



Н.А. Крылов

**Введение в нефтегазовую
ресурсологию**

Москва 2009

Открытое акционерное общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – ВНИИГАЗ»

61379
Н.А. Крылов

Министерство природных ресурсов
и экологии Российской Федерации
Научно-техническая
библиотека
ФГУП «ВНИИГНИ»

ВВЕДЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВУЮ РЕСУРСОЛОГИЮ

Под редакцией к.г.-м.н. М.Я. Зыкина

Москва 2009

УДК 558.98.04

Крылов Н.А. Введение в нефтегазовую ресурсологию /
Под ред. к.г.-м.н. М.Я. Зыкина. – М.: ВНИИГАЗ, 2009. – 100 с.

Рассмотрены базовые понятия ресурсологии, показатели качества запасов и ресурсов углеводородов, динамика качества ресурсов и запасов в процессе геологоразведочных работ и качества текущих запасов в процессе их отбора; дано сопоставление основных классификаций запасов и ресурсов. Кратко рассмотрен вопрос о подтверждаемости оценок ресурсов при переводе их в запасы.

Для специалистов, занимающихся планированием и прогнозированием результативности геологоразведочных работ на нефть и газ, а также долгосрочным прогнозированием и планированием их добычи.

ISBN 978-5-89754-044-0

© Крылов Н.А., 2009

© ООО «ВНИИГАЗ», 2009

ВВЕДЕНИЕ

Ресурсология как раздел нефтегазовой геологии

Ресурсология – раздел нефтегазовой геологии, изучающий ресурсы и запасы полезных ископаемых, их свойства, закономерности их движения в процессе геологоразведочных работ (ГРР) и отбора при разработке месторождений. Среди общих свойств ресурсов (в самом широком понимании термина) – прежде всего закономерности концентрации углеводородов (УВ) в разновеликих скоплениях. В компетенцию ресурсологии входят также следующие проблемы: изменение качества ресурсов (в узком понимании термина) в ходе ГРР, изменение качества вновь приращиваемых запасов и эффективности их прироста в ходе ГРР, изменение качества текущих запасов в ходе их отбора (добычи), соотношение между объемом запасов и годовым уровнем добычи.

Ресурсология опирается на классификации ресурсов и запасов, при этом обязательным требованием является точное обозначение используемой классификации (поскольку существует их несколько) и следование данным в классификации определениям выделяемых категорий запасов и ресурсов.

Автору представляется излишним включать в ресурсологию методы подсчета запасов УВ, их совершенствование, а также методы прогнозной оценки (оценки прогнозных ресурсов УВ). Это самостоятельные разделы нефтяной геологии. Тем более нет необходимости расширять рамки ресурсо-

логии изучением общих, региональных и локальных геологических закономерностей размещения скоплений УВ.

В создание ресурсологии на начальном этапе большой вклад внесли М.Ф. Мирчинк, А.А. Трофимук, Н.С. Ерофеев, В.Г. Васильев, Н.И. Буялов, Г.П. Ованесов, Н.А. Калинин, М.А. Жданов, а в последующие годы Н.А. Еременко, В.И. Шпильман, М.В. Фейгин, А.Э. Конторович, В.И. Демин, Г.А. Габриэлянц, В.Д. Наливкин, А.Н. Истомин, Э.М. Халимов, М.Д. Белонин, Ю.В. Подольский, Л.М. Бурштейн, В.Р. Лившиц, К.А. Клещев, М.С. Моделевский, Ю.И. Батулин, М.М. Саттаров, Ю.П. Мирончев, В.И. Ермаков, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, М.Я. Зыкин, Ю.Н. Швембергер, А.Н. Золотов, Ф.К. Салманов, И.И. Нестеров, Р.М. Тер-Саркисов, Н.Г. Степанов, А.Я. Фурсов, В.К. Гомзилов, В.М. Рыжик, В.В. Аленин, Г.П. Мясникова в нашей стране, а также М.К. Хабберт, Г.М. Кауфман, Р.Г. Маккроссан, А.Р. Мартинез, Ч. Мастерс, Д.С. Айон, Г. Де Сорси, Д.Д. Шанц, Д. Эдвардс и многие другие ученые.

Вернемся к определению важнейших понятий ресурсологии – «ресурсы» и «запасы».

Термин «ресурсы» имеет минимум два основных толкования: начальные суммарные ресурсы (НСР) и неразведанные ресурсы (НР).

НСР – общее количество нефти, газа, газового конденсата, которое находилось в недрах до начала их извлечения. Это все, что произвела природа на данной территории (акватории). НСР включают накопленную добычу, запасы всех категорий и неразведанные ресурсы. Их называли начальными потенциальными ресурсами, общим нефтяным или газовым потенциалом. В пояснениях к классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, принятой в России в 2005 г., введен термин «начальные суммарные запасы и ресурсы», имеющий то же содержание и объем. Однако понятие НСР широко во-

шло в практику и специальную литературу и, несомненно, будет употребляться и при использовании новой классификации (2005 г). Существенно, что при употреблении старого и нового терминов следует четко понимать, о чем идет речь, — о геологических ресурсах и запасах или об их извлекаемой части. Определенная тонкость заключается в том, что в классификации 2005 г. начальные суммарные геологические запасы и ресурсы (НСГЗР) включают и непромышленные запасы, и неопределенно рентабельные ресурсы, в то время как начальные суммарные извлекаемые запасы и ресурсы (НСИЗР) их не включают. Далее мы будем использовать понятие НСР, имея в виду сделанные выше оговорки.

Некоторое утяжеление терминологии за счет разделения запасов и ресурсов в обозначении старого и широко распространенного понятия НСР связано со стремлением подчеркнуть принципиальное различие между запасами и ресурсами в узком смысле — т.е. количеством УВ и содержанием в них компонентов, предполагаемых в нефтегазоперспективных объектах разного масштаба до получения продукции при испытании скважин.

В англоязычной практике понятия «ресурсы» (*resources*) и «запасы» (*reserves*) разделяются совершенно неукоснительно.

Настоящий скромный труд автор представляет именно в качестве введения в нефтегазовую ресурсологию с обозначением относительно широкого круга проблем этой науки и кратким их рассмотрением. Ниже изложены основные положения главнейших классификаций ресурсов и запасов, главные параметры качества ресурсов и запасов, процессы эволюции ресурсов в геологоразведочном процессе, запасы и их отбор (добыча), подтверждаемость оценок запасов и ресурсов в процессе их освоения, проблема нетрадиционных ресурсов углеводородов.

Глава 1.

КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Запасы – количество УВ и сопутствующих полезных ископаемых в открытых залежах, подсчитанное на основании результатов испытания скважин и геофизических данных, и ресурсы (неразведанная часть УВ ...) имеют в разных странах свои классификации. При этом они изменялись во времени.

1.1. Отечественная классификация 1983 г.

В нашей стране с 1928 г. классификации запасов, а затем запасов и ресурсов нефти и газа принимались с некоторыми изменениями неоднократно. При этом основной принцип классификации оставался неизменным – это степень геологической изученности (и связанная с ней достоверность количественной оценки). В классификации, принятой в 1983 г. и действующей с небольшими изменениями с 2001 г. до 2009 г. (назовем ее условно «старой»), выделены следующие категории запасов и ресурсов нефти и газа.

Категория ABC_1 – промышленные, или разведанные запасы. При этом C_1 – разведанные, A и B – запасы, в различной степени подготовленные для разработки. В газовой промышленности запасы категорий A и B отдельно не выделяют.

Категория C_2 – предварительно оцененные запасы. Эти запасы подсчитываются: в недостаточно разведанных частях открытых залежей, в горизонтах между продуктивными пла-

стами, получившими положительную оценку по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Ресурсы в узком понимании (неразведанные ресурсы) включают следующие категории.

Категория C_3 – перспективные ресурсы. Подсчитываются на площадях, подготовленных достоверным для данного района методом для поискового бурения (до бурения) в пластах, продуктивность которых установлена на соседних площадях. Подсчет ресурсов C_3 проводится объемным методом с использованием параметров по открытым залежам. Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ.

Категория $D_{1л}$ – прогнозные локализованные ресурсы ловушек, выявленных по результатам геофизических исследований, находящихся в пределах районов с установленной или возможной нефтегазоносностью.

Прогнозные локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании ГРП по подготовке ловушек к поисковому бурению и подготовке перспективных ресурсов категории C_3 . При ГРП на акваториях ресурсы $D_{1л}$ используются также для планирования поискового бурения.

Категория D_1 – прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категории D_1 производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

Категория D_2 – прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, промышленная нефтегазо-

ность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными, геологически сходными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

Категории D_1 и D_2 – прогнозные ресурсы – подсчитываются обычно на крупных участках территорий и акваторий, где могут быть открыты многие месторождения (это – нелокализованные ресурсы). Основной метод подсчета – геологические аналогии. Данные о запасах (плотности запасов) на эталонном участке, где открыты месторождения, переносятся на подсчетный участок, где месторождений еще нет, с введением коэффициентов за отличие геологических условий между эталонным и подсчетным участками. D_1 подсчитывается для комплексов на данной крупной территории с использованием внутренних эталонов; D_2 – для комплексов, продуктивность которых еще не установлена, с использованием внешних эталонов (рис.1).

1.2. Западные классификации запасов и ресурсов

Одно из отличий западных классификаций от принятых в России до 2005 г. заключается в учете не только степени изученности запасов и ресурсов, но также экономической рентабельности и степени их промышленного освоения. Основным объектом оценки ресурсов и запасов является количество УВ, которое потенциально может быть добыто и реализовано на рынке. По существу, изначально речь шла об извлекаемых запасах (и ресурсах). Еще одно отличие запа-

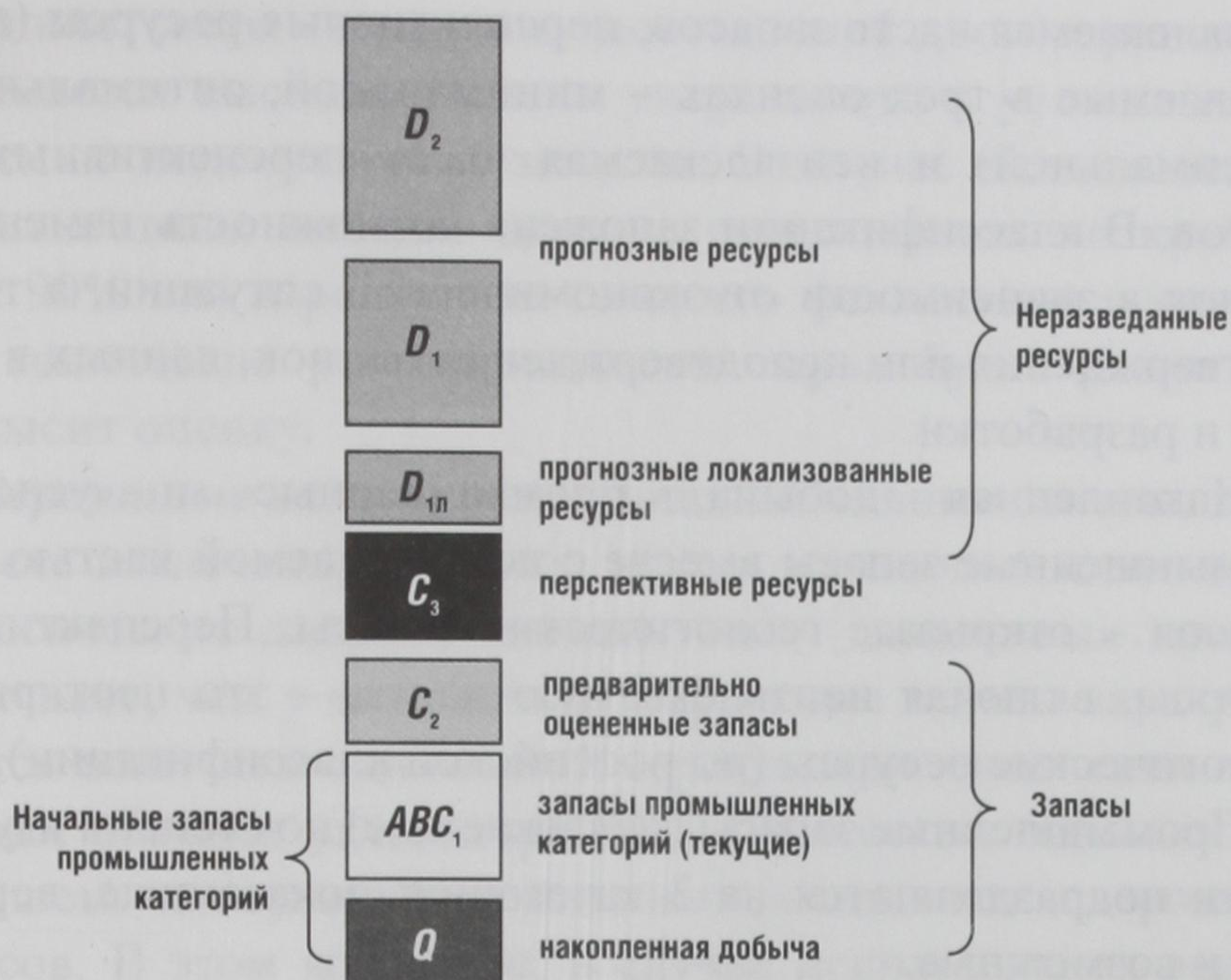


Рис. 1. Структура начальных суммарных ресурсов (НСР) в действующей в 2008 г. классификации

сов, подсчитанных в западных классификациях, от запасов в «старых» российских (советских) классификациях – отсутствие стимулов к завышению оценки запасов в условиях рыночной экономики.

Наиболее полно представляющей все западные классификации можно считать классификацию, подготовленную Обществом инженеров-нефтяников США (SPE) при участии комиссии Мирового нефтяного конгресса (WPC), Американской ассоциации геологов-нефтяников (AAPG) и Общества по оценке запасов нефти и газа США (SPEE) в 2000–2007 гг. [31].

Классификация *SPE – WPC – AAPG – SPEE* включает основные категории: накопленная добыча, промышленные запасы (подразделяемые на 3 категории), условные запасы,

неизвлекаемая часть запасов, перспективные ресурсы (представляемые в трех оценках – минимальной, оптимальной и максимальной) и неизвлекаемая часть перспективных ресурсов. В классификации заложена возможность изменения оценок в зависимости от экономической ситуации, а также подтверждения или неподтверждения оценок, данных в ходе ГРП и разработки.

Накопленная добыча, промышленные и условно-промышленные запасы вместе с неизвлекаемой частью этих запасов – открытые геологические запасы. Перспективные ресурсы, включая неизвлекаемую часть, – это неоткрытые геологические ресурсы (по российской классификации).

Промышленные запасы (извлекаемые) по степени изученности подразделяются на 3 категории: доказанные, вероятные и возможные.

По состоянию освоения извлекаемые запасы и ресурсы подразделяются следующим образом. **Промышленные запасы:** стадия добычи, разработка утверждена, разработка обоснована. **Условно-промышленные запасы:** разработка ожидается, разработка не обоснована или приостановлена и разработка нерентабельна. **Перспективные ресурсы:** перспективный поисковый объект, вероятный поисковый объект, возможный поисковый объект.

Категории промышленных извлекаемых запасов имеют относительно четкие определения.

Доказанные запасы – количества жидких, газообразных и твердых углеводородов, которые, исходя из анализа инженерно-геологических данных, с достаточной достоверностью могут быть извлечены промышленным способом из известных залежей, начиная с определенной даты, при определенных экономических условиях, способах разработки и нормативных условиях. В случае применения де-

терминистского метода под «достаточной достоверностью» понимается высокая степень уверенности в успешном извлечении подсчитанных запасов. В случае использования вероятностных методов должна существовать по крайней мере 90%-ная вероятность того, что фактически извлеченное количество углеводородного сырья будет равно или превысит оценку.

Вероятные запасы – это дополнительные запасы, вероятность извлечения которых, исходя из анализа инженерно-геологических данных, меньше, чем у доказанных запасов, но больше, чем у возможных. Вероятные запасы характеризуются наличием одинаковой вероятности извлечения остаточных объемов углеводородов в количестве, большем или меньшем, чем сумма подсчитанных доказанных и вероятных запасов. В этом контексте, в случае использования вероятностных методов оценки должна существовать по крайней мере 50%-ная вероятность того, что фактически добытое количество углеводородного сырья будет равно или превысит величину данной оценки.

Возможные запасы – это дополнительные запасы, вероятность извлечения которых, исходя из анализа инженерно-геологических данных, меньше, чем у вероятных запасов. Возможные запасы характеризуются наличием одинаково низкой вероятности извлечения остаточных объемов углеводородов в количестве, большем, чем сумма подсчитанных доказанных, вероятных и возможных запасов. В этом контексте в случае использования вероятностных методов оценки должна существовать по крайней мере 10%-ная вероятность того, что фактически добытое количество углеводородного сырья будет равно или превысит величину оценки.

На основе дополнительных данных и уточненных результатов интерпретации, позволяющих снизить величину

неопределенности, возможные и вероятные запасы могут быть частично переведены в вероятные и доказанные запасы.

Несмотря на кажущуюся ясность определений категорий запасов в российских (принятых до 2005 г.) и западных классификациях, сопоставление их неоднозначно. Наиболее распространенной была точка зрения, что доказанные запасы в западных классификациях соответствуют сумме запасов A , B и частично C_1 . При этом доля C_1 , соответствующая категории доказанных запасов, в представлениях разных исследователей была различной (чаще указывалось 20 %). Остальная часть C_1 и запасы категории C_2 соответствовали вероятным и возможным запасам. Это упрощенное и не вполне корректное сопоставление связано с разными подходами к оценке запасов и с разной степенью учета экономического критерия.

В западных классификациях неразведанным ресурсам уделяется меньшее внимание, чем в российских, включая и классификацию 2005 г., к которой мы еще подойдем. Вместе с тем оценка неразведанных ресурсов нефти и газа стран, регионов и мира в целом проводится Геологической службой Министерства внутренних дел США, где эту работу в течение многих лет возглавлял Ч. Мастерс, а позднее Г. Ульмишек (НК «Бритиш Петролеум») и др. Отметим, что абсолютные оценки неразведанных ресурсов нефти и особенно газа, даваемые российскими специалистами, оказываются выше оценок западных специалистов, но при этом оценки разных регионов обычно близки и качественно сопоставимы. Разница в количественных оценках образуется обычно за счет наиболее слабо изученных регионов, особенно тех, где еще не было промышленных открытий, которые в «старой» российской классификации относятся к категории D_2 .

1.3. Новая российская классификация

В 2005 г., как уже отмечалось, приказом Министерства природных ресурсов РФ № 298 была утверждена новая российская «Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», которая пока не вступила в действие (рис. 2). Ее базовыми принципами являются:

- экономическая эффективность;
- степень промышленного освоения;
- степень геологической изученности.

Критерием выделения групп запасов по экономической эффективности является величина чистого дисконтированного дохода, определяемого по прогнозируемым показателям разработки при фиксированных нормах дисконта.

Критерием выделения запасов по промышленной освоенности является степень промышленного освоения объекта.

Критерием выделения категорий запасов по геологической изученности является изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить подсчет запасов и составить проектный документ на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

По степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения запасы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты подразделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету, – промышленно значимые и непромышленные. Промышленно значимые запасы подразделяются на нормально рентабельные и условно рентабельные.

По промышленной освоенности выделяются запасы: добытые (накопленная добыча), разрабатываемые, разбуренные

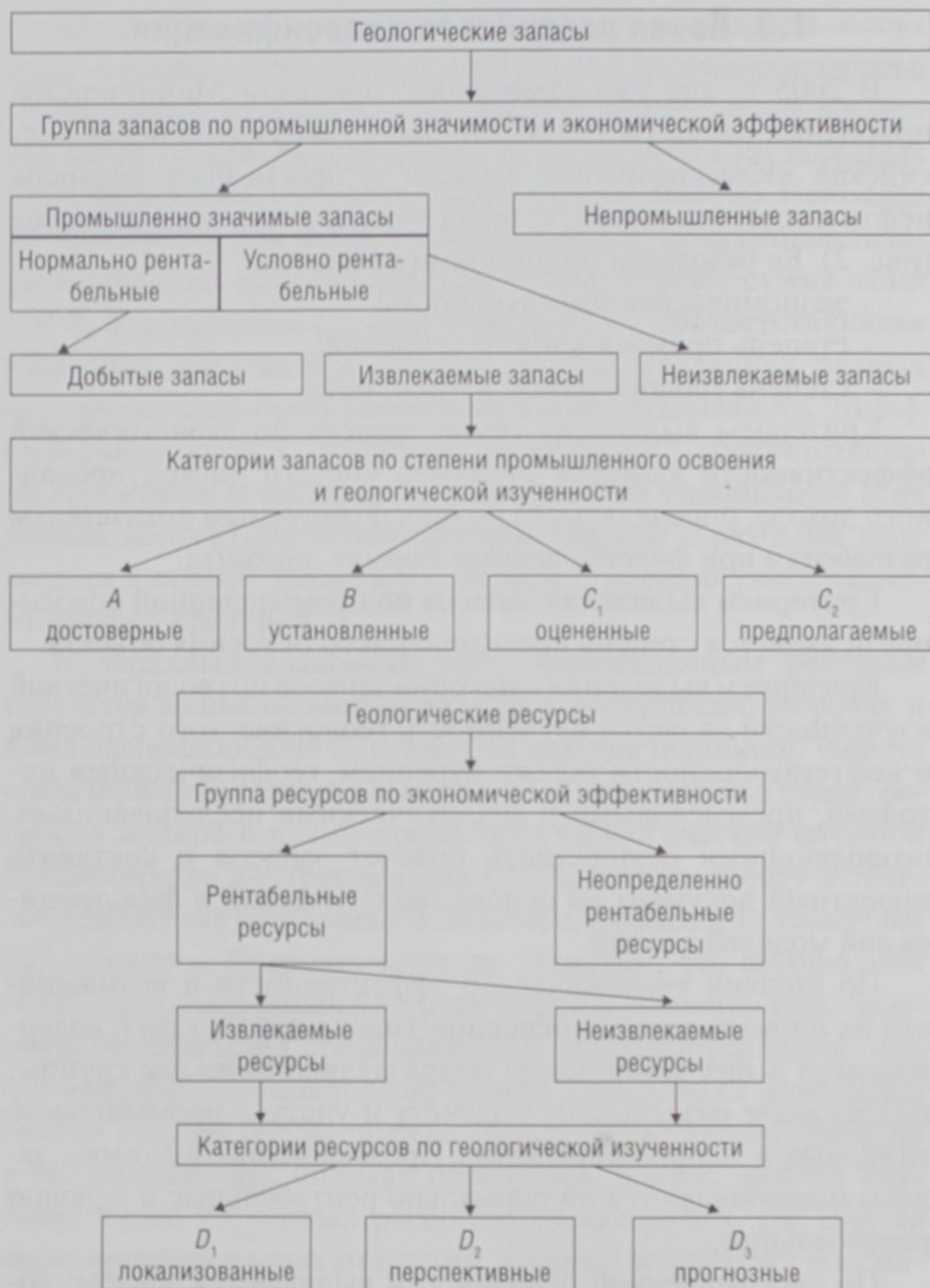


Рис. 2. Схемы классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, принятые в 2005 г.

