

УДК 553.98.042.001.33(470+571)

Прищепа О.М.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ И АДАПТАЦИИ НОВОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИИ

Оценка промышленной значимости наряду с обеспечением возможности достоверной оценки величины запасов обеспечивает современный подход к учету запасов углеводородов. Работы по совершенствованию и разработке новой «Классификации запасов и ресурсов нефти и газа...» и адаптации ее к современным условиям проводятся, начиная с 2001 г. Минприроды РФ. В 2005 г. Минприроды была утверждена новая классификация, так и не введенная в действие. На ее апробацию были направлены значительные усилия научно-исследовательских и производственных организаций в период 2007-2010 гг. В этот же период силами инициативных групп и по поручению Минприроды было подготовлено еще несколько вариантов проектов как самой Классификации, так и методических рекомендаций по их применению. Апробация разработанных вариантов в силу отсутствия времени практически не проводилась. Опыт апробации Методических рекомендаций по применению Классификации 2005 г. свидетельствует как о необходимости уточнения методов выделения категорий запасов, так и оценки промышленной значимости запасов. Уточненный вариант Классификации 2005 г. может быть введен в определенный Минприроды срок. При учете замечаний к Методическим рекомендациям могут эффективно решаться задачи государства по управлению запасами.

Ключевые слова: *государственный учет запасов, классификация запасов, методические рекомендации, нефть, газ.*

Современный подход к учету запасов углеводородов, необходимость применения которого обсуждается как в сообществе инженеров нефтегазовой отрасли, так и на уровне чиновников управляющих процессом недропользования в России, обеспечивается возможностью и достоверностью оценки не только величины запасов, но и промышленной значимости. С этой целью с начала нового века Минприроды и Федеральное агентство по недропользованию целенаправленно проводят работы по совершенствованию и разработке новой «Классификации запасов и ресурсов нефти и газа ...» и адаптации ее к современным условиям, а также синхронизации с международными, широко используемыми аудиторскими организациями, предусматривающими, в первую очередь, оценку промышленной значимости запасов [Габриэлянц, 2006; Пороскун и др., 2007; Герт и др., 2008; Прищепа, Назаров, 2010].

Наиболее широко известной и апробированной на сегодня является разработанная и утвержденная Приказом МПР России № 298 от 01.11.2005 новая «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов...», и «Методические рекомендации...» по ее применению, утвержденные Приказом МПР России № 23-р от 05.04.2007 [Временная классификация...,

2001; Классификация запасов..., 2005; Методические рекомендации..., 2005]. Ввод новой «Классификации запасов...» был намечен на 2009 г. С этого же периода должен был вводиться и учет запасов нефти, газа и конденсата в государственном балансе запасов (параллельно с действующей классификацией). Предусматривался трехлетний период параллельного ведения государственного баланса по «старой» и «новой» форме учета. Была намечена целая серия работ, направленная на апробацию и «доводку» классификации и методических рекомендаций по ее применению.

Однако непосредственно перед началом 2009 г. в связи с неподготовленностью и несогласованностью основных форм учета, а также большим количеством критических замечаний по возможностям применения и неоднозначности подходов при решении задач учета запасов в соответствии новой «Классификацией ...» решением совещания в Минприроды под руководством заместителя министра Донского С.Е. ввод новой классификации в действие был перенесен на 2012 г. При этом возможность применения унифицированного подхода, предусмотренного «Методическими рекомендациями по применению...» была поставлена под сомнение в связи с неоднозначным толкованием некоторых понятий, а также предлагаемых методов выделения категорий запасов, оценки коэффициента извлечения и, в конце концов, оценки промышленной значимости.

К одной из важнейших и нерешенных ни новой «Классификацией.....», ни еще несколькими авторскими вариантами ее версий проблем является собственно постановочная. Все варианты разрабатываемых классификаций декларирует необходимость современного подхода, учитывающего оценку промышленной значимости запасов, а также синхронизации с широко применяемыми «западными» классификациями. Кроме того, практически всегда подчеркивается своеобразие и уникальность российских условий недропользования, необходимость преемственности с ранее действующими версиями, что должно сказываться и на системе учета запасов углеводородов в дальнейшем. Таким образом, уже на уровне заявленных целей наблюдаются существенные противоречия, которые принципиально не могут быть разрешены (либо она будет уникальной, либо адаптирована к российским условиям в соответствии с принципами (отраслевыми - международными, корпоративными, банковскими, европейского сообщества и пр., например, стандартами SPE-PRMS и SEC).

