

УДК 553.98.04

ББК 33.36

X 17

Книга выпущена при содействии ИГ и РГИ

- X 17 **Халимов К.Э.** Эволюция отечественной классификации запасов нефти и газа/Под ред. Э.М. Халимова. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. — 188 с.: ил.
ISBN-5-8365-0146-7

Впервые выполнен системный анализ развития отечественной классификации запасов и ресурсов нефти и газа; установлены основные причины изменения классификаций; обобщен опыт применения классификаций в нефтепромысловой практике. Проведено сопоставление основных классификаций, используемых в нефтяном мире.

В связи с широким распространением в российских нефтяных компаниях аудита запасов впервые рассмотрены правовые и методические основы независимого аудита запасов нефти.

На основе международной рамочной классификации Организации Объединенных Наций разработаны предложения по новой российской классификации запасов нефти, адаптированной к новым экономическим условиям.

Для специалистов в области нефтяной и газовой промышленности.

Khalimov K.E.

Evolution in Domestic Classification of Oil and Gas Resources.

The comprehensive analysis in the development of domestic classification of oil and gas resources is performed for the first time; also stated are the basic reasons for changing the classification; the experience in the usage of the classification in oil production practice is generalized. Attention is given to comparison of main classifications used in the oil world.

The law and methodical foundations of independent audit of oil reservoirs are considered for the first time in the connection with wide implementation of oil reservoir audit in oil companies of Russia.

Proposals on new Russian classification of oil reservoirs adapted to new economical conditions are developed on the base of the UN international frame classification.

Advisable for specialists engaged in oil and gas industry.

ISBN-5-8365-0146-7

© К.Э. Халимов, 2003

© Оформление.

ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель геологических исследований заключается в выявлении минеральных богатств, таящихся в недрах земли. Однако не все обнаруженные минеральные скопления могут быть использованы для практических целей. По условиям их залегания, физическим и химическим свойствам минералов, их концентрации, глубине залегания скопления чрезвычайно разнообразны, и только их часть можно признать месторождениями, пригодными для промышленного использования.

В нефтегазовой геологии в качестве простейшего инструмента при обосновании распределения скоплений нефти и газа по промышленной значимости используют Классификацию запасов нефти и газа. В нефтяном мире известно значительное число классификаций запасов и ресурсов углеводородов, различающихся критериями, требованиями, стандартами. Различия обусловлены отличием в целях их применения, истории развития нефтяного дела, традициях. Целями классификаций может быть их косвенное применение (планирование поисковых и геологоразведочных работ, проектирование разработки) или прямое применение, связанное с затратами на производство геолого-поисковых и разведочных работ или на разработку месторождений.

В нашей стране, более 70 лет развивавшейся изолированно от остального мира, в условиях социалистической централизованной плановой экономики, сложились специфичные, отличные от западного нефтяного мира, подходы к оценке запасов нефти и системе их учета. Отличие, имевшее до последнего времени скорее теоретическое значение и обсуждавшееся среди узкого круга специалистов, сейчас приобрело большую практическую значимость. После возвращения России на путь рыночной экономики кардинально изменились условия недропользования. Государство отказалось от централизованного управления и финансирования работ в горнодобывающих отраслях, но сохранило за собой собственность на недра и полезные ископаемые. Законодательно установлено платное пользование участками недр с выдачей соответствующих лицензий. Новые условия недропользования — акционирование геологоразведочных и нефтегазодо-

бывающих предприятий, кредитование, определение курса акций, переуступка прав недропользования, т.е. условия, при которых нефть и ее запасы стали товаром, потребовали изменить подход к оценке и учету запасов нефти. Изменился подход к запасам со стороны предприятий, компаний и организаций-недропользователей, доходы и прибыли которых стали во многом зависеть от объема и достоверности запасов, от продуктивности скважин.

До начала экономической реформы в нашей стране подход к оценке запасов и ресурсов углеводородов заключался в фиксации количественных показателей находящихся в недрах полезных ископаемых вне связи с конъюнктурой мирового и внутреннего рынка. В соответствии с действующей в России Классификацией запасов и ресурсов, утвержденной Советом Министров СССР в 1983 г., оценка полезных ископаемых исходит из предположения достоверности их изученности, отсутствия неопределенности и риска при проведении ГРП, высокого коэффициента извлечения, благоприятной и стабильной экономической ситуации, наличия современных технологий, обеспеченных соответствующими техническими средствами и материалами. Между тем в мировой практике запасы — это доказанный, подготовленный к разработке объем нефти в пласте, добыча которого экономически обоснована и технически возможна в ближайшее время.

В реальной жизни на нефтяных предприятиях и компаниях уже несколько лет существует двойной учет: наряду с официальным широко используется принятый в мировой практике подход к оценке запасов.

Более 10 лет в научных кругах и нефтяных компаниях дискутируется вопрос о необходимости совершенствования классификации запасов нефти и газа. Сейчас вопрос приобрел государственную значимость. В конце мая 2002 г. Правительство Российской Федерации на своем заседании рассмотрело вопрос «О мерах по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородного сырья». По итогам обсуждения было, в частности, поручено МПР России, Минэкономразвития России, Минэнерго России к началу 2003 г. разработать новую классификацию запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородного сырья, учитывающую изменившиеся условия развития экономики Российской Федерации, а также мировой опыт решения этого вопроса.

Исследования по унификации и дальнейшему совершенствованию классификации запасов нефти и газа для развития нефтегазового производства являются актуальными.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	7
Введение.....	10
1. КРАТКИЙ ОБЗОР ИСТОРИИ СОЗДАНИЯ КЛАССИФИКАЦИЙ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА.....	12
2. ЭВОЛЮЦИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА (1928–1983 гг.).....	18
3. ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА.....	38
3.1. Влияние изменений классификаций на структуру промышленных запасов нефти.....	38
3.2. О практике учета и использования запасов нефти промышленных категорий.....	41
3.3. Содержание и динамика запасов категории C ₂	49
3.4. Особенности выделения категории C ₂ в глубокопогруженных нефтяных залежах массивного типа.....	60
3.4.1. Нефтяное месторождение Тенгиз.....	60
3.4.2. Залежь нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр (Вьетнам).....	63
4. СОПОСТАВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ КЛАССИФИКАЦИЙ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НЕФТЯНОМ МИРЕ.....	72
5. НЕЗАВИСИМЫЙ АУДИТ ЗАПАСОВ НЕФТИ.....	82
5.1. Цели, задачи и виды аудита запасов нефти и газа.....	82
5.2. Правовые основы аудита в РФ.....	85
5.2.1. Законодательно-правовое регулирование аудиторской деятельности.....	85
5.2.2. Стандарты – инструмент регулирования аудита.....	88
5.2.3. Российские стандарты аудита и их применимость к аудиту запасов нефти и газа.....	90
5.3. Сопоставительный анализ отечественных и зарубежных нормативных документов по оценке запасов нефти и газа.....	97
5.4. Анализ «Стандарта на проведение оценки и аудита информации о запасах нефти и газа» Общества инженеров-нефтяников (SPE) США.....	103
5.5. Анализ и обобщение опыта аудита запасов российских нефтяных компаний по западным стандартам.....	108
6. ПРОЕКТ СТАНДАРТА НА ПРОВЕДЕНИЕ ОЦЕНКИ И АУДИТА ИНФОРМАЦИИ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА.....	118
6.1. Общие положения.....	118
6.2. Профессиональная квалификация и аттестация оценщиков и аудиторов запасов нефти и газа.....	120
6.3. Стандарты независимости, объективности и конфиденциальности для оценщиков и аудиторов информации о запасах нефти и газа.....	121
6.4. Стандарт на оценку информации о запасах нефти и газа.....	123
6.4.1. Общие положения.....	123
6.4.2. Достоверность исходных данных.....	125
6.4.3. Методы оценки доказанных запасов нефти и газа.....	126
6.4.4. Прогноз добычи.....	127
6.4.5. Экономическая оценка запасов.....	128

6.5. Стандарт на аудит запасов нефти и газа.....	130
6.5.1. Общие положения.....	130
6.5.2. Концепция проведения аудита запасов	131
6.5.3. Планирование аудита	132
6.5.4. Письмо-обязательство аудиторской организации о согласии на проведение аудита запасов.....	134
6.5.5. Взаимодействие между экономическим субъектом, финансовым аудитором и аудитором запасов нефти и газа.....	135
6.5.6. Использование работы эксперта	136
6.5.7. Документирование аудита запасов нефти и газа	137
6.6. Процедуры аудита запасов нефти и газа.....	138
6.6.1. Объем материалов о запасах, подвергаемых проверке	138
6.6.2. Объем аудиторской выборки	138
6.6.3. Изучение и оценка системы внутреннего учета и аудита запасов нефти и газа	140
6.6.4. Подтверждающие проверки	142
6.6.5. Уровень существенности и порядок его определения	142
6.6.6. Действия аудитора при выявлении искажений информации о запасах нефти и газа	143
6.7. Аудиторское заключение и письменная информация аудитора по результатам аудиторской проверки запасов нефти и газа	145
6.8. Перечень терминов, используемых в проекте стандарта на проведение оценки и аудита.....	149
7. АНАЛИЗ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО НОВОЙ РОССИЙСКОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ НЕФТИ	155
8. МЕЖДУНАРОДНАЯ РАМОЧНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ООН ЗАПАСОВ/РЕСУРСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	160
8.1. Введение и историческая справка	160
8.2. Цель	161
8.3. Классификация	162
8.4. Термины и определения	167
8.5. Терминология, относящаяся к запасам и ресурсам.....	168
8.6. Кодификация.....	170
8.7. Компетентный специалист.....	173
9. ВЕРСИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ НА ОСНОВЕ РАМОЧНОЙ ООН.....	174
Заключение	182
Список литературы	184

1

КРАТКИЙ ОБЗОР ИСТОРИИ СОЗДАНИЯ КЛАССИФИКАЦИЙ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Разработка первых классификаций запасов полезных ископаемых относится к началу прошлого столетия. В то время среди английских горных инженеров широко использовался термин «ore in sight» — «руда в поле зрения» (или видимая руда). По мнению многих специалистов того времени, он не удовлетворял требованиям практики и нуждался в уточнениях. В 1902 г. в результате работы соответствующей комиссии Лондонского института горного дела и металлургии был опубликован циркуляр, в котором уточнялось содержание указанного термина и предлагалось выделять две категории: «руда оконтуренная» («blocked out»), т.е. обнаженная по крайней мере с трех сторон выработками, расположенными на достаточно близком расстоянии друг от друга; «руда, пока не оконтуренная», но наличие которой можно предполагать с достаточным основанием.

Лондонским институтом горного дела и металлургии была предложена вторая классификация запасов полезных ископаемых, в которой выделялись три категории: «видимая руда» («visible ore») — подготовленная к добыче главными шахтами, основными штреками и другими выработками, необходимыми для добычи; «вероятная руда» («probable ore») — не вполне подготовленная к добыче, лишь частью раскрытая выработками; «возможная руда» («possible ore»), сведения о которой основаны лишь на теоретических представлениях и не проверены горными работами. Ее запасы не выражаются цифрами.

В 1909 г. Г.К. Гувер (H.C. Hoover) предложил классификацию запасов, основанную на степени производственного риска, зависящей от разведанности объекта. Им были сделаны также некоторые изменения терминов: «доказанная руда» («proved ore»), для которой практически нет риска выклини-

вания или иного отсутствия; «вероятная руда» («probable ore»), для которой есть некоторый риск отсутствия, но имеются убедительные доводы, подтверждающие ее наличие; «предположительная (перспективная) руда» («prospective ore») – руда, которую нельзя включить в предыдущие классы и нельзя выразить в цифрах.

Рассмотренные классификации следует считать основополагающими, поскольку последующие схемы деления запасов на классы исходили в основном из указанных принципов и строились на их базе. Несмотря на последующие изменения в смысловом содержании отдельных категорий запасов, наименования категорий сохраняются прежними в течение почти 100-летнего периода.

Дальнейшее развитие классификации запасов полезных ископаемых шло как по пути уточнения требований к степени их разведанности, так и все большего учета различных технико-экономических и коммерческих соображений, влияющих на промышленную оценку месторождений.

По мере развития горного дела возникла необходимость решения широкого круга вопросов, связанных с установлением прав на владение землей и недрами, продажей, покупкой и арендой продуктивных участков, определением размеров государственных налогов, выработкой условий инвестиции капитала в разведку и разработку и взаимоотношений между отдельными компаниями (или частными предпринимателями) и др. Все эти вопросы решались с использованием в той или иной мере классификации запасов полезных ископаемых.

Дальнейшее развитие классификаций запасов полезных ископаемых шло по пути уточнения требований к степени их разведанности и все большего учета экономических и технико-технологических факторов, влияющих на промышленную оценку месторождений. Все большее внимание стали уделять уточнению терминов и определений (например, «запасы» и «ресурсы»), чтобы устранить их неверное толкование и использование.

В этих исследованиях принимали участие многие зарубежные специалисты: Леворсен, Пратт, Арпс, Шерр, Неттерт, Уикс, Запп, Ласки, Белондель, Эгглстон, Маскет, Торри, Томпсон, В.М. Крейгер, В.И. Маккелви, У. Мастерс, Д.Д. Шану, М. Гренон, А.Р. Мартинес, Д.С. Айон, Г.Дж. Де Сорси, Х. Деккер, Шофнер Смит, Ф.Х. Лехи.

Из отечественных геологов следует особо отметить М.В. Абрамовича, В.В. Билибина, И.С. Васильева, Д.В. Голу-

бятникова, И.М. Губкина, М.А. Жданова, М.Ф. Мирчинка. В последние два десятилетия значительный вклад в исследования, связанные с совершенствованием отечественной классификации запасов, внесли А.М. Быбочкин, Г.А. Габриэлянц, И.С. Гутман, В.А. Двуреченский, Н.А. Еременко, А.Н. Золотов, А.Э. Конторович, К.А. Клещев, Н.А. Крылов, Н.Н. Лисовский, С.П. Максимов, М.С. Моделевский, В.И. Назаров, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, Г.П. Сверчков, М.В. Толкачев, М.В. Фейгин, Э.М. Халимов.

Анализ зарубежных схем классификации запасов нефти проводился И.М. Губкиным, М.В. Абрамовичем, И.С. Васильевым, Н.И. Трушковым и другими исследователями еще в 20–30-х годах прошлого столетия, когда применительно к условиям нашей страны разрабатывались первые классификации запасов.

В современной отечественной литературе вопросы классификации запасов нефти и газа в зарубежных странах (в основном в США) и сопоставимости категорий запасов, принятых за рубежом, с категориями запасов, выделяемыми в нашей стране, рассматривались в работах: В.Н. Щелкачева (1958, 1961, 1995), Н.Т. Линдропа (1959), А.А. Трофимука (1961, 1964), Ф.А. Гришина и Г.Л. Говоровой (1963), В.Ф. Поминова (1964, 1967), М.Б. Добровольского (1965), М.Ф. Мирчинка и М.В. Фейгина (1966), М.С. Моделевского и В.Ф. Поминова (1974), Н.А. Еременко и С.П. Максимова (1974), Н.А. Калинина (1983), М.С. Моделевского (1983) и др.

Наиболее значимыми и чаще других применяемыми на практике или получившими признание среди специалистов, являются следующие:

Классификационная схема ресурсов и запасов полезных ископаемых Горного бюро и Геологической службы МВД США (1973 г.);

Классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов СССР (1960, 1970, 1983 гг.);

Классификация ресурсов и запасов нефти (X Мировой нефтяной конгресс, 1979 г.);

Классификация запасов нефти (XI Мировой нефтяной конгресс, 1983 г.).

На практике пользуются в основном этими четырьмя схемами классификаций запасов и ресурсов нефти и газа. Общим очень важным положением, присущим каждой из них, является определение терминов «запасы» и «ресурсы». Разделение этих терминов по четкому критерию — получению

промышленной нефти из скважин — предполагает использование «запасов» для решения задач разведки месторождений, подготовки их к разработке, определения добывных возможностей, а «ресурсов» — для перспективного планирования поисково-разведочных работ и прогноза развития добычи.

Разработка первой классификации запасов нефти в СССР была осуществлена в 1928 г. комиссией Геологического комитета, созданной для проведения первого подсчета запасов нефти в стране.

В последующие годы она была значительно усовершенствована И.М. Губкиным, Д.В. Голубятниковым, В.В. Билибиным, М.В. Абрамовичем, М.А. Ждановым и другими геологами.

Классификацию запасов нефти периодически (в 1932, 1937, 1942, 1953, 1959, 1970, 1983, 2001 гг.) пересматривали для приведения ее в соответствие с меняющимися условиями разведки и промышленного использования месторождений нефти.

После утверждения основных положений классификации запасов правительством СССР она законодательно устанавливала единые принципы подсчета и учета запасов. Со временем разработка перспективных планов развития нефтяной промышленности СССР потребовала более широкого использования прогнозных оценок перспектив нефтеносности отдельных регионов страны. В связи с этим классификация нефтяных ресурсов расширилась, и появились такие понятия, как «количественная оценка прогноза нефтеносности», «потенциальные ресурсы» (начальные и текущие) и др.

Долгое время в СССР и с 1991 г. до 2001 г. в России официально действовала классификация 1983 г. Дискуссии о необходимости ее изменения в связи с происшедшими в стране политическими и экономическими переменами начались с начала 90-х годов. Они продолжаются и сегодня. В феврале 2001 г. Министерство природных ресурсов России утвердило «Временную классификацию запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов». Она так же, как и классификация 1983 г., базируется на принципе различия в степени геолого-геофизической изученности месторождений, залежей, их отдельных частей, а также перспективных на нефть структур (ловушек) и территорий.

ОСНОВНЫЕ ИСПОЛЪЗУЕМЫЕ ТЕРМИНЫ И ПОНЯТИЯ

Запасы — количество углеводородов на открытых месторождениях, которое может быть окончательно извлечено, минус накопленная добыча.

Ресурсы — общее количество углеводородов, рентабельных к разработке в пределах крупных геологических структур (бассейн, провинция) или географических единиц (страна, область и т.д.) и открытых, и неоткрытых. («Открытое» означает углеводородное скопление, наличие которого установлено бурением. «Неоткрытое» — скопление углеводородов, наличие которого не подтверждено бурением, а принимается без доказательства.)

Извлекаемые запасы — те количества жидких, газообразных и твердых углеводородов, которые предполагается извлечь промышленным способом из известных залежей.

Доказанные запасы — те количества жидких, газообразных и твердых углеводородов, которые на основании инженерно-геологических данных, с достаточной достоверностью могут быть извлечены промышленным способом из известных залежей при существующих экономических условиях, принятыми способами эксплуатации и при действующих государственных нормативно-правовых актах.

Доказанные разрабатываемые запасы — это такие доказанные запасы, которые, как ожидается, могут быть извлечены с помощью существующих скважин и другого оборудования и существующих методов добычи. Запасы, чье наличие обусловлено применением методов повышения нефтеотдачи, могут быть отнесены к доказанным разрабатываемым запасам только после завершения подготовки к внедрению этих методов.

Доказанные неразрабатываемые запасы — это такие доказанные запасы, которые, как ожидается, могут быть извлечены с помощью проектируемых на будущее скважин и другого оборудования, а также с применением в будущем методов повышения нефтеотдачи, которое ожидается с высокой степенью уверенности.

Недоказанные запасы нефти есть расчетные количества нефти на конкретную дату, относительно которых анализ геологических и промысловых данных свидетельствует, что они могут быть промышленно извлекаемыми с достаточной степенью уверенности в вероятности их существования.

Далее недоказанные запасы можно подразделить на:
вероятные запасы, если их существование вероятно;

возможные запасы, если их существование лишь возможно.

Расчетные объемы недоказанных запасов должны устанавливаться с учетом неопределенности в отношении того, можно ли и в какой мере с достаточной достоверностью ожидать, что эти дополнительные запасы могут быть извлекаемыми в будущем; поэтому оценки должны приводиться в виде диапазона значений.

Умозрительные запасы нефти и есть расчетные количества нефти на конкретную дату, которые еще не открыты, но по общим геологическим и промысловым данным могут быть, в конечном счете, годными к промышленному использованию. Из-за сильной неопределенности оценки этих количеств нефти результаты во всех случаях должны приводиться в виде диапазона значений.

Геологические запасы нефти и есть общее количество нефти, которое, по первоначальной оценке, существует в природных резервуарах.

Будущие потенциальные запасы (текущие потенциальные ресурсы) на конкретную дату представляют собой сумму доказанных запасов и умозрительных запасов. Из-за сильной неопределенности оценки некоторых составных частей этой категории результаты подсчета во всех случаях должны приводиться в виде диапазона значений.

Начальные потенциальные запасы на конкретную дату представляют собой сумму накопленной добычи и будущих потенциальных запасов.

Первичное извлечение есть добыча нефти из природных резервуаров с использованием естественной энергии резервуара для перемещения флюидов по пласту-коллектору к скважинам или другим пунктам их извлечения.

Извлечение нефти и с применением методов повышения нефти еот дачи есть добыча нефти из природных резервуаров путем повышения природной энергии или изменения природных сил в резервуаре.

2

ЭВОЛЮЦИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА (1928–1983 гг.)

Первая классификация запасов нефти в СССР была разработана в 1928 г. Комиссией Геологического комитета, которой было поручено провести первую оценку запасов нефти в стране. Чтобы правильно понять условия, в которых создавался документ, полезно вспомнить сложившуюся к тому времени ситуацию в добывающих отраслях страны.

В октябре 1917 г. Второй Всероссийский съезд Советов принял декрет «О земле», уничтоживший частную собственность на землю и ее недра. В соответствии с этим законом декретом Совнаркома РСФСР в 1918 г. была национализирована нефтяная промышленность [38, 39].

Интересно отметить, что при национализации нефтяной промышленности советская власть получила запасы нефти в количестве: в Баку — 4,9 млн т, в Грозном — 660 тыс. т и на Эмбе — 214 тыс. т.

К Октябрьской революции нефтяная промышленность была синдицирована, как ни одна из отраслей крупной промышленности старой России. Почти 70 % всей добычи нефти Бакинского района — основного нефтяного района страны — было сосредоточено в руках небольшой группы крупнейших фирм. Декретом Совнаркома национализации подлежали все предприятия нефтяной промышленности, кроме мелких, добывающих нефть кустарным способом.

В годы гражданской войны основные нефтедобывающие районы страны были захвачены иностранными оккупантами. Годы интервенции и гражданской войны (1918–1927 гг.) характеризовались значительным сокращением добычи нефти. Лишь к 1927 г. добыча нефти была доведена до уровня 1913 г. — 10,2 млн т. В 1928 г. уровень добычи нефти составил 11,6 млн т и превысил максимальный дореволюционный уровень, относящийся к 1901 г. [38, 39].

Руководители Советской страны, ставившие задачи укрепления социалистического строя, придавали исключительное значение нефтяной промышленности в индустриализации страны. Во время первой пятилетки (1928–1932 гг.) в стране интенсивно шли индустриализация промышленности, коллективизация сельского хозяйства, создавались автомобиль- и тракторостроение, авиация. Значительно увеличилась потребность в нефти и нефтепродуктах.

Плановое развитие социалистического хозяйства, централизованное управление промышленностью, транспортом и другими звеньями производства, требовало создания новых принципов управления народного хозяйства. На начальном этапе государственного строительства особенно важно было наладить учет и контроль запасов минерального сырья, в том числе нефти и газа.

Перед Комиссией Геологического комитета была поставлена задача собрать и систематизировать все сведения по имеющимся в стране нефтяным месторождениям, определить состоянием их изученности и оценить их запасы. Преимущественными объектами изучения являлись месторождения старых районов – Баку, Грозного, Ухты, Эмбы. Методической основой этой работы должна была стать соответствующая систематика-классификация запасов.

Созданию первой в стране систематики предшествовали исследовательские работы по разработке классификации запасов нефти по степени их достоверности и методических основ подсчета запасов в НГРИ и геологических отделах (бюро) объединений «Азнефть», «Грознефть» и др. [38].

Первая официальная «Классификация подземных запасов нефти и газа» основывалась на степени разведанности нефтяных залежей и подготовленности их к разработке и эксплуатации или к промышленной разведке глубоким бурением. Определяющими в ней являлись положения о том, что учету подлежат только промышленные запасы, т.е. запасы достаточно полно изученные бурением, а также только те запасы, которые могут быть извлечены из недр при современном состоянии техники. Подчеркивалось, что запасы, которые при существующих способах эксплуатации не могут быть извлечены из недр, подлежат отдельному учету.

Классификация 1928 г. предусматривала подразделение запасов нефти по степени их подготовки к извлечению имеющимися скважинами всего на три категории [46]:

А – «подготовленный запас», т.е. количество нефти, которое может быть извлечено имеющимися скважинами при

эксплуатации их до минимального экономически выгодного дебита;

В — «разведанный запас», т.е. количество нефти, которое может быть извлечено из пластов в пределах оконтуренной нефтеносной площади новыми скважинами при эксплуатации их до минимального экономически выгодного дебита;

С — «предполагаемый запас», т.е. количество нефти, которое может быть извлечено из пластов месторождения за пределами установленного контура нефтеносности или площади, недостаточно разведанной бурением.

К концу первой пятилетки (1928 – 1932 гг.) добыча нефти в СССР уже достигла 21,4 млн т. Однако темпы добычи нефти в стране были недостаточными. Бурно развивавшееся народное хозяйство СССР требовало большего количества нефти [38, 39].

В 1929–1930 гг. был произведен подсчет запасов нефти с выделением наряду с промышленными запасами и перспективных «запасов». Результаты этих подсчетов были учтены при планировании добычи нефти по отдельным районам страны.

После изучения текущего состояния и количественной оценки запасов нефти возникла задача государственного планирования развития добычи нефти, строительства промысловых и промышленных сооружений, развития разведочных работ. Решению новых задач должна была способствовать новая классификация. Если первая классификация носила характер научного документа, позволяющего оценить количество запасов и состояние изученности месторождений, то новый документ должен был иметь регламентирующий характер, унифицирующий требования к государственному учету запасов и условия применения категорий запасов.

В классификации 1932 г. [46] запасы нефти по-прежнему дифференцировались по степени разведанности и изученности месторождений, но уже на 5 категорий: A_1 , A_2 , В, C_1 и C_2 (табл. 2.1). Важным позитивным новшеством явилось включение жестких ограничительных условий использования категорий запасов. Категории подготовленных и разведанных запасов (A_1 и A_2) разрешено использовать для планирования добычи, а видимые запасы — категорию В — лишь для планирования разведочных работ. Весьма примечательно, вполне правомерно указывалось, что предполагаемые запасы (категория C_1) разрешено использовать лишь для обоснования перспективного планирования развития нефтяной промыш-

Таблица 2.1

Классификация запасов 1932, 1937, 1942 гг. (по М.Ф. Мирчинку)¹

Категория	Изученность и разведанность запасов	Условия использования категорий запасов
A ₁	<i>Подготовленные запасы</i> Запасы, которые могут быть получены из уже пробуренных, находящихся в эксплуатации скважин.	Для планирования добычи нефти или газа, строительства промысловых и промышленных сооружений.
A ₂	<i>Разведанные запасы</i> Запасы, которые могут быть получены из всех новых скважин, подлежащих введению в эксплуатацию на разведанной площади нефтяной (газовой) залежи. Для заложения этих скважин не требуется дополнительного проведения разведочных скважин.	Для планирования добычи из новых скважин, объема эксплуатационного бурения, строительства промысловых и промышленных сооружений.
B	<i>Видимые запасы</i> Запасы, которые могут быть получены из новых скважин на площади нефтеносного горизонта, еще не оконтуренной разведочным бурением, но уже с выявленной промышленной нефтеносностью (имеются разведочные скважины, давшие промышленные притоки нефти или газа). Необходимо заложение разведочных скважин для оконтуривания нефтяной залежи.	Для планирования объема разведочного оконтуривающего бурения, обоснования технических проектов промышленного строительства, планирования объема капитальных затрат.
C ₁	<i>Предполагаемые запасы</i> Запасы нефти или газа в новых залежах или месторождениях, по которым промышленная нефтегазоносность еще не установлена, но известны газонефтепроявления, или в непосредственной близости находятся в разработке геологически аналогичные залежи или месторождения.	Для обоснования перспективного планирования развития нефтяной промышленности, определения объема разведочных работ, включая глубокое разведочное бурение, определения объема капитальных затрат на эту цель. При наличии запасов в пределах тех же залежей или месторождений высших категорий допускаются в качестве обоснования планирования объема капитальных затрат на промышленное строительство.
C ₂	<i>Перспективные запасы</i> Запасы по геологически выявленным структурам (антиклинальным складкам и т.д.), расположенным в геологически перспективных в отношении промышленной нефтеносности провинциях.	Для перспективного планирования народного хозяйства, определения объема поисковых, геофизических и разведочных работ и определения объема капитальных затрат на эту цель.

¹ М.Ф. Мирчинк. Нефтепромысловая геология. — М.-Л.: Гостоптехиздат, 1946. — 699 с.

ленности, а перспективные запасы (категория С₂) — лишь для перспективного планирования народного хозяйства.

Заметим, что в более поздних классификациях эти важнейшие ограничительные условия использования категорий запасов были опущены или упущены (трудно установить по каким соображениям). Запасы низших категорий стали широко использовать для планирования добычи нефти и промышленного строительства. В результате это привело к серьезным негативным последствиям и значительному материальному ущербу.

Знаковым событием в формировании взглядов на развитие сырьевой базы страны можно считать 1937 г. На открытии XVII сессии Международного геологического конгресса, состоявшегося летом 1937 г., академик И.М. Губкин (занимавший пост председателя Совета нефтяной промышленности) в докладе о мировых запасах нефти заявил, что «нашему Советскому государству в ближайшем потребуются много нефти, поэтому мы должны знать более или менее точно, какими ресурсами мы владеем, чтобы правильно планировать наше нефтяное хозяйство... Нам необходимо планировать поиски новых структур, новых районов в связи с плановым распределением производительных сил страны». И.М. Губкин призвал членов Конгресса обсудить применяемую в Советском союзе схему классификации запасов нефти и внес предложение при положительном отношении к ней принять ее в качестве международной. Он предложил также выделить запасы вне категорийного порядка — «геологически возможные запасы, которые в подсчет совершенно не вводятся. Это возможные запасы в областях и районах, которые по ряду геологических соображений могут оказаться нефтеносными» [38].

И.М. Губкин на XVII Геологическом конгрессе по существу озвучил общую концепцию, положенную в основу государственной политики Советского государства по развитию сырьевой базы добычи углеводородов. Эта концепция на долгие годы определила вектор развития отечественной науки и практики в области поисков и разведки нефти и газа. С этого времени в стране утвердился подход к оценке сырьевой базы, исходившей не из количества имеющихся доказанных запасов, а на основе оценки прогнозных «запасов».

Обращаясь к истории развития проблемы прогнозирования, отметим, что прогнозные «запасы» нефти и газа впервые по всей стране были подсчитаны большой группой специалистов под руководством И.М. Губкина в 1937 г. [7, 16]. Этот

подсчет был произведен методом «возможного фонда антиклинальных поднятий» в перспективных на нефть и газ районах путем оценки запасов, приходящихся на каждую из этих структур. Такие «запасы» до этого времени не учитывались, а поэтому и не подсчитывались, несмотря на то, что в ряде районов страны, особенно в послевоенный период, проводились в значительных объемах поисково-разведочные работы на нефть.

Первой попыткой решения методических вопросов оценки прогнозных «запасов» является метод, предложенный в 1940 г. В.С. Старик-Блудовым и Н.М. Кудряшевой, названный ими объемно-генетическим [7, 16]. В представлении авторов, этот метод является «переложением на язык цифр теории происхождения нефти». Сущность метода заключается в учете первоначального содержания органического вещества, захороненного в материнских породах, которое преобразуется в нефть и накапливается в количестве от 2 до 15 % исходного.

Надо заметить, к подходу оценки запасов, используемому И.М. Губкиным, геологическая общественность в стране и за рубежом относилась осторожно. В 1924 г. И.М. Губкин доложил на Энергетической конференции в Лондоне, что доля запасов Советского Союза составила 37,5 % мировых ресурсов и наша страна заняла первое место в мире. Эта оценка, выполненная И.М. Губкиным, у иностранных и некоторых советских геологов вызвала большие сомнения. Один из крупнейших американских геологов Д. Уайт в 1931 году определил, что Советский Союз имеет лишь 9,7 % мировых запасов [7, 16].

Тем не менее, подход к оценке ресурсной базы, развиваемый И.М. Губкиным, получил дальнейшее широкое развитие в стране. Одним из основных условий, способствующих этому, являлась плановая основа социалистической экономики. Грандиозные планы развития экономики первой страны социализма, устанавливаемые решениями съездов Коммунистической партии, не могли быть реальными на основе учета доказанных достоверных запасов. Сырьевая база углеводородов, построенная на основе оценки прогнозных и перспективных ресурсов, более полно отвечала содержанию текущих и перспективных долгосрочных планов развития экономики, грандиозных планов сталинских пятилеток.

Вся дальнейшая советская история развития нефтяной и газовой промышленности характеризуется постоянным наращиванием объема поисково-разведочных работ преимуще-

ственно в новых регионах и на новых разведочных площадях, охваченных предварительной оценкой перспективных и прогнозных ресурсов.

Дальнейшее изменение Классификаций, являвшихся инструментом реализации государственной политики в области обеспечения сырьевой базы страны, шло именно в направлении усиления внимания к оценке прогнозных и перспективных ресурсов углеводородов. Стали все больше внимание уделять количественной оценке прогнозных ресурсов нефти и газа на основе совершенствования методик подсчета, а также более обоснованной классификации прогнозных ресурсов. Соответственно наблюдается постепенное ослабление внимания к достоверности запасов нефти, пополнявших государственный баланс страны.

Объектом большой дискуссии, развернувшейся на страницах печати было понятие о самой сущности термина «прогнозные запасы». Учитывая их значительные отличия от категорийных запасов, подразделяемых между собою по степени разведанности (А, В, С₁, С₂), было предложено отказаться от термина «прогнозные запасы» и заменить его термином «прогнозная оценка нефти и газа» (Н.И. Буялов, 1979 г.) [7].

Не меньшее внимание было уделено и термину «потенциальные ресурсы», которые в своем понятии не отражают основную сущность. Было рекомендовано заменить его термином «начальные суммарные ресурсы» (соответственно нефти или углеводородов).

Принципиально новым в классификации 1953 года является разделение запасов на группы, подлежащие раздельному учету [65]: *балансовые и забалансовые*. Такое разделение свидетельствовало о том, что впервые в отечественной практике было обращено внимание на экономический аспект при добыче нефти и на наличие на государственном балансе объемов запасов нефти, не рентабельных к разработке. По-прежнему запасы нефти и газа подразделяются на пять категорий: А₁, А₂, В, С₁, и С₂ (подготовленные, разведанные, видимые, предполагаемые, геологические или перспективные) (табл. 2.2).

Самым существенным изменением в классификации 1959 г. в сравнении с предыдущими являются: отказ от разделения запасов категории А на два подкласса — А₁ и А₂ и ослабление требований к категории А в целом [19]. Запасы категории А теперь определялись как *запасы, детально разведанные, подсчитанные по площади, оконтуренной скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа, а для*

Таблица 2.2
Классификация запасов нефти 1953 г.

Категория запасов	Разведанность и изученность запасов	Промышленное значение запасов
A ₁	Запасы, которые могут быть получены из уже пробуренных скважин эксплуатационного фонда.	Подготовленные запасы для планирования текущей добычи, строительства промысловых сооружений и промышленного строительства.
A ₂	Запасы, которые могут быть получены на разведанных площадях, из новых скважин, опирающихся на продуктивные скважины. Для заложения этих скважин не требуется дополнительного бурения.	Разведанные запасы для планирования текущей добычи из новых скважин эксплуатационного бурения и для промыслового и промышленного строительства.
B	Запасы, которые могут быть получены из новых скважин на площади, еще не оконтуренной разведочным бурением, но с уже выявленной промышленной нефтегазоносностью (имеются скважины, давшие промышленную нефть и газ). Для площади с запасами категории B необходимо дополнительное разведочное бурение.	Для проектирования и проведения промышленного разведочного бурения, капиталовложений в разведку и обоснования перспективных планов промышленности.
C ₁	Запасы по новым пластам и месторождениям, по которым промышленная нефть или газ еще не получены, но известно наличие газонефтепроявлений или в непосредственной близости имеются в разработке геологически аналогичные объекты.	Для обоснования перспективных планов промышленности и капиталовложений в геологоразведочные работы, включая глубокое разведочное бурение.
C ₂	Запасы по установленным структурам и площадям с геологическими данными, благоприятными для наличия газонефтяных залежей.	Для перспективного планирования народного хозяйства и проведения геологоразведочных работ, включая глубокое разведочное структурное бурение.

газовых месторождений, кроме того, достоверно установленные по данным опытной эксплуатации; условия залегания, характер изменения коллекторских свойств, нефтенасыщение, газонасыщение продуктивных пластов, качественный и количественный состав нефти и газа и другие подсчетные параметры, а также основные показатели, определяющие условия разработки месторождения (режим пластов, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов),

изучены детально на основании данных разведки и комплекса исследований работ.

Одновременно несколько понизился статус категории В, которая теперь трактовалась как *запасы на площади, промышленная нефтеносность или газоносность которой доказана наличием на этой площади скважин с благоприятными показателями каротажными и получением из месторождения промышленного притока нефти и или газа не менее чем в двух скважинах, вскрывших продуктивную залежь на различных гипсометрических отметках; условия залегания, характер изменения коллекторских свойств, нефтенасыщение, газонасыщение продуктивных пластов и другие подсчетные параметры, а также основные показатели, определяющие условия разработки месторождения, изучены в целом по месторождению приближенно; определен полный состав нефти и газа.*

При указанных условиях по месторождениям, приуроченным к ненарушенным или слабо нарушенным структурам и литологически однородным пластам простого строения, к категории В относятся запасы, подсчитанные в контуре изогипсы, соотвествующей наиболее низкой отметке пласта, с которой скважинами получен промышленный приток нефти и или газа.

По месторождениям со сложным геологическим строением, с резкими литологическими изменениями коллекторов к категории В относятся запасы, подсчитанные на площади, оконтуренной скважинами с положительными данными опробования и благоприятными показателями каротажными.

Произошедшие изменения в трактовке категорий запасов А и В означали явно выраженное проявление тенденции к пренебрежению доказательствами достоверности запасов, тенденции, получившей в последующих классификациях дальнейшее развитие.

В классификации 1959 г. более четкое, близкое к современному, определение получила категория С₁. *Запасы месторождений, для которых условия залегания нефти и газа выявлены по данным геолого-поисковых или геофизических работ, коллекторские свойства продуктивных пород и подсчетные параметры установлены по отдельным скважинам или по аналогии с соседними разведанными месторождениями, при получении на оцениваемой площади хотя бы в одной скважине промышленного притока нефти и или газа. К этой же категории относятся запасы залежей на площадях, непосредственно примыкающих к залежам с запасами более высоких категорий, а также запасы нефти и газов в пластах, поло-*

жит ельно охарак еризованных карот ажем и находящихся в пределах мест орождения между залежами, из кот орых получены промышленные прит оки нефт и и газа.

В этой классификации по-прежнему схематично сформулировано определение категории C_2 . По-видимому, это связано с тем, что все первые классификации были направлены в основном на систематику промышленных запасов, а не ресурсов (в современном понимании). Поэтому авторы не уделяли должного внимания определениям перспективных и прогнозных ресурсов.

Однако наиболее важным и существенным изменением классификации 1959 г. в отличие от предыдущих является выделение прогнозных «запасов», под которыми понимали возможные «запасы» на перспективных и малоизученных территориях. Было выделено две подгруппы D_1 и D_2 .

Группа D_1 : «Запасы» нефти и газа бассейнов осадочных пород в пределах перспективных территорий как с доказанной, так и предполагаемой нефтегазоносностью по ловушкам, установленным, но недостаточно изученным, а также по ловушкам, намечаемым различными методами исследований.

Группа D_2 : «Запасы» нефти и газа бассейнов осадочных пород в пределах геологически малоизученных территорий, освещенных лишь мелкомасштабными исследованиями, не позволяющими составить достаточно полное представление о глубинном геологическом строении и перспективах нефтегазоносности. Кроме того, к этой группе отнесены «запасы» бассейнов осадочных пород с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью:

- 1) по продуктивным и предполагаемым горизонтам в ловушках, число которых трудно установить заранее;
- 2) по возможным продуктивным горизонтам, наличие которых предполагается в пределах изученной части разреза глубоким бурением;
- 3) по возможным продуктивным горизонтам в разрезе отложений ниже глубин, вскрытых бурением.

В классификации 1970 г. сохранилась номенклатура категорий запасов [27]. Однако наблюдается дальнейшее «умягчение» определений и требований к категориям запасов, а также расширение статуса низших категорий.

Это хорошо видно при сравнении определений классификации 1953 г. и приводимых ниже (ключевые слова выделены курсивом):

«Запасы залежи (или ее части) *изучены* с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров за-

лежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного состава нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки, — режим работы залежи, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов, гидро- и пьезопроводность и другие особенности. Запасы категории А подсчитываются в процессе разработки залежи.

Запасы залежи (или ее части), нефтегазонасыщенность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических данных и керна. Форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов и другие параметры, а также основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены приближенно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи; состав нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов в пластовых условиях поверхности изучены детально. По нефтяным залежам проведена пробная эксплуатация *отдельных скважин*. По газовым залежам установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность.

Запасы залежей, нефтегазонасыщенность которых установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в отдельных скважинах (*часть скважин может быть опробована испытанием элементов пласта*) и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин, а также запасы части залежи (тектонического блока), примыкающей к площадям с запасами более высоких категорий.

Условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными *для данного района* методами геологических и геофизических исследований, коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам *или приняты по аналогии* с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями.

Запасы нефти и горючих газов, *наличие которых предполагается* на основании благоприятных геологических и гео-

физических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах *в пределах нефть и газоносных районов*, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований.

Забалансовые запасы категории C_2 не подсчитываются».

Одновременно наблюдается дальнейшее ослабление требований в сравнении с прежними классификациями к подготовленности месторождений к разработке. Так, в классификации 1970 г. [23] разрешалось утверждать проекты разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и выделять капитальные вложения на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений при наличии запасов категорий В и C_1 . При этом для месторождений простого геологического строения, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью мощности и коллекторских свойств по площади и разрезу, запасы должны быть разведаны по категории В в новых районах не менее 30 %, а в районах с развитой нефтегазодобывающей промышленностью не менее 20 % запасов.

Для месторождений сложного геологического строения считалось, что выявление запасов категории В нецелесообразно вследствие высокой стоимости разведочных работ [23]. Утверждение проектов и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов допускались на базе запасов категории C_1 . (Послабление в степени изученности для месторождений сложного строения делалось с благими намерениями удешевления затрат на разведочные работы. Совокупность же затрат в целом на разведку, эксплуатационное бурение, строительство промысловых объектов не учитывалась, что, конечно, не корректно.)