неразрабатываемые, неразбуренные, выявленные и оцененные, законсервированные.

Промышленно значимые нормально рентабельные извлекаемые запасы по сумме критериев – экономической эффективности, степени геологической изученности и промышленного освоения – подразделяются на четыре категории: достоверные – категория A ; установленные – категория B ; оцененные – категория C_1 ; предполагаемые – категория C_2 .

Промышленно значимые условно рентабельные извлекаемые запасы по степени геологической изученности подразделяются на три категории: установленные – категория B ; оцененные – категория C_1 ; предполагаемые – категория C_2 .

Ресурсы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты по степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения и использования подразделяются на две группы, подлежащие раздельной оценке и учету, – рентабельные и неопределенно рентабельные.

Критерием выделения ресурсов по экономической эффективности является показатель ожидаемой стоимости запасов (ОСЗ).

Критерием выделения категорий ресурсов по геологической изученности является изученность геологического строения и нефтегазоносности участка недр по площади и разрезу параметрическим и поисковым бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами региональных и поисково-разведочных работ, по детальности построения геологической модели перспективной ловушки и достоверности оценки ресурсов для проектирования региональных, поисковых и детальных сейсморазведочных работ в соответствии с их этапами и стадиями.

Рентабельные извлекаемые ресурсы подразделяются на три категории: локализованные – D_1 , перспективные – D_2 , прогнозные – D_3 (Принципы классификации и учета..., 2007).

Новая российская классификация запасов и ресурсов (2005 г.) не только более сложная и емкая, чем предыдущая, она позволяет более корректно сопоставлять запасы, оцененные по ее критериям и критериям западных классификаций, в частности с кратко рассмотренной классификацией *SPE – WPC – AAPG – SPEE*. Вместе с тем в ней просматривается преемственность от старой классификации и возможность сопоставления их категорий.

Отметим, что НСР извлекаемые (за вычетом непромышленных запасов и нерентабельных ресурсов) соответствуют НСИЗР в новой классификации. Извлекаемые запасы $A+B+C_1$ в старой классификации (за вычетом непромышленных запасов) соответствуют в основном запасам $A+B$ и частично C_1 в новой классификации. Запасы старой классификации категории C_2 (за вычетом непромышленных запасов) соответствуют категории C_2 (и частично C_1) в новой классификации. Извлекаемые ресурсы C_3 в старой классификации (за вычетом нерентабельных ресурсов) соответствуют ресурсам D_1 в новой, которая частично включает и локализованные ресурсы $D_{1л}$ в старой. Ресурсы D_1 в старой (за вычетом нерентабельных) соответствуют ресурсам D_2 в новой классификации, а ресурсы D_2 – ресурсам D_3 в новой.

Новая классификация не рекомендует при ведении учета запасов складывать объемы категорий $A+B+C_1$ и C_2 , учитывая недостаточную достоверность запасов последней категории. Вместе с тем на стадии предварительной оценки значимости сделанного открытия такое суммирование будет применяться.

Сделаем еще две ремарки относительно неразведанных ресурсов категорий D_1 и D_3 .

Категория D_1 предусматривает подсчет ресурсов на всех объектах, достоверно изученных до бурения в нефтегазоносных районах. В то же время известно, что не все перспек-

тивные объекты оказываются месторождениями. Ресурсы категории D_1 при рассмотрении их в качестве прямого и ближайшего резерва подготовки запасов требуют введения коэффициента перевода, который непостоянен ни в региональном плане, ни во времени. Этот вопрос будет рассмотрен ниже.

Категория D_3 объединяет прогнозные ресурсы комплексов с неподтвержденной нефтегазоносностью в нефтегазовых провинциях и прогнозные ресурсы совершенно новых территорий и акваторий, где месторождения вообще еще не открыты. Эти две группы наименее достоверных ресурсов целесообразно было бы в будущем разделить [8].

До вступления в действие новой российской классификации для рассмотрения свойств ресурсов и запасов мы будем использовать существующий баланс запасов по состоянию на 01.01.2007 г. и количественную прогнозную оценку по состоянию на 01.01.2002 г. Это не повлияет на принципиальные выводы о качественных особенностях ресурсов.

Министерство природных ресурсов
и экологии Российской Федерации
Научно-техническая
библиотека
ФГУП «ВНИГНИ»

61379

Глава 2.

КОНЦЕНТРАЦИЯ РЕСУРСОВ. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА СКОПЛЕНИЙ ПО КЛАССАМ КРУПНОСТИ

Среди показателей качества ресурсов УВ (в широком понимании) одним из основных является степень их концентрации. При этом речь может идти и о богатстве ресурсами целого бассейна, и о степени концентрации ресурсов в нем, которая обычно оценивается плотностью НСР – объемом ресурсов, приходящихся на 1 км^2 площади бассейна (реже на 1 км^3 осадочного выполнения), и о концентрации ресурсов в его отдельных зонах. Плотность ресурсов изменяется в пределах по крайней мере двух порядков – от $n \cdot 10^3 \text{ т/км}^2$ до $n \cdot 10^5 \text{ т/км}^2$.

В проблеме концентрации ресурсов особняком стоит вопрос о распределении числа отдельных скоплений по классам крупности (по интервалам запасов) и суммарных ресурсов по скоплениям разного класса крупности.

Долгое время бытовало мнение, что основная часть запасов сосредоточена в единицах крупнейших (для бассейна, района) месторождений, а большое число относительно мелких месторождений содержит малую долю запасов (и неразведанных ресурсов). Эта точка зрения была поколеблена, прежде всего, результатами ГРП на нефть и газ в США, где в результате длительных поисков были выявлены тысячи мелких месторождений, суммарные запасы которых соизмеримы с запасами крупных и средних месторождений [11].

Появилось и существовало некоторое время представление о логарифметрически нормальном распределении числа месторождений по классам крупности. Если по оси абсцисс отложить интервалы запасов скоплений в логарифметрическом масштабе (например, 0,1–0,3; 0,3–1; 1–3; 3–10 млн т и т.д.), а по оси ординат – число месторождений каждого из указанных классов, то мы получим кривую с одним максимумом и приближенно симметричного вида. Эта модель распределения удовлетворительно описывала картину по открытым месторождениям [2]. Однако многократные повторные построения (например, через 5-летние интервалы времени) показали неуклонное смещение во времени максимума числа открытых месторождений влево, в область все более мелких интервалов запасов. Такое исследование дало наиболее убедительную картину по нефтяным месторождениям Волго-Уральской провинции [19]. Материалы о росте числа месторождений от класса к классу с уменьшением объема запасов были приведены М.А. Ждановым и Е.В. Гординским. В.И. Шпильман [38] дал математическое описание этой закономерности, указав, что вероятность открытия в районе месторождения того или иного объема запасов обратно пропорциональна квадрату величины его запасов. Положение об амодальном характере распределения числа месторождений по классам их крупности получило наиболее широкое распространение. В качестве функции сейчас обычно указывают усеченное распределение Парето. Это положение и, в частности, распределение Парето относятся ко всей совокупности месторождений района, включающей как открытые, так и неоткрытые месторождения.

Использование уравнения Парето для описания распределения месторождений (залежей) нефти по величине запасов может быть обосновано с учетом так называемого свойства

фрактальности поверхности Земли и слагающих земную кору стратиграфических горизонтов. Фрактальность поверхности заключается в том, что число фиксируемых неровностей возрастает с уменьшением их размеров пропорционально некоторой постоянной величине. Из фрактальности слоев земной поверхности следует, что число ловушек (структур) возрастает при уменьшении их размера. Наличие связи между размерами ловушки и величиной ее запасов позволяет заключить, что распределение залежей по размерам запасов приближенно подчиняется закону, эквивалентному закону Парето.

Идея применимости уравнения Парето с вариациями для описания распределения месторождений нефти и газа разной крупности обосновывалась В.И. Шпильманом [38], А.Э. Конторовичем и В.И. Деминым [9], А.Э. Конторовичем, Э.Э. Фотиади, В.И. Деминым и др. [11], Н.А. Крыловым и Ю.Н. Батуриным [17], Т.В. Гудымовой [6] и многими другими.

Рассмотрим более подробно возможности применения распределения Парето при исследовании структуры НСР по крупности запасов месторождений (залежей). Функция дифференциальной плотности вероятности распределения Парето имеет вид

$$\varphi(x, \alpha) = (\alpha/x_0)(x_0/x)^{\alpha+1};$$

применительно к крупности запасов нефтяных месторождений это выражение записывается в виде

$$\varphi(\theta, \alpha) = (\alpha/\theta_0)(\theta_0/\theta)^{\alpha+1},$$

где θ – размер запасов нефтяных месторождений; θ_0 – минимальный размер запасов месторождения, ограничивающий распределение (для наших условий это минимальное по

запасам, использованное при количественной оценке НСР); α — показатель распределения Парето (с его увеличением или уменьшением изменяются соотношения ресурсов мелких и крупных месторождений и их числа).

Интегральная функция плотности вероятности $F(\alpha, \theta)$ для всего интервала распределения имеет вид

$$F(\theta, \alpha) = \int_{\theta_0}^{\theta_{\infty}} (\alpha/\theta_0)(\theta_0/\theta)^{\alpha+1} d\theta = 1.$$

Уравнения дифференциальной и интегральной плотности вероятности распределения Парето допускают наличие месторождений с бесконечно большими запасами. Однако количественные оценки НСР указывают на конечность (ограниченность) массы НСР, а доля НСР, приходящаяся на самое крупное месторождение провинции, как правило, не превышает 10–20 % НСР. Поэтому возникает необходимость ограничения распределения Парето в области больших значений запасов месторождений.

А.Э. Конторович и В.И. Демин предложили ограничить распределение таким образом, чтобы кривая распределения ограничивалась осью абсцисс при значениях запасов, больших запасов самого крупного месторождения. Однако такое ограничение занижает долю запасов, приходящуюся на крупные месторождения, и в конечном счете завышает долю НСР мелких месторождений. Для исключения этого исправим исходную формулу распределения Парето на величину теоретической вероятности наличия месторождений с запасами, превышающими запасы самого крупного из них. Это ограничение аналогично усечению распределения в области мелких месторождений. Таким образом, получаем вероятность наличия месторождений с запасами, превышающими запасы самого крупного месторождения:

$$\int_{\theta_{\max}}^{\theta_0} (\alpha/\theta_0)(\theta_0/\theta)^{\alpha+1} d\theta = (\theta_0/\theta_{\max})^{\alpha}.$$

Исправив все значения функции дифференциальной плотности вероятности на величину вероятности наличия месторождений с запасами, превышающими запасы самого крупного из них, получаем функцию следующего вида:

$$\varphi(\theta, \alpha) = (\alpha/\theta_0)(\theta_0/\theta)^{\alpha+1}/[1 - (\theta_0/\theta_{\max})^{\alpha}].$$

Несложно показать, что функция интегральной плотности вероятности от θ_0 до $\theta_{\max}$ (включительно) будет равна 1. Соотношение функций дифференциальной плотности вероятности с использованием предложенного нами ограничения в области самых крупных месторождений с другими подобными функциями приводится на рис. 3.

Итак, усеченное распределение Парето, по современным воззрениям, наиболее близко описывающее распределение

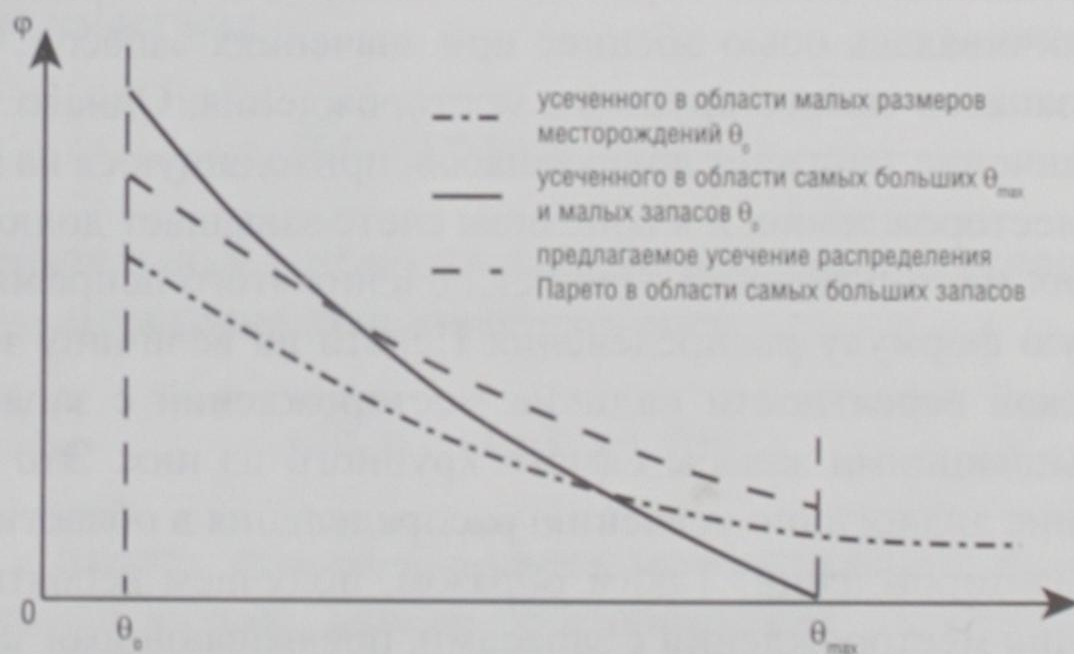


Рис. 3. График распределения Парето [17]

числа месторождений по классам крупности запасов, характеризуется графически усеченной гиперболой. Ее конкретный характер в разных районах различен. Прежде всего, это относится к классу самых крупных месторождений, а следовательно, и к общему числу классов, взятых в логарифмической шкале, и к числу месторождений в них при стандартном ограничении самого мелкого класса. Кроме того, и соотношения между классами, определяемые показателем распределения Парето (α), в разных районах также отличаются.

Учитывая ориентировочный характер прогноза распределения месторождений по крупности, можно заменить сложную степенную функцию простой прямой: при классах, взятых в логарифмической шкале 1–3, 3–10, 10–30 и т.д. (млн т или млрд м³) от более крупного класса к смежному, более мелкому, общее число открытых и неоткрытых месторождений возрастает в 3 раза. При этом объем общих ресурсов класса уменьшается на 15 %. Это упрощение процедуры прогноза чревато не большими ошибками, чем ошибки за счет неточности определения объема НСР. Достоверность определения НСР и знание ограничения набора существующих месторождений в районе наиболее крупных классов – важнейшие условия корректности построения прогнозной картины распределения всего объема НСР по классам крупности скоплений [17]. Говоря о самом крупном по объему запасов классе месторождений, следует учитывать возможность того, что он может быть заполнен не полностью, т.е. содержать меньше месторождений, чем это следовало бы ожидать по соотношению со вторым по крупности классом. Не полностью заполненный самый крупный класс встречается довольно часто. Поэтому прогноз будет надежным, если мы имеем в районе не 1, а 2–3 класса, где все месторождения уже открыты и новых не ожидается (назовем их закрытыми классами). Обоснование закрытости класса

проводится путем построения графиков открытия месторождений разных классов в календарном времени. Если в каком-то классе крупности месторождения не открываются в течение ряда лет, при том, что в более низких классах открытия происходят, то в таком случае можно говорить о закрытости класса. В качестве примера приведем гистограммы распределения числа скоплений (систем залежей газа) и их ресурсов по классам крупности для неокомского комплекса суши Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 4, 5).

Приведенный пример интересен тем, что в нем имеется два закрытых класса крупности и тем, что крупнейший класс (1–3 трлн м³) является незаполненным. В связи с последним обстоятельством прогноз числа месторождений в классах 300–100 млрд м³ и мельче велся не от крупнейшего, а от второго класса.

Следует иметь в виду, что выделяемые с прикладной целью – для прогнозов по распределению Парето – классы крупности по величине запасов скоплений не совпадают с

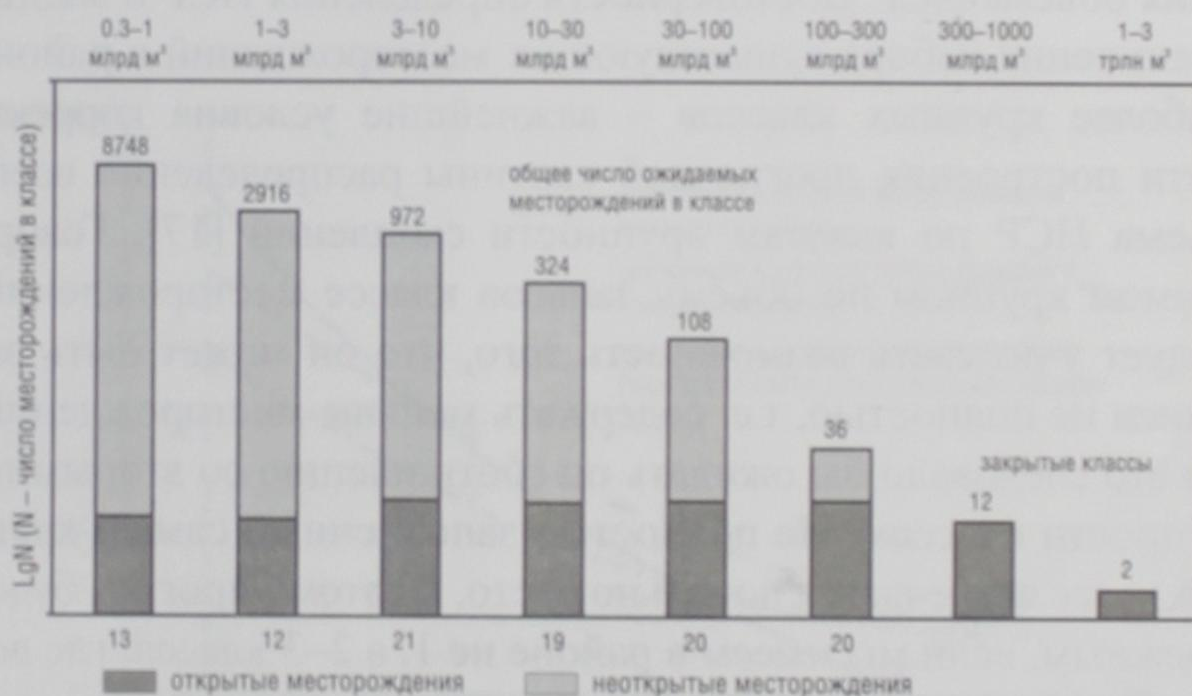


Рис. 4. Распределение числа газоконденсатных скоплений (группы залежей) в неокомском комплексе севера Западно-Сибирской провинции по классам крупности

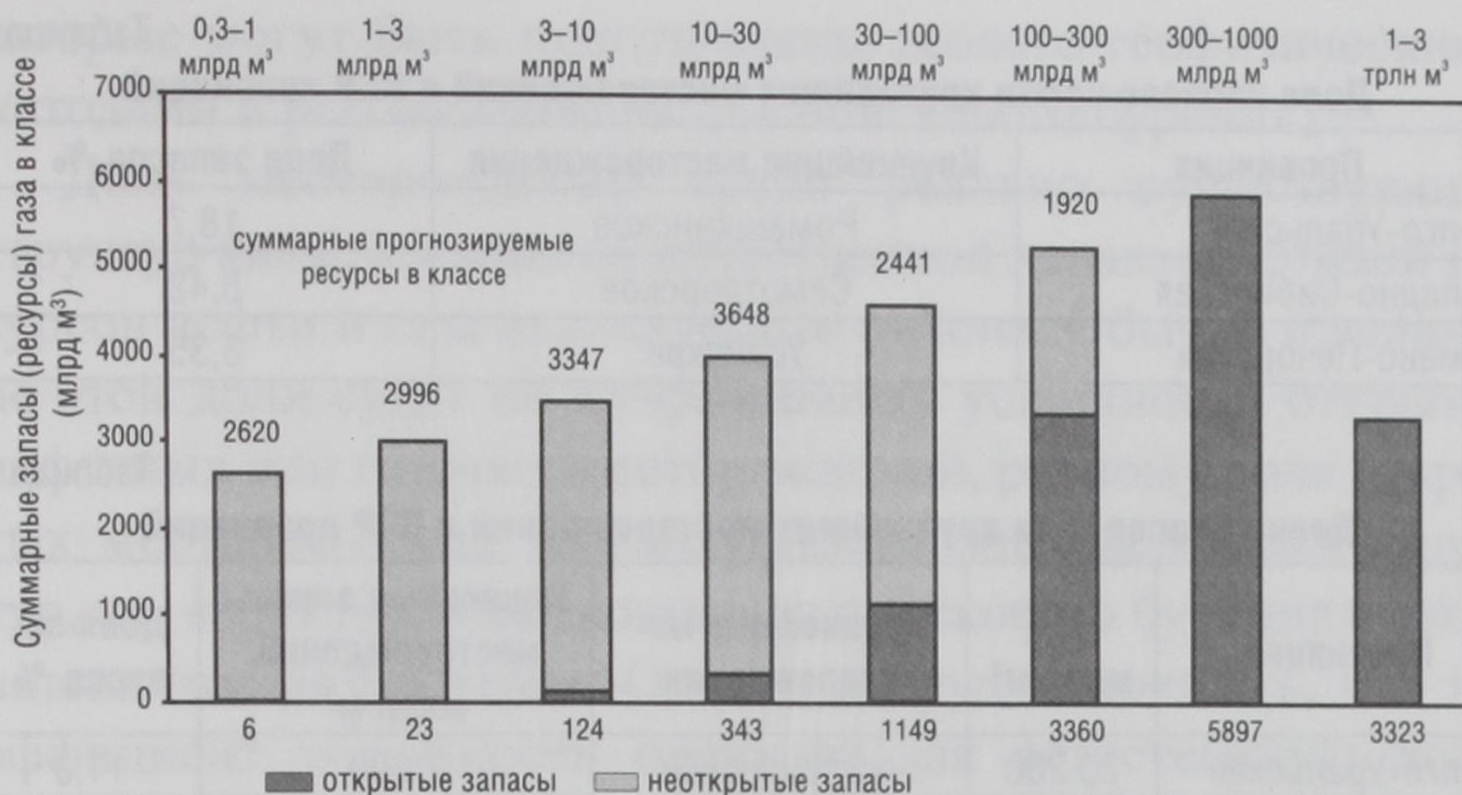


Рис. 5. Распределение ресурсов газа неокомского комплекса севера Западно-Сибирской провинции по классам крупности скоплений

классами по принятой классификации запасов и ресурсов (2005 г.). Приведем эту градацию месторождений.

