделить для практического применения 5 наиболее устойчивых, расписанных в табл. 1. Выбор для прогнозирования величины ( $y$ ) конкретного уравнения из числа перечисленных определяется принадлежностью оцениваемого объекта к той или иной группе платформ и классу залежей. Поясним особенности снятия значений некоторых признаков, вошедших в уравнения регрессии. Отношение свободный газ/нефть в НГК берется по извлекаемым прогнозным ресурсам (в рамках НГО). Мощность основной покрывки, которая может находиться внутри или в кровле НГК, мощность платформенного чехла и абсолютная амплитуда новейших тектонических движений, обладающих (по знаку) в НГО, представляют средние величины по области. При снятии значения последнего признака расчет ведется либо по положительным, либо по отрицательным отметкам в зависимости от преобладания тех или других. Процент площади, приходящейся на крупные положительные структуры (своды, резко приподнятые ступени, крупные валы и куполовидные поднятия), определяется по оцениваемому или сближенному с ним НГК. Литологический тип коллектора имеет кодировку: карбонатный — 1, терригенный — 2.

Для определения доли свободного газа в газонефтяных залежах первоначально проводился поиск наиболее надежных уравнений многомерной регрессии по всему набору признаков в разных вариантах. При этом выяснилось, что в большинстве случаев ведущую роль в полученных 20 уравнениях играет один признак — доля свободного газа в ресурсах НГК, имеющих, как правило, наиболее высокий парный коэффициент корреляции

Таблица 1

Сведения об уравнениях регрессии для переменной  $y$  – доли газонефтяных залежей среди скоплений нефти, %

Класс скоплений по извлекаемому запасам нефти	Признаки $x$	Функциональные преобразования	Порядковый номер
			Множественный коэффициент корреляции
Для древних платформ			
Средние	Мощность основной покрывки, м	$E^{-x/216}$	$\frac{1}{0,58}$
	Литологический тип коллектора	$x$	$\frac{2}{0,68}$
	Процент площади НГО, занимаемой крупными положительными структурами	$E^{-x/36}$	$\frac{3}{0,84}$
Мелкие	Процент площади НГО, занимаемой крупными положительными структурами	$x^3$	$\frac{1}{0,60}$
	Свободный газ/нефть в НГК	$\ln x$	$\frac{2}{0,75}$
	Процент площади НГО, занимаемой крупными положительными структурами	$\ln x$	$\frac{3}{0,81}$
Для молодых платформ			
Крупные	Свободный газ/нефть в НГК	$\ln x$	$\frac{1}{0,71}$
	Мощность платформенного чехла, км	$E^x$	$\frac{2}{0,80}$
	Мощность основной покрывки, м	$x^{-1}$	$\frac{3}{0,96}$
Средние	Процент площади НГО, занимаемой крупными положительными структурами	$x^2$	$\frac{1}{0,58}$
	Мощность платформенного чехла, км	$E^{-x}$	$\frac{2}{0,79}$
	Абсолютная амплитуда новейших тектонических движений, преобладающих (по знаку) в НГО, м	$x^{-1}$	$\frac{3}{0,96}$
Мелкие	Мощность платформенного чехла, м	$x$	$\frac{1}{0,67}$
	Процент площади НГО, занимаемой крупными положительными структурами	$x^{-1}$	$\frac{2}{0,73}$
	Абсолютная амплитуда новейших тектонических движений, преобладающих (по знаку) в НГО, м	$x^3$	$\frac{3}{0,79}$

Значения признаков		Значения коэффициентов уравнения регрессии	Свободный член уравнения	Множественный коэффициент корреляции	Стандартное отклонение	F-отношение	Номер уравнения
минимальные	максимальные					Число степеней свободы	
Для древних платформ							
15	380	-63,19384					
1	2	-18,31841	117,992	0,84	11,59	$\frac{5,98}{3 \text{ и } 8}$	(1)
10	66	-57,35913					
10	100	0,000098					
0,004	36,6	4,23844	61,128	0,81	14,93	$\frac{13,09}{3 \text{ и } 21}$	(3)
10	100	-13,24979					
Для молодых платформ							
0,06	131,6	15,23430					
1,9	5,3	-0,26617	35,703	0,96	8,01	$\frac{30,36}{3 \text{ и } 7}$	(9)
25	710	1470,829					
30	63	-0,03258					
1,9	5,3	-641,0669	145,721	0,95	9,49	$\frac{24,79}{3 \text{ и } 8}$	(11)
-1605	158	-1891,498					
1,9	5,3	-12,71359					
30	72	-1330,457	91,838	0,79	13,57	$\frac{4,98}{3 \text{ и } 9}$	(15)
-1605	150	0,00000					

Таблица 2

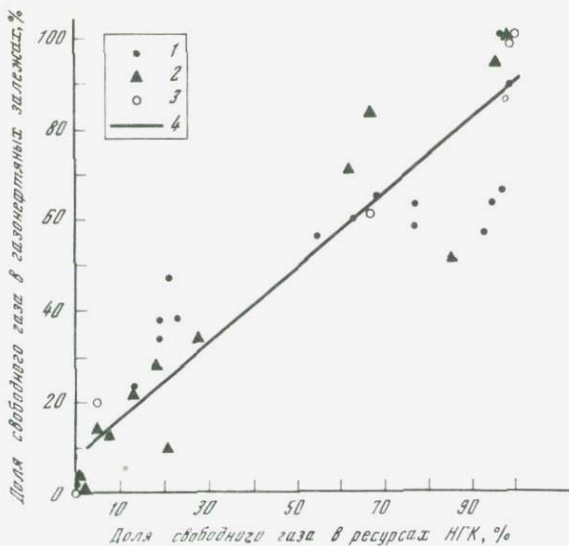
Сведения об уравнениях регрессии для переменной  $y$  – доли газа в газонефтяных залежах, %

Класс залежей по извлекаемому запасам нефти	Значения коэффициентов уравнения регрессии	Свободный член уравнения	Множественный коэффициент корреляции	Стандартное отклонение	F-отношение Число степеней свободы
Для древних платформ					
Средние	0,9898	2,433	0,99	6,71	$\frac{216,1}{1 \text{ и } 6}$
Мелкие	0,7177	13,545	0,93	10,90	$\frac{63,8}{1 \text{ и } 10}$
Средние + + мелкие	0,8294	8,269	0,95	10,58	$\frac{164,8}{1 \text{ и } 18}$
Для молодых платформ					
Крупные	0,9107	6,439	0,99	6,56	$\frac{138,9}{1 \text{ и } 3}$
Средние	0,8269	7,679	0,92	14,99	$\frac{27,3}{1 \text{ и } 5}$
Крупные + + средние	0,8717	6,982	0,95	11,97	$\frac{100,8}{1 \text{ и } 10}$
Мелкие	0,6701	13,824	0,90	14,05	$\frac{25,2}{1 \text{ и } 6}$
Крупные + + средние + + мелкие	0,7855	9,180	0,93	13,33	$\frac{114,4}{1 \text{ и } 18}$
Для древних + молодых платформ					
Все классы залежей	0,8039	8,829	0,94	11,93	$\frac{281,2}{1 \text{ и } 38}$

Примечание. Признак  $x$  (без функционального преобразования) – доля свободного газа в суммарных извлекаемых прогнозных ресурсах УВ в НГК, %.

с переменной ( $y$ ). Существенно и то, что значения этого коэффициента при отсутствии функционального преобразования признака близки к максимальным в сравнении со значениями при разного рода его преобразованиях. Принимая во внимание сказанное и учитывая условность определения доли свободного газа в структуре прогнозных ресурсов, мы пошли по пути создания упрощенных линейных моделей, ставящих ( $y$ ) в зависимость только от одного наиболее информативного признака. Это позволило выражать зависимости не только в простой аналитической форме (табл. 2), но и в наглядном графическом виде (см. рисунок).

Из рассмотрения уравнений и графика видно, что как на древних, так и на молодых платформах зависимости для разных по запасам нефти классов газонефтяных залежей весьма близки между собой. Близки они и для одноименных классов разных платформ. Из этого следует, что в рамках допустимых погрешностей при прогнозировании доли свободного газа в газонефтяных залежах разных классов можно пользоваться не только



Средние данные по НГК для классов газонефтяных залежей (по нефти): 1 – мелких, 2 – средних, 3 – крупных, 4 – усредненная зависимость

конкретными уравнениями (или их графическим отображением), но и усредненной зависимостью для всех групп объектов.

Обратим внимание лишь на одно обстоятельство, отчетливо проявляющееся на рисунке, – в классе мелких газонефтяных залежей на древних и молодых платформах в НГК с резким преобладанием нефти ( $x = 2-25\%$ ) наблюдается устойчивое отклонение фактических значений  $y$  от расчетных в сторону увеличения доли газа, а в НГК с резким преобладанием свободного газа ( $x = 75-98\%$ ) – в сторону снижения доли газа. В этой связи в области низких и высоких значений  $x$  целесообразно вводить поправки в расчетные величины  $y$ , увеличивающие долю свободного газа в мелких (по запасам нефти) газонефтяных залежах преимущественно нефтеносных НГК в среднем на 8–10% и снижающие ее в преимущественно газоносных НГК в среднем на 10–15%.

В заключение отметим, что некоторые звенья предлагаемого комплекса методов оценки структуры прогнозных ресурсов, базирующиеся на анализе эмпирических данных, нуждаются в дальнейшем обосновании.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Иванова К.П., Сверчков Г.П. Прогноз залежей нефти и газа в литологических ловушках. – В кн.: Геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1983.
2. Конторович А.Э., Демин В.И. Метод оценки количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах. – Геология нефти и газа, 1977, № 12, с. 18–26.
3. Сверчков Г.П., Иванова К.П. Система учета основных геологических показателей при геолого-экономической оценке прогнозных ресурсов. – В кн.: Геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1983.
4. Шпильман В.И. Методика прогнозирования размеров месторождений. – Тр. Зап.-СибНИГНИ, 1972, вып. 53, с. 118–128.

*А.А. Ильинский, В.И. Назаров*

## О КЛАССИФИКАЦИИ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАЧАЛЬНЫХ СТАДИЙ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа связано с определением возможной эффективности их освоения. Решение такой задачи необходимо на всех стадиях освоения ресурсов, начиная с выявления и разведки.

Сложность определения эффективности на ранних стадиях работ обусловлена вероятностным характером их результатов и сильной зависимостью от естественных свойств недр. Это обстоятельство вызывает необходимость системного исследования и классификации всей совокупности факторов, воздействующих на процесс поисков и разведки ресурсов углеводородов.

Известные публикации по данному вопросу не отличаются особой четкостью группирования факторов, учитывают не все их группы, а, самое главное, ориентируются на качественный, а не количественный анализ. В этой связи представляется актуальным создание универсальной, возможно более полной классификации, имеющей целью количественную оценку влияния факторов на уровень и динамику эффективности поисково-разведочных работ.

Основой классификации является разделение факторов эффективности на зависящие от деятельности отрасли – отраслевые и не зависящие – внешние группы факторов (см. таблицу).

Непосредственно с деятельностью геологоразведочных предприятий связаны отраслевые факторы. Они, в свою очередь, дифференцированы на группы научно-прогностических, методических, организационно-технических и организационно-управленческих, что позволяет в ходе анализа выявить основные резервы повышения эффективности геологоразведочных работ.

Научно-прогностические факторы, к которым относится обоснованность регионального и локального прогнозов нефтегазоносности, характеризуют вклад теоретических исследований в повышение эффективности поисков и разведки месторождений. Необходимость учета этих факторов связана с вероятностным характером геологоразведочного процесса, в связи с чем конечные его результаты сильно зависят от уровня научного обслуживания, достоверности прогнозов и оптимальности выбора направлений поисково-разведочных работ.

К методическим относятся факторы, характеризующие уровень методических решений на стадиях подготовки структур к глубокому бурению, поисков и разведки месторождений. Уровень методических решений по подготовке структур определяется точностью и надежностью их картирования. Значение методических решений на поисковой стадии определяется способностью к выявлению месторождений минимальным числом скважин и обоснованному прекращению бурения на непродуктивных структурах, соответственно на разведочной стадии – способностью проводить разведку оптимальным числом скважин, что достигается за счет научно обоснован-

## Принципиальная схема классификации факторов, определяющих эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ

Классификация факторов		Факторы	Показатели, оценивающие влияние факторов	Условные обозначения показателей	Способ определения			
1		2	3	4	5			
Внешние	Природные	Геологические	Богатство недр	Естественное богатство недр	Плотность начальных потенциальных ресурсов углеводородов	$P_{нпр}$	$P_{нпр} = \frac{\Sigma Q + A + B + C_1 + C_2 + C_3 + D_1 + D_2}{S_{нт}}$	$\Sigma Q$ – накопленная добыча $A + B + C_1$ – разведанные запасы $C_2$ – предварительно оцененные запасы $C_3$ – перспективные ресурсы $D_1 + D_2$ – прогнозные ресурсы $S_{нт}$ – площадь нефтегазонасыщенности
				Концентрация запасов в районе	Средние запасы месторождений	$R_{ср}$	$R_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^M R_i}{M}$	$R_i$ – запасы месторождения $M$ – число месторождений
				Площадь месторождений	Средняя площадь месторождений	$S_{ср}$	$S_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^M S_i}{M}$	$S_i$ – площадь месторождения $M$ – число месторождений
	Геологические условия работ	Число залежей на месторождениях	Среднее число залежей на месторождениях	$Z_{ср}$	$Z_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^M Z_i}{M}$	$Z_i$ – число залежей на месторождении $M$ – число месторождений		

1		2	3	4	5	
Внешние Природные Геологические	Геологические условия работ	Литологическая изменчивость коллектора и неблагоприятное гипсометрическое положение ловушки	Удельный вес непродуктивных скважин по причине невыдержанности коллектора, выпадения из разреза продуктивных отложений	$d_{нк}$	$d_{нк} = \frac{N_{нк}}{N_c}$	$N_{нк}$ – число скважин, непродуктивных по причине невыдержанности коллектора $N_c$ – число скважин, законченных строительством
		Тектонические условия	Удельный вес скважин, непродуктивных вследствие тектонических нарушений на месторождении	$d_{нт}$	$d_{нт} = \frac{N_{нт}}{N_c}$	$N_{нт}$ – число скважин, непродуктивных вследствие тектонических нарушений $N_c$ – число скважин, законченных строительством
		Сейсмогеологические условия работ	Удельный вес непродуктивных скважин, связанный с неточностью картирования структур или месторождений из-за сложных сейсмогеологических условий	$d_{нкс}$	$d_{нкс} = \frac{N_{нкс}}{N_c}$	$N_{нкс}$ – число скважин, непродуктивных вследствие неточности картирования структур из-за сложности сейсмогеологических условий $N_c$ – число скважин, законченных строительством
		Глубина залегания продуктивных горизонтов	Средняя глубина скважин, законченных строительством	$H_{ср}$	$H_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{N_c} H_i}{N_c}$	$H$ – глубины скважин, законченных строительством $N_c$ – число скважин, законченных строительством

Внешние Природные Географо-экономические Народно-хозяйственные	Горно-геологические условия работ	Буримость пород	Категорийность разреза по абразивности и твердости	$K_б$	$K_б = \frac{H}{\sum_{i=1}^H (K_{аб} H_i)} \cdot \frac{H}{\sum_{j=1}^H (K_{тв} H_j)}$	$K_{аб}, K_{тв}$ – коэффициент абразивности, твердости $H_i, H_j$ – интервалы бурения
		Наличие геологических осложнений	Удельные затраты времени на ликвидацию аварий по геологическим причинам	$t_{агп}$	$t_{агп} = \frac{T_{агп}}{O_б}$	$T_{агп}$ – затраты времени на ликвидацию аварий по геологическим причинам $O_б$ – объем бурения
	Географо-экономические	Геологическое размещение ресурсов углеводородов	Районный коэффициент надбавки к заработной плате	$K_з$	$K_з = \frac{r}{\sum_{i=1}^r K_{zi} d_{ri}}$	$K_{zi}$ – районный коэффициент к зарплате $d_{ri}$ – доля района в общем объеме бурения $r$ – число районов
		Климатические условия	Удельные затраты времени простоев по климатическим причинам	$t_{пкп}$	$t_{пкп} = \frac{T_{пкп}}{O_б}$	$T_{пкп}$ – продолжительность простоев по климатическим причинам $O_б$ – объем бурения
		Транспортные условия ведения работ	Расстояние от буровых до баз снабжения	$R_б$	$R_б = \sum_{i=1}^O P_{oi} d_{oi}$	$P_{oi}$ – расстояния от баз снабжения до объекта бурения $O$ – число объектов $d_{oi}$ – доля в общем объеме бурения
Народно-хозяйственные	Уровень цен, а также норм амортизации на поставляемое буровое оборудование	Групповой индекс цен на буровое оборудование	$J_{го}$	$J_{го} = \sum_{i=1}^O i_{обj} d_{обj}$	$i_{обj}$ – индивидуальный индекс изменения цен на оборудование $d_{обj}$ – удельный вес стоимости данного вида оборудования $O$ – число видов оборудования	



Таблица (продолжение)

		1	2	3	4	5
Внешние	Народнохозяйственные	Уровень оптовых цен, заготовительно-складских наценок на поставляемые материалы	Групповой индекс цен на поставляемые материалы	$J_{ГМ}$	$J_{ГМ} = \sum_{j=1}^M i_{Мj} d_{Мj}$	$i_{Мj}$ – индивидуальный индекс изменения цен на материалы M – число видов материалов $d_{Мj}$ – удельный вес стоимости данного вида материалов
		Уровень транспортных тарифов	Групповой индекс транспортных тарифов	$J_{ГТ}$	$J_{ГТ} = \prod_{j=1}^П i_{Тj} d_{Тj}$	$i_{Тj}$ – индивидуальный индекс изменения транспортных тарифов $d_{Тj}$ – удельный вес стоимости данного вида перевозок П – число видов перевозок
		Уровень окладов и тарифных ставок рабочих и ИТР	Групповой индекс изменения окладов и тарифных ставок	$J_{ГОТ}$	$J_{ГОТ} = \sum_{j=1}^З i_{ОТj} d_{ОТj}$	$i_{ОТj}$ – индивидуальный индекс изменения окладов и тарифных ставок $d_{ОТj}$ – удельный вес данного вида оплаты З – число видов оплаты
		Уровень материально-технического снабжения геологоразведочных предприятий	Удельные затраты времени простоев, связанных с нарушением поставок оборудования, инструмента, материалов	$t_{ПНП}$	$t_{ПНП} = \frac{T_{ПНП}}{O_Б}$	$T_{ПНП}$ – продолжительность простоев, связанных с нарушением поставок $O_Б$ – объем бурения

		1	2	3	4	5
Внешние	Народнохозяйственные	Качество изготовляемого оборудования и инструмента	Удельные затраты непроизводительного времени, связанного с низким качеством бурового оборудования и инструмента	$t_{НПК}$	$t_{НПК} = \frac{T_{НПК}}{O_Б}$	$T_{НПК}$ – затраты непроизводительного времени, связанные с низким качеством оборудования и инструмента $O_Б$ – объем бурения
		Уровень обеспечения отрасли техническими средствами	Удельный вес отслужившего и морально устаревшего оборудования	$d_{ОМУ}$	$d_{ОМУ} = \frac{C_{ОМУ}}{C_{СТ}}$	$C_{ОМУ}$ – число отслуживших и морально устаревших станков $C_{СТ}$ – общее число станков
Отраслевые	Научно-прогностические	Обоснованность регионального прогноза нефтегазоносности	Коэффициент успешности выбора направлений работ	$K_Н$	$K_Н = \frac{P_{ОТ}}{P_{ОП}}$	$P_{ОТ}$ – число открытых нефтегазоносных районов $P_{ОП}$ – число опоскованных районов
		Обоснованность локального прогноза нефтегазоносности	Коэффициент успешности открытия месторождений	$K_М$	$K_М = \frac{M_О}{S_О}$	$M_О$ – число открытых месторождений $S_О$ – число опоскованных структур
	Методические	Методический уровень работ по подготовке структур к глубокому бурению	Коэффициент подтверждаемости структур	$K_П$	$K_П = \frac{S_{ПОД}}{S_О - S_Н}$	$S_{ПОД}$ – число подтвердившихся бурением структур $S_О$ – число оцененных поисковым бурением структур $S_Н$ – число площадей с неустановленными причинами непродуктивности

Таблица (продолжение)

		1	2	3	4	5	
Отраслевые	Методические	Методический уровень работ по подготовке структур к глубокому бурению	Точность и надежность картирования структур	Удельный вес непродуктивных скважин, связанный с неточностью картирования структур по методическим причинам	$d_{\text{НМ}}$	$d_{\text{НМ}} = \frac{N_{\text{НМ}}}{N_{\text{С}}}$	$N_{\text{НМ}}$ – число скважин, непродуктивных из-за неточного картирования структур по методическим причинам $N_{\text{С}}$ – число скважин, законченных строительством
		Методический уровень работ по поискам месторождений	Уровень методических решений при выявлении месторождений	Число скважин, затрачиваемых на открытие месторождения (без учета непродуктивных площадей)	$N_{\text{ОМ}}$	$N_{\text{ОМ}} = \frac{N_{\text{ОМ}}}{M_{\text{О}}}$	$N_{\text{ОМ}}$ – число скважин, затраченных на поиски месторождений (без учета непродуктивных структур) $M_{\text{О}}$ – число открытых месторождений
			Уровень методических решений при оценке непродуктивных площадей	Число скважин, затрачиваемых на оценку непродуктивной площади	$N_{\text{НП}}$	$N_{\text{НП}} = \frac{N_{\text{ОН}}}{S_{\text{ОН}}}$	$N_{\text{ОН}}$ – число скважин, затраченных на оценку непродуктивных структур $S_{\text{ОН}}$ – число оцененных поисковых бурением непродуктивных структур
		Методический уровень работ по разведке месторождений	Уровень методических решений по обеспечению оптимального раз-	Расход поисково-разведочных скважин на прирост 1 млн.т (млрд. м <sup>3</sup> ) запасов	$r_{\text{С}}$	$r_{\text{С}} = \frac{N_{\text{С}}}{\Delta R_{\text{З}}}$	$N_{\text{С}}$ – число скважин, законченных строительством $\Delta R_{\text{З}}$ – прирост запасов

		1	2	3	4	5	
Отраслевые	Методические	Методический уровень работ по разведке месторождений	мещения разведочных скважин внутри контура нефтегазоносности	Удельный вес скважин, затраченных на оценку месторождений после стабилизации прироста запасов	$d_{\text{ПС}}$	$d_{\text{ПС}} = \frac{N_{\text{ПС}}}{N_{\text{С}}}$	$N_{\text{ПС}}$ – число скважин, затраченных на оценку месторождений после стабилизации прироста $N_{\text{С}}$ – число скважин, законченных строительством
		Уровень методических решений при оконтуривании месторождений	Удельный вес законтурных скважин	$d_{\text{З}}$	$d_{\text{З}} = \frac{N_{\text{З}}}{N_{\text{С}}}$	$N_{\text{З}}$ – число законтурных скважин $N_{\text{С}}$ – число скважин, законченных строительством	
	Организационно-технические	Прогрессивность используемого оборудования и аппаратуры	Техническое состояние парка бурового оборудования	Удельные затраты времени на ремонт оборудования	$t_{\text{РО}}$	$t_{\text{РО}} = \frac{T_{\text{РО}}}{O_{\text{Б}}}$	$T_{\text{РО}}$ – затраты времени на ремонт оборудования $O_{\text{Б}}$ – объем бурения
			Совершенствование породоразрушающего инструмента и промывочных растворов	Среднее значение механической скорости	$V_{\text{М}}$	$V_{\text{М}} = \frac{K_{\Gamma}}{t_{\text{ДОЛ}}}$	$K_{\Gamma}$ – коэффициент приведения скорости к единому уровню глубин скважин $t_{\text{ДОЛ}}$ – удельные затраты времени на долбление
		Уровень механизации и автоматизации спуско-подъемных операций в бурении	Удельные затраты времени на спуско-подъемные операции	$t_{\text{СП}}$	$t_{\text{СП}} = \frac{T_{\text{СП}}}{O_{\text{Б}}}$	$T_{\text{СП}}$ – затраты времени на спуско-подъемные операции $O_{\text{Б}}$ – объем бурения	
		Техническое совершенство конструкции скважин	Удельные затраты времени крепления скважин	$t_{\text{КР}}$	$t_{\text{КР}} = \frac{T_{\text{КР}}}{O_{\text{Б}}}$	$T_{\text{КР}}$ – затраты времени на крепление скважин $O_{\text{Б}}$ – объем бурения	