С какой целью и кому необходима разработка, унификация и ввод новой классификации запасов нефти и газа? Компаниям - недропользователям, ведущим работы на территории Российской Федерации и, соответственно, сталкивающимся с необходимостью отчитываться по принятым в России стандартам и вести учет запасов по ним. При этом

крупным вертикально-интегрированным компаниям приходится вести учет (аудит) запасов по соответствующим стандартам для котировки на международных площадках, аудита и отчета перед зарубежными финансовыми организациями. Государственным органам управления недропользованием – с целью рационального использования недр, пополнения бюджетов всех уровней и составления объективного представления о состоянии сырьевой базы и разработки долгосрочных мероприятий по ее наращиванию и обеспечению социально-экономического развития страны, регионов и энергетической безопасности в соответствии с долгосрочными стратегическими разработками. Т.е. цели и задачи разработки новой «Классификации...» для участников процесса различаются. Это в существенной мере и проявилось в отношении новой «Классификации...», апробацией которой наряду с государственными структурами по собственной инициативе вели практически все крупные ВИНКи. На первом этапе идея разработки новой классификации поддерживалась или, по крайней мере, не воспринималась негативно со стороны компаний. Затем, убедившись, что новая система не избавляет их от необходимости двойного или тройного учета запасов, а только вносит дополнительные неоднозначности в трактовку тех или иных понятий и методов подсчета, начали ее активно критиковать. При этом в качестве альтернативы, если она предлагалась, предусматривались по сути два варианта. Первый – ничего не менять в системе учета запасов в России (чтобы не запутаться в конце и не вести затратную и трудоемкую работу по переходу на новую систему учета) и второй – принять одну из западных международных классификаций и вести учет запасов по ней.

Важнейшим оценочным критерием целесообразности разработки и ввода новой классификации является возможность оценки эффективности решаемых ею задач. С этой точки зрения, постановка и разработка новой Классификации изначально не предполагала такой возможности, поскольку при ее разработке были заявлены противоречащие друг другу цели.

Указанные противоречия частично не решены и по сей день. При декларировании согласия с необходимостью оценки как объемов запасов, так и их промышленной значимости часто, особенно в последнее время, делаются попытки либо, по сути, использовать традиционный подход (модернизация действующей классификации), учитывающий исключительно объемы геологических запасов, а для оценки извлекаемой части использовать ТЭО КИН из проектных документов, а при его отсутствии использовать КИН, заимствованный из месторождения-аналога с составленным ТЭО КИН; или предлагается применять упрощенную методику расчетов, либо фактически отказаться от

учета запасов (или учитывать только объемы геологических запасов) месторождений, не имеющих проекта, к числу которых, например, относится большинство месторождений нераспределенного фонда недр. Тот и другой подход, по сути, не позволяют оценивать для государства стоимость уже известного (выявленного) месторождения, у которого нет владельца или нет проекта его освоения. На такой «новой» парадигме настаивают и многие высокопоставленные чиновники, особенно в условиях приближения к 2012 г. и необходимости принятия нового решения о вводе (или очередном переносе ввода) Классификации, и она, в силу отсутствия апробированных альтернатив, поддерживается большинством крупных недропользователей. Дополнительным фактором, усугубляющем положение, является принятая и применяемая в системе Минприроды методика расчета размера стартового платежа, по сути, не учитывающая реальной стоимости запасов лицензируемых месторождений (в частности, оценки величины их извлекаемой части, оценки качества нефти и газа, оценки продуктивности и т.д.). Такая методика изначально признает, что государству «не интересно», что оно отдает в виде актива недропользователю. Со стоимостью потом будет разбираться уже сам недропользователь, когда составит соответствующий проектный документ, а государство его будет принимать и утверждать. Такой подход отвечает известной пословице «Баба с воза - кобыле легче». Кроме того, он дискредитирует и без того крайне небольшую остаточную сырьевую базу нефти и газа нераспределенного фонда недр России.