Месторождения нефти и газа по величине извлекаемых запасов подразделяются на:

- уникальные – более 300 млн т нефти или 500 млрд м³ газа;
- крупные – 30–300 млн т нефти или 30–500 млрд м³ газа;
- средние – 3–30 млн т нефти или 3–30 млрд м³ газа;
- мелкие – 1–3 млн т нефти или 1–3 млрд м³ газа;
- очень мелкие – менее 1 млн т нефти или менее 1 млрд м³ газа.

Выше уже упоминалось о том, что самое крупное месторождение содержит около 10 % НСР района. Это очень приближенный показатель. Реально доля запасов крупнейших месторождений в НСР провинций колеблется в довольно широких пределах (табл. 1, 2).

Таблица 1

Доля запасов нефти крупнейших месторождений в НСР провинций

Провинция	Крупнейшие месторождения	Доля запасов, %
Волго-Уральская	Ромашкинское	18,7
Западно-Сибирская	Самотлорское	6,42
Тимано-Печорская	Усинское	3,35

Таблица 2

Доля запасов газа крупнейших месторождений в НСР провинций

Провинция	НСР, млрд м ³	Крупнейшие месторождения	Начальные запасы месторождений, млрд м ³	Доля запасов, %
Волго-Уральская	23 200	Астраханское	2 600	11,3
Западно-Сибирская	97 800	Уренгойское	9 960	10,2
Тимано-Печорская	2 400	Вуктыльское	431	18,0
Северо-Кавказская	2 020	Северо-Ставропольское	228	11,3
Днепровско-Донецкая	4 300	Шебелинское	650	15,1
Бухаро-Хивинская	6 300	Газли	487	7,7
Южно-Каспийская	1 600	Бахар	122	7,5

С размерами запасов крупнейшего месторождения провинции связана и плотность НСР. При этом связь запасов крупнейшего месторождения с плотностью ресурсов прослеживается и для более мелких районов. Правда, эта связь может иметь и обратный фактор: размер крупнейшего месторождения повлиял на количественную оценку прогнозных ресурсов района.

Залежи нефти и газа распределяются неравномерно в пределах НГП, зон и областей нефтегазонакопления. Это проявляется также в наличии пустых (незаполненных) структур, встречающихся между открытыми месторождениями (здесь и далее под понятием «структура» подразумеваются не только антиклинальные поднятия, но и все другие типы ловушек,

которые могут быть подготовлены геолого-геофизическими методами и рекомендованы для поискового бурения).

Доля месторождений среди реально существующих структур является важной качественной характеристикой ресурсов нефти и газа исследуемого района. Обычно о величине этой доли судят по коэффициенту успешности открытия нефтяных или газовых месторождений, равному доле открытых месторождений в совокупности опосредованных структур, т.е. структур, выведенных из поискового бурения с окончательным результатом. Однако нетрудно показать, что коэффициент успешности отражает как естественную долю нефтяных и газовых месторождений среди реально существующих структур, так и подтверждаемость самих структур. Действительно,

$$K_{\text{усп}} = N_{\text{мест}} / N_{\text{оп}},$$

где $K_{\text{усп}}$ — коэффициент успешности открытия месторождений; $N_{\text{мест}}$ — число открытых месторождений среди $N_{\text{оп}}$ опосредованных структур.

Учитывая, что лишь часть подготовленных структур будет подтверждена поисковым бурением ($N_{\text{подт}}$), получаем

$$K_{\text{усп}} = (N_{\text{подт}} / N_{\text{оп}}) (N_{\text{мест}} / N_{\text{подт}}) = K_{\text{подт}} K_{\text{нг}}$$

Таким образом, коэффициент нефтегазоносности перспективных структур в чистом виде отражает естественную долю месторождений в общей совокупности структур, которые могут контролировать залежи углеводородов. Конкретное значение коэффициента нефтегазоносности для крупного нефтегеологического элемента зависит от особенностей формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений, изменяясь теоретически от 1 до 0. Установлено,

что в пределах любого нефтегеологического элемента его части могут существенно различаться по величине коэффициента нефтегазоносности.

Обращает на себя внимание наличие статистически доказанных связей между коэффициентом успешности и плотностью запасов углеводородов. В целом, чем больше плотность запасов УВ, тем выше коэффициент успешности, как это показано в исследованиях И.И. Нестерова и др. (1977), М.Г. Лейбсона (1980), Н.А. Крылова и Н.П. Михайловой (1980) и др. Поэтому коэффициент нефтегазоносности структур в районах с высокой плотностью ресурсов в среднем выше, чем в районах с низкой плотностью. Величина коэффициента успешности изменяется в процессе освоения ресурсов района – максимальные значения достигаются при 10–30%-ной освоенности ресурсов, а дальше происходит снижение его величины. На этом вопросе мы остановимся еще в п. 4.2.

Глава 3.

ДРУГИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ

Помимо концентрации ресурсов их качество характеризуют следующие показатели:

- продуктивность,
- степень освоенности,
- глубины залегания,
- категории по составу (включая данные о газовом факторе нефтяных, конденсатном факторе газовых ресурсов, содержании в газе гомологов метана, кислых компонентов, гелия).

Рассмотрим другие (кроме концентрации) характеристики качества ресурсов и запасов в статике, а качественные характеристики при освоении ресурсов и запасов в динамике рассмотрим позже.

3.1. Продуктивность залежей нефти и газа

Продуктивность (наряду с крупностью скоплений) – важнейшая характеристика запасов и ресурсов УВ. Дебиты скважин, подобно запасам залежей и месторождений, изменяются в очень большом диапазоне, т.к. зависят от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, степени неоднородности пластов, свойств флюидов (особенно вязкости нефти), фазового состояния залежей и ряда дополнительных параметров, особенно от степени освоенности (выработанности) запасов. В данном случае мы исключим

влияние последнего из названных факторов и будем рассматривать только начальную продуктивность – начальные дебиты скважин, которые изменяются в диапазоне от $n \cdot 10^6$ до $n \cdot 10^4$ м³/сут по газу и от $n \cdot 10^4$ до $n \cdot 10^{-1}$ т/сут по нефти. Нижний предел дебитов определяет экономика, а верхний – природа. Самый большой начальный дебит нефти, известный автору, – 47000 м³/сут – был получен из разведочной скважины на месторождении Локбатан в Азербайджане. Известный максимальный дебит газа – 6 млн м³/сут – получен из разведочной скважины на Уренгойском месторождении. Средние начальные рабочие дебиты существенно ниже: по нефти их максимальные значения – около 1,5–1 тыс. т/сут, а по газу – 2,5–1 млн м³/сут.

Итак, одним из важнейших показателей качества ресурсов нефти и газа является начальный дебит добывающих скважин. Они вводятся в эксплуатацию в разные сроки – по мере разбурирования месторождения. При этом первые скважины, как правило, размещаются на наиболее продуктивных участках, а последние – в зонах с худшими добывными характеристиками. Кроме того, даже наиболее продуктивный участок неоднороден по начальным дебитам скважин. Поэтому средний начальный дебит скважин является основным показателем продуктивности запасов.

Дебиты скважин определяются, прежде всего, свойствами коллектора (проницаемость, однородность, толщина), свойствами флюида (вязкость нефти, соотношение вязкости добываемого и вытесняющего флюида), пластовыми давлениями и величиной депрессии, объемом геологических запасов залежи, остаточной водонасыщенностью, системой разработки залежи.

Дебиты скважин изучаются при их испытании в процессе разведки и подготовки залежи к разработке. Продуктивность

скважин вместе с системой разработки определяют такой важный параметр, как темп отбора запасов – отношение годовой добычи к величине текущих запасов на начало года (в процентах). Иногда отдельно рассматривают темп разработки, понимая под ним отношение годового отбора к начальным извлекаемым запасам. Темп отбора запасов – величина, изменяющаяся в процессе разработки. Мы рассмотрим ее в гл. 5, а сейчас отметим, что темп отбора запасов и нефти, и газа, зафиксированный при какой-либо стандартной фазе разработки (например, на стадии постоянной годовой добычи газа или на пике добычи нефти), сильно отличается по районам, плеям и залежам. У нефтяников в 1980-х гг. возникло понятие «трудноизвлекаемые запасы» (ТИЗ), призванное оправдать снижение годовых отборов при постоянном или даже растущем объеме текущих запасов нефти. К ТИЗ было предложено относить:

- запасы нефти с вязкостью в пластовых условиях более 30 сП;
- запасы в пластах с проницаемостью менее 50 мД;
- запасы нефтяных подгазовых залежей и водонефтяных зон с малой толщиной нефтенасыщенной зоны.

Темпы отбора таких запасов в 1,5–5 раз ниже обычных («активных») запасов нефти.

Понятие о ТИЗ не было узаконено на государственном уровне и не использовалось в газодобывающей отрасли. Надо полагать, что возникновение этой категории в старой классификации связано с односторонним подходом и особенностями планового способа ведения хозяйства. Вместе с тем она отражает реальные различия добывных возможностей запасов.

Показатель продуктивности важен и для неоткрытых ресурсов.

Прогнозирование начальных дебитов скважин из неразведанных ресурсов нефти можно проводить на основе сравнительной геологической аналогии, а также по кривым освоения ресурсов (последний путь рассмотрим позже в связи с динамикой качества при освоении).

При прогнозировании начальных дебитов скважин из неразведанных ресурсов на основе геологической аналогии используется коэффициент аналогии, который определяется по соотношению средних значений коэффициентов гидропроводности эталонного и расчетного участков. При этом на эталонном участке исключаются дебиты новых скважин по месторождениям, аналоги которых не прогнозируются к открытию на оцениваемом участке. Важным является обоснованный выбор открытых месторождений (или залежей) как аналогов неоткрытых скоплений.

Прогнозировать продуктивность неоткрытых ресурсов методом геологических аналогий необходимо в пределах одного плеча. Плечо – совокупность однотипных скоплений (открытых и прогнозируемых), которые сосредоточены в пределах одного нефтегазоносного комплекса (с относительно постоянной характеристикой литологии слагающих комплекс пластов) в пределах одной структурной или фациальной зоны [13]. Например, прогноз дебитов нефти из неоткрытых залежей в терригенном девоне Волго-Уральской провинции следует делать на основе аналогий с дебитами из открытых залежей этого же комплекса с внесением соответствующего коэффициента вследствие изменения свойств коллектора и флюида.

3.2. Степень освоенности (выработанности) запасов

Рассмотрим степень освоенности запасов (выработанность) отдельно от степени освоенности (разведанности) НСР.

Степень выработанности запасов – это отношение накопленной добычи к начальным запасам промышленных категорий, доля отобранных запасов от первоначальных:

$$K_{\text{выр}} = \frac{\sum Q}{\sum Q + ABC_1},$$

где $\sum Q$ – накопленная добыча; ABC_1 – текущие запасы промышленных категорий.

$K_{\text{выр}}$ – очень важный показатель для характеристики запасов и нефти, и газа, характеризующий энергетическое состояние залежи. Одинаковый объем текущих запасов, характеризующихся нулевой выработанностью и выработанностью, например, 0,7, имеет совершенно разные возможности для добычи и, следовательно, экономическую ценность. Не углубляясь в проблемы разработки, которые не являются предметом нашего рассмотрения, отметим следующее.

В разработке нефтяных месторождений обычно выделяют 4 стадии, определяемые $K_{\text{выр}}$:

I – растущей добычи ($K_{\text{выр}} = 0-0,1 \div 0,3$);

II – стабильной добычи ($K_{\text{выр}} = 0,1 \div 0,3-0,2 \div 0,6$), редуцированная в некоторых случаях;

III – активно снижающейся добычи ($K_{\text{выр}} = 0,3-0,5 \div 0,6$);

IV – очень медленно снижающейся добычи – завершающая (чаще при $K_{\text{выр}} > 0,6$).

Каждая стадия характеризуется не только общей добычей по залежи, но и своим дебитом скважин, темпом отбора запасов и обводненностью продукции.

В разработке газовых залежей теоретически выделяются две основные стадии: стадия растущей и постоянной добычи и стадия снижающейся добычи. На практике в силу внешних причин постоянная добыча может быть осложнена максимумом. Р.М. Тер-Саркисовым, Н.Г. Степановым и другими учеными

была предложена энергетическая классификация запасов газа, отражающая изменяющиеся темпы отбора запасов при разработке. Важно подчеркнуть, что анализ ретроспективы и расчеты к проектам разработки газовых залежей показывают, что снижение уровней добычи начинается при отборе примерно 50 % начальных геологических запасов или 60 % извлекаемых запасов. Этот рубеж не является строго постоянным для всех газоносных комплексов, т.к. зависит от начальных пластовых давлений, от физических свойств коллектора, от давления приема газа в газотранспортную систему, что и учитывается. Важно подчеркнуть, что при вводе залежи в разработку часть запасов (около 50 %) будет отобрана при постоянном уровне добычи (высоконапорный газ, ВНГ), часть – в условиях падающей добычи (низконапорный газ, ННГ), а часть геологических запасов останется неизвлеченной (НЧ). Таким образом, уже до начала разработки при начальном пластовом давлении часть запасов следует отнести к ВНГ, а часть – к ННГ. Аналогично и в неразведанных ресурсах – следует учитывать и ВНГ, и ННГ.

Прогнозируя состояние запасов на перспективу, необходимо учитывать последовательную убыль объема ВНГ в открытых ранее месторождениях и изначальное присутствие в новых приростах и ВНГ, и ННГ, и НЧ.

Таким образом, степень выработанности начальных запасов является одной из важнейших характеристик качества текущих (остаточных) запасов нефти и газа.

3.3. Степень освоенности НСР

Главным показателем освоенности начальных суммарных ресурсов является степень разведанности НСР:

$$K_{\text{раз}} = \frac{\sum Q + ABC_1}{\sum Q + ABC_1 + C_2 + C_3 + D_1 + D_2}.$$

Это доля НСР, переведенная в результате ГРР в запасы промышленных категорий. Это, естественно, динамический показатель.

Степень разведанности НСР Н.А. Еременко предлагал рассматривать как безразмерное время течения поисково-разведочного процесса в регионе, выраженное в процентах или долях единицы. Степень разведанности определяет динамику средних запасов вновь открываемых месторождений, удельных приростов запасов (на 1 м проходки или 1 скважину) и целого ряда других показателей. Первоначально в ИГиРГИ была установлена зависимость изменения эффективности поисково-разведочного бурения (удельных приростов) от степени разведанности НСР. При сглаживании кривой эффективности как функции $K_{\text{разв.}}$ по 3-м или 5-летним этапам по всем исследованным районам были получены сходные одномодальные кривые с максимумом при 15÷20 % разведанности. Были предприняты попытки выразить рассматриваемую зависимость аналитическим выражением (гл. 4).

3.4. Физико-химические свойства и глубины залегания

Важными показателями качества запасов нефти являются: наличие газовых шапок, газовый фактор, содержание сернистых соединений в нефти и нефтяном газе и др. Показателями качества запасов газа являются: наличие гомологов метана и их количество, конденсатный фактор, наличие нефтяных оторочек, содержание в газе гелия и кислых компонентов. Эти качественные характеристики в значительной мере индивидуальны для каждого скопления, но могут быть обобщены в пределах плея (п. 3.1). В границах плея может быть дан и приближенный прогноз этих показателей и для неразведанных ресурсов.

Упомянутые характеристики очень важны для проектирования разработки и требуют учета при ГРР. Они определяются геологическими факторами и специальных приемов их прогнозирования статистическими методами не существует.

Большую роль играют глубины залегания запасов и неразведанных ресурсов, а также географические условия, но останавливаться на них мы не будем.

Глава 4.

ПРОЦЕСС ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ – ПОДГОТОВКА ЗАПАСОВ

Объем НСР объективно постоянен, хотя количественные оценки его меняются во времени, т.к. зависят от растущей изученности геологического строения и закономерностей размещения месторождений. В ходе ГРР меняется структура НСР: растет объем начальных разведанных запасов и убывает объем неразведанных ресурсов. Количественные изменения запасов и ресурсов сопровождаются изменением их качественных показателей. Ранее мы рассмотрели качественные характеристики запасов и ресурсов в статике, теперь рассмотрим динамику этих показателей.

4.1. Порядок открытия месторождений с разной величиной запасов

Тезис о том, что крупнейшие для района месторождения открываются на начальном этапе их освоения, известен давно. Попытаемся осветить детали выборочного открытия месторождений разной крупности в течение освоения НСР.

Ю.Н. Швембергер [37] рассмотрел порядок открытия месторождений в районах, содержащих десятки скоплений. Результат представлен графиком порядка открытий по одному из районов. Как правило, самыми первыми открываются не самые крупные месторождения района. Месторождения с максимальными запасами в районе такого масштаба чаще

открываются под порядковыми номерами от 3-х до 7-ми. И подъем к максимуму запасов месторождений, и последующий спуск характеризуются скачками, при этом общая тенденция быстрого роста и последующего снижения отчетливо улавливается (рис. 6).

Для региона, содержащего многие сотни и даже тысячи месторождений, более показательную картину можно получить, исследуя динамику среднего запаса (за 1, 3, 5, 10 лет) вновь открываемых месторождений. При этом продолжительность процесса может оцениваться или календарным временем, или степенью разведанности НСР («безразмерное время ГРР»), о чем упоминалось в п. 3.3. Последний аргумент, по нашему мнению, предпочтительнее, поскольку он позволяет сравнивать районы с разными объемами НСР и с разной длительностью освоения в календарном времени.

Во всех крупных нефтегазоносных регионах динамика среднего запаса вновь открываемых месторождений и нефти,

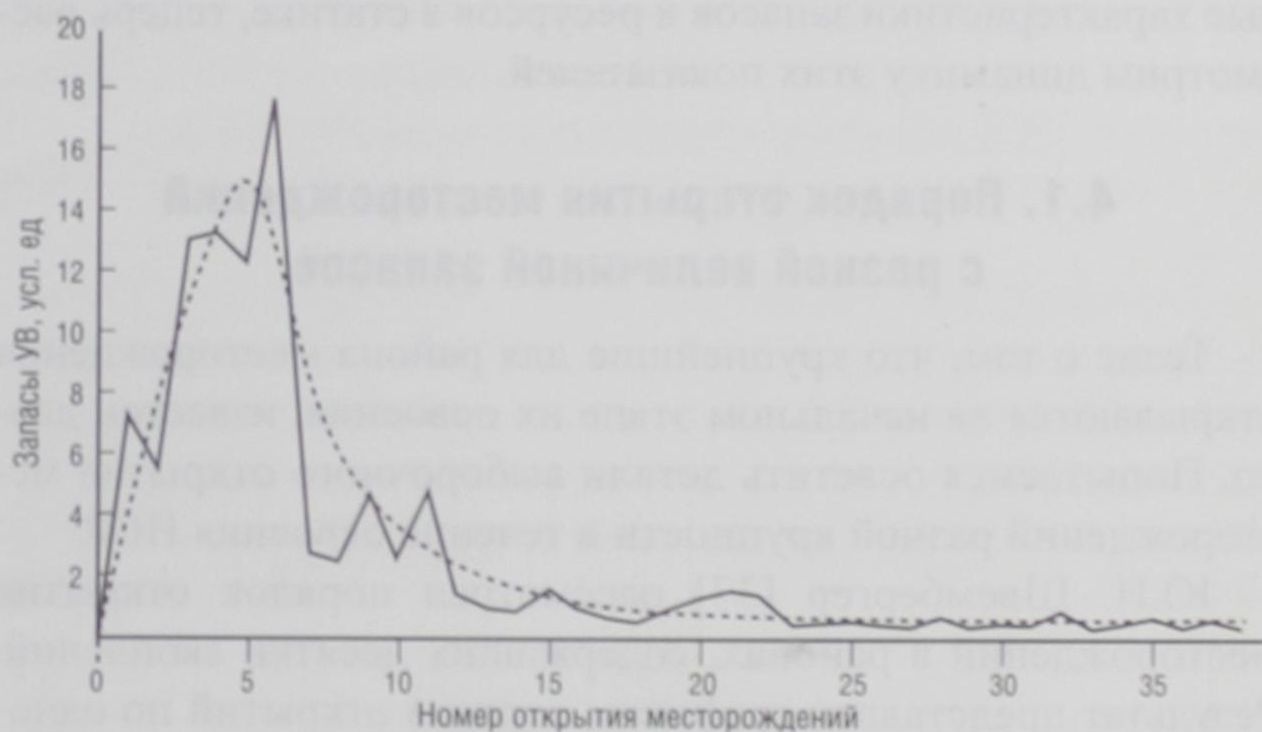


Рис. 6. График зависимости запасов месторождений от порядка их открытия в нефтегазоносном районе, содержащем десятки месторождений: жирная линия — сглаженная кривая изменения запасов месторождений (по Ю.И. Швембергеру)

и газа в зависимости от степени разведанности НСР оказывается принципиально сходной. При осреднении запасов всех месторождений, открытых, например, за пятилетний период в крупном регионе, можно отметить, что эта выборка включает месторождения разного масштаба. На качественном уровне можно констатировать, что первоначально открываются крупные, средние и мелкие месторождения, затем – средние и мелкие и наконец – только мелкие.

Графики зависимости среднего запаса новых месторождений от степени разведанности ($K_{\text{разв}}$) обычно представляют одномодальные кривые с максимумами на 3–7 % $K_{\text{разв}}$. Исключения (двух- и даже трехмодальные кривые) связаны с наличием в районе нескольких плеев, и мы рассмотрим это явление ниже.

Ю.Н. Батурин проанализировал динамику средних запасов только крупнейших из открытых в выбранный временной шаг месторождений, средних запасов всей выборки за тот же временной шаг и только самых мелких. Кривая осредненных запасов самых мелких месторождений оказалась маловыразительной с тенденцией к снижению только на поздних стадиях освоения НСР. Наоборот, кривая осредненного запаса крупнейших (речь идет о крупнейших не только для данного района, но и для рассматриваемого отрезка времени) месторождений оказывается как бы управляющей динамикой основной из рассматриваемых функций – среднего запаса всех вновь открываемых месторождений. Мы упоминали, что диапазон изменения запасов скоплений и нефти, и газа составляет 6 порядков. Средний запас вновь открываемых месторождений также претерпевает крупные изменения. Так, например, в Волго-Уральской провинции средний запас вновь открываемых нефтяных месторождений, исчисленный по пятилетним периодам, уменьшился более чем в 100 раз! Соизмеримые, хотя и

несколько меньшие снижения среднего запаса новых нефтяных и газовых месторождений мы наблюдаем в других регионах с высокой степенью освоенности НСР (рис. 7). Прогноз средних запасов месторождений, подлежащих открытию в пятилетней и более далекой перспективе, безусловно, представляет интерес для изучения перспектив геологоразведочных работ в регионе. Однако иногда важен прогноз не только средних запасов, но и всего набора месторождений, ожидаемых к открытию в той или иной перспективе.