Таблица (окончание)

1		2	3	4	5			
Отраслевые	Организационно-технические	Технологический уровень работ	Уровень использования основных фондов	Фондоотдача	$\Phi$	$\Phi = \frac{A}{\Phi}$	A – годовой объем геолого-разведочных работ в денежном выражении Φ – среднегодовая стоимость основных фондов	
		Технологический уровень буровых работ	Удельный вес технически неудачных скважин		$d_{ТН}$	$d_{ТН} = \frac{N_{ТН}}{N_Б}$	$N_{ТН}$ – число технически неудачных скважин $N_Б$ – число скважин, законченных бурением	
		Технологический уровень работ по опробованию скважин	Удельный вес сухих скважин вследствие недостатков опробования		$d_{НО}$	$d_{НО} = \frac{N_{НО}}{N_С}$	$N_{НО}$ – число непродуктивных скважин по причине некачественного опробования $N_С$ – число скважин, законченных строительством	
	Организационно-управленческие	Обеспечение пропорциональности проведения геологоразведочного процесса	Обеспеченность поискового бурения фондом подготовленных структур		$K_{ОС}$	$K_{ОС} = \frac{F_1}{S_Б}$	$F_1$ – фонд подготовленных структур на начало анализируемого периода $S_Б$ – число структур, вводимых в бурение за год	
			Обеспеченность разведочного бурения открытыми месторождениями		$K_{ОМ}$	$K_{ОМ} = \frac{M_{ОН}}{M_Р}$	$M_{ОН}$ – число открытых и неразведанных месторождений на начало анализируемого периода $M_Р$ – число месторождений, вводимых в разведку за год	
		Организационно-управленческие	Уровень организационно-управленческих решений	Экономическая обоснованность выбора объектов поисково-разведочного бурения	Удельный вес промышленно значимых месторождений	$d_{ПЗ}$	$d_{ПЗ} = \frac{M_{ПЗ}}{M_{ЗР}}$	$M_{ПЗ}$ – число промышленно значимых месторождений, законченных разведкой $M_{ЗР}$ – число месторождений, законченных разведкой
				Уровень организации материально-технического снабжения	Удельные затраты непроизводительного времени, связанные с отсутствием материалов, инструментов	$t_{ОИМ}$	$t_{ОИМ} = \frac{T_{ОИМ}}{O_Б}$	$T_{ОИМ}$ – затраты непроизводительного времени, связанные с отсутствием материалов, инструментов $O_Б$ – объем бурения
	Уровень оперативности управленческих решений			Удельные затраты времени организационных простоев в бурении, связанных с ожиданием распоряжений	$t_{ОН}$	$t_{ОН} = \frac{T_{ОН}}{O_Б}$	$T_{ОН}$ – продолжительность простоев, связанных с ожиданием распоряжений $O_Б$ – объем бурения	
Уровень квалификации и производственной дисциплины	Удельные затраты непроизводительного времени, связанные с низким уровнем квалификации и дисциплины			$t_{КД}$	$t_{КД} = \frac{T_{КД}}{O_Б}$	$T_{КД}$ – затраты непроизводительного времени, связанные с низким уровнем квалификации и трудовой дисциплиной $O_Б$ – объем бурения		

ного размещения скважин внутри контура нефтегазоносности, а также при оконтуривании месторождения.

Группа организационно-технических факторов включает в себя факторы технического состояния и прогрессивности используемого бурового оборудования, инструмента и аппаратуры; технической и энергетической вооруженности труда; степени использования основных фондов; технологического уровня работ по бурению и испытанию скважин и др. Характерным примером действия факторов этой группы является стабилизация (и даже некоторое увеличение) в целом по стране уровня коммерческой скорости глубокого бурения при значительном усложнении геологических условий проводки скважин за последние 15 лет.

Значительные резервы повышения эффективности геологоразведочного производства связаны с факторами организационно-управленческой группы. В их число входят: фактор пропорциональности геологоразведочного процесса, отражающий соблюдение определенной последовательности между отдельными видами работ поискового и разведочного этапов, а также ряд факторов, связанных с уровнем организации материально-технического снабжения, оперативности и обоснованности управленческих решений, квалификации работников и трудовой дисциплины и т.д.

К числу не связанных с деятельностью геологоразведочных предприятий относятся так называемые внешние факторы, которые, в свою очередь, подразделяются на две большие группы – природных и народнохозяйственных факторов.

Природные факторы оказывают на уровень эффективности геологоразведочных работ как прямое, так и косвенное влияние, предопределяя выбор соответствующих методических, технических, технологических и организационных решений. Их недоучет ведет к серьезным ошибкам при анализе и особенно при планировании геологоразведочных работ. К числу природных относятся геологические и географические факторы, характеризующие богатство недр ресурсами углеводородов, геологические, горно-геологические, климатические и другие условия работ.

Наряду с природными на геологоразведочную отрасль оказывает воздействие еще одна группа внешних факторов – это факторы, связанные с функционированием смежных с геологоразведкой отраслей, снабжающих ее оборудованием, инструментами и материалами, а также факторы, связанные с социально-экономическими мероприятиями государства. По своему экономическому содержанию данные факторы можно назвать народнохозяйственными. Их влияние проявляется через изменение оплаты труда; цен и транспортных тарифов на поставляемое оборудование, инструменты и материалы; обеспечения отрасли техническими средствами; качества поставляемого оборудования и аппаратуры и др. Несмотря на очевидную значимость народнохозяйственных факторов, исследований, посвященных определению степени их влияния на экономические результаты работы, геологоразведочных предприятий, до настоящего времени практически не проводилось. Всего при построении классификации выделено 40 основных действующих факторов, каждый из которых оценивается соответствующим показателем либо системой показателей.

Оценка производится на основе имеющейся в производственных геологических объединениях информации, представленной в годовых геологичес-

ких, геофизических, планово-производственных отчетах; сводках о бурении, журналах и каталогах скважин, отчетах по подсчету запасов нефти и газа, балансах запасов; данных статистической отчетности и т.д.

Показатели, отражающие значения факторов естественного богатства недр; концентрации запасов на месторождении; глубины залегания продуктивных горизонтов; буримости пород; географического размещения ресурсов углеводородов; транспортных условий ведения работ; уровня использования основных фондов; экономической обоснованности выбора объектов поисково-разведочных работ, рассчитываются по формулам, приведенным в таблице.

Для оценки значений литологической изменчивости коллектора, тектонических и сейсмогеологических условий ведения работ, методических факторов, технологического уровня буровых работ и работ по опробованию скважин, а также некоторых организационно-управленческих и организационно-технических факторов проводится предварительный геолого-экономический анализ, идентифицирующий действие этих факторов с результатами глубокого поисково-разведочного бурения.

Анализ проводится отдельно по категориям параметрических, поисковых и разведочных скважин. В ходе анализа весь фонд скважин каждой категории дифференцируется на три группы по их положению относительно контура нефтегазоносности (внутри контура, законтурные в пределах локальной структуры и за ее пределами). Затем, в соответствии с причинами ликвидации скважин в этих группах, выполняется дальнейшая их дифференциация на подгруппы. Причины укрупненно подразделяются на связанные с деятельностью геологоразведочных предприятий и не зависящие от них. Аналогичный анализ проводится и для технически неудачных скважин, в ходе которого они группируются в соответствии с причинами их ликвидации (геологическими, методическими и пр.). На заключительном этапе рассматриваемые группы и подгруппы скважин идентифицируются с действием соответствующих отраслевых либо геологических факторов классификационной схемы.

Показатели, используемые для оценки влияния этих факторов, рассчитываются как величины удельного веса или удельного расхода глубоких скважин в соответствующих группах (на 1 млн. т прироста запасов нефти и газа, на одно открытое месторождение).

Оценка значений таких факторов, как качество изготавливаемого оборудования и инструмента, технического состояния парка бурового оборудования и др. (см. таблицу), также производится на основе предварительного анализа. В данном случае объектом анализа выступают затраты календарного времени на 1 м проходки глубокого бурения. Дополнительное исследование требуется и для оценки влияния народнохозяйственных факторов.

Изложенная схема классификации факторов эффективности была использована при анализе влияния геолого-экономического качества ресурсов углеводородов на результаты геологоразведочных работ в районах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Западной и Восточной Сибири. Анализ проводился на основе разработанной системы многофакторных экономико-статистических моделей, где в качестве независимых и зависимых переменных выступали показатели классификационной схемы

(см. таблицу) и исследуемые показатели эффективности стадий выявления и разведки ресурсов нефти и газа.

Методика такого анализа приведена в работах [1, 2].

В результате анализа было установлено, что в ряде районов результативность определялась в основном степенью концентрации запасов на месторождениях и сложностью геологических условий ведения работ. Последняя обусловлена переходом на разведку сложнопостроенных многоэтажных месторождений с большим количеством залежей, мозаичностью их распределения, резкой изменчивостью свойств продуктивных пластов. Оценка отраслевых факторов показала, что существующие темпы технического перевооружения в отрасли, совершенствования организации методики ведения работ не позволяют в настоящее время компенсировать воздействие природных условий выявления и разведки ресурсов углеводородов.

Полученные оценки влияния геологических, географо-экономических и других факторов, а также установленные статистические зависимости могут быть использованы для прогнозирования геолого-экономических результатов на начальных стадиях работ. Такой прогноз обеспечивает более полный учет степени влияния геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа на эффективность их освоения, что позволяет рассматривать классификацию как один из необходимых элементов геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ильинский А.А. Применение экономико-статистических моделей для оценки удельных затрат на выявление и разведку прогнозных ресурсов нефти и газа. — В кн.: Геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа. Л.: ВНИГРИ, 1983.
2. Ильинский А.А., Назаров В.И. О классификации и количественной оценке факторов, определяющих экономическую эффективность капитальных вложений в подготовку запасов нефти и газа. — В кн.: Геолого-математическое моделирование в нефтяной геологии. Л.: ВНИГРИ, 1983.

*М.С. Моделевский, Г.С. Гуревич, Е.М. Хартуков*

## КРИТЕРИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ (на примере зарубежных стран)

Современный этап освоения нефтяных ресурсов характеризуется все усложняющимися условиями поисков, разведки и разработки месторождений, все большей удаленностью новых районов добычи нефти от центров переработки и потребления жидкого топлива, возросшими масштабами внедрения сложных и дорогостоящих методов интенсификации добычи, т.е. постоянным и весьма интенсивным ростом издержек производства конечной продукции. В этих условиях экономическая оценка прогнозной части ресурсов нефти приобретает очень важное значение.

Совершенно очевидно, что далеко не все ресурсы нефти, которые по геологическим данным имеются в тех или иных районах и с технических позиций являются вполне доступными, представляют интерес для немедленной постановки поисковых работ. Лишь часть из них может быть рентабельно освоена в современных условиях, т.е. при современном уровне техники и технологии и современных ценах на углеводородное сырье и продукты его переработки. Эта часть общих ресурсов нефти может быть названа активными ресурсами.

Активные ресурсы также весьма неоднородны. Часть из них может быть освоена при относительно низких издержках добычи (такие ресурсы, естественно, представляют наибольший интерес), часть — только при очень высоких издержках, граничащих с пределом рентабельности разработки месторождений, часть — при каких-то промежуточных издержках. Для выбора наиболее рациональных направлений поисковых работ в новых районах или обоснования объектов доразведки или интенсификации добычи нефти в старых районах это обстоятельство может играть решающую роль.

Таким образом, экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти заключается, с одной стороны, в дифференциации этих ресурсов по стоимостным показателям освоения (издержкам добычи), а с другой стороны, в выделении той части ресурсов, освоение которой может быть экономически оправданным в современных условиях (или условиях какого-либо прогнозируемого периода в будущем).

Анализ материалов по значительному числу нефтегазоносных районов зарубежных стран свидетельствует о том, что наибольшее влияние на величину издержек добычи нефти оказывают такие факторы, как крупность месторождений (величина запасов нефти), глубина залегания продуктивных горизонтов, глубины дна моря (в акваториальных районах), природно-климатические условия. Влияние этих факторов не всегда однозначно, а главное, они воздействуют на конечный результат (издержки добычи), как правило, комплексно, т.е. степень воздействия одного фактора в значительной степени определяется (усиливается или уменьшается) присутствием других факторов. На рис. 1—4 приведен ряд обобщенных

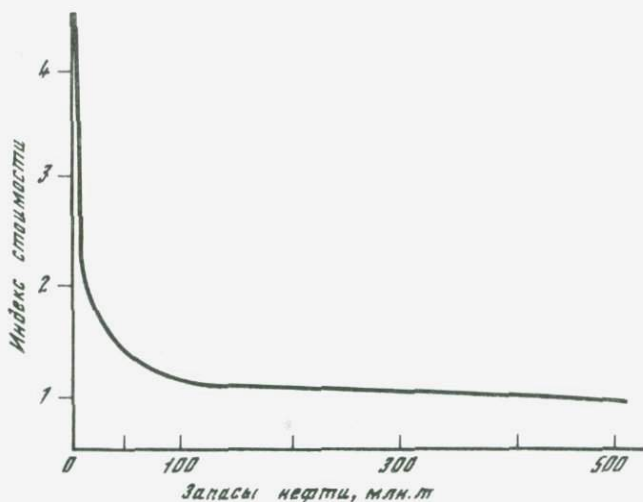


Рис. 1. Зависимость издержек добычи нефти от крупности (запасов) месторождения в территориальных районах

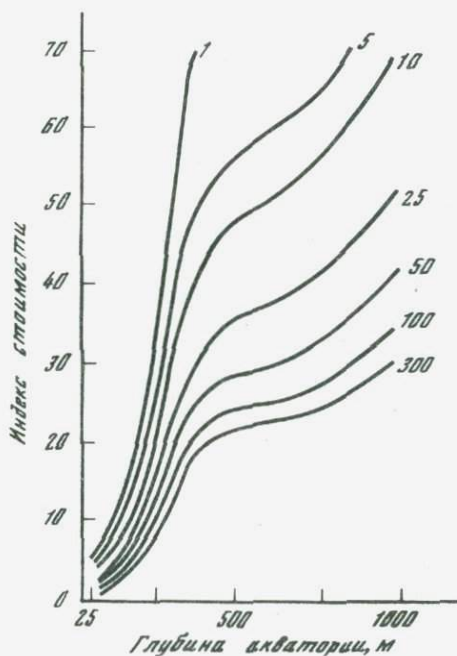


Рис. 2. Зависимость издержек добычи нефти от крупности месторождения и глубины дна моря в акваториальных районах (оцифровка кривых соответствует величине запасов, млн. т)

кривых, аппроксимирующих зависимость издержек добычи нефти от названных выше факторов.

Крупность месторождения при прочих равных условиях оказывает весьма существенное влияние на величину издержек добычи, однако только при относительно небольших значениях этого показателя (рис. 1). Увеличение извлекаемых запасов нефти с 5 до 50 млн. т приводит к уменьшению издержек добычи почти в 3 раза, с 50 до 100 млн. т — только на 20%, со



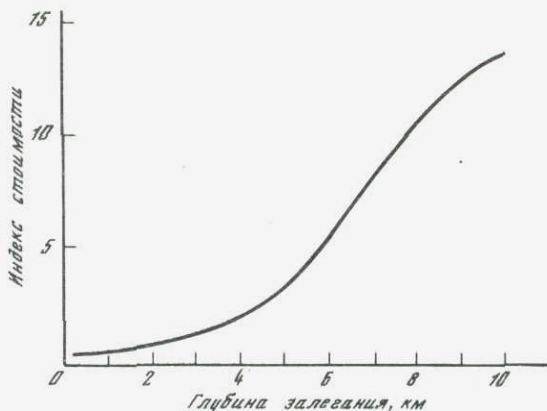


Рис. 3. Зависимость издержек добычи нефти от глубины залегания продуктивного горизонта

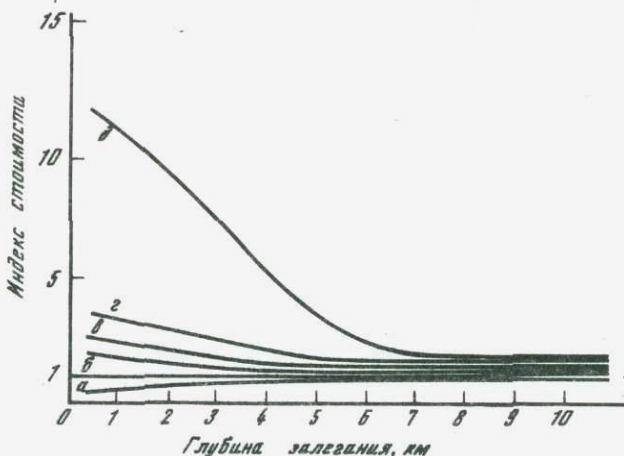


Рис. 4. Влияние изменения климатических условий на зависимость издержек добычи нефти от глубины залегания продуктивного горизонта

Климатические условия: а — субтропические, б — субэкваториальные, в — экваториальные, г — субарктические, д — арктические. За единицу приняты издержки добычи для соответствующих глубин залегания продуктивных горизонтов в условиях умеренного климата

100 до 200 млн. т — лишь на 10%, а дальнейшее возрастание крупности месторождений на величине издержек добычи сказывается уже незначительно.

То же можно сказать и о влиянии глубины дна в акваториальных районах (рис. 2). Увеличение этого показателя с 25 до 250 м приводит к возрастанию издержек добычи в 6–7 раз, с 250 до 500 м — только в 2–2,5 раза, с 500 до 1000 м — в 1,3–1,5 раза, причем практически независимо от крупности месторождения.

Степень воздействия на величину издержек добычи нефти глубины залегания продуктивного горизонта, наоборот, существенно усиливается с возрастанием количественного значения этого показателя (для место-

Мировые ресурсы нефти на начало 1981 г., млрд. т

Регион	Всего	Ресурсы известных месторождений					
		Всего	Доказанные			Дополнительные	
			С издержками добычи, дол/т*				
		менее 10	10-45	45-80	45-80	свыше 80	
Северная Америка	97,6	9,6	0,5	3,5	1,1	0,5	4
Латинская Америка	102	17,7	7,3	2,7	0,3	2	5,4
Африка	60	15,7	6,2	0,8	0,8	2,5	5,4
Западная Европа	14	4	-	0,2	1,7	0,7	1,4
Ближний и Средний Восток	136,5	74,4	42,9	-	-	16	15,5
Южная, Юго-Восточная Азия и Дальний Восток	36,6	4,5	1,4	0,7	0,2	0,5	1,7
Австралия и Океания	15,6	1,1	-	0,3	-	0,1	0,7
Мир (без социалистических стран)	462,3	127	58,3	8,2	4,1	22,3	34,1

\* В неизменных долларах США 1980 г.

рождений одной и той же крупности). При росте глубины залегания продуктивного горизонта с 1 до 2 км издержки добычи возрастают в 1,6 раза, с 2 до 4 км — в 2,2 раза, с 4 до 8 км — в 5 раз (рис. 3). Практически каждый километр увеличения глубины залегания приводит к возрастанию издержек добычи на 50–60%.

Этот фактор воздействует на издержки добычи гораздо сильнее, чем изменения физико-географических (природно-климатических) условий производства работ.

На рис. 4 видно, что при глубинах залегания продуктивных горизонтов до 1 км издержки добычи 1 т нефти в арктических условиях более чем в 6 раз превышают эти издержки в субэкваториальных условиях. При возрастании глубин до 3 км это различие уменьшается вдвое, а для глубин свыше 6 км оно становится несущественным.

Приведенные зависимости издержек добычи нефти от ряда геологических показателей можно использовать для стоимостной оценки прогнозных ресурсов жидкого топлива. С этой целью все участки, по которым выполнялась прогнозная оценка ресурсов (оценочные участки), характеризуются с точки зрения ожидаемой крупности месторождений, глубины залегания продуктивного горизонта, глубины дна (для акваториальных районов), природно-климатических условий, а затем, по графикам на рис. 1–4, — соответствующими этим показателям индексами стоимости.

После этого оценочные участки сравниваются с хорошо изученным эталонным участком, по которому уже подсчитаны как издержки добычи нефти, так и индексы стоимости по тем же основным показателям. Издержки добычи нефти для оценочного участка  $ИД_0$  определяются по формуле  $ИД_0 = ИД_э K_{кр} K_{гл} K_{акв} K_{кл}$ , где  $ИД_э$  — издержки добычи нефти

Всего	Неоткрытые ресурсы				
	Активные				Неактивные
	Основные			Дополнительные	
	С издержками добычи, дол/т*				
менее 10	10-45	45-80	45-80	свыше 80	
88	1,4	7,2	7	1	71,4
84,3	2,9	11,5	4,4	1,7	63,8
44,3	2,2	10	1,8	2	28,3
10	-	3,1	1,2	0,6	5,1
62,1	36,6	7,8	0,6	5,7	11,4
32,1	1,2	5,4	0,7	0,8	24
14,5	-	3	0,4	0,3	10,8
335,3	44,3	48	16,1	12,1	214,8

на эталонном участке;  $K_{кр}$ ,  $K_{гл}$ ,  $K_{акв}$  и  $K_{кл}$  — поправочные коэффициенты, учитывающие отличие оценочного участка от эталонного соответственно в крупности месторождений, глубине залегания продуктивного горизонта, глубине акватории и природно-климатических условиях. Эти коэффициенты определяются как отношения индексов стоимости оценочного и эталонного участков по соответствующим показателям. Расчеты могут быть выполнены как в точечном (если используются усредненные значения каждого показателя), так и в вероятностном вариантах (если используются интервальные значения этих показателей).

Здесь приведен минимальный набор показателей, необходимых для экономической (стоимостной) оценки прогнозных ресурсов нефти. Авторы в данном случае исходили из принципиальной возможности достаточно объективного определения этих показателей на ранних стадиях геолого-геофизической изученности оцениваемых объектов, т.е. в условиях ограниченной информационной обеспеченности фактическими материалами. Ожидаемые глубины залегания продуктивных горизонтов и глубина дна в акватории достаточно объективно прогнозируются по данным геофизических исследований и региональных работ. Средняя крупность (средние запасы) месторождений может быть определена в регионе по аналогии со сходно построенными районами или рассчитана известными способами геолого-математического моделирования. Природно-климатический фактор определяется как совокупность физико-географических условий проведения поисково-разведочных и эксплуатационных работ (расчлененность и тип рельефа, наличие лесов, болот, тундры, пустынь, джунглей и т.п., диапазон сезонных температур, ледовая обстановка, интенсивность волнения моря и т.д.). Интегральный учет воздействия всех этих факторов

позволяет дифференцировать природно-климатические условия на мягкие (акватории и прилегающие районы суши в Мексиканском и Персидском заливах), умеренные (многие внутренние районы США, западный и восточный шельфы Австралии), суровые (Северное море, Южная Аляска, пустынные районы Африки и Австралии) и экстремальные (Северная Аляска, Канадский Арктический архипелаг и прилегающий шельф).

По мере повышения степени изученности объекта оценки (в особенности после открытия месторождений) целесообразно как уточнять значения названных выше показателей и соответствующих индексов стоимости, так и вводить дополнительные показатели (например, средние дебиты скважин, среднее количество скважин на одном месторождении и т.п.), что позволит существенно повысить объективность стоимостной оценки ресурсов нефти.