Высокие требования к степени изученности, определенные классификацией 1970 г., сформировались на основе многолетней практики геологоразведочных работ во многих нефтегазоносных регионах страны (Украина, Белоруссия, Северный Кавказ и др.). Они оправдались в практике работ в нефтеносных областях Урало-Поволжья (Башкирия, Татария, Самарская и Пермская области и др.), период расцвета нефтедобычи которых приходится на 60–70-е гг. Выполнение требований классификации 1970 г. позволяло проектировать разработку нефтяных месторождений на обоснованных геологических моделях, при построении которых использовали достоверные данные о строении пластов, площади нефтенос-

ности и других параметрах залежей. Проектирование в этом случае обеспечивало, как правило, достаточную для практики надежность расчетных показателей, «привязку» системы разработки к особенностям строения залежи, сводило к минимуму возможные издержки в выборе мест заложения эксплуатационных скважин различного технологического назначения (добывающие, нагнетательные, контрольные и др.).

Обеспечение необходимой степени изученности (до категорий В и С₁) достигалось тем, что геологоразведочные организации значительную часть госбюджетных ассигнований, технических средств, выделяемых на поиск месторождений, затрачивали на разведку месторождений. В условиях умеренных темпов наращивания добычи нефти и планомерного освоения новых месторождений в нашей стране до середины 70-х годов геологоразведочные организации в целом обеспечивали необходимый прирост запасов нефти за счет открытия новых месторождений.

Однако в конце 70-х и начале 80-х годов темп прироста добычи нефти в нашей стране резко возрос за счет освоения крупнейших месторождений Западной Сибири. В 1976 г. абсолютный прирост годовой добычи нефти в Западной Сибири достиг рекордной величины. За десятилетие (1970—1980 гг.) добыча нефти здесь выросла в 10 раз. Для ее обеспечения при таком темпе роста потребовалось резко увеличить прирост запасов нефти. При достигнутом высоком объеме геолого-геофизических и буровых работ дальнейшее увеличение сдерживалось ограниченностью баз машиностроения. Поэтому выполнение задач по приросту запасов могло идти только за счет увеличения доли поискового бурения. Утвердилось представление о том, что для относительно простого геологического строения региона Западной Сибири требования к степени разведанности месторождений, подготавливаемых к разработке, завышены и их необходимо пересмотреть. Укреплению такого мнения способствовали успешность поисков и разведки в этом регионе на первом этапе освоения, высокая результативность работ, приводящая к ежегодному открытию значительного числа месторождений и высоким приростам запасов на ранее открытых месторождениях.

В этих условиях отказ от кажущейся излишней детализации разведки для поисково-разведочных организаций сулил увеличение числа открываемых месторождений и прирост ресурсов и запасов по низким категориям даже при некотором снижении общего объема работ. Мнение о целесообразности уменьшения доли разведочного бурения в общем объ-

еме буровых работ в Западной Сибири разделяли в это время и специалисты нефтедобывающих предприятий, полагающие, что новая практика позволит ускорить открытие и ввод новых месторождений в разработку. Это мнение было поддержано Министерством нефтяной промышленности СССР, Министерством геологии СССР, ГКЗ СССР.

Дальнейшее смещение внимания в сторону перспективных и прогнозных ресурсов произошло в классификации 1983 г., просуществовавшей дольше других вплоть до 2001 г. [28].

Принципиальная новизна новой классификации проявилась уже в ее названии. Объектом предыдущих систематик были *запасы*, в новой — стали *запасы месторождений, перспективные и прогнозныe ресурсы*. Тем самым подчеркнута роль и значимость ресурсной составляющей в общей оценке сырьевой базы. Такое изменение приоритета по существу явилось официальным завершением проводившейся долгие годы практики обоснования и ведения геолого-поисковых и разведочных работ. В это время после достижения высоких текущих уровней добычи нефти остро стал ощущаться дефицит новых сырьевых резервов, восполняющих добычу. Основными показателями состояния сырьевых ресурсов нефти и газа признали не только качественную характеристику перспектив нефтеносности того или иного района, но количественные значения прогнозных ресурсов и категориальных запасов и в том числе соотношения их между собой. В основе такого подхода существовало мнение о высокой перспективности недр, вовлеченных в поисково-разведочные работы. По мнению ведущих отечественных геологов, неразведанные ресурсы нефти и газа еще огромны.

Изменение содержания классификации сопровождалось дополнительным выделением новых классов перспективных и прогнозных ресурсов: категории C_3 — перспективных ресурсов нефти и газа подготовленных для глубокого бурения площадей, категории D_1 — прогнозныe ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов с доказанной промышленной нефтегазоносностью, категории D_2 — прогнозныe ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана.

Подверглись незначительной, в основном редакционной правке определения категорий А и В.

Более существенное изменение коснулось определения классификации C_1 . По существу новое определение придавало этой категории значимость основной в сумме трех категорий промышленных запасов. Достижение изученности за-

пасов до категории C_1 в соответствии с новыми требованиями позволяло теперь составлять технологическую схему разработки или проект опытно-промышленной разработки месторождения. Такое повышение статуса C_1 было удобно для государственных геологоразведочных организаций. Месторождения, разведанные до меньшей, чем раньше, степени изученности, могли теперь передаваться для организации добычи нефти государственным добывающим предприятиям.

Несмотря на то, что перспективные и прогнозные ресурсы получили в новой классификации полное раскрытие тремя категориями, категория C_2 , выполнявшая функцию этих категорий в прежних классификациях, была оставлена в группе «запасов». При этом статус ее также был поднят. Было определено, что «запасы категории C_2 используются для определения перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ или геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышележащие пласты и частично для проектирования разработки залежей». Сохранение места категории C_2 в группе «запасов» и одновременно отнесение ее к перспективной, недоказанной категории, название которой определено как «ресурсы», придало категории C_2 двусмысленность и неоднозначность. (Более детально вопрос значимости категории C_2 рассмотрен отдельно.)

ВЫВОДЫ

1. Первая классификация запасов нефти (1928 г.) была создана в качестве методической основы первого в Советском государстве подсчета промышленных запасов нефти. Она предназначалась для дифференциации запасов по степени изученности и подготовленности запасов к разработке или проведения промышленной разведки. В последующем классификации был придан статус официального документа, регламентирующего в государстве учет и контроль за состоянием запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата, определяющего условия использования запасов и ресурсов в планировании поисков, разведки и разработки месторождений.

2. Классификацию запасов нефти периодически (в 1932, 1937, 1942, 1953, 1959, 1970, 1983, 2001 гг.) пересматривали. После утверждения правительством СССР документы устанавливали единые правила подсчета и учета запасов. Все классификации базируются на принципе различия в степени геолого-физической изученности месторождений, залежей, их отдельных частей, а также перспективных на нефть струк-

тур (ловушек) и территорий, т.е. основной принцип первой классификации сохранился.

Каждая последующая классификация строилась на основе предыдущей. Изменения вносились в соответствии с изменившимся состоянием сырьевой базы и новыми задачами по планированию развития минерально-сырьевой базы народного хозяйства.

Изменению подверглись: число выделяемых классов (категорий), их содержание и статус (условия возможного использования на разных стадиях освоения ресурсов и запасов) (табл. 2.3).

Наблюдается четкая тенденция в динамике изменения классификации — постепенное снижение достоверности промышленных запасов нефти и повышение роли и значимости перспективных и прогнозных ресурсов.

В связи с тем, что содержание и статус некоторых классов (категорий) существенно изменились в сравнении с начальным (особенно это относится к категориям В, С₁ и С₂), анализ динамики во времени в отдельности по категориям не корректен.

3. Основные изменения, произошедшие в классификации за период с 1928 по 2001 гг., связаны с включением в нее, кроме категорий разведанных и доказанных, категорий перспективных и прогнозных ресурсов. Такое изменение объективно вызывалось потребностью плановой экономики социалистического государства. С ростом потребностей народного хозяйства в энергоресурсах все больше ощущалась необхо-

Таблица 2.3

Сопоставление категорий запасов нефти и ресурсов в разных классификациях

Показатели	Классификации							
	1928 г.	1932 г.	1953 г.	1959 г.	1979 г.	1983 г.	2001 г.	
Запасы	А	A ₁	A ₁	А	А	А	А	
		A ₂	A ₂					
	В	В	В	В	В	В	В	
		С	C ₁	C ₁	C ₁	C ₁	C ₁	C ₁
			C ₂	C ₂	C ₂ м	C ₂ м	C ₂ м	C ₂ м
			C ₂ пп	C ₂ пп	C ₃	C ₃		
Ресурсы				Д ₁	Д ₁	Д ₁	Д ₁ л	
				Д ₂	Д ₂	Д ₂	Д ₂	

Примечание. С₂ м — С₂ месторождений; С₂ пп — С₂ перспективных площадей; Д₁ л — Д₁ локализованные ресурсы.

димость изучения и оценки перспективных и прогнозных ресурсов. В течение всей истории существования СССР государство постоянно ощущало потребность в энергоресурсах и топливе, а в отдельные периоды испытывала топливный голод. Во всяком случае, во все времена потребности энергоресурсов всегда превосходили реальные возможности. Реальные же возможности определялись прежде всего разведанными, доказанными запасами, а также ограниченными материально-техническими ресурсами, которые страна могла выделять на их освоение.

Между тем отечественные ведущие и руководящие геологи, авторитетное мнение которых было определяющим в формировании технической политики в области минерально-сырьевой базы, считали, что страна превосходит все другие страны по прогнозным ресурсам нефти. Из этого следовало, что при увеличении объемов геологоразведочных работ и их распределении в соответствии с оценкой ресурсов можно достичь любых рубежей в пополнении сырьевой базы. Задача сводилась к научному обоснованию оценки перспективных и прогнозных ресурсов и целенаправленному планированию поисковых и геологоразведочных работ. Таким образом, в классификации стали доминировать ресурсы и вполне логично «права гражданства» с 1960 г. получили категории перспективных и прогнозных ресурсов (по прежней терминологии «запасы»).

Усиление внимания к неразведанным запасам и ресурсам соответственно привело к ослаблению внимания к обоснованию доказанных запасов, являющихся основой реальной базы добычи нефти. Со временем (особенно с конца 70-х годов) достоверность ресурсной базы в целом стала снижаться (см. гл. 3). В конце концов, это привело к тому, что была потеряна реальная оценка сырьевой базы нефтедобычи и потенциала добычи нефти, привязанного к реальным экономическим условиям и техническим возможностям.

В конце 70-х — начале 80-х годов при текущем уровне годовой добычи нефти 500—600 млн т и продолжающемся, хотя и в замедленном темпе, росте добычи, ведущие авторитеты и государственные органы на основании принятой оценки сырьевой базы прогнозировали добычу нефти в СССР в 2000 г. 1 млрд т. Однако, как известно, даже при огромном напряжении всего государства превзойти уровень в 620—630 млн. т не удалось. Максимум добычи нефти был достигнут в 1987 г., после чего она стала быстро снижаться (рис. 2.1, 2.2).

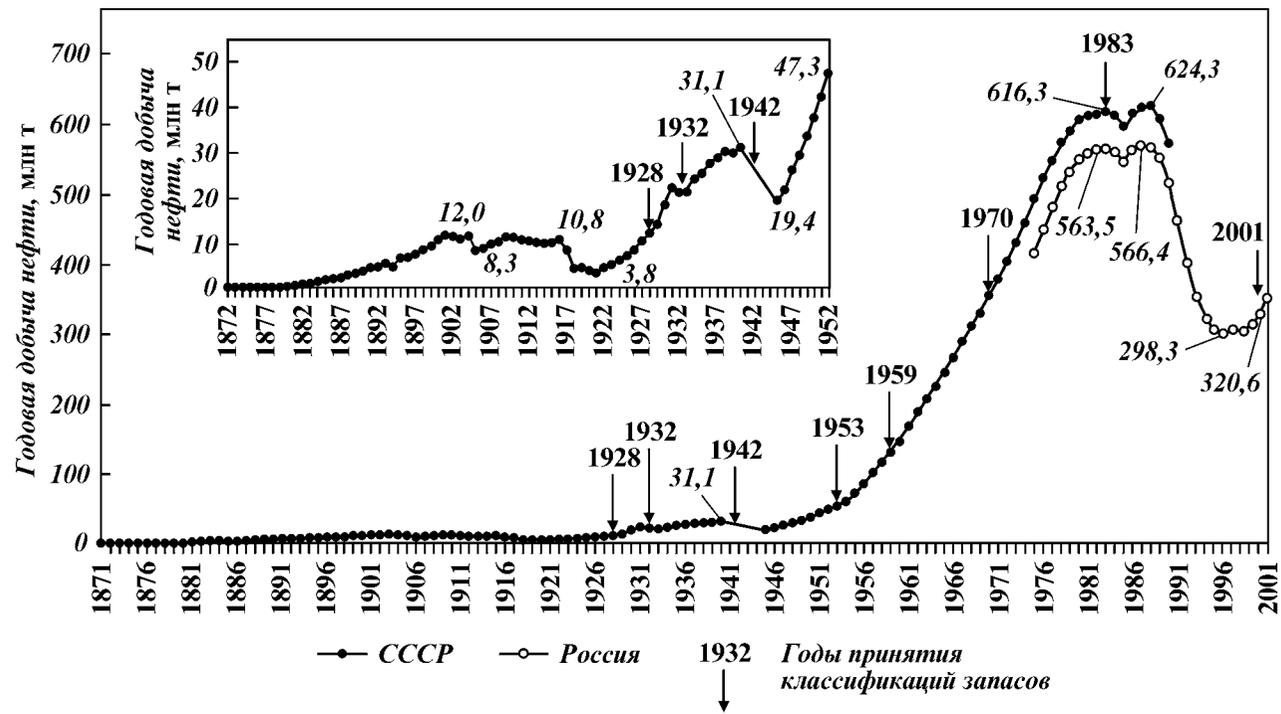


Рис. 2.1. Добыча нефти с газовым конденсатом в СССР и России

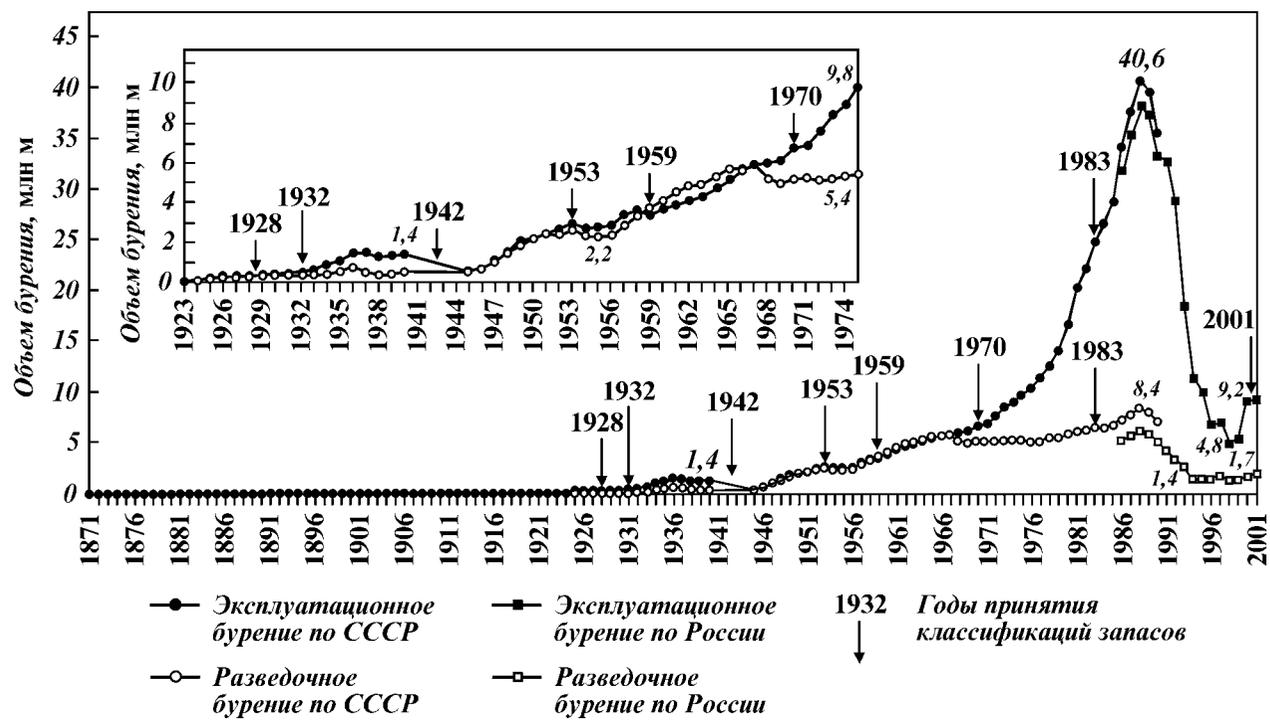


Рис. 2.2. Объем эксплуатационного и поисково-разведочного бурения в СССР и России

Ошибка в оценке возможностей по добыче нефти нефтяной промышленности привела к выбору неправильной стратегии развития топливно-энергетического комплекса страны, ориентации его преимущественно на нефть в ущерб углю и другим энергоносителям. До сих пор этот перекос в экономике страны устранить не удалось.

Ошибка с прогнозной оценкой добычи нефти не была отнесена за счет оптимистичной оценки подготовленных для освоения запасов нефти. Классификацию по-прежнему считали надежным инструментом плановой экономики социалистического государства и государственного регулирования сырьевой базы добычи нефти. С ее помощью поддерживалась иллюзия о якобы уже подготовленных к освоению богатствах недр первого в мире социалистического государства.

Положение изменилось с возвращением России в систему рыночной экономики. Сырьевую базу вновь стало необходимо оценивать по количеству доказанных запасов. В новой ситуации актуальной стала оценка разведанных и доказанных запасов.

3

ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

3.1. ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ КЛАССИФИКАЦИЙ НА СТРУКТУРУ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Период 30-х – 70-х годов прошлого века для нашей страны был периодом создания и развития мощной сырьевой базы и бурного роста добычи нефти и газа. Благодаря открытию и освоению крупнейших нефтегазоносных провинций Урало-Поволжья и Западной Сибири страна была выведена на первое место в мире по добыче нефти и газа.

За период с 1928 г. (год принятия первой классификации) до 1987 г. (достижение пика в добыче нефти) объемные показатели отечественного нефтегазового производства выросли:

по эксплуатационному и поисково-разведочному бурению в 112 раз (1928 г. – 362 тыс. м, 1987 г. – 40 600 тыс. м);

по добыче нефти в 54 раза (1928 г. – 11,5 млн т, 1987 г. – 624,3 млн т).

За этот же период было открыто 2027 нефтяных месторождений (1928 г. – 322, 2000 г. – 2349) (рис. 3.1).

Количественные успехи длительного (60-летнего) периода подъема отечественного нефтегазового производства бесспорны. Они являются результатом большого и постоянного внимания социалистического государства к развитию нефтегазового комплекса, являющегося основой энергетики и одним из важнейших народнохозяйственных комплексов. Объем разведанных запасов нефти в стране за период с 1922 г. (год национализации нефтяной промышленности) до 1988 г. (год достижения максимума текущих разведанных запасов нефти) увеличился в 3500 раз.

В период беспрецедентной активизации широкомас-

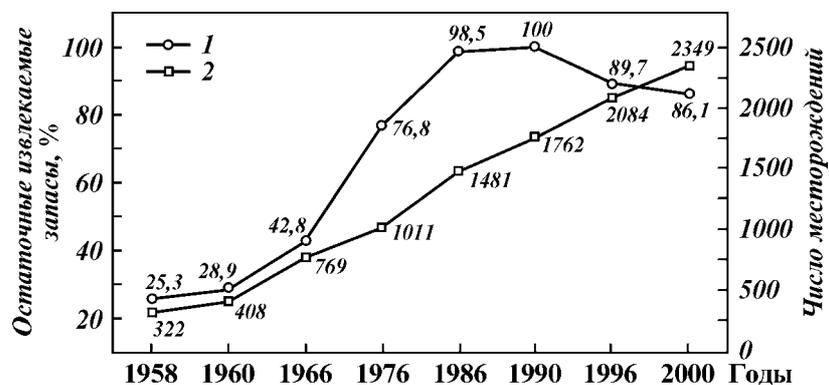


Рис. 3.1. Изменение остаточных запасов нефти категорий А + В + С₁ (1) и числа открытых месторождений (2) во времени (РСФСР)

штабных геолого-поисковых и разведочных работ в Урало-Поволжье и особенно в Западной Сибири на фоне быстрого увеличения объема разведанных запасов нефти произошло заметное снижение их достоверности.

Чтобы оценить влияние изменений промышленных категорий, вносимых в классификации, проанализировали величину соотношения трех промышленных категорий в их сумме. На основе данных государственного баланса запасов за 41 год, начиная с 1958 г., получены данные в динамике (табл. 3.1 и рис. 3.2). Структура промышленных запасов нефти за анализируемый период, судя по соотношению трех категорий А, В, С₁, различающихся по степени изученности и достоверности, заметно ухудшилась. Доля суммы А+ В в сумме трех категорий за это время уменьшилась в 2,5 раза (с 0,68 до 0,26). Особенно резко снизилась доля категории А — наиболее дос-

Таблица 3.1

Динамика остаточных запасов нефти, %

Показатель	Годы							
	1958	1960	1966	1976	1986	1990	1996	2000
Доля АВ от АВС ₁	67,8	69,6	63,4	34,5	27,3	27,7	27,1	26,5
Доля А от АВС ₁	36,9	32,2	25,4	9,7	9,5	9,8	8,7	8,7
Доля В от АВС ₁	30,9	37,4	38,0	24,8	17,8	17,9	18,4	17,8
Доля С ₁ от АВС ₁	32,2	30,4	36,6	65,5	72,7	72,3	72,9	73,5
Число месторождений	322	408	769	1011	1481	1762	2084	2349

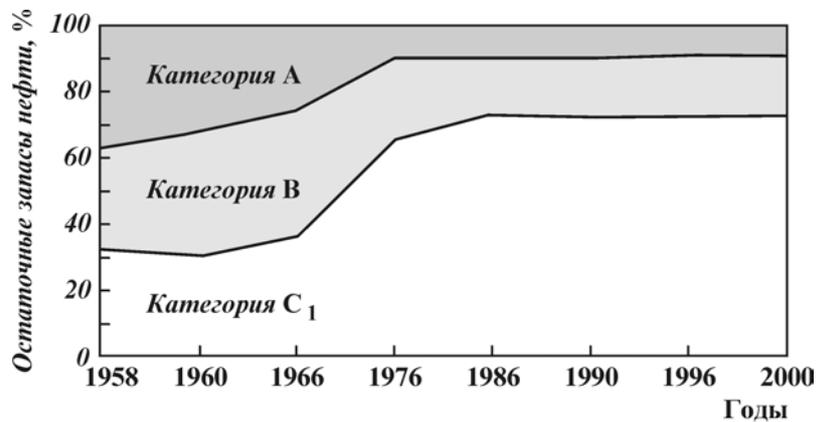


Рис. 3.2. Динамика остаточных запасов нефти (РСФСР, РФ)

товерной части запасов — с 0,37 до 0,09, т.е. в 4 раза. Доля категории В снизилась в 1,7 раза. В то же время доля наименее достоверной категории промышленных запасов — С₁ выросла в 2,3 раза с 0,32 до 0,74.

Таким образом, достоверность промышленных запасов нефти и трех категорий за анализируемый период существенно снизилась. Особенно заметно (в 4 раза) снизилась доля доказанных запасов — категории А.

По мнению опытных практиков-геологоразведчиков, основной причиной снижения достоверности запасов является ослабление внимания геологических служб производственных геологоразведочных и добывающих предприятий к работе по учету запасов нефти, в том числе к переводу запасов из низших категорий в высшие, в условиях резкого увеличения объема работ по решению практических задач, связанных с поисками и разведкой месторождений в Западной Сибири.

В предыдущей главе отмечалось, что классификация 1960 г. отменила дифференциацию запасов категории А на две подгруппы А₁ и А₂. В связи с этим исходный для анализа госбаланса 1959 г. знаменателен тем, что в нем последний раз представлена дифференциация категории А на две подгруппы. По этим данным можно судить о доле запасов А₁ и А₂. В сумме запасов А+ В+ С₁ доля А₁ равна 0,16, а А₂ — 0,20. В госбалансе следующего 1960 года дифференциация категории А на две подгруппы уже отсутствует.

Исключение необходимости представления детальной характеристики доказанной части запасов — категории А, являющейся достоверной и надежной базой для текущего планирования добычи нефти, также может свидетельствовать о пренебрежении доказательством достоверности запасов со стороны государственной структуры, ответственной за сырьевую базу.

Такое недальновидное отношение к достоверности сырьевой базы привело, в конце концов, к известным серьезным ошибкам в прогнозе добычи нефти в России в начале 90-х годов прошлого столетия.

3.2. О ПРАКТИКЕ УЧЕТА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ КАТЕГОРИЙ

Научными основами разработки нефтяных месторождений, созданными и получившими развитие в нашей стране, предусмотрено, что к проектированию системы и метода разработки нефтяной залежи можно приступить лишь при достаточной высокой степени ее изученности. На многопластовых месторождениях это условие предъявляется к продуктивным базисным горизонтам.

В общем виде данное требование к степени изученности выражается в классификации запасов — основном официальном документе, регламентирующем поисково-разведочный процесс через соотношение запасов нефти различных категорий.

В действующей классификации ресурсов и запасов нефтяных месторождений [28] зафиксирован отказ от категории В и предусмотрена возможность частичного использования запасов категории С₂ при проектировании разработки. Разведанные месторождения (залежи) или части месторождений считаются подготовленными к разработке при условии, что утвержденные в ГКЗ СССР извлекаемые запасы нефти составляют не менее 80 % категории С₁ и до 20 % категории С₂. Такому условию должно удовлетворять любое по размерам месторождение (уникальное, крупное, среднее или мелкое) независимо от сложности геологического строения (простого, сложного или очень сложного).

Ослабляя требования к степени изученности «в целях ускорения промышленного освоения месторождений» (п. 22 классификации 1983 г.), пренебрегли возможными издержками, которые могут иметь место в процессе освоения месторождений, строительства нефтепромысловых объектов и промышленных сооружений, эксплуатационного разбуривания и разработки из-за недостаточной разведанности месторождений.

Между тем именно эти издержки, обусловленные снижением требований к подготовленности месторождений к разработке, проявились особенно остро в конце 80-х годов после перевода нефтедобывающих предприятий на новые условия хозяйствования и хозрасчет в период, который совпал также с закономерным снижением эффективности поисково-разведочных работ, связанным с высокой степенью разведанности региона Западной Сибири.

Анализ развития нефтедобывающих предприятий Тюменской области (Главтюменнефтегаза) за 1980 – 1988 гг. показал, что некоторые издержки в их деятельности связаны с низким качеством разведки месторождений. Выявлены многочисленные случаи существенного изменения геологических моделей залежей, построенных по результатам разведочных работ, т.е. моделей, которые в соответствии с новыми требованиями считались подготовленными к разработке [28].

Для проверки достоверности принятой геологической модели залежи чаще всего сравнивают две величины запасов нефти: принятую для проектирования и подсчитанную по данным, полученным при эксплуатационном разбуривании и на первом этапе разработки, после того как накоплены достаточные для анализа данные. По Тюменской области для сравнительного анализа имеется информативный материал по 40 месторождениям. Период сравнения (разработки) охватывает от 3 до 10 лет. Наиболее достоверны и показательны данные по месторождениям, прошедшим повторную апробацию в ГКЗ СССР (например, Холмогорское, Карамовское, Яунлорское, Западно-Варьеганское, Толумское, Усть-Балыкское, Солкинское, Быстринское, Северо-Покачевское) (табл. 3.2).

По данным СибНИИНП на Суторминском месторождении при пересчете запасов, проведенном спустя 6 лет после первого подсчета запасов нефти, установлено сокращение балансовых запасов нефти промышленных категорий на 40 %. По Повховскому месторождению, по данным БашНИПИнефть, установлено сокращение балансовых запасов на 35 %.

Таблица 3.2

Примеры изменения запасов при повторном утверждении в ГКЗ СССР

Месторождение	Пласт	Год утверждения запасов в ГКЗ СССР		Уменьшение запасов, %
		Первичное	Пересмотр	
Холмогорское	БС ₁₁	1978	1988	13,3
Карамовское	В целом	1982	1988	5,6
Яунлорское	То же	1979	1988	27,0
Западно- Варьеганское	«	1986	1988	62,9

По Пограничному месторождению запасы нефти были утверждены в 1985 г. по результатам бурения 14 разведочных скважин. В 1985–1988 гг. месторождение разбурено основной сеткой проектного фонда скважин. Установлено значительное сокращение площади нефтеносности в восточной и юго-восточной частях месторождения. За счет сокращения площади нефтеносности запасы нефти по пласту БС₁₁ уменьшились на 25 %.

По результатам эксплуатационного и разведочного бурения запасы нефти Лас-Еганского месторождения сократились по сравнению с утвержденными ГКЗ СССР на 37,4 %.

Установлено значительное уменьшение площади нефтеносности по пластам БВ₉³, Ю₁² Ай-Еганского; БВ₀, БВ_{1–2}, БВ₅, БВ₆, БВ₇, БВ₈ Тюменского; Ю₁ Новомолодежного; Ю₁ Ершового; БВ₆ – БВ₈ Северо-Поточного, АС₁₀ – Северо-Алехинской площади Алехинского; АС₉ – Тянянской площади Лянторского, БС₁₁² – Южно-Ягунского; БС₁₁² – Дружного месторождений.

По результатам бурения 2030 эксплуатационных скважин на Талинском месторождении в пределах разбуренных участков по пластам ЮК₁₀ и ЮК₁₁ установлено сокращение площади нефтеносности соответственно на 4 и 14 % и эффективных нефтенасыщенных мощностей на 17 и 28 %, что привело к уменьшению запасов нефти по пластам на 21 и 40 % соответственно.

Другая причина сокращения запасов нефти – уменьшение нефтенасыщенных объемов в результате выделения и расширения газовых шапок, так, по пласту АП₆ Верхнепурпейского месторождения запасы нефти сократились на 40 %. Аналогичные уменьшения объемов нефтесодержащих пород

произошли по залежам Ю₁³ Бахилковского и БВ₇ Тагринского месторождений.

Рассмотренные примеры уменьшения запасов по залежам являются частными случаями наблюдаемого на практике общего изменения представлений о строении залежей в процессе доразведки и эксплуатационного бурения. Геологам-разведчикам хорошо известны факты приращения запасов нефти, увеличения (иногда значительного) первоначальной оценки за счет увеличения ряда параметров (площади нефтеносности, нефтенасыщенной толщины, коэффициентов извлечения нефти и т.д.) в процессе эксплуатационного бурения и разработки Самотлорского, Холмогорского, Мыхпайского, Вать-Еганского, Вахского, Усть-Балыкского, Южно-Сургутского и других месторождений Западной Сибири.

Несмотря на то, что наблюдаются изменения, разные по знаку, тем не менее, не на приростах, а на списаниях фиксируют внимание специалисты нефтедобывающих предприятий. Это связано с тем, что, во-первых, случаи значительной недооценки запасов нефти в границах первоначального подсчета на практике редки. Чаще всего недооценка запасов нефти не превышает 5–10 %, а эта величина не может существенно повлиять на величину годовых отборов нефти, определяющую мощности нефтепромысловых коммуникаций. Во-вторых, при проектировании нефтепромысловых объектов, как правило, предусматривается технологически обоснованный резерв мощностей (до 30 % производительности) по внутривнепромысловому транспорту и подготовке нефти. Этот резерв вполне достаточен для приема и обработки некоторого дополнительного объема нефти на ранее запроектированных производственных мощностях. Но даже в тех редких случаях, когда прирост запасов достигает значительной величины, издержки этого факта ограничиваются переработкой проектной документации на строительство с учетом дополнительных объектов и уж совсем редко – проведением некоторых работ по реконструкции ранее запроектированных систем обустройства.

Между тем негативное последствие уменьшения первоначальной величины запасов залежи (месторождения) проявляется в уменьшении самого важного показателя разработки – проектной (расчетной) добычи нефти. Так, по 19 месторождениям Западной Сибири снижение расчетной добычи нефти на 1995 г. оценивается в 42,4 млн т (табл. 3.3).

Кроме того, негативные последствия уменьшения запасов, особенно часто встречающегося случая сокращения первоначальной

Таблица 3.3

Снижение расчетных объемов добычи нефти из-за уменьшения запасов в сравнении с оценками 1986 г. (по данным СибНИИ НП)

Месторождения	Уменьшение объемов запасов, %	Снижение расчетной добычи нефти в 1995 г., тыс. т
Суторминское	40,1	8657
Варьеганское	41,4	8678
Бахилловское	74,2	4561
Западно-Варьеганское	64,1	2510
Тагринское	44,8	1890
Ван-Еганское	25,8	1544
Ершовое	39,7	1303
Правдинское	20,4	1231
Новогоднее	19,6	1229
Холмогорское	23,3	332
Лас-Еганское	22,9	1895
Николаевское	46,8	414
Кетовское	19,2	266
Сороминское	78,6	405
Среднебалыкское	20,8	744
Орехово-Ермаковское	14,6	3068
Северо-Губкинское	58,9	999
Нивагальское	18,2	1152
Русско-Реченское	100	1576
	В среднем 40,6	Всего 42 454

чальной площади нефтеносности, проявляются в неполном использовании капиталоемких и трудоемких нефтепромысловых сооружений. Такие издержки в значительных размерах проявились в последние годы в Западной Сибири, которая отличается от других нефтегазоносных регионов высокими темпами освоения новых месторождений, большими объемами эксплуатационного бурения и беспрецедентно широким применением многоствольного кустового бурения.

Крупномасштабные буровые работы с массовым использованием кустовых оснований обеспечиваются тщательной подготовительной работой, проводимой в значительном объеме и задолго до начала бурения первой скважины куста (отсыпка кустовых оснований, подъездных путей, строительство линий электропередач, монтаж буровых). Для своевременного обеспечения этих работ нефтепромысловые геологи вынуждены определять местоположение проектных эксплуатационных скважин на залежах и участках, во многих случаях еще не завершаемых разведкой, а подготовленных по категории С₂. Естественно, нарушение нормального ритма работ, когда местоположение каждой новой эксплуатационной скважины определяется только после завершения бурения соседних

скважин, ведет во многих случаях к негативным последствиям, примеры которых приведены в табл. 3.4.

Всего за три года (1986–1988 гг.) на разрабатываемых месторождениях Тюменской области (Главтюменнефтегаз) в результате сокращения площади нефтеносности отменено бурение 5877 скважин, отпала необходимость использования 158 кустовых площадок, из которых 23 уже были отсыпаны. Из 455 эксплуатационных скважин, оказавшихся в неблагоприятных геологических условиях, 106 ликвидированы по геологическим причинам. Суммарный экономический ущерб составил более 28 млн руб. (табл. 3.5).

Таблица 3.4

Примеры негативных последствий сокращения площади нефтеносности (по Главтюменнефтегазу)

Месторождение	Пласт	Сокращение площади нефтеносности в пределах категорий В+ С ₁ , %	Данные, подтверждающие сокращение площади	Негативные последствия
Восточно-Сургутское	БС ₁₀ ⁰	67	5 скв.	Отменено бурение 48 скв., построено 18 км дороги, ЛЭП
Пограничное	БС ₁₁	19	9 скв.	Отсыпаны 3 кустовые площадки. Отменено бурение 80 скв.
Лас-Еганское	АВ ₁ ³	26	20 скв. по ГИС водонасыщены. Опробовано 11 скв.	Отменено бурение 123 добывающих скв. по пластам АВ ₁ ³ , АВ ₂ и БВ ₆
	АВ ₂	61	За внешним контуром 90 скв., опробовано – 8	
	БВ ₆	33	За контуром нефтеносности 18 скв., опробовано – 2	
Северо-Поточное	БВ ₆	24	За контуром 18 скв., опробовано – 7, получена пластовая вода	
	БС ₈	28	За контуром 12 скв., опробовано – 5	

Продолжение т абл. 3.4

Месторождение	Пласт	Сокращение площади нефтеносности в пределах категорий В+ С ₁ , %	Данные, подтверждающие сокращение площади	Негативные последствия
Южно-Ягунское (южное + основные залежи)	БС ₁₁ ²	21	За контуром 30 скв., испытано – 10	
Дружное	БС ₁₁ ²	24	За контуром 30 скв., испытано – 13	
Тюменское	БВ ₈ ¹	49	За контуром 27 скв.	Отменено бурение 5 скв. То же 13 скв. То же 33 скв.
	БВ ₆	80	» 25 скв.	
	БВ ₅	91	» 25 скв.	
	БВ ₁₋₂	69	» 15 скв.	
	БВ ₀	69	» 20 скв.	
	БВ ₇	62	» 27 скв.	
Ай-Еганское	БВ ₉ ³	36	» Более 20 скв.	
	ЮВ ₁ ²	30	» 13 скв.	

Значительные по экономическому ущербу негативные последствия при подготовке запасов нефти в Западной Сибири обусловлены: высокими и постоянно возрастающими темпами освоения ресурсов, которые не обеспечиваются сохранением соответствующего качества работ; наступлением периода преимущественного освоения запасов нефти, приуроченных к низкопродуктивным неоднородным коллекторам тюменской свиты, ачимовской пачки, газонефтяным залежам и другим сложнопостроенным объектам; преобладанием в структуре приращиваемых запасов небольших по размерам месторождений нефти и газа, требующих большего удельного объема разведочных работ; исчерпанием возможностей методических приемов поисков и разведки, разработанных для крупных, относительно просто построенных объектов.

В некоторой степени снижение качества разведочных работ обусловлено ослаблением общих требований к степени изученности месторождений, подготовляемых к разработке. Снижение достоверности баланса запасов нефти, от которой непосредственно зависит надежность планирования добычи

Таблица 3.5

Неподтверждение нефтеносности на землях производственных объединений (1–10) Главтюменнефтегаза в процессе эксплуатационного разбурирования месторождений, принятых от Главтюменгеологии (1986–1988 гг.) (по данным Главтюменнефтегаза)

Показатели	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Всего
Число отмененных отсыпанных кустов	—	2	—	4	1	—	8	5	—	3	23
Число отмененных проектных кустов	10	—	24	6	30	1	62	—	—	25	158
Число отмененных проектных скважин	163	35	318	47	379	6	2171	252	1680	826	5877
Число пробуренных скважин, попавших за контур нефтеносности	9	8	—	4	—	3	20	15	282	114	455
Ликвидировано по геологическим причинам скважин:	1	—	14	11	1	12	18	—	28	21	106
со спуском эксплуатационной колонны	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5	5
без спуска эксплуатационной колонны	1	—	14	11	1	12	18	—	28	16	101

нефти, не может быть оправдано. Для предотвращения возможного роста затрат и продолжительности разведки месторождений при ужесточении требований к информативности поисково-разведочного процесса необходимо использовать полезный опыт методики и техники работ, накопленный за прошедшие годы.

В частности целесообразно:

считать обязательным проведение на наиболее геологически сложных объектах детализационных сейсмических работ ЗД в тесном комплексировании с разведочным бурением; на сложнопостроенных месторождениях (нефтегазовых, с нетрадиционными коллекторами и др.) до утверждения запасов проводить опытно-промышленную эксплуатацию для получения достоверной информации о рабочих дебитах нефти и газа, поведении их во времени, для изучения режима разработки, возможных агентов для закачки в пласты, рациональной расстановки скважин и т.д.

3.3. СОДЕРЖАНИЕ И ДИНАМИКА ЗАПАСОВ КАТЕГОРИИ С₂

Категория С₂ в действующей классификации является крайне разнородной по содержанию. В связи с тем, что в ней можно обнаружить как элементы «запасов», так и элементы «ресурсов», анализ категории С₂ представлен отдельно.

В соответствии с классификацией к категории С₂ относят наименее изученные запасы залежей, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований в неразведанных пластах залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий, в промежуточных и вышезалегающих неопробованных горизонтах разведанных месторождений.

Состав этой категории запасов и ее объем претерпели изменения во времени (см. рис 2.1 или 3.1).

В прежних классификациях к категории С₂ относили так называемые перспективные запасы по новым площадям. Некоторые исследователи (Н.И. Буялов и др., 1961 г.) в категорию С₂ включали запасы всех подготовленных геофизическими методами структур. М.А. Жданов (1962 г.) [19] считал, что перспективность площади и достоверность запасов категории С₂ определяются не подготовленностью структуры геофизическими методами или структурным бурением, а комплексом геологических критериев, обосновывающих возможную ее нефтегазоносность. К категории С₂ предлагалось отнести только запасы по структурам, выявленным в пределах установленных и изученных нефтегазоносных площадей, и по пластам, продуктивность которых уже доказана.

Из-за того, что используемые в нашей стране и за рубежом классификации ресурсов и запасов углеводородов основаны на разных принципах [66, 70, 80, 81], их сопоставление может быть проведено очень условно даже по всей совокупности. Еще более неопределенным представляется выделение аналогов отдельных отечественных категорий ресурсов и запасов в зарубежных классификациях (табл. 3.6). Ни один из исследователей, предпринимавших попытки сопоставления, не выделил прямых аналогов запасов категории С₂ [45, 70]. Таким образом, можно считать, что предварительно оцененные запасы — категория только отечественной классификации.

Значение предварительно оцененных запасов в современном понимании определяется тем, что находясь в общем ряду

Таблица 3.6

Сопоставление классификаций запасов и ресурсов нефти и газа

СССР			США, Канада, Саудовская Аравия				Франция, Германия, Нидерланды	Северная Африка
Запасы	Разведанные	A	Открытые	Показанные	Разбуренные, разрабатываемые	Измеренные	Доказанные	Доказанные
		B			Неразрабатываемые			
		C ₁			Предполагаемые	Вероятные	Вероятные	
	Предварительно оцененные	C ₂		Рассчитанные				
Потенциальные ресурсы	Перспективные	C ₃	Возможные				?	
	Прогнозные	D ₁	Гипотетические					
		D ₂	Умозрительные					

запасы — ресурсы на стыке промышленных запасов и перспективных ресурсов, они согласно Классификации должны быть основным резервом пополнения запасов А, В и С₁. Важность и однозначность этого подчеркивается тем, что ни один документ не рассматривает возможность неподтверждения какой-либо части запасов в процессе дальнейших разведочных работ. Вероятно, именно это обстоятельство — отсутствие в официальных документах четкого положения о возможности неподтверждения некоторой части запасов и некондиционности другой — не в последнюю очередь послужило основанием для широкой, ведущейся много лет дискуссии по методическим вопросам подтверждаемости запасов всех категорий, среди которых запасы категории С₂ занимают ведущее положение [22, 58].