Ранее попытки решить эту задачу предпринимались А.Э. Конторовичем с соавторами на базе математического моделирования процесса формирования «неслучайной выборки» – открываемых месторождений – из совокупности неоткрытых месторождений. Однако предложенные А.Э. Конторовичем, В.И. Деминым, В.Р. Лившицем и другими исследователями математические модели процесса формирования выборки из имеющейся совокупности неоткрытых месторождений сложны для использования при реальном прогнозе открытий. Заметим при этом, что развитый и сложный математический аппарат не является гарантом точности прогноза, т.к. не может учесть все природные факторы, влияющие на процесс открытия. Автор и Ю.И. Заболотная [18] подошли к решению задачи с позиций изучения и обобщения опыта уже состоявшихся открытий. Набор открытых месторождений, их запасы и время открытия известны. Генеральная совокупность, т.е. общее число имеющихся в регионе месторождений и их распределение по классам крупности (по размеру запасов), устанавливается по количественной оценке НСР с использованием распределения Парето (см. гл. 2).

Таким образом, исходными для решения задачи являлись: генеральная совокупность газовых или нефтяных месторождений региона или плеча, представляющая собой распределе-

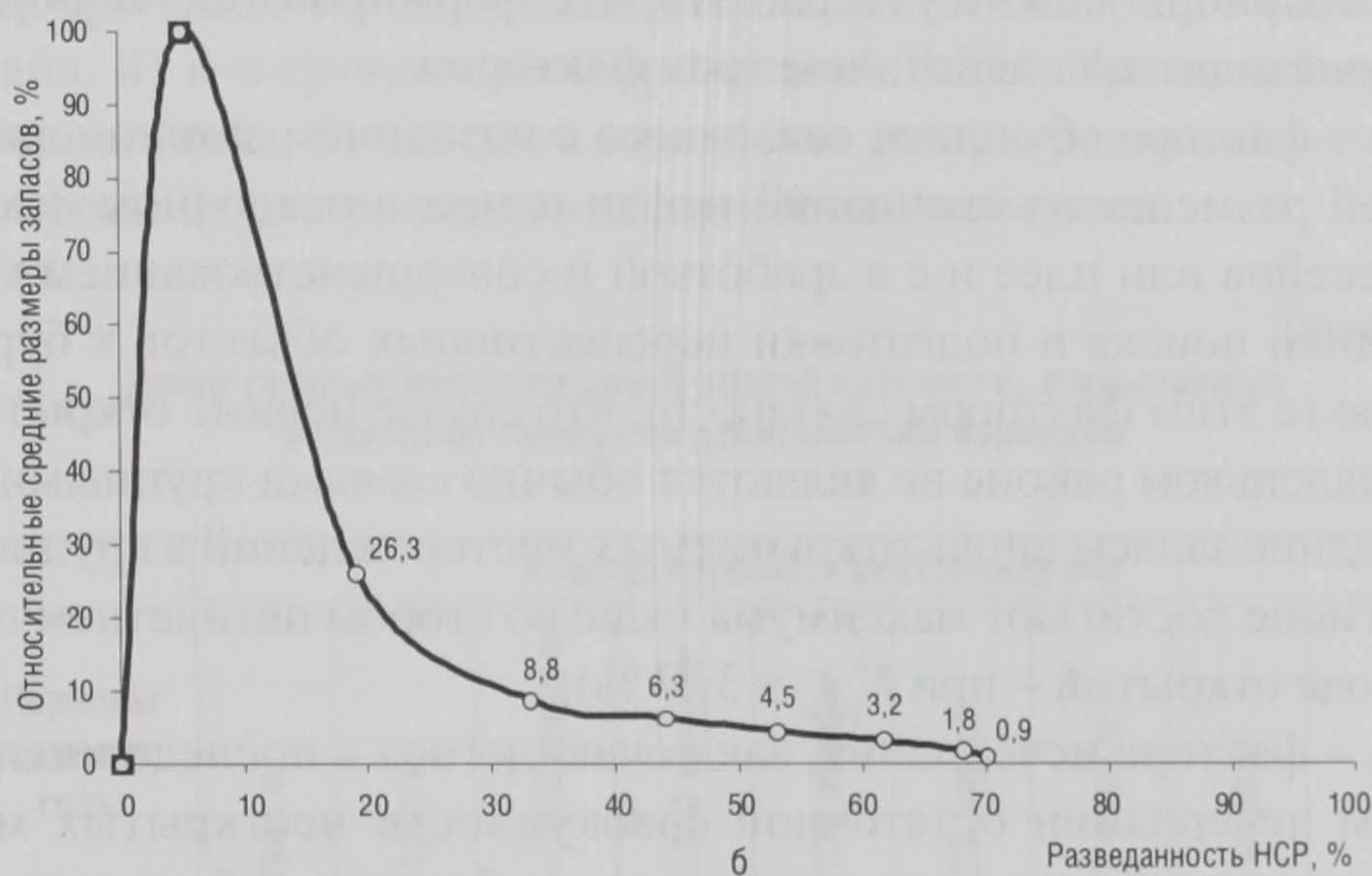
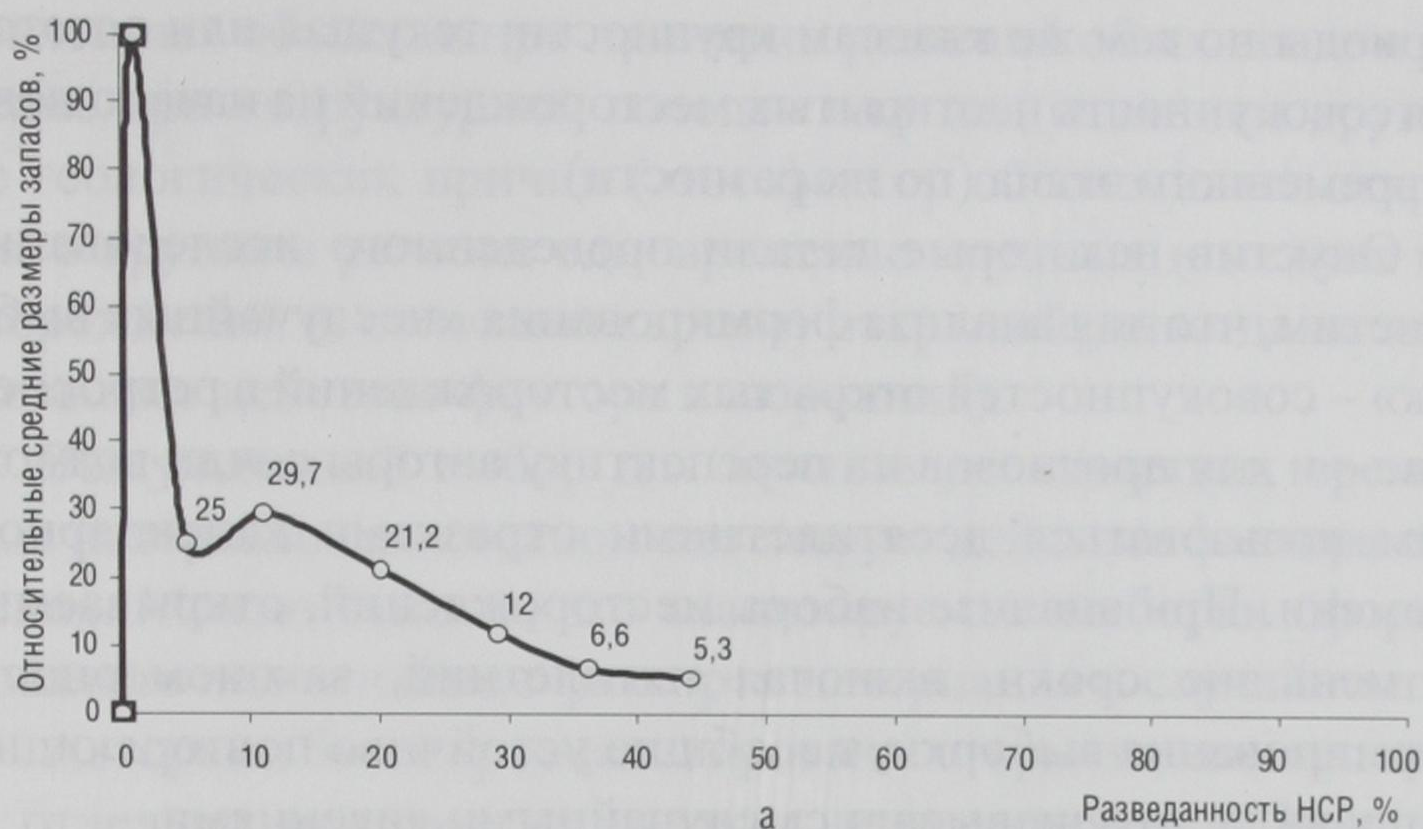


Рис. 7. Динамика средних запасов нефти вновь открываемых месторождений в зависимости от степени разведанности начальных суммарных ресурсов в Западно-Сибирской (а) и Волго-Уральской (б) провинциях

ние числа месторождений по классам крупности с указанными границами ресурсов в этих классах; распределение числа уже открытых месторождений и запасов в них за избранные

периоды по тем же классам крупности; текущая или остаточная совокупность неоткрытых месторождений на начало нового временного этапа (по их разности).

Опустив некоторые детали проведенного исследования, отметим, что для анализа формирования «неслучайных выборок» – совокупностей открытых месторождений в ретроспективе – и для прогнозов на перспективу авторы сочли возможным пользоваться десятилетними отрезками календарного времени. При анализе набора месторождений, открываемых за меньшие сроки, включая пятилетний, закономерности формирования выборки, т.е. общие устойчиво повторяющиеся правила, затушевывались случайными явлениями.

Априори можно утверждать, что формирование выборки происходит под действием трех факторов:

- фактора обучения, связанного с познанием закономерностей размещения скоплений нефти и газа в осадочном чехле бассейна или плее и с выработкой и совершенствованием методики поиска и подготовки перспективных объектов к бурению (с этим фактором связано то, что самые первые открытия в маленьком районе не являются обычно самыми крупными, а средние запасы вновь открываемых месторождений в крупном регионе достигают максимума чаще во втором пятилетнем периоде открытий – при $K_{\text{разв}} = 3 \div 7 \%$);

- фактора истощения, заключающегося в последовательном истощении остаточной совокупности неоткрытых месторождений при первоочередном выбытии наиболее крупных, на которые и нацелен поиск (с действием этого фактора связано неминуемое уменьшение размеров месторождений в маленьком районе и средних запасов новых месторождений в большом регионе в ходе освоения ресурсов);

- фактора случайности, объединяющего и ошибки при подготовке объектов, и ошибки геологической оценки подго-

товленных объектов при принятии решений об их вводе в бурение при «структурном голоде» или под влиянием других, не геологических причин (этот фактор обеспечивает открытие в крупном регионе одновременно крупных и мелких месторождений и, осложняя картину открытий, никогда не затухивает действие фактора истощения).

Вынужденный выбор для анализа десятилетних временных интервалов в основном нивелирует действие фактора обучения. Можно считать, что анализируемые выборки сформировались под влиянием факторов истощения и случайности.

Авторами были проанализированы открытия сеноманских и отдельно неокомских газовых месторождений Западной Сибири (табл. 3), газовых месторождений Северного Кавказа (табл. 4) и нефтяных месторождений Волго-Уральской провинции (табл. 5). На этом материале авторы решали частные вопросы формирования «неслучайных выборок».

Таблица 3

**Набор газовых месторождений разной крупности, открываемых
в Западной Сибири по десятилетним периодам**

Периоды времени, годы	Классы крупности месторождений								
	> 3 трлн м ³	1÷3 трлн м ³	300÷1000 млрд м ³	100÷300 млрд м ³	30÷100 млрд м ³	10÷30 млрд м ³	3÷10 млрд м ³	1÷3 млрд м ³	<1 млрд м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сеноманский комплекс									
1961–1970	2	2	7	3	3	1	0	1	0
1971–1980	1	2	4	5	7	4	6	0	0

Окончание табл. 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1981–1990	Классы исчерпаны	1	1	5	8	9	4	3	2	
1991–2000			Классы исчерпаны	0	1	0	1	1	0	
Неокомский комплекс										
1961–1970	2		2	4	4	3	3	1	0	
1971–1980			Класс исчер- пан	5	4	7	4	5	1	1
1981–1990			Класс исчер- пан	4	9	5	7	10	4	3
1991–2000	Класс исчер- пан		1	0	1	2	1	2	0	

Таблица 4
Набор газовых месторождений, открываемых на Северном Кавказе

Периоды времени, годы	Классы крупности месторождений						
	100+300 млрд м ³	30+100 млрд м ³	10+30 млрд м ³	3+10 млрд м ³	1+3 млрд м ³	1+0,3 млрд м ³	> 0,3 млрд м ³
1951–1960	1	5	2	4	1	6	2
1961–1970	Класс исчерпан	3	5	6	9	8	6
1971–1980	Класс исчерпан	1	4	1	8	6	6
1981–1990	Класс исчерпан	1	2	6	10	8	9
1991–2000	Классы исчерпаны	0	0	0	4	7	7

Таблица 5

Набор нефтяных месторождений, открываемых в Волго-Уральской провинции

Периоды времени, годы	Классы крупности месторождений (запасы геологические)									
	3÷10 млрд т	1÷3 млрд т	300÷1000 млн т	100÷300 млн т	30÷100 млн т	10÷30 млн т	3÷10 млн т	1÷3 млн т	0,3÷1 млн т	< 0,3 млн т
1931–1940	–	1	–	–	4	5	1	2	1	0
1941–1950	1	–	2	5	11	7	4	4	4	1
1951–1960	Класс исчерпан	2	2	18	37	33	24	27	11	2
1961–1970	Классы исчерпаны		2	11	33	70	87	50	28	15
1971–1980	Классы исчерпаны			4	21	53	69	67	69	15
1981–1990	Классы исчерпаны			1	6	33	72	78	66	41
1991–2000	Классы исчерпаны				2	15	34	53	44	44

В большинстве случаев фиксируется практически равномерное распределение числа открытых месторождений по классам крупности. Только для Волго-Урала выявляются невыразительные максимумы числа открытых месторождений в средних по величине запасов классах.

Как и следовало ожидать, картина распределения суммарных запасов открытых месторождений по классам крупности совершенно иная (табл. 6 и 7).

Таблица 6

**Запасы газа месторождений разного класса крупности, открываемых
в Западной Сибири по десятилетним периодам**

Периоды времени, годы	Классы крупности месторождений								
	> 3 трлн м³	1÷3 трлн м³	300÷1000 млрд м³	100÷300 млрд м³	30÷100 млрд м³	10÷30 млрд м³	3÷10 млрд м³	1÷3 млрд м³	< 1 млрд м³
Сеноманский комплекс									
1961–1970	12184	4525	3380	408	164	25	0	1,5	0
1971–1980	3458	2047	1480	814	254	61	38	0	0
1981–1990	Классы исчерпаны		270	629	427	156	18	4	1,3
1991–2000	Классы исчерпаны			0	26	0	3	1,5	0
Неокомский комплекс									
1961–1970		2659	955	493	193	55	10	2	0
1971–1980		Класс исчерпан	2250	556	285	68	18	1	0,5
1981–1990		Класс исчерпан	1252	1078	244	86	43	4	0,8
1991–2000		Класс исчерпан	260	0	26	11	4	3	0

Аналогичная картина наблюдается и по Волго-Уральской провинции.

При практически равномерном распределении числа месторождений вклад классов в подготовку запасов резко различен: открываемые запасы убывают от высокого класса к смежному, более мелкому, неравномерно, но кратно.

Совокупность открываемых за определенный этап месторождений представляет собой выборку не из абстрактного

Таблица 7

Запасы газа месторождений, открываемых на Северном Кавказе

Периоды времени, годы	Классы крупности месторождений						
	100÷300 млрд м ³	30÷100 млрд м ³	10÷30 млрд м ³	3÷10 млрд м ³	1÷3 млрд м ³	1÷0,3 млрд м ³	< 0,3 млрд м ³
1951–1960	224	241	25	18,4	1,6	3	0,3
1961–1970	Класс исчерпан	94	82	26,4	12	3,5	0,5
1971–1980	Класс исчерпан	62	44	2,8	12,2	3,1	0,6
1981–1990	Класс исчерпан	35	19	27,2	10,7	3,4	1
1991–2000	Классы исчерпаны		0	0	4,6	3,5	0,4

(и тем более не из бесконечно большого) множества, а из совокупности неоткрытых месторождений, существующей в регионе на начало конкретного временного этапа. В таком подходе и следует искать путь к пониманию закономерности формирования выборки открываемых месторождений.

Третью частную задачу сформулируем как установление доли открываемых за десятилетний период скоплений от имеющихся на начало периода неоткрытых месторождений по классам крупности и доли выявляемых запасов от неразведанных ресурсов в те же периоды и по тем же классам крупности (табл. 8, 9, 10).

Выборки месторождений, открываемых в разных регионах в разные периоды, формируются из существенно различных совокупностей неоткрытых месторождений. Поэтому с целью поиска общей закономерности формирования выборки открываемых месторождений отвлечемся от абсолютных интервалов

запасов выделенных классов и будем считать первым классом в каждом регионе и в каждый временной период самый крупный, содержащий еще не открытые месторождения, вторым классом – следующий за первым с меньшими запасами и т.д. Порядок класса становится относительным, но при этом уравниваются возможности открытия в нем новых месторождений в разных регионах и на разных этапах освоения ресурсов, т.е. при разной степени истощенности начальной генеральной совокупности месторождений. Затем обобщим полученные данные о долях выявляемых месторождений и ресурсов в этих условных классах (классах относительной крупности).

Таблица 8

Выявление в Западной Сибири газовых месторождений разных классов крупности и содержащихся в них запасов по периодам, в процентах от общего числа неоткрытых месторождений и неразведанных ресурсов на начало периода

Периоды времени, годы	% выявления, открытия от текущих неразведанных ресурсов и неоткрытых м-ний	Классы крупности месторождений								
		> 3 трлн м ³	1÷3 трлн м ³	300÷1000 млрд м ³	100÷300 млрд м ³	30÷100 млрд м ³	10÷30 млрд м ³	3÷10 млрд м ³	1÷3 млрд м ³	< 1 млрд м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сеноманский комплекс										
1961–1970	Ресурсы	80	70	60	10	6	1	0	0,08	0
	Месторождения	60	50	60	10	4	0,4	0	0,05	0
1971–1980	Ресурсы	100	100	70	30	10	3	2	0	0
	Месторождения	100	100	80	20	10	2	0,9	0	0
1981–1990	Ресурсы	0	0	100	30	20	5	0,9	0,2	0,08
	Месторождения	0	0	0	30	10	4	0,6	0,2	0,03

Окончание табл. 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1991–2000	Ресурсы	0	0	0	0	10	0	0,1	0,08	0
	Место-рождения	0	0	0	0	1	0	0,1	0,05	0
Неокомский комплекс										
1961–1970	Ресурсы		100	20	11	5	1,7	0,4	0,08	0
	Место-рождения		100	16	11	4	0,9	0,3	0,03	0
1971–1980	Ресурсы		0	60	15	8	2,1	0,7	0,04	0,02
	Место-рождения		0	50	12	7	1,2	0,5	0,03	0,01
1981–1990	Ресурсы		0	80	34	8	2,8	1,5	0,17	0,04
	Место-рождения		0	80	32	5	21,2	1	0,1	0,03
1991–2000	Ресурсы		0	100	0	0,9	0,4	0,1	0,12	0
	Место-рождения		0	100	0	1	0,6	0,1	0,07	0

Таблица 9

Выявление газовых месторождений на Северном Кавказе

Периоды времени, годы	% выявления, открытия от текущих неразведанных ресурсов и неоткрытых м-ний	Классы крупности месторождений						
		100÷300 млрд м ³	30÷100 млрд м ³	10÷30 млрд м ³	3÷10 млрд м ³	1÷3 млрд м ³	1÷0,3 млрд м ³	< 0,3 млрд м ³
1951–1960	Ресурсы	100	56	7	5,4	0,5	1,2	0,1
	Месторождения	100	50	7	5	0,4	0,8	0,09
1961–1970	Ресурсы	0	49	26	8,2	4	1,3	0,2
	Месторождения	0	60	20	8	4	1	0,3
1971–1980	Ресурсы	0	64	19	1	4,5	1,2	0,2
	Месторождения	0	50	20	1,4	3,4	0,8	0,3
1981–1990	Ресурсы	0	100	10	9	3,7	1,3	0,4
	Месторождения	0	100	12,5	8,5	4,5	1,3	0,4
1991–2000	Ресурсы	0	0	0	0	2	1,4	0,1
	Месторождения	0	0	0	0	2	1	0,3

Таблица 10

Выявление нефтяных месторождений в Волго-Уральской провинции

Периоды времени, годы	% выявления, открытия от текущих неразведанных ресурсов и неоткрытых м-ний	Классы крупности месторождений (запасы геологические)									
		3÷10 млрд т	1÷3 млрд т	300÷1000 млн т	100÷300 млн т	30÷60 млн т	10÷30 млн т	3÷10 млн т	1÷3 млн т	0,3÷1 млн т	< 0,3 млн т
1931–1940	Ресурсы	0	23	0	0	3,9	2,5	0,34	0,2	0,03	0
	Месторождения	0	33	0	0	3,5	2,3	0,15	0,12	0,02	0
1941–1950	Ресурсы	100	0	35	12	10	3	0,9	0,28	0,1	0,005
	Месторождения	100	0	33	13	10	3,2	0,6	0,25	0,08	0,005
1951–1960	Ресурсы	—	100	40	56	43	18	4,7	2	0,3	0,02
	Месторождения	—	100	50	53	37	16	3,7	1,7	0,22	0,01
1961–1970	Ресурсы	—	—	100	74	53	43	19	4,1	0,9	0,13
	Месторождения	—	—	100	69	53	40	14	3,1	0,56	0,07
1971–1980	Ресурсы	—	—	—	83	72	58	17	5,2	1,9	0,12
	Месторождения	—	—	—	80	72	52	13	4,4	1,4	0,07
1981–1990	Ресурсы	—	—	—	100	79	69	22	6,7	1,9	0,3
	Месторождения	—	—	—	100	75	69	16	5,4	1,3	0,2
1991–2000	Ресурсы	—	—	—	—	100	100	12	4,4	1,1	0,4
	Месторождения	—	—	—	—	100	100	8	4	0,9	0,2

Полученные осредненные результаты приведены на гистограммах (рис. 8).