В таблице приведены результаты выполненной авторами экономической оценки мировых ресурсов нефти (без социалистических стран) на начало 1981 г. На эту дату доказанные запасы нефти известных месторождений (без учета накопленной добычи) составляли почти 71 млрд. т, в том числе около 60 млрд. т наиболее дешевой нефти Ближнего и Среднего Востока, Северной и Западной Африки, ряда стран Латинской Америки и Юго-Восточной Азии (с издержками добычи менее 10 дол/т в ценах 1980 г.), около 4 млрд. т наиболее дорогой нефти Северного моря и американской Арктики и некоторых стран Африки (с издержками добычи до 80 дол/т) и 8 млрд. т — с промежуточными издержками. Более 22 млрд. т нефти можно получить дополнительно из известных месторождений за счет более широкого применения вторичных методов разработки и еще порядка 34 млрд. т — в результате внедрения более совершенных и дорогостоящих методов, в настоящее время еще не применяющихся или применяющихся ограниченно (тепловых, химических и т.д.).

Неоткрытые ресурсы нефти, освоение которых может оказаться рентабельным в ближайшие 20—30 лет, оцениваются примерно в 120 млрд. т, в том числе около 45 млрд. т дешевой нефти. Суммарные ресурсы нефти, издержки добычи которой не превысят 10 дол/т, составляют около 103 млрд. т. В 1980 г. наиболее высокими издержками добычи характеризовались месторождения, разрабатывавшиеся в США с применением тепловых методов извлечения нефти (до 80 дол/т). Следовательно, в настоящее время освоение ресурсов нефти, характеризующихся такими издержками, является рентабельным. В связи с этим общая величина активных извлекаемых ресурсов нефти капиталистического мира составляет около 213 млрд. т, из которых 44% сосредоточено в уже известных месторождениях. А если учесть ресурсы нефти, освоение которых может стать рентабельным в будущем, т.е. характеризующиеся издержками добычи свыше 80 дол/т, то общий нефтяной потенциал мира (без социалистических стран) оценивается в 462 млрд. т (см. таблицу).

В этой оценке не учитываются дополнительные ресурсы жидкого топлива, которые могут быть получены из углей, горючих сланцев, битуминозных песков. Но издержки производства "синтетической нефти" столь значительны, что освоение их в мировых масштабах, как и очень дорогих ресурсов обычной нефти, до конца века маловероятно.

*В.М. Рыжик, В.В. Аленин, М.Н. Иванова*

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОТКРЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ВЕЛИЧИНЕ ЗАПАСОВ

Задача прогнозирования распределения неоткрытых месторождений по величине запасов — одна из важнейших в количественном прогнозе нефтегазоносности и геолого-экономической оценке неразведанных ресурсов. Постановка этой задачи зависит от уровня прогноза и имеющейся информации. Для выявленных структур задача оценки запасов месторождений по существу сводится к оценке ресурсов категории  $C_3$  и их подтвержденности. Здесь мы рассмотрим другую сторону проблемы — оценку распределения по величине запасов залежей или месторождений неразведанной части ресурсов (категория  $D_1$ ) балансово-статистическими методом.

Вопрос о распределении по размерам неразведанных ресурсов в строгой постановке представляет собой вероятностно-статистическую задачу, решение которой должно представляться в виде некоторых доверительных интервалов. Однако имеющиеся решения в такой строгой постановке чрезвычайно громоздки, требуют применения имитационных моделей с большой затратой машинного времени и тем не менее не дают вполне надежных результатов из-за неполноты имеющейся информации. Используя некоторые гипотезы о виде функции распределения залежей по размерам и некоторые общие соображения о ходе поисково-разведочного процесса, можно получить простые приближенные решения задачи прогноза.

Прогнозирование размеров неоткрытых месторождений имеет два аспекта — прогноз распределения по размерам всей совокупности неоткрытых скоплений нефти или газа и прогноз последовательности открытий. Этим вопросам посвящено уже довольно значительное число публикаций [1–5], основные выводы которых заключаются в следующем:

1. Распределение открытых месторождений по величине запасов крайне неравномерно, запасы больших отличаются от самых малых на 4–5 порядков. При этом функция распределения числа открытых месторождений по величине запасов имеет максимум в области малых величин, тогда как распределение суммарных запасов по размерам месторождений имеет максимум в области крупных месторождений, т.е. большая часть открытых запасов сосредоточена в крупных месторождениях.

2. Последовательность открытия месторождений нефти и газа такова, что более крупные месторождения открываются на ранней стадии работ в районе (бассейне, провинции) при сравнительно небольшой степени разведанности начальных потенциальных ресурсов (НПР). Средние запасы открываемых месторождений уменьшаются со временем (увеличением объема поисково-разведочных работ) и с ростом степени разведанности НПР. Поэтому совокупность открытых месторождений представляет собой неслучайную безвозвратную выборку из всех месторождений района и закон их распределения нельзя распространять на неоткрытые ресурсы.

В связи со сказанным истинный вид распределения месторождений по величине запасов остается неизвестным. Главную трудность представляет определение характера распределения мелких месторождений. Здесь следу-

ет, по-видимому, различать все существующие мелкие месторождения и те из них, которые могут быть открыты при существующих технических возможностях поисковых работ и разработка которых возможна при современном уровне техники и технологии. В настоящее время нет теории, обосновывающей вид распределения скоплений нефти и газа малого (но возможно промышленного) размера, и на этот счет могут лишь высказываться некоторые гипотезы.

Наиболее распространены две такие гипотезы: согласно одной из них число залежей (или месторождений) с различными запасами распределено по логарифмически нормальному закону, согласно другой — по усеченному степенному закону распределения Парето. Последний подход стал особенно популярен в последнее время благодаря работам А.Э. Конторовича с соавторами [3]. В обосновании такого подхода, при котором существующая часть неоткрытых ресурсов связывается с мелкими месторождениями, лежит непрерывное возрастание числа открываемых мелких месторождений во всех нефтедобывающих районах с ростом степени разведанности НПР. Вместе с тем логнормальное распределение позволяет удовлетворительно описывать распределение открытых месторождений на разных стадиях разведанности, только с ростом степени разведанности НПР уменьшается модальное значение запасов и растет стандартное отклонение. Поэтому ниже предлагается метод прогнозирования распределения месторождений по размерам, исходя из логнормальной гипотезы, и результаты сопоставляются с прогнозом по методике А.Э. Конторовича с соавторами.

Кратко напомним эту методику. Усеченное распределение Парето описывается плотностью вероятности для числа месторождений вида

$$\varphi(x) = \frac{(\lambda - 1)x_0^{\lambda-1} x^{-\lambda}}{1 - \kappa^{\lambda-1}}, \quad \kappa = \frac{x_0}{x_{\max}}, \quad (1)$$

$$\varphi = 0 \quad \text{при } x < x_0 \text{ и } x > x_{\max},$$

где  $x_0$ ,  $x_{\max}$  — соответственно минимальный и максимальный размеры (запасы) месторождения,  $\lambda$  — постоянный показатель степени. Основная расчетная формула, получаемая из формулы (1), имеет вид

$$\eta_1 = \frac{Q_1}{Q_0} = \frac{\left(\frac{x_0}{x_1}\right)^{\lambda-2} - \kappa^{\lambda-2}}{1 - \kappa^{\lambda-2}}, \quad (2)$$

где  $Q_0$  — начальные потенциальные ресурсы района,  $Q_1$  — суммарные запасы всех месторождений с запасами  $x_1$  и более. Предполагается, что  $x_0$ ,  $x_1$ ,  $x_{\max}$  и  $\eta_1$  заданы, тогда соотношение (2) представляет собой уравнение для определения показателя степени  $\lambda$ . Для большинства нефтедобывающих районов, по расчетам А.Э. Конторовича и В.И. Демина,  $\lambda$  находится в пределах 1,8–2,2. Авторы [3] решают трансцендентное уравнение (2) с помощью ЭВМ, однако, поскольку  $\epsilon = \lambda - 2$  меняется в сравнительно узких пределах, его значение можно без труда находить с точностью до трех знаков после запятой, используя микрокалькулятор.

Чтобы проиллюстрировать прогнозирование распределения месторождений по размерам с использованием различных экстраполирующих функций, удобно воспользоваться графиком зависимости  $Q/Q_0 = \eta$  от  $\lg x$ . Типичный такой график показан на рис. 1. Жирными точками отмечены фактические данные, пунктиром — прогноз по методике [3]. Как видно из рисунка, прогнозная кривая проходит через три сравнительно надежно определяемые точки:  $\eta = 0$  при  $x = x_{\max}$ ,  $\eta = \eta_1$  при  $x = x_1$  и  $\eta = 1$  при  $x = x_0$ . Однако участок кривой на интервале  $x_1 < x < x_{\max}$  довольно плохо согласуется с фактическими данными. Кроме того, на результаты прогноза существенно влияет выбор значения  $x_0$  — самого малого учитываемого месторождения, что особенно хорошо видно на рис. 2, где показаны фактическая и прогнозная гистограммы распределения запасов. Этим недостатком лишен прогноз с использованием логнормального закона. Предположение, используемое в законе Парето, что месторождения с запасами менее  $x_0$  не могут быть открыты, представляется слишком сильным.

Для прогнозирования с использованием логнормального закона делается предположение, что существует такая величина запасов  $x_1$ , что все месторождения с запасами более  $x_1$  уже открыты, т.е. для них известны значения  $\eta(x)$ . Это предполагает достаточно высокую степень разведанности НПР. При этом можно использовать и оценку по категории  $C_3$  как приближенную.

Плотность логнормального распределения имеет вид

$$\varphi(x) = (\sigma x \sqrt{2\pi})^{-1} \exp[-(2\sigma^2)^{-1} \ln^2(x/x_m)], \quad (3)$$

где  $x_m$  — мода,  $\sigma$  — стандартное отклонение логарифма.

Интегральная функция распределения равно

$$F(x) = \int_0^x \varphi(\tau) d\tau = \Phi_u\left(\frac{\ln(x/x_m)}{\sigma}\right), \quad (4)$$

где  $\Phi_u(z) = 1/2 \pm \Phi(\pm z)$ ,  $\Phi(z)$  — интеграл вероятности. Верхний знак справедлив при  $z > 0$ , нижний — при  $z < 0$ .

Математическое ожидание  $M$  (средняя величина запасов одного месторождения) при логнормальном распределении равно

$$M = \int_0^{\infty} x \varphi(x) dx = x_m \exp(\sigma^2/2). \quad (5)$$

Функция  $F_1(x) = 1 - \eta(x)$ , равная доле месторождений с запасами менее  $x$  в общей величине ресурсов, выражается формулой

$$F_1(x) = \frac{1}{M} \int_0^x \tau \varphi(\tau) d\tau = \Phi_u\left(\frac{\ln(x/M^*)}{\sigma}\right), \quad (6)$$

где  $M^* = M \exp(\sigma^2/2)$ .

Формула (6) используется для прогнозирования аналогично формуле (2). Однако при экстраполяции по формуле (6) используются не три точки, а весь участок фактической кривой при  $x > x_1$  и значении  $F_1(0) = 0$ .

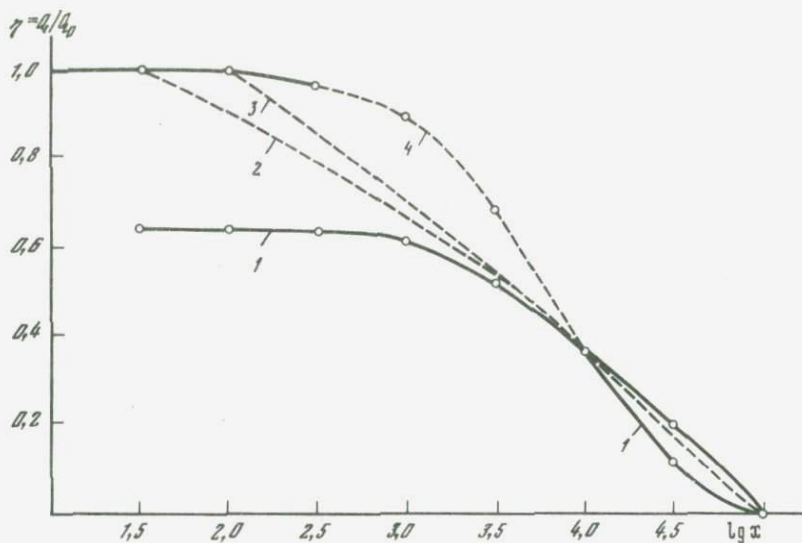


Рис. 1. Интегральные кривые распределения ресурсов по размерам месторождений

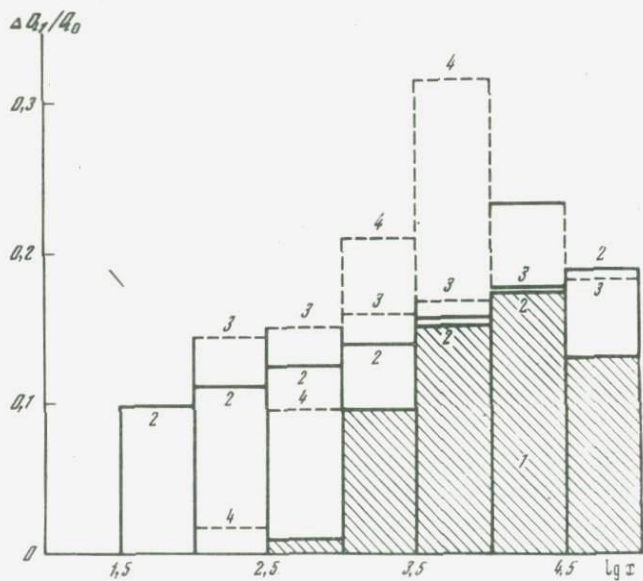


Рис. 2. Гистограмма распределения ресурсов по размерам месторождений  
 1 — фактические данные; 2—3 — прогнозы по формуле Парето при  $\lg x_0$ : 2 — 1,5, 3 — 2,0; 4 — прогноз по логнормальному закону

Формулу (6) можно переписать в виде

$$\gamma(1 - \eta) = \ln x/\sigma - \ln M^*/\sigma, \quad (7)$$

где  $\gamma$  — функция, обратная функции  $1 - \eta = \Phi_0(\gamma)$ . Вид  $\gamma(z)$  легко находится по таблицам интеграла вероятности. Из формулы (7) следует, что функция распределения запасов в координатах  $\gamma(\ln x)$  представляется прямой линией, угловой коэффициент которой равен  $1/\sigma$ , а отрезок, отсекаемый на оси ординат,  $\ln M^*/\sigma$ .

Методика прогнозирования вида функции по формулам (6) и (7) сводится к следующему. Определяется некоторая величина запасов  $x_1$ , такая, что все месторождения с запасами более  $x_1$  можно считать открытыми (или оцененными частично по категории  $C_3$ ). По фактическим запасам месторождений более  $x_1$  определяются 3–4 точки зависимости  $\eta(x) = 1 - F_1$  от  $x$  и по таблицам находятся соответствующие значения  $\gamma$ . В координатах  $1 - \eta, \gamma$  по фактическим точкам проводится прямая (7), экстраполяция которой дает предельное распределение НПР по запасам месторождений. Эти построения удобно производить на вероятностной бумаге, где на оси абсцисс отложены значения  $1 - \eta$  и  $\gamma$  в равномерной шкале по  $\gamma$ , а на оси ординат — значения  $\lg x$ . При этом прогнозные значения  $1 - \eta$  находятся непосредственно на оси абсцисс по экстраполированной прямой.

Результаты экстраполяции по формуле (7) совместно с прогнозом по формуле (2) показывают, что прогноз по логнормальному закону лучше описывает распределение уже открытых месторождений и в связи с этим приводит к существенно более неравномерному распределению запасов по группам, чем прогноз по распределению Парето. При практическом прогнозировании, по нашему мнению, следует использовать оба способа экстраполяции, что дает некоторую "вилку" для истинного распределения неразведанных ресурсов.

Еще более сложно определение последовательности открытия месторождений разных размеров. Эта последовательность зависит как от условий залегания, так и от стратегии поисков. Последовательность открытий может характеризоваться различными зависимостями. Одной из них может быть изменение во времени или от степени разведанности НПР средних запасов месторождений, открываемых за год или пятилетку. Более уверенная зависимость прослеживается для средней величины логарифма запасов открываемых месторождений, которая уменьшается со временем почти линейно.

Другой ряд соотношений получается, если рассматривать прирост разведанных запасов отдельных групп месторождений по размерам. В целях прогнозирования удобно разбивать месторождения на те же группы, что и при прогнозировании общего числа доступных для открытия месторождений, т.е. равномерно в логарифмической шкале. Прирост разведанных запасов каждой группы за единицу времени (год, пятилетку) вначале возрастает, затем уменьшается. Характерно, что для групп крупных месторождений прирост запасов возрастает быстро и после достижения максимума быстро падает до нуля. В то же время для средних и особенно мелких месторождений вначале прирост возрастает крайне медленно и максимум достигается уже при сравнительно высокой степени разведанности НПР.



Эти особенности изменения прироста по группам связаны с особенностями геологопоискового процесса. При поиске быстрее открываются и раньше обследуются более крупные ловушки. Связь размера структуры с запасами статистическая, поэтому в ходе разведки крупных структур могут быть открыты более мелкие месторождения, чем предполагалось. После того, как исчерпывается запас крупных структур, начинают опойсковываться более мелкие, в связи с чем резко возрастает доля запасов, приходящаяся на месторождения с малыми запасами.

Описанный ход поискового процесса может быть исследован с помощью простой имитационной модели. При моделировании структуры разбивались на три (можно и больше) класса по величине площади, а месторождения — по величине запасов. Предполагалось, что структура каждого класса содержит основную долю месторождений "своего" класса и некоторую долю месторождений двух других классов. Вероятность обнаружения структуры некоторого класса считалась пропорциональной суммарной площади всех неоткрытых структур данного класса. При этом число неоткрытых структур оказывалось убывающей экспоненциальной функцией времени (числа скважин) с показателем, пропорциональным площади структуры. "Обследовались" структуры из числа открытых, начиная с самых крупных по одинаковому числу в единицу времени. Такая модель качественно хорошо описывает зависимость от времени (условного темпа) прироста запасов в классах разных по размерам месторождений. Однако для количественного прогноза последовательности открытий эта модель и даже более сложные вероятностные модели плохо подходят, так как содержат много трудно определяемых параметров.

Поэтому самым простым и доступным способом прогнозирования последовательности открытий представляется экстраполяция кривых зависимости от времени (точнее, поискового метража) прироста запасов в каждой группе размеров за единицу времени. Наиболее удобной единицей времени для этой цели является пятилетка, прогнозы через меньшие интервалы, по-видимому, ненадежны. Чем шире классы месторождений по запасам, тем более гладкими получаются зависимости. Для такого прогноза используются разработанные в ИГиРГИ программы экстраполяции с помощью степенных и показательных функций. Экстраполяция осуществляется таким образом, что суммарные ресурсы каждой группы по величине запасов находятся описанным выше методом прогноза распределения месторождений по размерам с использованием логнормального закона. Ту же методику можно применить и с экстраполяцией по формуле Парето.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Баймухамедов К.С., Саттаров М.М. Об одной вероятностно-статистической модели прогнозирования прироста запасов нефти. — Геология нефти и газа, 1975, № 3.
2. Методы оценки перспектив нефтегазоносности/М.Д. Белонин, Н.И. Буялов, Е.В. Захаров и др. М.: Недра, 1979. 332 с.
3. Прогноз месторождений нефти и газа/А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др. М.: Недра, 1981. 350 с.
4. Швембергер Ю.Н. Прогнозирование размеров месторождений нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1978, № 3.
5. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. М.: Недра, 1982. 215 с.

*Я.А. Драновский, И.А. Зайцева, В.С. Лазарев, М.Г. Лейбсон*

ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ  
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ  
НА КОНЦЕНТРАЦИЮ ЗАПАСОВ  
И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Как известно, ресурсы нефти и газа в любом нефтегазоносном бассейне распределяются между месторождениями различной крупности. Запасы, обладающие наилучшими геолого-экономическими характеристиками, связаны с крупными месторождениями. Чем выше концентрация запасов на одном месторождении, тем ниже капитальные и эксплуатационные затраты на его поиск, разведку и разработку. Иначе говоря, чем крупнее месторождение, тем выше эффективность его разведки и освоения. Для иллюстрации приведем следующие данные. Если принять за единицу удельный прирост запасов (в т/м) на мелком месторождении, то на средних по запасам месторождениях он составит 3–5, на крупных – 18–20 и на крупнейших – 30–50 и более. За счет крупных месторождений обеспечиваются основной объем добычи нефти и подавляющая доля добычи природного газа. Это свидетельствует об исключительной народнохозяйственной значимости крупных месторождений и объясняет повышенный интерес к изучению закономерностей их размещения и к прогнозированию открытия. Большой вклад в познание закономерностей формирования, прогноза и поиска крупных месторождений нефти и газа внесли советские исследователи: А.А. Бакиров, М.И. Варенцов, В.С. Вышемирский, А.Н. Дмитриев, А.Э. Которович, Н.Т. Линдтроп, С.П. Максимов, М.С. Моделевский, В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, А.А. Трофимук и др.

Важное значение для решения различных аспектов долгосрочного планирования геологоразведочных работ и добычи имеют модели, позволяющие прогнозировать открытие наиболее крупных месторождений в регионе. Из работ этого направления следует отметить [5, 6, 8 и др.], где теми или иными геолого-стратиграфическими методами устанавливается связь между ресурсами УВ региона и концентрацией запасов в крупных месторождениях.

Авторами данной статьи подобные зависимости исследуются в функции объемной плотности начальных потенциальных ресурсов (НПР) применительно к регионам однотипного тектонического строения, масштаба и знака региональной структуры.

Из всей совокупности геологических признаков, определяющих нефтегазоносность, тектонические условия наиболее существенные. Эти условия разнообразны, и для того чтобы использовать тектонические показатели для целей прогноза, требуется их систематизация. В качестве систематизирующих признаков выступают [11]: 1) масштаб тектонической структуры (порядок); 2) режим тектонического развития (тектонотип); 3) характер залегания слоев в контурах структуры (знак).

В пределах осадочного слоя земной коры, исходя из объема слагающих структуры отложений, выделены семь масштабных классов структур

Таблица 1

## Классы тектонических структур

Масштаб тектонической структуры	Объемы отложений, км <sup>3</sup>	Контролируемый нефтегазоносный объект
Субглобальный	$2,5 \cdot 10^6 - 2,3 \cdot 10^7$	Мегапровинция
Надрегиональный	$3,2 \cdot 10^5 - 2,5 \cdot 10^6$	Провинция
Региональный	$4 \cdot 10^4 - 3,2 \cdot 10^5$	Область
Субрегиональный	$5 \cdot 10^3 - 4 \cdot 10^4$	Район
Зональный	$6 \cdot 10^2 - 5 \cdot 10^3$	Зона
Локальный	$(2-6) \cdot 10^2$	Месторождение
Сублокальный	$< 2 \cdot 10^2$	Залежь

тур, а соответственно и контролируемых ими нефтегазоносных объектов (табл. 1).

По форме залегания слоев различаются структуры: 1) с общим антиклинальным залеганием (межбассейновый тип); 2) с общим синклинальным залеганием (бассейновый тип); 3) с субгоризонтальным залеганием.

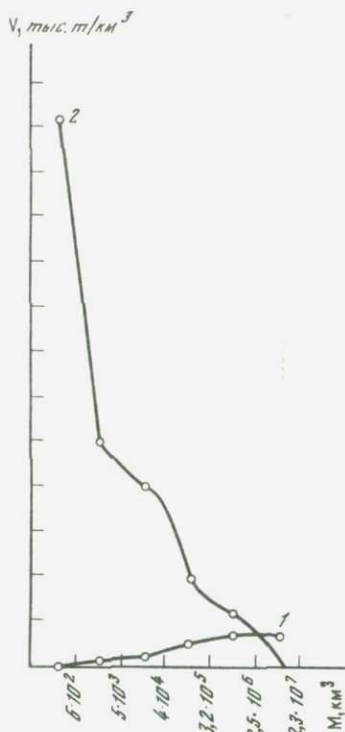
По режиму тектонического развития в обобщенном виде различают: 1) платформы; 2) переходные области; 3) подвижные пояса; среди последних выделяются два типа: а) связанные с эпигеосинклинальными областями и б) связанные с эпиплатформенными эрогенными областями.