Степень изученности запасов категории С₂, определенная Классификацией, должна свидетельствовать о такой достоверности объемов нефти в пласте, которая позволяет перевести их из ресурсов (менее вероятных) в запасы, вероятность которых достаточно высока. Однако в запасах категории С₂ занимает самую низшую ступень изученности и это определяет ее потенциальную динамичность (это запасы, которые еще нужно изучить), подчеркивает короткий срок ее «жизни» (на изучение категории уже затрачены средства и время, и поэтому в сравнении с ресурсами требуется меньше усилий и времени, чтобы получить из них достоверные запасы). Поэтому именно предварительно оцененные запасы используют для планирования геологоразведочных работ и определения перспектив разработки месторождений.

Таким образом, категория С₂ предназначена быть показателем возможного прироста запасов в текущий момент времени, определяющим наиболее в сравнении с ресурсами вероятный, доступный и подготовленный к реализации резерв пополнения промышленных запасов. Теоретически в соответствии с Классификацией предварительно оцененные запасы являются основным источником прироста запасов промышленных категорий. Однако на практике только часть прироста промышленных запасов обеспечивает предварительно оцененные запасы. Так, анализ динамики прироста запасов по территории деятельности Министерства нефтяной промышленности СССР за семь лет показал, что запасы промышленных категорий только наполовину пополняются из категории С₂ (табл. 3.7). Другая половина прироста образуется за счет ресурсов (С₃, Д₁ и Д₂) и запасов, полученных в результате переоценки в процессе разведочных работ и ревизии геолого-

Таблица 3.7
**Динамика прироста запасов (в %) по территории деятельности
 Миннефтепрома за 1981–1987 гг. (по В.В. Аленину)**

Источники прироста запасов	1981 г.	1982 г.	1983 г.	1984 г.	1985 г.	1986 г.	1987 г.
Категории: запасов С ₂	35	40	49	54	62	67	43
ресурсов С ₃ , Д ₁ и Д ₂	19	9	7	9	8	12	6
За счет ревизии геолого-промысловых материалов	46	51	44	37	30	21	51

промысловых материалов. За 1981–1987 гг. от 6 до 19 % прироста запасов промышленных категорий по территории деятельности Министерства нефтяной промышленности СССР составляли объемы нефти, которые из ресурсов категорий С₃, Д₁ переводились непосредственно в запасы, минуя категорию С₂.

Еще более показательны данные по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, которая, как известно, почти три десятилетия обеспечивала основные приросты запасов в нашей стране. По данным В.Ф. Никонова (СибНИИНП) с 1961 по 1985 гг. из перспективных ресурсов С₃ и прогнозных Д₁ и Д₂ непосредственно в промышленные категории В и С₁ переходило от 46 до 70 %, в среднем 56 %. Такой скачкообразный (без фиксации категории С₂) перевод ресурсов в запасы теоретически возможен или при наличии неучтенных ранее площадей, или при дефиците запасов С₂.

Первая научно обоснованная оценка начальных потенциальных ресурсов (НПР) всей перспективной территории Тюменской и Томской областей проведена в 1957 г. С тех пор неоднократно НПР переоценивались и каждый раз все перспективные площади охватывались подсчетом. Для Западной Сибири характерно непрерывное и быстрое пополнение баланса запасов нефти категории С₂. Несмотря на то, что значительная часть поступивших на баланс запасов С₂ переводилась в промышленные категории В и С₁ (46 % за 26 лет), а часть их (36 %) списывалась, объем предварительно оцененных запасов с 1961 по 1987 г. вырос в десятки раз. Причем величина этого остатка такова, что он почти в 15 раз превышает годовой прирост промышленных запасов.

Таким образом, для Западной Сибири прирост промышленных запасов за счет перспективных и прогнозных ресурсов не является результатом дефицита запасов категории С₂.

Обращает на себя внимание тот факт, что в постоянно пополняющемся объеме запасов C_2 Западной Сибири только часть предварительно оцененных запасов является подвижной, убывающей в высшие категории, или списываемой как неподтвердившаяся.

Ежегодно поступающие на баланс «свежие» запасы категории C_2 , так же как и ранее числящиеся, делятся на две части – активную и пассивную. За счет пассивной части и происходит главным образом абсолютный рост остаточных запасов категории C_2 .

Анализ структуры запасов категории C_2 показал, что в балансе нефтедобывающих предприятий Тюменской области более половины (62 %) составляли запасы, сосредоточенные в низкопроницаемых коллекторах (проницаемость менее $0,05 \text{ мкм}^2$). На Суторминском, Муравленковском, Карамовском и др. месторождениях более 70 % запасов C_2 содержатся в низкопроницаемых коллекторах неокома, периферийных участках разрабатываемых месторождений с малоощными нефтенасыщенными пластами, водонефтяными, нефтегазовыми и газоводонефтяными зонами. Практически все запасы категории C_2 в юрских и ачимовских отложениях месторождений Среднего Приобья сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах с низкодебитными притоками нефти.

При постоянном росте предварительно оцененных запасов прирост запасов промышленных категорий за счет перспективных ресурсов, на первый взгляд, кажется незаконномерным процессом. Между тем перевод с «перепрыгиванием через ступеньку» без фиксации запасов C_2 находит свое логическое объяснение, если проанализировать процесс формирования плана геологоразведочных работ и выбора очередности бурения скважин. На практике при планировании геолого-поисковых и разведочных работ предпочтение отдают тем доступным для производства площадям и участкам, с которыми связывают возможность подготовки более эффективных запасов, имеющих большую промышленную ценность, независимо от категорийности. В то же время участки и объекты с большей степенью изученности (C_2), но имеющие по данным ГИС низкую продуктивность, оставляют «про запас» и не включают в план работ текущего года. Иногда такие объекты долго не попадают в планы разведочных работ, особенно, когда вновь поступающие на баланс запасы более эффективны, чем имеющиеся. Вместо освоения малоэффективных запасов выходят с бурением в зоны повышенного риска

с прогнозными ресурсами, еще не подготовленными до степени изученности категории C_2 .

Попытки дифференцировать объекты по их вероятной промышленной ценности, конечно, предпринимаются и на ранних этапах поисково-разведочных работ, но только по данным ГИС (категории C_2) создается реальная возможность отбраковки объектов и их частей от малоценных и некондиционных запасов. В первую очередь такая отбраковка возможна для неразведанных горизонтов залежей, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий (промежуточные и вышезалегающие пласты разведанных месторождений).

По данным изучения наиболее достоверных запасов промышленных категорий месторождений Западной Сибири продуктивность (дебит) скважин в пределах даже одной залежи может меняться на несколько порядков — от сотен килограммов до десятков и сотен тонн в сутки. Соответственно и промышленная ценность открытых залежей меняется в широком диапазоне — от высокоценных и высокорентабельных до низкоценных, малорентабельных и нерентабельных.

В отечественной практике анализа движения запасов широкое распространение получила характеристика их подтвержденности (коэффициент подтвержденности).

Понятие «подтвержденность» относилось вначале к оценке достоверности запасов определенной группы за конкретный временной отрезок, затем многие исследователи стали использовать его как дополнительный параметр, характеризующий количественно обоснованность той или другой категории запасов. Предложены разные методические приемы оценки этого параметра, используя которые можно получить величины подтвержденности, существенно отличающиеся между собою. Несмотря на отсутствие общепринятого методического приема, величина подтвержденности является важным интегральным параметром, отражающим определенную качественную характеристику запасов и особенности геологического строения того или иного комплекса пород. Проиллюстрируем это положение на примере Западной Сибири. Исследователи, анализирувавшие динамику запасов нефти категории C_2 , несмотря на подчас существенное различие методических приемов, отмечают значительную разницу в величине подтвержденности по разным продуктивным нефтегазоносным комплексам (НГК). По данным В.Ф. Никонова, наиболее полно изучившего динамику запасов нефти категории C_2 по Тюменской области, подтвержденность запа-

Таблица 3.8

Коэффициенты подтверждаемости запасов

Индекс нефтегазонасного комплекса	Коэффициенты подтверждаемости	
	Абсолютная величина	Относительная величина
А	0,45	1,02
В	0,41	0,93
Ю	0,40	0,91
Ач	0,29	0,66
В целом по Тюменской области	0,44	1,0

сов в четырех основных НГК в целом за 1961–1986 гг. составила 0,44. Разница между НГК с минимальной подтверждаемостью (ачимовская пачка) и с максимальной (А) оценивается в 1,55 (табл. 3.8).

Анализируя фактические данные о подтверждаемости запасов категории C_2 различных НГК и продуктивных толщ, можно прийти к выводу о том, что чем лучше коллекторские свойства, выше геологическая однородность, выше продуктивность и средний дебит, тем выше подтверждаемость запасов данного комплекса при переходе их в высшие категории. И наоборот, чем ниже характеристика фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и ниже продуктивность пластов, тем ниже подтверждаемость запасов такого НГК. Очевидно, это связано с тем, что продуктивные пласты с низкими ФЕС отличаются большей неоднородностью, резкой изменчивостью геологических параметров. Полная картина этой изменчивости не проявляется при редкой сети поисковых и разведочных скважин и, естественно, не может быть учтена на стадии изученности запасов категории C_2 . Тем не менее, при определении параметров в первую очередь нефтенасыщенной мощности и площади нефтеносности ориентируются, как правило, на удачные продуктивные скважины, исключая при подсчете средних величин данные по скважинам сухим, малодебитным, законтурным и т.д. В результате для сложно неоднородных, изменчивых, прерывистых пластов с низкими ФЕС ресурсы и запасы объективно оцениваются более оптимистично, чем реальные объемы. При последующем их изучении бурением разведочных и эксплуатационных скважин геологические модели строятся на более достоверной информации, выявляющей зоны отсутствия и замещения коллекторов, низкой проницаемости, разрыва полей нефтеносности и т.д. Вследствие этого часть предполагаемых ресурсов и запасов не подтверждается.

Продуктивные пласты с лучшей характеристикой ФЕС, как правило, более однородны, выдержаны по площади и их параметры достаточно полно выявляются при редкой сети разведочных скважин по данным ГИС. Неудивительно, что при уплотнении сети разведочных скважин по мере увеличения объема информации средние параметры таких пластов меняются незначительно, а оценка запасов при переводе их в высшие категории очень близка к первоначальной.

Из этого вытекает методический вывод о том, что уже при оценке запасов категории C_2 продуктивных пластов и НГК, имеющих различные геолого-физические и фильтрационно-емкостные свойства, должен быть применен дифференцированный подход.

Естественно, наиболее правильным было бы усилить требования к объему геолого-физической информации в зависимости от характеристики объектов. Очевидно, что изменчивые, неоднородные продуктивные пласты и НГК с относительно низкими ФЕС требуют сравнительно большего объема достоверной информации (более плотной сети разведочных скважин) для обоснования подсчетных параметров, чем продуктивные пласты и НГК с лучшими ФЕС. Однако требование повысить объем информации (увеличить плотность разведочных скважин) на низкопродуктивные пласты вступает в противоречие с экономическими критериями оценки эффективности разведочных работ. Поэтому с целью достоверной оценки запасов низкопродуктивных пластов на стадии изученности категории C_2 можно было бы предложить следующие методические приемы:

1. Использование нижних пределов параметров, обоснованность которых недостаточна.

2. Ориентация преимущественно на параметры подсчета, достоверность которых не вызывает сомнения, т.е. главным образом на параметры, полученные путем прямых инструментальных замеров.

3. Использование эмпирических понижающих коэффициентов, установленных по результатам анализа динамики запасов продуктивных толщ и НГК – аналогов подсчетного объекта.

4. Применение нескольких методов подсчета запасов. Кроме традиционного объемного метода полезно использовать методы вероятностные, статистические, материального баланса.

Несмотря на то, что для получения исходной информации в этих случаях потребуется проведение опытно-промыш-

ленной эксплуатации, соответствующие затраты и время, целесообразность таких работ очевидна, особенно при предположительно значительных объемах запасов.

Другой методический вывод, вытекающий из факта неподтверждаемости запасов, заключается в следующем. Запасы того или другого объекта следует оценивать не только категорией, показывающей степень ее изученности, но и параметром их промышленной значимости (продуктивность, однородность, ФЕС и т.д.). Особенно это было бы полезно при планировании разведочных работ и прироста запасов. Можно ожидать, что дифференциация запасов с учетом их ФЕС будет способствовать повышению эффективности разведочных работ. На практике, после установления предварительно оцененных запасов по данным ГИС разведочные работы, естественно, проводят преимущественно на участках, с которыми связывают вероятность получения большего прироста и более продуктивных пластов (если, конечно, эти участки соответствующим образом опосредованы и нет других препятствий для работ). Разведку малопродуктивных зон откладывают на долгие годы. Геологические службы компаний не склонны идти на пополнение баланса малорентабельными запасами.

Доразведку низкоэффективных запасов эксплуатационными скважинами до сих пор считали позитивной, так как, во-первых, появляется возможность разведочный метраж направить по своему прямому назначению — на доразведку «свежих» запасов, а во-вторых, существенно уменьшить расходы на бурение за счет более дешевого эксплуатационного бурения. Однако отвлечение части эксплуатационного метража на доразведку не может не сказаться на выполнении прямого назначения новых эксплуатационных скважин — обеспечивать текущую (годовую) добычу нефти. Учитывая значительные масштабы такого использования эксплуатационного метража, можно полагать, что и текущие потери в добыче нефти будут немалыми. К сожалению, систематизированных статистических данных, характеризующих такие потери, нет. До сих пор отдельный учет прибыли и убытков, так же как и сравнительный анализ не проводился. Имеются только данные по величине ежегодного прироста запасов, который до последнего времени складывали с приростом, получаемым за счет разведочного бурения. Из полученной суммы определяли эффективность разведки (в т/м, руб/м, тыс. т/скв).

Вполне очевидно, что переход на новые экономические условия требует точного учета поэлементных затрат и результата работ. Можно ожидать, что, подсчитав издержки

прироста запасов нефти за счет эксплуатационных скважин, многие предприятия откажутся от такой практики.

В советское время предприятия должны были согласно плановым заданиям по переводу запасов разбуривать практически только площадь нефтеносности категории C_2 независимо от промышленной значимости объектов. В результате большая часть метража шла не на прирост активных запасов, а на перевод малорентабельных запасов из категории C_2 в C_1 .

При выполнении планов, основанных на учете суммарного объема запасов категории C_2 , практиковалось использование метража для разбуривания зон независимо от их продуктивности. Наряду с высокопродуктивными зонами разбуривались и низкопродуктивные зоны с малорентабельными запасами, характеризующиеся и большей степенью риска неподтверждения. Естественный результат этого, — с одной стороны, пополнение неактивной части запасов промышленных категорий, массовый ввод в разработку которых предусматривается только в будущем, а с другой стороны, — списание с баланса значительных объемов C_2 .

Так, по данным В.Ф. Никонова, в Тюменской области за 1961—1985 гг. из всего объема перебивавших в категории C_2 запасов на каждую тонну, переведенную в категорию C_1 , приходилось 1,3 т списанных запасов. Конечно, само по себе повышение достоверности баланса запасов — положительное явление, если бы оно не осуществлялось за счет дорогостоящего бурения, которое могло быть направлено на пополнение баланса свежими высокопродуктивными запасами. Около 46 % объема геологоразведочных работ за этот период можно было бы сконцентрировать на прямом приросте и пополнении баланса активными запасами, если бы разведка велась на дифференцированные по промышленной значимости запасы категории C_2 , а прирост планировался бы из суммарных объемов предварительно оцененных запасов.

В новых экономических условиях, дифференциация запасов C_2 по их промышленной значимости, продуктивности с учетом ее при планировании и в ходе геологоразведочных работ позволит нефтяным компаниям установить целесообразную и разумную очередность разведки площадей с запасами категории C_2 . Представляется, что, в конечном счете, удастся сэкономить немалое количество скважин, которые раньше нужно было обязательно (для выполнения плана) пробурить в зоне повышенного риска на низкорентабельные запасы. Оценки показывают, что если решительно отказаться

от бурения скважин на промышленно низкосзначимые запасы НГК, то в Западной Сибири удалось бы вдвое повысить эффективность разведочных работ.

С целью более обоснованного планирования прироста запасов промышленных категорий на базе запасов категорий C_2 можно предложить следующее:

1. К началу планируемого периода проводить анализ результатов разведочных работ, полученных за предшествующий период, выявлять и исключать из баланса неподтвердившиеся запасы.

2. Дифференцировать реальную часть запасов C_2 на основе детальной структуры и технико-экономических показателей их разведки и разработки.

В итоге полезно выделить, как минимум, две основные группы запасов — эффективную и малоэффективную. К эффективным [70] относятся запасы месторождений и залежей с нормальной вязкостной характеристикой (до 30 мПа·с), сосредоточенные в пластах с относительно высокими коллекторскими свойствами (проницаемость более 0,05 мкм²), на глубинах до 3,5 км с нормальной геологической средой в районах с развитой инфраструктурой (с устойчивыми дебитами скважин более 20 т/сут). Малоэффективные — это запасы и ресурсы с высокой вязкостью (более 30 мПа·с), в пластах с низкими коллекторскими свойствами (проницаемость менее 0,05 мкм²). Как правило, начальные дебиты скважин не превышают 10 т/сут. К малоэффективным относят также запасы подгазовых залежей и водонефтяных зон с малой нефтенасыщенной мощностью. Возможно, малоэффективные запасы и ресурсы нефти целесообразно подразделить на группы с учетом условий их разведки и разработки [70, 81].

В итоге ресурсы и запасы необходимо объединить в группы, провести ранжирование этих групп в соответствии с их геолого-экономической оценкой и условиями их освоения. Результат ранжирования должен стать основой планирования прироста запасов. Так, на ближайшую перспективу (на год) базой планируемого прироста должна быть только группа, занимающая первое место (или первые места) в ранговой классификации. На более длительный период (пятилетка, 10 или 15 лет) потребуется использовать объем запасов нескольких первых групп или всю сумму ресурсов и запасов.

3.4. ОСОБЕННОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ КАТЕГОРИИ С₂ В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ МАССИВНОГО ТИПА

На практике встречены случаи необходимости выделения предварительно оцененных запасов (категории С₂) в глубокопогруженных залежах массивного типа с высоким этажом нефтеносности. В этих случаях затруднения возникают в связи с тем, что инструкцией по применению классификации [24] предусматривается «выделение запасов категории С₂» исключительно по горизонтальной составляющей по площади, по напластованию, в промежуточных и вышезалегающих пластах. Между тем в массивных глубокопогруженных залежах для решения задачи продолжения разведки требуется оценка запасов в подстилающих, нижних частях залежи. Рассмотрим такие случаи на примере двух уникальных месторождений: Тенгиз (Республика Казахстан) и Белый Тигр (Республика Вьетнам).

3.4.1. НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ТЕНГИЗ

Нефтяное месторождение Тенгиз — крупнейшее в республике Казахстан по размерам и запасам относится к «супергигантам». Расположено оно в пределах Каратон-Тенгизского поднятия Прикаспийской впадины. Открыто в 1979 г., а введено в разработку в 1992 г.

Месторождение приурочено к крупной эрозионно-тектонической структуре коробчатой формы с крутыми крыльями и широким пластовым сводом. Нефтеносность связана с отложениями средне-нижнекаменно-угольного и девонского возраста (рис. 3.3).

Глубина кровли в своде 3867 м. ВНК условно принят на отметке — 5415 м. Залежь — массивного типа высотой 1548 м. Разрез продуктивной толщи сложен преимущественно обломочными, органогенно обломочными известняками и доломитизированными мергелями. Коллекторы трещинные, каверново-трещинные, порово-трещинные. Открытая пористость 0,1 — 24 %, проницаемость 1 — 30 мкм², коэффициент нефтенасыщенности 0,82. Начальный газовый фактор 487 м³/т. Начальный дебит нефти 500 т/с при 10-мм штуцере. Начальное пластовое давление 84,24 МПа, температура 105 °С. Плотность нефти 789 кг/м³. Нефть сернистая, парафинистая, ма-

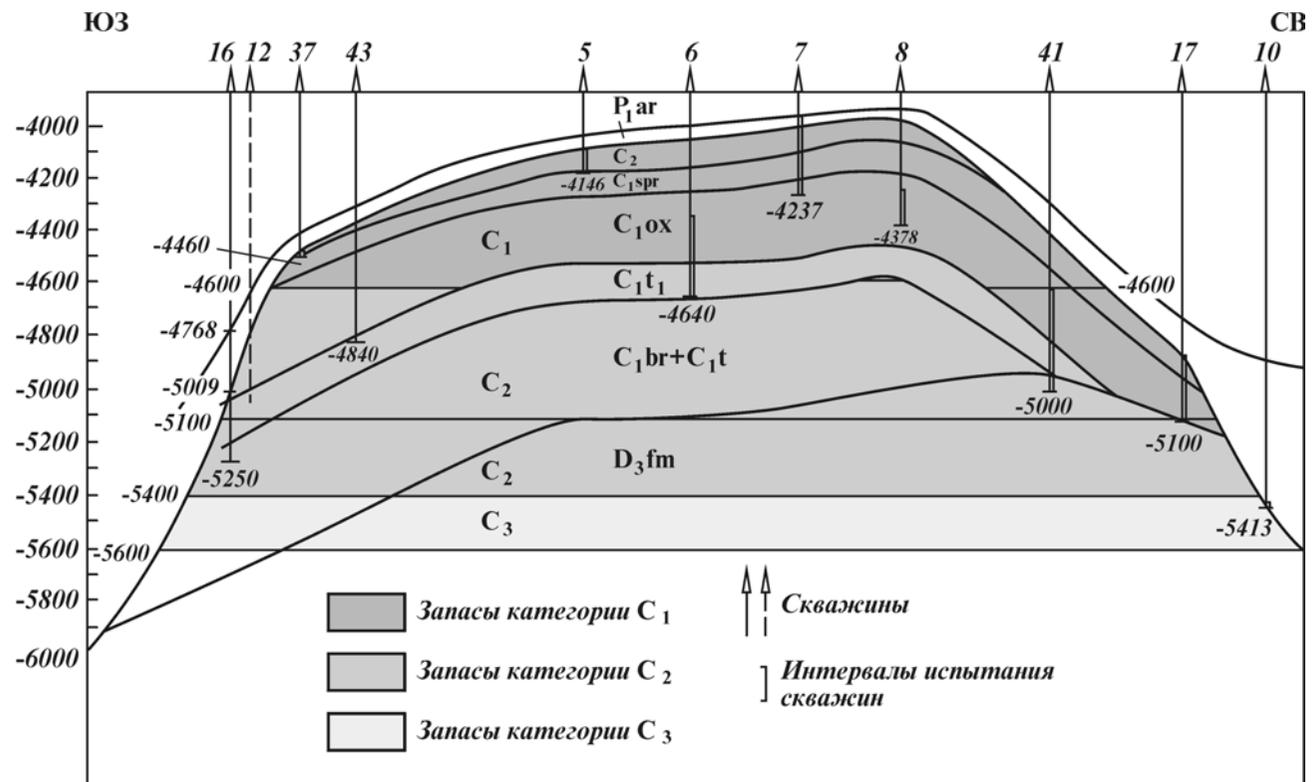


Рис. 3.3. Схема выделения категорий запасов на месторождении Тенгиз

лосмолистая. Растворенный в нефти газ содержит до 18–19 % сероводорода и диоксид.

В процессе разведки бурением более 25 глубоких скважин к началу 1988 г. нефтеносность была установлена до глубины 5400 м. (Всего к началу 1991 г. были пробурены 41 разведочная и 17 эксплуатационных скважин.) Бурение скважин на большую глубину осложнялось наличием аномально-высоких пластовых давлений и агрессивной среды в пластовых условиях, чреватых аварийностью скважин с тяжелыми последствиями для технического персонала и нарушениями экологии. Несмотря на установление этажа нефтеносности, превышающего 1,5 км, ВНК вскрыт не был.

Необычайно сложные горно-геологические условия разреза: наличие в разрезе мощных соленосных толщ, АВПД в подсолевом комплексе, высокое содержание в пластовых флюидах сероводорода и углекислого газа — препятствовали завершению разведки и определению нижней замыкающей границы залежи. Из-за этого задерживалась достоверная оценка запасов и оценка добычного потенциала месторождения.

Для предварительных оценок запасов нефти месторождения использовали условные нижние границы залежи, соответствующие текущей степени разведанности. Центральная Комиссия по запасам Миннефтепрома трижды рассматривала результаты разведки Тенгизского месторождения, последовательно увеличивая величину промышленных запасов по мере увеличения глубины и интервала разреза, освещенного опробованием. Каждый раз ниже границы (плоскости), условно принимаемой при подсчете нефтенасыщенного объема по категории C_1 , оценивали запасы категории C_2 и C_3 . К началу 1988 г. извлекаемые запасы нефти оценили по категории C_1 571 млн т, по C_2 —733 млн т, по категории C_3 —144 млн т (см. рис. 3.3).

Таким образом, Центральная Комиссия по запасам Министерства нефтяной промышленности и СССР, от имени правительства за разведку месторождения, несмотря на отсутствие в Классификации запасов и инструкции по ее применению указаний по выделению запасов категории C_2 и C_3 в нижележащих частях массивных залежей, правомерно считала необходимым провести и оценки возможных объемов нефтенасыщенных пород.

Проведенная оценка способствовала дальнейшему успешному продолжению разведочных работ. Были найдены новые технические решения, обеспечившие безаварийную провод-

ку и завершение опробования и испытание скважин. Разведочные работы, продолженные на Тенгизском месторождении, подтвердили предварительную оценку запасов, позволили установить его огромные размеры и значительные запасы углеводородного сырья.

3.4.2. ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ В ФУНДАМЕНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР (ВЬЕТНАМ)

Крупная нетрадиционная залежь нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр (Вьетнам) является уникальной по многим параметрам. Особенности ее геологического строения и свойств коллекторов детально рассмотрены в работах Е.Г. Арешева, Ч.Л. Донга, В.П. Гаврилова, Н.Ч. Тина, Ч.В. Хоя, Ф.Д. Хая, А.Н. Гриценко, А.В. Борисова, В.В. Поспелова, О.А. Шнипа и других исследователей, много лет посвятивших изучению этого уникального природного объекта [4, 5, 9, 18, 33].

Залежь нефти расположенного на шельфе Вьетнама месторождения Белый Тигр (ЗФБТ), содержащая основные запасы месторождения и обеспечивающая 95 % добычи нефти СП «Вьетсовпетро», приурочена к крупному высокоамплитудному выступу гранитоидов. Выступ облекают осадочные отложения олигоцена, а глинисто-аргиллитовые отложения верхнего олигоцена служат изолирующей крышкой для залежей фундамента и нижнего олигоцена. Морфологически выступ, описываемый как трехсводовая горст-антиклиналь, простирается в северо-восточном направлении на расстояние свыше 28 км при ширине 5–7 км. Западный склон выступа осложнен серией высокоамплитудных взбросов (надвигов). По данным сейсморазведки 3-Д плоскости надвигов погружаются в юго-восточном направлении и имеют выпуклую форму.

Из 104 эксплуатационных скважин к середине 2001 г. отобрано более 88 млн т нефти. Средний текущий дебит нефти действующих 72 скважин – 480 м³/сут, средняя обводненность – 5 %. Через 26 нагнетательных скважин закачивается морская вода для поддержания пластового давления со средней приемистостью 2400 м³/с.

На месторождении пробурено 204 скважины. Породы фундамента вскрыты в 118 скважинах в интервале отметок минус 3000 – минус 5000 м. До абсолютной отметки минус 4450 м породы фундамента вскрыты в 43 скважинах и в 12 на

отметках, близких к ней. В 9 скважинах бурение закончено на отметках ниже минус 4650 м, а в 6 — близких к ней.

На месторождении выполнены сейсморазведочные работы 2-Д и 3-Д, ВСП (22 скважины). Проведен значительный объем лабораторных и нефтепромысловых исследований (гидродинамических, потокометрии, термометрии, закачка индикаторов, промыслово-геофизических — FMI, FMS, ARI, TV, PLT, MPLT).

На основании данных бурения, эксплуатации скважин и проведенного комплекса исследований составлены в целом обоснованные общие представления о геологическом строении нетрадиционного объекта разработки.

Несмотря на значительный объем геолого-физической информации, проведенный комплекс гидродинамических исследований и тринадцатилетний срок эксплуатации, ряд важных особенностей геологического строения остаются недостаточно изученными. Среди них: типы фильтрационно-емкостных коллекторов пород, обоснованность подсчетных параметров коллекторов, положение и конфигурация замыкающей снизу границы нефтяной залежи и некоторые другие. Из-за этого, в частности, до сих пор не удается с необходимой точностью подсчитать геологические и извлекаемые запасы нефти.

Уникальность высокопродуктивной и крупной по запасам нефти залежи заключается в приуроченности ее к гранитоидным породам фундамента, которые по традиционным представлениям лишены коллекторов, способных содержать и отдавать промышленно значимые объемы нефти. По сложившимся представлениям большинства исследователей емкость, в которой заключена и фильтруется нефть, является пустотное пространство, образованное преимущественно трещинами и кавернами. Имеется представление о наличии в гранитоидах других типов коллекторов — порового, трещинно-порового, каверно-порового, вторично-порового.

Расхождения в представлениях исследователей о характере емкости и типе коллектора связаны с различием в исходных данных и методике выделения коллекторов. Одни исследователи базируются на данных промыслово-геофизических исследований, методические основы которых разработаны для традиционных пористых терригенных и пористо-кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов. Другие — на результатах лабораторного исследования кернa, не характеризующего фильтрационно-емкостные свойства резервуара в целом, из-за того, что:

вынос керна составляет менее 1 % от проходки отбора; керн характеризует наиболее плотную часть породы; лучшие по фильтрационно-емкостным свойствам интервалы продуктивного разреза не освещены керном.

По мнению В.А. Кошляка и Х.В. Куи [33] пустотное пространство фундамента месторождения Белый Тигр представлено блоковой, трещинной и кавернозно-трещинной типами пустотности.

Породы с блоковым типом пустотности характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости и относятся при подсчете запасов к неколлекторам, хотя рядом исследователей не исключается возможность их участия в формировании определенной доли полезной емкости в массиве пород. Из пород, обладающих блоковой пустотностью, промышленных притоков нефти получено не было, все промышленные притоки нефти получены из зон с коллекторами трещинного и кавернозно-трещинного типов. По этой причине область развития коллекторов трещинного и кавернозно-трещинного типов в теле выступа фундамента можно считать каркасом нефтенасыщенного, отдающего нефть резервуара.

По данным А.В. Борисова и Чана Ван Хоя [9] ни в одной из скважин, пробуренных до официально принятого замка структуры минус 4450 м не было получено достоверных данных о наличии пластовой воды, хотя на соседних месторождениях (Юго-Восточный Дракон, Заря и др.) все массивные залежи в фундаменте подстилаются водой. При испытании интервалов, расположенных ниже отметки минус 4450 м в ряде скважин месторождения Белый Тигр были получены притоки нефти, другие оказались «сухими». Это может указывать либо на то, что в условиях Белого Тигра нижним ограничением резервуара является граница развития трещинных и кавернозно-трещинных коллекторов, либо на то, что замок структуры, определенный по материалам сейсморазведки ЗД, находится глубже официально принятой в настоящее время абсолютной отметки и водонефтяной контакт не был подсечен бурением.

По исследованиям Ю.И. Демушкина (1997 г.) контакт нефть – вода должен находиться в интервале абсолютных отметок минус 4830 – минус 4850 м. Из 126 скважин, вскрывших фундамент, только четыре достигли указанных отметок (458, 459, 484 и 905). Нижняя граница поглощения при бурении (прямой признак наличия коллекторов) в скважине 458 зафиксирована на абсолютной отметке минус 4741 м, в скважине 459 – на минус 4861 м, в скважине

484 — на минус 4888 м. В скважине 905, пробуренной в 1992 г., данные о наличии поглощений отсутствуют. Однако по каротажу коллекторы были выделены в разрезе до отметки минус 4736 м. При освоении был получен приток нефти с небольшим дебитом.

Работы по подсчету запасов нефти в фундаменте специалистами совместного предприятия «Вьетсовпетро» проводятся с 1991 г. Для подсчета был выбран объемный метод подсчета запасов и общие методические приемы, рекомендованные российской Классификацией запасов и ресурсов и соответствующей Инструкцией по ее применению [24, 28].

Однако специфические особенности строения залежи диктовали необходимость внесения в традиционные приемы существенных небесспорных поправок. Так, при разделении запасов нефти по категорийности для массивной залежи в фундаменте потребовалось сформулировать принципы выделения категорий запасов по вертикальной составляющей в отличие от традиционно используемой в российской практике — площадной. Пользуясь аналогами в российской Классификации [24, 28], сформулированы следующие принципы выделения нижних границ категорий запасов (верхняя граница залежи, фиксируемая кровлей фундамента, четко и однозначно определяется геолого-физическими данными):

нижняя граница категории В определялась по каждой конкретной скважине по самой нижней точке доказанной приточности по термометрии и (или) профилю притока;

нижняя граница категории С₁ определялась для каждого разбуренного скважинами участка по нижней (максимально глубокой) отметке доказанной приточности;

нижняя граница категории С₂ принята по нижним точкам вероятного наличия коллекторов.

На рис. 3.4 представлена схема выделения категорий запасов по Фунг Дак Хаю. Как видно из этой схемы, нижняя граница категории С₂, замыкающая снизу весь объем объекта подсчета запасов, представляет собою ступенчатую линию. Следовательно, объектом подсчета запасов нефти в фундаменте является не залежь как единое геологически замкнутое тело с определенными установленными границами, а совокупность подсчетных блоков, выделенных и оконтуренных по признаку категорийности запасов. В обоснование нижней замыкающей границы в свою очередь положена общая предпосылка снижения вероятности наличия коллекторов. Основанием для ее возникновения явилась установленная в интервале глубин 3050–4050 м зависимость уменьшения числа



Рис. 3.4. Схема выделения категорий запасов залежи нефти в фундаменте месторождения Белого Тигра по Фунг Дак Хаю

промышленных притоков с глубиной. На основании этой общей предпосылки для каждого подсчетного блока установлена своя глубина нулевой вероятности промышленного притока, которая, в конечном счете, и принята в качестве нижней границы подсчета запасов.

Методический подход, использованный при определении подсчетного объема путем обоснования категоричности запасов, привел к следующим последствиям:

1. К отказу от традиционных, логически предшествующих любому подсчету запасов выбору и обоснованию конечных границ и конечного объема подсчетного объекта, соответствующих доказанным или предполагаемым геологически объяснимым границам природной ловушки. В результате подсчет запасов выполнен не для всего объема предполагаемой залежи, а только для ее части, промышленная нефтеносность которой подтверждена промышленными притоками. По существу, правомерно считать, что подсчитанные запасы охватывают объемы залежи, изученные в соответствии с российской Классификацией по категориям $V + C_1$.

2. К ослаблению внимания к принципиально важному вопросу изучения и объяснения нижней замыкающей границы

залежи в фундаменте. Очевидно, что в соответствии с общеизвестными фактами мировой практики нижней границей залежей подобного типа должна быть поверхность водонефтяного контакта. Вполне вероятно, что зеркало воды залегают ниже глубин, достигнутых к настоящему времени бурением. (Самая глубокая скважина 905 достигла абсолютной отметки минус 5013 м.) Соответственно и отметка замка структуры, условно принятая сейчас на отметке минус 4450 м, будет ниже. В связи с этим соображением было бы целесообразно для определения суммарного потенциала углеводородов залежи предварительно оценить вероятные запасы, заключенные в объеме пород между нижней границей категории C_1 и предполагаемой границей ВНК.

3. К малоинформативной оценке запасов категории C_2 вследствие того, что во-первых, выполненная оценка не отражает полного потенциала требующих предварительной оценки запасов (что является приоритетной задачей такой оценки), а во-вторых, не является побудительной и привлекающей для проведения работ по переводу этих запасов в высшие категории из-за их заведомо низкой продуктивности и максимальной глубины залегания.

Не случайно, что среди специалистов СП «Вьетсовпетро» складывается негативное отношение к достоверности и целесообразности выделения предварительно оцененных запасов. Это проявляется в том, что для характеристики запасов залежи в фундаменте при решении практических геолого-промысловых задач пользуются лишь запасами категорий $B+C_1$. Одновременно проводится работа по переоценке (главным образом списанию) запасов категории C_2 . К началу 2000 г. доля категории C_2 в сумме запасов по сравнению с 1991 г. уменьшилась с 24 до 10 %, а в абсолютном исчислении объем запасов C_2 уменьшился в 3,2 раза.

В связи с выявившимися на практике затруднениями при выделении и обосновании предварительно оцененных запасов в залежи массивного типа в фундаменте месторождения Белый Тигр полезно обратится к Классификации запасов и ресурсов и Инструкции по ее применению [24, 28] – основным документам, которые должны были быть положены в основание выполненной работы.

В соответствии с Инструкцией [24] «запасы категории C_2 выделяются на неразведанных частях залежи, *примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий в промежуточных и вышезалегающих* неопробованных пластах разведанных месторождений...» (п. 4.1.4 Инструкции). Если к этому

добавить определения слов *участок* и *пласт* из словаря Русского языка¹, то станет ясно, что российская Классификация и Инструкция рассматривают исключительно случаи выделения категорий запасов по площади, по напластованию, по горизонтальной составляющей. Упомянуты лишь вскользь промежуточные и вышележающие пласты. Но нигде нет определения относительно *нижезалегающих* неизученных частей залежи, *подстилающих, примыкающих снизу* к хорошо изученным частям залежей. Разделение запасов по категориям в вертикальном измерении в единой залежи российской Классификацией не предусмотрено.

Из этого можно сделать вывод, что *объем запасов нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр, относимый к категории С₂, залегающий ниже запасов с установленной нефтеносностью, не соответствует понятию «предварительно оцененные» по Российской Классификации запасов нефти и [28].*

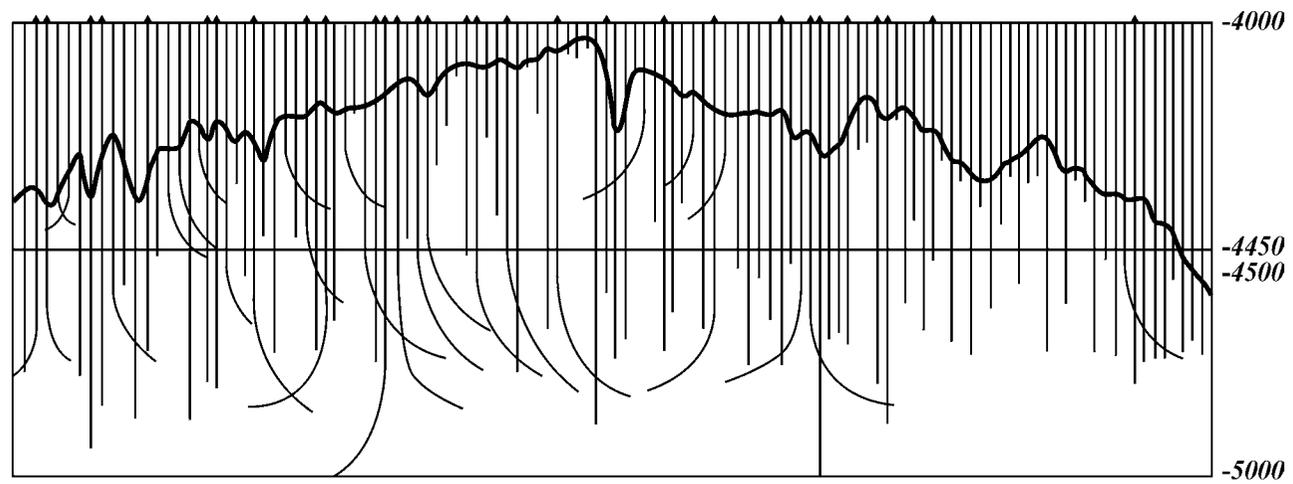
Выше отмечалось, что «значение предварительно оцененных запасов определяется тем, что находясь в общем ряду «запасы — ресурсы» на стыке промышленных запасов и перспективных ресурсов, они являются основным резервом пополнения запасов категорий А₁, В₁, С₁». В нашем случае, как показал анализ за прошедший период со времени постановки запасов на учет, запасы категории С₂ не были источником пополнения запасов высоких категорий.

Прогноз на обозримую перспективу также свидетельствует о бесперспективности возможного прироста запасов высоких категорий из объемов, числящихся сейчас в категории С₂, из-за низкой вероятности получения притоков нефти из нижней части фундамента, вскрытого бурением скважин. Этот вывод сделан специалистами СП «Вьетсовпетро» на основании обобщения информации по бурению и испытанию значительного числа глубоких скважин, вскрывших геологический разрез ниже принятой условной границы нефтеносности (рис. 3.5). Несмотря на наличие коллекторов, установленных по данным ГИС, и признаков нефтеносности в нижней части разреза фундамента, промышленных притоков нефти получить не удалось. Существует несколько возмож-

¹ *Участок* — отдельная часть земельной *площади*. Словарь Русского языка, т. IV, с. 542. М.: Изд-во Русский язык, 1984.

Пласт — *горизонтальный* слой осадочной породы. Словарь Русского языка, т. III, с. 133. М.: Изд-во Русский язык, 1984.

Пласт — геологическое тело, имеющее *плоскую* форму, при которой его мощность во много раз меньше размеров площади его распространения. Геологический словарь, т. 2, с. 95. М.: Недра, 1978.



- ~ кровля фундамента
- условно принятая граница нефтеносности
-) забои скважин
- ▲ устья скважин

Рис. 3.5. Схема вскрытия фундамента месторождения Белый Тигр

ных причин отсутствия притока, которые требуют дополнительных исследований и анализа. Однако факт отсутствия притока при применяемой на месторождении технологии вскрытия и испытания является общепризнанным.

Признание бесперспективности перевода запасов C_2 в высокие категории не исключает необходимости серьезного изучения возможной нефтеносности интервала разреза от условной принятой сейчас границы нефтеносности до вероятной поверхности водонефтяного контакта. Однако в соответствии с российской Классификацией возможные перспективы нефтеносности в данной ситуации следует отнести к ресурсам, а не запасам. Для изучения этого практически и теоретически важного вопроса, сулящего новую перспективу для месторождения, потребуются специальные дорогостоящие исследования, включая бурение глубоких (сверхглубоких) скважин по специальной конструкции.

4

СОПОСТАВЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ КЛАССИФИКАЦИЙ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НЕФТЯНОМ МИРЕ

Прошлый двадцатый век характеризовался бурным ростом нефтедобычи в мире. Если в начале XX века добыча нефти велась в 19 странах, то к его концу добыча осуществлялась более чем в 100 странах. Ежегодная добыча нефти в мире достигла 3,5 млрд т, а газа 2,3 трлн м³, а текущие доказанные запасы нефти (с конденсатом) оцениваются в 156 млрд т, природного газа в 146 трлн м³. В мире открыто более 30 тыс. нефтегазовых месторождений, содержащих более 100 тыс. залежей нефти. В начале XXI века нефть остается самым важным и нужным для человека полезным ископаемым. Из нее получают более 2,5 тыс. различных продуктов, главным из которых является топливо для двигателей внутреннего сгорания.