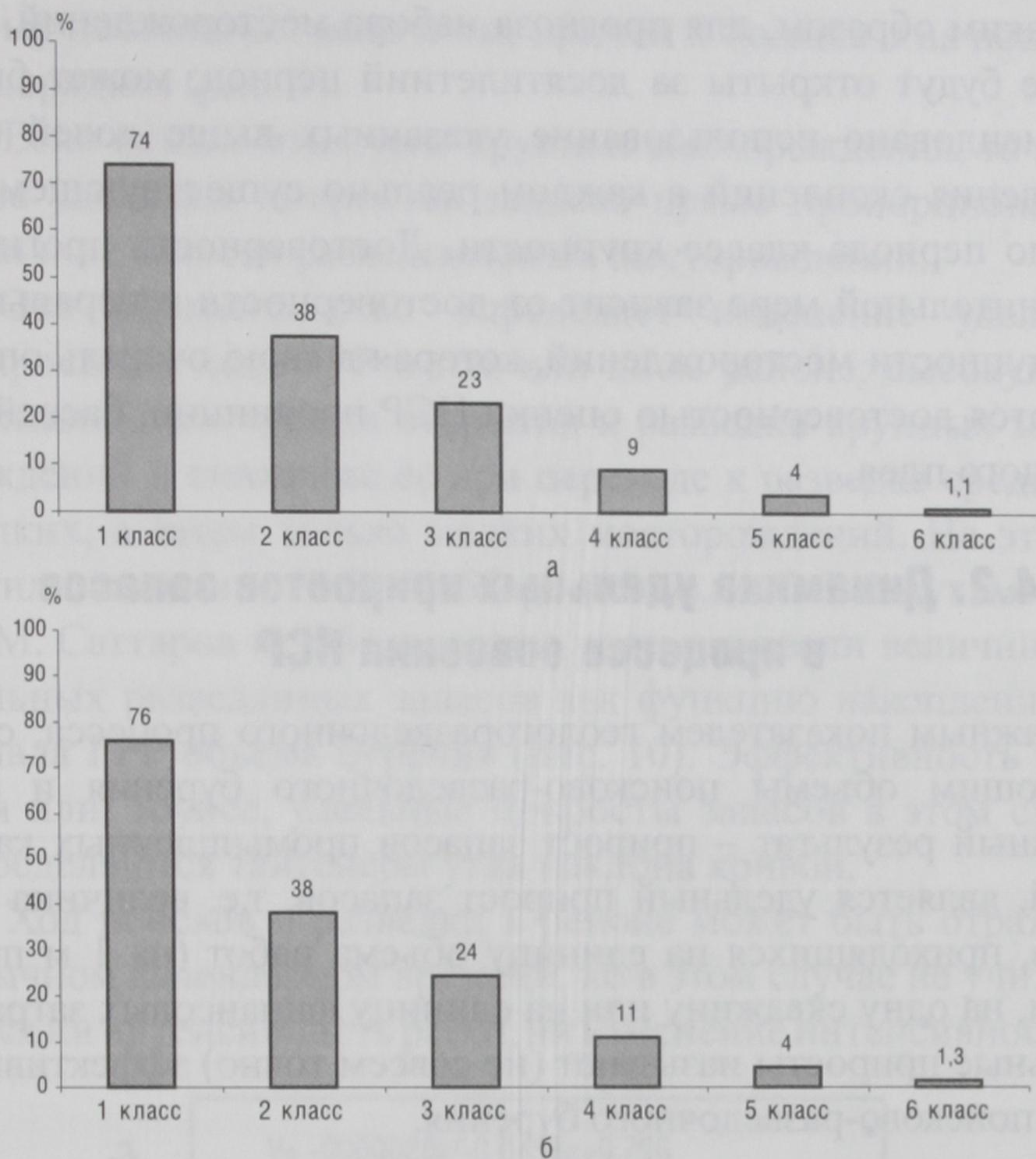


Рис. 8. Гистограммы средних долей открываемых месторождений (а) и запасов (б) в них из имеющихся в фонде неоткрытых месторождений

Видно, что из относительно самого крупного реально существующего класса за десятилетний период открывается в среднем 74 % имевшихся месторождений, из второго – 38 %, из третьего – 23 % и т.д.

Распределение долей и числа месторождений, открываемых за десятилетний период, а также запасов в относительных классах крупности практически одинаковое. Оно закономерно убывает от первого относительного класса крупности к более мелким. Убывание имеет приближенно линейный характер.

Таким образом, для прогноза набора месторождений, которые будут открыты за десятилетний период, может быть рекомендовано использование указанных выше долей (%) выявления скоплений в каждом реально существующем на начало периода классе крупности. Достоверность прогноза в значительной мере зависит от достоверности генеральной совокупности месторождений, которая в свою очередь определяется достоверностью оценки НСР провинции, бассейна, крупного плеча.

4.2. Динамика удельных приростов запасов в процессе освоения НСР

Важным показателем геологоразведочного процесса, связывающим объемы поисково-разведочного бурения и его конечный результат – 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). Удельные приросты называют (не совсем точно) эффективностью поисково-разведочного бурения.

Известно, что разведка крупных месторождений дает не только большой прирост запасов, но и более эффективна, т.е. характеризуется более высокими удельными приростами. Исследование этой зависимости на примерах крупных газоносных районов Средней Азии [21] показало, что она аппроксимируется функцией вида

$$Y = -ax^2 + bx + c,$$

где y – конечный удельный прирост (или отношение общего объема запасов к затраченному для разведки объему бурения); x – общий объем промышленных запасов; a , b , c – неко-

торые постоянные величины, причем b больше a на несколько порядков (рис. 9).

Если исключить очень крупные месторождения, то величина удельных приростов запасов прямо пропорциональна величине запасов разведываемых месторождений.

Это обстоятельство определяет изменение удельных приростов в ходе ГРП в том или ином районе: высокую эффективность в период открытия и разведки крупных месторождений и снижение ее при переходе к разведке средних и мелких, а затем только мелких месторождений. На это обратили внимание М.К. Хабберт (1967), К.С. Баймухаметов и М.М. Саттаров (1975), которые рассматривали величину начальных разведанных запасов как функцию накопленного с начала ГРП объема бурения (рис. 10). Эффективность бурения или, точнее, удельные приросты запасов в этом случае определяются тангенсом угла наклона кривой.

Ход поисков и разведки в районе может быть отражен в обычном календарном времени, но в этом случае не учитываются ни интенсивность работ, ни изменение интенсивности во

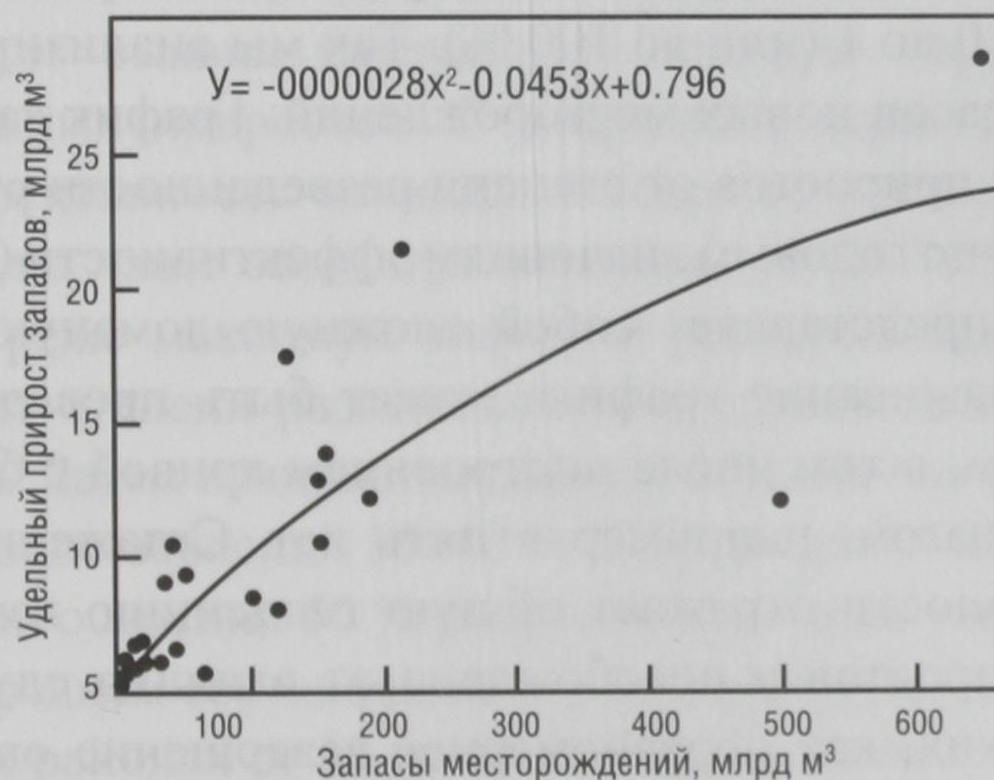


Рис. 9. Зависимость конечной эффективности разведки газовых месторождений от величины запасов в платформенной части Средней Азии [21]

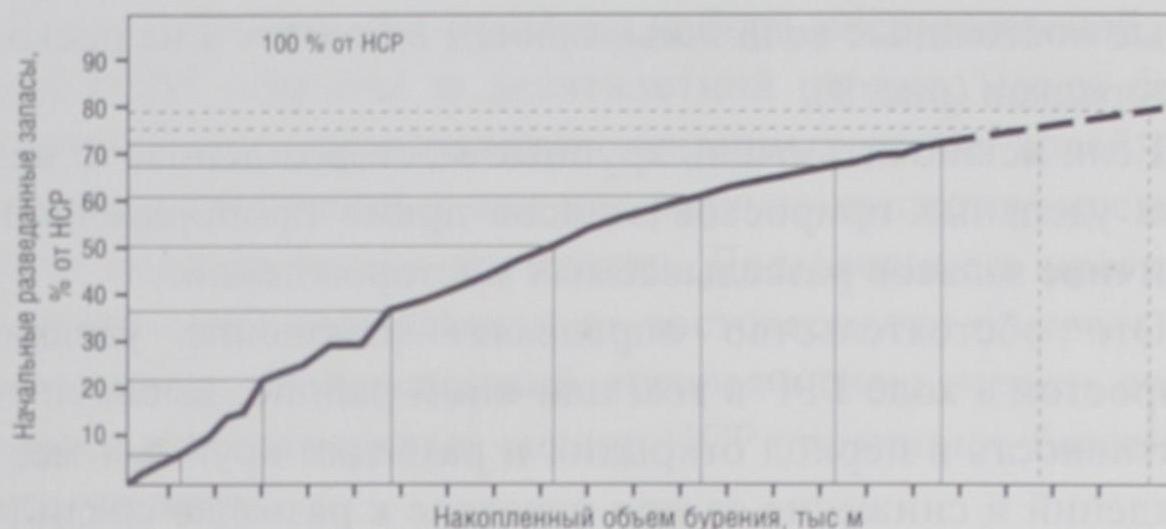


Рис. 10. Зависимость начальных разведанных запасов от накопленного объема поисково-разведочного бурения по одному из районов

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 НСР района. В связи с этим при построении модели геологоразведочного процесса предпочтительнее использовать степень разведанности НСР – «безразмерное время», изменяющееся от 0 до 1 (или до 100 %). Так мы анализировали и динамику запасов новых месторождений. График зависимости удельных приростов от степени разведанности ресурсов, построенный по годовым значениям эффективности (с шагом в один год), представляет собой сложную ломаную линию (рис. 11). Сглаживание графика может быть проведено любым способом, в том числе построением кривой с большим временным шагом, например в пять лет. Сглаженная кривая эффективности отражает общую тенденцию изменения удельных приростов и освобождена от влияния случайных факторов, таких, как неравномерное завершение опробовательских работ на скважинах. Максимум сглаженной кривой (усредненный максимум) всегда ниже годовичного максимума.

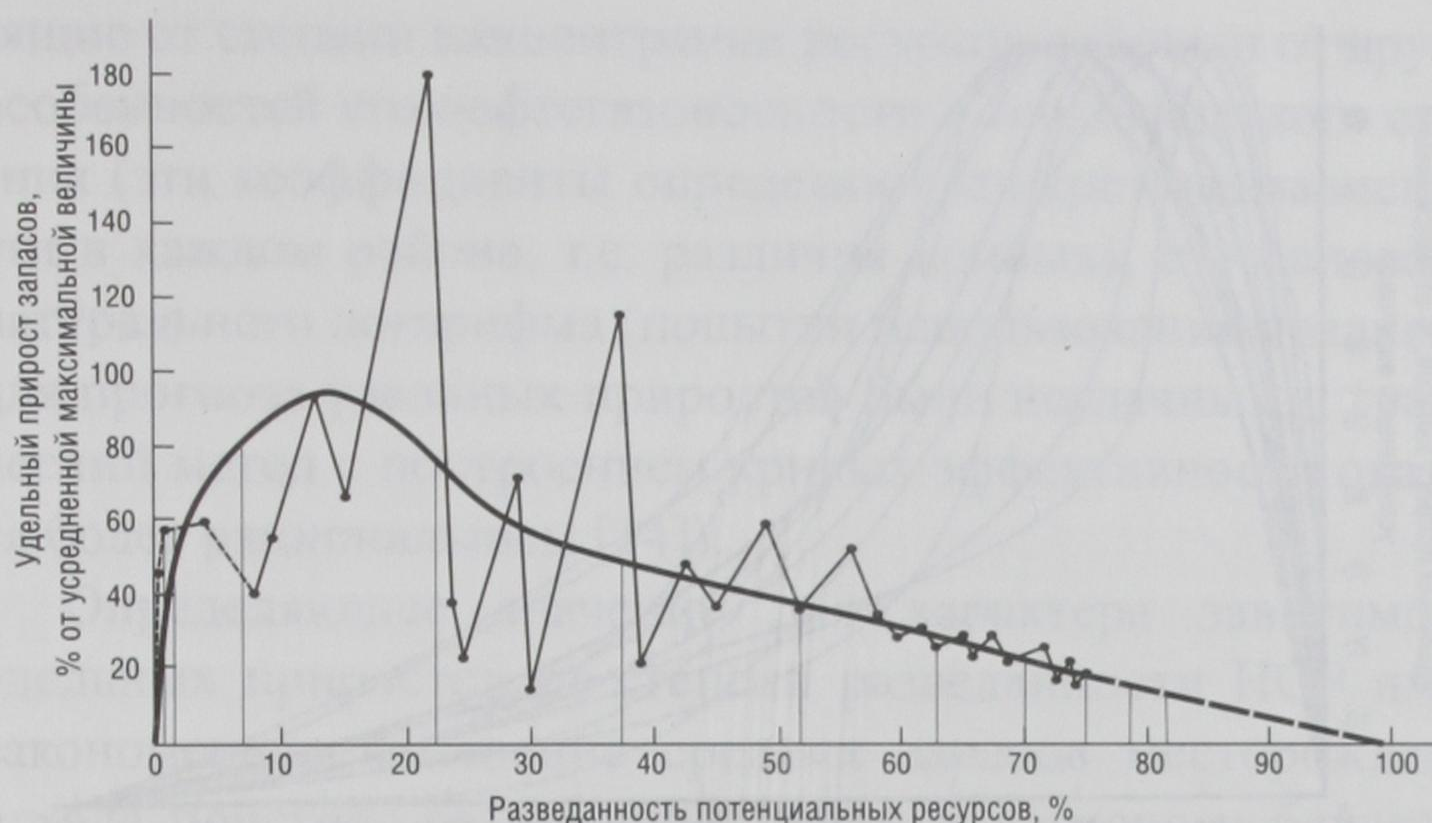


Рис. 11. Зависимость удельных приростов запасов от $K_{\text{разв}}$ НСР по одному из районов

Связь динамики удельных приростов со степенью разведанности начальных потенциальных ресурсов была исследована на материалах практически всех нефтеносных и газоносных районов России и ближнего зарубежья. В проведении этой работы участвовал большой коллектив исследователей, а результаты были отражены в серии публикаций [32, 7].

Анализ выявил следующую типовую картину динамики удельных приростов. С открытием первых месторождений эффективность начинает быстро возрастать и достигает максимума чаще всего 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 % НСР 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

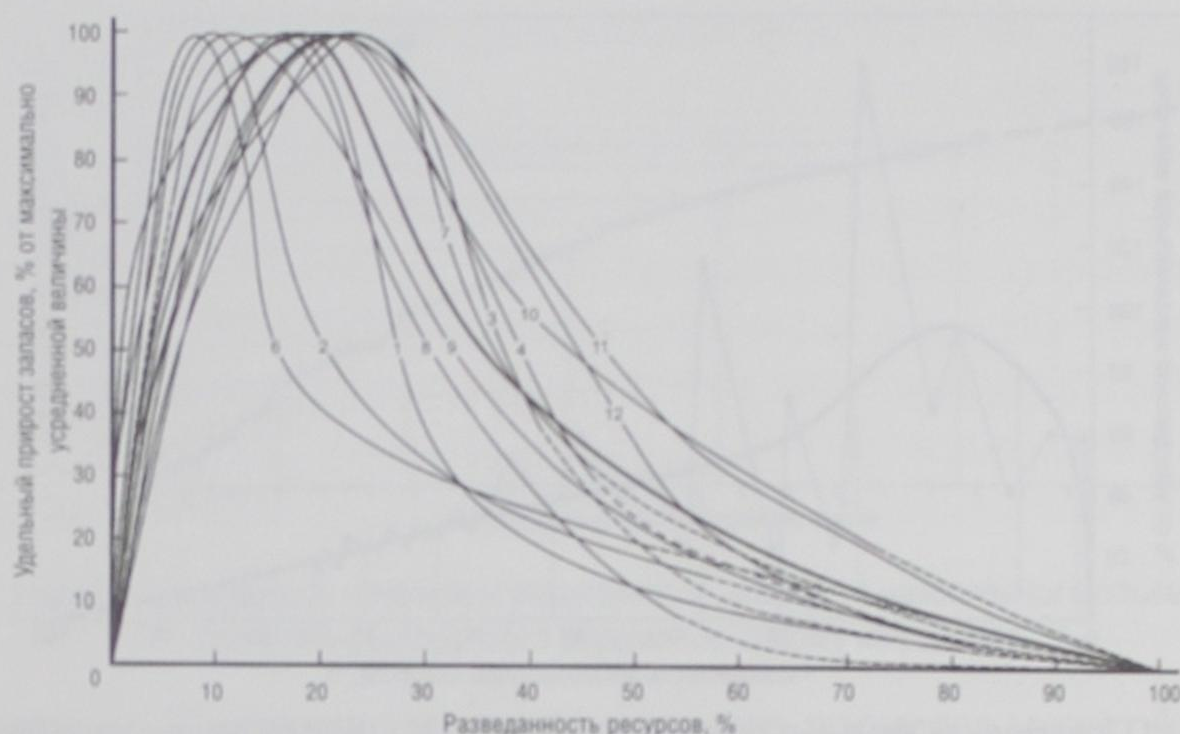


Рис. 12. Сглаженные по пятилетним периодам кривые зависимости удельных приростов запасов от степени разведанности НСР по 12 районам России и ближнего зарубежья (жирная кривая – осредняющая)

разведанности ресурсов установлено, что при 60%-ной разведанности эффективность составляет 15–20 % от усредненно-го максимума, при 70%-ной – 10–15 %, при 80%-ной – 6–7 %.

При правильном определении объема НСР естественно предположить, что при 100%-ной разведанности ресурсов эффективность поисково-разведочного бурения будет равна 0.

На рис. 12 приведена серия кривых: удельные приросты – функция степени разведанности начальных потенциальных ресурсов для разных нефтегазоносных районов (удельные приросты выражены в процентах от усредненного максимума, достигнутого в данном районе). Приведенные кривые принципиально сходны. Все они аппроксимируются функцией вида

$$y = cxe^{-(ax^2 + bx)},$$

где y – усредненная эффективность; x – степень разведанности потенциальных ресурсов; a , b и c – коэффициенты, зави-

сящие от степени концентрации ресурсов района и от других особенностей его нефтегазоносности и геологического строения (эти коэффициенты определяют конкретные зависимости в каждом районе, т.е. различия кривых); e – основание натурального логарифма (попытки использования уравнения для прогноза удельных приростов были неудачными; графический метод с построением кривых эффективности оказался более рациональным [14]).

Определяющее значение для характера зависимости удельных приростов от степени разведанности НСР 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.

Анализ результатов на стадии поисков по районам Средней Азии показал закономерное изменение коэффициента успешности разведки (K_y). По изученным районам успешность достигает своего максимума (0,68–0,78) в самый начальный этап работ – при освоении 2–18 % НСР. Затем она начинает снижаться и при 40 % разведанности НСР составляет менее половины своего максимального значения, а при 60 % – всего одну пятую. Приведенные количественные значения коэффициента успешности (K_y) не следует абсолютизировать. Уменьшение доли продуктивных структур в процессе опосредования всего фонда естественно, т.к. объекты, выделяемые с меньшей уверенностью, находящиеся в менее благоприятных для нефте- или газонакопления условиях, остаются «напотом». Однако потенциал, выраженный в плотности НСР

района, влияет и на долю продуктивных объектов в их общей массе (коэффициент нефтегазоносности – см. п. 3.1), и на темп снижения K_y в ходе освоения НСР.

Статистические исследования показывают, что максимумы средних запасов открываемых месторождений достигаются обычно на несколько более раннем этапе поисково-разведочных работ, чем максимум эффективности (удельных приростов запасов). Это естественно, т.к. открытия месторождений были отнесены нами именно к году самого открытия, а приросты запасов были получены позднее, при оценочном и разведочном бурении. Вторым фактором снижения удельных приростов является снижение K_y в связи с затратами все больших объемов бурения на непродуктивных объектах. Наконец, на динамику эффективности может оказывать влияние возрастание средних глубин скважин, усложнение геологических условий поисков и разведки (разведка более сложных месторождений на более поздних этапах освоения ресурсов региона).

Однако существуют районы, где применение намечающегося способа прогноза удельных приростов на перспективу по кривым динамики эффективности в зависимости от $K_{\text{разв}}$ НСР осложнено иным характером графика рассматриваемой зависимости – появлением дополнительного или дополнительных максимумов (рис. 13); в таких районах поиски и разведка велись сначала на какой-либо тип месторождений, а затем на другой, требующий уже иной методики поисков и разведки или иных технических средств. Для прогноза результатов поисково-разведочного бурения в таких районах ни модель М.К. Хабберта, ни модель, впервые предложенная ИГиРГИ, неприменимы. Возникает необходимость введения дополнительного понятия, ограничивающего трехмерное нефтегазоносное пространство таким образом, чтобы к нему для описания динамики эффективности могла быть применима функция

$$y = cxe^{-(ax^2 + bx)}$$

В советской геологической литературе получило распространение понятие *направление ГРР*, в англоязычной литературе – *play* (плей). Выше мы уже упоминали об этом важном понятии.

Под направлением ГРР на нефть и газ (плеем) 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.