Каждый класс структур, выделяемых по перечисленным признакам, характеризуется своими особенностями размещения месторождений и разными степенями концентрации ресурсов углеводородов. В частности, субглобальные, надрегиональные и региональные тектонические объекты, как правило, обеспечивают все стадии онтогенеза углеводородов в недрах (генерацию, миграцию, аккумуляцию и консервацию). Нефтегазоносные объекты зонального уровня в основном обеспечивают миграцию, аккумуляцию и условия консервации возникших скоплений. На локальном уровне предопределяются только условия для протекания процессов аккумуляции и консервации.

Условия протекания процессов онтогенеза в пределах структур с различным характером залегания слоев также существенно различны. Структуры с синклинальным залеганием слоев (отрицательные) выступают в качестве основных очагов нефтегазообразования, а структуры с антиклинальным залеганием (положительные) либо вообще не обеспечивают протекание процессов генерации, либо роль их по сравнению с отрицательными структурами невелика. Структуры положительные выступают в качестве объектов главным образом аккумуляционных, поскольку они вызывают миграцию из прилегающих отрицательных структур "на себя", обогащаясь за счет масс углеводородов, пришедших из окрестных впадин. Что касается структур с субгоризонтальным залеганием, то аккумуляция промышленных скоплений здесь не имеет места, поскольку нет условий для латеральной миграции.

Совокупное влияние масштаба и знака структуры в значительной мере предопределяет концентрацию углеводородов. В качестве меры по-

Рис. 1. Изменение средних удельных запасов углеводородов  $V$  отрицательных (1) и положительных (2) структур в зависимости от масштаба нефтегазоносных объектов ( $M$ )



следней принимаются удельные запасы — количество углеводородов (в т), содержащееся в  $1 \text{ км}^3$  отложений, слагающих нефтегазоносный объект. В пределах положительных структур (рис. 1) удельные запасы падают по мере укрупнения масштаба нефтегазоносного объекта. В отрицательных структурах имеет место противоположная тенденция — по мере укрупнения масштаба запасы возрастают. Так, если на локальном уровне промышленные скопления практически не встречаются, а на зональном имеют место малые концентрации, то на уровне провинций (надрегиональный уровень) удельные запасы в среднем возрастают. В целом на одном масштабном уровне степень концентрации на положительных структурах в 2–6 раз выше, чем на отрицательных.

Не менее существенное влияние на концентрацию углеводородов оказывает тектонотип. Большая часть выделенных к настоящему времени ресурсов нефти и газа контролируют платформы и их краевые системы. Это связано с тем, что в их пределах сосредоточено примерно 74% осадочных образований планеты, способных вмещать промышленные скопления углеводородов. Однако наибольшая концентрация ресурсов свойственна эпигеосинклинальным областям, несколько меньшая — краевым системам и наименьшая — внутриплатформенным областям. Это связано с различной степенью реализации генерационных возможностей разных тектонотипов, мерой которых является доля объема осадочных отложений, залегающих глубже 2 км, от общего объема нефтегазоносного объекта. В эпигеосинклинальных областях этот показатель максимален (в среднем 57%), несколько меньше он в пределах краевых систем (53%) и минимален на платформах (30%). В пределах платформ наибольшая концентрация (объемная плотность) ресурсов свойственна провинциям, а в пределах подвижных поясов — областям и районам. Таким образом, для того чтобы выводить любые эмпирические закономерности, касающиеся степени концентрации углеводородов, состава залежей, их крупности, необходимо соблюдение правил подобия хотя бы по трем рассмотренным признакам. Все другие показатели должны рассматриваться при прочих равных условиях, задаваемых этими параметрами.

Для выявления эмпирических связей между удельными геологическими запасами (объемной плотностью) областей бассейнового типа и геологическими запасами наиболее крупных месторождений области была исполь-

зована выборка по 60 нефтегазоносным бассейнам зарубежных стран (Америки, Европы, Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии), охватывающая четыре тектонотипа: 1) платформенные области, 2) переходные области (краевые системы) и подвижные пояса, включающие: 3) межгорные и внутренние впадины и 4) синклиории. Основу выборки составляют высокоразведанные бассейны (более 50% потенциальных ресурсов доказаны). Лишь для некоторых бассейнов подвижных поясов степень разведанности составляет 30%. Для всех тектонотипов анализ проводился на одном масштабом уровне (нефтегазоносные области или объекты, близкие им по размерам) и только для объектов с синклинальным залеганием слоев (бассейновый тип).

Обработка данных по группам бассейнов различного тектонотипа выполнена методами регрессионного анализа. При этом проведена проверка корреляционной связи между начальными геологическими запасами наиболее крупного в каждом регионе месторождения ( $q_m$ ) и объемной плотностью НПП ( $\rho_V$ ), получены основные статистические характеристики и проведена проверка гипотезы о значимости корреляционной связи между указанными величинами.

Искомые зависимости  $q_m = f(\rho_V)$  аппроксимированы кривыми, представленными на рис. 2. Анализ результатов статистической обработки позволяет сделать следующие выводы:

1. Для всех типов бассейнов имеет место прямая связь между начальными геологическими запасами наиболее крупного в бассейне месторождения и объемной плотностью НПП (коэффициент корреляции во всех случаях положителен).

2. Искомые зависимости по всем типам бассейнов аппроксимируются непрерывными возрастающими функциями, причем наиболее четкая связь получена для бассейнов платформенного типа (коэффициент множественной корреляции  $R = 0,965$ ), наименее выраженная — для синклиориев ( $R = 0,75$ ). Однако характер зависимости для всех типов бассейнов сходен, что свидетельствует о наличии закономерной стохастической связи, объективно отражающей природные явления.

3. В различных геотектонических условиях одинаковой объемной плотности ресурсов ( $\rho_V$ ) соответствуют различные по запасам наибольшие месторождения. Например, при объемной плотности НПП, равной  $10 \text{ тыс.т/км}^3$ , для платформенных бассейнов наибольшее месторождение должно иметь геологические запасы порядка 600 млн.т, для краевых систем — 320 млн.т, для межгорных (внутренних) впадин — 120 млн.т и для синклиориев — 100 млн.т.

4. Зависимости, полученные для платформ и краевых систем (рис. 2, кривые 1, 2), сближены, что отражает геологическое родство (сопряженность) этих двух типов нефтегазоносных бассейнов. Зависимости, полученные для межгорных (внутренних) впадин и синклиориев, отличаются столь незначительно (кривые 3, 4), что в пределах точности материала и статистической обработки их можно было бы объединить в единую выборку, характеризующую бассейны подвижных поясов.

Наблюдаемые различия зависимостей для разных тектонотипов определяются особенностями их развития и соответственно сложившейся к настоящему времени структурой. А именно: 1) различной скоростью проги-

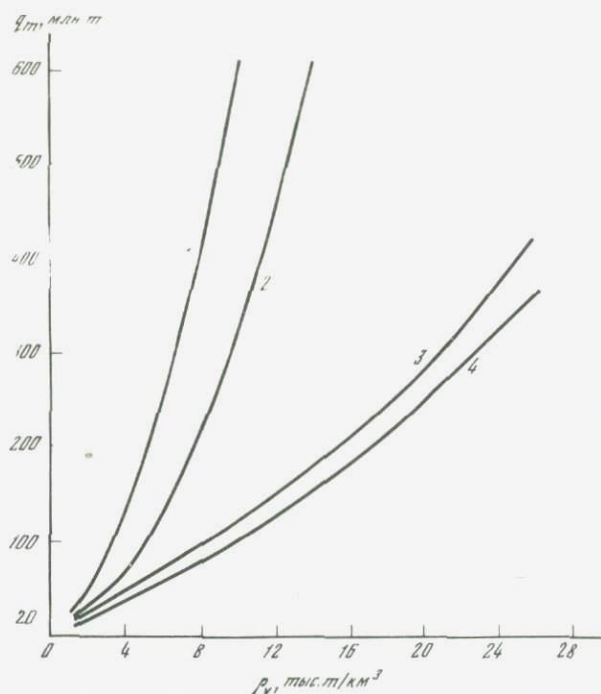


Рис. 2. Зависимость геологических запасов наибольших месторождений УВ ( $q_M$ ) от объемной плотности начальных (геологических) ресурсов ( $\rho_V$ ) для бассейнов  
 1 — платформенного типа; 2 — краевых систем; 3 — межгорных (внутренних) впадин; 4 — синклиналиев

бания (низкой на платформах и высокой в геосинклиналях, что влияет на темпы генерации углеводородов и их дальнейшую эволюцию); 2) различиями в размещении литологических разностей пород (большая выдержанность толщ в пределах платформ и резкая их изменчивость вкrest простираия в геосинклиналях); 3) разными скоростями и преобладающими направлениями миграции (в геосинклинальных областях преобладает вертикальная составляющая, на платформах — латеральная); 4) разными условиями консервации, весьма хорошими на платформах и посредственными в геосинклиналях.

Все перечисленные различия отразились на онтогенезе углеводородов в областях разных тектонотипов, что в конечном итоге привело к существующему ныне размещению месторождений вообще и крупнейших в частности. Тот факт, что по мере усиления складчатости (ряд: платформа — краевая система — межгорная и внутренняя впадина — синклинорий) геологические запасы крупнейших месторождений при одном уровне удельных запасов областей падают, указывает на то, что условия платформенных областей наиболее благоприятны для формирования и сохранения крупнейших месторождений. Хотя месторождения здесь формируются более длительно, чем в геосинклинальных областях, но хорошая проводимость коллекторов способствует стягиванию в пределы круп-

ных платформенных структур флюидов из далеких окрестностей. Кроме того, слабая складчатость обеспечивает длительное сохранение формирующихся скоплений УВ. В подвижных же областях условия сохранности худшие, о чем свидетельствует низкая доля газообразных углеводородов в областях, связанных с синклиориями. Такова геологическая трактовка полученных зависимостей, без учета которой можно допустить серьезные ошибки при геолого-экономическом прогнозировании месторождений и эффективности поисково-разведочных работ в новых нефтегазоносных и перспективных регионах.

Вместе с тем анализ развития и результатов зарубежных поисково-разведочных работ показывает, что их эффективность зависит не только от концентрации запасов. Объемы этих работ во многом определяются геологическими условиями, характерными для разведываемых месторождений (глубина залегания, сложность строения залежей, фазовый состав содержащихся в них углеводородов и т.д.), а также применяемой методикой поисков и разведки. Ясно, что с ростом глубин залегания продуктивных горизонтов и усложнением их строения затраты на бурение существенно возрастают. Для разведки и подготовки к разработке нефтяных месторождений обычно требуется значительно большее количество скважин, чем для газовых.

В бассейнах платформенного типа с относительно небольшой мощностью осадочного чехла (до 3–3,5 км) поиски и разведка, особенно крупных месторождений, выполняются при сравнительно небольших удельных объемах бурения. На открытие месторождения здесь обычно затрачиваются одна-две скважины, успешность поисков достигает 70–80%, а их разведка может быть осуществлена с расстояниями между скважинами в 2–3 км и более.

В краевых системах и в сходных с ними по истории развития внутри-платформенных впадинах (авлакогенах), относимых некоторыми авторами к переходным областям [7], мощность осадочного чехла достигает 10–12 км. Такие регионы образованы несколькими комплексами самостоятельного поискового значения, обычно осложнены соляной тектоникой, перерывами в осадконакоплении, литологической изменчивостью, разнообразием типов ловушек. По условиям ведения поисковых и разведочных работ глубокопогруженные области платформ и краевых систем приближаются к подвижным поясам. Поэтому, несмотря на геотектоническую разнотипность этих групп областей, между ними имеется немало сходства по условиям ведения поисково-разведочных работ и по удельным затратам на подготовку запасов, что позволяет составить из них единую статистическую выборку.

Особое положение занимают преимущественно газоносные регионы. При относительно меньших затратах на их разведку концентрация запасов газа и конденсата в крупнейших газовых скоплениях выше, чем в нефтяных. Поэтому при анализе эффективности поисково-разведочных работ преимущественно газоносные бассейны были выделены в самостоятельную группу.

Итак, для выявления зависимостей наивысшего уровня эффективности поисково-разведочных работ от запасов наибольших месторождений выделены три группы регионов: 1) преимущественно нефтеносные плат-

Таблица 2

Корреляционные зависимости между наивысшим удельным приростом запасов ( $\Xi_m$ , т/м) и запасами наибольших месторождений ( $q_m$ , млн.т)

Тип региона	Уравнение регрессии	Коэффициент корреляции	Стандартное отклонение
Нефтеносные платформенные регионы с небольшой мощностью осадочного чехла	$\Xi_m = 1,4q_m - \frac{3180}{q_m} + 500$	0,974	$\pm 300$
Нефтеносные районы подвижных поясов и глубокие платформенные впадины	$\Xi_m = 1,38q_m - \frac{1648}{q_m} + 128$	0,983	$\pm 30$
Газоносные регионы	$\Xi_m = 1493 \ln q_m - 5570$	0,978	$\pm 460$

форменные районы с небольшой (до 3,5 км) мощностью осадочного чехла; 2) преимущественно нефтеносные районы, связанные с подвижными поясами (межгорные впадины, синклиории) и глубокопогруженными платформенными впадинами (авлакогенами, синеклизами); 3) преимущественно газоносные области без дифференциации по тектонотипам.

В выборку включено около 30 названных выше регионов зарубежных стран, разведанность НПР которых превышает 30% и в которых наиболее крупные месторождения, вероятнее всего, уже открыты. Сведения об этих месторождениях, динамика приростов запасов и объемов поисково-разведочных буровых работ заимствованы из работ [2, 4, 10, 12]. Статистическая обработка материала по программам парной корреляции позволила получить уравнения регрессии и другие статистические характеристики (табл. 2). Таким образом (см. рис. 3), все зависимости нелинейные, но при высоких значениях  $q_m$  они становятся практически линейными. Это объясняется тем, что влияние концентрации запасов на удельные объемы поисково-разведочных работ сказывается существенно при возрастании запасов месторождений до 100–300 млн.т. По более крупным месторождениям удельные приросты возрастают прямо пропорционально крупности месторождений. Поскольку оценка эффективности поисково-разведочных работ производится по извлекаемым запасам, то в анализ зависимости  $\Xi_m = f(q_m)$  включались извлекаемые запасы месторождений. Следовательно, если заданы НПР (или их объемная плотность, т/км<sup>3</sup>), по кривым (см. рис. 2) производится оценка вероятных геологических запасов наибольшего месторождения. По общим геологическим соображениям или аналогии устанавливается коэффициент нефте- или газоотдачи (для крупных месторождений при условии применения методов искусственного воздействия этот коэффициент не ниже 0,45–0,50 для нефтяных месторождений и 0,85–0,9 для газовых месторождений). Затем по кривым (рис. 3) определяется уровень наивысшей эффективности поисково-разведочных работ, который во времени и пространстве будет совпадать с разведкой наибольшего месторождения.



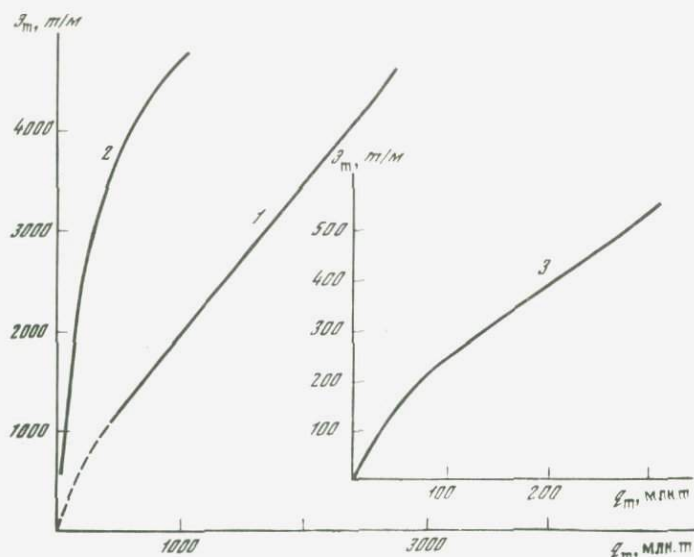


Рис. 3. Зависимость наивысшего уровня эффективности поисково-разведочных работ ( $\mathcal{E}_m$ ) от запасов наибольшего месторождения ( $Q_m$ )

1 — для преимущественно нефтеносных платформенных областей; 2 — для преимущественно газоносных областей; 3 — для глубокопогруженных внутриплатформенных впадин, краевых систем и областей подвижных поясов

Полученные статистические зависимости могут быть использованы при решении различных задач геолого-экономического анализа ресурсов нефти и газа. Для новых нефтегазоносных и перспективных регионов по имеющимся оценкам начальных потенциальных ресурсов может быть дан прогноз наибольшего месторождения и на этой основе получены распределение ресурсов по месторождениям различных групп крупности, а также вероятный наивысший уровень эффективности поисково-разведочных работ. В регионах, сравнительно хорошо изученных, полученные зависимости могут быть использованы для уточнения или проверки величин перспективных и прогнозных ресурсов, оцененных ранее другими методами. В этом смысле предлагаемые зависимости представляют собой еще один вариант оценки ресурсов по так называемым кривым освоения. Если заведомо известны запасы наиболее крупного в регионе месторождения, то, зная его геотектоническую приуроченность, можно определить объемную плотность потенциальных ресурсов, а следовательно, и сами НПР. При этом имеется возможность оценки величины доверительного интервала значений НПР.

Таким образом, приведенные здесь результаты исследования зависимости эффективности поисково-разведочных работ от концентрации запасов нефти и газа позволяют научно обосновать параметры для геолого-экономической оценки ресурсов, повысить геологическую обоснованность прогноза эффективности поисково-разведочных работ и долгосрочных планов прироста запасов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Бакиров А.А.* Геологические основы прогнозирования нефтеносности недр. М.: Недра, 1973. 343 с.
2. *Высоцкий И.В.* Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. М.: Недра, 1976.
3. *Губкин И.М.* Учение о нефти. М.: ГОНТИ, 1934. 601 с.
4. Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. Л.: Недра, 1983. Т. 1. 335 с.; Т. 2. 318 с.
5. *Калинин Н.А.* Методика долгосрочного прогнозирования разведки и добычи нефти. М.: Недра, 1979. 142 с.
6. *Конторович А.Э., Демин В.И.* Прогноз количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа. — Геология и геофизика, 1979, № 3, с. 26–46.
7. *Лазарев В.С.* К вопросу об аналогиях в нефтегазовой тектонике. — В кн.: Проблемы нефтегеологического подобия. Л., 1978, с. 48–75.
8. *Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К.* Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1975. 268 с.
9. *Нестеров И.И., Шпильман В.И., Мясникова Г.П.* и др. Новые характеристики потенциальных ресурсов. — Геология нефти и газа, 1977, № 12, с. 26–31.
10. Нефтегазовая промышленность зарубежных стран (1938–1978 гг.). Статистический справочник/Под ред. М.Ш. Моделевского. М.: Недра, 1981. 232 с.
11. Происхождение и прогнозирование скоплений газа, нефти и битумов/Под ред. В.Д. Наливкина. Л.: Недра, 1983. 272 с.
12. Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения/Моделевский М.Ш., Гуревич Г.С. и др. М.: Недра, 1983. 224 с.
13. *Хашин В.Е.* Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат, 1954. 689 с.

УДК 553.98.042 (47 + 57)

*К.П.Иванова, Г.П.Сверчков, В.Г.Петрова*

### РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЭТАЖИ РАЗВЕДКИ В ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЯХ СССР

Полная геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа предусматривает учет всех затрат, связанных с поисками, разведкой и разработкой скоплений УВ, а также транспортировкой углеводородного сырья к местам их потребления. Объектом разработки на месторождениях обычно являются залежь или группа сближенных в разрезе залежей, объединяемых в единый эксплуатационный горизонт, тогда как при поисках и разведке месторождений одновременно одной сеткой скважин изучается ряд перспективных комплексов, которые могут включать значительное число залежей из более широкого диапазона глубин. Указанное различие приводит к необходимости выделения в перспективном разрезе региональных объектов оценки двоякого рода, что обеспечивает получение более точной исходной информации для расчета затрат на освоение прогнозных ресурсов соответственно на поисково-разведочном и эксплуатационном этапах работ. В плане границы этих двух категорий региональных объектов совпадают. Различия касаются в основном их стратиграфических объемов. Ниже мы остановимся только на принципах выделения и общей характеристике региональных объектов, предназначенных для более строгого учета затрат на поиски и разведку месторождений.

В зависимости от детальности геолого-экономических оценок размеры (по площади) региональных объектов меняются. При весьма грубых оценках к ним могут относиться провинции в целом, при более детальных – нефтегазоносные (перспективные) области (НГО), районы, зоны. В данной статье в качестве регионального объекта рассматривается НГО. Такая дробность позволяет, с одной стороны, дифференцировать по значимости ресурсы внутри нефтегазоносных провинций, а с другой – сравнительно легко обобщать материал по стране в целом и выбирать для освоения экономически наиболее оправданные территории, где может быть достигнута высокая эффективность геологоразведочных работ.

Нефтегазоносные области удобны и тем, что они являются основными ячейками, в рамках которых периодически проводится подсчет прогнозных ресурсов. В большинстве своем они довольно однородны по геологическому строению и географо-экономическим условиям освоения, и это обстоятельство без грубых погрешностей позволяет вести необходимые технико-экономические расчеты с использованием ряда усредненных характеристик, относящихся к НГО в целом (глубины залегания перспективных горизонтов, стоимостные показатели бурения и т.д.).

Рациональная разведка многозалежных месторождений предусматривает выделение в разрезе этажей разведки, охватывающих один или несколько смежных нефтегазоносных комплексов (НГК), разведкуемых в основном единой системой скважин. На конкретных локальных структурах этажи разведки определяются характером распределения залежей по разрезу и их параметрами. В зависимости от строения месторождений этажи разведки могут варьировать не только в пределах НГО, но и на соседних площадях. К сожалению, в настоящее время мы не в состоянии с надлежащей обобщенностью дифференцировать прогнозные ресурсы по конкретным локальным объектам, т.е. определять строение всех ожидаемых месторождений с привязкой (к разрезу) и характеристикой предполагаемых на них залежей. В этой ситуации в каждой НГО целесообразно пользоваться обобщенными категориями разведочных объектов, так называемыми региональными этажами разведки (ЭР), в основе которых должны лежать наши представления о наиболее типичном распределении залежей по разрезу в НГО, базирующиеся в свою очередь на результатах прогнозных оценок и геологическом строении региона. Особенности геологических условий и нефтегазоносности, свойственные НГО, часто приводят к тому, что ЭР даже в соседних областях существенно различаются.

При выделении региональных этажей разведки в НГО для каждого из них должно соблюдаться по крайней мере четыре основных условия: 1) значительное содержание прогнозных ресурсов в ловушках структурного типа, позволяющее планировать подготовку запасов самостоятельной сеткой разведочных скважин; 2) соответствие региональных и локальных структурных планов по входящим в ЭР комплексам и горизонтам; 3) сходство господствующих типов ловушек и коллекторов в наиболее перспективной части разреза ЭР; 4) не слишком большое различие в глубинах залегания продуктивных горизонтов, допускающее проведение их опробования в одной скважине.

Несмотря на то что при выделении ЭР должны учитываться все перечисленные условия, в конкретных геологических обстановках на выбор опти-

мальных вариантов разведки многозалежных месторождений решающее влияние может оказывать какое-то одно из них. Чаще всего — это первое и второе условия. Так, при существенных концентрациях запасов в смежных НГК эти комплексы независимо от сходства других геологических условий могут рассматриваться как самостоятельные ЭР. В частности, по этой причине сеноманский комплекс в северных областях Западной Сибири не следует объединять в единый ЭР с неокомским. И, напротив, в центральных районах провинции, где в сеномане предполагаются несущественные ресурсы УВ, последние могут быть изучены попутно с разведкой неокома и соответственно здесь целесообразно выделять единый сеноман-неокомский ЭР.