Учет, количественная и качественная оценка запасов нефти, конденсата и газа и содержащихся в них ценных компонентов, заключенных в большом разнообразии геолого-физических условий их залегания, базируется на их систематизации или, как принято называть, классификации.

В развитых нефтедобывающих странах применяется дифференциация запасов, базирующихся на степени экономической рентабельности и геологической надежности, согласно которой выделяются следующие группы запасов: «доказанные» (Proved), «вероятные» (Probable) и «возможные» (Possible) (см. табл. 3.6). Указанные термины трактуются примерно так: «доказанные запасы» (Proved reserves) — это запасы установленных залежей, которые могут быть извлечены из недр с высокой степенью надежности при существующих технико-экономических условиях и технологии добычи [41, 70].

«Вероятные запасы» (Probable reserves) — это запасы, извлечение которых из недр носит вероятностный характер при существующих технико-экономических условиях и техноло-

гии. Они не обоснованы промышленной добычей и оцениваются по ограниченным признакам, требующим дополнительного подтверждения.

«Возможные запасы» (Possible reserves) выделяют на базе геологических данных, объем которых не позволяет относить их к более высоким категориям (см. табл. 3.6).

Термин «доказанные запасы» и его аналоги используются многими странами (табл. 4.1). Критерии выделения указанной группы запасов на месторождениях нефти практически одинаковы. В Нидерландах, Дании, Мексике эти требования менее жесткие и к указанной группе относят также часть менее достоверных запасов.

Термины «вероятные» и «возможные» запасы также широко применяются в нефтедобывающих странах. Однако группирование запасов на «вероятные» и «возможные» не всегда решается однозначно из-за того, что нет единых принципов отнесения запасов к той или иной категории. Это усугубляется тем, что перевод указанных терминов с английского языка на другие языки не позволяет четко определить смысловую разницу в этих понятиях. В связи с этим данные группы запасов всегда являлись предметом широкой дискуссии.

Ряд стран, в том числе Канада, Венесуэла, Нидерланды, Дания и ФРГ, отказались от применения традиционных терминов «вероятные» и «возможные» запасы (см. табл. 4.1) и для обозначения запасов с меньшей степенью разведанности применяют иную терминологию. Правительством Венесуэлы введена промежуточная категория «полудоказанные» (half-proved) запасы для применения в случае сложнопостроенной залежи. В Нидерландах часть «вероятных» запасов и категория «возможных» объединены под общим термином «недоказанные запасы» (Unproved). Согласно канадской системе классификации также выделяется категория, которая названа как «добавление к существующим запасам» и имеет более узкие границы применения, чем сумма категорий «возможных» и «вероятных». Геологическая служба ФРГ наименее надежные запасы обозначает как «технически отмеченные» и «геологически отмеченные».

Прогнозные ресурсы категорий $D_1 + D_2$ в определенной степени отвечают требованиям, предъявляемым к выделению «гипотетических» (hypothetical) и «умозрительных» (speculative) запасов. В некоторых странах выделяют лишь одну категорию прогнозных запасов — «потенциальные» (Potential) (см. табл. 3.6).

Таблица 4.1
Сравнение классификационных систем запасов нефти и газа
различных стран

Страна или организация	Открытые			Неоткрытые
	Доказанные	Вероятные	Возможные	Умозрительные
Австралия	1 Доказанные и вероятные		Возможные	Гипотетические + умозрительные
	2 P_1	$P_2 (P_1)$	$P_3 (P_1 + P_2)$	
	3 Определенные и доказанные экономические		Предполагаемые	
Австрия	Доказанные	Вероятные	Возможные	Потенциальные
Дания	1 Доказанные	Недоказанные		Потенциальные
Франция	2 Доказанные	Вероятные	Возможные	Гипотетические
	Доказанные	Вероятные	Возможные	
Индия	Доказанные (A + B)	Вероятные (C)		Умозрительные
Испания	Доказанные	Вероятные	Возможные	
Великобритания	Доказанные	Вероятные	Возможные	
ООН, 1977	Доказанные	Дополнительные менее достоверные	Дополнительные менее достоверные	Неоткрытые
ООН, 1979	$r - I-E$	$r - I$ и $r - I-M$	$r - 2$	$r - 3$
Венесуэла	Доказанные, полудоказанные, вероятные, возможные			
ФРГ	Доказанные	Вероятные	Технически указанные	Геологически указанные
Нидерланды	Доказанные	Недоказанные		Потенциальные
Канада	Установленные запасы	Дополнения к существующим бассейнам		Будущие открытия
Иран	Доказанные	Вероятные	Возможные и	умозрительные
США	Измеренные или доказанные	Указанные	Предполагаемые	Гипотетические + умозрительные
Россия	A + B + часть C_1	Часть C_1	Часть C_1 + часть C_2	Часть C_2 + D_1 + D_2
Мировой конгресс, 1980	Доказанные	Дополнительные в доказанных нефтяных областях		Дополнительные в других зонах
Малайзия	Доказанные	Вероятные	Возможные	
Мексика	Доказанные	Вероятные		Потенциальные

Нередко в пределах одной страны официально используют несколько классификационных систем. Так, например, в Австралии применяют сразу три классификации. Бюро минеральных источников, геологии и геофизики использует обыч-

ную систематизацию запасов: «доказанные», «вероятные» и «возможные». Австралийским Советом по минералам и энергии утверждены три категории: P_1 – «доказанные», обеспечивающие 90%-ную надежность, P_2 – «доказанные» + «вероятные» (60%-ная надежность) и P_3 – «доказанные» + «вероятные» + «возможные» (5%-ная вероятность) (см. табл. 4.1). Национальная энергетическая совещательная комиссия подразделяет запасы на две категории – «доказанные» (proved) и «предполагаемые» (estimated).

Как бы ни различались классификации запасов нефти и газа, условиями применения каждой предусмотрено выделение так называемых забалансовых, «неэкономических» (noneconomic), «приграничных» (perimarginal) и других групп запасов, т.е. запасов, нерентабельных для разработки при существующих ценах, технике и технологии добычи нефти.

В табл. 4.1 приведено сравнение классификационных систем различных стран.

Рядом авторов в различное время были сделаны попытки исследовать различные классификационные системы и после тщательного исследования составить из различных категорий ресурсов классификацию, которая бы могла визуально дать представление о совпадении, частичном совпадении или расхождении этих категорий. Эти попытки не всегда были успешными, и разные авторы не всегда интерпретировали свои определения идентично.

Таблица 4.2

Сравнение категорий запасов нефти и газа США и Россия

США	Россия
Измеренные	A + B, частично C ₁
Отмеченные	C ₁ + частично C ₂
Предполагаемые	C ₂ и C ₂ + предсказанные на известных месторождениях (залежах)
Гипотетические	Прогнозируемые в районах известных месторождений
Умозрительные	Прогнозируемые в районах, где нет известных месторождений
Обнаруженные	A + B + C ₁ + C ₂ + прогнозируемые на известных месторождениях
Неоткрытые	Прогнозируемые помимо ресурсов на известных месторождениях
Промышленные	A, B, C ₁
Непромышленные	a, b, c ₁
Парамаргинальные	Неопределенные
Субмаргинальные	Неопределенные

В качестве примера приводится сравнение классификации, принятой в России, и классификации, принятой департаментом внутренних дел США, которое представлено в табл. 4.2.

Существующие различия между классификациями США и России рассмотрены ниже.

ОТЛИЧИЕ ПЕРВОЕ

Основной категорией классификации США являются запасы, в объем которых включают только доказанную часть разведанных извлекаемых объемов. Важно подчеркнуть, что геологическая достоверность подсчитываемого объема нефти определяется высокой степенью разведанности по данным бурения и испытания скважин, а достоверность извлекаемой части — оправданным подходом к подсчету коэффициента извлечения нефти на естественном режиме истощения. Результатом такого подхода является высокая вероятность их подтверждения (90 %).

В отличие от классификации США в отечественной классификации (1983 г.) граница между запасами и ресурсами размыта. Для их разделения используют менее определенные качественные понятия — «степень изученности» (для запасов) и «степень обоснованности» (для ресурсов). По этим критериям выделено 4 категории в «запасах» и 3 в «ресурсах» (см. табл. 3.6).

К «запасам» относят нефтенасыщенные объемы не только установленные на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти (т.е. хорошо геологически изученные), но и при «положительных результатах геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах — категория C_1 ». Более того, к запасам относят «предварительно оцененные нефтенасыщенные объемы в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий (C_2), а также в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах неразведанных месторождений».

Многие исследователи справедливо считают, что к «доказанным запасам» нельзя относить категорию C_2 и что запасам соответствуют только категории А и В и часть C_1 . Однако из-за того, что неизвестно, какая именно часть C_1 должна быть отнесена к «доказанным», каждый исследователь предлагает свою оценку запасов. Расхождения в величинах обычно значительны, так как доля C_1 в сумме $A + B + C_1$ достаточно велика (73 %) (рис. 4.1).

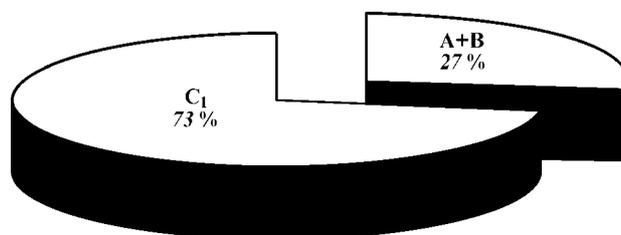


Рис. 4.1. Соотношение запасов нефти категорий A + B + C₁ в России

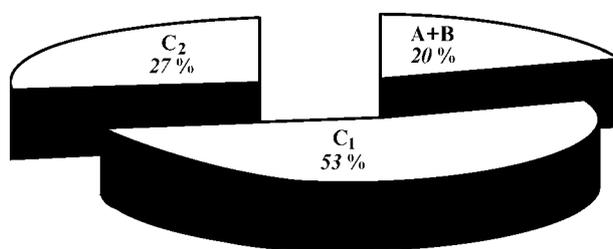


Рис. 4.2. Соотношение запасов и ресурсов нефти категорий A + B + C₁ + C₂ в России

Расхождения в цифрах еще более разительны, если, характеризуя сырьевую базу, пользуются суммой четырех категорий A+ B+ C₁, C₂ (которая по К-83 также является «запасами»). В этой сумме доля C₁+ C₂ составляет уже 80 % (53 %+ 27 %) (рис. 4.2). Более того, некоторые официальные лица и предприниматели для характеристики сырьевой базы приплюсовывают и категорию C₃ из ресурсов.

Конечно, по таким разноречивым данным составить сколько-нибудь однозначное и ясное представление об истинной ситуации с запасами, невозможно.

ОТЛИЧИЕ ВТОРОЕ

Достоверность запасов по «Классификации-83» снижена не только за счет включения в них геологически недостаточно изученных нефтенасыщенных объемов. При определении извлекаемой их части (а именно извлекаемые объемы могут считаться «запасами») в практике бывшего СССР в отличие от США и других стран подсчет начальных запасов ведется

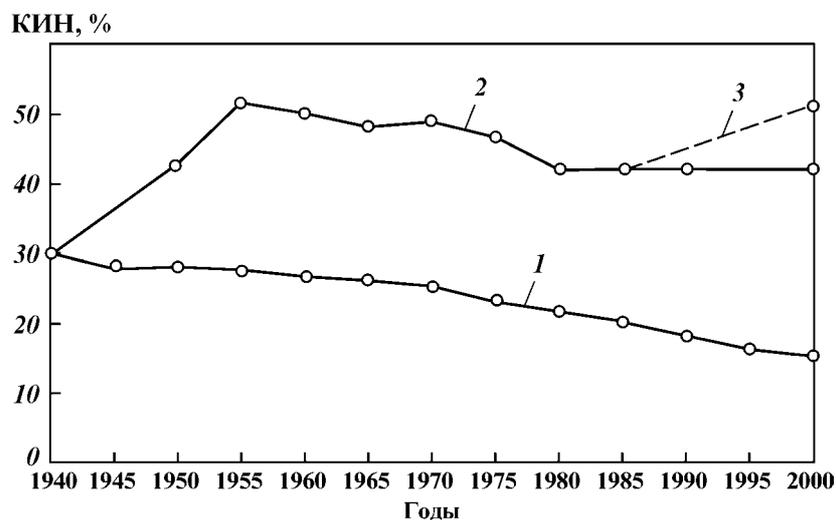


Рис. 4.3. График изменения коэффициента извлечения нефти (КИН) при разных режимах разработки: 1 — на естественном режиме; 2 — с закачкой воды; 3 — с применением третичных методов увеличения нефтеотдачи

не для естественного режима истощения, а в предположении использования с самого начала разработки месторождений вторичных и третичных методов извлечения. Между тем хорошо известно, что эффективность методов и количественная оценка возможных конечных результатов для каждого объекта разработки со своими специфическими геолого-физическими параметрами может быть определена с необходимой точностью лишь после определенного объема лабораторных и промысловых исследований (включая опытные работы на пилотных участках) и накопления некоторого опыта разработки. Поэтому такой подход к подсчету извлекаемых запасов на стадии разведки месторождения ведет к существенному увеличению расчетных объемов нефти, возможность извлечения которых проблематична.

Как видно из рис. 4.3, только за счет такой процедуры почти вдвое увеличены расчетные объемы извлекаемых запасов в сравнении с мировой практикой. Кстати, на этом рисунке видно, что происходит снижение ожидаемого коэффициента извлечения. Это во многом обусловлено более реальной оценкой важного параметра.

ОТЛИЧИЕ ТРЕТЬЕ

Очевидно, что запасы — это такой подготовленный к разработке объем нефти в пласте, извлечение которого экономически и технически осуществимо в настоящее время или в ближайшей перспективе. Несмотря на то, что Классификация 1983 г. предусматривает выделение «забалансовых» запасов, вовлечение которых в разработку экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, на практике экономической обоснованности ресурсов и даже запасов долгое время не уделяли должного внимания. Это связано было с тем, что добыча нефти в бывшем СССР монопольно осуществлялась государством, крупными государственными предприятиями, а рыночные отношения отсутствовали. Значение имела экономическая эффективность работы не единичного нефтяного промысла или отдельного предприятия, а нефтедобывающей отрасли в целом в масштабах всей страны. Высокая же эффективность работы и благополучие нефтедобывающей отрасли бывшего СССР в течение нескольких десятилетий обеспечивались открытием и вводом в разработку уникальных по запасам и продуктивности месторождений и провинций Урало-Поволжья, Западной Сибири и других регионов.

Известна, например, такая цифра — за 15 лет прибыль государства до реформ от добычи нефти составила 440 млрд дол. В этих условиях дифференциация запасов по стоимости их извлечения не практиковалась. В последний год существования СССР забалансовые запасы составляли официально лишь 10 % к сумме балансовых.

В официальный баланс до сих пор включены огромные по величине объемы нефти, для которых еще не созданы эффективные методы поисков, разведки и технологии их извлечения. Например, для нефти, залегающей в нетрадиционных коллекторах — глинистых сланцах, в низкопроницаемых и маломощных коллекторах, в маломощных подгазовых зонах нефтегазовых залежей.

По отдельным регионам до 50 % объема нефти, включенного в официальную статистику, нельзя считать запасами из-за геологической необоснованности или недоказанности их возможного извлечения по экономическим или техническим причинам.

О масштабе возможного завышения запасов по официальным данным можно судить по содержанию в них категорий C_1 и C_2 . Подтверждаемость этих категорий, судя по результа-

там анализа многих исследователей, составляет не более 0,6–0,7 для C_1 и на уровне 0,4–0,5 для C_2 .

Несомненно, чтобы получить достоверные запасы, они должны быть очищены также от объемов нефти, добыча которых в настоящее время не рентабельна.

Использование «запасов» в трактовке 3-х или 4-х категорий не позволяет объективно оценить текущее состояние сырьевой базы и возможную динамику добычи нефти. Интенсивное снижение добычи нефти в СССР произошло при обеспеченности добычи запасами на 50 лет. (По данным, опубликованным бывшим министром нефтяной промышленности в 1992 г.) Такая высокая величина обеспеченности характеризует обычно большие возможности дальнейшего увеличения добычи нефти. Между тем, геолого-промысловый анализ и оценка возможных объемов добычи нефти, основанные на экономических расчетах, свидетельствовали об отсутствии крупных и легко реализуемых резервов для увеличения добычи нефти.

«Высокая обеспеченность» является следствием того, что в использованную в расчетах величину запасов включают как слаборазведанные объемы (C_2 и C_1), так и разведанные, но нерентабельные или неизвлекаемые при традиционных технологиях.

Интересно сопоставить оценки российских запасов нефти западными специалистами. По данным авторитетных источников – журналов Oil and Gas Journal и World oil запасы нефти России на начало 2001 г. оцениваются в 48,6–52,7 млрд баррелей, что в 1,5 раза меньше чем официальная оценка запасов категорий А+ В в государственном балансе.

Между тем, по государственному балансу объем запасов категории А+ В составляет лишь 18 % всей суммы запасов, в которую включены и категории C_1 и C_2 . В результате разница в запасах между оценками западных и российских специалистов увеличивается более чем в 7 раз.

Приведенные в журналах Oil and Gas Journal и World oil оценки не являются единичными и случайными.

В.Н. Щелкачев в своей статье «Анализ новейших поучительных переоценок запасов нефти во всем мире и по некоторым странам» («Нефтяное хозяйство» № 7, 1995) отмечает, что оценка остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) по данным «Ойл энд Газ» «традиционно занижается» и «резко уменьшается» (1992, 1993, 1994 гг.). В оценку российских запасов нефти по состоянию на 01.01.1995 г. в 7,76 млрд т, как

подчеркнуто в примечании, включены не только доказанные, но и вероятные запасы.

На XIII Мировом нефтяном конгрессе в 1991 г. (в Буэнос Айресе) бывший тогда министром нефтяной промышленности Л.Д. Чурилов доложил, что остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) в СССР составляют 23,5 млрд, что в 3 раза превышает указанные специалистами США 7,76 и 7,78 млрд т. Этот доклад лишь на некоторое время оказал влияние на специалистов США. Уже в 1994 г. журнал Oil and Gas Journal вновь вернулся к прежним величинам ОИЗ.

Основной вывод, к которому можно прийти, сопоставляя российский и западный подход:

Извлекаемые запасы категорий ABC₁ (по российской классификации) не идентичны доказанным запасам (США). В отличие от западных, российская классификация ориентирована на максимально возможный потенциал извлекаемых запасов, который, вероятно, будет достигнут при условии повышения изученности и благоприятной экономической ситуации, появлении новых методов повышения нефтеотдачи.

5

НЕЗАВИСИМЫЙ АУДИТ ЗАПАСОВ НЕФТИ

5.1. ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И ВИДЫ АУДИТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В 90-е годы Российская Федерация, провозгласившая рыночные ориентиры своей экономики, изменила и основы недропользования, на базе которых народное хозяйство страны развивалось более 70 лет. В СССР в условиях плановой социалистической экономики, аудиторской проверки запасов не существовало, и достоверность запасов устанавливалась и подтверждалась экспертизой Государственной комиссии по запасам.

С внедрением рыночных отношений в сфере недропользования, в частности с акционированием нефтегазодобывающих предприятий, определением курсов акций, условиями получения права пользования недрами и его переуступкой и др., запасы нефти и газа приобрели статус товара, подлежащего прямой купле-продаже. При отсутствии централизованного планового финансирования отечественные нефтяные компании, располагающие крупными запасами УВ, имеют острую необходимость в зарубежных инвестициях и кредитах иностранных и российских банков. В этой связи возникает необходимость в проверке (аудите) запасов, так как именно они определяют потенциал добычи и в конечном счете результаты финансовой деятельности предприятия. Зарубежные банки выделяют кредиты только после аудита запасов доверенными аудиторскими фирмами, работающими по своим стандартам. Результаты первых аудиторских проверок по этим стандартам показали, что размеры запасов по большинству компаний были ниже зафиксированных в Государственных балансах запасов России. Собственники предприятия, потенциальные инвесторы зачастую не имеют возможности самостоятельно убедиться в достоверности оценок запасов углеводородного сырья, так как не имеют доступ к исходной

информации и соответствующий опыт, и поэтому нуждаются в объективных оценках профессионалов по этим вопросам.

Аудит запасов нефти и газа можно определить как независимую, объективную вневедомственную оценку соответствия качества и количества запасов УВ-сырья соответствующим классификациям, методическим и регламентирующим документам в области недропользования и подсчета запасов.

Целью аудита запасов могут быть:
оценка состояния запасов углеводородного сырья;
подтверждение проспекта эмиссии ценных бумаг;
оценка активов предприятия.

В России разработка основ аудита в разных областях хозяйственной деятельности в соответствии с международными нормами и стандартами находится в начальной стадии и направлена преимущественно на финансово-бухгалтерский аудит, относящийся для ряда экономических субъектов к обязательному виду аудита.

Аудит запасов нефти и газа относится к **инициативному виду аудита**, сроки и объемы которого не регламентируются законодательными актами, а определяются договором аудитора с экономическим (аудируемым) объектом. Различают внешний и внутренний аудит.

Внешний аудит – проводится независимой аудиторской фирмой на договорной основе с экономическим субъектом с целью оценки активов предприятия для получения кредитов, дополнительной эмиссии ценных бумаг.

Внутренний аудит – является частью системы управленческого контроля внутри предприятия и регламентируется внутренними документами предприятия.

Внутренний аудит запасов УВ-сырья по содержанию и методам проведения имеет много общего с внешним и в значительной мере является информационной базой для последнего. В известной степени внутренним аудитом является составление предприятием ежегодных балансов нефти и газа с последующим рассмотрением и его утверждением (на ТКЗ или ЦКЗ).

Процесс практической работы по внутреннему аудиту запасов начался и в нефтегазовой отрасли. Например, ОАО «Газпром» с 1995 г. проводит аудит на своих крупнейших предприятиях – «Севергазпром», «Астраханьгазпром» и «Тюменьтрансгаз».

Как правило, процедуры аудита запасов нефти и газа формируются на основе рекомендаций международных пра-

вил (стандартов). При этом не анализируются возможности их внедрения в российскую нормативную правовую базу. На Западе в отличие от России многие аудиторские проверки проводятся по выборкам различного типа. Часто это так называемые компьютерные выборки, базирующиеся на теоретически обоснованном и многократно проверенном на практике программном обеспечении.

Российское общество оценщиков в данное время разрабатывает методологию аудирования запасов нефти и газа для решения задач по оценке имущества нефтедобывающих предприятий на территории Российской Федерации. Нефтяная компания «ЮКОС» создала аудиторскую фирму «Колфикс», активно ведущую работы по аудиту ее объектов. И «Газпром», и «ЮКОС» при аудировании собственных запасов нефти и газа ставят своей целью определение инвестиционной политики компаний, оценки экономических потерь от негативного воздействия, совершенствование управления природоохранной деятельностью на предприятиях. Показательно, что предпродажная подготовка акций ОАО «Нефтяной концерн «Роснефть» включала проведение как внешнего, так и внутреннего аудита запасов УВ-сырья.

Российские финансово-кредитные организации осуществляют внутренний аудит запасов компаний, исходя из различных методик оценки запасов. Кроме того, оценка (экспертная) обеспеченности эмиссии ценных бумаг (акций), выпускаемых акционерными горнодобывающими предприятиями (компаниями), достоверными запасами минерального сырья возложена на ГКЗ. Использование действующей в России Классификации, не адаптированной к международным нормам, в реальной жизни создает двойной стандарт в количественной оценке запасов нефти и газа. В этих условиях в настоящее время возникла насущная потребность в создании института независимого аудита запасов углеводородов. Коллективом научных сотрудников Института геологии и разработки горючих ископаемых (г. Москва) в составе проф. Э.М. Халимова, Н.В. Колесниковой, М.Б. Шумиловой с участием автора в период 2000–2001 гг. провели исследования нового для отечественной практики вопроса независимого аудита запасов полезных ископаемых, в частности нефти и газа. Ниже изложены результаты исследования авторского коллектива.

Учитывая проблемы оценки запасов нефти и газа, как рыночного товара, характеризующегося вполне определенными качественными, количественными и стоимостными показате-

лями, при разработке нормативных документов на проведение аудита запасов нефти и газа целесообразно учитывать два направления:

1. Собственно аудит запасов, касающийся критериев выделения категорий, степени разведанности, обоснованности подсчетных параметров, выбора методов подсчета, ориентированный на российские добывающие и кредитно-финансовые организации и базирующийся на российской Классификации запасов нефти и газа.

2. Соотнесение размеров и стоимости запасов российских и зарубежных нефтяных компаний с принятыми стандартами международной системы оценки запасов нефти и газа.

5.2. ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ АУДИТА В РФ

5.2.1. ЗАКОНОДАТЕЛЬНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ АУДИТОРСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для нашей страны аудиторская деятельность — понятие относительно новое, получившее свое развитие с переходом экономики на рыночную основу. Начало современного этапа развития аудита относят к 1987 г., когда в стране появились первые аудиторские фирмы. Несмотря на прошедший более чем 15-летний период, правовая база аудита разработана недостаточно. основополагающим документом в настоящее время являются «Временные правила аудиторской деятельности в Российской Федерации», утвержденные Указом Президента РФ «Об аудиторской деятельности в Российской Федерации» (№ 2263 от 22.12.1993 г.).

Согласно Указу Президента, «Временные правила...» [10] являются правовой основой осуществления аудиторской деятельности в РФ и применяются при аудиторских проверках всех экономических субъектов.

«Временные правила...» определяют аудит как «предпринимаемую деятельность аудиторов (аудиторов фирм) по осуществлению независимых вневедомственных проверок бухгалтерской (финансовой) отчетности, платежей, расчетов, налоговых деклараций и других финансовых обязательств и требований экономических субъектов, а также оказанию иных аудиторских услуг». Из этого определения однозначно вытекает финансово-экономическая направ-

ленность в системы аудита, в связи с чем формирование нормативной базы аудита развивалось именно в направлении регулирования различных видов финансовой отчетности и других показателей экономической деятельности предприятий, определения круга субъектов и видов предпринимательской деятельности, подлежащих обязательному аудиту.

«Временные правила..» [10] определяют:

основные цели аудита;

обязательный или инициативный вид аудиторской проверки;

права и обязанности аудиторов (аудиторских фирм) и экономических субъектов проверки;

юридический статус и структуру аудиторского заключения;

порядок аттестации и выдачи лицензии на осуществление аудиторской деятельности;

принцип независимости аудитора от любой стороны, в том числе и от государственных органов, поручивших проверку.

К числу основополагающих принципов аудита могут быть отнесены следующие положения:

определение экономического субъекта (согласно п. 2 «Временных правил..» [10]);

отнесение аудита запасов нефти и газа к инициативному виду аудита — т.е. проводимому по инициативе экономического субъекта в объеме, виде и сроках, определяемых договором с аудиторской фирмой (в отличие от *обязательного аудита*, проводимого в случаях, сроках и объемах, прямо определенных законодательными актами);

круг юридических и физических лиц, имеющих (или не имеющих) право заниматься аудиторской деятельностью;

определение (и ограничение) юридических и физических лиц, имеющих право заниматься аудиторской деятельностью;

обязанности аудитора (аудиторской фирмы);

права и обязанности экономического субъекта;

юридический статус аудиторского заключения;

структура аудиторского заключения, включающего вводную, аналитическую и итоговую часть;

правила выдачи лицензии на аудиторскую деятельность;

принцип независимости аудитора (согласно п. 12 «Временных правил..» [10]).

Учитывая общий, основополагающий характер этих положений, при разработке стандарта на проведение аудита запасов нефти и газа могут быть использованы *ссылки* на соот-

ветствующие положения основного правового документа — «Временных правил аудиторской деятельности в РФ» [10].

Ряд положений стандарта на проведение аудита запасов нефти и газа должен быть разработан на базе «Временных правил..» и с учетом специфики задач аудита запасов. К ним относятся:

- определение аудита запасов нефти и газа как инициативного вида аудита, и его целей;

- определение прав и обязанностей аудитора (аудиторской фирмы) и проверяемого экономического субъекта при проведении аудита запасов нефти и газа;

- определение содержания аналитической и итоговой части аудиторского заключения;

- правила аттестации юридических и физических лиц на право проведения аудита запасов нефти и газа.

«Временные правила аудиторской деятельности в РФ» [10] действуют до принятия Закона, регулирующего аудиторскую деятельность. В настоящее время проект Закона «Об аудиторской деятельности в Российской Федерации» находится в стадии обсуждения. Как отмечает Е.М. Гутцайт и др. [17], предполагается, что Закон будет более подробным и проработанным, но в то же время будет иметь рамочный характер, а основные положения будут конкретизироваться в подзаконных актах.

На следующем уровне нормативного регулирования аудита действует Постановление Правительства РФ № 482 от 6.05. 1994 г. «Об утверждении нормативных документов по регулированию аудиторской деятельности РФ». Этим постановлением утверждены «Порядок проведения аттестации на право осуществления аудиторской деятельности» и «Порядок выдачи лицензии на осуществление аудиторской деятельности».

Рассмотренные нормативные акты в настоящее время являются основными правовыми документами, регулирующими аудиторскую деятельность.

Отраслевой стандарт на проведение аудита запасов нефти и газа должен включать положения, регламентирующие аттестацию и лицензирование аудиторов (аудиторских фирм), имеющих право проведения аудита запасов нефти и газа.

Условия обязательного или целесообразного проведения экономическими субъектами аудиторских проверок указываются также в большом количестве нормативных документов органов исполнительной власти. Их систематизация с

краткими комментариями приводится в монографии В.В. Скобары [64].

В последние годы ряд мер по стандартизации и аудиту недропользования предприняты в Министерстве природных ресурсов РФ. В частности, приказом № 95 от 2.04.1998 г. предусматривается создание системы аудита недропользования, главной целью которого определяется контроль за исполнением лицензионных соглашений, своевременным и правильным внесением платежей за пользование недрами, повышение эффективности изучения, использования и охраны недр.

В целом законодательная база аудиторской деятельности в нашей стране разработана недостаточно и в основном ориентирована пока на финансово-бухгалтерский вид аудита.

5.2.2. СТАНДАРТЫ – ИНСТРУМЕНТ РЕГУЛИРОВАНИЯ АУДИТА

Стандарты (правила) аудита являются механизмом регулирования аудиторской деятельности, необходимость создания которых обусловлена необходимостью однозначного, соответствующего международному, понимания аудиторской деятельности, отвечающей определенному набору требований. К основным из них относятся [17, 50, 54]:

- аудит всегда должен планироваться в письменной форме; ход осуществления процедур аудита должен фиксироваться в специальной рабочей документации, которая должна оформляться в соответствии с едиными требованиями;

- специалисты-аудиторы должны удовлетворять определенным профессиональным и квалификационным требованиям;

- аудиторские фирмы при организации и ведении своей деятельности должны выполнять определенные мероприятия, позволяющие контролировать качество их работы;

- в ходе аудита необходимо руководствоваться едиными требованиями для определения точности (бухгалтерской) отчетности;

- аудитор не обязан проверять всю документацию клиента – достаточно выборочной проверки при соблюдении единых для всех аудиторов требований.

В мировой практике стандарты являются неременным атрибутом аудиторской деятельности. Развитая система стандартов аудита в странах с рыночной экономикой является основой высокого качества аудиторских проверок, конкурен-

тоспособности на рынке аудиторских услуг, нормативной основой для разрешения споров и претензий по качеству аудита.

Руководство и координация работ по созданию отечественных стандартов аудита является функцией Комиссии по аудиторской деятельности при Президенте РФ.

В нашей стране термин «стандарт» имеет традиционную техническую смысловую нагрузку. Как отмечают специалисты-аудиторы [6, 17], употребление термина «стандарты» аудита необходимо в целях соответствия мировой практике [42, 44]. В русскоязычной терминологии «стандарты» аудита имеют смысл *норм, правил* аудита, в связи с чем сложилось параллельное употребление двух терминов: «правила (стандарты) аудита».

В странах с развитой рыночной экономикой аудиторские стандарты представляют собой систему нормативных документов со взаимными ссылками, иерархией, взаимоподчиненностью. Национальные стандарты аудита, как правило, разрабатываются на базе системы международных стандартов (МСА, в английской транскрипции — ISA). Этот же путь был принят и отечественными специалистами — адаптация системы МСА к российскому законодательству и российской специфике. Большая часть действующих российских стандартов аудита базируется на соответствующем аналоге МСА.

В литературе, посвященной российским стандартам аудита [17, 64], обсуждаются некоторые дискуссионные вопросы. Один из них — обязательный или рекомендательный характер стандартов (или их отдельных частей); второй — необходимость включения в стандарты Перечня терминов и определений.

Рассматривая точки зрения на первый вопрос, специалисты отмечают, что ввиду недостаточного опыта, практики аудита в России, российские стандарты должны иметь в большей степени обязательный характер.

«Перечень терминов и определений, используемых в правилах (стандартах) аудиторской деятельности» (аналог МСА — глоссарий), не является самостоятельным стандартом, в силу того, что по мере разработки новых стандартов аудита возникает необходимость в его расширении, уточнении и замене ряда устаревших терминов новыми. Поэтому Перечень имеет статус дополнения к стандартам.

Стандарт должен включать перечень (словарь) специальных терминов, употребляемых при оценке и аудите запасов нефти и газа; более общие аудиторские термины должны ис-

пользоваться со ссылкой на разработанный в системе российских стандартов аудита Перечень терминов и определений [17].

В ряде исследований по стандартам аудита [6, 17, 64] отмечается еще одна особенность стандартизации аудиторской деятельности.

По мнению специалистов, стандартизация является наиболее эффективной в сфере однообразной деятельности, связанной с большим объемом проверяемых относительно однотипных операций или показателей. Чем более «интеллектуальный», нетривиальный характер имеет аудиторская деятельность, тем менее эффективна высокая степень ее стандартизации. Поэтому, как указывает Е.М. Гутцайт с соавторами (1998 г.) [17], в высокоинтеллектуальных видах деятельности стандартизация должна носить преимущественно рамочный характер, т.е. касаться в основном условий осуществления аудита, оформления результатов, отношений аудитора и проверяемого экономического субъекта и т.п., *а не содержания деятельности и.*

Это же положение зафиксировано во «Временных правилах аудиторской деятельности» [10], где установлено:

«13. Аудиторы (аудиторские фирмы) имеют право:

а) самостоятельно определять формы и методы аудиторской проверки, исходя из требований нормативных актов Российской Федерации, а также конкретных условий договора с экономическим субъектом..»

Таким образом, стандарт на проведение аудита запасов нефти и газа должен опираться на уже разработанную в стране систему стандартов аудита, используя ссылки на те из них, которые соответствуют поставленной задаче.

5.2.3. РОССИЙСКИЕ СТАНДАРТЫ АУДИТА И ИХ ПРИМЕНИМОСТЬ К АУДИТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В настоящее время в нашей стране разработано и одобрено комиссией по аудиторской деятельности при Президенте РФ 15 правил (стандартов) аудита; в стадии разработки и подготовки находится еще 15 стандартов.

Анализируя структуру каждого стандарта аудита, в них можно выделить следующие наиболее часто встречающиеся разделы:

общие положения;

цели (назначение), принципы выполнения процедуры;
требования к содержанию и оформлению документации
(или действиям);
определение понятий стандарта (если они не входят в словарь терминов);
порядок выполнения действия, процедуры;
приложения, содержащие обязательные или рекомендуемые формы документации.

В разделе «Общие положения» во всех стандартах указана их основанность на «Временных правилах аудиторской деятельности в РФ». Часто в этом же разделе указываются цели и задачи данного стандарта, обязательный или рекомендательный характер его отдельных положений или стандарта в целом.

В «Приложениях» приводятся формы аудиторских документов, составленные в виде шаблонов, требующих заполнения в их содержательной части.

Остальные разделы стандартов индивидуализированы в соответствии с задачей каждого стандарта.

В монографии Е.М. Гутцайта и др., 1998 г. [17] стандарты аудита систематизированы в соответствии с решаемыми ими задачами. Нижеследующее краткое рассмотрение стандартов, с целью оценки возможности их использования при разработке стандарта на аудит запасов нефти и газа, для удобства изложения построено соответственно указанной систематизации.

Стандарты, регламентирующие ответственность аудитора, включают 3 стандарта:

«Письмо-обязательство аудиторской организации о согласии на проведение аудита»;

«Документирование аудита»;

«Действия аудитора при выявлении искажений бухгалтерской отчетности».

Первый из указанных стандартов направлен на *определение взаимоотношений между проверяемым экономическим субъектом и аудитором (аудиторской фирмой)*. Стандарт определяет форму и содержание письма-обязательства, которое включает условия проверки, обязательства аудитора и экономического субъекта.

Данный стандарт может быть практически полностью использован при разработке стандарта на аудит запасов нефти и газа, за исключением его положений, упоминающих о бухгалтерской отчетности (в разделе 3 «Форма и содержание письма-обязательства»). Эти положения нуждаются в коррек-

тировке соответственно поставленной задаче. Аналогичная корректировка требуется и для рекомендуемой формы письма-обязательства.

Стандарт «Документирование аудита» может быть использован с корректировкой, аналогичной выше указанной.

Третий из указанных стандартов *полностью ориентирован на обязательный (бухгалтерский) аудит и не имеет отношения к создаваемому стандарту аудита запасов нефти и газа*. Однако следует иметь в виду существование подобного стандарта, так как в разрабатываемый стандарт также целесообразно включить положения о действиях аудитора при выявлении искажений в оценке и отчетности по запасам нефти и газа.

К стандартам, регламентирующим планирование аудита, отнесены 2 стандарта:

«Планирование аудита»;

«Существенность и аудиторский риск».

Стандарт «Планирование аудита» рассматривает эту процедуру как начальный этап проведения аудита и *регламентирует подготовку и составление плана и программы аудита*, включая ожидаемый объем, график и сроки проведения аудита, детальный перечень аудиторских процедур и средств контроля. Стандарт предусматривает планирование аудита до написания письма-обязательства о согласии на проведение аудита, что дает возможность аудитору оценить объемы и сложность проверки, а заказчику – оценить стоимость аудиторских услуг; в результате обе стороны приходят к согласию/несогласию на проведение аудита.

Рассматриваемый стандарт может быть практически полностью использован в работе над стандартом по аудиту запасов нефти и газа, за исключением упоминаний о бухгалтерской отчетности (в разделе 3 «Содержание предварительного планирования аудита»), которые необходимо корректировать в соответствии со стоящей задачей.

Большое значение имеет стандарт «Существенность и аудиторский риск», который направлен на регламентирование определения *того предельного значения ошибки (бухгалтерской) отчетности, начиная с которого эта отчетность не дает возможность делать правильные выводы и принимать обоснованные решения*. Иными словами, стандарт устанавливает методы определения существенного или несущественного (незначительного) характера ошибок, недостатков и искажений отчетности (бухгалтерской).

По-видимому, аналогичные задачи встанут и при аудите

запасов нефти и газа. Поэтому на основе данного стандарта необходимо разработать аналогичное положение, регламентирующее определение того уровня неточностей, ошибок и возможных искажений в подсчете запасов нефти и газа, выше которого аудитор обязан сделать вывод о недостоверности проверяемой информации о запасах.

Следующая группа стандартов регламентирует вопросы внутреннего контроля и включает стандарты:

«Изучение и оценка систем бухгалтерского учета и внутреннего контроля в ходе аудита»;

«Аудит в условиях компьютерной обработки данных».

Анализ первого из указанных стандартов приводит к выводу, что *аналогичный раздел должен быть разработан и применен к аудиту запасов нефти и газа*, и содержать следующие требования: описание системы учета запасов, применяемой проверяемым субъектом; ознакомление аудитора с внутренней документацией по учету запасов; оценку аудитором системы внутреннего контроля за учетом запасов и др. (по аналогии с действующим стандартом аудита).

Второй стандарт применяется сравнительно редко, при специфических условиях аудиторской проверки. Стандарт разработан по универсальному принципу и применим ко всем случаям аудита, когда проверяемый субъект широко использует компьютерные технологии хранения и обработки информации. Стандарт может быть полностью использован при аудите запасов нефти и газа.

В группу стандартов, регламентирующих получение аудиторских доказательств, входит 4 стандарта:

«Аудиторские доказательства»;

«Аналитические процедуры»;

«Аудиторская выборка»;

«Дата подписания аудиторского заключения и отражение в нем событий, произошедших после даты составления и представления бухгалтерской отчетности».

Стандарт «Аудиторские доказательства». *Под последними в широком смысле понимается вся информация, полученная аудитором от клиентов, от третьих лиц или из других источников. Виды, методы получения и источники информации определяются данным стандартом.*

Разработка положений, аналогичных стандарту «Аудиторские доказательства», применительно к аудиту запасов нефти и газа, является одной из главных задач предстоящей работы.

Аналогичные выводы следуют и из анализа стандарта «Аналитические процедуры».

Большое значение представляет стандарт «Аудиторская выборка», который устанавливает, что аудитор при проведении проверки имеет право *подвергать проверке не всю информацию проверяемого субъекта, а только ее часть – выборку*, регламентируя требования к репрезентативности такой выборки, порядку ее формирования, экстраполяции результатов проверки выборки на всю совокупность. Этот стандарт по своему содержанию полностью применим к нашей задаче, но требует решения сама *правомочность выборочного подхода при аудите запасов*. Этот вопрос также требует дополнительных проработок.

Последний в данной группе стандарт «Дата подписания аудиторского заключения...» определяет порядок датирования заключения, его подписи, запрет на внесения изменений после его датирования, а также требования по полноте отражения событий, произошедших до и после подписания заключения и представления проверяемым субъектом отчетной информации. Данный стандарт полностью соответствует поставленной задаче и *может быть использован как ссылка*.

Стандарт «Использование работы эксперта» относится к редко используемым стандартам, необходимость в котором возникает при специфических проверках. Стандарт определяет эксперта как специалиста, не состоящего в штате данной аудиторской фирмы и имеющего достаточные знания и/или опыт в области, отличной от бухгалтерского учета и аудита. Стандарт также регламентирует оформление и использование результатов работы эксперта.

Вышеприведенное определение эксперта однозначно показывает, что для целей разрабатываемого стандарта его надо трансформировать, включив определение эксперта как «специалиста.., имеющего достаточные знания и/или опыт в области, отличной от нефтегазовой геологии и подсчета запасов нефти и газа».

В группу стандартов, регламентирующих выводы и заключения в аудите, входят 2 стандарта:

«Порядок составления аудиторского заключения о бухгалтерской отчетности»;

«Письменная информация аудитора руководству экономического субъекта по результатам проведения аудита».