Геологическое пространство, объем стратисферы, содержащий месторождения, также следует именовать направлением работ. Важно подчеркнуть, что понятие *направление ГРР* предполагает не только пространственную близость открытых

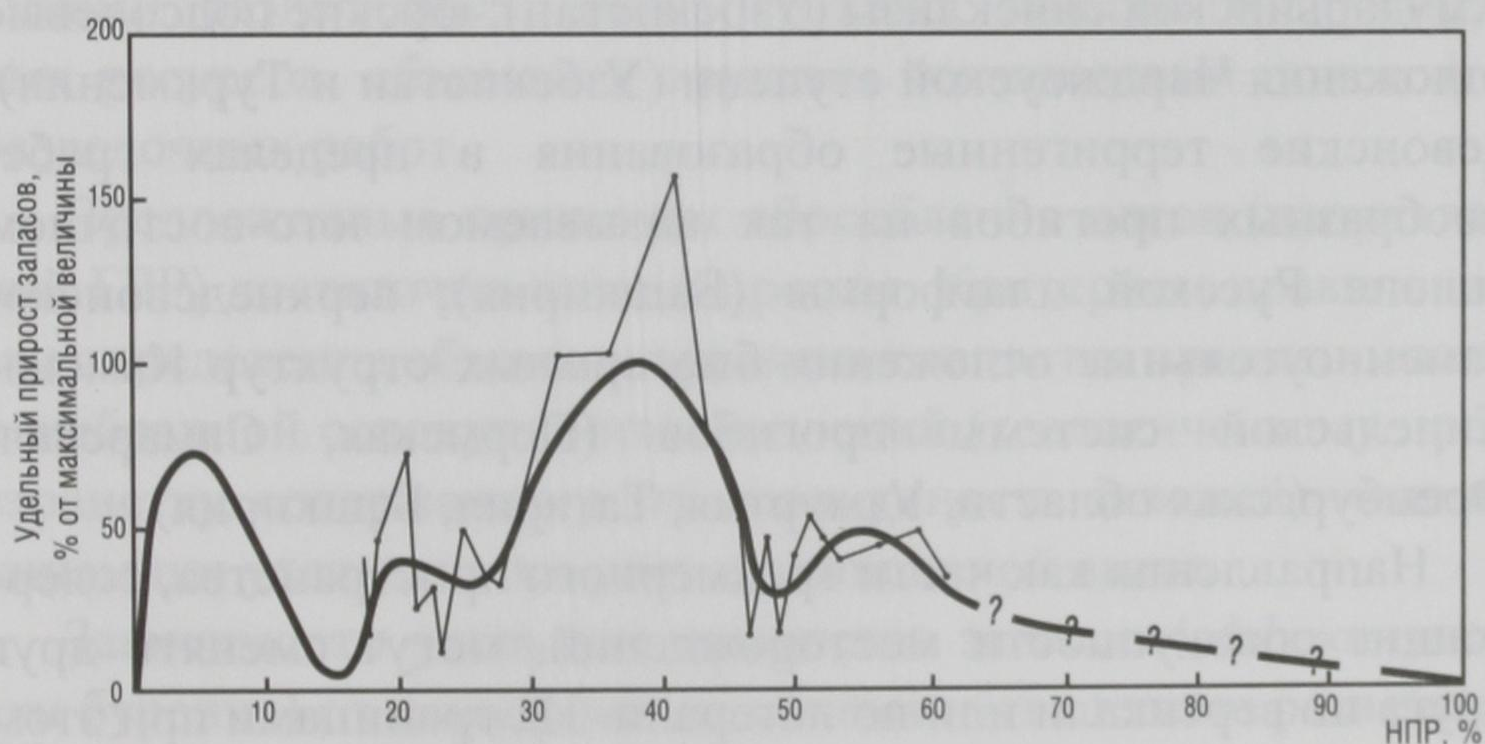


Рис. 13. Зависимость эффективности поисково-разведочного бурения от степени разведанности НСР (НПР) по Грозненскому району (случай кривой с несколькими максимумами, отражающими несколько самостоятельных направлений работ)

и неоткрытых месторождений (залежей), их расположение внутри определенных границ трехмерного пространства, но и принципиальную однотипность скоплений, обеспечивающую 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 разделение более крупного элемента на части, а также определяют стратиграфический объем направления.

Примерами направлений могут служить: комплекс миоценовых отложений Грозненского нефтегазоносного района, объединяющего Терскую и Сунженскую антиклинальные зоны, а также погребенные антиклинали Притеречной полосы; юрские и меловые породы (вместе) Бухарской ступени Амударьинской синеклизы (Узбекистан); юрские подсолевые отложения Чарджоуской ступени (Узбекистан и Туркмения); девонские терригенные образования в пределах грабеннообразных прогибов на так называемом юго-восточном склоне Русской платформы (Башкирия); верхнедевонско-каменноугольные отложения биогермных структур Камско-Кинельской системы прогибов (Пермская, Самарская, Оренбургская области, Удмуртия, Татария, Башкирия).

Направления как части трехмерного пространства, содержащие совокупности месторождений, могут сменять друг друга по вертикали или по латерали. Их границами при этом являются стратиграфические поверхности или границы тектонических зон. В отдельных случаях направления могут перемежаться внутри некоторого объема осадочного комплекса

(например, при наличии литологически ограниченных залежей, требующих особой методики поисков и выявляемых и разведываемых на более поздней стадии в одном объеме с традиционными пластовыми).

Наконец следует отметить, что помимо естественных геологических границ (простых или сложных) направления могут иметь ограничения, связанные с использованием в ходе поисково-разведочных работ различных технических средств. Эти ограничения могут определяться, например, глубиной размещения залежей и иметь в этом случае характер горизонтальной поверхности или глубинами дна моря и другими гидрографическими параметрами акваторий и иметь в этих случаях характер сложных вертикальных поверхностей. Такое разделение естественных геологических совокупностей скоплений УВ на части оправданно, когда проведение поисково-разведочных работ ограничено той или иной «технической» границей и когда за ее пределами работы были (или будут) начаты со значительным смещением во времени.

Плей характеризуется объемом осадочных пород, величинами разведанных, перспективных запасов и прогнозных ресурсов, объемом и другими показателями поисково-разведочных работ.

Предложенные принципы обособления плеев (направлений ГРР) достаточно ясны и просты. Критерием правильности определения объема направления является применимость к выбранной совокупности скоплений (геологическому пространству, содержащему эту совокупность залежей) модели динамики удельных приростов, описанной выше.

Зависимости удельных приростов запасов (эффективности бурения) от накопленного объема и от степени разведанности НСР должны характеризоваться графиком с одним максимумом. В случае последней из упомянутых зависимостей, как указывалось выше, максимум эффективности соответ-

ствуется обычно 15–25 % разведанности НСР. Если сглаженная (например, по пятилетним периодам) кривая эффективности имеет два и более максимумов, требования, предъявляемые к единому направлению работ, не соблюдены.

Направление может включать в себя от нескольких десятков до многих сотен месторождений. В редких, нетипичных, случаях направление исчерпывается единицами месторождений.

Помимо обычных плеев в некоторых случаях могут быть выделены генерализованные плеи – совокупность направлений, поисково-разведочный процесс в которых развивается так же, как и в пределах элементарного плея. Иначе говоря, генерализованные направления, охватывая крупные объемы нефтегазоносных пород, например нефтегазоносные провинции в целом, включая в себя тысячи месторождений, удовлетворяют изложенным выше статистическим критериям. Возможность рассматривать нефтегазоносную провинцию (бассейн) как единое генерализованное направление возникает при оптимальном проведении ГРР в крупном районе: при одновременности поисков на всех частных направлениях или при переходе от одного направления к другому в последовательности и в сроки, обеспечивающие наибольшую общую эффективность. Это позволяет моделировать поисково-разведочный процесс для крупного района в целом.

Внедрение понятия о направлении важно, прежде всего, в связи с использованием математического моделирования поисково-разведочного процесса с целью прогноза показателей ГРР на перспективу. Моделирование геологоразведочного процесса не в объеме направления, а в пределах административной области, как указывалось, может оказаться некорректным и привести к крупным просчетам. Плей является также оптимальным объектом для количественной прогнозной оценки при использовании любой из модификаций ме-

тогда геологических аналогий или историко-статистических методов, связанных с моделированием геологоразведочного процесса. Обособление направлений работ чрезвычайно важно, наконец, для рационального планирования и комплексного проектирования ГРР на нефть и газ.

Выше уже упоминалось, что для прогноза удельных приростов запасов на перспективу целесообразно использовать не аналитический, а графический метод. Коротко остановимся на технологии прогноза.

Первым шагом является построение кривой зависимости удельных приростов от $K_{\text{разв}}$ НСР по фактическим данным до достигнутого $K_{\text{разв}}$ и сглаживание кривой.

Вторым шагом должно быть построение прогнозной части кривой от последней точки фактического (достигнутого) значения эффективности до точки $K_{\text{разв}} = 1$, где эффективность становится нулевой. Построение прогнозной части является несложным при условии, что максимум эффективности уже пройдет (т.е. в случаях, когда $K_{\text{разв}} > 25\%$), и использовании накопленных статистических данных о вероятном темпе уменьшения удельных приростов (в процентах от усредненного максимума) при достижении степени разведанности в 50, 60, 70, 80 %.

Следующий шаг прогноза – определение планируемого прироста запасов и соответствующего ему прироста разведанности НСР, который откладываем по оси абсцисс. Далее получаем среднюю ожидаемую эффективность при получении планируемого прироста, а через нее – необходимый объем бурения. Пример описанного способа прогноза отражен на рис. 14.

Прогноз осложняется, если максимум удельных приростов еще не пройден. В этом случае следует попытаться использовать зависимость величины усредненного максимума эффективности от плотности НСР, о чем сказано выше.

Прогнозируемую величину максимума удельных приростов можно отнести к $K_{\text{разв}} = 20\%$ и далее строить всю прогнозную кривую динамики удельных приростов.

Коротко описанный выше путь прогноза удельных приростов, а через него или объемов бурения, или (при заданном объеме бурения) приростов запасов требует наличия двух основных условий: единого плеча и достоверности прогнозной оценки неразведанных ресурсов. Кроме того, надежность метода выше в случае, если $K_{\text{разв}} > 25\%$.

Установленная статистическая закономерность соответствия максимума удельных приростов запасов значениям $K_{\text{разв}} = 20\div 25\%$ позволяет судить о достоверности количественной оценки НСР. Сразу же надо сказать, что этот критерий применим к району с одним направлением работ (плечем) или в случае параллельного освоения ресурсов всех плечев – в порядке, обеспечивающем наибольшую общую эффективность. Достижение максимума эффективности при $K_{\text{разв}} < 20\%$ может указывать на завышение количественной оценки НСР, достижение же максимума при $K_{\text{разв}} > 30\%$ может свидетельствовать о занижении оценки. Однако это доста-

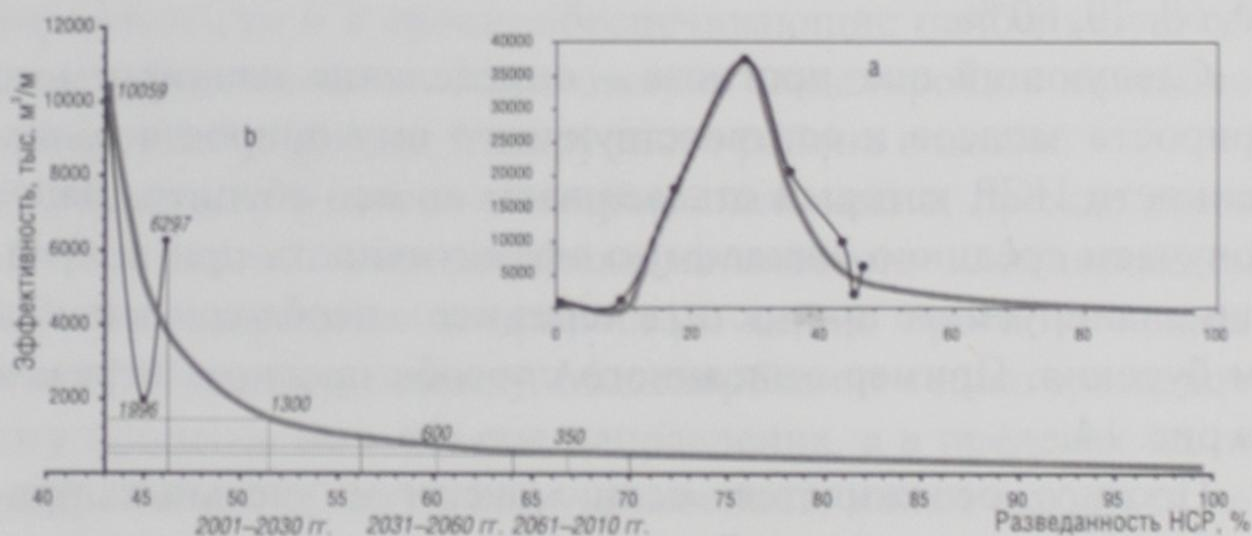


Рис. 14. Зависимость удельных приростов от разведанности НСР, север Западной Сибири. Пример прогноза эффективности до 2010 г.

точно приближенный метод качественной оценки достоверности принятого объема НСР. Приведенная на рис. 12 серия кривых динамики эффективности при их принципиальном сходстве имеет весьма широкий разброс соответствия максимумов удельных приростов значениям $K_{\text{разв}}$. Этот разброс связан, несомненно, с особенностями районов, но частично может отражать и ошибки в определении объема НСР района. В частности, кривая 2 (эффективность в Волго-Уральской провинции) с аномально смещенным максимумом в область низкой степени разведанности НСР, отражает, главным образом, особенности региона. Высокая степень разведанности, достигнутая к настоящему времени в провинции, убеждает в несущественном значении возможной ошибки в количественном определении НСР. Во всяком случае, не следует рекомендовать анализ соответствия максимума эффективности той или иной разведанности НСР для количественной корректировки прогнозных ресурсов, подсчитанных с использованием метода геологических аналогий, как это предлагал М.Г. Лейбсон.

Предложенный выше метод прогноза удельных приростов запасов требует введения одного из двух параметров: объема ГРР или прироста запасов на избранную перспективу. В первом случае мы можем прогнозировать общий прирост запасов, а во втором – определить необходимый объем поисково-разведочного бурения.

Существует еще один путь определения необходимого объема бурения для достижения заданного прироста запасов – метод, предложенный В.П. Ступаковым и использованный коллективом геологов во ВНИИГАЗе. Схема его такова.

Известен заданный на 10 лет объем прироста запасов. Первый шаг – прогноз структуры этого прироста по крупности месторождений, которые будут открыты. Ключом к решению этого вопроса являются охарактеризованные в п. 4.1 на основании анализа ретроспективы данные о вероятных

долях месторождений из разных классов крупности, реально имеющихся в объеме текущих неразведанных ресурсов на начало периода. Заданный объем прироста запасов может оказаться больше или меньше, чем набираемый при использовании тех долей ожидаемых к открытию месторождений разного класса, которые указаны в п. 4.1. В этом случае потребуется коррекция набора месторождений с соблюдением пропорций между классами. Итак, первый шаг завершится прогнозной структурой прироста по крупности месторождений с определением числа месторождений каждого класса.

Второй шаг – определение объема поисково-разведочного бурения на ожидаемых к открытию месторождениях с использованием статистических данных о числе скважин на месторождениях разной крупности в данном районе и их глубинах.

Третий шаг – определение объема поискового бурения на пустых объектах.

Совершив второй шаг, мы знаем общее число ожидаемых к открытию месторождений (всех классов крупности). Обоснуем вероятный коэффициент успешности на рассматриваемую перспективу, исходя из достигнутого ранее и возможной тенденции к снижению, и используем его для расчета числа пустых структур. Обозначим: m – число открытых месторождений, K_y – коэффициент успешности, n – число пустых объектов, тогда

$$n = \frac{m}{K_y} - m.$$

Зная число пустых объектов, опоскованных в процессе ГРП за прогнозный отрезок времени, зададимся средним числом скважин на пустом объекте – например 1 скв. или 1,5 скв., и их глубиной.

4.3. Динамика средних дебитов скважин новых месторождений в процессе перевода неразведанных ресурсов в запасы

Если измельчание месторождений в ходе освоения НСР и связанная с ним в ходе ГРР динамика удельных приростов воспринимаются как естественные явления, то идея о закономерном изменении средних начальных дебитов новых месторождений встречала оппонентов. Тем не менее статистические исследования сначала по нефтеносным районам, а потом и по газоносным показали реальность зависимости продуктивности открываемых скоплений от степени разведанности НСР.

Введем новое понятие – «степень использования НСР» – доля добытых углеводородов от всего объема НСР. Степень использования, естественно, отстает во времени от степени разведанности НСР. Это понятие используется реже, чем степень разведанности, но в данном разделе мы будем его применять.

При разработке методических основ перспективного планирования добычи нефти В.И. Грайфер, А.З. Кузьмин, М.М. Саттаров и др. [5] показали, что начальные дебиты скважин зависят от степени использования НСР нефтегазоносного района: максимум начальных дебитов фиксируется при использовании НСР до 20 %, а далее происходит их существенное снижение. Обобщение материалов по нефтегазоносным районам России и СНГ свидетельствует о том, что графики динамики изменения начальных дебитов скважин различных районов в целом подобны друг другу. Типичны относительно небольшие значения дебитов на начальной стадии освоения ресурсов. Далее при освоении наиболее крупных месторождений района начальные дебиты резко возрастают с существенно различающимися уровнями между районами. Пик дебитов новых скважин обычно фиксируется позже максимума удельных приростов запасов нефти и раньше максимального уровня

добычи, поэтому достижение максимума добычи происходит в условиях снижения дебитов новых скважин за счет увеличения их числа. При степени использования ресурсов более 20–30 % НСР начальные дебиты резко снижаются и при использовании НСР 30–50 % становятся в 5–10 раз меньше максимальных значений, далее темп снижения дебитов значительно замедляется. В районах, где выделяется несколько максимумов эффективности GPP_H , графики начальных дебитов также могут иметь несколько максимумов. Сопоставление динамики добычи с разведанностью НСР показывает, что пик начальных дебитов фиксируется при разведанности НСР 20–40 %, а пологое снижение – начиная с 50–70 % разведанности НСР. Позднее эту зависимость на большом фактическом материале подтвердили Ю.Н. Батурин и др. [3].

Сходство динамики зависимости начальных дебитов скважин от степени разведанности НСР, наблюдаемое в разных районах страны, создает основу для прогнозирования дебитов с целью оценки добычной характеристики неразведанных ресурсов нефти. Однако здесь возникает проблема оценки влияния технологических факторов. Как известно, в процессе разработки месторождений района совершенствование условий эксплуатации скважин направлено на повышение их дебитов. Поэтому снижение дебитов новых скважин в условиях высокой разведанности НСР отражает ухудшение геологических условий залегания нефти: вовлечение в разработку мелких залежей, как правило, с худшими добычными характеристиками, выход в районы с меньшими толщинами продуктивных пластов, разработка залежей с повышенной вязкостью нефти и др.

Уменьшение средних начальных дебитов в процессе освоения НСР идет по двум направлениям. Основной фактор – переход ГРП с одного (более продуктивного в целом) плеча на другой, менее продуктивный. Яркие примеры – пе-

переход поисково-разведочных работ с терригенного девона на терригенный карбон в Волго-Уральской провинции, переход с сеноманского газоносного на неокомский нефтегазоносный комплекс на севере Западной Сибири.

Кроме того, и в рамках одного плеча ГРР сосредотачиваются в первую очередь в фациально наиболее благоприятных зонах, а затем переводятся на менее благоприятные.

Примеры прогнозирования средних начальных дебитов на перспективу изложены в работе Н.А. Крылова и Ю.Н. Батурина [17].

4.4. Источники подготовки запасов

Источниками подготовки запасов являются неразведанные ресурсы. На этом правильном, но упрощенном тезисе были построены все положения раздела, изложенные выше. Рассмотрим подробнее источники прироста запасов газа и нефти.

Запасы категорий A и B (как в классификации 1983 г., так и в новой классификации) готовятся практически исключительно за счет перевода запасов C_1 в результате ГРР. В исключительных случаях источником запасов высших категорий могут оказаться запасы C_2 (минуя категорию C_1).

Существует мнение, что запасы C_1 подготавливаются в ходе поискового, оценочного и разведочного бурения исключительно за счет ресурсов C_3 или $D_{1л}$ (обычно на акваториях). (В классификации 2005 г. – за счет локализованных ресурсов D_1 .) При этом подготовка запасов C_1 при поисково-оценочных работах и проверке сопровождается выделением и подсчетом запасов C_2 . Подготовка запасов за счет локализованных ресурсов C_3 (или D_1 в классификации 2005 г.) – действительно основной, но не единственный реальный путь подготовки запасов нефти и газа. Запасы могут быть образованы и за

счет более низких категорий неразведанных ресурсов – D_1 и D_2 (в классификации 1983 г.) или D_2 и D_3 (в новой классификации). Представим случай поискового или параметрического бурения на плей, продуктивность которого не подтверждена, или начало поисков в совершенно новом районе, когда ресурсы категории C_3 (D_1 в классификации 2005 г.) по определению не могут быть оценены. Поисковые работы приводят к открытию месторождения и принятию на учет некоторого объема запасов категорий C_1 и C_2 . Запасы получены из прогнозных ресурсов, минуя категорию C_3 .

Представим случай выхода с поисковым или параметрическим бурением на объект, не получивший оценки по категории C_3 в нефтегазоносном районе. Причинами могут быть: недостаток времени для оформления наличия ресурсов C_3 (объект подготовлен и введен в поисковое бурение в течение нескольких месяцев одного года) или «структурный голод» – отсутствие фонда подготовленных структур и простой буровых мощностей. Бурение на выявленных, но неподготовленных объектах – явление реальное, хотя возводить его в ранг положительного примера не следует.

Итак, мы рассмотрели качественные изменения во вновь приращиваемых запасах из объема неразведанных ресурсов и в самих остаточных неразведанных ресурсах в процессе ГРР.

Далее рассмотрим качественную эволюцию запасов промышленных категорий в процессе разработки.

Глава 5.

ОСВОЕНИЕ ЗАПАСОВ – ДОБЫЧА

Источником добычи нефти и газа являются запасы промышленных категорий. Поэтому уровень добычи должен соизмеряться именно с запасами, хотя имеются попытки сопоставления добычи с НСР и текущими суммарными ресурсами. Последние представляют собой сумму текущих (остаточных) запасов и неразведанных ресурсов, или НСР за вычетом накопленной добычи. Этому вопросу мы коснемся в конце главы.

Рассмотрим сначала соотношение запасов и добычи. Вопрос о кратности запасов годовому уровню добычи нефти был предметом острой дискуссии в 1960–1990 гг.

Кратность запасов добыче – отношение объема текущих разведанных извлекаемых запасов нефти на начало года к объему добычи того же года. Этот показатель часто называют «обеспеченностью», полагая, что он определяет, в течение скольких лет будет вестись стабильная по уровню добыча без дополнительного прироста запасов. Условность такой трактовки кратности для нефти, как и для газа, совершенно очевидна. Однако этому показателю многие геологи и экономисты, руководители хозяйств придают большое значение как отправному критерию при планировании прироста запасов на перспективу по заданным уровням годовой добычи или прогнозировании уровней добычи при заданных объемах подготовки запасов. Так, Методическими указаниями... [22]

рекомендовалось при планировании исходить из кратности запасов категорий ABC_1 35–40 для СССР в целом и отдельных районов. А.А. Трофимук [34] предлагал ввести понятие о минимальной допустимой кратности, имея в виду такое соотношение объема запасов и уровня добычи, при котором дальнейший рост добычи затруднен. Рядом исследователей предпринимались попытки определить абсолютное значение этой минимальной допустимой кратности. Ф.К. Салманов и др. [30], например, указывают, что в достаточно освоенном районе при хорошей организации работ уровень добычи не снижается при кратности 10–12, а в сложных районах при 20–25. Названные исследователи и многие другие склонны считать кратность универсальным показателем обеспеченности добычи разведанными запасами, показателем, оптимальное значение (или несколько конкретных интервалов значений, как у Ф.К. Салманова и его соавторов) которого может быть априорно задано для разных районов и стадий освоения ресурсов.