Вследствие того, что поэтапная разведка месторождений предусматривает плановое совмещение залежей в разных горизонтах и НГК, необходимо, чтобы внутри ЭР отсутствовали значительные несогласия региональных и локальных структурных планов, а при учете величины прогнозных ресурсов нужно ориентироваться на запасы, связанные с замкнутыми поднятиями. Однако последнее положение не всегда соблюдается. Например, специфичную глинистую пачку баженовской свиты, вопреки ее небольшой мощности и сближенности в разрезе с ниже- и вышележащими продуктивными горизонтами, в ряде НГО Западной Сибири можно рассматривать как самостоятельный ЭР, поскольку приуроченные к ней залежи имеют своеобразное развитие по площади, а вскрытие и опробование глинистого коллектора требует применения особой технологии.

Необходимо подчеркнуть, что сложившаяся в ряде регионов практику ведения поисково-разведочных работ нельзя в полной мере использовать при выделении ЭР. Дело в том, что определение ЭР проводится для оценки геолого-экономической значимости еще неоткрытых ресурсов, распределение которых по разрезу в хорошо изученных НГО может сильно отличаться от положения начальных потенциальных ресурсов и тем более выявленных. При высокой разведанности недр изначально богатые НГК могут в будущем являться второстепенными объектами поисков и разведки, а более бедные и сложнопостроенные, как, например, карбонатные отложения в некоторых НГО Урало-Поволжья, — основными. Из сказанного следует, что в зависимости от разведанности недр в ряде случаев потребуются иная группировка региональных объектов будущей разведки, не соответствующая той, какая использовалась в сложившейся практике.

В каждом ЭР важно наметить базисный комплекс (БК), а в одноконплексных ЭР — базисный горизонт (БГ), т.е. интервалы разреза с наибольшей концентрацией прогнозных ресурсов нефти и газа в структурных ловушках. На эти комплексы и горизонты и должны быть ориентированы в основном планируемые объемы разведочного бурения. Выделение БГ полезно также в базисных комплексах значительной мощности. Данные о положении в разрезе БГ и примерной доли содержащихся в нем ресурсов позволяют точнее рассчитывать затраты на разведку залежей как в самих БГ, так и в других продуктивных горизонтах ЭР. В качестве БГ в одних случаях может выступать весь литолого-стратиграфический комплекс небольшой мощности, в других — какая-то часть комплекса. В НГК, сложенных преимущественно проницаемыми породами, подавляющая часть ресурсов обычно содержится в кровле НГК, под региональными покрывками. Необходимость выделения БК и БГ обусловлена также тем, что интер-

валы разреза с более высокой концентрацией ресурсов, как правило, характеризуются наибольшей частотой встречаемости залежей, в том числе наиболее крупных, и это обстоятельство значительно облегчает все последующие расчеты, проводящиеся при геолого-экономической оценке прогнозных ресурсов.

Изложенные выше принципы были реализованы при выделении ЭР в нефтегазоносных областях платформенного типа основных провинций СССР. Границы НГО и общие сведения по ЭР (стратиграфический диапазон, фазовый состав, разведанность, положение в разрезе БК или БГ, средняя глубина их залегания и др.) показаны на рисунке (см. вкл.) и в таблице. Все эти сведения необходимы как исходный материал для геолого-экономической оценки ресурсов, а при наличии более точной количественной информации они могут характеризовать сравнительную значимость региональных объектов геологоразведочных работ.

Как видно из рисунка, количество ЭР в НГО обычно не превышает 4 и чаще составляет 2–3. Если относительную плотность ресурсов в них отображать на картах в более дробных градациях, то в принципе появится возможность ранжировать ЭР разных НГО и провинций по значимости и составить общее представление о наиболее эффективных направлениях поисково-разведочных работ.

Существенную роль при оценке ЭР играет также степень разведанности их начальных ресурсов. Работами многих исследователей (Н.А.Еременко, Н.А.Крылов, М.Г.Лейбсон и др.) установлено, что эффективность геологоразведочных работ начинает падать после выявления наиболее значительных по запасам скоплений УВ, которые обычно открываются на начальных этапах освоения регионов при разведанности ресурсов порядка 20–35%, а иногда и меньше. Использование этого показателя в количественном выражении совместно с другими характеристиками ЭР будет уточнять представления о значимости региональных объектов разведочных работ.

Важность таких показателей, как фазовое состояние УВ в ожидаемых залежах, литологический состав БК или БГ, определяющий тип и сложность строения коллектора, средние глубины залегания БК или БГ в нефтегазоносных областях, очевидна. Нет трудностей и в определении их значений. Гораздо сложнее устанавливать ориентировочную долю ресурсов, приходящуюся на БГ, поскольку количественные оценки прогнозных ресурсов проводятся по НГК, а не по этим горизонтам. Поэтому здесь целесообразно, исходя из общих закономерностей размещения нефти и газа в разрезах аналогичного строения, сначала экспертным путем оценивать примерную долю ресурсов БГ от ресурсов всего комплекса, а затем – от ресурсов ЭР.

В реальных геологических обстановках весьма часто встречаются случаи, когда пограничные слои смежных НГК, несмотря на резкое различие в их литологическом составе, в нефтегазоносном отношении представляют в сущности единый разведочный объект, заключающий залежи с общими и близкими ВНК (ГВК). Подобная ситуация характерна для НГК, не имеющих на стыке надежных покрышек, и наблюдается в частности на границе визейского и верхнедевонско-турнейского комплексов в Волго-Уральской провинции, среднедевонско-нижнефранского и ордовикско-нижнедевонского комплексов в Тимано-Печорской провинции, где скопления УВ в кровле нижних НГК, сложенных карбонатными породами, пространственно и гид-

Общая характеристика этажей разведки и входящих в них базисных нефтегазовых комплексов (горизонтов)

НГО	Данные по этажу разведки в целом				Данные по базисному комплексу (БК) или горизонту (БГ)			
	Этажи разведки	Стратиграфический интервал	Степень разведанности	Фазовый состав прогнозных ресурсов	Возраст	Литологический состав	Средняя глубина залегания, км	Ориентировочная доля прогнозных ресурсов ЭР, приходящаяся на БК (БГ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ижма-Печорская (1)	Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция							
	I	Среднедевонско-верхнепермский	Значительная	Н	Среднедевонский	Т	2,4	70
	II	Ордовикско-нижнедевонский	Незначительная	Н	Силурийский (верхи ижма-омринского комплекса)	К	3,2	70
Печоро-Колвинская (2)	I	Верхнепермско-мезозойский	"	Г	Верхнепермский	Т	1,8	> 50
	II	Верхневизейско-кунгурский	Значительная	Г	Сакмаро-артинский	К	2,1	90
	III	Среднедевонско-визейский	"	ГН	Среднедевонский	Т	4,4	70
	IV	Ордовикско-нижнедевонский	Незначительная	ГН	Верхи ордовика	К	5,3	70
Хорейвер-Морейская (3)	I	Верхневизейско-мезозойский	"	ГН	Сакмаро-артинский	К	2,1	> 50
	II	Среднедевонско-визейский	"	Н	Франско-фаменский	К	3,0	80
	III	Ордовикско-нижнедевонский	"	Н	Верхи ордовика	К	4,8	70
Северо-Предуральная (4)	I	Верхневизейско-мезозойский	Значительная	Г	Сакмаро-артинский	К	3,5	80
	II	Среднедевонско-визейский	Незначительная	Г	Среднедевонский	Т	4,2	60
	III	Ордовикско-нижнедевонский	"	Г	Средняя часть ордовика	К	5,6	> 70

Таблица (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция								
Тиманская (5)	I	Ордовикско-верхнедевонский	Незначительная	Н	Среднедевонский	Т	1,0	> 90
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция								
Коми-Пермяцкая (1)	I	Среднекаменноугольный	Незначительная	Н	Верейско-каширский	К	1,0	80
	II	Среднедевонско-визейский	"	Н	Нижнефранский	Т	1,6	50
Пермско-Башкирская (2)	I	Верхневизейско-нижнепермский	Значительная	Н	Башкирско-верейский	К	1,0	80
	II	Верхнедевонско-визейский	"	Н	Бобриковско-тульский	Т	1,4	70
	III	Среднедевонско-нижнефранский	"	Н	Пашийско-кыновский	Т	1,8	90
Верхнекамская (3)	I	Верхневизейско-верхнекаменноугольный	"	Н	Верейский (совместно с башкирским)	К	1,2	85
	II	Верхнедевонско-визейский	"	Н	Бобриковский (совместно с верхами турнейского)	Т	1,6	90
	III	Среднедевонско-нижнефранский	"	Н	Пашийско-кыновский	Т	2,1	90
Татарская (4)	I	Верхневизейско-нижнепермский	"	Н	Башкирский (совместно с верейским)	К	1,0	80
	II	Среднедевонско-визейский	"	Н	Пашийско-кыновский	Т	2,0	50
Мелекесская (5)	I	Верхнедевонско-верхнекаменноугольный	Значительная	Н	Бобриковско-тульский	Т	1,5	50
	II	Среднедевонско-нижнефранский	"	Н	Пашийско-кыновский	Т	2,3	90
Средневолокская (6)	I	Визейско-среднекаменноугольный	"	Н	Бобриковско-тульский	Т	1,8	60
	II	Среднедевонско-турнейский	"	Н	Пашийский	Т	2,2	60

Таблица (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция								
Бузулукско-Оренбургская (7)	I	Нижнепермский	Значительная	Г	Артинско-кунгурский	К	1,8	80
	II	Верхневизейско-верхнекаменноугольный	"	Н	Окско-башкирский	К	2,0	75
	III	Верхнедевонско-визейский	"	Н	Визейский (совместно с турнейским)	Т	2,6	90
	IV	Среднедевонско-нижнефранский	"	Н	Нижнефранский	Т	3,5	60
Нижеволжская (8)	I	Верхневизейско-нижнепермский	"	Г	Башкирско-верейский	Т	2,5	70
	II	Верхнедевонско-визейский	"	ГН	Евланово-ливенский	К	3,0	60
	III	Среднедевонско-нижнефранский	Незначительная	Г	Живетский	Т	4,5	50
Южно-Предуральская (9)	I	Среднекаменноугольно-нижнепермский	"	Г	Каширско-верхнекаменноугольный	К	1,8	85
	II	Верхневизейско-среднекаменноугольный	Значительная	ГН	Башкирский	К	1,9	90
	III	Верхнедевонско-визейский	"	Н	Визейский (совместно с турнейским)	Т	2,3	90
	IV	Среднедевонско-нижнефранский	Незначительная	Н	Эйфельско-нижнефранский	Т	2,8	90
Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция								
Ямальская (1)	I	Апт-сеноманский	Значительная	Г	Аптский (верхи)	Т	1,7	60
	II	Неокомский	Незначительная	Г	Барремский	Т	2,1	40
	III	Юрско-берриасский		ГН	Среднеюрский (верхи)	Т	3,2	60



Таблица (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция								
Гыданская (2)	I	Апт-сеноманский	Незначительная	Г	Аптский (верхи)	Т	1,8	50
	II	Неокомский	"	Г	Готеривский (кровля ахской – низы тамбейской свит)	Т	2,6	30
	III	Юрско-берриасский	"	ГН	Среднеюрский (верхи)	Т	3,5	60
Надым-Пурская (3)	I	Сеноманский	Значительная	Г	Сеноманский (верхи)	Т	1,1	90
	II	Неокомский	"	ГН	Валанжинско-готеривский (нижняя часть нижне-вартовской подсвиты)	Т	2,0	70
	III	Юрско-берриасский	Незначительная	ГН	Среднеюрский (верхи)	Т	3,6	40–50
Пур-Тазовская (4)	I	Сеноманский	Значительная	Г	Сеноманский (верхи)	Т	1,1	90
	II	Неокомский	Незначительная	Г	Нижневаланжинский (нижнехетская свита)	Т	2,8	60
	III	Юрско-берриасский	"	ГН	Среднеюрский (верхи)	Т	3,3	40–50
Приуральская (5)	I	Юрско-неокомский	Значительная	Н	Среднеюрский (верхи)	Т	1,7	70
Фроловская (6)	I	Неоком-аптский	Незначительная	Н	Аптский (верхи)	Т	1,5	40
	II	Верхнеюрский	"	Н	Волжский	Т	2,4	100
	III	Юрский	"	Н	Среднеюрский (верхи)	Т	2,5	80
Среднеобская (7)	I	Неоком-сеноманский	Значительная	Н	Верхневаланжинский (группа пластов БС <sub>10</sub> – БВ <sub>8</sub> )	Т	2,2	30
	II	Верхнеюрско-берриасский	"	Н	Волжский	Т	2,7	70

Таблица (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция								
Среднеобская (7)	III	Юрский	Незначительная	Н	Верхнеюрский (низы)	Т	2,8	70
	I	Неокомский	"	Н	Верхневаланжинский (верхи куломзинской-тарская свита)	Т	2,1	50
	II	Верхнеюрско-берриасский	Значительная	Н	Волжский	Т	2,6	60-70
Каймысовская (8)	III	Юрский	Незначительная	Н	Среднеюрский	Т	2,7	50
	I	Верхнеюрско-неокомский	Значительная	Н	Волжский	Т	2,4	90
	II	Юрский	"	Н	Верхнеюрский (низы)	Т	2,5	50-60
Васюганская (9)	I	Юрский	Незначительная	Н	Среднеюрский (верхи)	Т	2,4	80
	II	Юрский	"	Н	Среднеюрский (низы)	Т	2,4	80
Пайдуганская (10)	I	Юрский	Незначительная	Н	Среднеюрский (верхи)	Т	2,4	80
	II	Юрский	"	Н	Среднеюрский (низы)	Т	2,4	80
Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция								
Анабарская (1)	I	Кембрийский	Незначительная	ГН	Нижнекембрийский	К	2,0	50
	II	Рифейский	"	Г	Рифейский	Т-К	2,0	50
Северо-Тунгусская (совместно с Туруханско-Норильским районом) (2)	I	Ордовикско-нижекаменноугольный	"	ГН	Нижнеордовикский (байкитский горизонт)	Т	2,0	30
	II	Рифейско-кембрийский	"	Г	Среднекембрийский (костинская свита)	К	3,0	60
Южно-Тунгусская (3)	I	Рифейско-кембрийский	"	Г	Среднекембрийский (костинская свита)	К	1,6	80
	II	Рифейско-кембрийский	"	Г	Среднекембрийский (костинская свита)	К	1,6	80
Байкитская (4)	I	Кембрийский	"	Г	Нижнекембрийский (осинский горизонт)	К	2,0	80
	II	Допалеозойский	"	Г	Вендский (нижнемотская под-свита)	Т	2,4	90

Таблица (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция								
Катангская (5)	I	Палеозойский	Незначительная	Г	Нижнекембрийский (осинский горизонт)	К	2,6	50
	II	Допалеозойский	"	Г	Вендский	Т	2,9	90
Присяно-Енисейская (6)	I	Кембро-ордовикский	"	Г	Нижнекембрийский	К	4,0	70
	II	Рифейский	"	Г	Рифейский (эрозионная кровля рифея)	Т-К	4,8	90
Ангаро-Ленская (7)	I	Кембрийский	"	Г	Нижнекембрийский (осинский горизонт)	К	2,8	50
	II	Вендский	"	Г	Вендский (парфеновский горизонт)	Т	3,0	35
Непско-Ботуобинская (8)	I	Кембрийский	"	ГН	Нижнекембрийский (осинский, устькутский, преобразенский горизонты)	К	1,8	80
	II	Вендский	"	Г	Вендский	Т	2,2	100
Западно-Вилуйская (9)	I	Девонско-нижнекаменноугольный	"	Г	Верхнедевонский	Т-К	3,0	80
	II	Кембро-ордовикский	"	Г	Нижнекембрийский	К	3,0	80
	III	Рифейский	"	Г	Рифейский	Т-К	5,0	
Северо-Алданская (10)	I	Кембрийский	"	Г	Нижнекембрийский	К	1,5	80
	II	Рифейский	"	Г	Рифейский	Т-К	2,5	80
Хатангско-Вилуйская нефтегазоносная провинция								
Енисей-Хатангская (1)	I	Меловой	Незначительная	Г	Верхневаланжинско-готеривский (суходудинская свита)	Т	2,3	50
	II	Юрский	"	Г	Верхнеюрский	Т	3,0	60

Таблица (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Енисей-Хатангская (1)	III	Верхнепалеозойско-триасовый	Незначительная	Г	Верхнепермский	Т	5,0	70
	IV	Нижне-среднепалеозойский	"	ГН	Среднепалеозойский	К	6,0	60
Лено-Анабарская (2)	I	Мезозойский	"	ГН	Нижнеюрский	Т	2,0	40
	II	Верхнепалеозойский	"	ГН	Верхнепермский	Т	3,5	80
	III	Нижне-среднепалеозойский	"	ГН	Нижнекембрийский	К	5,0	80
Предверходская (3)	I	Триасовоюрский	"	Г	Нижнетриасовый	Т	3,0	50
	II	Верхнепалеозойский	"	Г	Верхнепермский	Т	4,5	80
Вилкойская (4)	I	Триасовоюрский	"	Г	Нижнетриасовый	Т	2,5	80
	II	Пермский	"	Г	Верхнепермский	Т	3,5	80
	III	Кембрийский	"	Г	Нижнекембрийский	К	5,0	50
Прикаспийская нефтегазоносная провинция								
Волгоградско-Оренбургская (1)	I	Мезозойский	Незначительная	ГН	Верхнеюрский (волжский горизонт)	Т	2,5	
	II	Каменноугольно-нижнепермский	"	Г	Нижнебашкирский	К	4,0	
Астраханско-Актюбинская (2)	I	Мезозойский	Значительная	ГН	Среднетриасовый (баскунчакский горизонт)	Т	2,5	
	II	Каменноугольно-нижнепермский	Незначительная	Г	Нижнебашкирский	К	3,7	
Амударынская нефтегазоносная провинция								
Бухарская (1)	I	Юрско-меловой	Значительная	Г	Верхнеюрский	К	1,5	60

Таблица (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Амударьинская нефтегазоносная провинция							
Чарджоу - ская (2)	I	Юрско-ниж- немеловой	Значитель- ная	Г	Верхнеюр- ский	К	2,5	80
	Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция							
Южно-Ман- гышлакская	I	Юрский	Значи- тельная	Г	Верхнеюр- ский	Т	2,0	85

*Примечание.* Н – преобладание нефти; Г – преобладание газа; ГН – отсутствие явного преобладания нефти или газа; Т – преимущественно терригенные отложения; К – преимущественно карбонатные отложения; Т-К – терригенные и карбонатные отложения.

родинамически часто образуют единое целое со скоплениями в верхних терригенных НГК. При приуроченности БГ к пограничным частям таких НГК в таблице и на рисунке указывается возраст только основной наиболее обогащенной УВ части этого горизонта, принадлежащей одному из НГК, а при расчете ориентировочной доли ресурсов в БК учитывались и прилегающие части другого НГК.

В заключение отметим, что данные о региональных этапах разведки обеспечивают более точное определение затрат на подготовку ресурсов нефти и газа и вместе с тем позволяют намечать стратегию поисков и разведки скоплений УВ, а также в первом приближении выделять наиболее предпочтительные региональные объекты для дальнейшего освоения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Еременко Н.А., Крылов Н.А., Кувыкин Ю.С., Стасенков В.В. Методика прогнозирования эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ. – Геология нефти и газа, 1979, № 1, с. 7–11.
2. Лейбсон М.Г. К методике перспективного планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ. – Геология нефти и газа, 1982, № 11, с. 12–16.

*Э.А. Енгальчев, Л.Д. Кноринг, А.В. Лобачев*

## ПРИНЦИПЫ И МЕТОДИКА КАРТИРОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОГНОЗА ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа обязательно включает прогнозирование объемов геологоразведочных работ. Наглядное представление об этом дает принципиальная схема, разработанная во ВНИГРИ [2]. Из этой схемы следует, что объемы геолого-геофизических работ и глубокого бурения являются в свою очередь производными величинами, зависящими как от геологических условий освоения ресурсов, так и от применяемой при этом методики поисков и разведки прогнозируемых месторождений. Следовательно, последняя выступает в роли основного научно-технического средства подготовки месторождений к промышленному освоению, в силу чего также является объектом прогнозирования.

Результаты прогнозирования геологических условий, методики и объемов геологоразведочных работ при геолого-экономической оценке ресурсов нефти и газа выливаются в систему взаимосвязанных представлений, которая характеризуется многочисленными параметрами и показателями. Практическое их назначение сводится к определению эффективности освоения ресурсов нефти и газа. На основании таких оценок, полученных для нефтегазоносной провинции в целом и отдельных ее областей, может быть выполнено: геолого-экономическое районирование и выбор направлений работ; планирование прироста запасов и прогноз добычи нефти и газа; планирование научно-технического прогресса в отрасли.

Районирование позволяет пространственно дифференцировать прогнозируемые и оцениваемые показатели освоения ресурсов нефти и газа, привязываясь к определенным объектам нефтегазогеологического районирования, которые выделяются по площади и в разрезе. Этому районированию в полной мере отвечает и соответствует карта прогнозирования методики и объемов поисково-разведочных работ по освоению ресурсов нефти и газа. Такая карта не только дополняет собственно геолого-экономическое районирование, но также имеет самостоятельное информационное и практическое значение, что следует из последующего рассмотрения.

Принципы и методика составления такой карты были апробированы на материале одной из нефтегазоносных провинций. Суть их сводится к следующим положениям.

Карта составляется на дату геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов на основе нефтегазогеологического районирования провинции с выделением в качестве наименьшей единицы нефтегазоносных областей. Она содержит конечные результаты прогноза методики и объемов поисково-разведочных работ, необходимых для конечной реализации количественной оценки перспектив нефтегазоносности в запасы промышленных категорий. В силу этого прогнозируемая методика поисков и разведки месторождений нефти и газа представлена в виде статической модели.

Динамическая модель методики и объемов работ будет характерна для тех задач геолого-экономического прогнозирования, которые связаны с планированием развития геологоразведочных работ и подготовки запасов нефти и газа во времени или с учетом фактора времени.

Структура геологоразведочного процесса соответствует принципу этапности и рассматривается в объеме выявления и подготовки перспективных локальных объектов к глубокому бурению (структур, ловушек, площадей, АТЗ), поисков и разведки месторождений и залежей нефти и газа. При этом требования к степени изученности ресурсов и разведанности запасов определяются действующей в настоящее время и на перспективу Классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.

Статическая модель методики поисков и разведки разрабатывается на основе ретроспективного анализа методических параметров поисково-разведочного процесса, т.е. параметров, характеризующих методику по основным видам работ (плотность сейсмических наблюдений при картировании нефтегазописковых объектов, удельное количество поисковых и разведочных скважин, показатели успешности поисков и др.). В результате такого анализа устанавливается современный уровень значений этих параметров, сложившийся к моменту геолого-экономической оценки с учетом фактора времени.

Кроме того, определяются базовые виды и методические приемы работ, обеспечивающие достижение конечных результатов с высокими показателями эффективности.

Так, основным видом работ\* для подготовки локальных перспективных объектов является сейсморазведка МОГТ. При этом прогнозируется, что полученные материалы будут оперативно интерпретироваться по мере получения данных первых и последующих (при необходимости) скважин, в том числе и в обязательном порядке по специальным программам обработки с целью решения задач ПГР, качественного и количественного прогноза нефтегазоносности каждого локального объекта.

В поисковом бурении базовой является методика заложения одиночных поисковых скважин с целью вскрытия и опробования всех перспективных комплексов разреза. В зависимости от крупности прогнозируемых месторождений намечается бурить на каждом локальном объекте не более одной—трех скважин, глубина которых ставится в зависимость от глубины залегания наиболее глубокого целевого объекта поисков.