Первый из стандартов относится к **самым важным, поскольку устанавливает порядок подведения итога работы аудитора**. Стандарт определяет назначение аудиторского за-

ключения, принципы его составления, состав и содержание, а также включает примерные формы аудиторских заключений.

Стандарт предусматривает *3 формы аудит орского заключения: безусловно положительное, условно положительное и от рицат ельное*, предусматривается также возможность в аудиторском заключении отказаться от выражения своего мнения.

В составе заключения определяется *3 част и: вводная, аналит ическая и ит оговая*, раскрывается их содержание. Стандарт представляет конфиденциальный характер аналитической части аудиторского заключения.

Анализ содержания аналитической и итоговой частей заключения (пп. 4.4, 4.5 стандарта) показывает, что применительно к нашей задаче они нуждаются в значительной переработке. Раздел, аналогичный рассматриваемому стандарту, необходим в структуре стандарта на аудит запасов нефти и газа, и при его разработке целесообразно взять за основу данный стандарт.

Второй стандарт в определенной мере перекликается с первым, отличаясь тем, что предусматривает для сведения клиента *информацию о всех от меченных недост ат ках*, тогда как в заключении аудитор имеет право ограничиться теми замечаниями, которые определили форму заключения (безусловно положительное и др.). Стандарт определяет условия обязательности предоставления клиенту письменной информации в следующих случаях: если проводится обязательный аудит; если проводится инициативный аудит, по итогам которого планируется подготовка официального аудиторского заключения; если письменная информация предусмотрена договором между аудитором и клиентом.

Стандарт также определяет содержание, порядок подготовки и конфиденциальность письменной информации.

Включение аналогичных положений целесообразно, по нашему мнению, и в разрабатываемый стандарт, с оговорками, аналогичными указанным.

Стандарт «Образование аудитора» определяет требования к базовому и специальному образованию, практическому опыту и степени владения деловым русским языком, а также требования к повышению квалификации аудитора.

Выводы:

Созданная к настоящему времени законодательная база аудита по существу сводится к «Временным правилам аудиторской деятельности в Российской Федерации», утвержден-

ным Указом Президента РФ и в настоящее время выполняющим роль Закона.

Созданные в России стандарты аудита к настоящему времени заложили только основание для предстоящей работы по формированию системы российских стандартов аудита.

Российские стандарты аудита базируются на МСА, являясь или прямыми аналогами стандартов МСА, или соответствуя им по своим основным положениям. Это должно обеспечить соответствие формирующейся российской системы аудита международным требованиям и правилам.

Как законодательно-правовые документы, так и российские стандарты аудита ориентированы, главным образом, на обязательный финансово-бухгалтерский аудит. Для аудита запасов нефти и газа, являющегося инициативным видом аудита, необходимо создание специального стандарта.

«Стандарт на оценку и аудит запасов нефти и газа» должен в основных своих положениях базироваться на «Временных правилах...», имеющих силу Закона [10].

В структуру разрабатываемого стандарта следует включить следующие положения и разделы, аналогичные российским стандартам аудита:

1. Планирование аудита.
2. Письмо-обязательство аудиторской организации о согласии на проведение аудита.
3. Документирование аудита.
4. Существенность и аудиторский риск.
5. Действия аудитора при выявлении искажений отчетности по запасам нефти и газа.
6. Изучение и оценка системы учета запасов нефти и газа и внутреннего контроля в ходе аудита.
7. Аудиторские доказательства и процедуры при аудите запасов нефти и газа.
8. Аудиторская выборка.
9. Порядок составления аудиторского заключения о запасах нефти и газа.
10. Дата подписания аудиторского заключения и отражения в нем событий, произошедших после даты составления и представления информации о запасах нефти и газа.
11. Квалификационные требования к аудитору при проведении аудита запасов нефти и газа.
12. Перечень терминов и определений, используемых в стандарте на аудит запасов нефти и газа.

5.3. СОПОСТАВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

«Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» устанавливает в части требований к изученности месторождений около 20 критериев, по которым для достижения наибольшей эффективности в изучении должны быть охарактеризованы геолого-физические параметры пластов и флюидов по каждому продуктивному пласту месторождения. Порядок определения параметров также регламентирован внутриотраслевыми нормативными документами в виде инструкций (по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин; о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ (Государственная комиссия по запасам) материалов ТЭО КИН и др.), методических руководств и указаний (по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений и др.) и положений (о порядке передачи разведанных месторождений полезных ископаемых для промышленного освоения и др.) [25].

Основным методом подсчета запасов устанавливается объемный. Для разрабатываемых месторождений при обеспечении объема и качества информации, отвечающих классификации, помимо объемного допускается также оценка запасов нефти методами материального баланса и статистическими, газа — по падению давления [25].

«Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов» устанавливает перечень обязательных сведений и условий, которые должны содержать материалы по подсчету запасов. Перечень включает данные о геологическом строении месторождения, объемах и видах геолого-геофизических работ, физико-литологических характеристиках продуктивных пластов и покрышек, сведения о разработке, обоснование подсчетных параметров, подготовленности месторождения (залежи) к промышленному освоению и других характеристиках. Особое внимание уделяется ТЭО коэффициентов извлечения нефти и конденсата. При составле-

нии ТЭО учитываются достигнутый уровень развития техники и технологии освоения залежей нефти, перспективы применения новых методов разработки. Коэффициент извлечения нефти определяется, исходя из вариантов технологических и технико-экономических расчетов с учетом допустимого уровня затрат и утверждается ГКЗ. Инструкция также содержит требования по геолого-экономической оценке месторождения с учетом капитальных вложений, эксплуатационных затрат, уровня рентабельности, срока окупаемости.

В условиях плановой экономики основным показателем при оценке проекта освоения месторождений являлся интегральный народнохозяйственный эффект, что полностью отражало отсутствие рыночного подхода к запасам, которые в отличие от остальных нефтедобывающих стран мира не рассматривались в качестве товара. С развитием рыночных отношений этот показатель заменен принятым в мировой практике расчетом дисконтированного дохода, согласно утвержденным соответствующими ведомствами Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования [44].

В целом принятая в России классификация и инструкция по ее применению [25] имеют статус нормативного документа на подсчет, экспертизу и учет запасов УВ. В соответствии с действующим законодательством (ФЗ «О недрах», ст. 23 п. 4, 29.30) функция экспертизы и учета запасов сохраняется за государством и осуществляется ГКЗ, переданной в МПР РФ. Функция утверждения классификации запасов постановлением правительства РФ от 28.02. 1996 № 210 также передана в МПР.

Действующая в России система оценки запасов представляет в основном качественные требования к полноте изученности месторождений, обеспечивающие получение исходной информации для обоснования проекта разработки, условий применения методов воздействия на пласт. Российская классификация определяет максимальный вероятностный потенциал запасов, который, возможно будет, достигнут при повышении разведанности, применении прогрессивных технологий нефтеизвлечения и изменении экономических условий, к тому же без учета возможных рисков.

Принятую классификацию характеризуют нечеткие критерии отнесения запасов к той или иной категории, получение детерминированной оценки объема запасов по месторождениям и залежам. Основным недостатком является отнесение к категории запасов недоразведанных объемов полезного

ископаемого (категорий C_2 и частично C_1). Кроме того, недостатком является отсутствие экономической оценки запасов [43].

В США, в отличие от России, используются несколько классификаций запасов. Официальная отчетность о запасах, публикуемая в США, основывается на классификации, разработанной в 30-х годах. Основной категорией запасов являются «доказанные»; по степени их обоснованности и изученности выработаны четкие критерии. По классификации горного бюро и геологической службы США эквивалентом «доказанных» является категория «измеренных» запасов, для нее установлена погрешность оценки + 20 %. Менее достоверная часть запасов по классификации АНИ-АГА относится к «вероятным» и «возможным», которые идентифицируются с «рассчитанными» и «предполагаемыми» запасами классификации горного бюро и геологической службы США. Широкое распространение в последние годы получили классификации запасов Общества инженеров-нефтяников (SPE) и Мирового нефтяного конгресса (WPC), созданные в развитие классификации АНИ-АГА.

Детальное сопоставление классификаций SPE и WPC, проведенное специалистами-нефтяниками обеих организаций, обнаружили идентичность их позиций в оценке запасов, в результате чего ими в 1997 г. создана универсальная классификация [96], позволяющая проводить достаточно точную оценку запасов нефти и газа в любой стране независимо от методики подсчета (детерминированная или вероятностная) и стадии освоения месторождения. Предложенная классификация позволяет проводить геолого-экономическую оценку запасов и ресурсов с учетом динамических экономических, политических, правовых условий. Она получила признание в качестве международного стандарта на оценку запасов во многих странах, в том числе в России. Ориентируясь именно на эту классификацию, международными инжиниринговыми фирмами проведен аудит запасов ряда российских нефтяных компаний (ЛУКОЙЛ, Сиданко, Славнефть, Черногорнефть и др.).

Перечисленные классификации базируются на подходе к оценке запасов с точки зрения уровня их разбуренности, поскольку детальная разведка залежей перед их вводом в разработку не производится. Современная американская классификация, не затрагивая сущности предыдущих определений, выделяет три категории запасов: «доказанные» (*разработываемые, неразработываемые и неразбуренные*), «вероятные» и «возможные» [96].

К «*доказанным*» запасам относятся те объемы УВ, которые по геологическим и промысловым данным с достаточной достоверностью могут быть оценены как несомненно коммерческие извлекаемые на данный момент времени, при текущих экономических условиях, методах извлечения и государственном законодательстве. Доказанные запасы подразделяются на следующие подкатегории:

доказанные разрабатываемые — запасы участков, подтвержденные реальной рентабельной добычей нефти или результатами пробной эксплуатации соседнего пласта аналогичного строения;

доказанные неразрабатываемые — запасы участков, которые могут быть извлечены из существующих скважин в результате капитального ремонта, восстановления простаивающих скважин или перевода скважины на другой продуктивный пласт;

доказанные неразбуренные — запасы участков, которые могут быть извлечены из частей неразрабатываемых известных пластов или скважин уплотняющего бурения, планируемого на площадях, непосредственно примыкающих к разрабатываемым частям залежей. При отнесении запасов к «доказанным» принимается в расчет наличие инфраструктуры или уверенность в близкой перспективе ее создания.

Во всех остальных случаях запасы считаются «недоказанными» и подразделяются на следующие категории:

вероятные — запасы, которые могут быть переведены в доказанные после разбуривания новых известных пластов и пластов, являющихся на данный момент нерентабельными; уплотнения сетки скважин в недостаточно разбуренных частях залежей; применения эффективных методов извлечения;

возможные — запасы неразрабатываемых частей известных пластов, имеющих низкие промысловые характеристики, эффективность разработки которых не определена; запасы залежей, модель которых изучена достаточно приближенно.

Как видно из приведенных определений, разделение «доказанных» запасов на категории характеризуется четкими критериями. Несколько более размытым является разграничение «недоказанной» их части, которая также выделяется в границах залежи.

Экономическая составляющая оценки величины запасов основывается на расчете будущего чистого дисконтированного дохода от доказанных запасов. Расчет ее осуществляется в США в соответствии с требованиями Нью-Йоркской фондовой биржи для проведения экономических оценок нефти и

газа, изложенным в соответствующем регламенте (Financial accounting and reporting for oil and gas productions activities. Rule U-10. — N-Y., 1981, p.3) [94], либо требованиями других финансово-кредитных организаций. Величина чистого дисконтированного дохода рассчитывается на определенную дату при принятых за период расчета ценах на нефть, ставках налоговых и таможенных пошлин, нормативов капитальных и эксплуатационных затрат, транспортных расходов и других затрат в соответствии с действующим в стране законодательством. При изменении параметров расчета на любом из этапов выработки запасов, их объем и стоимость по одному и тому же объекту могут изменяться. Это позволяет корректировать как оцененную стоимость запасов, так и процесс их освоения и адаптировать его к условиям мирового рынка.

При оценке и учете запасов в США важная роль отводится экономическим и правовым факторам, действующим в американской экономике, поэтому в «доказанные» не включаются запасы залежей или их частей, не отвечающие этим ограничениям. В результате, оценки запасов, проведенные по разным классификациям, характеризуются большими расхождениями. По мнению западных и некоторых российских специалистов российские данные по оценке запасов завышены примерно вдвое [79, 83].

Причины столь значительного расхождения в оценках запасов нефти являются результатом различного подхода к их классификации и методике оценки. С переходом к рыночным отношениям, интеграцией российской экономики в мировое сообщество и выходом отечественных нефтяных компаний на международный фондовый рынок возникла настоятельная необходимость в новой классификации запасов и стандартах на их геолого-экономическую оценку, соответствующих принятым в мировой практике.

Работа по совместному аудиту запасов нефти по конкретным объектам специалистами российских компаний и западных аудиторских фирм [1, 36, 37, 54, 57] показала, что наиболее сложным вопросом явилось согласование понятий, представлений и подходов к оценке запасов по категориям, выделяемых разными классификациями. Анализ исходных данных по каждому из объектов оказался весьма сложным и трудоемким, однако, все процедуры и методы оценки параметров при подсчете запасов являлись одинаковыми для всех объектов аудита независимо от применяемой классификации запасов.

В целях адаптации действующей российской классифика-

ции и приведения, учтенных Государственными балансами запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов в соответствии с западными оценками в работе [79] предложена в качестве временной меры достаточно простая процедура пересчета российских запасов на основе классификации SPE-WPC. Однако, как показали результаты проведенного нефтяными компаниями аудита запасов, каждый объект или регион индивидуален, имеет свою специфику и их анализ должен соответствовать конкретным случаям, т.е. речь идет о «штучной» продукции [62].

Из изложенного становится очевидной необходимость новых для нашей практики подходов к оценке запасов и ресурсов углеводородов. Новые подходы [83] должны наиболее полно отвечать интересам предприятий и государства в рациональном и экономически выгодном использовании богатств государственного фонда недр. Одним из основных требований к новому подходу должно быть жесткое и четкое выделение доказанных, технически и экономически возможных к извлечению запасов нефти с учетом экономической ситуации внутри страны и конъюнктуры мирового рынка. Такие оценки должны являться основой реальных проектов по добыче нефти. При оценке запасов нефти разведанных и разрабатываемых месторождений необходима унификация методических приемов на основе экономических критериев и классификаций запасов, принятых в мировой практике

Сопоставительный анализ отечественных и американских стандартов на оценку запасов нефти и газа позволяет сделать следующие выводы:

1. Различия в подходах к оценке запасов обусловлены различием в содержании понятия «запасы». В российской классификации при отсутствии четкого определения под «запасами» понимается подсчитанный по прямым или косвенным данным объем нефти. В американской (и международной) классификациях «запасы» определяются как количество углеводородов, которые могут быть рентабельно извлечены на данный момент времени, т.е. часть запасов известного скопления.

2. Американским (и международным) «доказанным» запасам соответствуют российские категории А, В, а также C_1 в границах залежей на разрабатываемых месторождениях. Остальная часть запасов C_1 и предварительно оцененные C_2 не относятся к доказанным, что в совокупности с различной методикой подсчета исключает прямое количественное сопоставление запасов.

5.4. АНАЛИЗ «СТАНДАРТА НА ПРОВЕДЕНИЕ ОЦЕНКИ И АУДИТА ИНФОРМАЦИИ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА» ОБЩЕСТВА ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ (SPE) США

В 1979 г. Общество инженеров-нефтяников (SPE) Американского института горной, металлургической и нефтяной промышленности приняло «Стандарт на проведение оценки и аудита информации о запасах нефти и газа» [24], который в 1980 г. был утвержден объединенным комитетом по оценке запасов. Данный стандарт, впоследствии дополненный и модифицированный, является основным международным правилом аудита запасов нефти и газа, в связи с чем ниже рассматриваются основные положения этого стандарта.

Стандарт SPE включает следующие основные статьи:

- основание и цель разработки стандарта;
- определения и термины;
- профессиональная квалификация оценщиков и аудиторов запасов;
- стандарты независимости, объективности и конфиденциальности для оценщиков и аудиторов запасов;
- стандарты на оценку доказанных запасов и другой информации о запасах;
- стандарты на аудит доказанных запасов и другой информации о запасах.

В стандарте определяется **термин «информация о запасах»**. Под информацией о запасах понимаются различные оценки объема и стоимости запасов. По стандарту SPE информация о запасах может, но не должна включать оценку доказанных запасов, будущие темпы добычи на базе этих запасов и приведенную стоимость этих запасов.

В статье 1 стандарта отмечается, что оценка и аудит информации о запасах основываются на общих принципах физических, математических и экономических наук, а также учитывает их возможные изменения в будущем.

Рассматриваются факторы, обуславливающие недостоверность (ненадежность) информации о запасах, среди которых основную роль имеют неполнота данных и непрямые методы оценки. Необходимость в стандарте по оценке и аудиту информации о запасах определяется потребностью ее пользователей: менеджеров компаний, государственных органов, финансовых организаций — иметь представление о степени

достоверности этой информации и причинах, ее определяющих.

Стандарт содержит краткий **перечень терминов и определений** (4 термина):

организация — аналог экономического субъекта в перечне определений, используемых в стандартах аудита РФ;

оценщик запасов, аудитор запасов, которые определяются как лица, подготовленные для проведения оценки, аудита информации о запасах;

информация о запасах, определение которой было рассмотрено выше.

В стандарте большое внимание уделено **профессиональной квалификации оценщика и аудитора запасов**. Это обусловлено тем, что ввиду высокой степени недостоверности и неточности информации о запасах, оцениваемые и проверяемые характеристики в большей степени зависят от личного мнения оценщика и аудитора.

Стандарт предусматривает, что **оценщик** запасов должен иметь стаж работы в области нефтяной инженерии или промышленной геологии не менее 3-х лет, включая не менее 1 года практической работы по подсчету и оценке запасов, степень бакалавра или диплом повышенной категории в этих или смежных областях, хорошие рекомендации или зарегистрированную лицензию, или иной эквивалентный документ.

Аналогичные требования к квалификации **аудитора** предусматривают 10 лет практической работы, включая не менее 5-ти лет стажа по оценке информации о запасах.

Здесь следует отметить, что квалификационные требования стандарта SPE в большей мере ориентированы на образование и опыт работы оценщика и аудитора запасов, чем на аттестацию, лицензию и другие официальные процедуры.

Стандарт SPE включает статью, предусматривающую **требования независимости, объективности и конфиденциальности** для оценщиков и аудиторов запасов.

Стандарт содержит две, основные по объему, статьи, соответствующие **оценке** информации о запасах и **аудиту** информации о запасах.

Статья, объединяющая **стандарты по оценке доказанных запасов и другой информации о запасах**, регламентирует достоверность базы данных исходной информации, методы оценки доказанных запасов и будущих темпов добычи.

Тип и объем необходимых данных для оценки запасов оп-

ределяются в зависимости от методов оценки и необходимости проведения оценки будущего дохода от запасов. В последнем случае данные для оценки должны включать экономические показатели освоения запасов (затраты на разработку, цены на продукцию, заключенные соглашения на поставку продукции и др.).

При оценке доказанных запасов стандарт допускает использование методов: объемного, по эксплуатационным данным (российский аналог — статистический метод), математических моделей, аналогии. Обязанность оценщика запасов — выбор метода, наиболее соответствующего оцениваемому объекту по местоположению, количеству и качеству исходных данных, геологическим характеристикам.

По методам оценки будущих темпов добычи стандарт содержит скорее рекомендации, чем правила. При любом методе предусматривается рассмотрение: дебитов скважин, число добывающих скважин и график их бурения, режим работы залежи, конечный КИН, ремонтные работы, вывод скважин, время простоев скважин, возможные ограничения по добыче, обусловленные нормативно-правовыми факторами.

Стандарт рекомендует оценщику запасов рассматривать более широкий круг вопросов, например, оценку будущих затрат на разработку запасов, долю предприятия в будущей прибыли, долю налогов и других вычетов и др. Эти действия оценки запасов трактуются как желательные, а отчет по оценке запасов, содержащий эти сведения — как более полезный.

Статья, объединяющая **стандарты на аудит доказанных запасов и другой информации о запасах**, определяет концепцию проведения аудита запасов, правила взаимодействия проверяемой организации, финансового аудитора и аудитора запасов, процедуры аудита и оформление результатов аудита.

Аудит запасов определяется как проверка информации о запасах с целью выработки мнения, что информация о запасах в целом является обоснованной, оценена и представлена в соответствии с общими принципами нефтяной инженерии и оценки запасов.

Стандарт отмечает некоторые ограничения по аудиту запасов, обусловленные как объективными неточностями оценки запасов, так и возможной неточностью и недостаточностью предоставленной информации. В последнем случае стандарт рекомендует аудитору отказаться от использования подобной информации до момента, когда информация будет проверена и вопросы разрешены.

Все указанные особенности придают деятельности аудитора запасов некоторую специфику, для успешного преодоления которой от аудитора требуется высокий профессионализм.

Стандарт устанавливает, что аудитор запасов в процессе проведения аудита является координатором действий проверяемой организации и финансового аудитора.

Эта координация деятельности должна обеспечить: своевременное и полное предоставление организацией информации о запасах, проведение процедуры аудита, возможность использования аудитором запасов финансовых данных и свободного обсуждения их с финансовым аудитором.

Наиболее важный раздел данной статьи определяет **процедуры аудита информации о запасах**. Эти процедуры предусматривают:

- планирование и сопровождение аудита (российский аналог – стандарты «Планирование аудита» и «Использование работы эксперта»);

- раннее привлечение аудитора запасов с целью быстрого завершения аудита и его совмещения по срокам с появлением балансового отчета организации;

- возможность выработки аудитором квалифицированного заключения (в российской практике аудита обязательства сторон по этому вопросу определяются стандартом «Письменное обязательство аудиторской организации о согласии на проведение аудита»);

- объем материалов о запасах, подвергаемых проверке;
- оценку внутренней политики, процедур и документации;

- проверку на соответствие, т.е. мнение аудитора о том, придерживается ли оценщик запасов политики организации в отношении оценки и учета запасов;

- подтверждающие проверки.

Следует, на наш взгляд, остановиться подробнее на **наиболее важных процедурах аудита запасов**, предусмотряемых стандартом.

Процедуры аудита запасов, согласно стандарту SPE, должны включать проверку:

- политики, процедур, документации и инструкций проверяемого экономического субъекта по оценке, проверке и утверждению информации о запасах;

- квалификации оценщика запасов – работника экономического субъекта;

- отношения доказанных запасов к добыче;

исторических изменений запасов по участкам и по доле экономического субъекта;

ранжирования по размерам участков вместе с их запасами, или прогнозируемым доходом от этих запасов;

процент доказанных запасов, оцененных различными методами;

существенных изменений в доказанных запасах, за исключением произошедших за счет добычи.

Раскрывая содержание проверки внутренней политики и процедур экономического субъекта, стандарт предусматривает проверку:

определения и классификации запасов, используемых экономическим субъектом;

правильности политики экономического субъекта относительно информации о запасах, умения при необходимости ее изменять, периодичности пересмотра информации о запасах;

формы, содержания и документирования, поступления и выхода информации о запасах экономического субъекта.

Анализируя перечень процедур аудита запасов, предусматриваемых стандартом SPE, следует отметить, что «буква» стандарта впрямую не предусматривает проверки правильности самого подсчета запасов или подсчетных параметров. Видимо решение этой задачи предполагается путем проверки квалификации оценщика запасов.

Стандарт отдельно рассматривает вопрос о подтверждающих проверках, определяя выбор объектов этих проверок. К их числу отнесены участки с большей, относительно средней, величиной запасов, с большей степенью изменения запасов за период после последнего аудита, с высокой степенью неопределенности информации о запасах. Число подтверждающих проверок определяется особенностями информации о запасах и может изменяться от весьма ограниченного до сложной системы оценки всей информации о запасах экономического субъекта.

Аудитор запасов обязан **документировать** по определенным правилам каждую аудиторскую проверку. Документирование должно включать описание информации о запасах, подвергнутой аудиту, проверки и оценки политики, процедур и документации, тестирования на соответствие, подтверждающих проверок.

В приложениях к стандарту приводятся **формы расширенного заключения** по аудиту запасов, сделанного независимым аудитором экономического субъекта и внутренним аудитором экономического субъекта. Эти формы в принципе аналогич-

ны формам аудиторского заключения, предусмотренным российским стандартом «Порядок составления аудиторского заключения о [бухгалтерской] отчетности». Содержательная часть заключения определяется вышеуказанными требованиями к документированию аудита.

Подводя итог анализу стандарта SPE, необходимо отметить его особенности.

Стандарт SPE подразделен на 2 крупные части, соответствующие оценке доказанных запасов и аудиту доказанных запасов (и другой информации о запасах).

Стандарт SPE включает квалификационные требования для оценщиков и аудиторов запасов, а также стандарты независимости, объективности и конфиденциальности оценщиков и аудиторов запасов.

Ряд положений стандарта SPE имеет близкие аналоги в системе российских стандартов аудита.

Стандарт SPE «по духу» нельзя отнести к документам жестко-ограничительного или жестко-нормативного характера. Эта особенность проявляется в неоднократном подчеркивании роли опыта и квалификации оценщика, аудитора, а также объективных причин неточности и недостоверности информации о запасах. Многие статьи стандарта содержат рекомендательный характер.

Стандарт SPE включает весьма ограниченный перечень терминов и определений, непосредственно относящийся к проблеме и не содержащий общепринятых понятий нефтяной геологии и нефтедобычи.

Рассмотренные принципы, положения и особенности стандарта SPE должны быть учтены и использованы при работе над созданием российского стандарта на оценку и аудит информации о запасах нефти и газа.

5.5. АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА АУДИТА ЗАПАСОВ РОССИЙСКИХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ ПО ЗАПАДНЫМ СТАНДАРТАМ

Российский подход к оценке ресурсов исходит из предположения полной достоверности их изученности, отсутствия неопределенности и риска при проведении ГРП, максимального потенциала извлечения полезного ископаемого, благоприятной и стабильной экономической ситуации, наличия

современных технологий, обеспеченных соответствующей техникой и материалами.

В последние годы некоторые российские нефтяные компании для привлечения иностранных инвестиций провели аудит своих запасов по западным стандартам с целью оценки активов и получения зарубежных кредитов. Оценка запасов была выполнена различными зарубежными независимыми инжиниринговыми фирмами, выбранными на конкурсной основе из наиболее известных международных консультантов Miller&Lents, Sewell, Arthur Andersen. Все эти фирмы в своих оценках руководствовались стандартом SPE, наиболее широко принятым в мировой практике [96].

В качестве примера можно привести опыт компании ЛУКОЙЛ. Компания ЛУКОЙЛ одна из первых выполнила аудит запасов по западным стандартам и тем самым решила задачу по продвижению своих собственных акций на мировой фондовый рынок. В марте 1996 г. компания Miller&Lents (MML) завершила оценку запасов месторождений компании ЛУКОЙЛ в Западной Сибири. Аудит запасов по времени был привязан к размещению на фондовом рынке США 15 % акций компании в виде ADR третьего уровня. Соответствующее разрешение американская Федеральная комиссия по ценным бумагам (SEC) может дать лишь в случае, если экспертиза выполнена в соответствии с западными требованиями.

По оценке компании Miller&Lents суммарные доказанные запасы компании ЛУКОЙЛ по месторождениям Западной Сибири составляют 1078 млн т. По районам европейской части (Калининградская, Пермская, Волгоградская и Архангельская области) доказанные запасы компании ЛУКОЙЛ составляют 380 млн т. Итоговая оценка запасов западными специалистами по месторождениям Западной Сибири оказалась на 24 % ниже, чем числящиеся на государственном балансе.

ОАО «Юганскнефтегаз» по оценке аудиторской компании Sewell (США) имеет запасы 1080 млн т, в то время как по российским оценкам они составляют более 1360 млн т.

Имеет место и обратная картина. По данным Miller&Lents запасы нефтяной компании Татнефть составляют 841,1 млн т, что на 10 % выше оценки по российским стандартам (рис. 5.1).

НК «Татнефть» оказалась единственной из прошедших аудит нефтяных компаний России, у которой иностранцы, использующие жесткую международную методику, обнаружили нефти больше, чем числится в государственных балансах. Более того, специалисты НК «Татнефть» намерены после пересче-

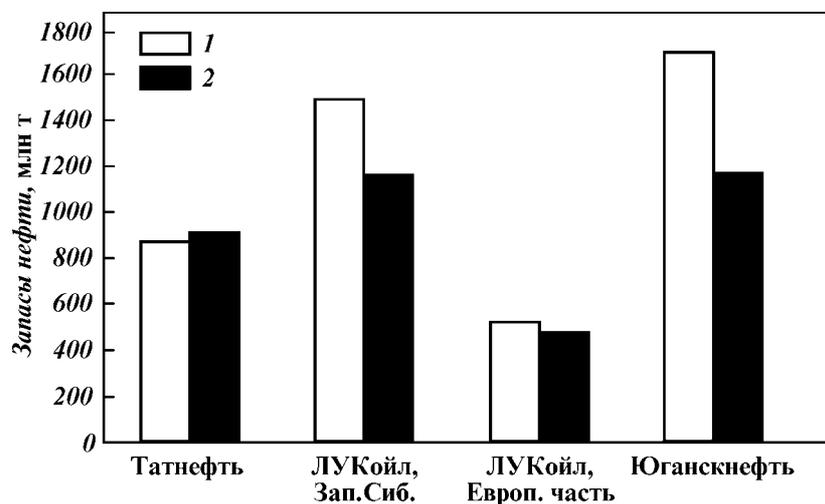


Рис. 5.1. Изменение запасов нефти при аудите:
 1 – запасы нефти категорий А + В + С₁; 2 – доказанные запасы нефти

та запасов нескольких групп мелких месторождений, а также самого крупного Ромашкинского месторождения, «найти и показать» аудиторам еще 100–150 тыс. т запасов нефти.

В результате проведенных и планируемых работ по аудиту запасов нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых российскими нефтяными компаниями, повышается ликвидность их ценных бумаг. Возрастает доверие к конкретным проектам инвесторов, привыкших делать выводы на основании заключений опытных аудиторских фирм. Крупные российские компании (ЛУКОЙЛ, ЮКОС, ГАЗПРОМ и др.) получают выход на международный фондовый рынок, а для России в целом улучшается инвестиционный климат.

В реальной жизни уже несколько лет существует двойной учет: наряду с официальным широко используется принятый в мировой практике подход к оценке запасов. Дело в том, что многие отечественные нефтяные компании ориентируются на зарубежные кредиты и инвесторов, а западные банки, если и соглашаются выделять кредиты, то только после аудита запасов доверенными западными аудиторскими фирмами, работающими, естественно, по своим стандартам. Такую проверку прошли запасы нефтяных компаний ЮКОС, Сибнефть, Пурнефтегаз, Славнефть, Сиданко, Тюменская нефтяная

Таблица 5.1
Примеры российских и западных оценок запасов нефти
с учетом их стоимости

Компания	Запасы, млн баррелей		Стоимость запасов \$/ баррель		Рыночная капита- лизация, \$ млрд.
	Российская оценка	Западная оценка	Российская оценка	Западная оценка	
НК «ЛУКОЙЛ»	5601	2801	0,76	1,53	4,3
Когалымнефтегаз	5940	2970	0,18	0,37	1,1
Юганскнефтегаз	13 266	6633	0,17	0,35	2,3
Ноябрьскнефтегаз	5896	2948	0,20	0,40	1,2
Коминетфть	4422	2211	0,15	0,31	0,7
Пурнефтегаз	3685	1843	0,33	0,66	1,2
Томскнефть	3685	1843	0,18	0,37	0,7

компания, Коминетфть и др. (табл. 5.1). Запасы нефти оценивали по западному стандарту и, как правило, величина их была существенно ниже зафиксированных в государственном балансе.

Аудиторская проверка отразила отличие системы оценки объема и стоимости запасов проверяемых субъектов (российских нефтяных компаний) от требований международного фондового рынка. Анализ опыта аудита запасов российских нефтяных компаний по западным стандартам показывает, что в основе расхождения оценок извлекаемых запасов лежит различный подход к их классификации, методу оценки и главным образом экономической составляющей подсчета запасов. Сущность различия американского и российского подхода к классификации запасов изложена выше, поэтому здесь остановимся на методах подсчета запасов и экономической оценки, примененных иностранными аудиторскими компаниями.

По мнению большинства специалистов российских компаний [1, 15, 36, 37, 54] основная причина, по которой происходит систематическое завышение запасов по российской Классификации по сравнению с западными, заключается в разных подходах к экономической оценке запасов. Экономическая оценка запасов нефти компании ЛУКОЙЛ и других российских нефтяных компаний проводилась MLL согласно требованиям, изложенным в Financial accounting and reporting for oil and gas production activities. Rule 4-10, (N-Y., 1981). Этот документ является руководством Нью-Йоркской фондовой биржи для проведения экономических оценок запасов нефти и газа [94].

В работах [1, 36, 62] достаточно подробно приведены порядок и методы проведения аудита запасов компании ЛУКОЙЛ.

Показано, что оценка доказанных запасов аудитором проводилась путем экстраполяции спада добычи нефти во времени до экономически оправданного предела, определяемого по соотношению производственных затрат и цены на нефть. Экстраполяция по будущей добыче была основана на усредненной тенденции добычи нефти из действующих скважин в течение периодов стабильной эксплуатации месторождения. Лишь в отдельных случаях при подсчете вероятных запасов использовался объемный метод.

В соответствии со стандартом SPE проверяемым субъектом (НК «ЛУКОЙЛ») компании Miller&Lents были предоставлены все исходные геолого-геофизические и промысловые данные, на основании которых аудитором была проведена классификация запасов участков продуктивных пластов на доказанные добываемые, разрабатываемые, доказанные разрабатываемые, недобываемые, доказанные неразрабатываемые, вероятные и возможные.

Расчеты учитывали показатели обводненности, число действующих завершенных скважин, среднюю продуктивность действующих добывающих скважин и другие необходимые показатели. Сводный прогноз добычи учитывал динамику добычи нефти, расчетные стоимостные показатели, геолого-геофизические и технические параметры, программы переключения скважин на другие горизонты, программы уплотняющего бурения и капитального ремонта скважин.

При стоимостной оценке запасов будущие чистые доходы определялись как суммарные общие доходы, исключая роялти, эксплуатационные затраты и капитальные вложения, уплату местных и федеральных налогов с чистой прибыли. Суммарный общий доход рассчитывался после вычитания транспортных затрат, экспортных и таможенных пошлин, портовых сборов, действующих налогов на добавленную стоимость, специальных налогов. Цены на нефть принимались дифференцированно по каждому добывающему предприятию на уровне 01.01.1996 г. Примерно 70 % эксплуатационных затрат учтено по числу завершенных скважин и 30 % на поддержание уровней добычи с учетом затрат на каждый баррель. При этом предполагалось, что число действующих добывающих скважин при значительном обводнении будет сокращаться примерно наполовину по мере падения добычи по месторождению и приближения предела экономической целесообразности [1]. По новым скважинам прогнозировались возрастающие эксплуатационные затраты, составляющие 70 % от текущих. Столь высокое увеличение затрат было рассчитано

на основе анализа затрат за период разбуривания месторождений в 1985–1989 гг. при стабильных экономических условиях без воздействия инфляционного фактора.

По первоначальным результатам аудита объем доказанных запасов с учетом рентабельности их разработки оказался существенно ниже предварительных оценок, сделанных ЛУКойлом. Причину такого значительного занижения запасов специалисты ЛУКойла и других российских компаний [1, 15, 37, 62] видят в расчете экономических показателей. Итоговым показателем экономической оценки любого инвестиционного проекта согласно [94] является величина чистого дисконтированного дохода, который рассчитывался при постоянных, принимаемых на дату расчета, параметрах: ценах на нефть и газ, дисконте, ставках налогов и нормативах капитальных и текущих затрат, которые и определяют затраты и результаты (выручку от реализации продукции) для всего проектного периода эксплуатации месторождения. Период рентабельной добычи определялся на основе сопоставления цены и себестоимости добычи нефти. Применение статической модели, т.е. распространение на весь период отработки запасов неизменно действующего уровня цен и нормативов затрат, в условиях нестационарной экономической обстановки в России оказалось неправомерным [1, 15]. Реально в течение последующего 1996 г. со времени первоначальной оценки внутренняя цена на нефть, реализуемую нефтедобывающими предприятиями ЛУКойла, увеличилась в 4,5 раза, тогда как текущие производственные затраты на добычу возросли на 22 %, что изменило первоначальную оценку запасов аудитором в сторону увеличения.

Другой причиной расхождения оценок запасов МЛЛ и ЛУКойла явились отличия в структуре учитываемых затрат при расчете чистого дисконтированного дохода. Так, при расчете показателей экономической эффективности на уровне предприятия в состав затрат не были включены текущие затраты на амортизацию основных фондов, которые в России традиционно включаются в себестоимость добычи нефти. Кроме того, для сопоставимости расчетов наряду с амортизационными отчислениями из себестоимости исключены также отчисления на ВМСБ, остающиеся в распоряжение добывающих предприятий, а также комиссионные, которые добывающие предприятия платят ЛУКойлу, поскольку они являются доходами компании, рассматриваемой аудитором как единое целое. Таким образом, в соответствии с принятой в международной практике методикой оценки запасов затраты

по скважинам действующего фонда были снижены на 16–23 %, по новым на 4–23 %. Снижение затрат на 1 баррель нефти составило 18–70 % по старым и 5–65 % по новым скважинам.

Помимо указанных причин, расхождение в оценках запасов аудитора и ЛУКОЙЛа обусловлено применением для расчетов объема доказанных запасов величины коэффициентов нефтеизвлечения на дату утверждения запасов в ГКЗ. По ряду крупных месторождений эти коэффициенты не корректировались более 5 лет. С изменением экономической ситуации в стране разработка части запасов стала нерентабельной, оценка же запасов аудитором была основана на сложившихся на тот момент производственных затратах, ценах на нефть и жестких нормах рентабельности производства. По данным повторных рассмотрений в ГКЗ установлено уменьшение извлекаемых запасов за счет снижения КИН, связанного с уточнением структурного плана, строения продуктивных пластов в результате разбурирования залежей, применения прогрессивных методов исследований, в том числе сейсморазведки ЗД [20] и др. В результате этого по большому числу месторождений и залежей первоначально подсчитанные запасы не соответствовали реальным.

В результате всех требуемых методикой МЛЛ уточнений: классификации участков продуктивных пластов, структуры затрат и цен – объем доказанных запасов по месторождениям Западной Сибири с учетом рентабельности их разработки составил 75 % от суммы запасов категорий АВС₁, числящихся на государственном балансе [1].

По той же методике иностранным аудитором были проверены запасы нефти компании СИДАНКО [37]. В результате аудита доказанные запасы участка Самотлорского месторождения, разрабатываемого ОАО «Черногорнефть», оценены величиной от 100 до 140 млн т в зависимости от предела экономической рентабельности, дебита одной скважины, а вероятные – от 70 до 180 млн т при числящихся запасах категорий АВС₁ по этому месторождению 240 млн т.

По заключению аудитора, вероятными разрабатываемыми запасами на этом месторождении являются дополнительные запасы, которые могут быть извлечены из существующих скважин, на что указывает изменение соотношения вода – нефть.

Анализ опыта аудита запасов российских нефтяных компаний по западным стандартам приводит к следующим выводам:

1. Расхождения в оценке запасов обусловлены отличиями в российской и американской (международной) классификациях запасов и подходом к их подсчету. В американской (и международной) классификации разделение запасов на доказанную и недоказанную части производится по степени их промышленного использования, вследствие чего они характеризуются высокой достоверностью.

По американской классификации, доказанные запасы соответствуют российским категориям А, В и частично С₁ в границах залежей разрабатываемых месторождений. Остальные запасы категории С₁ и предварительно оцененные по категории С₂ не являются доказанными ввиду их недоразведанности и по результатам аудита отнесены к вероятным и возможным.

2. Поскольку оценка запасов по американскому и международному стандарту опирается на экономические параметры, главным из которых является цена на реализуемую нефть, то она носит «моментальный» характер, т.е. определяется на данный уровень цен. При каждом их изменении возникает необходимость в пересчете запасов с пересмотром всей информации о пласте. Пересчет запасов предусматривается и американской и российской Классификациями, что обусловлено получением дополнительной геологической информации о пласте, совершенствованием техники и технологии добычи, изменением правовых условий. Однако эти факторы имеют более или менее длительный характер, тогда как экономические параметры подвержены частым колебаниям.

По результатам проведенного аудита запасов ЛУКОЙлом принято решение о проведении в течение 2–3 лет регулярной переоценки запасов с участием MLL для поддержания инвестиционной привлекательности компании. Это позволило НК ЛУКОЙЛ в последующие после проведения аудита годы увеличить объем и стоимость запасов компании за счет более детального разделения продуктивных пластов по степени промышленного использования по методике аудитора.

По результатам аудита запасов НК «ЛУКОЙЛ» была оценена стоимость запасов нефти в масштабе цен на дату оценки. Для нивелировки изменения цен и затрат во времени компания проводит регулярный пересчет запасов с участием аудитора и по его методике. Эволюция изменения доказанных запасов во времени (на различные даты оценки MLL) по месторождениям Западной Сибири в связи с различными темпами изменения цен на нефть и производственных затрат с

1996 по 1998 г., происходит в сторону увеличения объема запасов на 14 %, стоимости – на 17 % и стоимости одного барреля – на 11 %.

3. Значительное занижение первоначальных оценок запасов российских нефтяных компаний иностранными аудиторами связано с тем, что методика подсчета запасов по падению добычи во времени была принята для условий стабильной добычи по скважинам, что возможно на завершающих стадиях разработки при отсутствии работ по интенсификации добычи нефти и достаточно устойчивой цене на нефть. Указанный метод подсчета в целом соответствует статистическому, который по российской методике подсчета запасов применяется как дополнительный на длительно разрабатываемых месторождениях на завершающей стадии добычи. Правомерное применение аудитором статистического метода при подсчете запасов НК «Татнефть» дало высокую сходимость с российской оценкой [1] и даже превысило ее, так как сырьевая база компании представлена крупными месторождениями, находящимися в завершающей стадии добычи.

Любопытно, что используемая для аудита классификация весьма напоминает первую классификацию Советской республики. Первым и самым основным их сходством является их направленность исключительно на доказанные запасы.

Как поясняет председатель совета директоров компании «Миллер энд Ленц» г-н Джеймс Пирсон, согласно правилам Комиссии по ценным бумагам и биржам учету подлежат лишь доказанные запасы нефти и газа, т.е. расчетные количества сырой нефти, природного газа и сжиженных природных газов, которые, исходя из имеющихся геологических и инженерных данных, могут обоснованно считаться извлекаемыми в ближайшие годы из разведанных залежей при существующих экономических и эксплуатационных условиях.