Однако существует и иная точка зрения: М.В. Фейгин [35], Ю.Н. Батурин, В.М. Рыжик, автор настоящей работы и ряд других исследователей считают, что показатель кратности может изменяться в каждом районе во времени и от района к району.

Математическое моделирование, проведенное В.М. Рыжиком и Ю.Н. Батуриным совместно с автором настоящей работы, и анализ реальных материалов по районам с высокой степенью освоенности ресурсов показали закономерный характер динамики кратности (рис. 15). Для начального этапа использования ресурсов (т.е. добычи) нефти в районе характерно высокое значение кратности, в большинстве случаев превышающее рекомендованное Методическими указаниями... [22]. Незначительная разбуренность открытых

залежей и связанный с этим низкий темп отбора запасов по ним, наличие значительных запасов, еще не вовлеченных в разработку, определяют высокое значение кратности на этом, начальном, этапе. На стадии интенсивного роста добычи кратность снижается несмотря на подготовку в значительных объемах разведанных запасов на протяжении всего этапа роста добычи или части этого этапа.

Максимальному уровню добычи в районе обычно соответствует минимум кратности. Иногда кратность продолжает снижаться в период стабилизации или в первые годы падения добычи, и минимум этого показателя отделен от года максимальной добычи некоторым временным интервалом. Например, в Татарии этот временной разрыв составил 5 лет, в Грозненском нефтеносном районе – 1 год (рис. 15).

Периоду снижения уровней добычи нефти в районе обычно отвечает рост кратности, однако он менее интенсивный, чем ее падение в период нарастания уровней добычи. Это период, когда основные залежи, обеспечивающие добычу нефти в районе, переходят в третью и четвертую стадии разработки, когда темпы отбора запасов неизбежно снижаются. Годовые объемы вновь подготавливаемых запасов в этот период могут превышать уровни годовой добычи, однако чаще просты ниже добычи. Важно, что возможные темпы отбора, определяемые качественными особенностями текущих запасов приращенных на стадии значительной освоенности ресурсов района, как правило, существенно ниже, чем запасов, разведанных на предыдущих этапах (о чем шла речь в предыдущем разделе). В результате форсированного отбора запасов из высокопродуктивных залежей на начальном этапе освоения ресурсов в общем балансе запасов района растет роль менее продуктивных залежей. Это и определяет рост кратности, который не может являться показателем возможного роста добычи.

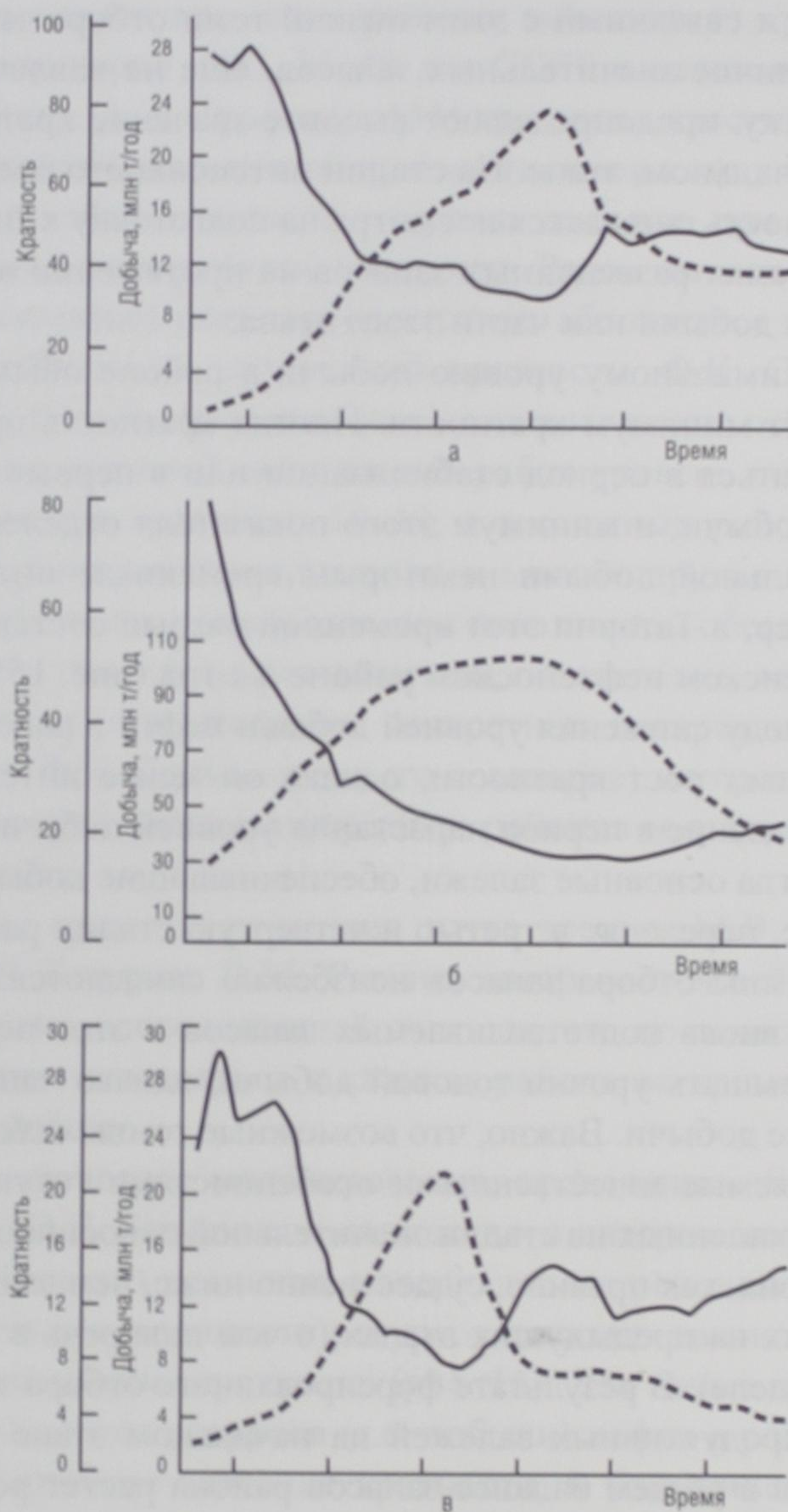


Рис. 15. Динамика годовых уровней добычи нефти и кратности:
в Пермской области (а); Татарии (б); Чечне, Ингушетии и Северной Осетии
(Грозненский нефтеносный район) (в)

Еще одним фактором роста кратности добыче может быть завышение объема запасов разрабатываемых залежей, а также наличие запасов, не введенных в разработку.

Таким образом, в нефтедобывающем районе кратность испытывает закономерное изменение во времени: интенсивное снижение, достижение минимума, примерно совпадающего с моментом максимума добычи, и менее интенсивное нарастание в период снижающейся добычи.

В Пермской области добыча в 1958–1976 гг. возросла в 17,2 раза, а кратность снизилась в 2,9; в 1977–1990 гг. добыча уменьшилась вдвое, а кратность увеличилась к 1985 г. в 1,5 раза, несколько снизившись в последние годы. В Татарии кратность в 1958–1980 гг. в основном на фоне роста добычи снизилась в 5 раз, а за последнее десятилетие возросла в 1,5 раза на фоне снижения уровня добычи в 2,5 раза. В Грозненском районе, включая и Северную Осетию, в 1959–1972 гг. при росте добычи почти в 10 раз кратность снизилась в 3,8 раза, а затем на фоне падения добычи к 1990 г. возросла более чем в 2 раза. Таковы реально наблюдаемые масштабы изменения кратности во времени в одном районе.

Изменение показателя кратности при очень высоких значениях использования начальных потенциальных ресурсов нефти в районе изучено еще недостаточно. Можно предполагать, что в этот период кратность стабилизируется на некотором высоком уровне. Вместе с тем именно в этот период особенно резко на ее значениях сказываются неисправленные погрешности подсчета запасов: значительное уменьшение кратности в случае занижения запасов или новый большой рост при наличии на балансе нереальных запасов.

Показатель кратность в разных районах также существенно различается. На рис. 16 приведена гистограмма кратностей в некоторых районах России. С учетом временных ва-

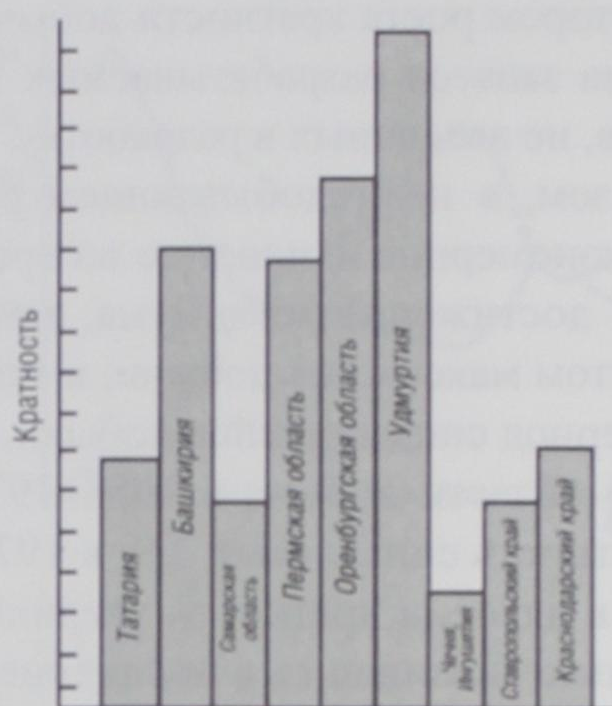


Рис. 16. Сопоставление уровней кратности в период достижения максимального уровня добычи по ряду нефтедобывающих районов

риаций каждый из районов охарактеризован минимальной кратностью, приблизительно совпадающей во времени с максимальным уровнем добычи. В этом отношении все рассматриваемые районы были приведены к общим условиям. Однако и при этом масштабы колебаний кратности очень велики. Так, например, минимальная кратность в Удмуртии превышает данный показатель в Грозненском районе почти в 6 раз!

Эти резкие региональные различия обусловлены двумя факторами: 1) наличием и объемом не введенных по тем или иным причинам в разработку запасов в период достижения максимума добычи; 2) изначальными различиями добычных возможностей разведанных запасов, темпами отбора запасов, которые определяются по каждой залежи коллекторскими свойствами пласта, физико-химическими свойствами флюидов, а также системой разработки.

Запасы каждого района рассредоточены по множеству залежей с различными индивидуальными характеристиками.

В связи с этим темп отбора запасов по району в целом определяется, прежде всего, интегрированной геологической характеристикой. В этом отношении важным показателем являются типы геологических формаций, с которыми связаны запасы нефти в районе. Близкими значениями минимальной кратности характеризуются Южно-Мангышлакский, Пермский нефтегазоносные районы и Башкирия, где большая часть запасов связана с однотипными геологическими формациями – терригенными субугленосными. Различия в темпах отбора в Татарии и Башкирии объясняются различным размещением начальных разведанных запасов нефти в формациях: в Татарии подавляющая часть запасов сосредоточена в сероцветной терригенной шельфовой формации (терригенный девон), а в Башкирии запасы связаны с субугленосной терригенной формацией карбона и сероцветной шельфовой терригенной (терригенный девон) и др. Очень низкая минимальная кратность запасов добыче в Грозненском районе также predetermined типом основной (в 1960–1980 гг.) нефтесодержащей формации и тектоникой района через тип коллектора: трещиноватые известняки с уникальной проницаемостью при низкой емкости.

Пример влияния физико-химических свойств флюидов на темпы отбора представляет Удмуртия, где, несмотря на внедрение ряда передовых технологий разработки, высокая вязкость нефти наряду с неблагоприятными коллекторскими свойствами каменноугольных отложений не позволила даже приблизиться по темпам отбора запасов к таким районам, как Пермь и Башкирия, не говоря уже о Самарской области и Татарии.

Таким образом, геологические условия района являются важнейшим фактором, характеризующим темп отбора и, следовательно, кратность запасов добыче. Среди геологических

факторов важнейшим является тип геологической формации, содержащей запасы нефти. Тип формации предопределяет коллекторские свойства продуктивных пластов, пределы изменения и характер распределения дебитов. В результате изначальной неравноценности запасов по их продуктивности кратность в сопредельных районах на одной и той же фазе освоения ресурсов может отличаться в 2–3 раза, а для трудноизвлекаемых запасов – до 5-ти.

Изложенное позволяет отрицать универсальность показателя кратности запасов уровню добычи нефти, показывает невозможность использовать то или иное априорно заданное значение кратности в качестве коэффициента, связывающего заданный уровень добычи и планируемый объем запасов на перспективу или запланированный объем запасов и прогнозный уровень добычи. Использование показателя кратности в целях планирования добычи и прироста запасов на перспективу возможно лишь индивидуально для каждого крупного района с учетом геолого-физических особенностей открытых и прогнозируемых месторождений и фазы освоения ресурсов района. В этой связи возрастает роль анализа качества разведанных запасов и прогноза качества неразведанных ресурсов и планируемых на перспективу приростов запасов.

Кратность запасов газа годовому уровню его добычи также не является постоянной величиной, изменяясь от района к району, а внутри одного района – от плеча к плечу. Так, для Восточной Сибири наиболее вероятная кратность на фазе постоянной добычи (см. ниже) ожидается в 35–37; в Западной Сибири для альб-сеноманского комплекса – 25, а для неокомского комплекса и ачимовской толщи – 40. Эти различия в кратности (и соответственно темпах отбора запасов), приведенные к одинаковым фазам разработки, связаны в основном со свойствами коллекторов и отчасти (для неокома и ачимов-

ской толщи) с физико-химическими особенностями газа в пластовых условиях.

Подобно падению темпа отбора при разработке нефтяных месторождений это происходит при отборе газа. В п. 3.2 мы отметили, что в разработке газовых месторождений теоретически выделяются две стадии – растущей и стабильной добычи и падающей добычи. При соблюдении проекта разработки на первой стадии темп отбора начальных запасов остается постоянным (темп отбора текущих запасов растет). На второй стадии (в связи с прекращением эксплуатации залежи) происходит падение и уровня добычи, и темпа отбора от максимального значения, характеризующего первую стадию, до минимума, близкого к 0. Запасы, отбираемые с постоянным уровнем годовой добычи, называют активными, или высоконапорным газом. Доля высоконапорного газа в начальных геологических запасах газа неодинакова, что связано и с разными долями неизвлекаемой части геологических запасов, и с особенностями нефтегазоносных комплексов. Так, например, для сеномана севера Западной Сибири (сеномана-альба на Ямале) доля высоконапорного газа принимается в 0,6 от объема геологических запасов, для ачимовской толщи – 0,4, для палеозоя Тимано-Печорской провинции – 0,55.

Темп отбора запасов является величиной, обратной кратности запасов годовому уровню добычи. Вместе с тем следует отметить, что, говоря о кратности, обычно имеют в виду запасы региона, компании, т.е. запасы по многим месторождениям, включающим месторождения на разной стадии разработки и месторождения, не введенные в разработку. Темп отбора чаще употребляют в качестве характеристики запасов залежи, месторождения, группы сходных месторождений (т.е. плея).

В начале раздела мы упомянули, что иногда добычу сопоставляют с НСР, что представляется не вполне логичным

и корректным, т.к. источником добычи являются промышленные запасы. Тем не менее приведем справочные данные, имеющиеся по этому вопросу. М.С. Моделевский и др. [10] показали, что максимальная годовая добыча в районе составляет не более 2–3 % от объема НСР, позднее авторы указали, что 2–3 % относятся не ко всему подсчитанному объему НСР, а к его «активной» части, рентабельной для разработки. Кратность НСР добыче зависит кроме упоминавшихся нами факторов еще и от темпа разведочных работ, и от степени разведанности НСР.

Глава 6.

ДОСТОВЕРНОСТЬ ОЦЕНОК ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ

Выше, особенно в гл. 4, мы широко использовали понятие «начальные суммарные ресурсы» (НСР – в классификации, действующей до 2009 г.), имея в виду, что затем эта общая категория будет заменена на «начальные суммарные извлекаемые запасы и ресурсы» (НСИЗР). И НСР, и НСИЗР представляют собой сумму величин, различных по методам оценки и достоверности. Накопленная добыча – величина, замеренная инструментально и имеющая наивысшую достоверность в этой сумме. Запасы категорий ABC_1 в классификации 1983 г. и запасы категорий AB в новой классификации подсчитываются на основании данных изучения разрезов скважин и их испытания и полевых геофизических исследований. Запасы категорий C_2 в классификации 1983 г. и C_1 в классификации 2005 г. (называемые соответственно «предварительно оцененные» и «предполагаемые») оцениваются с использованием данных по скважинам, непосредственно примыкающим к подсчетным участкам этих категорий. Таким образом, запасы нефти и газа разных категорий подсчитываются на основе геологической информации разного характера и в связи с этим имеют разную точность оценки и достоверность. К этому следует добавить, что в предыдущие годы требования к категории C_1 были существенно ниже, чем к категориям A и B .

Еще в 1960-х гг. возник вопрос о неполном подтверждении запасов при их добыче или дополнительных разведочных

работах. В первую очередь предположение о неполном подтверждении при переводе в более высокие категории было сделано в отношении запасов категорий C_1 и C_2 . При этом была попытка определить коэффициенты подтверждаемости [28]. Следует сказать, что были и противоположные точки зрения [30]. Причина спора была, прежде всего, в разном методическом подходе. Одни исследователи сравнивали запасы в рамках очерченной при первом подсчете площади, не учитывая прироста за счет расширения площади продуктивности и тем более за счет открытия на месторождении новых залежей с новыми дополнительными запасами. Другие оценивали, как изменялись во времени интегральные запасы по месторождению в целом, независимо от причин их изменения.

Вопрос о неполной подтверждаемости запасов нефти и газа ABC_1 в целом встал более остро в конце 1980-х–1990-х гг. в связи с крупными списаниями запасов, принятых ранее на баланс [36]. Наибольшие объемы списаний запасов как не подтвердившихся касались категории C_1 , подготовленной предприятиями Мингео СССР в Западной Сибири (рис. 17). Неполное подтверждение запасов носило далеко не регулярный характер.

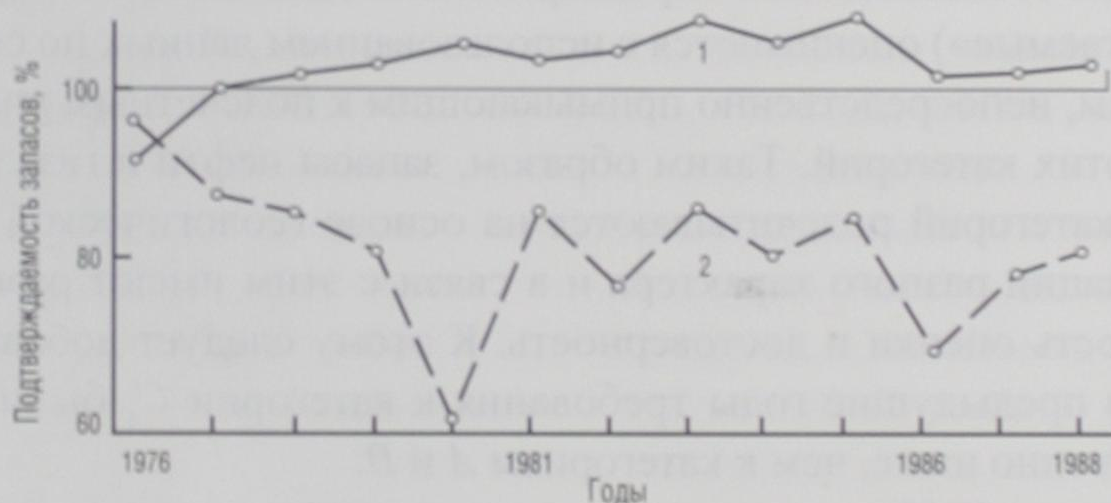


Рис. 17. Динамика подтверждаемости представленных в ГКЗ СССР разведанных извлекаемых запасов (по Э.М. Халимову и др.): 1 – по быв. Миннефтепрому СССР; 2 – по бывшему Мингео СССР

В 1990-х гг. в связи с проведением международного аудита по 50-ти месторождениям нефти в Западной Сибири появились сообщения (Ю.С. Кувыкин и др., Н.Н. Немченко и др., 1996 г.) о том, что до 95–100 % суммы запасов ABC_1 может быть переведено в категорию доказанных запасов по классификации *SPE*. Это как бы снимало или ослабляло проблему неполной подтверждаемости разведанных запасов по российской классификации 1983 г. Однако списание запасов из объемов, подготовленных в 1960-х–1980-х гг., остается фактом. Как отмечалось в гл. 1, частичное неподтверждение запасов было связано со стремлением организаций, для которых промышленные запасы являлись конечным продуктом деятельности (система Мингео СССР), к завышению представленных запасов. Это отмечали Э.М. Халимов, В.К. Гомзиков и А.Я. Фурсов [36]. Упомянутыми авторами, а также Н.Н. Немченко, М.Я. Зыкиным и др. приводились конкретные данные о завышении некоторых параметров при первичных подсчетах, что выявлялось при пересчете запасов после начала разработки или дополнительных разведочных работ. Среди наиболее часто и существенно завышавшихся при первых подсчетах параметров – коэффициент нефтеизвлечения (КИН) (особенно для залежей с относительно высокой нефтеотдачей); площадь (по крупным залежам); коэффициент нефтенасыщенности (особенно в интервале значений насыщенности $0,5 \div 0,8$).

По мнению автора настоящей работы, завышение объема запасов при принятии их на учет и последующее снижение, учитывая выборочный характер этого явления, не дает оснований для введения коэффициента подтверждаемости или коэффициента перевода в более высокие категории ни для категории C_1 , ни для C_2 . В самой природе этих запасов не заложена их неполная подтверждаемость, а имевшие место

крупные списания следует рассматривать как ошибки измерения, обусловленные объективными (недостаточная изученность) и субъективными причинами, о которых мы писали выше. При оценке запасов категории C_2 (в классификациях и 1983 г., и 2005 г.) ошибки подсчета возможны как в сторону завышения, так и в сторону занижения. Последнее, исходя из опыта, имеет, правда, меньшую вероятность. Путь решения проблемы – в повышении требований к качеству разведочных работ и подсчету запасов. Применение новой классификации (2005 г.), учитывающей экономическую эффективность, степень промышленного освоения и степень геологической изученности, будет способствовать этому. При применении новой классификации следует помнить о нецелесообразности сложения запасов ABC_1 и C_2 в общую сумму (кроме специальных целей – определения возможностей освоения месторождения разведочными работами и НСИЗР).