Разведка многопластовых месторождений осуществляется поэтапно, т.е. на каждый этаж бурится самостоятельная сетка скважин. Рациональное количество этажей разведки определяется в соответствии со сложностью геологического строения, вертикальным диапазоном нефтегазоносности и распределением ресурсов прогнозируемых месторождений по разрезу [2]. Распределение разведочных скважин по этажам производится пропорционально прогнозным ресурсам последних [3]. Глубина скважин определяется нижней границей соответствующего этажа разведки.

Перечисленные положения учитывались при разработке условных обозначений к карте. Предлагаемые показатели наносятся на карту с помощью двух систем обозначений (рис. 1, 2).

Первая используется для районирования по следующим показателям ,

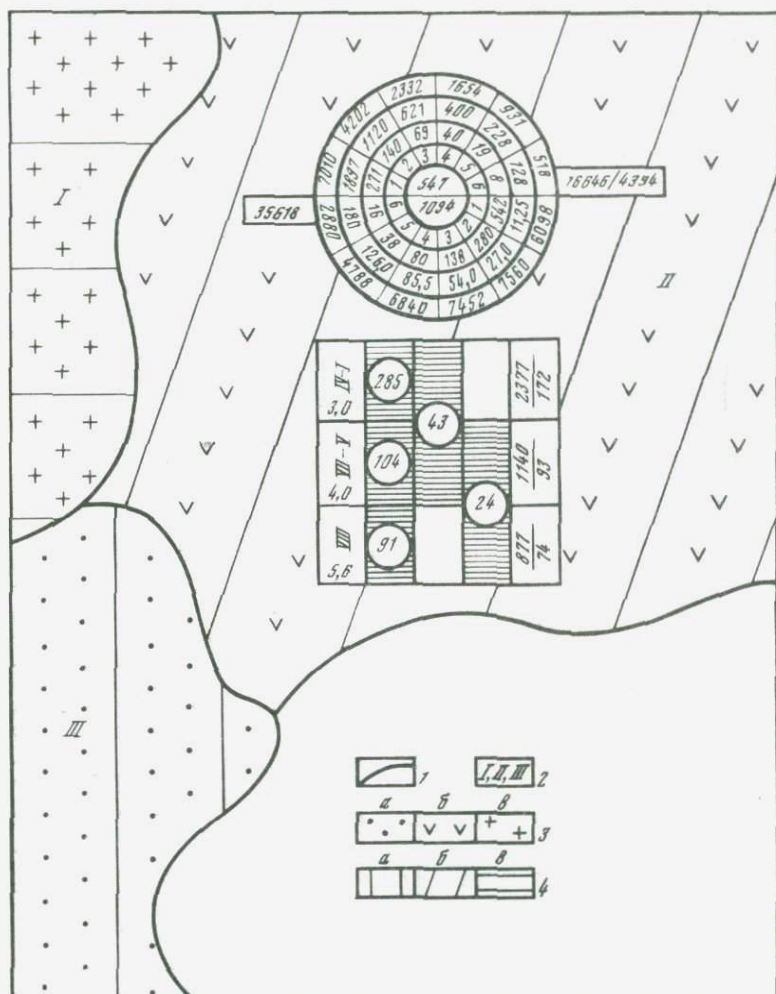


Рис. 1. Карта прогноза методики и объемов поисково-разведочных работ по освоению ресурсов нефтегазоносной провинции (макет)

1 - границы нефтегазоносных областей; 2 - нефтегазоносные области; 3 - эффективность геологоразведочных работ, т/м: а - до 100, б - 100-200, в - 200-400; 4 - удельный объем сейсморазведочных работ, км пог./скв.: а - до 8, б - 8-10, в - 10-12

прогнозирования: ожидаемая эффективность поисково-разведочного бурения, т/м; - удельный объем сейсморазведочных работ, км пог./скв. Эта система показателей является по существу обобщающей при прогнозе нефтегазоносности, объемов и методики геологоразведочных работ по отдельным НГО.

Значения этих целевых показателей для каждой НГО наносятся штриховкой или окраской в соответствии с выбранными шкалами.

Ожидаемая эффективность поисково-разведочного бурения рассчитывает-



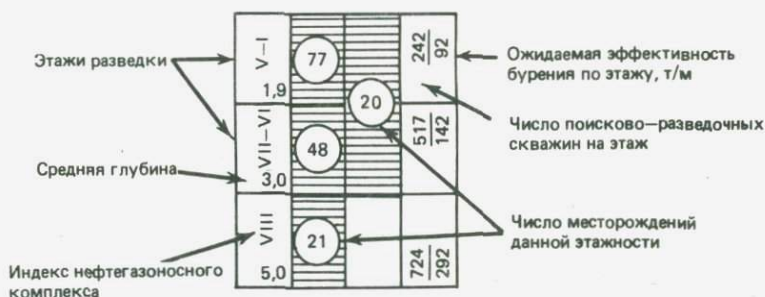


Рис. 2. Расшифровка записей прогнозируемых данных в диаграммах

ся делением прогнозных запасов НГО на общий прогнозируемый метраж бурения. Удельный объем сейсморазведочных работ представляет отношение прогнозируемых объемов сейсморазведочных работ к общему числу прогнозируемых поисковых и разведочных скважин.

Проведенное таким образом районирование дает возможность сравнить различные НГО по названным показателям.

Вторая система условных обозначений используется для конкретизации условий и методики работ по нефтегазоносным областям и для провинции в целом. Она представлена на круговой и прямоугольной диаграммах-врезках.

Расшифровка записей прогнозируемых показателей приведена на рис. 2. Однако представляется необходимым дать некоторые разъяснения.

Верхняя половина круговой диаграммы характеризует прогнозируемые месторождения и поисково-разведочное бурение на них. На ней от центра к периферии последовательно обозначаются: общее число прогнозируемых

в НГО месторождений; типизация месторождений по классам крупности; количественное распределение месторождений по классам крупности; число поисковоразведочных скважин по каждому классу; общий метраж бурения по каждому классу (в тыс. м). Методика прогнозирования этих показателей подробно рассматривается в работах [3, 8].

Справа от круговой диаграммы в рамке показаны общий метраж поисково-разведочного бурения и общее количество скважин для НГО.

В нижней половине круговой диаграммы-врезки приведены основные показатели, характеризующие подготовку структур (площадей), необходимых для открытия и разведки прогнозируемого числа месторождений. Здесь от центра к периферии последовательно указываются: общее число объектов подготовки; типизация объектов в соответствии с классами крупности прогнозируемых месторождений; количественное распределение объектов по классам; удельные объемы сейсморазведочных работ, необходимых для подготовки одного объекта в зависимости от класса его крупности, км пог./объект; общие объемы сейсморазведочных работ по каждому классу, км пог. Слева от круговой диаграммы показан общий объем сейсморазведочных работ в целом для НГО.

Современный уровень требований к подготовленным к глубокому бурению структурам рассмотрен в работах [4, 6]. Однако некоторые вопросы, касающиеся методики прогнозирования перечисленных выше показателей, требуют дополнительных разъяснений.

Основными предпосылками для расчета объемов сейсморазведочных работ являются прогнозируемое количество месторождений (в той или иной области) по классам крупности и прогнозируемая наибольшая площадь нефтегазоносности месторождения. Эти данные берутся непосредственно из прогнозного распределения месторождений по классам и по площадям продуктивности.

Количество площадей подготовки определяется по формуле  $N_n = N_m / K_y$ , где  $N_m$  — число прогнозируемых месторождений;  $K_y$  — прогнозируемый коэффициент успешности поисков.

Обоснование  $K_y$  при геолого-экономической оценке прогнозных ресурсов должно проводиться на основе анализа успешности геологоразведочных работ с учетом разведанности и плотности потенциальных ресурсов. Этот коэффициент является в определенной мере функцией времени, опосредованно учитывающей совершенствование методов и методики поисковых работ, изученность территории и достижения научно-технического прогресса.

Для определения прогнозного коэффициента успешности рекомендуется проводить анализ результатов геологоразведочных работ по территории провинции и входящих в нее областей, районов, в совокупности с использованием моделей, предложенных М.Г. Лейбсоном [5].

Удельные объемы сейсморазведочных работ, необходимые для подготовки единичной площади, определяются по формуле  $L_i = \rho K_n S_M / K_{зп}$ , где  $L_i$  — удельный объем работ сейсмопрофилей, км пог.;  $\rho$  — оптимальная плотность профилей, км/км<sup>2</sup>;  $K_n$  — коэффициент перекрытия подготавливаемой структуры площадью проводимых работ;  $S_M$  — площадь продуктивности прогнозируемого месторождения, км<sup>2</sup>;  $K_{зп}$  — прогнозируемый коэффициент заполнения ловушек (по площади).

Величина  $K_{ЭП}$  обосновывается на фактическом материале по НГО или по аналогии. Значение  $K_{П}$  может быть получено из анализа сложившейся в районе практики подготовки структур (площадей) сейсморазведкой. Введение коэффициента перекрытия позволяет учитывать в определенной мере объемы детализационных работ, которые будут проводиться в процессе поисково-разведочного бурения. Действительно, если при оконтуривании редкой сетью профилей выявленной структуры последняя не подтверждается, надобность в проведении детальных работ по подготовке отпадает, а запланированные объемы могут быть использованы при проведении детализационных работ на других объектах и при региональных исследованиях. Кроме того, планирование площади картирования с учетом  $K_{П}$  необходимо для выявления возможных новых структур и увязки с соседними площадями, где ранее были или будут проводиться сейсморазведочные работы по поиску и подготовке локальных объектов. Оптимальная плотность наблюдений ( $\rho$ ) определяется сложившейся в регионе практикой проведения сейсморазведочных работ с учетом рекомендаций, изложенных в работах [1,4], где предложены таблицы значений параметров сети при разных масштабах исследований.

Общий объем сейсморазведочных работ в целом для НГО складывается из объемов работ по каждому классу прогнозируемых объектов, а в целом для нефтегазоносности провинции – из суммы объемов по областям. Этот объем может быть уменьшен за счет объемов, затраченных на фонд подготовленных структур на дату геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов.

Предлагаемая методика определения объемов сейсморазведочных работ исходит из определенного прогнозом количества ожидаемых месторождений (залей) различных классов крупности, т.е. в решающей степени зависит от надежности такого прогноза. Если прогноз количества месторождений (залей) окажется недостаточно верным (а он зависит от надежности определения прогнозных ресурсов и их ранжировки по классам крупности), то при самых обоснованных значениях  $K_{У}$ ,  $K_{ЭП}$  прогнозный расчет объемов сейсморазведочных работ может оказаться завышенным или заниженным.

Все величины показателей круговых диаграмм, составленных для НГО, суммированием по соответствующим рубрикам вводятся в общую диаграмму для нефтегазоносной провинции, которая помещается в центральной части карты в более крупном масштабе.

Система обозначений, показанных на прямоугольных врезках, позволяет дифференцировать прогнозируемые показатели в геологическом разрезе отложений, по которым дается количественная оценка перспектив нефтегазоносности. Здесь группируются сведения о количестве этажей разведки; литологическом составе и возрасте (индексации) нефтегазоносных комплексов, входящих в этаж; средних глубинах залегания этажей разведки (средней глубине скважин на каждый этаж); количестве прогнозируемых месторождений данного класса этажности; количестве поисково-разведочных скважин на каждый этаж разведки; ожидаемой эффективности поисково-разведочного бурения по каждому этажу разведки (в т/м).

Наиболее важным представляется выделение региональных этажей в соответствии с требованиями рациональной методики разведки много-

залежных месторождений нефти и газа. Методика определения этажности разведки при геолого-экономической оценке прогнозных ресурсов нефти и газа подробно обсуждается в работах [2, 3].

Предлагаемые системы условных обозначений в целом включают около 20 прогностических параметров и указателей, необходимых для выполнения последующих этапов геолого-экономической оценки.

При составлении карты прогноза геологоразведочных работ необходимо расшифровать по величине запасов значения выделяемых классов крупности месторождений (или залежей), являющихся локальными объектами геолого-экономической оценки. В работе [7] рекомендуется следующее распределение оцениваемых залежей по интервалам: < 1, 1–3, 3–10, 10–30, 30–100, 100–300, > 300 млн. т.

Выбор "шага" величин удельного прироста запасов (в т/м), необходимо для районирования исследуемой провинции и ее нефтегазоносных областей по показателю эффективности подготовки запасов, осуществляется, исходя из диапазона полученных расчетных значений и неравномерности их изменения при переходе от одной НГО к другой. Допустим, имеются четыре значения эффективности, т/м: 93, 156, 317, 891. В этом случае целесообразно выделить следующие классы, т/м: до 100; 100–200; 200–400 и 400–900.

Аналогичным образом рекомендуется поступать при районировании провинции и НГО по показателю удельного объема сейсморазведочных работ для заложения скважин.

Конкретной расшифровке подлежат и нефтегазоносные комплексы (НГК), по которым получена исходная количественная оценка перспектив нефтегазоносности и осуществляется привязка прогнозируемых этажей разведки, месторождений, поисковоразведочных скважин и показателей эффективности (в т/м). Для каждого НГК указываются стратиграфическая принадлежность и преимущественный литологический состав отложений. Например: I – мезозойский терригенный, ..., V – визейский карбонатно-терригенный, VI – среднедевонский карбонатный и т.д.

В заключение следует отметить, что предлагаемая карта прогноза геологоразведочных работ является специализированным документом геолого-экономического содержания. Она в наглядной и компактной форме отражает основную информацию о результатах той части геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов, которая касается прогнозирования методики и объемов геологоразведочных работ, их распределения по НГО, региональным этапам разведки, классам месторождений. По своему практическому назначению она может быть использована в двух направлениях. Во-первых, на основании предоставленного в ней районирования могут быть уточнены направления развития геологоразведочных работ в том или ином регионе или в разрезе отдельных структурных этажей. Во-вторых, на основании выполненного прогноза можно переходить к определению удельных затрат на выявление и подготовку запасов, что отвечает отраслевому аспекту геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов нефти и газа.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Вольновский Б.С., Кунин Н.Я., Терехин К.И.* Краткий справочник по полевой геофизике. М.: Недра, 1977. 391 с.
2. *Енгальчев Э.А.* К методике прогнозирования этажности разведки ресурсов нефти и газа. – Тр. ВНИГРИ, 1983, с. 50–61.
3. *Енгальчев Э.А., Кноринг Л.Д.* Прогнозирование объемов поисково-разведочного бурения при геолого-экономической оценке ресурсов нефти и газа. – Тр. ВНИГРИ, 1983, с. 62–72.
4. *Кунин Н.Я.* Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа. М.: Недра, 1981. 304 с.
5. *Лейбсон М.Г.* Методические рекомендации по планированию подготовки запасов нефти и газа. Л.: ВНИГРИ, 1980. 58 с.
6. *Лобачев А.В.* Методика выбора подготовленных структур под глубокое бурение. – Тр. ВНИГРИ, 1983, с. 131–139.
7. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М., 1983. 214 с.
8. *Шпильман В.И.* Количественный прогноз нефтегазоносности. М.: Недра, 1982. 215 с.

УДК 553.98:65.015

*А.М. Бейлин*

### ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ЗАДАЧАХ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО КАЧЕСТВА И ВЫЯВЛЯЕМОСТИ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Для решения целого ряда важных народнохозяйственных задач, связанных с принятием различного рода управленческих, плановых и проектных решений, необходимо располагать экономической оценкой как открытых месторождений нефти и газа, так и их прогнозных ресурсов. Современный подход к решению такого рода проблем схематически очерчен в работе [2]. Принципы реализации этого подхода применительно к построению динамических замыкающих затрат на нефть изложены в работе [3]. Из данной работы ясна огромная роль информации о прогнозных ресурсах нефти при расчете замыкающих затрат, являющихся одним из основных инструментов принятия хозяйственных решений в добывающих отраслях народного хозяйства и теснейшим образом связанной с ними геологической подотрасли.

Неотъемлемой частью построения динамических замыкающих затрат на нефть являются расчеты на системе моделей, позволяющей связать объемы поисково-разведочных работ и моменты открытия новых месторождений, их запасы, технико-экономические характеристики, моменты окончания разведки и т.д. Такую информацию будем в дальнейшем называть "сценарием" развития поисково-разведочных работ. Ясно, что соответствующие характеристики существенно зависят от горно-геологических характеристик рассматриваемого нефтегазоносного района, степени его изученности и целого ряда других факторов. Ясно также, что поскольку такая информация связана с будущим, то она в принципе не может носить однозначного характера. Можно лишь говорить о совокупности возможных "сценариев" развития поисково-разведочных работ. Одни из этих "сценариев" более вероятны,

другие менее. Некоторые из них описывают неблагоприятные ситуации, другие, наоборот, более благоприятные.

Ниже описывается апробированная и используемая при расчетах динамических замыкающих затрат на нефть имитационная система, моделирующая процессы поиска и разведки нефтяных месторождений. Эта система позволяет для каждой нефтегазоносной провинции, области или района получить в зависимости от тех или иных управляющих воздействий большой спектр различных возможных "сценариев" развития поисково-разведочных работ и оценить степень правдоподобия каждого из них.

Получение информации о результатах поисково-разведочных работ именно в такой форме позволяет, в частности, корректно решить целый ряд вопросов, связанных с построением динамических замыкающих затрат, денежной оценкой месторождений, разделением месторождений на балансовые и забалансовые, рациональной разведанностью месторождений и т.д. Вероятностный подход к моделированию поисково-разведочных работ позволяет получить и надежные характеристики плановых заданий по приросту запасов, оценить возможные отклонения фактических реализаций от плановых и учесть эти отклонения при расчете вариантов добычи нефти на перспективу.

Имитационная система реализована в виде комплекса программ для ЭВМ на языке ФОРТРАН. Наиболее надежные результаты получаются при использовании данной системы на интервале прогнозирования 5—20 лет. Разработанная система предназначена в первую очередь для плановых работников, в компетенцию которых входит анализ возможных вариантов прироста запасов и добычи нефти из группы неоткрытых месторождений в некотором регионе, по Миннефтепрому или по СССР в целом. Основные управляющие воздействия, варианты которых могут быть опробованы по желанию пользователя имитационной системы:

метраж поискового бурения (по годам); метраж разведочного бурения (по годам); степень разведанности месторождений при передаче их под проектирование и разработку.

Варьирование метража поискового и разведочного бурения позволяет выбрать наиболее рациональное с той или иной точки зрения распределение суммарного метража по видам бурения.

Результатом расчетов в имитационной системе является набор "сценариев" развития поисково-разведочных работ в указанном выше смысле и различные виды статистической обработки этого множества "сценариев"

Используемые в имитационной системе вероятностные модели поисково-разведочных работ учитывают основные качественные особенности, специфические для данного рода производственной деятельности. В частности, отражено то обстоятельство, что существенная доля потенциальных запасов нефти в нефтегазоносном регионе сосредоточена в относительно небольшом числе крупнейших месторождений. Соблюдены качественные закономерности выявляемости месторождений, в соответствии с которыми крупные месторождения имеют тенденцию в среднем выявляться раньше, чем мелкие.

Это приводит к тому, что в среднем размеры извлекаемых запасов у открываемых месторождений убывают по мере разведанности региона.

Кроме того, в используемых моделях отражен процесс положительного влияния геологической изученности региона на результаты геологоразведочных работ. При построении модели стадии промышленной разведки учтено, что рациональное число разведочных скважин, пробуриваемых на месторождении и приходящихся на одну тонну запасов этого месторождения, имеет тенденцию уменьшаться с ростом величины запасов в месторождении.

Используемые в имитационной системе модели в реализованной на ЭВМ версии имеют одинаковую структуру для всех рассматриваемых нефтегазовых районов. Однако каждый район характеризуется своим набором числовых параметров. Для оценки этих параметров используется байесовский подход, позволяющий сочетать как теоретические и экспертные представления о значениях тех или иных параметров, так и имеющуюся статистическую информацию об истории геологоразведочных работ в соответствующих регионах.

При проверке основных допущений выдвинутых при построении моделей поисково-разведочных работ и оценке параметров этих моделей, использовалась следующая исходная информация: список открытых месторождений в районе, их извлекаемые запасы, годы открытия, первый год перевода месторождений в категорию "месторождения, подготовленные к разработке", статистические данные о числе разведочных скважин на месторождении и т.д.; динамика объемов поисковых работ на предыстории; динамика объемов разведочных работ на предыстории.

Для идентификации параметров моделей поисковых и разведочных работ в системе предусмотрены специальные блоки идентификации. По желанию пользователя процесс идентификации параметров моделей может быть отделен от процесса генерации возможных вариантов развития поисково-разведочных работ в будущем. Это позволяет проводить процесс моделирования, убедившись предварительно в хорошем качестве настройки параметров моделей на предыстории.

Анализ проведенных результатов идентификации по многим районам СССР показал хорошее качество построенных моделей и подтвердил основные гипотезы, положенные в их основу.

Базой для математических моделей, положенных в основу описываемой имитационной системы, явились соотношения, полученные в результате анализа формализованной модели некоторой обобщенной поисковой схемы.

Эта схема может быть использована для моделирования различных стадий геологоразведочных работ. Поэтому ее описание и анализ целесообразнее всего привести в терминах математической теории поиска — важного раздела теории исследования операций. К этим терминам относятся такие понятия, как область поиска, усилия поиска, объекты, подлежащие обнаружению, вероятность обнаружения объекта и т.д. Для каждой конкретной стадии геологоразведочных работ эти категории наполняются своим собственным содержанием. Ориентировочная таблица соответствия для некоторых стадий геологоразведочных работ приведена ниже:

Стадия геологоразведочных работ	Усилия поиска или разведка	Область поиска или разведки	Объекты, подлежащие обнаружению, или результат разведки
Поисковые сейсмические геофизические работы	Погонные километры геофизических профилей	Непрерывная среда	Ловушки, перспективные на нефтегазоносность
Поисковое бурение на новые месторождения	Метраж глубокого бурения	Выявленные структуры и неструктурные ловушки	Месторождения нефти и газа
Промышленная разведка месторождений	Метраж разведочного бурения	Открытые, но неразведанные месторождения	Подготовленные к разработке месторождения

Обобщенная модель поиска описывает процесс поиска заранее неизвестного числа объектов, находящихся в области поиска, каждый из которых характеризуется своим набором параметров. Значения этих параметров также заранее неизвестны и могут быть измерены лишь после обнаружения объектов. О числе объектов в области поиска, так же как и о параметрах этих объектов, имеется лишь информация вероятностного характера. Важной характеристикой обобщенной модели поиска является соответствующая ей вероятность автономного обнаружения объектов, связывающая вероятностным образом объем затраченных усилий поиска с обнаружением какого-либо объекта, если известны параметры этого объекта. Указанные характеристики полностью задают обобщенную модель поиска. Данная модель позволяет в зависимости от затраченных усилий поиска вычислить вероятностные характеристики числа обнаруженных объектов и параметров этих объектов. Аналогично удается вычислить и число объектов, оставшихся необнаруженными (конечно, в вероятностном смысле), после того как затрачен некоторый объем усилий поиска, а также вероятностные характеристики параметров этих необнаруженных объектов.

В случае, когда при моделировании процесса геологоразведочных работ целесообразно моделировать одновременно несколько его стадий, полная модель всего процесса может быть "собрана" по специально разработанным стандартным процедурам из соответствующих элементарных блоков, каждый из которых моделирует ту или иную стадию. Таким же по структуре блоком может описываться и объединение воедино нескольких различных стадий геологоразведочных работ.

Конкретизируем для примера модель поиска для совокупности начальных стадий геологоразведочных работ, заканчивающихся стадией глубокого поискового бурения. Объектами поиска в этом случае служат отдельные месторождения. Областью поиска является непрерывная среда, а обнаружение объекта связывается с указанием его координат в области поиска. Накопленные усилия поиска могут измеряться либо объемом метража глубокого бурения, либо в денежном выражении (с учетом затрат на геофизические исследования). Ни количество месторождений, подлежащих обнаружению, ни характеристики их до начала поиска точно не известны. Предполагается лишь знание с точностью до параметров априорных вероятностных законов распределения числа месторождений в области поиска, например в



форме производящей функции и многомерной плотности распределения вероятностей для параметров, характеризующих месторождения. Примерами таких параметров могут быть извлекаемые запасы месторождений, средняя вязкость нефти, проницаемость, глубина, начальный дебит скважины и т.д.