Таким образом, после возникновения в России новых (по отношению к существовавшим в стране, а точнее возврата к прежним) отношений недропользования и отказа государства от централизованной плановой экономики, от управления горнодобывающими отраслями, нефтяные компании, ответственные за развитие топливно-энергетического комплекса, были вынуждены обратиться к стандартам оценки запасов, используемым в остальном нефтяном мире. Это позволило им получить необходимые финансовые и технические ресурсы для продолжения нормальной деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

Вместе с тем, обращение ведущих российских нефтяных

компаний к западным стандартам показало, что величина разведанных запасов углеводородного сырья, полученная на основе действующей системы учета создает необоснованное представление о высокой обеспеченности ими добычи. Кроме того, что действующая система учета и классификации запасов и ресурсов недостаточно раскрывает качественные характеристики ресурсной базы и экономическую значимость различных групп месторождений, характеризующихся различными горно-геологическими и географо-экономическими условиями освоения и разработки.

Критическая оценка действующей в стране классификации признается и официальными лицами. Руководитель государственной геологической службы Виталий Караганов на страницах газеты «Известия» от 12.04.02 признает, что «...есть классификация запасов, которая признается инвесторами и мировым сообществом недропользователей. Наша классификация запасов сегодня сюда не вписывается». И далее: «...учитывая, что сейчас рассматривается вопрос о вхождении России в ВТО, мы должны принять или адаптировать наши стандарты к общепринятым в мире».

6

ПРОЕКТ СТАНДАРТА НА ПРОВЕДЕНИЕ ОЦЕНКИ И АУДИТА ИНФОРМАЦИИ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий стандарт подготовлен для регламентации аудиторской деятельности по оценке и аудиту информации о запасах нефти и газа. При разработке стандарта использованы следующие нормативные и законодательные акты:

Временные правила аудиторской деятельности в Российской Федерации, утвержденных Указом Президента Российской Федерации № 2236 от 22.09.93 г.

Действующие стандарты, регулирующие аудиторскую деятельность на территории Российской Федерации.

Стандарт на проведение оценки и аудита информации о запасах нефти и газа, принятый советом директоров Общества инженеров-нефтяников (SPE) 30.09.79 г. и утвержденный объединенным комитетом по оценке запасов в 1980 г.

Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, ГКЗ СССР, 1984 г.

Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов.

Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, РД 153-39-007 – 96, МТЭ, 1996 г.

1.2. Целью настоящего правила является установление единых требований к оценке и аудиту информации о запасах нефти и газа, позволяющих провести количественную оценку запасов и проверку ее правильности в соответствии с требованиями любой классификации запасов углеводородного сырья.

Информация о запасах включает: исходные геолого-геофизические, геолого-промысловые, технико-технологические данные, необходимые для оценки запасов участка, группы участков или месторождения в целом, необходимые для подсчета запасов и проектирования системы разработки, включая табличные и графические приложения.

Требуемая точность оценки запасов и круг решаемых вопросов устанавливается в соответствии с целями и задачами проводимых работ, регламентируется действующим законодательными актами и нормативными документами. Информация о запасах представляется в наиболее удобной для использования форме.

1.3. Принципы подхода к оценке и аудиту информации о запасах.

Оценка и аудит информации о запасах осуществляется в форме прогноза, основанного на анализе исходных данных, ретроспективе фактических показателей, специальных методик прогнозирования и принципов экономической оценки. Выбор и прогноз показателей, характеризующих количественную оценку запасов, добычу УВ и их экономическую оценку, базируется на результатах фундаментальных и прикладных исследований в области математики, физики, химии, геологии, экономики и др. наук. Оценка информации о запасах УВ имеет общепринятый в мировой практике характер. Однако при оценке информации о запасах необходимо учитывать особенности, присущие конкретным технологиям разработки, экономическим условиям, законодательной базе, целям использования информации о запасах.

1.4. Требования данного стандарта являются обязательными для всех аудиторских организаций при осуществлении аудита, предусматривающего подготовку официального аудиторского заключения.

1.5. Требования данного стандарта носят рекомендательный характер при осуществлении аудита, не предусматривающего подготовку по его результатам официального аудиторского заключения, а также при оказании сопутствующих аудиту услуг. В случае отклонения при выполнении конкретного задания от обязательных требований данного стандарта аудиторская организация в обязательном порядке должна отметить это в своей рабочей документации и в письменном отчете руководству экономического субъекта, заказавшего аудит.

6.2. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ КВАЛИФИКАЦИЯ И АТТЕСТАЦИЯ ОЦЕНЩИКОВ И АУДИТОРОВ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Профессиональная квалификация оценщиков и аудиторов запасов нефти и газа определяется следующими элементами: базовым образованием, практическим опытом работы, специальным образованием, свободным владением деловым русским языком.

Квалификация **оценщика запасов** должна соответствовать следующим требованиям:

высшее геологическое, горное образование, подтвержденное дипломом учебного заведения России, либо государства, дипломы которого имеют в России юридическую силу;

стаж работы в области нефтяной, нефтепромысловой геологии, разработки месторождений нефти и газа не менее трех лет;

не менее пяти лет самостоятельной практической работы по подсчету запасов и оценке информации о запасах в качестве геолога, промыслового геолога, геолога-разработчика или научного работника, преподавателя соответствующих дисциплин.

Аттестация оценщика запасов проводится по внутренним правилам экономического субъекта; специальной аттестации не требуется.

Квалификация **аудитора запасов** должна соответствовать следующим требованиям:

высшее геологическое, горное образование, подтвержденное дипломом учебного заведения России, либо государства, дипломы которого имеют в России юридическую силу;

не менее 10 лет практической работы в области нефтяной, нефтепромысловой геологии, разработки месторождений нефти и газа, включая 5-летний стаж работы по подсчету и оценке информации о запасах, в качестве оценщика запасов, руководителя или ведущего специалиста подразделения по подсчету (учету, оценке) запасов, научного работника (кандидат, доктор наук) в соответствующей области;

специальное профессиональное образование, включающее обучение с отрывом или без отрыва от производства в профессиональных учебно-методических центрах и организациях по обучению и переподготовке аудиторов и стажировку в аудиторской фирме. Объем и продолжительность специального

образования, порядок сдачи экзаменов и прохождения стажировки должны соответствовать пп. 2.4.1–2.4.6 стандарта аудиторской деятельности РФ «Образование аудитора»;

владение деловым русским языком в объеме, необходимом для изучения нормативных актов, проверки геологической, геолого-промысловой, технологической и иной информации, ведения рабочей документации, делового общения с клиентами и составления аудиторского заключения и письменной информации аудитора руководству экономического субъекта по результатам проведения аудита.

Основные требования к повышению квалификации аудитора запасов определяются пп. 3.1, 3.2 стандарта аудиторской деятельности РФ «Образование аудитора».

Аттестация аудитора запасов и лицензирование аудиторской деятельности проводятся в соответствии с пп. 20, 21 (абзац 2, 3, 4), 22, 23, 24 «Временных правил аудиторской деятельности Российской Федерации», утвержденных Указом Президента РФ № 2263 от 22.12.93 г. [10].

6.3. СТАНДАРТЫ НЕЗАВИСИМОСТИ, ОБЪЕКТИВНОСТИ И КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТИ ДЛЯ ОЦЕНЩИКОВ И АУДИТОРОВ ИНФОРМАЦИИ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА

Данные стандарты должны отвечать требованиям Кодекса профессиональной этики аудиторов, утвержденного Аудиторской Палатой РФ (1996 г.).

Для выработки независимого и объективного мнения о достоверности и обоснованности информации о запасах оценщики и аудиторы запасов должны соответствовать уровням независимости и объективности, определяемым данным стандартом.

Аудитор обязан в составленном им заключении (или иной форме письменной информации аудитора о проведенной проверке) заявить о своей безоговорочной независимости от проверяемого субъекта и любой третьей стороны, в том числе от государственных органов, руководителей и учредителей аудиторской фирмы.

Оценщик запасов не может рассматриваться фактически независимым, если оплата его деятельности по оценке (под-

счету) запасов зависит от количественного результата оценки запасов.

Аудитор запасов не может рассматриваться фактически независимым, если присутствуют следующие обстоятельства:

финансовое участие, имущественная, финансовая зависимость (в том числе косвенные: через родственников, филиалы, дочерние предприятия и т.п.) аудитора от клиента;

родственные или дружественные отношения с высшим управляющим персоналом, участие аудитора в любых органах управления проверяемого экономического субъекта;

прямое или косвенное (через родственников) участие аудитора в акционерном капитале проверяемого экономического субъекта;

прежняя работа аудитора на проверяемом предприятии или предприятии, осуществлявшем в предшествующий период геологоразведочные работы и оценку запасов нефти и газа проверяемого экономического субъекта;

если рассматривается вопрос о назначении аудитора на должность на проверяемом предприятии, филиале, дочерней фирме и т.п.

Оценщик и аудитор запасов обязаны проявлять объективность относительно оцениваемой и проверяемой информации о запасах и относительно проверяемого экономического субъекта. Объективность оценки и проверки запасов должна основываться только на достаточном объеме и удовлетворительном качестве исходной информации. Оценщику и аудитору запасов следует избегать взаимоотношений с лицами, могущими оказать давление или иным способом оказать влияние на объективность оценки и аудита запасов. Оценщик и аудитор запасов обязаны информировать руководство экономического субъекта о фактах оказания давления, а экономический субъект – принять меры к их недопущению.

Аудитор обязан сохранять в тайне конфиденциальную информацию экономического субъекта, полученную им в ходе аудиторской проверки, и не имеет право ее использовать в личных целях, для выгоды любой третьей стороны или в ущерб клиенту.

Сбор, анализ и хранение информации о запасах нефти и газа, представляющей государственную тайну или имеющей другие ограничения к разглашению, определяемые нормативными актами РФ, проводится аудитором и оценщиком запасов в соответствии с действующими инструкциями.

Аудитор отвечает за сохранение помощниками, персоналом аудиторской фирмы и привлеченными экспертами конфиденциальной и секретной информации о запасах нефти и газа.

6.4. СТАНДАРТ НА ОЦЕНКУ ИНФОРМАЦИИ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА

6.4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Концепция оценки информации о запасах УВ является общепринятой в мировой практике, что определяет идентичные методы их подсчета. При оценке информации о запасах для участка, группы участков или месторождения в целом оценщик должен выбрать метод оценки исходя из достоверности и надежности баз данных; стадии разработки месторождения; сведений об истории открытия, разведки и разработки; собственного опыта работы по оценке данного или аналогичных ему месторождений; геолого-промысловых характеристик оцениваемого запасами участка (месторождения) и доли его запасов по отношению к месторождению в целом (группе месторождений).

2. Требования к содержанию и оформлению документации.

Отчет по информации о запасах должен включать ь:

определение основных терминов и понятий;

общие сведения об участке (месторождении) — географическое и административное положение;

ближайшие населенные пункты и расстояние от месторождения до ближайшего крупного населенного пункта и предполагаемых потребителей;

расстояние до транспортных магистралей;

методы оценки запасов и др.;

историю открытия и разведки участка (месторождения) (краткие сведения о проведенных работах и исследованиях, их методиках, объемах, эффективности, годе ввода в разработку, разрабатываемых и неразрабатываемых залежах);

геологическое строение района и месторождения;

геологоразведочные работы (обоснование системы разведки; состояние фонда пробуренных скважин; методику опробования скважин и условия вскрытия продуктивных пластов;

геофизические исследования скважин, методы и результаты интерпретации полученных данных);

сведения о нефтегазоносности района и месторождения (характеристику нефтегазоносности вскрытого разреза; перечень пластов с промышленной продуктивностью; доля нефтяной, водонефтяной, газовой, газонефтяной и газоводяной зон в объеме залежи; гидрогеологические и геокриологические условия; физико-литологические характеристики продуктивных пластов и покрышек; состав и свойства нефти, газа и конденсата; сведения о разработке участка (месторождения) включая число действующих продуктивных скважин; проектную и фактическую годовую добычу; суммарную добычу за время разработки; анализ результатов разработки каждой залежи; изменение дебитов скважин, депрессий, пластового давления, газосодержания; степень обводненности добываемой продукции; количество закачиваемой воды; депрессии на пласт, взаимовлияние скважин; методы интенсификации добычи и их эффективность; мероприятия по охране окружающей среды.

Отчет по подсчету запасов независимо от метода подсчета должен содержать все необходимые табличные и графические материалы, перечисленные в инструкции о содержании, оформлении и порядке представления материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов (ГКЗ СССР, 1984 г.).

Для определения будущей добычи нефти и газа отчет должен включать:

анализ результатов исследований скважин и пластов, результатов пробной эксплуатации, характеристики режимов эксплуатации и динамики продуктивности скважин;

анализ текущего состояния и эффективность применяемой технологии разработки;

обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки;

обоснование выделения эксплуатационных объектов;

обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт;

обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики;

технологические показатели вариантов разработки;

обоснование размещения скважин и сроков выработки извлекаемых запасов, количества резервных скважин и местоположение скважин-дублеров;

анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр;

технико-экономический анализ проектных решений;
технология и техника добычи нефти и газа;
требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
обоснование проекта прогноза добычи нефти, газа, конденсата, объемов буровых работ и закачки воды в пласт;
проектирование систем контроля и регулирования;
мероприятия по доразведке месторождения.

6.4.2. ДОСТОВЕРНОСТЬ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Достоверность и надежность баз данных подсчетных параметров является наиболее важной для количественной оценки запасов участка (месторождения). Объемы и виды исходных данных зависят от принятого метода подсчета запасов, который обосновывается особенностями геологического строения участка (месторождения) и степенью его изученности. При любом из принятых методов подсчета запасов должны быть обоснованы принятые величины подсчетных параметров, проведена оценка представительности результатов определения подсчетных параметров разными методами (по керну и ГИС) и обоснование величин их граничных значений.

Информация о запасах необходимого объема и типа должна быть подготовлена для каждого участка (месторождения) с учетом его доли в общем объеме запасов, числящихся на балансе экономического субъекта, доли расходов, доходов и возможных изменений этих долей исходя из системы разработки и темпов отбора нефти, газа, конденсата. Дополнительно, если оцениваются поток наличности (будущие доходы) и чистый дисконтированный доход от использования запасов, то по каждому участку (месторождению) должны включаться сведения о капитальных, эксплуатационных и других затратах, ценах на добытую продукцию и условиях любых соглашений о продажах продукции, связанных с текущей и перспективной работой экономического субъекта.

6.4.3. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Для подсчета запасов УВ во всех нефтегазодобывающих странах мира применяется несколько основных методов: объемный, статистический, материального баланса, аналогий. Их выбор определяется объемом и видом имеющейся информации.

Помимо основных для подсчета запасов УВ могут использоваться и другие методы, имеющие меньшее применение (вероятностный, для газа — метод падения давления и др.).

1. При подсчете запасов нефти и газа **объемным методом** обосновываются и рассчитываются площадь нефтегазоносности (в соответствии с принятыми положениями ВНК и ГНК, линии выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта); толщина нефтегазонасыщения и объем нефтегазонасыщенных пород; средний коэффициент нефтегазонасыщенности (коэффициент извлечения нефти). Для нефти берутся средние величины плотности нефти, пересчетного коэффициента, газосодержания нефти в пластовых условиях. Для газа учитываются начальные и текущие пластовые давления с указанием условий их замеров, среднее содержание конденсата, поправки на температуру и отклонения от закона Бойля — Мариотта.

2. **Статистический метод** применяется для эксплуатируемых месторождений при наличии устойчивых данных по динамике добычи и экстраполяции спада добычи, тенденций изменения соотношения вода — нефть. Кривая падения добычи экстраполируются до пределов экономической рентабельности, определяемых по данным о ценах на нефть и эксплуатационным затратам. Экстраполяция по будущей добыче основывается на усредненной тенденции добычи нефти действующих скважин в течение периодов стабильной эксплуатации участка (месторождения).

3. При подсчете запасов нефти и газа **методом материального баланса** по разрабатываемым месторождениям обосновываются: режим работы залежи, участка (месторождения), характер разбуренности, эксплуатационные характеристики; выбор расчетного варианта, объектов и дат подсчета, данные за период с начала разработки на каждую дату подсчета (накопленная добыча нефти, растворенного газа, свободного газа, воды, общее количество закачанной в пласт воды и газа,

количество вошедшей в пласт воды); средние пластовые давления, пластовая температура; объемный коэффициент пластовой нефти, коэффициент сжимаемости пластовой нефти, давление насыщения; начальная и текущая растворимость газа в нефти; объемный коэффициент пластовой воды, коэффициент сжимаемости воды; коэффициент сжимаемости пород-коллекторов; отношение объема газовой шапки к объему нефтенасыщенной части залежи (для нефтегазовых залежей).

Количественная оценка запасов и прогноз добычи УВ производится путем компьютерного моделирования. Необходим специальный анализ чувствительности определяемых запасов к данным, обладающим наибольшей неопределенностью. После определения чувствительности окончательная оценка запасов основывается на выборе наиболее вероятных значений параметров внутри зоны неопределенности.

4. В случае применения **метода аналогии** для количественной оценки запасов участка (месторождения), не обеспеченного достаточным количеством исходной информации, приводятся данные, подтверждающие правильность выбора параметров подсчета по аналогии и дается обоснование возможности переноса данных на оцениваемый участок (месторождение).

6.4.4. ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ

Прогноз добычи по участку (месторождению) проводится в соответствии с проектной документацией, предусмотренной регламентом по составлению проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

Для обоснования проектных долгосрочных прогнозов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и закачки воды в пласт по утвержденному варианту разработки приводятся динамика ввода новых скважин; объемы эксплуатационного бурения, добычи нефти, нефтяного и попутного газа (конденсата), закачки воды; динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели.

Расчеты прогнозных показателей по объемам бурения, добычи газа и конденсата приводятся для каждого объекта разработки.

Для месторождений, находящихся в поздней стадии разра-

ботки прогноз добычи рассчитывается, исходя из динамики добычи (тренд добычи) путем экстраполяции кривых падения добычи нефти, газа, конденсата до пределов экономической целесообразности, определяемых по данным о ценах на нефть и эксплуатационным затратам. При этом учитываются: число действующих завершенных скважин; средняя продуктивность всех действующих добывающих скважин программы уплотнительного бурения, возврата скважин на другие горизонты, капитального ремонта скважин; показатели обводненности и другие технические и технологические характеристики.

Возможные темпы отбора могут быть установлены по аналогии с темпами отбора запасов по участку (месторождению), характеризующегося аналогичной структурой, строением коллектора, свойствами флюидов. Для новых запасов, по которым еще не производится добыча участок (месторождение находится в стадии разведки), прогноз добычи может производиться путем моделирования кривой добычи, заданной на весь срок выработки запасов. Независимо от метода оценки будущих темпов добычи нефти, газа, конденсата информация должна включать:

- дебиты добывающих скважин;
- обоснование системы разработки;
- режим разработки;
- конечный коэффициент извлечения нефти;
- программу ремонта скважин;
- график вывода скважин;
- ожидаемое время простоев;
- искусственное ограничение добычи, не связанное с техническим и технологическим факторами;
- изменения законодательства, ценовой политики на внешнем и внутреннем рынке и др.

6.4.5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ

Экономическая оценка запасов производится по методике, принятой в международной, а в настоящее время и в российской практике. Под экономической оценкой запасов нефти и газа понимается величина удельного чистого дисконтированного (приведенного) Z дохода, исчисленного до налога на прибыль, приходящаяся на единицу добытой продукции (1 т нефти, 1000 м³ газа). Расчет дохода производится за период безубыточной добычи нефти, т.е. до того момента, когда

текущий годовой чистый дисконтированный доход становится отрицательным для всех лет, оставшихся до конца расчетного периода. Экономические критерии оценки эффективности проекта в соответствии с международными требованиями следующие:

дисконтированный (приведенный) поток денежной наличности (Net Present value — NPV), отражающий ценность будущих доходов с современных позиций; при установлении коэффициента дисконтирования обычно ориентируются на средний уровень банковской процентной ставки;

внутренняя норма возврата капиталных вложений (Internal Rate of Return — IRR) представляет собой то значение нормы дисконта, при которой сумма чистого дохода равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются. Внутренняя норма возврата сравнивается затем с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если расчетное значение внутренней нормы возврата больше или равно требуемой инвестором, инвестиции являются оправданными;

индекс доходности (Profitability Index — PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений (суммарных приведенных чистых поступлений) к суммарному дисконтированному объему капиталных вложений;

период окупаемости вложенных средств — это продолжительность периода, в течение которого начальные значения накопленной денежной наличности компенсируются ее положительными значениями.

Результатирующим показателем, на основе которого принимается решение о целесообразности вложения капитала в проект освоения месторождения, является прибыль. Прибыль представляет собой совокупный доход, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением амортизационных отчислений и общей суммы налогов. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных затрат к первому расчетному году.

При экономической оценке проекта освоения участка (месторождения) оценивается экономический риск, т.е. возможность убытка или ущерба для инвестора в виде недополучения доходов, появления новых расходов и др. Наиболее чувствительными показателями при оценке риска являются: величина инвестиций, налоговые ставки и цены на добываемую продукцию.

В систему оценочных показателей включаются также размеры капитальных затрат в освоение месторождения, эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа, доходы государства, в виде налоговых поступлений, платежей, отчисляемые в бюджетные и небюджетные фонды различных уровней, доходы инвестора.

При оценке эффективности проекта освоения месторождения учитывается влияние инфляции на расчетные значения результатов и затрат. Расчеты производятся с учетом действующей в стране законодательной базы по налогообложению, права собственности, процентной доли инвестора в запасах или добыче из этих участков в соответствии с оцененными запасами.

6.5. СТАНДАРТ НА АУДИТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

6.5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Аудит запасов нефти и газа является независимой, объективной вневедомственной проверкой информации о запасах, которая проводится с целью выработки объективного заключения о степени обоснованности этой информации и ее соответствия общепринятым в нефтяной геологии методам и приемам оценки и классификации запасов. Заключение по аудиту запасов служит базой для проверки и обоснования на перспективу геологопоисковой, технологической и финансово-экономической политики экономического субъекта.

Целями аудита запасов являются:

- оценка достоверности информации о запасах;
- подтверждение проспекта эмиссии ценных бумаг;
- оценка активов экономического субъекта.

Аудит запасов нефти и газа относится к **инициативному виду аудита**, сроки и объемы которого определяются договором аудиторской фирмы с экономическим субъектом.

В систему аудиторских проверок запасов входит внешний и внутренний аудит.

Внутренний аудит запасов является частью системы управленческого контроля предприятия и регламентируется внутренними документами предприятия. Внутренний аудит запасов служит информационной базой при проведении

внешнего аудита. **Внешний аудит** проводится независимой аудиторской фирмой; правила его проведения регулируются стандартами аудита.

Предлагаемый стандарт на аудит запасов нефти и газа призван обеспечить соответствие аудиторской деятельности по проверке информации о запасах нефти и газа определенному набору требований согласно международному пониманию аудита.

Стандарт является механизмом регулирования аудиторской деятельности в сфере информации о запасах и призван обеспечить единую и постоянную основу аудиторских проверок, соответствующих международному подходу к аудиту запасов.

Стандарт основывается на «Временных правилах аудиторской деятельности в Российской Федерации», утвержденных Указом Президента РФ «Об аудиторской деятельности в Российской Федерации» (№ 2263 от 22.12.1993 г.), и соответствует основным принципиальным положениям Стандартов аудиторской деятельности, одобренных Комиссией по аудиторской деятельности при Президенте РФ.

Требования стандарта носят **обязательный** характер при проведении аудиторских проверок запасов нефти и газа экономических субъектов РФ.

6.5.2. КОНЦЕПЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ АУДИТА ЗАПАСОВ

Поскольку запасы нефти и газа не поддаются прямому измерению, информация о них по своей природе обладает высокой неопределенностью, значение ряда важных параметров имеют опосредованный характер. Поэтому для количественной оценки запасов, как указано в п. 4.1, и приняты во всем мире специальные методы оценки и прогноза.

Задача аудита заключается в оценке достоверности информации о запасах, а не в установлении точности подсчета запасов, для чего аудитор проверяет соблюдение правил, процедур, адекватность методов, применяемых владельцем лицензии при подсчете своих запасов. На основании детальной проверки представленной владельцем лицензии информации, а также собственного опыта аудитор может выразить профессиональное суждение об обоснованности и правильности проведенной оценки запасов. В некоторых случаях в ходе аудита может выявиться недостаточная обоснованность

запасов участка (месторождения), характеризующегося сложностью строения, спецификой прав пользования и др. В этом случае аудитор может указать владельцу лицензии на желательность независимой переоценки запасов.

6.5.3. ПЛАНИРОВАНИЕ АУДИТА

Планирование является начальным этапом проведения аудита и состоит в разработке аудиторской организацией общего плана аудита с указанием ожидаемого объема, графиков и сроков проведения аудита, а также в разработке аудиторской программы, определяющей объем, виды и последовательность осуществления аудиторских процедур, необходимых для формирования аудиторской фирмой объективного и обоснованного мнения о достоверности информации о запасах нефти и газа экономических субъектов.

Аудиторская организация должна начинать планировать аудит до написания письма-обязательства и до заключения договора с экономическим субъектом о проведении аудита запасов.

На этапе планирования аудитор должен ознакомиться с объемом информации о запасах, подвергаемых проверке, состоянием разведки, разработки этих запасов, системой внутреннего учета (аудита) запасов, а также с основными технологическими особенностями разработки запасов, уровнем рентабельности, ценами реализации добываемой продукции, основными покупателями и поставщиками и др. информацией.

На этапе планирования аудиторская организация оценивает возможность проведения аудита. В случае если аудиторская организация считает возможным проведение аудита, она переходит к формированию штата сотрудников для проведения аудиторской проверки и заключает договор с экономическим субъектом.

При планировании состава специалистов, входящих в аудиторскую группу, аудиторская организация обязана учитывать:

- бюджет рабочего времени;
- предполагаемые сроки работы;
- количественный состав, должностной и квалификационный уровень членов группы.

Аудиторская организация составляет общий план аудита, в котором предусматривает сроки и составляет график прове-

дения аудита, подготовки отчета и аудиторского заключения. В процессе планирования затрат времени аудитору необходимо учесть: реальные трудозатраты; расчет затрат времени в предыдущем периоде (в случае проведения повторного аудита) и его связь с текущим расчетом; уровень существенности; проведенные оценки рисков аудита.

В общем **плане** аудиторская организация определяет способ проведения аудита на основании результатов предварительного анализа, оценки надежности системы внутреннего учета запасов, оценки рисков аудита. В случае решения провести выборочный аудит аудитор формирует аудиторскую выборку в соответствии с правилами данного стандарта.

Детальный перечень содержания аудиторских процедур приводится в **программе аудита**, которая разрабатывается на базе общего плана.

Аудитору следует документально оформить программу аудита, обозначить в ней каждую проводимую аудиторскую процедуру, чтобы аудитор в процессе работы имел возможность делать ссылки на них в своих рабочих документах.

Аудиторская программа включает программу тестов средств контроля и программу аудиторских процедур по существу.

Программа тестов средств контроля представляет перечень действий, предназначенных для сбора информации о функционировании системы внутреннего учета и аудита запасов. Назначение тестов состоит в выявлении существенных недостатков в системе внутреннего учета и аудита запасов экономического субъекта.

Для процедур по существу аудитор определяет, какие именно месторождения с запасами нефти и газа он будет проверять, составляет программу аудита по каждому проверяемому объекту.

В зависимости от изменений условий проведения аудита и результатов аудиторских процедур программа аудита может пересматриваться. Причины и результаты изменений следует документировать.

Выводы аудитора по каждому разделу аудиторской программы, документально отраженные в рабочих документах, являются фактическим материалом для составления аудиторского отчета и аудиторского заключения.

По окончании планирования аудита общий план и программа аудита должны быть оформлены документально и зафиксированы в установленном порядке.

6.5.4. ПИСЬМО-ОБЯЗАТЕЛЬСТВО АУДИТОРСКОЙ ОРГАНИЗАЦИИ О СОГЛАСИИ НА ПРОВЕДЕНИЕ АУДИТА ЗАПАСОВ

Обязательства экономического субъекта и аудиторской организации на этапе заключения соглашения о проведении аудита регламентируются **письмом-обязательством** аудиторской фирмы о согласии на проведение аудита запасов.

Письмо-обязательство составляется на основании обращения экономического субъекта с просьбой о проведении аудита запасов нефти и газа.

Письмо-обязательство направляется руководству экономического субъекта до заключения договора на проведение аудита во избежание неправильного понимания им условий предстоящего договора. Экономический субъект должен письменно подтвердить согласие на условия аудита, предложенные аудиторской организацией. Если подтверждение получено, то условия письма остаются в силе в течение действия соглашения о проведении аудиторской проверки. Если цель и масштабы аудита определены между сторонами в долгосрочном договоре, то письмо-обязательство может не составляться, либо его содержание должно представлять дополнительную информацию для экономического субъекта. Письмо-обязательство аудиторской организации, направленное экономическому субъекту, документально подтверждает согласие на проведение аудита или принятие предложения о назначении ее официальным аудитором запасов этого экономического субъекта.

Письмо-обязательство должно содержать следующие обязательные указания:

по условиям аудиторской проверки: о цели проверки, объемах проверки запасов, законодательных и нормативных документах, на основании которых проводится аудит, дополнительных вопросах, решаемых при аудиторской проверке;

по обязательствам аудиторской организации: о форме отчетности по результатам аудита запасов, ответственности аудиторской организации за оказываемые услуги, о соблюдении коммерческой тайны, о наличии риска необнаружения существенных неточностей или ошибок в информации о запасах в связи с ограниченностью аудиторской выборки и несовершенством системы внутреннего учета (аудита) запасов экономического субъекта;

по обязательствам экономического субъекта: об ответственности экономического субъекта за полноту и достовер-

ность представленной документации по учету и отчетности о запасах нефти и газа;

об обеспечении свободного доступа к первичным документам, содержащим информацию о запасах;

о неоказании давления на аудиторскую организацию в любой форме с целью изменения ее мнения о достоверности информации о запасах.

Аудиторская организация по своему усмотрению или в соответствии с пожеланиями экономического субъекта может дополнительно включать в текст письма-обязательства информацию об оказываемых услугах, квалификации персонала, общую характеристику применяемых методов проведения проверки, условия оплаты аудита и др.

6.5.5. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МЕЖДУ ЭКОНОМИЧЕСКИМ СУБЪЕКТОМ, ФИНАНСОВЫМ АУДИТОРОМ И АУДИТОРОМ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

При проведении аудита запасов нефти и газа взаимодействие проверяемого экономического субъекта, его финансового аудитора и аудитора запасов нефти и газа координируется аудитором запасов.

Обязательным аспектом взаимодействия экономического субъекта и аудитора запасов является выполнение экономическим субъектом следующих действий:

подготовки информации о запасах — экономический субъект обязан обеспечить аудитора запасов всей информацией о запасах, которой обладает экономический субъект, доступом к компьютерным базам данных и иным формам хранения информации о запасах, гарантировать право получать информацию, консультации и пояснения у любого сотрудника экономического субъекта, имеющего отношение к сбору, систематизации и хранению информации, подсчету запасов нефти и газа;

обеспечения взаимодействия с финансовым аудитором — экономический субъект должен обеспечить возможность использования аудитором запасов результатов проверок финансового аудитора, если таковая необходимость предусмотрена программой аудита.

Так как информация о запасах тесно связана с финансовой, экономической и другой информацией экономического субъекта, аудитор запасов может рассматривать соответст-

вующую финансово-экономическую информацию, представленную экономическим субъектом, без независимой проверки, подвергнув аудиторской проверке только информацию о запасах.

При необходимости использования результатов проверки финансового аудитора взаимодействие финансового аудитора и аудитора запасов должно включать координацию их действий и согласование информации и результатов аудита, полученных при независимых проверках.

Координация деятельности финансового аудитора и аудитора запасов может быть, при желании сторон, зафиксирована в договоре между экономическим субъектом и фирмой-аудитором запасов.

6.5.6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАБОТЫ ЭКСПЕРТА

Экспертом признается не состоящий в штате данной аудиторской организации специалист, имеющий достаточные знания и (или) опыт в определенной области, **отличной** от оценки запасов нефти и газа, и дающий заключение по вопросу, относящемуся к этой области. В качестве эксперта аудиторская организация может использовать работу специализированной организации, являющейся юридическим лицом.

Решение об использовании работы эксперта при проведении аудита запасов принимает аудиторская организация, исходя из характера и сложности обстоятельств аудита, и с согласия проверяемого экономического субъекта.

Эксперт представляет результаты своей работы в виде письменного заключения (отчета, расчетов и т.п.), достаточно полного для использования аудитором при составлении аудиторского заключения.

Эксперт должен иметь соответствующую квалификацию, подтвержденную надлежащими документами, соответствующий опыт и репутацию в области, заключение в которой предполагает получить аудиторская организация.

Использование работы эксперта при проведении аудита запасов, в том числе отсылка к экспертному заключению в аудиторском заключении, не снимает ответственности за аудиторское заключение с аудиторской организации, подготовившей его.

6.5.7. ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ АУДИТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Подготовка рабочей документации по аудиту запасов аудиторской фирмой проводится по единым требованиям, устанавливаемым данным стандартом. В рабочую документацию проведения аудита включаются описания использованных аудиторской организацией процедур и их результатов, объяснения, пояснения и заявления экономического субъекта, копии, в том числе фотокопии, документов экономического субъекта (с согласия проверяемого экономического субъекта), описания системы внутреннего учета и организации подсчета и учета запасов нефти и газа, аналитические документы аудиторской организации, выводы, сделанные в процессе аудита запасов и другие документы.

Состав, количество и содержание документов, входящих в рабочую документацию, определяются аудиторской организацией исходя из объема и сложности информации о запасах, подлежащей аудиту.

Документы, создание которых предусмотрено актами, регулирующими аудиторскую деятельность в Российской Федерации, включаются в состав рабочих документов аудиторской организации в обязательном порядке.

Формы рабочей документации самостоятельно разрабатываются аудиторской организацией.

Рабочая документация является собственностью аудиторской фирмы, которая самостоятельно разрабатывает ее формы представления и хранения. Все вопросы, связанные с собственностью, хранением и любыми действиями с документацией аудита, включая требования государственных органов о предоставлении рабочей документации, решаются согласно пп. 2.5–2.10, 5.1–5.6 стандарта аудиторской деятельности Российской Федерации «Документирование аудита».

6.6. ПРОЦЕДУРЫ АУДИТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

6.6.1. ОБЪЕМ МАТЕРИАЛОВ О ЗАПАСАХ, ПОДВЕРГАЕМЫХ ПРОВЕРКЕ

В ходе аудита подвергаемая проверке информация о запасах должна включать:

- исходные геолого-геофизические, геолого-промысловые, технико-технологические данные, необходимые для оценки запасов владельца лицензии по категориям для участка, группы участков или месторождения в целом, независимо от стадии его разработки, необходимые для подсчета запасов и проектирования системы разработки, включая табличные и графические приложения;

- документирование информации, методы и процедуры подсчета, правила, инструкции, порядок проверки и утверждения запасов, используемые владельцем лицензии при оценке запасов нефти и газа;

- изменения запасов по категориям, произошедшие со времени последней проверки, с указанием причин изменения;

- исходные геолого-технологические данные, методы их анализа, обработки, моделирования параметров, использованных для обоснования системы разработки, прогноза технологических показателей разработки, уровней добычи нефти и газа;

- анализ динамики запасов и добычи нефти и газа по участкам, группам участков или месторождениям владельца лицензии и его доли в запасах;

- ранжирование по размерам запасов с указанием процента запасов, оцененных различными методами, или величине чистого дисконтированного дохода участков, групп участков и месторождений владельца лицензии;

- анализ динамики капитальных и эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа;

- процент запасов, определенных разными методами в общей сумме запасов, подвергаемых проверке.

6.6.2. ОБЪЕМ АУДИТОРСКОЙ ВЫБОРКИ

В ходе аудита при большом объеме исходных данных аудитор не обязан осуществлять тотальную проверку всей информации о запасах. Проверка может проводиться выбо-

точно при соблюдении определенных требований, обязательных для всех аудиторов. Выборка данных для проверки должна быть репрезентативной и позволить аудитору сделать на ее основании правильные выводы о достоверности представленной информации о запасах. Для обеспечения репрезентативности выборки аудитор использует внутрифирменные методики, основанные на принятых в международной практике статистических (случайных чисел), систематических или комбинированных методах. На основе этих методов аудитор должен определить совокупность данных, отвечающих целям аудита. При проведении выборки весь объем информации может быть разбит на подсовкупности — отдельные группы, имеющие сходные характеристики (нефтенасыщенность, дебиты скважин, годовая добыча на одну скважину, число действующих эксплуатационных скважин, капитальные, эксплуатационные затраты и др.). Путем соответствующей математической обработки из всей совокупности могут быть выбраны данные, характеризующиеся наименьшим разбросом. При этом аудитор должен определить риск выборки, который заключается в том, насколько большими отклонениями может характеризоваться выработка мнения аудитора при сплошной или выборочной проверке информации о запасах.

Размер выборки определяется значением ошибки, которую аудитор считает допустимой. Значение допустимой ошибки определяется на стадии планирования аудита на основе ознакомления и анализа представленной информации. Допустимая ошибка устанавливается исходя из принятых внутрифирменных методик и утверждается руководством аудиторской фирмы. Чем ниже установленная фирмой допустимая ошибка, тем большая по объему выборка должна быть подвергнута проверке.

Для любой выборки аудитор обязан:
проанализировать каждую попавшую в выборку ошибку;
экстраполировать результаты, полученные при анализе выборки, на всю группу (совокупность) данных;
оценить риск выборки.

Аудитор обязан удостовериться, что ошибка в проверяемой группе не превышает допустимую величину, установленную на этапе предварительного планирования аудита.

6.6.3. ИЗУЧЕНИЕ И ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО УЧЕТА И АУДИТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В ходе аудиторской проверки аудитор запасов обязан разобратся в системе поступления и учета информации о запасах, методах, применяемых для оценки запасов и классификации запасов и при этом изучить те средства контроля, на основе которых он собирается определить суть, масштаб и временные затраты предполагаемых аудиторских процедур. Масштаб и особенности системы внутреннего учета и контроля должны соответствовать размерам запасов владельца лицензии и соответствовать его деятельности. Аудитор запасов в ходе аудиторской проверки должен получить достаточную убежденность в том, что система внутреннего учета достоверно отражает состояние запасов нефти и газа, объемы добычи, основные экономические расчеты; особенности экономических расчетов при оценке основных запасов нефтяных компаний отражаются финансовым аудитором.

В том случае, если аудитор убеждается в том, что он может положиться на соответствующие средства контроля, он получает возможность проводить аудиторские процедуры менее детально и (или) более выборочно, а также внести изменения в суть применяемых аудиторских процедур и предполагаемые затраты времени на их осуществление. Изучение и оценка особенностей системы внутреннего учета информации о запасах в обязательном порядке документируются аудитором путем специально разработанных тестовых процедур, специальных бланков, блок-схем, графиков, протоколов, актов и др.

Аудитор запасов на стадии ознакомления с информацией о запасах владельца лицензии должен проверить и оценить:

объем, качество, порядок учета, процедуры подсчета запасов, порядок переоценки, проверки и утверждения запасов;

обоснование и прогноз технологических показателей разработки, учет текущих и определение будущих уровней добычи нефти и газа, анализ соответствия фактических показателей разработки проектным решениям;

порядок расчета и учета затрат и доходов от использования запасов нефти и газа.

На основании предварительного анализа аудитор определяет степень достоверности, уровень существенности, объем и характер тестов, которые будут им применяться к оценке информации в ходе аудита.

В процессе аудита проверке подлежат данные о системе внутреннего учета и аудита информации о запасах, включающие:

- классификацию запасов, используемую владельцем лицензии;

- все стороны деятельности, касающиеся получения исходных данных, оценки и проверки своих запасов;

- периодичность пересмотра информации о запасах и ее переоценки;

- форму, содержание, документирование информации о запасах;

- порядок поступления и выхода информации о запасах и оценок запасов из предприятия владельца лицензии.

В ходе аудита аудитор должен сформировать суждение о том, что представленная информация достоверно отражает оценку запасов по размерам, категориям и соответствует используемой классификации.

Проверка на соответствие (оценка внутреннего контроля).

Аудитор в ходе проверки должен высказать мнение о соответствии, или системе внутреннего контроля оценки и учета запасов и другой информации о запасах. В его заключении должен содержаться отзыв по таким вопросам, как:

- наличие надлежащей системы учета;

- соответствие действий владельца лицензии, направленных на установление и поддержание системы контроля за поступлением исходных данных о запасах; учетом, переоценкой запасов; анализом состояния и динамикой структуры запасов;

- соответствие действий оценщика запасов и персонала по процедурам оценки;

- соответствие принятым порядкам утверждения запасов и постановки их на учет в системе владельца лицензии и государства.

Для оценки соответствия внутренней системы контроля запасов аудитор использует систему тестов и показателей, разработанных аудиторской фирмой и являющуюся ее «ноу-хау». На основании этих оценок аудитор формирует мнение о степени надежности и достоверности данных, поступающих в систему инвентаризации владельца лицензии.

6.6.4. ПОДТВЕРЖДАЮЩИЕ ПРОВЕРКИ

При проведении подтверждающих проверок аудитор запасов выбирает участок или группу участков, имеющих:

самые крупные по величине запасы относительно среднего по запасам участка;

относительно крупные по величине запасы с самыми большими изменениями со времени последнего аудита;

относительно крупные по величине и наименее достоверные запасы.

Число подтверждающих проверок определяется особенностями информации о запасах и устанавливается в зависимости от следующих факторов:

общей степени обоснованности и достоверности информации о запасах и объемах подсчитанных запасов;

оценки внутренней системы учета запасов и другой информации о запасах, ее документирования и подсчета согласно принятой классификации;

результатов проверки на соответствие (внутренний контроль).

Подтверждающие проверки выполняются в разном объеме от ограниченного числа до аудирования основных запасов крупных нефтяных компаний — владельцев многих лицензий.

6.6.5. УРОВЕНЬ СУЩЕСТВЕННОСТИ И ПОРЯДОК ЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В ходе проверки аудитор не обязан устанавливать достоверность оценки запасов с абсолютной степенью точности, но должен установить ее во всех существенных отношениях. Это означает, что информация о запасах и величина подсчитанных запасов является достоверной, если она оценена с той степенью точности, при которой пользователем может быть принято правильное экономическое, финансовое или технологическое решение.

Аудитор обязан с профессиональной точки зрения определить на качественном уровне существенными или несущественными являются нарушения, допущенные владельцем лицензии при оценке своих запасов и установить количественный показатель — уровень существенности. Уровень существенности — это то конкретное предельное значение ошибки в подсчете запасов, начиная с которого они не могут считать-

ся достоверными. При нахождении уровня существенности аудитор принимает за основу наиболее важные показатели оценки запасов, к которым можно отнести объем запасов по категориям, возможные уровни добычи, затраты на освоение запасов, добычу нефти и др.