Подводя итог сказанному, отметим, что вопрос о регулярном понижающем коэффициенте перевода низших категорий запасов в высшие или в добычу, по мнению автора, следует снять.

Иначе обстоит дело с подтверждением неразведанных ресурсов при проведении ГРП. Рассмотрим отдельно вопрос о подтверждаемости ресурсов C_3 в действующей классификации, практически идентичных ресурсам категории D_1 (локализованные) в классификации 2005 г. Будем использовать терминологию действующей классификации 1983 г.

Ресурсы нефти и газа категории C_3 являются одним из основных источников подготовки новых разведанных запасов (хотя, как мы отмечали выше, не единственным).

Согласно действующей классификации 1983 г., ресурсы категории C_3 – «перспективные ресурсы нефти и газа подготовленных для глубокого бурения площадей, расположенных

в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, если продуктивность их установлена на других месторождениях района. Форма, размер и условия залегания залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями».

Ресурсы категории C_3 в действующей классификации, равно как и ресурсы D_1 в классификации 2005 г., с одной стороны, являются конечным результатом геолого-поисковых работ на стадии подготовки структур к глубокому поисковому бурению, а с другой – важной составной частью сырьевой базы подготовки разведанных запасов.

Это требует специального планирования подготовки ресурсов категории C_3 и их пообъектного учета в балансе запасов.

Объем подготавливаемых ресурсов нефти и газа категории C_3 является мерилем результативности работ предприятий, занятых подготовкой объектов к глубокому поисковому бурению.

Размеры ресурсов категории C_3 по каждому подготовленному объекту являются определяющим показателем при ранжировании площадей по степени их перспективности для планирования очередности ввода в глубокое бурение.

При планировании работ по подготовке перспективных площадей и оценке их результатов, при ранжировании объектов и решении вопроса об их вводе в поисковое бурение перспективные ресурсы учитываются в полном объеме с предположением, что на каждой из площадей, получивших оценку ресурсов по категории C_3 , будет открыто месторожде-

ние, а сами перспективные ресурсы будут переведены в запасы промышленных категорий полностью.

Однако в действительности ресурсы категории C_3 при их переводе в разведанные запасы характеризуются неполной подтверждаемостью. Одной из причин этого является то обстоятельство, что по категории C_3 оценивают все подготовленные перспективные объекты, а месторождения открывают только на некоторых из них, оставшаяся часть оцененных до бурения площадей оказывается по тем или иным причинам непродуктивной. Неполная подтверждаемость ресурсов категории C_3 при проведении глубокого бурения предопределена методикой оценки.

Проведенный в ИГиРГИ анализ ресурсов категории C_3 (с использованием данных территориальных институтов) показал, что в 40 % рассмотренных районов коэффициент подтверждаемости не превышает 0,2, а почти в половине из них (46 %) колеблется от 0,2 до 0,5. Остальные нефтедобывающие районы характеризуются коэффициентами подтверждаемости от 0,5 до 1,16. Феномен коэффициента подтверждаемости более 1 связан с новыми нефтегазоносными регионами и плеями, равно как и аномально низкий коэффициент. Наиболее ярким примером может служить север Тюменской области, где уже в начале 1960-х гг. ресурсы и газа, и нефти категории C_3 были оценены по сеноманскому газоносному комплексу. При этом подтверждаемость ресурсов газа оказалась в большинстве случаев существенно больше 1, а нефти – менее 0,1, что объясняется недостаточной изученностью на начальном этапе особенностей нефтегазоносности сеномана, хотя притоки и нефти, и газа уже были получены.

В целом по стране средневзвешенный по ресурсам коэффициент подтверждаемости ресурсов C_3 не превышает 0,4.

Таким образом, действительные ресурсы категории C_3 , которые могут рассматриваться в качестве реальной базы планирования прироста разведанных запасов по нефтедобывающим районам, обычно меньше суммарной оценки в балансе запасов. Поэтому учет коэффициента подтверждаемости ресурсов нефти категории C_3 необходим для объективного суждения о резервах подготовки запасов за счет перспективных ресурсов нефти и газа района. Использование же коэффициента подтверждаемости при определении возможностей перевода ресурсов категории C_3 единичной структуры в запасы промышленных категорий следует считать неправомерным.

Мнение, что подобным образом поступать не следует, поскольку прогнозные ресурсы нефти включают в НСР без использования каких-либо аналогичных коэффициентов, а по степени достоверности перспективные и прогнозные ресурсы между собой ничем не отличаются, на наш взгляд, ошибочно, т.к. при оценке прогнозных ресурсов в эталонные участки обязательно включаются наряду с месторождениями «пустые» опойскованные структуры, тем самым прогнозные ресурсы фактически оцениваются с учетом коэффициента успешности разведки.

Учитывая показанный выше характер ресурсов УВ категории C_3 , вытекающий из их природы и существующего метода их оценки, следует:

1) при планировании работ по подготовке перспективных площадей для глубокого бурения, оценке их результатов, определении очередности ввода подготовленных площадей в глубокое поисковое бурение ресурсы категории C_3 учитывать по каждому отдельному объекту в полном объеме;

2) при планировании прироста разведанных запасов нефти за счет ресурсов категории C_3 по районам, оценке НСР нефти и газа отдельных регионов ресурсы категории C_3 учи-

тывать в суммарном объеме с использованием коэффициента подтверждаемости;

3) при определении текущих прогнозных ресурсов их первоначально оцененный объем уменьшать на величину ресурсов категории C_3 , подготовленных после прогнозной оценки с учетом коэффициента их подтверждаемости.

Если движение ресурсов C_3 в большинстве случаев завершается подтверждением с тем или иным коэффициентом или неподтверждением, то нелокализованные ресурсы категорий D_1 и D_2 в классификации 1983 г. или D_2 и D_3 в классификации 2005 г. нигде не исчерпаны (не переведены в запасы) полностью. Такой ретроспективной статистики, как для запасов и ресурсов C_3 (D_1 в новой классификации), для нелокализованных ресурсов не существует. Вместе с тем существуют районы, где степень разведанности НСР нефти приблизилась к 80 %. Немногочисленные факты все же дают основания предполагать возможность высокой подтверждаемости неразведанных нелокализованных ресурсов.

Наиболее достоверны оценки ресурсов D_1 в классификации 1983 г., которые даются для крупных геологических объектов (плеев) с доказанной продуктивностью. Достоверность оценок ресурсов категории D_2 более низкая, т.к. они выполняются по плеям, продуктивность которых еще не доказана.

Попытки вводить единые для всех районов и плеев коэффициенты перевода в запасы (подтверждаемости запасов) ресурсов категорий D_1 и D_2 (например, 0,3 и 0,2 соответственно) с целью «повышения достоверности прогнозов» не имеют достаточного обоснования. Единой для всех районов доли ресурсов, переводимых в перспективе в запасы, не существует, что будет показано ниже. Более того, в различных районах оценка неразведанных ресурсов может быть как завышена, так и занижена.

Объективно НСР – постоянная величина с изменяющейся внутренней структурой, однако оценки НСР меняются по мере роста изученности недр. Интересна динамика оценок НСР природного газа России во времени (табл. 11).

Таблица 11

Годы	НСР	Причины и условия изменения НСР
1962	32 трлн м ³	Не были оценены шельфы морей и большинство районов Восточной Сибири и ДВК
1971	71,1 трлн м ³	Не были оценены шельфы морей
1975	180,8 трлн м ³	Впервые была оценена территория и акватория в целом
1979	179,9 трлн м ³	Из оценки были исключены ресурсы D_2 как мало достоверные
1984	185,0 трлн м ³	
1988	218,3 трлн м ³	
1993	236,1 трлн м ³	

Как видно из таблицы, оценка НСР природного газа России изменялась по мере роста изученности недр и расширения географии. Повышение оценок по России в целом, как и для более ограниченных территорий и акваторий, стимулировалось успехами ГРП и большими приростами разведанных запасов. Не следует ли ожидать дальнейшего роста оценок НСР и НР природного газа, и когда будет достигнута «окончательная» оценка?

По длительно разведваемым, в основном нефтеносным районам, рост оценок ресурсов продолжался параллельно успехам в приросте запасов. С неизбежным уменьшением результативности ГРП оценки ресурсов стабилизировались и даже несколько сокращались. На этом этапе обычно возникало осознание завышения сделанных ранее оценок НСР в части неразведанных ресурсов. Реже такое осознание возникает раньше, когда ГРП еще идут успешно.

В отношении имеющихся оценок ресурсов природного газа по отдельным районам России и особенно по конкретным плеям могут быть высказаны разные конкретные заключения.

Основная (90 %) добыча газа в России связана с сеноманским плеем Западной Сибири. Именно в сеноманских отложениях разведаны уникальные по запасам и продуктивности залежи газа. Существующая ныне оценка остаточных НР этого плеча представляется автору (как и многим другим исследователям) завышенной. Основания для такого заключения следующие:

1) темпы подготовки запасов газа в сеномане после 1978 г. резко сократились, и перевод остающихся НР в запасы при сохранении таких темпов может ожидаться в бесконечно далекой перспективе;

2) плотность отработанных сейсмических профилей на суше севера Западной Сибири столь высока, что открытие и подготовка новых структур, которые могли бы содержать крупные запасы, имеют крайне ограниченные перспективы.

Указанное завышение НСР газа можно определить (весьма приближенно), используя историко-статистические методы количественной оценки НСР. Один из таких способов, упомянутый в гл. 4, основан на том, что максимальная эффективность поисково-разведочного бурения, выраженная в тысячах $\text{м}^3/\text{м}$, достигается при разведанности НСР 20÷25 %, а затем начинается падение удельных приростов. Зная, при каком объеме начальных разведанных запасов эффективность достоверно начала снижаться, можно приближенно определить весь объем НСР плеча, увеличив эту величину начальных запасов в 4÷5 раз. Применение этого способа количественной оценки не только не гарантирует высокой точности, но и имеет ряд ограничений по геологическим критериям. Вместе с тем сопоставление динамики эффективности бурения с ве-

личиной начальных разведанных запасов позволяет вынести качественное заключение о завышении или занижении оценки НСР (и неразведанных ресурсов).

Приросты запасов газа по сеноманскому плёу Западной Сибири, несомненно, еще будут получены, но официальные оценки прогнозных ресурсов (1993 и 2002 гг.), видимо, не подтвердятся в полном объеме. В порядке экспертной оценки можно предложить ориентироваться в расчетах на далекую перспективу примерно на 50 % от числящихся в сеномане (по официальной оценке) НР, что представляет все равно очень большой объем – 5–6 трлн м³.

Завышены оценки НР природного газа, по нашему мнению, в Волго-Уральской провинции и на Северном Кавказе. Основаниями к такому заключению являются, как и в случае с сеноманом Западной Сибири, высокая степень геолого-геофизической изученности территорий и устойчивая низкая результативность поисков при больших объемах официально числящихся остаточных НР.

Пересмотр в сторону повышения официальных оценок НСР природного газа становится сейчас очевидным для российской акватории Каспия и шельфа Сахалина, а также для ачимовской толщи севера Западной Сибири.

В отношении НР природного газа важнейших для перспективы добычи после 2030 г. шельфов Карского и Баренцева морей нет достаточных оснований для суждения о завышении или занижении существующих оценок по результативности работ. Их следует принимать в целом по акваториям такими, какие даны в оценке 1993 г. или с не принципиальными изменениями в более поздней оценке. Вместе с тем для шельфа Карского моря, видимо, не меняя общей оценки НСР газа, целесообразно перераспределить интегральный объем ресурсов между комплексами. Оценка сеноман-

альбского комплекса в объеме 18,358 трлн м³ представляется завышенной в связи с наблюдаемым выполаживанием структур по сеноману в северном направлении (что влечет за собой уменьшение высот массивных залежей) и в связи с глинизацией комплекса в том же направлении. Оценка неоком-аптского комплекса в объеме 13,8 трлн м³ представляется несколько заниженной. Это может быть аргументировано увеличением числа газоносных пластов в северном направлении, по крайней мере, в аптском ярусе.

Итак, в одних случаях оценки НР завышены, в других, возможно, занижены.

Оцененные объемы НР, таким образом, не являются инструментально замеренными величинами и имеют вероятностный характер. В связи с этим правильнее было бы давать интервальные оценки объема НР с различной вероятностью полного подтверждения, как это принято, например, в Геологической службе США. Вместе с тем многолетний опыт проведения оценок НСР газа и нефти в СССР и России показал правомерность использования имеющихся точечных оценок НР при планировании и прогнозировании приростов разведанных запасов.

Возможные приросты запасов газа лимитируются объемом НР. Количество вновь приращиваемых запасов зависит также от объемов ГРР и изменяющихся во времени удельных приростов (эффективности поисково-разведочного бурения). Последние определяются размерами открываемых и разведываемых месторождений, глубинами газоносных горизонтов, степенью сложности их геологического строения и совершенством методов ведения поисков и разведки. Изменение эффективности находится в связи со степенью разведанности НСР, как уже отмечалось в гл. 4.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мы кратко рассмотрели категории ресурсов нефти и газа (в самом широком смысле термина), их качественные показатели, динамику качественных показателей в процессе освоения ресурсов и подхода к оценке достоверности подсчета количества (объема) ресурсов разных категорий.

Автор считал необходимым показать, что качество, или качественная структура ресурсов всех категорий, играет важную роль в их освоении. Качество запасов наряду с их объемом определяет уровни добычи, а качество неразведанных ресурсов – трудоемкость (и капиталоемкость) подготовки запасов.

Качество запасов и неразведанных ресурсов изменяется в процессе их освоения. Изучение направлений, масштабы и скорости изменения показателей качества запасов и ресурсов – одна из основных задач настоящей работы.

Количественные оценки запасов промышленных категорий имеют естественные погрешности. Введение в практику новой (2005 г.) классификации, благодаря учету экономического критерия, позволит минимизировать факторы завышения оценок запасов и повысить их подтверждаемость при отборе запасов и пересчетах. Введение каких-либо понижающих коэффициентов неоправданно.

Оценка начальных суммарных и неразведанных ресурсов нефти и газа носит, по существу, вероятностный характер. Поэтому целесообразно показывать интервальные количественные значения неразведанных ресурсов, а для прогнозов

результатов ГРП использовать максимальные, минимальные и медианные значения объема ресурсов.

Все изложенное в работе касается традиционных нефти и газа. Однако кроме этих важнейших видов ископаемых органических энергоносителей существуют нетрадиционные виды ископаемых УВ, рассмотрение которых не являлось задачей настоящей работы. Это – битуминозные песчаники, разработка которых уже практически ведется, метан угольных месторождений, газовые гидраты, газ подземной гидросферы (водно-растворенный). К категории нетрадиционных иногда относят газ плотных низкопроницаемых коллекторов, хотя это, скорее, традиционный газ с низкими показателями качества запасов, нерентабельный для разработки в нынешних условиях.

Ресурсы нетрадиционного углеводородного сырья имеют свои особенности, и в частности показатели качества. Их изучение – дело будущего.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аленин В.В., Крылов Н.А., Мустафинов Р.А. О двойственном характере ресурсов нефти и газа категории C_3 // Геология нефти и газа. – 1984. – № 10. – С. 23–26.
2. Бакиров В.А. Стратегическая модель распределения месторождений нефти и газа по величине запасов // Геология нефти и газа. – 1972. – № 2. – С. 63–68.
3. Батурин Ю.Н., Крылов Н.А., Морозова М.Н. Изменение дебитов новых скважин // Оценка и анализ неразведанных ресурсов нефти. – М.: ИГиРГИ, 1985.
4. Методика оценки прогнозных запасов нефти и газа / Н.И. Буялов, В.Г. Васильев, Н.С. Ерофеев и др. – М.: Гостехиздат, 1962.
5. Грайфер В.И., Кузьмин А.З., Саттаров М.М. и др. Методические основы перспективного планирования добычи нефти // Вопросы совершенствования планирования и экологического механизма управления отраслью. – М., 1977. – С. 42–70.
6. Гудымова Т.В. Прогноз структуры и объема потенциальных ресурсов углеводородов геолого-математическими методами. – М.: ВНИИГАЗ, 1995.
7. Еременко Н.А., Крылов Н.А., Бабалян Г.Г. и др. Методика определения нефтеотдачи для неразведанных ресурсов нефти // Геология нефти и газа. – 1976. – № 11. – С. 61–65.
8. Клещев К.А., Крылов Н.А., Мирончев Ю.П. Пути совершенствования классификации и учета ресурсов углеводородов // Минеральные ресурсы России. – 1999. – № 1. – С. 33–38.
9. 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.

10. Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. Принципы классификации седиментационных бассейнов (в связи с их нефтегазоносностью) // Геология и геофизика. – 1979. – № 2. – С. 3–8.

11. Конторович А.Э. Фотиади Э.Э., Демин В.И. и др. Прогноз месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1981.

12. Крылов Н.А., Юдина З.С. Структура ресурсов нефти Волго-Уральской провинции по степени их концентрации в месторождениях // Вопросы планирования подготовки запасов нефти. – М.: ИГиРГИ, 1983.

13. Крылов Н.А. О понятии «направление работ» при поисках нефтяных и газовых месторождений // Геология нефти и газа – 1982. – № 11. – С. 5–17.

14. Крылов Н.А. Исследование геологоразведочного процесса на нефть и газ // Теоретические основы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. – М.: Наука, 1984. – С. 158–174.

15. Крылов Н.А., Батурин Ю.Н., Морозова М.Н., Рыжик В.М., Шагин В.Л. Прогнозирование крупности запасов месторождений нефти и газа неразведанных ресурсов // Системный подход в геологии (теоретические и прикладные аспекты): Тез. докл. II Всесоюз. конф. – М., 1986. – Ч. I. – С. 14–15.

16. Крылов Н.А., Батурин Ю.Н., Морозова М.Н. Структура начальных потенциальных ресурсов по крупности нефтяных месторождений // Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть – М.: ИГиРГИ, 1986.

17. Крылов Н.А., Батурин Ю.Н. Геолого-экономический анализ освоения ресурсов нефти. – М.: Недра, 1990.

18. Крылов Н.А. Ресурсы нефти и газа и их добыча // Геология и геофизика. – 2001. – № 11–12.

19. Крылов Н.А., Заболотная Ю.И. Формирование «неслучайной выборки» при поисках месторождений нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 12.

20. Крылов Н.А. Проблемы нефтегазовой ресурсологии // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 37–41.

21. Крылов Н.А., Михайлова М.П. Анализ эффективности поисково-разведочного бурения на газ в платформенной части Туркмении и Узбекистана // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1978. – № 12. – С. 9–13.

22. Методические указания к разработке государственных планов экономического и социального развития СССР. – М.: Экономика, 1980.

23. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М., 2000.

24. Мирчинк М.Ф., Фейгин М.В. Относительно обеспеченности развития добычи нефти и газа запасами // Геология нефти и газа. – 1966. – № 8. – С. 1–7.

25. Михайлова М.П. Зависимость эффективности поисково-разведочного бурения на газ от плотности начальных потенциальных ресурсов // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1981. – № 5. – С. 7–10.

26. Наливкин В.Д. Районирование по фактической концентрации месторождений нефти и газа // Советская геология. – 1974. – № 9. – С. 28–42.

27. Немченко Н.Н., Зыкин М.Я., Пороскун В.И. Достоверность определения балансовых и извлекаемых запасов нефти // Минеральные ресурсы России. – 1997. – № 5.

28. Ованесов Г.П., Фейгин М.В. К вопросу о подтверждаемости запасов нефти категорий C_1 и C_2 // Геология нефти и газа. – 1979. – № 8. – С. 7–14.

29. Пороскун В.И., Габриэлянц Г.А., Подтуркин Ю.А. и др. Принципы классификации и учета запасов и ресурсов нефти и горючих газов // Информационно-аналитический бюллетень. – М.: НП «НАЭН», 2007.

30. Салманов Ф.К., Хафизов Ф.З. Подтверждаемость запасов нефти Тюменской области // Геология нефти и газа. – 1984. – № 4. – С. 29–33.

31. Система управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов // Переход на новую классифи-

цию запасов нефти и горючих газов в Российской Федерации: материалы семинара. – М., 2007.

32. Стасенков В.В., Журавлева П.И., Крылов Н.А. и др. К вопросу прогнозирования эффективности поисково-разведочных работ на нефть // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1976. – № 9.

33. Тер-Саркисов Р.М., Истомин В.А., Крылов Н.А., Перова Е.В. и др. Ресурсы нетрадиционных источников газа в России: перспективы их освоения в XXI веке // Газовые ресурсы России XXI века. – М., 2003.

34. Трофимук А.А. О рациональном соотношении запасов нефти и газа различных категорий и методике планирования их прироста // Геология нефти и газа. – 1964. – № 7. – С. 17–20.

35. Фейгин М.В. Нефтяные ресурсы, методика их исследования и оценки. – М.: Наука, 1974.

36. Халимов Э.М., Гомзинов В.К., Фурсов А.Я. Управление запасами нефти. – М.: Недра, 1991.

37. Швембергер Ю.Н. Прогнозирование размеров месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1978. – № 3. – С. 58–62.

38. Шпильман В.И. Методика прогнозирования размеров месторождений // Методика оценки прогнозных и перспективных запасов и обоснование подсчетных параметров: Сб. науч. тр. ИГиГ СибНИГНИ. – Тюмень, 1972. – Вып. 53. – С. 118–126.

39. Hubbert M.K. Degree of advancement of petroleum exploration in the US: Bull AAPG. – 1967. – № 11. – P. 2207–2227.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Ресурсология как раздел нефтегазовой геологии	3
Глава 1. Классификации запасов и ресурсов нефти и газа	6
1.1. Отечественная классификация 1983 г.	6
1.2. Западные классификации запасов и ресурсов	8
1.3. Новая российская классификация	13
Глава 2. Концентрация ресурсов. Распределение числа скоплений по классам крупности	18
Глава 3. Другие показатели качества ресурсов и запасов	29
3.1. Продуктивность залежей нефти и газа.	29
3.2. Степень освоенности (выработанности) запасов.	32
3.3. Степень освоенности НСР	34
3.4. Физико-химические свойства и глубины залегания	35
Глава 4. Процесс освоения ресурсов – подготовка запасов	37
4.1. Порядок открытия месторождений с разной величиной запасов.	37
4.2. Динамика удельных приростов запасов в процессе освоения НСР	52
4.3. Динамика средних дебитов скважин новых месторождений в процессе перевода неразведанных ресурсов в запасы.	67
4.4. Источники подготовки запасов	69
Глава 5. Освоение запасов – добыча	71
Глава 6. Достоверность оценок запасов и ресурсов	81
Заключение	93
Список литературы	95