Перейдем к формализованному описанию обобщенной модели поиска. Пусть в области поиска до начала поиска имеется ровно  $N$  объектов, где  $N$  — случайная величина, характеризующаяся рядом вероятностей  $P_k = P(N = k)$  ( $k = 0, 1, \dots$ ). Для компактной записи такого ряда используем понятие производящей функции  $W_0 [Z]$ . При этом  $W_0 [Z] = \sum_{k=0}^{\infty} P_k Z^k$ ,  $0 \leq Z < 1$ .

Обратно по известной производящей функции и специальным процедурам типа дифференцирования однозначно восстанавливается вероятностный ряд.

Пусть теперь наборы параметров каждого из искоемых объектов — это независимые, одинаково распределенные, случайные векторы  $x$  (внутри одного вектора зависимость между параметрами допускается) с плотностью распределения вероятностей  $f^0(x)$  и  $x \in \Omega$ .

Обозначим через  $l = l(t)$  объем усилий поиска, накопленных к моменту времени  $t$ . Пусть далее известна  $P(l|x)$  — вероятность обнаружения объекта к моменту времени  $t$  при реализации усилий поиска от 0 до  $l$ , если объект имеет параметры  $x$ . События, состоящие в обнаружении различных объектов, предполагаются взаимно независимыми.

По вероятностным характеристикам  $W_0 [Z]$ ,  $f^0(x)$  и  $P(l|x)$ , известным до начала поиска, могут быть найдены такие прогнозные характеристики результатов поиска, как  $W_{1,1_2} [Z]$  — производящая функция для случайной величины числа обнаруженных объектов при возрастании  $l$  от  $l_1$  до  $l_2$ ,  $\varphi^{1,1_2}(x)$  — плотность распределения вероятностей для значений параметров обнаруженных объектов при возрастании  $l$  от  $l_1$  до  $l_2$ . В Приложении показано, что

$$\begin{aligned} W_{1,1_2} [Z] &= W_0 [1 + (Z - 1) (c^{l_1} - c^{l_2})], \\ \varphi^{1,1_2}(x) &= [P(l_2|x) - P(l_1|x)] f^0(x) / (c^{l_1} - c^{l_2}), \\ c^l &= \int_{\Omega} [1 - P(l|x)] f^0(x) dx. \end{aligned} \quad (1)$$

Если обозначить через  $W_1 [Z]$  производящую функцию для случайной величины  $M$  — числа объектов, оставшихся неоткрытыми после реализации усилий поиска объемом  $l$ , а через  $f^1(x)$  — плотность распределения вероятностей для значений параметров необнаруженных объектов, то справедливы соотношения

$$W_1 [Z] = W_0 [1 + (Z - 1)c^l], \quad f^1(x) = [1 - P(l|x)] f^0(x) / c^l \quad (2)$$

Для описанного выше случая, когда обобщенная модель поиска описывает начальные стадии геологоразведочного процесса, заканчивающиеся поисковым бурением, хорошие результаты получаются, если взять

$$W_0 [Z] = \left(1 - \frac{\lambda}{n} (Z - 1)\right)^{-n}, \quad f^0(x) = \frac{\alpha x_0^\alpha}{x^{\alpha+1}}, \quad P(l|x) = 1 - \left(\frac{W_0}{x}\right)^{\beta l} e^{-k l^2},$$

$$0 < x_0 \leq x, \quad 0 < \alpha \leq 1.$$

Здесь  $x$  — скалярная величина, имеющая смысл извлекаемых запасов,  $\lambda, n, \beta, W_0, k$  — неотрицательные параметры, настраиваемые по специальным алгоритмам на основе истории геологоразведочных работ в данном районе,  $0 < W_0 \leq x_0$ ,  $x_0$  — величина запасов в минимальном скоплении углеводородов, которое целесообразно считать месторождением. Целесообразность выбора априорных вероятностных распределений в приведенной выше форме подтверждается тем обстоятельством, что при этом соблюдаются основные качественные закономерности поведения характеристик геологоразведочных работ. В пользу этих вероятностных распределений говорят также многочисленные статистические данные и ряд других аргументов. Некоторые из этих аргументов детально изложены в [1].

Заметим, что в отличие от ряда других математических моделей, позволяющих моделировать процесс открытия одиночных месторождений, данный подход позволяет получать необходимые результаты, не опираясь на информацию о потенциальных ресурсах региона. Если же такая информация известна с достаточной степенью точности или есть основания для надежных суждений о крупнейшем месторождении в регионе, то соответствующая трансформация функции  $f^0(x)$  позволяет уменьшить погрешность прогноза.

#### ПРИЛОЖЕНИЕ

В настоящем Приложении приводится вывод соотношений, описывающих функционирование обобщенной модели поиска.

Пусть в области поиска до начала поиска находится случайное число объектов  $N$ , подлежащих обнаружению, закон распределения которого задается производящей функцией  $W_0[Z]$ ; плотность распределения вероятностей для параметров, характеризующих эти объекты, обозначим через  $f^0(x)$ . Пусть теперь  $t_i$  — момент обнаружения объекта с параметрами  $x_i \in \Omega$  ( $x$  может быть вектором), а  $P(l_i < l | x_i) = P(l | x_i)$  — вероятность автономного обнаружения объектов. Здесь  $l_i = l(t_i)$  — накопленные усилия поиска к моменту  $t_i$ . Тогда данный объект характеризуется уже парой  $(x_i, t_i)$ , которой соответствует плотность распределения  $\psi(x, t) = f^0(x) P_t^1(l(t) | x)$ . По этой плотности может быть вычислена плотность распределения вероятностей для параметров как объектов, открытых в интервале времени  $(t_1, t_2)$ , так и объектов, необнаруженных к моменту времени  $t$ . Для первого случая необходимо определить  $\varphi^{1,1_2}(x) = \psi(x | t_1 < t < t_2)$ , а для второго —  $f^{1_1}(x) = \psi(x | t > t_1)$ . Но по формуле для условных вероятностей

$$\varphi^{1,1_2}(x) = \int_{t_1}^{t_2} \psi(x, t) dt / \int_{t_2}^{\infty} \int_{\Omega} \psi(x, t) dx dt$$

и

$$f^{1_1}(x) = \int_{t_1}^{\infty} \psi(x, t) dt / \int_{t_1}^{\infty} \int_{\Omega} \psi(x, t) dx dt.$$

Подставляя в эти соотношения выражение для  $\psi(x, t)$ , получаем требуемые соотношения (1) и (2).

Определим теперь вероятностные характеристики для числа обнаруживаемых и необнаруживаемых объектов при реализации некоторых объемов

усилий поиска. С этой целью вычислим сначала вероятность: открыть в интервале времени  $(t_1, t_2)$  наугад взятый объект

$$p^{1,1_2} = \int_{\Omega} [P(l_2 | x) - P(l_1 | x)] f^0(x) dx = c^{l_2} - c^{l_1},$$

а затем — не открыть к моменту  $t$  такой объект

$$c^l = \int_{\Omega} [1 - P(l|x)] f^0(x) dx.$$

Пусть теперь в области поиска имеется  $N$  объектов. Тогда вероятность открыть  $k$  из  $N$  объектов в интервале  $(l_1, l_2)$  будет

$$p_k = C_N^k (p^{1,1_2})^k (1 - p^{1,1_2})^{N-k}, \quad (k=0, 1, \dots, N), \quad (3)$$

а вероятность не открыть к моменту  $t$  ровно  $i$  объектов

$$q_i^l = C_N^i (c^l)^i (1 - c^l)^{N-i}, \quad (i=0, 1, 2, \dots, N).$$

Производящая функция для числа открытых в интервале  $(l_1, l_2)$  объектов с учетом (3) имеет вид

$$\omega_N^{1,1_2} [z] = \sum_{k=0}^N p_k z^k = (p^{1,1_2} z + 1 - p^{1,1_2})^N,$$

а для неоткрытых к моменту  $t$  объектов соответственно

$$W_N^l [z] = \sum_{i=0}^N q_i^l z^i = (c^l z + 1 - c^l)^N.$$

Но  $N$  — величина случайная, описываемая производящей функцией  $W_0 [Z]$ . Поэтому производящая функция для числа открываемых в интервале  $(l_1, l_2)$  имеет вид

$$W_{1,1_2} [z] = \sum_{i=0}^{\infty} P(N=i) \omega_i^{1,1_2} [z] = W_0 [1 + (z-1)(c^{l_1} - c^{l_2})].$$

Аналогично производящая функция для случайного числа неоткрытых к моменту  $t$  объектов

$$W_1 [z] = \sum_{i=0}^{\infty} P(N=i) W_i^l [z] = W_0 [1 + c^l(z-1)].$$

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Бейлин А.М. Прогнозирование результатов поисково-разведочных работ и его связь с планированием добычи нефти. — В кн.: Вопросы совершенствования планирования и экономического механизма управления отраслью. М.: ВНИИОЭНГ, 1981, с. 74–84.
2. Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых. М.: ГКНТ СССР; Госкомцен СССР, 1979.
3. Эскин В.И., Саховалер Т.А., Фаддеев В.П., Шидло Ю.А. Динамика изменений замыкающих затрат на нефть. — Реф. науч.-техн. сб. "Экономика нефтяной промышленности", 1982, № 6, с. 5–7.

*В.И. Назаров***ВЫБОР СТОИМОСТНОЙ БАЗЫ ДЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

Прогнозные ресурсы нефти и газа являются основой для долгосрочного планирования геологоразведочных работ и нефтегазодобывающей промышленности страны. Однако существующая практика количественной оценки прогнозных ресурсов такова, что в их состав включаются скопления нефти и газа без достаточного учета качественных характеристик и народнохозяйственной значимости. Это обстоятельство затрудняет научное обоснование планов геологоразведочных работ и приводит к завышению представлений о добывных возможностях отдельных регионов. Просчеты в этом отношении наблюдаются в ряде нефтегазоносных провинций и на шельфе.

В определенной мере такие просчеты могут быть вызваны приближенным, вероятностным характером количественных оценок прогноза нефтегазоносности, базирующихся на косвенных данных и научных предположениях и колеблющихся в широких пределах. Вместе с тем значительную роль играет и недоучет факторов, определяющих трудовые, материальные и финансовые затраты на освоение ресурсов.

Таким образом, задача геологов заключается не только в том, чтобы наиболее полно и достоверно определить величину ресурсов, оставшихся еще невыявленными в недрах, но и дать им экономическую оценку, позволяющую оценить значимость этих ресурсов для народного хозяйства.

Большое внимание вопросам экономической оценки минеральных и в том числе нефтегазовых ресурсов уделяется в промышленно развитых капиталистических странах. Геологи и экономисты в этих странах считают, что для решения проблемы обеспечения промышленности минеральным сырьем необходима полная и точная информация о количестве и качестве имеющихся в недрах ресурсов полезных ископаемых. Большинство разработанных в капиталистических странах классификаций запасов, как правило, базируется на экономических критериях. Так, Геологическое управление США, проводя в 1975 г. независимую объективную оценку неизвестных ресурсов нефти и газа на суше и шельфе США, определило ресурсы нефти как сосредоточения ее в земной коре, которые могут быть экономично извлечены на данном этапе или в будущем. Причем наряду с экономичными ресурсами были выделены еще неэкономичные, т. е. неизвлекаемые при существующих экономических условиях и применяемых методах, но подлежащие извлечению вторичными или третичными методами при новых экономических условиях, например при соответствующем повышении цен.

Решающим критерием экономического разделения минеральных ресурсов в капиталистических странах является уровень действующих рыночных цен. Например, геологические запасы нефти Мирового океана оцениваются в 560 млрд. т, в том числе 310 млрд. т — в недрах континентального шельфа. Однако экономически извлекаемая часть морских ресурсов, расчи-

танная с учетом величины издержек по добыче нефти и минимальной рыночной цены, обеспечивающей рентабельность разработки месторождений, составляет в условиях текущей хозяйственной и рыночной конъюнктуры всего 60–70 млрд. т, а в случае повышения реальных цен на нефть до 300–500 долл. за 1 т – 90–110 млрд. т<sup>1</sup>.

В социалистических странах экономические факторы при оценке минеральных ресурсов учитываются пока не в полной мере. В немалой степени это обусловлено практикой безвозмездного использования государственным предприятиями земли и ее недр, а также недооценкой фактора ограниченности полезных ископаемых. Однако интересы народного хозяйства и развитие экономической теории привели к изменению взглядов на проблему экономической оценки природных ресурсов. Многие советские экономисты пришли к выводу о правомерности их денежной оценки в условиях социалистической экономики.

Логическим завершением проведенных исследований явилась опубликованная в 1979 г. "Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых". Несмотря на недостаточную последовательность некоторых ее положений, касающихся выбора исходной стоимостной базы для расчетов (оптовые цены, замыкающие затраты), этот документ является крупным шагом вперед в практическом решении данной проблемы. В целом можно считать, что в основу методики принята концепция дифференциального рентного дохода.

В принципе на этой же методической основе должна проводиться и экономическая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа. Отличие состоит в том, что если в первом случае расчеты проводятся для реальных геологических объектов, то во втором – для прогнозируемых.

С учетом вероятностного характера геологических прогнозов это обстоятельство позволяет снизить детальность расчетов, проводить их более огрубленно. Поэтому в задачах такого рода учитывать фактор времени нецелесообразно, поскольку учет его в расчетах может привести к увеличению погрешностей оценки.

Использование рекомендуемого во "Временной методике..." показателя суммарного эффекта еще не гарантирует, что каждая единица извлекаемых запасов будет давать наибольшую отдачу. По этому критерию могут выбираться варианты даже с меньшим эффектом на 1 т запасов, но обеспечивающие большой объем добычи.

В этом смысле более требовательным является показатель относительного эффекта, характеризующий величину, приходящуюся на 1 руб. затрат. Обычно для этих целей применяется показатель эффективности капитальных вложений, в котором с эффектом соизмеряются не все затраты, а только капитальные вложения. Такой подход, в частности, рекомендуется в методике определения эффективности капитальных вложений для оценки экономического уровня производственных решений, связанных с привлечением капитальных вложений. Недостаток данного показателя заключается в том, что он хотя и выделяет наиболее эффективные варианты, но не учитывает при этом объемы выпускаемой продукции.

Однако отмеченный недостаток не распространяется на оценку про-

<sup>1</sup> Real oil prices seen falling in Europa. – Oil and Gas J., 1981, vol. 79, N 29, p. 99–101.

гнозных ресурсов, поскольку здесь речь идет не об отдельных объектах, а о группах ресурсов. В данной задаче использование показателя эффективности капитальных вложений позволяет учесть не только меру отдачи с каждого рубля капитальных вложений, направляемых на освоение той или иной группы прогнозных ресурсов, но и масштабы конечной продукции в виде приращенных запасов и добычи получаемой из этих ресурсов. Таким образом, в основу экономической оценки прогнозных ресурсов может быть положен показатель эффективности капитальных вложений, необходимых для их освоения.

Наилучшей стоимостной базой для экономической оценки нефтегазовых ресурсов могли бы служить цены на запасы в недрах, отражающих их стоимость и потребительские свойства. Однако, несмотря на теоретическую обоснованность данного вопроса, в практике геологоразведочных работ цены на запасы не используются.

В связи с этим для экономической оценки приходится применять иные показатели. В частности, предлагается использовать для этой цели оптовые цены добывающих предприятий на сырую нефть и газ, а разность между такой ценой и себестоимостью разведки и разработки рассматривать как совокупный эффект освоения месторождения, определяющий его экономическую ценность.

В целом это предложение представляется логичным. Оптовая цена устанавливает верхний предел затрат на промышленное освоение ресурсов нефти и газа, превышение которого делает добывающие предприятия убыточными. Следовательно, если предположить, что посредством цен согласуются интересы предприятий и народного хозяйства, то цены отражают максимально допустимый уровень затрат на добычу полезных ископаемых, которые общество может выделить в настоящий период.

Однако, как правило, оптовые цены построены на базе существующих средних издержек производства и предназначены главным образом для регулирования текущих хозяйственных отношений.

Между тем показатели экономической оценки прогнозных ресурсов должны отражать не только современные, но и перспективные все более усложняющиеся условия разработки и разведки запасов мелких, малодебитных труднодоступных месторождений.

Указанные соображения не позволяют считать оптовые цены на сырую нефть и газ единственными исходными стоимостными показателями экономической оценки. По-видимому, посредством этих цен можно определять эффективность использования наиболее доступных на сегодняшний день ресурсов. Та же часть ресурсов, разработка которой по данному критерию оказывается нерентабельной, должна оцениваться исходя из других стоимостных показателей, позволяющих определить степень эффективности их освоения в долгосрочной перспективе.

Одним из таких показателей, широко применяемым в последние годы в ряде социалистических стран для экономической оценки запасов, являются замыкающие затраты. Этот стоимостной показатель характеризует собой предельно допустимый для народного хозяйства уровень затрат, связанных с вовлечением в хозяйственный оборот данного вида природного ресурса при определенной общественной потребности в нем. Применительно к ресурсам нефти и газа замыкающие затраты характеризуются общест-

венно необходимыми затратами на освоение наименее эффективных мелких и малодебитных месторождений.

Разница между замыкающими и индивидуальными затратами на освоение какого-либо месторождения выражается эффектом, который должно приносить народному хозяйству оцениваемое месторождение.

В последнее время предпринимаются попытки разработать замыкающие затраты на нефть и газ с учетом их технологической ценности. В таком виде они по способу формирования приближаются к разработанным показателям промышленной ценности запасов нефти. Замыкающие затраты выступают в роли своеобразных "теневых" цен. Их можно рассматривать как перспективные цены, до уровня которых, в связи с ухудшением геологических условий, могут быть повышены существующие ныне оптовые цены предприятий.

Ресурсы, экономичность которых определяется оценкой по замыкающим затратам, составляют второй эшелон. Они будут осваиваться преимущественно в 90-е годы.

Еще одним базисом стоимостной оценки ресурсов нефти и газа могут служить мировые цены. Увеличивающаяся потребность в этих полезных ископаемых приводит к росту экспортно-импортных операций.

Для стран, занимающихся экспортом нефти и газа, предельно допустимые затраты на их добычу могут возрастать в ряде случаев до уровня мировых цен. Игнорирование мировых цен вызывает уменьшение величины экономически доступных ресурсов и снижает оценку добывных возможностей страны.

Ресурсы, рентабельное освоение которых определяется уровнем мировых цен на нефть и газ, относятся к третьей группе, в которую включаются месторождения с наименее благоприятными геолого-техническими параметрами, но которые еще экономически целесообразно выявлять, ориентируясь на внешний рынок и уровень мировых цен. Эта группа ресурсов, очевидно, будет осваиваться в конце XX — начале XXI в.

Четвертая группа включает прогнозные ресурсы, которые неэффективно осваивать при существующем уровне технических и технологических решений. Кроме того, существует группа неучитываемых ныне источников углеводородов. Сюда относятся мелкие скопления нефти, битуминозные породы, неподдающиеся термической обработке и недоступные для шахтной разработки, газы, растворенные в водах, и другие нетрадиционные источники углеводородов. Система рекомендуемых стоимостных критериев приведена в таблице.

Конечные результаты геолого-экономической оценки ресурсов анализируются и используются по двум направлениям.

Рентабельная часть прогнозных ресурсов является объектом комплексного (системного) планирования работ, связанных с их освоением.

Нерентабельная часть прогнозных ресурсов характеризует те условия, в которых при существующем уровне технических и технологических решений освоение их экономически нецелесообразно. Проблема освоения таких ресурсов является объектом планирования научно-технического прогресса.

Наряду с классификацией прогнозных ресурсов по уровню рентабельности освоения возможна их группировка в классы по величине удель-

Экономическая классификация прогнозных ресурсов нефти и газа

Класс ресурсов по эффективности освоения	Стоимостный базис	Расчетная формула эффективности освоения	Условные обозначения
Высокоэффективные $\mathcal{E}_0 \geq E_H$	Действующие оптовые цены на нефть и газ $\Pi_0$	$\mathcal{E}_0 = \frac{\Pi_0 - \sum_{i=p}^g C_i}{\sum_{i=p}^g K_i}$	$\sum_{i=p}^g C_i$ — суммарная себестоимость разведки и добычи 1 т нефти (газа)
Эффективные $\mathcal{E}_3 \geq E_H$	Замыкающие затраты $\Pi_3$	$\mathcal{E}_3 = \frac{\Pi_3 - \sum_{i=p}^g C_i}{\sum_{i=p}^g K_i}$	$\sum_{i=p}^g K_i$ — удельные капитальные вложения в разведку и добычу 1 т нефти (газа)
Малоэффективные $\mathcal{E}_M \geq E_H$ . Неэффективные $\mathcal{E}_M \leq E_H$	Мировые цены $\Pi_M$	$\mathcal{E}_M = \frac{\Pi_M - \sum_{i=p}^T C_i}{\sum_{i=p}^T K_i}$	$E_H$ — норматив эффективности
Экономически неоцениваемые из-за отсутствия технологии освоения	—	—	$\sum_{i=p}^T C_i$ — суммарная себестоимость разведки, добычи и транспорта 1 т нефти (газа) $\sum_{i=p}^T K_i$ — удельные капитальные вложения в разведку, добычу и транспорт 1 т нефти (газа)

ных затрат на выявление и разведку. Такая задача представляет особый интерес для организаций Министерства геологии СССР, поскольку именно этим показателем (его обратной величиной — приростом запасов на 1 руб. затрат) оценивается эффективность их производственной деятельности.

Градации прогнозных ресурсов по удельным затратам на подготовку должна производиться с таким расчетом, чтобы выделяемые по величине этого показателя классы в какой-то мере характеризовали и возможную эффективность освоения оцениваемых ресурсов.

Известно, что между показателями подготовки и разработки запасов нефти и газа в ряде случаев существуют определенные зависимости. Например, подготовка запасов на крупных месторождениях требует в несколько раз меньше затрат, чем на средних. Примерно такая же зависимость



в распределении затрат существует и при разработке подобных месторождений. Одинаковое воздействие на экономические показатели разведки и разработки месторождений оказывают такие характеристики прогнозных ресурсов, как глубина залегания, сложность геологического строения и некоторые другие.

Возможны, конечно, и нарушения в зависимостях экономических показателей разведки и разработки. Эти нарушения возникают, когда одинаковые по основным качественным характеристикам ресурсы резко отличаются по такому параметру, как продуктивность залежей.

Однако в целом все же при освоении ресурсов проявляется взаимосвязь затрат на разведку и разработку. Поэтому с определенной долей условности допустимо предполагать, что разработка прогнозных ресурсов, требующих наименьших затрат на выявление и разведку, окажется наиболее эффективной и, наоборот, дорогостоящие ресурсы принесут минимальный народнохозяйственный эффект.

В целом дифференциация прогнозных ресурсов по качественным характеристикам и их экономическая оценка на основе рекомендуемых стоимостных критериев позволяет решать следующие задачи:

1. Повышение обоснованности перспективных планов геологоразведочных работ, исходя из ориентации их на экономически доступную в современных или перспективных условиях часть прогнозных ресурсов.

2. Выбор первоочередных районов работ на основе величины и экономической ценности прогнозных ресурсов.

3. Обоснование добычных возможностей нефтегазоносных провинций и районов на основе выделения рентабельной части прогнозных ресурсов.