Аудитор вычисляет значение уровня существенности по внутренним методикам и процедурам, регламентированным аудиторской фирмой, исходя из принятых основных (базовых) показателей на стадии планирования аудита. Значение уровня существенности указывается в плане и программе аудита и согласовывается с заказчиком до заключения договора на проведение аудита. По требованию владельца лицензии аудитор обязан ознакомить его с основными принципами работы аудиторской фирмы с существенностью. Уровни существенности могут определяться аудитором для разных показателей оценки запасов и должны действовать на протяжении всего процесса аудита. В ходе проверки при обнаружении новых обстоятельств аудитор вправе изменить значение уровня существенности, приведя при этом соответствующие расчеты и обоснованную аргументацию.

При проведении проверки аудитор обязан учесть возможность невыявления существенных ошибок после установления достоверности оцененных запасов, т.е. определить аудиторский риск в следующих компонентах:

- риск внутреннего учета;
- риск внутреннего контроля;
- риск необнаружения ошибок.

В ходе проверки аудитор запасов обязан оценить риски не менее, чем по трехбалльной шкале: высокий, средний, низкий, используя специальные внутренние процедуры и тесты. Аудитор вправе применить большее количество градаций при определении аудиторского риска. Чем выше установленный аудитором уровень существенности, тем меньшим является аудиторский риск. Оценка аудиторского риска в обязательном порядке отражается в документировании аудита.

6.6.6. ДЕЙСТВИЯ АУДИТОРА ПРИ ВЫЯВЛЕНИИ ИСКАЖЕНИЙ ИНФОРМАЦИИ О ЗАПАСАХ НЕФТИ И ГАЗА

В процессе аудита аудитором могут быть выявлены искажения информации о запасах, т.е. неверное отражение объемов запасов, их категорийности и, как следствие, оценок будущих добычи и доходов от использования запасов. Вне зави-

симости от того, являются ли выявленные искажения преднамеренными или непреднамеренными, аудитор обязан оценить риск появления и риск необнаружения искажений. К факторам, влияющим на повышение риска появления искажений относятся:

факт оры внут ренней деят ельность и владельца лицензии – низкое качество исходной информации (несовременные методы сейсморазведки, геофизических исследований в скважинах, испытания скважин, вскрытия продуктивных пластов и других материалов, получаемых на разных стадиях геологоразведочных работ);

отклонения от регламентированных методик определения подсчетных параметров, принятой классификации запасов, определения и прогноза технологических показателей разработки, методов подсчета запасов и др.;

отклонения фактических показателей разработки от проектных решений;

несоответствие темпов добычи нефти и газа оцененным размерам запасов;

нарушения в структуре экономических показателей и порядке расчета затрат и прибыли;

нарушения действующего законодательства, прав недропользования, прав собственности и др.;

нарушения во внутренней системе учета и контроля запасов владельца лицензии;

внешние факт оры, отражающие особенности состояния нефтегазовой отрасли и состояния экономики страны в целом, способствующие появлению искажений, –

нестабильное состояние экономики России и кризисное состояние нефтегазовой отрасли;

дисбаланс в нефтегазовом производстве по обеспечению добычи нефти и газа промышленными запасами;

нерентабельность разработки промышленных запасов вследствие недостаточной разработанности механизмов экономического стимулирования и контроля за рациональными условиями недропользования.

Сознательный двойной учет владельцем лицензии своих запасов, являющийся следствием применения российской и международной классификаций и различных подходов к оценке запасов, не может считаться искажением информации о запасах.

При проведении аудита аудитор запасов должен учитывать возможности возникновения искажений. Исходя из этого, он разрабатывает аудиторские процедуры, оценивающие риски

информации о запасах. При этом аудитор не должен вести целенаправленных поисков искажений. В случае выявления искажений аудитор обязан оценить их влияние на достоверность оценки запасов. В связи с выявленными искажениями в оценке запасов аудитор должен учитывать виды нарушений, приведшие к появлению искажений:

- в системе учета запасов согласно принятой классификации;

- во внутреннем контроле, утверждении и постановке на учет запасов владельца лицензии;

- в методиках определения подсчетных параметров и технологических показателей разработки;

- в методах подсчета запасов и прогноза добычи нефти и газа;

- в порядке расчета экономических показателей при инвестиционной оценке проекта освоения участка (месторождения) и др.

В случае выявления искажений аудитор должен корректировать аудиторские процедуры и тесты в зависимости от видов нарушений, их существенности и рисков появления и необнаружения искажений в оценке запасов нефти и газа. Все выявленные в ходе аудита искажения отражаются в рабочей документации аудитора и включаются в аудиторское заключение.

Аудитор несет ответственность за выражение объективного мнения о достоверности представленной информации; правильности и полноте исходных данных; о выявленных существенных искажениях в оценке запасов; за несоблюдение конфиденциальности, выражающееся в разглашении сведений о выявленных искажениях третьим лицам.

6.7. АУДИТОРСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ПИСЬМЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ АУДИТОРА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АУДИТОРСКОЙ ПРОВЕРКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Аудиторское заключение о результатах проверки информации о запасах нефти и газа представляет мнение аудиторской фирмы об обоснованности и достоверности этой информации, ее соответствии общепринятым в нефтяной геологии методам оценки и системе классификации запасов.

Заключение аудиторской фирмы о результатах проверки запасов нефти и газа должно состоять из трех частей – вводной, аналитической и итоговой.

В вводной части указываются:

для аудиторской фирмы – юридический адрес и телефоны; порядковый номер, дата выдачи и наименование органа, выдавшего лицензию на осуществление аудиторской деятельности, а также срок действия лицензии; номер регистрационного свидетельства; номер расчетного счета; фамилия, имя и отчество всех аудиторов, принимавших участие в проверке;

для аудитора, работающего самостоятельно – фамилия, имя, отчество, стаж работы в качестве аудитора; дата выдачи и наименование органа, выдавшего лицензию на осуществление аудиторской деятельности, а также срок действия лицензии; номер регистрационного свидетельства; номер расчетного счета.

В аналитической части указываются:

наименование экономического субъекта и период его деятельности, за который проводится проверка информации о запасах нефти и газа;

результаты проверки организации учета, составления соответствующей отчетности и состояния внутреннего аудита запасов нефти и газа;

факты выявленных аудиторской проверкой существенных нарушений в оценке информации о запасах нефти и газа, обусловленных недостаточностью или недостоверностью исходных параметров, необоснованным выбором метода оценки запасов, ошибками оценщика запасов, нарушениями в системе учета текущих запасов и др., с конкретным указанием причин, обусловивших существенные нарушения в оценке и учете запасов;

факты выявленных аудиторской проверкой нарушений нормативных документов Российской Федерации, определяющих учет и подсчет запасов нефти и газа.

В итоговой части аудиторского заключения приводятся:

заключение аудиторской фирмы о достоверности оценки информации о запасах нефти и газа проверяемого экономического субъекта;

изложение существенных оснований, обусловивших положительную, условно положительную или отрицательную форму аудиторского заключения, либо отказ аудиторской фирмы от выражения своего мнения;

оценка влияния выявленных нарушений на дальнейшую

производственную деятельность и экономическое состояние проверяемого экономического субъекта;

указание на нормативные документы Российской Федерации, которым должны соответствовать учет и отчетность по запасам нефти и газа, с полным официальным наименованием документа, наименованием органа, издавшего документ, датой издания документа и его номером (если таковой имеется);

указание на нормативные документы РФ, на основании которых проводилась аудиторская проверка, с полным официальным наименованием документа, наименованием органа, издавшего документ, датой издания документа и его номером (если таковой имеется);

краткое описание подхода аудиторской фирмы к проведению аудита запасов нефти и газа;

описание распределения ответственности между экономическим субъектом и аудиторской фирмой в отношении учета и отчетности по запасам нефти и газа — подразумевается, что экономический субъект несет ответственность за подготовку и достоверность информации о запасах нефти и газа, в отношении которых аудиторская фирма проводила аудит; аудиторская фирма несет ответственность за сделанное на основе проведенного аудита заключение о достоверности информации о запасах нефти и газа экономического субъекта.

Оформление, порядок подписания, прилагаемая к аудиторскому заключению документация, порядок предоставления, хранения, копирования аудиторского заключения определяется пп. 4, 5 стандарта аудиторской деятельности Российской Федерации «Порядок составления аудиторского заключения о бухгалтерской отчетности».

Аудиторское заключение должно иметь дату его подписания, после которой в заключение не может быть внесено ни одного изменения, не оговоренного с экономическим субъектом. До этой даты должны быть завершены исследование и сбор аудиторских доказательств о событиях, предшествующих дате подписания аудиторского заключения.

Аудиторская организация обязана подписать аудиторское заключение не ранее даты окончания работ по подготовке отчетности экономического субъекта по запасам нефти и газа.

Датирование аудиторского заключения и оценка фактов и обстоятельств, произошедших после подготовки и предоставления информации о запасах нефти и газа для аудиторской проверки, производится в соответствии с требованиями стан-

дарты аудиторской деятельности Российской Федерации. «Дата подписания аудиторского заключения и отражение в нем событий, произошедших после даты составления и представления бухгалтерской отчетности.»

Аудиторская фирма обязана готовить и предоставлять экономическим субъектам письменную информацию аудитора в случаях, если договором на осуществление аудита запасов нефти и газа, предусматривается подготовка аудиторского заключения или предусматривается только подготовка письменной информации аудитора.

Аудиторская организация обязана указать в письменной информации аудитора все ошибки и искажения, выявленные в процессе аудиторской проверки информации о запасах нефти и газа, которые оказывают или могут оказать существенное влияние на достоверность этой информации.

Аудиторская фирма может привести в письменной информации аудитора любую информацию, касающуюся проведенного аудита запасов, которую сочтет целесообразной. Письменная информация аудитора не может рассматриваться как полный отчет о всех существующих недостатках оценки, учета и отчетности по запасам нефти и газа; она отражает лишь те из них, которые были обнаружены в процессе аудиторской проверки.

В письменной информации аудитора в обязательном порядке должно быть указано, какие из сделанных замечаний являются существенными, а какие — нет, влияют или не влияют (или могут влиять) перечисленные замечания и недостатки на выводы, содержащиеся в аудиторском заключении; должны быть аргументированы причины, обусловившие положительную, отрицательную или иную форму аудиторского заключения.

Порядок подготовки, оформления и представления письменной информации аудитора по результатам проверки информации о запасах нефти и газа должен соответствовать пп. 3, 4 стандарта аудиторской деятельности Российской Федерации (Письменная информация аудитора руководству экономического субъекта по результатам проведения аудита).

6.8. ПЕРЕЧЕНЬ ТЕРМИНОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОЕКТЕ СТАНДАРТА НА ПРОВЕДЕНИЕ ОЦЕНКИ И АУДИТА

Перечень терминов и определений призван обеспечить единство трактовки терминов в разрабатываемом стандарте. Создаваемый стандарт должен включать перечень (словарь) специальных терминов, употребляемых при оценке и аудите запасов нефти и газа. Общие аудиторские термины, входящие в систему российских стандартов аудита вполне применимы и к создаваемому «Стандарту ..» и в процессе аудита запасов нефти и газа должны использоваться со ссылкой на разработанный в системе российских стандартов перечень терминов и определений [10]. В то же время ряд терминов перечня нуждается в уточнении и адаптации применительно к аудиту запасов нефти и газа. Они также включены в создаваемый перечень.

Аудит запасов нефти и газа — проверка информации о запасах нефти и газа, которая проводится с целью выработки заключения, что информация о запасах в целом является обоснованной; оценена и представлена в соответствии с действующими нормативными документами.

Аудитор запасов нефти и газа — физическое или юридическое (аудиторская фирма) лицо, подготовленное для проведения аудита относительно информации о запасах нефти и газа, подготовленной другими лицами. Аудитор запасов может сам проводить аудит информации о запасах или подтвердить результаты аудита, сделанного другими лицами.

Газ конденсатсодержащий — газ природный, содержащий в условиях недр в газорастворенном состоянии легкие жидкие углеводороды — конденсат, выделяющийся в жидкую фазу при нормальном давлении.

Газ природный — полезное ископаемое, природная смесь газообразных, преимущественно углеводородных соединений, иногда с примесью неуглеводородных компонентов, образующая в недрах самостоятельные залежи — газ свободный, или залегающая в верхней части нефтяной залежи — газ газовой шапки.

Газ нефтяной (попутный) — смесь газообразных и легких жидких углеводородов, иногда с примесью неуглеводородных компонентов, не образующая самостоятельных залежей, а находящаяся в условиях недр в нефтерастворенном состоя-

нии и при нормальном давлении выделяющаяся в газовую фазу.

Доказательства аудиторские – информация, полученная аудитором в ходе проверки от проверяемого экономического субъекта и третьих лиц, или результат ее анализа, позволяющие сделать выводы и выразить собственное мнение аудитора о достоверности информации о запасах нефти и газа. Аудиторские доказательства представляют собой документальные источники данных, документацию информации о запасах, заключения экспертов, а также сведения из других источников.

Документация информации о запасах нефти и газа – совокупность материальных носителей информации, составляемая экономическим субъектом по установленным требованиям и включающая в себя:

- первичные документы с информацией о запасах;
- расчетные и сводные документы с информацией о запасах;
- итоговые документы по оценке запасов нефти и газа;
- проектную документацию по разработке месторождения;
- предусмотренные отчетные формы с информацией о запасах нефти и газа;
- данные внутреннего учета и отчетности по запасам нефти и газа.

К основной документации информации о запасах относятся: отчет по подсчету запасов нефти (газа, конденсата) месторождения, проекты опытной, опытно-промышленной, промышленной разработки месторождения, ТЭО ввода в разработку месторождения, протоколы ЦКЗ, ЦКР об утверждении запасов, проекта разработки месторождения, учетные формы изменения запасов за период времени, лицензия на право пользования недрами. Документация информации о запасах нефти и газа может включать и другие документы.

Достоверность информации о запасах нефти и газа – такая степень точности информации о запасах нефти и газа, которая позволяет компетентному пользователю делать на ее основе правильные выводы о результатах деятельности экономических субъектов и принимать основанные на этих выводах решения. Заключение аудитора о достоверности информации о запасах нефти и газа должно выражать оценку аудиторской организацией соответствия этой информации во всех существенных отношениях нормативным актам, регулирующим порядок представления информации о запасах нефти и газа в Российской Федерации.

Запасы балансовые – запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно.

Запасы вероятные (международная классификация) – запасы, которые могут быть переведены в доказанные после разбуривания известных пластов и пластов, являющихся на данный момент нерентабельными; уплотнения сетки скважин в недостаточно разбуренных частях залежей, применения эффективных методов извлечения, технических приемов, технологии добычи.

Запасы возможные (международная классификация) – запасы неразрабатываемых частей известных пластов, имеющих низкие промысловые характеристики, эффективность разработки которых не определена; запасы залежей, модель которых изучена приближенно.

Запасы геологические – общее количество нефти, заключенное в природных резервуарах.

Запасы доказанные (международная классификация) – запасы месторождений (залежей), которые по геологическим и промысловым данным с достаточной достоверностью могут быть оценены как, несомненно, коммерческие извлекаемые на данный момент времени, при текущих экономических условиях, методах извлечения и государственном законодательстве.

Запасы забалансовые – запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем, возможно, могут быть переведены в балансовые.

Запасы извлекаемые – часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Запасов баланс государственный – государственный документ, включающий сведения о количестве, качестве, степени изученности и промышленного освоения запасов нефти и газа, о добыче нефти, добыче и потерях при добыче газа и компонентов.

Запасов методы подсчета – методы подсчета запасов нефти и газа, выбор которых обуславливается особенностями геологического строения месторождения и степенью его изученности: *объемный метод* – основной метод подсчета запасов; для разрабатываемых месторождений при обеспечении

объема и качества информации, отвечающих Классификации, применяются также для оценки запасов нефти — *методы материального баланса* и *статистические*, а для оценки запасов газа — *метод падения давления*.

Запасов оценка — информация о количестве запасов нефти и газа, представленная в соответствии с «Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов».

Запасов подсчет — процедура определения количества запасов нефти и газа, выполняемая оценщиком запасов с использованием одного из методов (или нескольких) методов подсчета.

Информация о запасах нефти и газа — совокупность материальных носителей информации, составляемая сотрудниками экономического субъекта по установленным требованиям в соответствии с действующими нормативными документами. В полном объеме информация о запасах включает:

- оценку количества запасов;
- будущие темпы добычи на базе запасов;
- будущие доходы от разработки запасов;
- дисконтированные доходы от запасов.

Искажение информации о запасах нефти и газа — неверное отражение и представление информации о запасах нефти и газа в связи с нарушением со стороны персонала экономического субъекта установленных нормативными документами Российской Федерации правил обработки, подготовки и представления информации о запасах.

Классификация запасов нефти и газа — разделение запасов нефти и газа на группы по общим признакам. В российской Классификации запасов такими признаками являются: степень изученности, в соответствии с которой выделяются категории запасов и определяется подготовленность месторождения для промышленного освоения, и промышленное значение, в соответствии с которым выделяются группы запасов (балансовые и забалансовые). Классификации запасов углеводородов разных стран имеют существенные отличия. В целях их сопоставимости наиболее часто используется Международная классификация.

Конденсат — полезное ископаемое, природная смесь жидких, в основном легких углеводородных соединений, находящаяся в недрах в газорастворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящая в жидкую

фазу при снижении давления ниже давления начала конденсации.

Лицензия на право пользования недрами — государственный документ, оформляющий право экономического субъекта на пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной целью в течение установленного срока при соблюдении владельцем лицензии заранее оговоренных условий. В число неотъемлемых составных частей лицензии входит договор между владельцем лицензии и государственным органом — распорядителем недр, содержащий условия пользования недрами.

Лицензирование аудиторской деятельности — процедура выдачи специального разрешения (лицензии), дающего право осуществлять аудиторскую деятельность аттестованным аудиторам, а также организациям, отвечающим требованиям законодательства, зарегистрированным в установленном законом порядке в качестве субъектов предпринимательской деятельности.

Нефть — полезное ископаемое, состоящее преимущественно из углеводородных соединений, которые в пластовых и стандартных условиях находятся в жидкой фазе.

Нефтеизвлечения коэффициент — отношение извлекаемых запасов нефти, т.е. суммарной возможной и экономически рентабельной добычи нефти, к ее начальным балансовым запасам.

Обнаружение событий и фактов, влияющих на оценку запасов нефти и газа — документальная фиксация событий или фактов наличия изменений, действий, операций, существенно влияющих на оценку запасов нефти и газа, но не отраженных в первоначально предъявленной экономическим субъектом аудитору документации.

Отчетность экономического субъекта по запасам нефти и газа — предоставляемые в ЦКЗ, ГКЗ и органы исполнительной власти и учетные организации документы и отчетные формы с информацией о запасах нефти и газа.

Оценщик запасов нефти и газа — физическое лицо, отвечающее квалификационным требованиям, установленным законодательством, и аттестованное в установленном порядке на право осуществления подсчета и оценки запасов нефти и газа экономического субъекта. Оценщик запасов может сам делать оценку информации о запасах или может проверять и подтверждать оценки, сделанные другими лицами.

Представление финансовой отчетности экономического субъекта — фактическая передача финансовой отчетности

экономического субъекта аудиторю запасов нефти и газа в том случае, если информация о запасах используется в финансовых целях и включает:

информацию о собственной доле экономического субъекта в запасах;

информацию о добыче нефти и газа и их ценах;

информацию о затратах и коэффициентах дисконтирования, используемых для оценки доказанных запасов.

Субъект экономический – для целей стандарта на проведение оценки и аудита запасов нефти и газа – физические и юридические лица, подлежащие аудиту, клиенты и заказчики аудиторов (аудиторских организаций). К экономическим субъектам аудиторских проверок информации о запасах нефти и газа относятся, независимо от организационно-правовых форм и видов собственности, предприятия, их объединения (союзы, ассоциации, концерны, отраслевые, межотраслевые, региональные и другие объединения), организации и учреждения, банки и кредитные учреждения, а также их союзы и ассоциации, а также граждане, осуществляющие самостоятельную предпринимательскую деятельность, и другие юридические и физические лица, владеющие лицензией на пользование недрами с правом поиска, разведки и добычи нефти и газа.

Существенность – существенными в аудите признаются обстоятельства, значительно влияющие на достоверность информации о запасах нефти и газа экономического субъекта. Для определения уровня существенности при планировании и проведении аудита аудиторская организация должна основываться на внутрифирменных стандартах, если нормативные акты, регулирующие аудиторскую деятельность в Российской Федерации, не устанавливают более жесткие требования. Использование принципа существенности при составлении аудиторского заключения означает, что в нем изложены все существенные обстоятельства, обнаруженные при проведении аудита; никакие иные существенные обстоятельства не были обнаружены аудиторской организацией при проведении аудита.

Уровень существенности – предельное значение искажения информации о запасах нефти и газа, начиная с которой квалифицированный пользователь этой информации не сможет делать на ее основе правильные выводы и принимать правильные экономические решения; количественная характеристика существенности.

7

АНАЛИЗ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО НОВОЙ РОССИЙСКОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ НЕФТИ

В конце 70-х годов прошлого столетия, в период широкого обсуждения новой редакции Классификации (которая была принята в 1983 г.) представители Министерства нефтяной промышленности СССР выступили с рядом статей и докладов на различных совещаниях с предложением внести существенные изменения в действующую классификацию запасов и ресурсов. Эти предложения были представлены в докладе на Мировом нефтяном конгрессе в Бухаресте (1979 г.). Доклад и предложения получили широкий отклик за рубежом. Ниже приводим цитату из статьи, опубликованной в декабрьском (1979 г.) номере журнала «Петролеум экономист», написанную видным британским геологом Д.С. Айоном:

«У советских нефтяников и ученых есть схема классификации запасов, и последняя попытка советских специалистов с целью создания общей международной системы классификации была сделана на Мировом нефтяном конгрессе 1979-го года. Заместитель министра нефтяной промышленности Э.М. Халимов и М.В. Фейгин из Института геологии и разработки горючих ископаемых в Москве предложили новую классификацию [82], которая, по их мнению, совместима с американской классификацией. В качестве основы для классификации они предложили:

- 1) степень геологической изученности;
- 2) промышленную значимость;
- 3) наибольшую полноту использования недр и выработки ресурсов месторождений;
- 4) экономическую целесообразность разработки ресурсов в настоящее время.

Они определяют «открытые ресурсы» как сумму а) извлеченных запасов (накопленной добычи), б) разведанных запасов, разработку которых можно начать уже сейчас и с) запаса-

сов неразведанных участков открытых залежей. Авторы доклада согласились с тем, что «запасы» отвечают извлекаемой части ресурсов, но хотели бы обычный для нефтяников термин «геологические запасы» («нефть на месте») заменить «общим объемом нефти в пласте». «Разведанные или текущие запасы» включают в себя категории А, В и C_1 обычной советской классификации ресурсов и более или менее соответствуют «доказанным запасам». Однако авторы предложили, чтобы для внутреннего пользования в пределах каждой из стран эти запасы подразделялись на «разрабатываемые», которые отвечали бы строгому определению «доказанных запасов» Американского нефтяного института (API), и «неразрабатываемые», которые включали бы в себя запасы, извлекаемые традиционными методами разработки (которые можно назвать «вероятными запасами» и которые на Ближнем Востоке, как правило, фактически включаются в доказанные запасы) и запасы, «трудноизвлекаемые традиционными методами разработки» (их можно классифицировать как «возможные запасы»). Эти последние советскими нефтяниками включаются в категорию C_2 их обычной классификации и, возможно, частично в категорию C_1 . Включение «возможных» запасов в наиболее разведанную категорию этой классификации является, по-видимому, ее слабым местом. Выделение «разрабатываемых» запасов, по мнению авторов, «позволяет охарактеризовать степень вовлеченности разведанных запасов в разработку, а также наличие подготовленных резервов для увеличения добычи нефти». Другими словами, это, видимо, попытка свести воедино кратность запасов и добычные возможности. В известном смысле эта концепция тождественна упомянутому выше разделению доказанных запасов на «наличные» и «остальные».

Более того, советские специалисты предложили, чтобы при наличии необходимых данных «разрабатываемые запасы» характеризовались как подсчитанные в период роста добычи до достижения проектного отбора (за этот срок обычно добывают 20–30 % начальных запасов), или в период стабильной добычи, или в период падающей добычи. Важность данной концепции заключается в том, что она учитывает возраст месторождения и тем самым признает динамику любых подсчетов запасов.

Все это ясно продемонстрировало не только настоятельную и постоянно возрастающую необходимость разработки международной классификации ресурсов, о которой говорили на Мировом нефтяном конгрессе 1979-го года многие спе-

специалисты, но также и тот факт, что основные концепции в действительности не так уж далеки друг от друга. Возможно, что еще один шаг в этом направлении будет сделан в течение последующих четырех лет благодаря тщательным исследовательским работам международной группы специалистов, которая подготовит авторитетный доклад для Мирового нефтяного конгресса 1983-го года».

Позже рекомендации изменить экономические основы классификации были сделаны М.С. Моделевским [49] и В.И. Назаровым [52]. В частности, В.И. Назаровым была предложена схема дифференциации прогнозных ресурсов. Однако она не нашла в свое время должного понимания.

В.А. Двуреченским с соавторами [30] в проекте классификации выделяется всего две категории запасов и ресурсов, исходя из положительного или отрицательного эффекта от их освоения. Не нашла места в этом проекте и многочисленная группа выявленных залежей, относящихся при современных технико-экономических условиях освоения к нерентабельным, а также группа остаточных ресурсов разрабатываемых залежей. Большая неопределенность заложена в широко используемом термине «ресурсы».

Большой детальностью и полнотой отличается проект классификации И.И. Нестерова [55]. Следует вместе с тем отметить, что применяемые в нем термины отражают в основном взгляды американских геологов-нефтяников и противоречат сложившимся в России представлениям. Наиболее спорным является предложение использовать в качестве основного метода оценки величины ресурсов и их экономической значимости расчеты по пробуренным, проектным и прогнозным скважинам, для чего необходимо иметь данные о сетке эксплуатационных скважин и геолого-промысловые параметры по каждой скважине.

Г.П. Сверчковым совместно с В.И. Назаровым предложен собственный вариант геолого-экономической классификации запасов и ресурсов нефти и газа [63]. Положительной особенностью предлагаемого варианта классификации является то, что в нем учитываются только извлекаемые современными методами и техническими средствами запасы и ресурсы. Та часть запасов и ресурсов, которая может быть добыта из недр с применением новых, еще не созданных технологий, к извлекаемым не относится, поскольку геологически (количественно) и экономически ее оценить пока невозможно.

По экономической (промышленной) значимости запасы и ресурсы подразделяются на три группы (рентабельные, суб-

рентабельные и нерентабельные) и шесть подгрупп. Рентабельность запасов и ресурсов определяется на момент оценки при существующих ценах на углеводородное сырье, технических средствах, технологиях и стоимостных показателях подготовки запасов и их разработки. Расчеты рентабельности проводятся с учетом всех затрат, включающих работы не только по поискам, подготовке и разработке месторождений, но и по внепромысловому обустройству районов нефтедобычи и транспорту нефти и газа до рынков сбыта.

Выделение подгрупп рентабельных запасов и ресурсов производится по величине внутренней нормы доходности (ВНД) от их разработки. В высокорентабельной подгруппе ВНД превышает 25 %, в рентабельной составляет 15–25 % и в низкорентабельной – менее 15 %.

Предложенная схема классификации учитывает накопленный опыт дифференциации запасов и ресурсов нефти и газа по геолого-промысловым характеристикам и промышленной значимости. Она позволяет более полно характеризовать инвестиционную привлекательность различных групп запасов и ресурсов, находящихся в разнообразных горно-геологических и экономических условиях. Такая классификация и созданная на ее основе система документации конкретных объектов позволяет вести оперативный учет запасов и ресурсов в режиме геолого-экономического мониторинга.

Таким образом, нет недостатка в хорошо проработанных предложениях и проектах классификации, учитывающих богатый опыт использования прежних документов, а также изменившуюся ситуацию в экономике и системе недропользования.

Очевидно, прежде всего необходимо определить основные принципы, на которых должна базироваться новая классификация.

Не исключено, что о нефтяные компании предпочтут пользоваться уже достаточно полно апробированной ими при аудите запасов Классификацией доказанных запасов США. Известно, что отчетностью нефтяных компаний о запасах нефти и газа в США и других странах, где работают американские нефтяные компании, ведает Комиссия по ценным бумагам и биржам. В ее функции входит обязанность регистрации доказанных запасов и рассмотрение заявок на выпуск ценных бумаг. Она является официальным куратором-ревизором информации, которую публикуют для инвесторов нефтяные компании, и требует соблюдения единых стандартов при подсчете запасов нефти и газа и оценке возможных

финансовых вложений. Естественно, *российские нефтяные компании, нуждающиеся в иностранных инвестициях, не могут не считаться с требованиями этой Комиссии по учету и оценке доказанных запасов. В этом случае, по-видимому, будет целесообразно «узаконить» для официального пользования эту классификацию. Возможно, параллельно необходимо сохранить модернизированную классификацию ресурсов и запасов.*

В любом случае современная классификация запасов и ресурсов нефти должна отражать достоверность оценки (с выделением доказанных запасов), технически возможное извлечение нефти и газа и экономическую обоснованность добычи углеводородов.

8

МЕЖДУНАРОДНАЯ РАМОЧНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ООН ЗАПАСОВ/РЕСУРСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В Министерстве природных ресурсов России группа ученых под руководством проф. Г.А. Габриэлянца работает над разработкой проекта Классификации запасов/ресурсов нефти и газа. В качестве основы принята Международная рамочная классификация Организации Объединенных Наций (ООН) запасов/ресурсов месторождений, Женева, 1996 г. (Твердые горючие ископаемые и минеральное сырье).

Ниже представлено описание рамочной классификации ООН по материалам доклада эксперта ООН Андрея Шубеля, сделанного им на семинаре по проблемам классификации запасов и ресурсов углеводородов в г. Тюмени 9–10 сентября 2002 г., организованном Министерством природных ресурсов.

8.1. ВВЕДЕНИЕ И ИСТОРИЧЕСКАЯ СПРАВКА

Главная задача международной рамочной классификации ООН запасов/ресурсов месторождений твердых горючих ископаемых и минерального сырья (сокращенно: рамочная классификация ООН) заключается в сохранении национальных терминов с одновременным обеспечением их сопоставимости. Рамочный характер новой классификации запасов/ресурсов позволит повысить эффективность общения на национальном и международном уровнях, обеспечить более глубокое понимание и более точную оценку имеющихся запасов/ресурсов, а также понизить риск и повысить привлечение инвестиций в области добычи твердых горючих ископаемых и минерального сырья. Наряду с этим новая система

классификации поможет странам с экономикой переходного периода провести переоценку запасов твердых горючих ископаемых и минерального сырья на основе критериев рыночной экономики.

Рамочная классификация ООН разработана Рабочей группой по углю ЕЭК Организации Объединенных Наций согласно предложению правительства Германии, которое было, в свою очередь, подготовлено на базе классификации, первоначально разработанной Федеральным ведомством по геологическим наукам и минеральному сырью в 1991 г.

Рамочная классификация ООН — это самая недавняя попытка разработки универсальной и применимой на международном уровне системы для оценки запасов/ресурсов месторождений твердых горючих ископаемых и минерального сырья в рыночных условиях. Эта работа была инициирована Рабочей группой по углю Организации Объединенных Наций с учетом того, что в процессе перехода стран Центральной и Восточной Европы к рыночной экономике важность и необходимость в разработке приемлемой международной классификации запасов/ресурсов приобретают особую актуальность.

Кроме того, было признано, что обеспечение согласования многочисленных применяемых систем классификации, построенных по различному принципу и использующих различные термины и определения, возможно лишь с помощью наднациональной основы классификации. Ранее уже предпринимались попытки создать альтернативные варианты международной классификации, т.е. разработать свод новых терминов для замены существующих национальных терминов, в частности Организацией Объединенных Наций в 1979 г. Однако используемые в странах термины основаны на столь глубоко укоренившихся традициях, что заменить их, как оказалось, не представляется возможным.

8.2. ЦЕЛЬ

Главная цель рамочной классификации ООН заключается в создании инструмента, позволяющего классифицировать запасы/ресурсы твердых горючих ископаемых и минерального сырья на основе единообразной в международном плане системы, построенной на базе критериев рыночной экономики. Эта новая система классификации разработана таким образом, чтобы интегрировать в нее существующие термины и

обеспечить их сопоставимость и совместимость, и, следовательно, расширить возможности международного общения. Принципы рыночной экономики должны содействовать расширению международной торговли и сотрудничества, в особенности между странами с рыночной экономикой и странами с экономикой переходного периода.

Еще одна цель состоит в создании общедоступной и простой системы, которую могли бы без труда использовать все заинтересованные стороны. Эта система должна непосредственно отражать используемую на практике технологию изучения и оценки минеральных запасов/ресурсов, а также включать в себя результаты этого изучения и оценок, т.е. данные о запасах/ресурсах, опубликованные в соответствующих докладах и документах. Дополнительная цель заключается в создании гибкой системы, позволяющей удовлетворить все требования при применении на национальном, корпоративном или институциональном уровне, а также в процессе международного общения и сопоставления данных.

8.3. КЛАССИФИКАЦИЯ

Рамочная классификация ООН содержит следующую информацию: 1) об этапе **геологической оценки**, 2) об этапе **оценки технико-экономической обоснованности разработки** и 3) о степени **экономической эффективности**. В табл. 8.1 в матричной форме представлен принцип, на котором построены рамочная классификация ООН и методология классификации запасов и ресурсов.

Последовательные основные этапы геологической оценки показаны по горизонтальной оси. Они определяют категории запасов/ресурсов по степени геологической достоверности. По вертикальной оси вводятся основные этапы оценки экономической эффективности в качестве измерительной шкалы для классификации запасов/ресурсов по степени детальности технико-экономической обоснованности разработки. Эти этапы отражают степени достоверности данных об экономической эффективности запасов/ресурсов. Фактические результаты оценки технико-экономической обоснованности разработки, т.е. экономическая эффективность освоения запасов полезного ископаемого, отображаются с использованием третьего измерения (см. рис. 8.2).

Таблица 8.1

**Рамочная классификация ООН запасов/ресурсов месторождений.
Твердые горючие ископаемые и минеральное сырье**

Основа международной классификации ООН	Детальная разведка	Предварительная разведка	Поиски	Рекогносцировка
	Национальная классификация 1 (111) 2 (211)			
Детальная оценка (ТЭО и/или Горный доклад)		Обычно не делается		
Предварительная оценка (ТЭД, ТЭР)	1 (121) (122) 2 (221) (222)			
Начальная оценка	(331) 1-2	(332) 1-2	(333) 1-2	(334) ?
Категория экономической эффективности освоения: 1 – экономическая 2 – потенциально экономическая 1-2 – от экономической до потенциально экономической (условно-экономическая) ? – неустановленная экономичность Код: (123) (рис. 8.1 и 8.2)				
Дата: _____				

Система категоризации запасов/ресурсов на основе результатов поэтапной оценки, отражающая последовательные стадии исследований, которые обычно проводятся в соответствии со стандартной отраслевой практикой во всех странах, имеющих горнодобывающую промышленность, позволяет использовать рамочную классификацию ООН применительно ко всем видам твердых горючих ископаемых и минерального сырья. Предполагается, что термины, используемые для определения этих этапов, знакомы всем пользователям, не только геологам и горным инженерам, но и инвесторам, банкирам, акционерам, работникам, связанным с планированием в области твердых горючих ископаемых и минерального сырья. Термины и определения, которые в настоящее время используются в существующих системах классификации, можно легко ассоциировать и связать с соответствующими этапами оценки в рамочной классификации ООН, что позволяет од-



Рис. 8.1. Схема кодификации рамочной классификации ООН

новременно сохранить национальную терминологию и обеспечить ее сопоставимость. Таким образом, Международная система классификации ООН действительно представляет собой основу, позволяющую интегрировать различные национальные классификации, повысить эффективность процесса коммуникации на национальном и международном уровнях и снизить риск неверного толкования данных о запасах/ресурсах, полученных из различных систем классификации.

В табл. 8.2, которую удобно использовать для представления данных и суммы запасов нескольких отдельных месторождений полезных ископаемых, показана рамочная классификация ООН.

При необходимости главные категории рамочной классификации ООН на национальном уровне можно разбить на

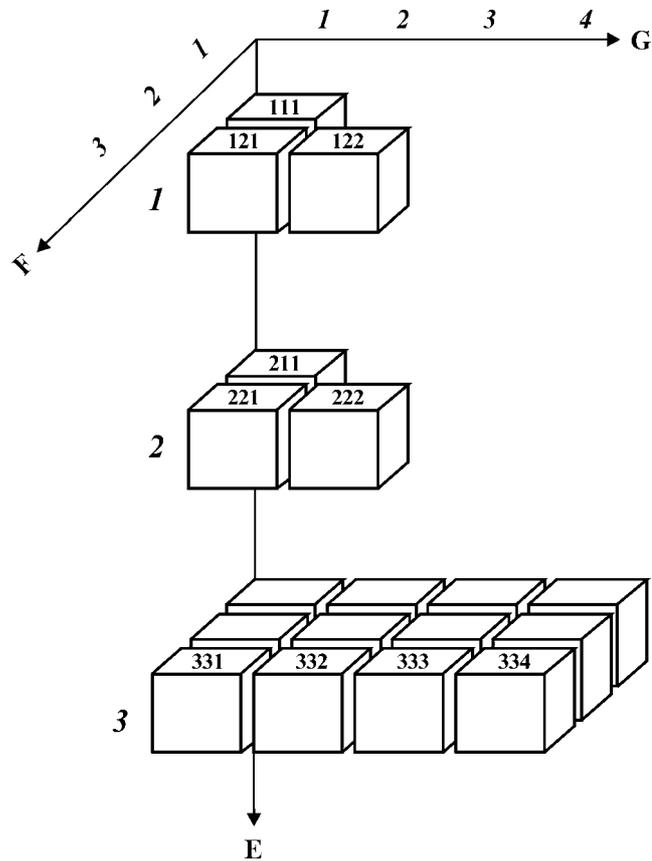


Рис. 8.2. Схема трехмерной «развертки» кодифицированных классов, применяемых на практике:

E – ось экономической эффективности (1 – экономические запасы; 2 – потенциально экономические запасы; 3 – возможно экономические запасы); *F* – ось экономической и технологической изученности (1 – детальная оценка (ТЭО) и /или горный доклад; 2 – предварительная оценка (ТЭД, ТЭР); 3 – начальная оценка на основе геологических параметров); *G* – ось геологической изученности (1 – детальная разведка; 2 – предварительная разведка; 3 – поиски; 4 – рекогносцировка)

подкатегории в целях учета конкретных потребностей, что придает данной системе классификации необходимую гибкость.

На уровне глобального сопоставления данных, к примеру,

Таблица 8.2

Рамочная классификация ООН запасов/ ресурсов месторождений для национального уровня (или нескольких отдельных месторождений)

Месторождение/ Горное предприятие	Детальная оценка (ТЭО и/ или Горный доклад)		Предварительная оценка (ТЭД, ТЭР)		Начальная оценка			
	Экономические	Потенциально экономические	Экономические	Потенциально экономические	Детальная разведка	Предварительная разведка	Поиски	Рекогносцировка
	(111)	(211)	(121) (122)	(221) (222)	(331)	(332)	(333)	(334)
Всего								

— национальная система.
 Код: (123) Дата: _____

Таблица 8.3

Рамочная классификация ООН запасов/ ресурсов месторождений в сжатом виде. Твердые горючие ископаемые и минеральное сырье

Страны	Детальная (ТЭО и/ или горный доклад) и предварительные (ТЭД, ТЭР) оценки		Начальная оценка	
	Экономические	Потенциально экономические	Детальная и предварительная разведки	Поиски и рекогносцировка
	(111) (121) (122)	(211) (221) (222)	(331) (332)	(333) (334)
Всего				

— международная система.
 Код: (123) Дата: _____

исследований, проводимых Международным энергетическим агентством и Всемирным энергетическим советом, рамочную классификацию ООН можно представить в укороченном виде с выделением четырех классов запасов/ ресурсов, как показано в табл. 8.3 — для сопоставления данных.

8.4. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Геологическое изучение подразделяется на четыре последовательных этапа геологической оценки, которые ранжированы в порядке углубления детальности:

рекогносцировка, поиски, предварительная разведка и детальная разведка. На основе этих этапов удобно образовать четыре категории, отражающие возрастающую степень геологической достоверности.

Оценка технико-экономической обоснованности разработки включает три последовательных этапа, ранжированных по возрастанию детальности: **начальную оценку** на основе геологических параметров (геологический отчет с подсчетом запасов), **предварительную оценку** (ТЭД, ТЭР) и **детальную оценку** (ТЭО и/или горный доклад). Согласно этим трем этапам удобно сформировать три категории, отражающие степень достоверности экономической эффективности. Горный доклад и детальная оценка характеризуются наивысшей степенью достоверности и представляют собой одну категорию; предварительная оценка, которая, как правило, выполняется перед детальной оценкой, содержит заключение об экономической эффективности с более низкой степенью достоверности; при начальной оценке на основе геологических параметров (геологические отчеты с подсчетом запасов) не ставится задача вынесения достоверного заключения об экономической эффективности.

Экономическая эффективность, соответствующая данным о запасах/ресурсах, полученным в результате проведения оценки технико-экономической обоснованности разработки, изображается в виде третьей оси с использованием отдельных блоков в матрице или отдельной колонки в таблице рамочной классификации ООН. Экономическая эффективность подразделяется на две категории: **экономические** и **потенциально экономические**. Они используются лишь в горном докладе, при детальной и предварительной оценках. При необходимости каждая из этих категорий может быть разбита далее на национальном уровне на две подкатегории, а именно: нормально экономические и ограниченно экономические (для «экономических»), и предельные и запредельные для «потенциально экономических».

В отличие от горного доклада/ детальной оценки и предварительной оценки на этапе начальной оценки на основе геологических параметров осуществляется не расчет экономической эффективности, а дается ее приближительная оценка

путем принятия предельно допустимых значений и/или путем сопоставления с технико-экономическими показателями предприятий на аналогичных месторождениях. Таким образом, данные о ресурсах включаются в диапазон от экономических до потенциально экономических и поэтому представляют возможный экономический интерес. По той же причине, как правило, на стадии начальной оценки на основе геологических параметров в геологическом отчете с подсчетом запасов приводятся лишь данные о ресурсах в недрах (*in situ*), в то время как на этапах горного доклада/детальной оценки и предварительной оценки, помимо этого, приводятся количественные данные о «добываемых» (извлекаемых) запасах/ресурсах. Во всех случаях следует четко указывать, относятся ли приведенные количественные данные о запасах/ресурсах к категории «в недрах» или «добываемые» (извлекаемые).