4. Определение направлений научно-технического прогресса в геологоразведочной отрасли и добывающей промышленности с целью увеличения доли рентабельных ресурсов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие . . . . .	3
<i>М.Д. Белонин, В.Д. Наливкин, Ю.В. Подольский.</i> Методологические принципы геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов нефти и газа . . . . .	5
<i>К.Г. Гофман.</i> Экономическая оценка месторождений полезных ископаемых . . . . .	11
<i>Е.П. Ефремов, И.И. Нестеров, А.Г. Телишев, Л.И. Чуриков, В.Н. Черноморский.</i> Методология экономической оценки углеводородных ресурсов . . . . .	14
<i>Н.А. Крылов, Ю.Т. Афанасьев, Ю.Н. Батурин, В.М. Рыжик.</i> Прогноз динамических показателей освоения ресурсов нефти . . . . .	19
<i>Ю.М. Львовский, В.Н. Михалькова.</i> Методические вопросы оценки геолого-экономического качества прогнозных ресурсов . . . . .	33
<i>Ю.А. Зенков, Л.Л. Рувинский.</i> К вопросу экономической оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. . . . .	35
<i>Г.И. Глова.</i> Экономико-статистический анализ эффективности геологоразведочных работ при подготовке ресурсов газа сложного состава. . . . .	40
<i>З.А. Куркина.</i> Методы обоснования нормативов геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа для условий конкретного нефтегазоносного региона . . . . .	43
<i>А.Н. Вакулин, А.Г. Халикова.</i> Факторы экономической оценки освоения нефтяных месторождений с различной величиной и качеством запасов . . . . .	48
<i>М.М. Саттаров.</i> Экономическая оценка месторождений с учетом задач планирования добычи нефти . . . . .	54
<i>И.Х. Абрикосов, С.М. Рохлин, С.В. Пронин, А.Б. Рыбак, В.А. Сосновский.</i> Методика определения затрат на добычу нефти с целью геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов нефти для долгосрочного планирования подготовки запасов и добычи нефти . . . . .	60
<i>Ю.П. Желтов.</i> Математическая модель разведки и разработки полезных ископаемых и ее использование для долгосрочного прогнозирования развития нефтяной и газовой промышленности . . . . .	64
<i>Ю.Н. Батурин.</i> Основные положения геолого-экономического анализа неразведанных ресурсов нефти . . . . .	73
<i>И.А. Полудень.</i> Экономическое обоснование оптимальной разведанности запасов в системе "разведка-добыча" . . . . .	84
<i>Г.П. Сверчков, К.П. Иванова.</i> Общая характеристика комплекса методов, используемого при определении структуры прогнозных ресурсов . . . . .	88
<i>А.А. Ильинский, В.И. Назаров.</i> О классификации факторов, определяющих эффективность начальных стадий освоения ресурсов нефти и газа . . . . .	96
<i>М.С. Моделевский, Г.С. Гуревич, Е.М. Хартуков.</i> Критерии экономической оценки прогнозных ресурсов нефти (на примере зарубежных стран) . . . . .	109
<i>В.М. Рыжик, В.В. Аленин, М.Н. Иванова.</i> Прогнозирование распределения открываемых месторождений по величине запасов . . . . .	115
<i>Я.А. Драновский, И.А. Зайцева, В.С. Лазарев, М.Г. Лейбсон.</i> Влияние тектони-	

ческих условий нефтегазоносных бассейнов на концентрацию запасов и эффективность поисково-разведочных работ . . . . .	121
<i>К.Л. Иванова, Г.Л. Сверчков, В.Г. Петрова.</i> Региональные этажи разведки в основных нефтегазоносных областях СССР . . . . .	129
<i>Э.А. Енгалычев, Л.Д. Кноринг, А.В. Лобачев.</i> Принципы и методика картирования результатов прогноза геологоразведочных работ на нефть и газ . . . . .	141
<i>А.М. Бейлин.</i> Имитационное моделирование в задачах оценки геолого-экономического качества и выявляемости прогнозных ресурсов нефти и газа . . . . .	148
<i>В.И. Назаров.</i> Выбор стоимостной базы для экономической оценки прогнозных ресурсов нефти и газа . . . . .	155

УДК 553.98.04.001.5.

Белонин М.Д., Наливкин В.Д., Подольский Ю.В. Методологические принципы геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов нефти и газа. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов включает: 1) дифференциацию ресурсов по грациям геологических и географических условий, влияющих на затраты их освоения; 2) разделение ресурсов на группы с различными уровнями рентабельности освоения. Геолого-экономическая оценка ресурсов является основой планирования темпов добычи и подготовки запасов нефти и газа, затрат на их освоение и приобретает особую актуальность в настоящее время в связи с переходом к интенсивным способам эксплуатации энергетических ресурсов. Рассмотрены цели, задачи, объекты и методы геолого-экономического прогнозирования, вопросы достоверности получаемых результатов, влияние фактора времени на уровни рентабельности освоения. Ил. 1. Библиогр. 10 назв.

УДК 553.003.1

Гофман К.Г. Экономическая оценка месторождений полезных ископаемых. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Изложены методические основы экономической оценки месторождений полезных ископаемых. Раскрывается содержание экономической оценки как денежного выражения народнохозяйственного экономического эффекта от использования ограниченных запасов полезных ископаемых. Рассмотрены методы использования экономических оценок месторождений в планово-проектной практике.

УДК 553.98.04.003.1

Ефремов Е.П., Нестеров И.И., Телишев А.Г., Чуриков Л.И., Черноморский В.Н. Методология экономической оценки углеводородных ресурсов. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Показана теоретическая возможность и практическая необходимость экономической оценки углеводородных ресурсов, включая перспективные и прогнозные категории ( $C_2 + D$ ). Рассмотрена методология экономической оценки выявленных и предполагаемых месторождений углеводородов. Библиогр. 13 назв.

УДК 553.98.04

Крылов Н.А., Афанасьев Ю.Т., Батурич Ю.Н., Рыжик В.М. Прогноз динамических показателей освоения ресурсов нефти. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Статистическое моделирование освоения неразведенных ресурсов нефти использует ряд исходных положений. Это конечность и объективное постоянство объема начальных потенциальных ресурсов, дифференциация месторождений по величине потенциальных ресурсов, неравномерная концентрация ресурсов, зависимость вероятности открытия нефтяных месторождений от величины их запасов. Основным показателем геологоразведочного процесса является удельный прирост запасов на метр проходки, получивший широкое использование в практике планирования геологоразведочных работ. Предлагается проводить оценку экономической эффективности геологоразведочных работ на базе замыкающих затрат. Библиогр. 5 назв.

УДК 553.98.044.003

Львовский Ю.М., Михалькова В.Н. Методические вопросы оценки геолого-экономического качества прогнозных ресурсов. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

На основе системного анализа обоснованы критерии геолого-экономического качества прогнозных ресурсов: оценка стоимости их освоения, территориальный и народнохозяйственный эффекты. Приведены показатели для отраслевого, территориального и народнохозяйственного планирования. Ил. 1.

УДК 553.98.044.003.1:519.2

Зенков Ю.А., Рувинский Л.Л. К вопросу экономической оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Рассмотрена возможность использования в качестве основы экономической оценки прогнозных ресурсов слабоизученных нефтегазоперспективных территорий показателя суммарного ожидаемого экономического эффекта от освоения региона. Этот показатель определяется на базе вероятностно-статистической модели геологоразведочного процесса с учетом добычи и транспортировки, построенной на заданном распределении залежей (месторождений) нефти и газа по величине запасов. Предложенный способ позволяет экономически оценить прогнозные запасы нефтегазоперспективных регионов, для которых отсутствуют кривые зависимости результативности поисково-разведочных работ от степени разведанности потенциальных ресурсов. Библиогр. 9 назв.

УДК 550.8.003.13:553.981.042

Глова Г.И. Экономико-статистический анализ эффективности геологоразведочных работ при подготовке ресурсов газа сложного состава. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены вопросы повышения экономической значимости разведанных ресурсов газа при комплексной их переработке, что дает возможность наметить первоочередные объекты к разработке, обосновать перспективную зону, повысить эффективность затрат на геологоразведочные работы. Библиогр. 2 назв.

УДК 553.98.04.003.1

Куркина З.А. Методы обоснования нормативов геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа для условий конкретного нефтегазоносного региона. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены методические вопросы обоснования предельных геолого-экономических показателей, определяющих условия эффективной подготовки и освоения нефтегазовых ресурсов: состояние проблемы, методологические принципы ее решения, конструктивные подходы к практической реализации. Библиогр. 8 назв.

УДК 622.276.1/4.003 (571.1)

Вакулин А.Н., Халикова А.Г. Факторы экономической оценки освоения нефтяных месторождений с различной величиной и качеством запасов. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Выявлены основные факторы, влияющие на технико-экономические показатели разработки нефтяных месторождений различных типов, различающихся запасами нефти, геолого-промысловыми условиями, осуществляющими заданный вариант добычи нефти. Показано преимущественное влияние дебитов скважин на технико-экономические показатели разработки.

Табл. 2. Ил. 3.

УДК (622.323 + 622.24)003.1

С а т т а р о в М.М. Экономическая оценка месторождений с учетом задач планирования добычи нефти. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Предложена методика согласования экономической оценки месторождения с перспективным планом добычи нефти. Приведен пример расчета вариантов развития гипотетического района на базе открытых месторождений и ускоренной разведки прогнозных ресурсов. Ил. 4.

УДК 622.323:658.14

А б р и к о с о в И.Х., Р о х л и н С.М., П р о н и н С.В., Р ы б а к А.Б., С о с н о в с к и й В.А. Методика определения затрат на добычу нефти с целью геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов нефти для долгосрочного планирования подготовки запасов и добычи нефти. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Рассмотрены основные принципы геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Классификация запасов проведена по единой методике, обеспечивающей выделение расчетных объектов разработки. Предложена методика расчета затрат на добычу прогнозных запасов по программе экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений "Кадастр".

УДК 519.87:338. 26.015

Ж е л т о в Ю.П. Математическая модель разведки и разработки полезных ископаемых и ее использование для долгосрочного прогнозирования развития нефтяной и газовой промышленности. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Приведена математическая модель, в которой учитываются скорость поступления запасов нефти или газа из разведки в разработку, осредненные темпы разработки отдельных месторождений, эффективность геологоразведочных работ, соотношение разведочного и эксплуатационного метража бурения. Вычислены добыча нефти, получаемая в нефтедобывающей провинции или в стране при заданной скорости разведки запасов (прямая задача), и необходимая скорость разведки запасов при заданной добыче (обратная добыча). Ил. 5. Библиогр. 3 назв.

УДК 553.982.045:003.13

Б а т у р и н Ю.Н. Основные положения геолого-экономического анализа неразведанных ресурсов нефти. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Геолого-экономический анализ неразведанных ресурсов нефти представляется как основа планирования геологоразведочных работ на нефть. Предлагается разделить геолого-экономические показатели на показатели эффективности и показатели качества, а также на отраслевые и народнохозяйственные. Потенциальная ценность неразведанных ресурсов нефти в денежном выражении определяется на базе замыкающих затрат. Оценка эффективности освоения неразведанных ресурсов рассчитывается по соотношению прогнозируемых затрат и потенциальной ценности. Предложены методики расчета народнохозяйственной эффективности неразведанных ресурсов по формуле приведенных затрат и по недисконтированной сумме капитальных вложений и эксплуатационных затрат. Библиогр. 8 назв.

УДК [622.323+622.24]003.1

П о л у д е н ь И.А. Экономическое обоснование оптимальной разведанности запасов в системе "разведка-добыча". — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Приведено исследование оптимальной разведанности запасов нефти, в том числе и прогнозных ресурсов, в зависимости от величины замыкающих затрат. Дан вывод расчетной формулы. На базе анализа конкретного примера устанавливается оптимальная разведанность при кратном возрастании замыкающих затрат. Табл. 1. Ил. 1.

УДК 553.98.044.001.5

С в е р ч к о в Г.П., И в а н о в а К.П. Общая характеристика комплекса методов, используемого при определении структуры прогнозных ресурсов. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Кратко рассмотрены основные методы и критерии, рекомендуемые для определения структуры прогнозных ресурсов, и последовательность их применения. Эти методы позволяют прогнозировать количество и размеры залежей (по запасам), их фазовое состояние, определять долю залежей в неструктурных ловушках, число продуктивных площадей в региональных этапах разведки и ряд других характеристик ресурсов. Большинство рассмотренных методов являются новыми, предложенными впервые. Более обстоятельно освещена методика прогнозирования фазового состояния залежей. Ил. 1. Табл. 2. Библиогр. 4 назв.

УДК 338:550.812:553.98

И л ь и н с к и й А.А., Н а з а р о в В.И. О классификации факторов, определяющих эффективность начальных стадий освоения ресурсов нефти и газа. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Расчет эффективности освоения ресурсов нефти и газа требует проведения предварительной классификации факторов. Основой классификации является разделение факторов, определяющих эффективность начальных стадий освоения ресурсов, на отраслевые и внешние. Всего в классификации учитывается 40 факторов. Факторам поставлены в соответствие измерители их влияния. Табл. 1. Библиогр. 2 назв.

УДК 553.98.04.003.1 (87)

М о д е л е в с к и й М.С., Г у р е в и ч Г.С., Х а р т у к о в Е.М. Критерии экономической оценки прогнозных ресурсов нефти (на примере зарубежных стран). — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Экономическая оценка ресурсов — дифференциация их по издержкам производства (добычи) и выделение той части, освоение которой может быть технически возможно и экономически оправдано в современных условиях или условиях прогнозируемого периода (активные ресурсы). Основными критериями прогнозной экономической оценки ресурсов нефти являются установленные количественные статистические связи между издержками добычи нефти и такими факторами, как крупность месторождений, глубина залегания продуктивных горизонтов, глубина дна в акватории, природно-климатические условия. Табл. 1. Ил. 4.

УДК 553.98.04

Р ы ж и к В.М., А л е н и н В.В., И в а н о в а М.Н. Прогнозирование распределения открываемых месторождений по величине запасов. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Предложены методы оценки распределения по размерам залежей, входящих в неоткрытую часть начальных потенциальных ресурсов, и распределения по размерам залежей, составляющих прирост запасов за некоторый прогнозный период. Ил. 2. Библиогр. 5 назв.

УДК 551.24:553.98.2.042+550.8.003.1

Драновский Я.А., Зайцева И.А., Лазарев В.С., Лейбсон М.Г. Влияние тектонических условий нефтегазоносных бассейнов на концентрацию запасов и эффективность поисково-разведочных работ. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Изложены результаты исследований по установлению зависимостей эффективности поисково-разведочных работ от концентрации запасов в бассейнах различных тектонотипов и в крупнейших месторождениях. На основе геологостатистической обработки материалов по хорошо изученным бассейнам зарубежных стран получены зависимости между геологическими запасами наибольших месторождений и объемной плотностью начальных потенциальных ресурсов углеводородов, а также между наивысшим уровнем эффективности поисково-разведочных работ и запасами наибольших месторождений. Уравнения регрессии и графики построены отдельно для платформенных областей, краевых систем, межгорных впадин и синклинорий. Табл. 2. Ил. 3. Библиогр. 13 назв.

УДК 553.98.042 (47+57)

Иванова К.П., Сверчков Г.П., Петрова В.Г. Региональные этажи разведки в основных нефтегазоносных областях СССР. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Изложены принципы выделения региональных этажей разведки, а также базисных комплексов и горизонтов, используемых для определения затрат на подготовку запасов нефти и газа при геолого-экономической оценке прогнозных ресурсов. Рассмотрены некоторые детали, которые необходимо учитывать при выполнении этой работы. Приведены данные о региональных этапах разведки в нефтегазоносных областях основных платформенных провинций СССР. Табл. 1. Ил. 1. Библиогр. 2 назв.

УДК 553.98.041

Енгальчев Э.А., Кноринг Л.Д., Лобачев А.В. Принципы и методика картирования результатов прогноза геологоразведочных работ на нефть и газ. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Предложена методика составления карты прогнозирования геологоразведочных работ по освоению ресурсов нефти и газа. Карта содержит информацию по 20 показателям, которые характеризуют прогнозируемые геологические условия, методику и объемы поисково-разведочных работ, их распределение по нефтегазоносным областям, региональным этапам разведки, классам крупности месторождений (и залежей). На основании этих данных и представленного в ней районирования территории провинции по эффективности подготовки запасов глубоким бурением и удельным объемом сейсморазведочных работ на одну скважину могут быть выявлены первоочередные направления развития геологоразведочных работ, а также определены удельные затраты на выявление и подготовку запасов нефти и газа. Ил. 2. Библиогр. 8 назв.

УДК 553.98:65.015

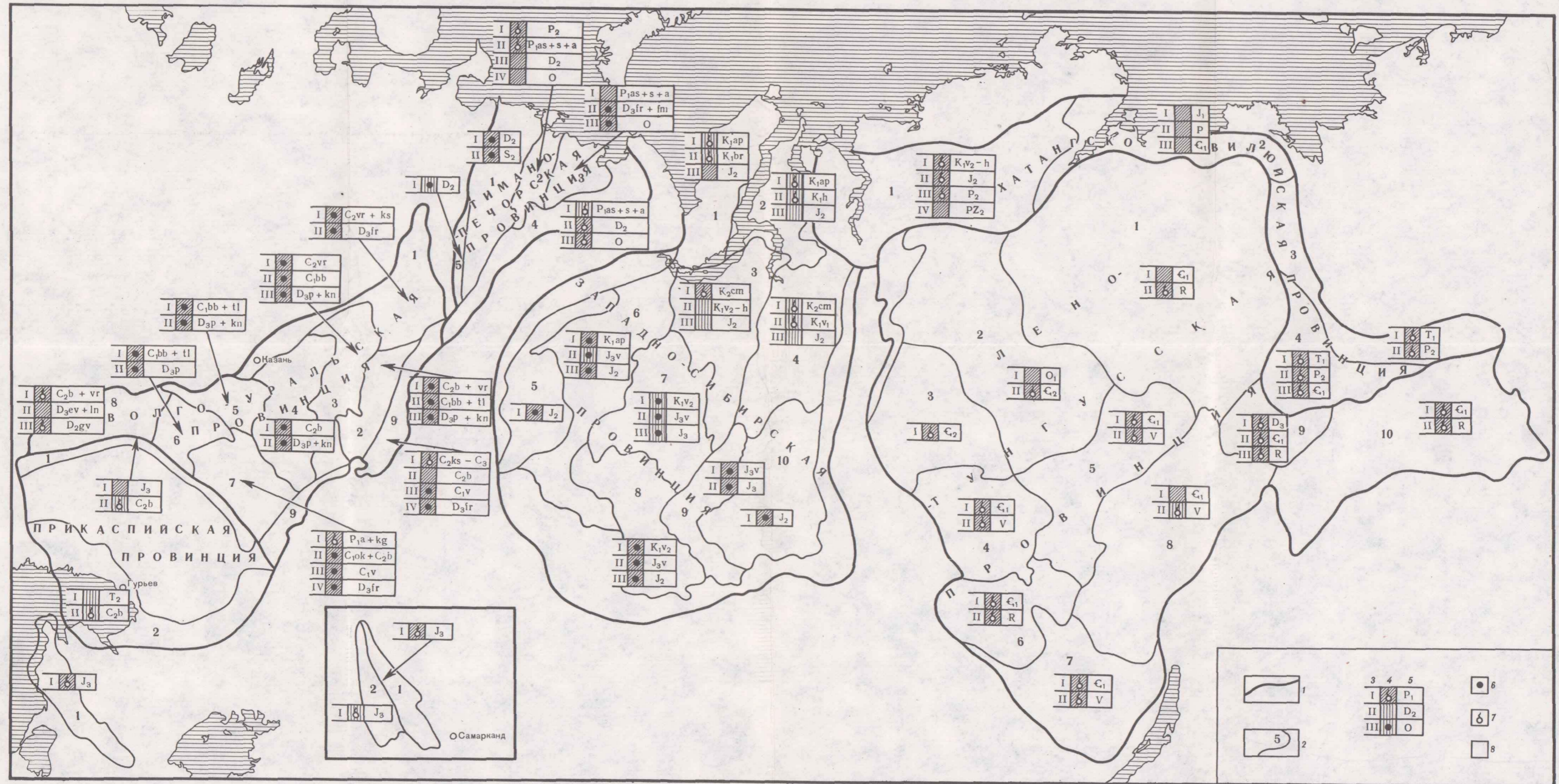
Бейлин А.М. Имитационное моделирование в задачах оценки геолого-экономического качества и выявляемости прогнозных ресурсов нефти и газа. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

Описаны возможности и структура имитационной системы, моделирующей процесс поисково-разведочных работ. Система позволяет в зависимости от естественных природных условий и объемов затрачиваемых материальных ресурсов, таких, как объем поискового и объем разведочного метража, и некоторых других факторов моделировать возможные варианты результатов различных стадий поисково-разведочных работ на перспективу. Библиогр. 3 назв.



Назаров В.И. Выбор стоимостной базы для экономической оценки прогнозных ресурсов нефти и газа. — В кн.: Прогнозирование геолого-экономического качества ресурсов нефти и газа. М.: Наука, 1985.

В качестве стоимостного базиса для экономической оценки прогнозных ресурсов нефти и газа рекомендуется использовать систему стоимостных измерителей, включающую оптовые цены, замыкающие затраты, мировые цены. Оптовые цены устанавливают верхний предел затрат на промышленное освоение ресурсов, превышение которого делает добывающие предприятия убыточными. Посредством этих цен можно определять эффективность использования наиболее доступных на сегодняшний день ресурсов. Ресурсы, экономичность которых определяется оценкой по замыкающим затратам, составляют второй эшелон. Они будут осваиваться преимущественно в 90-е годы. Ресурсы, рентабельное освоение которых определяется уровнем мировых цен на нефть и газ, относятся к третьей группе, в которую включены месторождения с наименее благоприятными геолого-техническими параметрами, но которые еще экономически целесообразно выявлять, ориентируясь на внешний рынок. Табл. 1.



К ст. К.П. Ивановой с соавторами

Карта региональных этажей разведки в нефтегазоносных областях основных платформенных провинций СССР

1-2 - границы: 1 - нефтегазоносных провинций, 2 - нефтегазоносных (перспективных) областей; 3 - этажи разведки (ЭР); 4 - плотность прогнозных ресурсов в ЭР: вертикальная штриховка - существенная, косая штриховка - несущественная; 5 - возраст базисного комплекса или горизонта в ЭР; 6-7 - в прогнозных ресурсах преобладает: 6 - нефть, 7 - свободный газ; 8 - отсутствие явного преобладания нефти или свободного газа в ЭР.

Нефтегазоносные (перспективные) области - в Тимано-Печорской провинции: 1 - Ижма-Печорская, 2 - Печоро-Колвинская, 3 - Хорейвер-Моренюская, 4 - Северо-Предуральская, 5 - Тиманская; в Волго-Уральской провинции: 1 - Коми-Пермяцкая, 2 - Пермско-Башкирская, 3 - Верхнекамская, 4 - Татарская, 5 - Мелекесская,

6 - Средневожская, 7 - Бузулукско-Оренбургская, 8 - Нижневожская, 9 - Южно-Предуральская; в Прикаспийской провинции: 1 - Волгоградско-Оренбургская, 2 - Астраханско-Актюбинская; в Западно-Сибирской провинции: 1 - Ямальская, 2 - Гыданская, 3 - Надым-Пурская, 4 - Пур-Тазовская, 5 - Приуральская, 6 - Фроловская, 7 - Среднеобская, 8 - Каймысовская, 9 - Васюганская, 10 - Пайдугинская; в Лено-Тунгусской провинции: 1 - Анабарская, 2 - Северо-Тунгусская (совместно с Туруханско-Норильским районом), 3 - Южно-Тунгусская, 4 - Байжитская, 5 - Катангская, 6 - Присяно-Енисейская, 7 - Ангаро-Ленская, 8 - Непско-Ботуобинская, 9 - Западно-Виллюйская, 10 - Северо-Алданская; в Хатангско-Виллюйской провинции: 1 - Енисейско-Хатангская, 2 - Лено-Анабарская, 3 - Предверхоенская, 4 - Виллюйская; в Амадурьинской провинции: 1 - Бухарская, 2 - Чарджоуская; в Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции: 1 - Южно-Мангышлакская

1р. 90 к.

4335