8.5. ТЕРМИНОЛОГИЯ, ОТНОСЯЩАЯСЯ К ЗАПАСАМ И РЕСУРСАМ

Термины «запасы» и «ресурсы» имеют самое разное значение в различных национальных системах классификации в разных странах мира, при этом большинство из них используются в течение длительного времени. В связи с этим, чтобы обеспечить возможность использования этих терминов для международного общения на основе рамочной классификации ООН, потребуется частично изменить их определения. Эту задачу можно выполнить лишь при условии полной поддержки со стороны заинтересованных стран.

В некоторых странах используется лишь один термин или не используется ни один из этих терминов; в других странах «запасы» представляют собой часть «ресурсов», являясь при этом «экономической» частью или более геологически достоверной частью; в третьих странах «запасы» не включаются в «ресурсы», а являются дополнением к «ресурсам». Было принято решение включить определения СМГИ для запасов и ресурсов в вариант рамочной классификации ООН на английском языке в качестве базы для дальнейшего обсуждения по вопросу об использовании этих определений на языках различных стран.

Причина, по которой предпочтение отдано определениям

Таблица 8.4

**Рамочная классификация ООН запасов/ ресурсов месторождений.
Твердые горючие ископаемые и минеральное сырье.
Предлагаемая терминология ООН по запасам/ ресурсам**

Основа международной классификации ООН	Детальная разведка	Предварительная разведка	Поиски	Рекогносцировка
↓	→			
	→			
↓	↓			
Детальная оценка (ТЭО и/ или горный доклад)		1. Достоверные экономические минеральные запасы (111) 2. Детально оцененные минеральные ресурсы (211)	Обычно не делается	
Предварительная оценка (ТЭД, ТЭР)		1. Вероятные экономические минеральные запасы (121) (122) 2. Предварительно-оцененные минеральные ресурсы (221) (222)		
Начальная оценка		1 – 2 Измеренные минеральные ресурсы (331)	1 – 2 Исчисленные минеральные ресурсы (332)	1 – 2 Предполагаемые минеральные ресурсы (333)
				? Прогнозные ресурсы (334)
Код: (123)		Дата: _____		

СМГИ, заключается в том, что за последние несколько лет СМГИ добился значительного успеха в разработке точных определений терминов «запасы» и «ресурсы», которые используются его членами и, следовательно, инвесторами, акционерами и банкирами в ряде англоговорящих стран, осуществляющих горнодобывающую деятельность.

Общие минеральные ресурсы определяются как естественно проявляющиеся скопления минеральных ископаемых, представляющие экономический интерес и характеризующиеся геологической определенностью. *Минеральные запасы* — это часть общих минеральных ресурсов, извлечение

которых экономически эффективно в соответствии с результатами оценки технико-экономической обоснованности разработки. *Остаточные минеральные ресурсы* представляют собой остальные общие минеральные ресурсы, которые не входят в категорию «минеральные запасы» (см. рис. 8.2). На различных этапах оценки минеральные запасы и остаточные минеральные ресурсы подразделяются в общей сложности на восемь различных классов, показанных в табл. 8.4.

За пределами классификации запасов/ресурсов, не являясь частью запасов/ресурсов, находятся так называемые *проявления*, представляющие собой либо *минеральное проявление*, т.е. признак минерализации без конкретной геологической определенности, либо *неэкономическое проявление*, т.е. скопление минералов, не представляющее экономического интереса. Определение обоих этих терминов дается с тем, чтобы продемонстрировать границы рамочной классификации ООН и в то же время уточнить различные значения, в которых термин «проявление» употреблялся до сих пор.

8.6. КОДИФИКАЦИЯ

Интеграция существующих систем классификации в рамочную классификацию ООН и их сопоставление будут дополнительно упрощены путем использования кодификации, выполняющей роль интерфейса. Дополнительное преимущество кодификации заключается в том, что она позволяет кратко и однозначно идентифицировать категории запасов/ресурсов, что облегчает машинную обработку данных и обмен информацией. Используемые системы кодификации подробно обсуждались на проходившем в Ганновере рабочем совещании; в итоге было принято решение о том, что наиболее целесообразным будет использование в рамочной классификации ООН цифровой кодификации.

На рис. 8.1 показан принцип, лежащий в основе предлагаемой кодификации рамочной классификации ООН; категоризация осуществляется по трем осям, представленным гранями куба, т.е. оси *E* (экономической эффективности) для оценки рентабельности промышленного освоения, оси *F* (экономической и технологической изученности) для оценки технико-экономической обоснованности разработки и оси *G* (геологической изученности) для начальной оценки на основе геологических параметров. Цифровые разряды располагаются

в порядке *EFG*, во-первых, потому что алфавитный порядок легче запоминается а, во-вторых, поскольку первая цифра относится к оценке рентабельности, которая представляет собой ключевой интерес для горнодобывающих компаний и инвесторов.

Для обозначения различных классов используются цифровые знаки; наименьшая цифра, согласно традиционному восприятию «первый – самый лучший», означает наивысшую степень экономической эффективности по оси *E*, а также наивысшую степень определенности по осям *F* и *G*. На рис. 8.2 изображена трехмерная «развертка» рис. 8.1, на которой представлены кодифицированные классы, применяемые на практике. Класс, закодированный 111 и выделенный черным цветом на рис. 8.1 и 8.2, представляет наибольший интерес для инвестора: этот класс характеризует полезные ископаемые, которые могут быть извлечены с экономической

Таблица 8.5
Кодификация классов

Ось экономической эффективности	Ось экономической и технологической изученности	Ось геологической изученности	Код
Экономические	Детальная оценка (ТЭО и/или Горный доклад)	Детальная разведка	111
Экономические	Предварительная оценка (ТЭД, ТЭР)	Детальная разведка	121
Экономические	Предварительная оценка (ТЭД, ТЭР)	Предварительная разведка	122
Потенциально экономические	Детальная оценка (ТЭО и/или Горный доклад)	Детальная разведка	211
Потенциально экономические	Предварительная оценка (ТЭД, ТЭР)	Детальная разведка	221
Потенциально экономические	Предварительная оценка (ТЭД, ТЭР)	Предварительная разведка	222
Возможно экономические ¹	Начальная оценка на основе геологических параметров	Детальная разведка	331
Возможно экономические ¹	Начальная оценка на основе геологических параметров	Предварительная разведка	332
Возможно экономические ¹	Начальная оценка на основе геологических параметров	Поиски	333
Неопределенная экономичность	Начальная оценка на основе геологических параметров	Рекогносцировка	334

¹ От экономических до потенциально экономических.

Таблица 8.6

Пример сопоставления систем классификации ООН и СМГИ

КОД	Категории СМГИ	Предложения ООН
111	Достоверные минеральные запасы	Достоверные экономические минеральные запасы
121 и 122	Вероятные минеральные запасы	Вероятные экономические минеральные запасы
211	Измеренные минеральные ресурсы	Детально оцененные минеральные ресурсы
221 и 222	Исчисленные минеральные ресурсы	Предварительно оцененные минеральные ресурсы
331	Измеренные минеральные ресурсы	Измеренные минеральные ресурсы
332	Исчисленные минеральные ресурсы	Исчисленные минеральные ресурсы
333	Предполагаемые минеральные ресурсы	Предполагаемые минеральные ресурсы
334	Не имеется	Прогнозные минеральные ресурсы

эффективностью (цифра 1 в первом разряде), которые подтверждены детальной экономической и технологической изученностью или в ходе фактической добычи (цифра 1 во втором разряде) и которые детально разведаны (цифра 1 в третьем разряде).

Для каждого кодифицированного класса характерно опре-

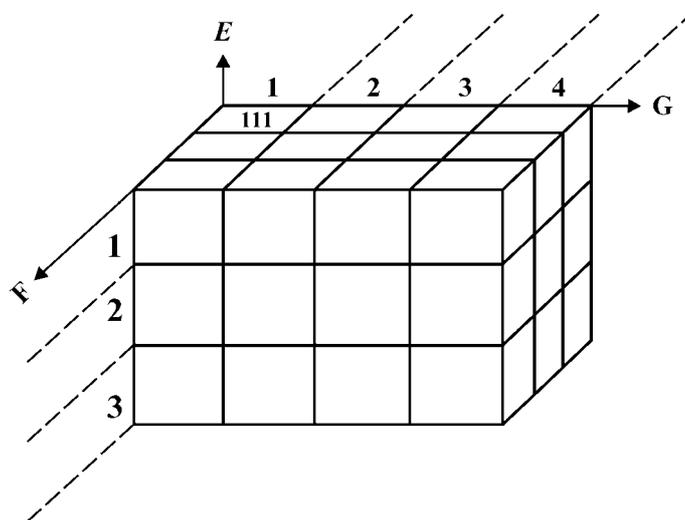


Рис. 8.3. Схематическая иллюстрация рамочной классификации ООН

деленное сочетание этапов оценки и степени экономической эффективности (табл. 8.5). Эта таблица дает возможность кодифицировать любой тип запасов и ресурсов, а также осуществить перенос любого класса из одной системы в другую.

В табл. 8.6. показан пример преобразования предлагаемых ООН терминов по запасам/ресурсам в термины СМГИ посредством цифровых кодов. Этот пример также позволяет установить 8 классов запасов и ресурсов, применяемых на практике.

На национальном уровне, при необходимости, для обозначения подклассов можно использовать буквенные символы, к примеру *n* — для нормально экономических, *e* — для ограниченно экономических, *m* — для предельно экономических, *a* *s* — для запредельно экономических.

На рис 8.3 приведена схематическая иллюстрация рамочной классификации ООН.

8.7. КОМПЕТЕНТНЫЙ СПЕЦИАЛИСТ

Исследования, связанные с рамочной классификацией ООН, должны выполняться **компетентным специалистом**. Под компетентным специалистом понимается тот, кто имеет специальное образование и квалификацию, соответствующий опыт в оценке запасов/ресурсов данного типа месторождения. Требования к квалификации и опыту могут изменяться от страны к стране, например, в некоторых странах может быть необходимой лицензия.

9

ВЕРСИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ НА ОСНОВЕ РАМОЧНОЙ ООН

В связи с проведением дискуссии по проекту новой классификации предлагаем к рассмотрению свою версию категоризации запасов по трем осям обсуждаемой рамочной классификации (табл. 9.1, 9.2, 9.3). (Предложения по оси *E* подготовлены совместно с Э.М. Халимовым и Л.И. Бережной, а по оси *F* — совместно с Э.М. Халимовым, А.Ю. Коршуновым и И.С. Гутманом.)

Полагаем, что в рамках версии нет необходимости подробно описывать обоснования предложений по всем трем осям. Посвященному читателю уже при беглом ознакомлении с табл. 9.1 и 9.3, в которых рассматриваются привычные для специалистов этапы работы над классификацией, будет ясно существо предложений авторов по категоризации запасов по геологической изученности и оценке экономической эффективности. Остановимся лишь на некотором пояснении терминов, касающихся непривычной для категоризации запасов/ресурсов оси *F*, на которой запасы дифференцируются по возможности (осуществимости) их разработки, по технико-технологическим условиям извлечения нефти.

Характеристика запасов на этой оси в новых условиях приобретает особое значение. До сих пор пользователями классификации были геологи и горные инженеры, знакомые с технологией и техникой производства работ по добыче нефти и газа. Сейчас пользователями классификации являются не только специалисты, но и инвесторы, и банкиры, и акционеры, и работники, связанные с планированием добычи нефти и газа. Для них важно знать, какие технологии, технические средства и реальные возможности существуют, чтобы перейти от запасов в недрах к расчетным прибылям и доходам.

Таблица 9.1
Ось экономической эффективности

Категории экономической эффективности	Индекс	Определение		Количественная оценка
Экономические запасы	E ₁	E ₁ ¹	Запасы, отличающиеся благоприятными физико-химическим и другими характеристиками, обеспечивающими высокий уровень рентабельности их разработки	При детальной оценке ЧДД > 0 ВНР > 20 %
		E ₁ ²	Запасы, добыча которых обеспечивает приемлемый уровень превышения доходов над расходами	При детальной оценке ЧДД > 0 13 % < ВНР < 20 %
		E ₁ ³	Запасы, добыча которых обеспечивает минимально допустимый уровень доходности инвестиций	При детальной оценке ЧДД > 0 10 % < ВНР < 12 %
Потенциально экономические запасы	E ₂	Запасы, добыча которых находится на границе экономической целесообразности при существующих на момент оценки технологических, экономических, экологических и других условиях. Их освоение становится возможным при улучшении экономических условий		При детальной оценке ЧДД < 0 ВНР < 10 %
Неэкономические запасы	E ₃	Запасы, добыча которых экономически не целесообразна при существующих на момент оценки технологических, экономических, экологических и других условиях. Для их перевода в категорию экономических требуются значительные (кардинальные) изменения технологических, экономических, экологических и других условий		При детальной оценке ЧДД < 0 ВНР → 0 %

Продолжение т абл. 9.1

Категории экономической эффективности	Индекс	Определение	Количественная оценка
Экономические ресурсы	E_4	Ресурсы, представляющие экономический интерес в современных технологических, экономических, экологических и других условиях	По предварительной оценке ЧДД < 0 ВНР > 10 %
Возможно экономические ресурсы	E_5	Ресурсы, возможно представляющие экономический интерес. Низкая степень разведанности не позволяет дать более определенную характеристику	По предварительной оценке ЧДД < 0 ВНР < 10 %
Неэкономические ресурсы	E_6	Ресурсы, которые не могут стать экономическими в обозримом будущем	По предварительной оценке ЧДД < 0 ВНР \rightarrow 0 %

Примечание. ЧДД – чистый дисконтированный доход; ВНР – внутренняя норма рентабельности.

Таблица 9.2

Категоризация извлекаемых запасов и ресурсов нефти и газа по выполнимости (осуществимости) и технологии разработки

Категории запасов и ресурсов	Индекс	Характеристика запасов/ ресурсов и технологий разработки		
ЗАПАСЫ Разбуренные эксплуатационными скважинами	F ₁	Разрабатываемые	Дренируемые F ₁ ¹	ИЗ нефти и газа, дренируемые скважинами при реализованных технологиях разработки
		Неразрабатываемые по разным причинам	Простаивающие F ₁ ²	Ожидается извлечь из вскрытых, но не работающих на дату подсчета интервалов, при естественных режимах и методах ДЕПЭ (без МУН)
			За счет ремонтов скважин F ₁ ³	Ожидается извлечь из перфорированных интервалов пластов за счет ГРП, ОПЗ, ремонтов скважин при естественных режимах и методах ДЕПЭ
			В затрубном пространстве F ₁ ⁴	Ожидается извлечь из зон за обсадной колонной в существующих скважинах при естественных режимах и методах ДЕПЭ
			За счет МУН F ₁ ⁵	Ожидается добыть за счет подтвержденных МУН
Неразбуренные эксплуатационными скважинами	F ₂	Неразрабатываемые	За счет бурения по проектной сетке скважин F ₃ ¹	Ожидается добыть из проектных сеток скважин при естественных режимах и методах ДЕПЭ
			За счет уплотнения сетки скважин F ₃ ²	Ожидается добыть за счет уплотнения сетки скважин при естественных режимах и методах ДЕПЭ
			За счет МУН F ₃ ³	Ожидается добыть за счет МУН
РЕСУРСЫ Извлекаемая часть перспективных и прогнозных ресурсов	F ₃	Извлекаемая часть ресурсов нефти и газа, которая, вероятно, может быть добыта при их освоении эффективными для прогнозируемых геолого-физических условий технологиями		

Примечание. ИЗ — извлекаемые запасы; ДЕПЭ — технологии и методы, дополняющие естественную пластовую энергию; МУН — методы увеличения нефтеотдачи.

Таблица 9.3

Категоризация геологических запасов и ресурсов нефти и газа по степени изученности

Категории запасов и ресурсов	Индекс	Характеристика запасов и ресурсов по степени изученности
Запасы Хорошо изученные	G1	Запасы, полно изученные комплексом геолого-геофизических исследований, включая разведочные скважины. Промышленные притоки нефти и газа установлены длительным испытанием и/или эксплуатацией скважин
Изученные	G2	Запасы, изученные комплексом геолого-геофизических исследований, включая бурение поисковых и разведочных скважин. Промышленная продуктивность доказана опробованием и (или) кратковременной эксплуатацией отдельных скважин
Предварительно-оцененные	G3	Запасы, изученные комплексом геолого-геофизических методов, включая бурение поисковых и отдельных разведочных скважин. Характер насыщения продуктивных пластов установлен по данным ГИС
Ресурсы Предполагаемые	G4	Ресурсы, предполагаемые в регионально-нефтегазонасной толще, подготовленные детальными геолого-геофизическими исследованиями
Перспективные	G5	Ресурсы, перспективные в регионально-нефтегазонасной толще, выявленные геолого-геофизическими исследованиями
Прогнозные	G6	Ресурсы, прогнозные в регионально-нефтегазонасных толщах и комплексах, оцениваемые по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ НА ОСИ F

1. Извлекаемые запасы (нефти, газа, конденсата) – часть геологических запасов, которая может быть извлечена при применении эффективных в данных геолого-физических условиях технологий и технических средств, при условии превышения доходов над затратами за весь период разработки и соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

Извлекаемые запасы подсчитываются на определенную дату на основании современных технологий обработки подсчетных параметров и компьютерных программ с учетом проектных или реализуемых режимов и технологий разработки, подтвержденных методов увеличения нефтеотдачи. Извлекаемая часть перспективных и прогнозных ресурсов подсчитывается вероятностными методами в предположении их возможного освоения методами и технологиями, эффективными для прогнозируемых геолого-физических условий.

2. К естественным режимам разработки относятся режимы, использующие: упругую энергию, энергию растворенного газа, энергию законтурных вод, газовой шапки, гравитационных сил.

3. К методам, дополняющим естественную пластовую энергию (ДЕПЭ), относятся методы, дополняющие природные режимы залежей и механизмы первичной добычи: поддержание пластового давления, заводнение, циклическое воздействие.

4. К методам увеличения нефтеотдачи (МУН) относятся методы, изменяющие природные силы в залежи с целью увеличения конечной нефтеотдачи. Они включают:

физико-химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное заводнение, мицеллярное заводнение и т.п.);

газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);

тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);

микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

К МУН относятся также **улучшенные МУН**, представляющие комбинирование перечисленных методов, а также пер-

спективных технических средств увеличения нефтеотдачи, такие как горизонтальные скважины, зарезка боковых стволов, уплотнение сетки скважин.

5. К разрабатываемым относятся запасы, которые предполагается извлечь посредством существующих скважин и имеющегося оборудования на естественных режимах и при применении методов ДЕПЭ.

6. К разбуренным, не разрабатываемым относятся не дренируемые на дату подсчета по разным причинам запасы, которые предполагается извлечь на естественных режимах и при применении ДЕПЭ.

6.1. К простаивающим запасам относятся запасы перфорированных пластов:

в закрытых скважинах;

в скважинах, законсервированных в связи с неблагоприятной рыночной ситуацией;

в скважинах, которые невозможно эксплуатировать по техническим причинам (требующих текущего ремонта).

6.2. К запасам «за счет ремонта скважин» относятся запасы, которые ожидается извлечь за счет ГРП, ОПЗ и ремонта (капитального) скважин.

6.3. К запасам за обсадной колонной относятся запасы, которые ожидается извлечь из зон за обсадной колонной в существующих скважинах и требующие дополнительных работ по вскрытию пласта.

7. ОПЗ – методы обработки призабойных зон.

8. ГРП – гидравлический разрыв пласта.

9. К запасам за счет МУН относятся запасы, которые могут быть добыты за счет применения МУН, подтвержденных успешными результатами разработки опытного участка или выполнения принятой программы. Запасы, извлекаемые за счет МУН, считаются вовлеченными в разработку после начала применения МУН.

10. К неразбуренным эксплуатационными скважинами запасам относятся извлекаемые запасы на площади, на которой еще не пробурены эксплуатационные скважины.

10.1. К запасам за счет проектной сетки скважин относятся запасы, которые предполагается добыть из скважин, пробуренных по проектной сетке при естественных режимах и методах ДЕПЭ.

10.2. К запасам за счет уплотнения сетки скважин относятся запасы, которые предполагается добыть за счет уплотнения сетки скважин при естественных режимах и методах ДЕПЭ.

10.3. К запасам за счет МУН относятся запасы, которые могут быть добыты за счет МУН, рассчитанные по результатам успешного их применения в аналогичных геолого-физических условиях.

11. К извлекаемой части перспективных и прогнозных ресурсов относятся ресурсы УВ, которые предполагается извлечь из недр. Эти объемы УВ рассчитывают вероятностными методами оценки по геологическим и инженерным данным и на основании геологических аналогий. При этом выявляется область значений оценки объема извлекаемых запасов и соответствующие им вероятности.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Основой настоящей книги является кандидатская диссертация, представленная к защите в конце 2002 г. на Ученый совет Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (г. Санкт-Петербург). Мысль подготовить книгу на основе кандидатской диссертации возникла после ознакомления с поступившими письменными отзывами на автореферат и детального анализа выступлений авторитетных и известных ученых в дискуссии во время защиты. В отзывах и выступлениях наряду с признанием актуальности темы и объективной оценкой сильных и слабых положений рукописи содержались ценные советы по дальнейшим исследованиям и доработке рукописи. Председатель Ученого совета, директор ВНИГРИ профессор М.Д. Белонин и директор ВНИГНИ доктор геолого-минералогических наук К.А. Клещев рекомендовали опубликовать работу, а профессор Г.А. Габриэлянц просил направить полный текст диссертации для использования в работе возглавляемой им научной группы Министерства природных ресурсов, занятой подготовкой проекта Новой отечественной классификации запасов нефти.

Академик РАН А.Э. Конторович в своем положительном отзыве отметил: «Работа содержит описание и анализ классификаций запасов нефти и газа, которые использовались в СССР и теперь в России, показывает пути их эволюции, отмечает трудности, возникающие на современном этапе при их применении, дает рекомендации по совершенствованию классификации. Это огромный круг вопросов крайне сложных и не допускающих однозначных ответов, требующих углубленного анализа литературы и опыта применения действовавших ранее этих классификаций. Автор решился выполнить такой анализ и при этом проявил эрудицию и глубокое понимание проблемы. Вместе с тем он проявил определенное мужество. В подобном спорном вопросе единого мнения быть не может и автор неизбежно своей работой, как бы хороша она ни была, вызывает огонь на себя. В принципиальном плане я считаю выполненный К.Э. Халимовым анализ глубо-

ким и правильным. Вместе с тем со многими его конкретными заключениями и выводами я согласиться не могу. Не считаю нужным вступать в эту дискуссию в настоящем отзыве. Это отзыв на квалификационную работу и его цель – дать оценку диссертации, как квалификационной работе».

Было бы самонадеянно думать, что проявленный интерес к кандидатской диссертации объясняется ее особыми достоинствами. По-видимому, внимание к работе обусловлено выбором нетрадиционной темы диссертации, представленной на соискание ученой степени в области геолого-минералогических наук, а также тем, что время защиты совпало с периодом подготовки новой отечественной классификации. Не обольщаясь относительно принципиальной новизны и оригинальности работы, необходимо обратить внимание на общее мнение, прозвучавшее в отзывах относительно актуальности дискуссии по затронутому вопросу. Это и подвигнуло автора на подготовку рукописи к печати.

Подготовить рукопись к публикации означало: попытаться, возможно, полнее учесть полезные советы и замечания, уточнить в тексте диссертации разделы, требующие доработки. Кроме того, очевидно, нужно было попытаться ответить на те дискуссионные вопросы, которые прозвучали в отзывах официальных оппонентов – профессора А.Н. Золотова и доктора геолого-минералогических наук Г.П. Сверчкова, участников дискуссии: академика РАН И.С. Грамберга, доктора физико-математических наук И.А. Волкова, профессора В.В. Самсонова, кандидата геолого-минералогических наук О.М. Прищепы, доктора геолого-минералогических наук Ю.В. Подольского, доктора экономических наук проф. В.И. Назарова, доктора геолого-минералогических наук Н.Н. Верзилина.

Автор считал чрезвычайно важным учесть также мнение представителей государственных структур: А.М. Хитрова (Министерство природных ресурсов РФ), В.Л. Зубайраева (Министерство энергетики РФ), а также – нефтяных компаний: Р.Н. Мухаметзянова (первого вице-президента АО «НГК «Славнефть»), М.П.Гудырина (ОАО «НК «Роснефть»), профессора И.С. Джафарова (старшего вице-президента ОАО «Сибур»), профессора М.М. Хасанова (ЮКОС ЭП), доктора геолого-минералогических наук А.Я. Фурсова (АО «ВНИИ-нефть»).

В настоящей книге (в отличие от кандидатской диссертации) переработаны разделы, посвященные выводам и анализу эволюции отечественной классификации, на принципах

ально новой основе разработаны предложения к Проекту новой классификации. Новым существенным дополнением по объему и содержанию является раздел по независимому аудиту запасов. Рукопись подверглась значительной редакционной правке.

Автор надеется на то, что настоящая книга будет некоторым вкладом в дискуссию по актуальному вопросу нефтегазового производства, итогом которой будет принятие новой классификации запасов нефти, способствующей успешному развитию отечественной сырьевой базы нефте- и газодобычи.

Автор благодарит за помощь в издании книги доктора геолого-минералогических наук, профессора Е.Б. Груниса. При подготовке рукописи к печати автор пользовался консультациями и помощью профессора В.Н. Макаревича, Н.В. Колесниковой, И.В. Борисовой, В.М. Макушиной, Г.В. Захаровой, К.В. Камбаловой, М.Н. Морозовой, Э.Т. Зианшиной. Автор выражает им искреннюю признательность.

Автор

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Азамат ов В.И.* и др. Опыт определения стоимости запасов нефти российской компании / Минеральные ресурсы России. — 1996. — С. 26–32.
2. *Аминов Л.З., Белонин М.Д., Богацкий В.И.* и др. Методология и практика геолого-экономической оценки краевых систем древних платформ (на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции). — С.-Петербург.: ВНИГРИ, 2000. — 311 с.
3. *Анализ структуры запасов нефти при планировании ее добычи.* — М.: ВНИИ, 1985. — Вып. 90.
4. *Арешев Е.Г.* Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии. Автореферат. — М.: Нефть и газ, 2001.
5. *Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л.* и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. — М.: Нефть и газ, 1997.
6. *Аудит : вопросы и ответы.* — М.: Аудитор, 1997.
7. *Белонин М.Д., Буялов Н.И., Захаров Е.В.* и др. Методы оценки перспектив нефтегазоносности. — М.: Недра, 1979. — 332 с.
8. *Болдырев А.* О классификациях запасов полезного ископаемого в месторождениях / Горный журнал. — 1926. — № 4.
9. *Борисов А.В., Чан Ван Хой.* О форме нефтяного резервуара в фундаменте месторождения Белый Тигр // Научная конференция по случаю 20-летия СП «Вьетсовпетро». — 2000.
10. *Временные правила аудиторской деятельности в Российской Федерации.* Утверждены Указом Президента РФ «Об аудиторской деятельности в РФ» (№ 2263 от 22.12.1993 г.).
11. *Габриэлянц Г.А.* Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений: Учебник для техникумов. — М.: Недра, 2000. — 587 с.
12. *Геологический словарь.* Т. 1 (А-Л). — М.: Недра, 1955.
13. *Геологический словарь.* Т. 1 (А-М). — М.: Недра, 1978.
14. *Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России /* Под ред. В.Е. Гавуры (2 тома). — М.: ВНИИОЭНГ, 1996.
15. *Горлин Ю., Кочетков А., Лившиц В.* Действительно, здесь вам не там. — М.: Нефть и капитал, 1995. — № 12. — С. 22–23.
16. *Губкин И.М.* Учение о нефти: 3-е изд. — М.: Недра, 1975.
17. *Гут цайт Е.М., Островский О.М., Ремизов Н.А.* Отечественные правила (стандарты) аудита и их использование. — М.: ФБК-Пресс, 1998.
18. *Донг Ч.Л., Белянин Г.Н., Тай Ч.К.* и др. Предварительная оценка состояния выработки запасов нефти фундамента месторождения Белый Тигр. СП «Вьетсовпетро», 2001.
19. *Жданов М.А.* Нефтегазопромысловая геология. — М.: Гостоптехиздат, 1962. — 536 с.
20. *Золова Г.М.* Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС. — М.: Недра, 1995. — 212 с.
21. *Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И.* Нефтегазопромысловая геология. — М.: Недра, 2000.
22. *Иванникова Л.С., Мандрыкин И.П.* Методика анализа подтверждаемости запасов нефти и газа низких категорий при переводе их в высшие // Геология нефти и газа. — 1972. — № 72.
23. *Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов.* — М.: Недра, 1972.

24. *Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.* — М., 1983.
25. *Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов.* — М.: ГКЗ СССР, 1984.
26. *Калинин Н.А. и др. Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа // Труды ВНИИзарубежгеология. Вып. 40. Т. 1.* — Л.: Недра, 1983.
27. *Классификация запасов месторождений нефти и горючих газов.* — М.: Недра, 1972.
28. *Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов // ГКЗ СССР.* — М.: Недра, 1983.
29. *Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов ГКЗ СССР.* — М.: Недра, 1984.
30. *Классификация ресурсов и запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов / В.А. Двуреченский, Н.Н. Лисовский, В.С. Ульянов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.* — 1994. — № 1. — С. 2—6.
31. *Конт орович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири.* — М.: Недра, 1975.
32. *Конт орович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. Прогноз месторождений нефти и газа.* — М.: Недра, 1981.
33. *Кошляк В.А., Куи Х.В. Распределение коллекторов месторождения Белый Тигр и оценка их фильтрационно-емкостных свойств // Нефтяное хозяйство.* — 1996. — № 3.
34. *Крылов Н.А. О возможности использования показателя кратности запасов нефти при планировании добычи и геолого-разведочных работ // Геология нефти и газа.* — 1984. — № 12.
35. *Крылов Н.А., Батурин Ю.Н., Рыжик В.М. Прогнозирование крупности запасов месторождений нефти и газа неразведанных ресурсов // М.: II Всесоюзная конференция «Системный подход в геологии». — 1986.*
36. *Кувшикин Ю., Власенко В., Азаматов В. Можно и нужно разговаривать на одном языке // Нефть России.* — 1996. — № 7 (21). — С. 20—23.
37. *Лещенко В.Е. Сравнительная оценка российской и американской классификации запасов нефти / Геология и разработка нефтяных месторождений.* — 1996. — № 3.
38. *Лисичкин С.М. Очерки развития нефтедобывающей промышленности СССР.* — М.: Академия наук СССР, 1958. — 428 с.
39. *Лисичкин С.М. Энергетические ресурсы мира.* — М.: Недра, 1977. — 328 с.
40. *Лисовский Н.Н., Новиков А.А., Халимов Э.М., Ягодин В.В. Доразведка разрабатываемых месторождений — важный резерв пополнения сырьевой базы нефтедобычи // Геология нефти и газа.* — 1988. — № 11.
41. *Маккели В.И. «Запасы» и «Ресурсы» — содержание терминов // В кн.: Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа.* — М.: Недра, 1978.
42. *Международные нормативы аудита. Сборник с комментариями / Составитель М.М. Рапопорт // М.: Фирма «Аудит-трейдинг», 1992, вып. 6.*
43. *Международные положения аудита. Сборник с комментариями / Составитель М.М. Рапопорт // М.: Фирма «Аудит-трейдинг», 1992, вып. 7.*
44. *Методические указания по оценке эффективности инвестиционных проектов по отбору для финансирования. Госстроем России, Минэкономики РФ, Минфин РФ, Госкомпромом РФ, № 7-12/47 от 31 марта 1994.*
45. *Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа / Под ред. Дж.Д. Хона (перевод с англ. Е.В. Кучерука и М.С. Моделевского).* — М.: Недра, 1978.
46. *Мирчинк М.Ф. Нефтепромысловая геология.* — М.-Л.: Гостоптехиздат, 1946. — 699 с.

47. *Мирчинк М.Ф., Максимов М.И.* Нефтепромысловая геология. — М.-Л.: Гостоптехиздат, 1952. — 331 с.
48. *Моделевский М.С.* Структура ресурсов нефти и газа // В кн.: Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения. — М.: Недра, 1983.
49. *Моделевский М.С.* Пути совершенствования классификации ресурсов нефти и газа // Тр. ИГиГ СО АН СССР. — Новосибирск: Наука, 1981. — Вып. 512. — С. 132–139.
50. *Моделевский М.С., Поминов В.Ф.* Классификации запасов нефти и газа, действующие в СССР и за рубежом // Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. Т. 1. — Л.: Недра, 1974. — С. 48–59.
51. *Моделевский М.С., Гуревич Г.С., Харт уков Е.М.* и др. Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения. — М.: Недра, 1983.
52. *Назаров В.И.* Экономические проблемы освоения ресурсов нефти и газа. — М.: Наука, 1982. — 166 с.
53. *Научные основы долгосрочного прогнозирования динамики разведки и добычи нефти и газа в зарубежных странах* // В кн.: Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. — Л.: Недра, 1983.
54. *Немченко Н.Н., Зыкин М.Я., Пороскун В.И., Гутман И.С.* Проблемы оценки промышленных запасов нефти и газа в России // Геология нефти и газа. — 1998. — № 4. — С. 4–9.
55. *Нестеров И.И.* Проект классификации ресурсов углеводородного сырья по флюидодинамическим и экономическим параметрам // Геология и геофизика. — 1998. — Т. 39. — № 7. — С. 1008–1012.
56. *Нефть СССР (1917–1987 гг.)* / Под ред. В.А. Динкова. — М.: Недра, 1987. — 384 с.
57. *Общий аудит: законодательная и нормативная база, методика и приемы осуществления* // М.: ДИС, 1997. — 544 с.
58. *Ованесов Г.П., Фейгин М.В.* К вопросу подтверждаемости запасов нефти категорий C_1 и C_2 // Геология нефти и газа. — 1975. — № 8.
59. *Поминов В.Ф.* Классификация и оценка запасов нефти и газа в зарубежных странах (Обзор зарубежной литературы). — М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.
60. *Ресурсы нефти и газа и эффективное их освоение* / Отв. ред.: Э.М. Халимов, В.И. Азаматов, Ю.Н. Батуринов. — М.: ИГиРГИ, 1990. — 186 с.
61. *Салманов Ф.К., Золотов А.Н.* Топливо-энергетический комплекс России в период реформ (итоги и прогнозы) // Геология нефти и газа. — 1996. — № 1.
62. *Сафин Д., Азаматов В., Власенко В.* Оценка идентичны, продукция штучная // Нефть России. — 1999. — № 4. — С. 42–45.
63. *Сверчков Г.П., Назаров В.И.* Классификация запасов и ресурсов нефти и газа (анализ состояния спроса и предложения) // Геология и геофизика. — Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГГМ СО РАН, 2000. — Т. 41.
64. *Скобара В.В.* Аудит: методология и организация. — М.: Дело и Сервис, 1998. — 576 с.
65. *Словарь по геологии нефти* / Под редакцией М.Ф. Мирчинка — Л.: ГНТИ, 1958. — 776 с.
66. *Совершенствование методических основ планирования геологоразведочных работ на нефть и газ.* — М.: ВНИИОЭНГ, 1982.
67. *Стандарт на проведение оценки и аудита информации о запасах нефти и газа* // Общество инженеров-нефтяников США. 1980.
68. *Токарев М.А.* Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. — М.: Недра, 1990.
69. *Фейгин М.В.* Классификация ресурсов нефти и газа по их промышленной значимости // Нефтегаз. геол. и геофиз. — 1978. — № 2.
70. *Фейгин М.В., Петров В.И.* Особенности классификации запасов и ресурсов нефти за рубежом. — М.: ВНИИОЭНГ, 1985.
71. *Халимов К.Э.* О правомерности выделения запасов нефти категории C_2 в фундаменте месторождения Белый Тигр на основе Российской классификации // Актуальные проблемы нефтегазовой геологии. — М.: ИГиРГИ, 2002. — С. 64–72.

72. Халимов К.Э., Мишина И.Е., Морозова М.Н., Шумилова М.Б. Сравнительная оценка освоения нефтяных месторождений проекта «Северные территории» при режиме СРП // Актуальные проблемы нефтегазовой геологии. — М.: ИГиРГИ, 2002. — С. 80–88.
73. Халимов К.Э., Халимов Э.М. К итогам двух раундов первого в России конкурса программ геологического изучения недр. — М.: Нефть, газ и бизнес. — 2001. — № 2. — С. 66–68.
74. Халимов К.Э., Халимов Э.М. Анализ результатов проведения первого российского конкурса по программе изучения недр // Анализ нормативно-правовых баз по недропользованию, действующих в России и Канаде. — М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2001. — С. 161–165.
75. Халимов К.Э., Халимов Э.М. О первой попытке проведения конкурса программ поисково-оценочных работ в России // Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. — М.: ИГиРГИ, 2001. — С. 634–640.
76. Халимов К.Э. Эволюция бассейна Предуральяского краевого прогиба // Актуальные проблемы нефтегазовой геологии. — М.: ИГиРГИ, 2002. — С. 7–16.
77. Халимов К.Э., Чуносков П.И. Влияние «Всемирного потопы» на формирование осадочных толщ и платформенных структур // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2002. — № 4. — С. 40–42.
78. Халимов Э.М. Анализ структуры запасов нефти для планирования ее добычи // Нефтяное хозяйство. — 1979. — № 6.
79. Пока мы говорим на разных языках // Нефть России. — 1995. — № 7–8.
80. Халимов Э.М., Фейгин М.В. К вопросу о классификации нефтяных ресурсов // Нефтегазовая геология и геофизика. — 1979. — № 7.
81. Халимов Э.М., Фейгин М.В. Новый подход к классификации нефтяных ресурсов // Геология нефти и газа. — 1987. — № 9.
82. Халимов Э.М., Фейгин М.В. Принципы классификации и оценки нефтяных ресурсов // Труды Мирового нефтяного конгресса. — Бухарест, 1979.
83. Халимов Э.М. Земельные отношения и оценка природных ресурсов России // Наука и технология углеводородов. — 1999. — № 4. — С. 51–54.
84. Халимов Э.М., Гомзиков В.К., Фурсов А.Я. Управление запасами нефти. — М.: Недр, 1991. — 284 с.
85. Халимов Э.М., Гомзиков В.К., Халимов Р.Э. Геолого-экономическая классификация запасов и ресурсов нефти для перспективного планирования // М.: Нефтяное хозяйство, 1988. — № 3.
86. Халимов Э.М. Предварительно оцененные запасы — основной источник пополнения сырьевой базы добычи нефти в новых условиях хозяйствования // Ресурсы нефти и газа и эффективное их освоение. — М.: ИГиРГИ, 1990. — С. 3–17.
87. Чоловский И.П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. — М.: Недр, 1977. — 208 с.
88. Элланский М.М. Инженерия нефтегазовой залежи. Т. 1. Нефтегазовая залежь и ее изучение по скважинным данным. — М.: Техника. ООО ТУМА ГРУПП, 2001. — 288 с.
89. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие). — М.: ГЕПС, 2001. — 229 с.
90. DeSORCY G.J., WARNE G.A., ASHTON B.R. Definitions and Guidelines for Classification of Oil and Gas Reserves / The Journal Canadian Petroleum Technology. — May 1993. — Vo 32. — № 5.
91. Financial accounting and reporting for oil and gas productions activates / Rule U-10. — Y., 1981. — P. 3.
92. Future Petroleum Provinces of the United States — Their Geology and Potential / Edited by J. Gram. — USA, Oklahoma, 1971. — V. I. — P. 25. — V. II. — P. 986.
93. Martinez A.R., Jon D.C., G.J. De Sorcy and all. Classification and Nomen-

clature systems for Petroleum and Petroleum reserves. Study Group Report // Preprint of the Eleventh World Petroleum Congress. — 1983.

94. *McKelvey V.E.* Concepts of Reserves and Resources // Studies in Geology. Methods of Estimating the volume of Undiscovered Oil and Gas Resources / Edited by John D. Haun. — Published by AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA. — 1975. — № 1.

95. *Organization* and Definitions for the Estimation of Reserves and Productive Capacity of Grude Oil // Technical Report. — Second Edition, APG. — Washington, June 1976. — № 2.

96. *Reserves* of Grude Oil, Natural Gas Liquides, and Natural Gas in the USA and Canada and USA // Productive Capacity as of December 31, 1979. — USA, 1980.

97. *Schanz J.J.* Resource Terminology an Examination of Concepts and Terms and Recommendations for improvement. — Washington, Resources for the Future, Inc., 1975 (перевод И.Ф. Поминова, Всесоюзный центр переводов научно-технической литературы и документации, 1977, № Ц-89989).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ эволюции отечественной классификации запасов нефти со времени создания ее первого документа (1928 г.) до начала 2003 г. позволил обнаружить тесную связь содержания и формата Классификации с основными политическими и экономическими процессами, происходящими в стране. Уже первой классификации, предназначенной для дифференциации запасов по степени изученности и подготовленности к разработке и проведения промышленной разведки, был придан высокий статус официального государственного документа, регламентирующего в стране учет и контроль запасов нефти и определяющего условия их использования. Последующие документы также утверждались правительством, Советом Министров СССР. По мере развития народного хозяйства, укрепления сырьевой базы страны и в соответствии потребностями плановой экономики социалистического государства классификация изменялась и совершенствовалась. Превалирующей тенденцией ее изменения явилось постепенное усиление внимания к прогнозным и перспективным ресурсам и ослабление к обоснованию разведанных и доказанных запасов, являющихся основой реальной добычи нефти. Постепенно это привело к тому, что была потеряна реальная оценка сырьевой базы и потенциала добычи нефти, привязанного к реальным экономическим условиям и техническим возможностям. С возвращением России в мировую систему рыночной экономики для нефтяных компаний вновь приоритетной стала оценка разведанных и доказанных запасов нефти. Ко времени завершения рукописи настоящей книги, это обстоятельство, важное для практики учета запасов и как следствие для текущего и перспективного планирования, не получило нужного отражения в классификации, хотя страна уже более 13 лет живет в условиях нового экономического порядка и недропользования. Из-за получившего распространение на практике учета запасов по «двойному» стандарту государственные структуры лишены возможности однозначно судить о сырьевой базе и прогнозировать с необходимой степенью точности добычу нефти не только на длительную, но и ближайшую перспективу, а нефтяные компании, инве-

сторы и недропользователи — принимать обоснованные экономическое, финансовое или технологическое решение.

Очевидно, что государственные структуры должны максимально задействовать административный ресурс, чтобы завершить многолетнюю дискуссию и принять новую классификацию запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородного сырья, учитывающую изменившиеся условия развития экономики Российской Федерации, а также мировой опыт решения этого вопроса.

Также назревшим вопросом практики нефтегазового производства является необходимость принятия государственного стандарта на проведение оценки и аудита информации о запасах нефти и газа. Автор надеется, что публикуемый в настоящей книге «Проект», разработанный опытным коллективом специалистов, будет способствовать ускорению процесса рассмотрения и принятия документа соответствующими государственными структурами.