Альтернативой вышеуказанному подходу является применение унифицированного подхода, который позволяет оценить стоимость запасов по региональным, обоснованным нормативам и применяемых исключительно для государственных нужд. Собственные же оценки и расчеты компаний и их корпоративные подходы позволят согласиться или отказаться от участия в конкурсе или аукционе на соответствующий актив. При этом предполагается, что после доизучения и составления проектного документа, безусловно, могут быть внесены изменения по условиям пользования и соответствующим технологическим параметрам освоения. При этом создание базы данных по значительному количеству опережающих проектов во всех регионах России позволило бы органам управления недропользованием получить каталог укрупненных показателей, применяемый при оценке эффективности предлагаемых решений широкого спектра месторождений, в том числе и распределенного фонда недр.

На решение задач по возможности применения «унифицированного подхода» была направлена поставленная и профинансированная Федеральным агентством по недропользованию работа по апробации новой «Классификации запасов и ресурсов...».

Работа по апробации «Классификации...» проводилась для всех месторождений нераспределенного фонда недр России силами научно-исследовательских подведомственных Роснедра организаций и региональных научных центров. К работе кроме основного исполнителя контракта ФГУП «ВНИГРИ» в качестве соисполнителей были привлечены такие организации, как ОАО «СибНАЦ», ГП ХМАО «НАЦРН им. В.И. Шпильмана», ФГУП «ВНИГНИ», ЗАО «Нефтегазконсалт», ОАО «КамНИИКИГС», ЗАО НПП «Севкавгеопром», ФГУП «НВНИИГГ», ФГУП «СНИИГГиМС», ООО «ЭйДжиЭл Петроконсалтинг» и ФГУП «ЗапСибНИИГГ». Наибольший объем работ был выполнен ФГУП «ВНИГРИ», ГП ХМАО «НАЦРН им. В.И. Шпильмана» и ФГУП «НВНИИГГ», доля которых в количественном выражении превысила 50 % (количества залежей месторождений нераспределенного фонда недр России).

В качестве важнейшей задачи проведения исследований наряду с апробацией новой классификации была поставлена такая, как обеспечение Минприроды и Федерального агентства по недропользованию и его структурных подразделений базовой геологической и геолого-экономической информацией по месторождениям нераспределенного фонда недр для принятия рациональных управленческих решений и разработки обоснованных программ лицензирования.

Новая классификация запасов и ресурсов нефти и газа имеет государственный статус, в отличие от всего многообразия международных классификаций, имеющих, преимущественно, корпоративный характер. Это обстоятельство определенным образом должно отражаться на критериях и принципах её формирования и методах оценки запасов. При совпадении принципиальных подходов к дифференциации запасов по категориям и промышленной значимости существуют и различия, связанные с правовыми и экономическими условиями недропользования в России.

В частности, в России не распространена практика разделения месторождений на отдельные лицензионные участки, законодательно запрещена выборочная отработка запасов, лицензии на право разработки не имеют статуса ценной бумаги. Кроме того, углеводородная база России неоднородна по своему составу, включает месторождения, находящиеся в различных природно-климатических зонах (Прикаспий, Урало-Поволжье, Западная Сибирь, Восточная Сибирь, северные территории, арктический шельф), в промышленно не

обустроенных районах, расположенных на значительном удалении от потребителей. Поиски и разведка месторождений в подобных условиях обходятся исключительно дорого, и это обстоятельство накладывает отпечаток на классификационные требования к запасам. В ряде случаев, например, требование к разведанности месторождений по международным стандартам просто невозможно выполнить по экономическим соображениям, поскольку детальное изучение (разбуривание) объектов, находящихся в экстремальных условиях, привело бы к замораживанию на многие года огромных объемов инвестиций.

Поэтому при переоценке запасов в соответствии с требованиями российской классификации значительно больше внимания должно уделяться запасам «низких» категорий, поскольку они будут преобладающими в отдаленных не обустроенных районах и на арктическом шельфе [Прищепа, Назаров, 2010]. Практические проблемы совершенствования классификации и переоценки запасов нефти и газа России и предлагаемые их решения приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Практические проблемы переоценки запасов нефти и газа России
и совершенствования их классификации**

Проблема	Предлагаемое решение
Переход с детерминированной оценки запасов на вероятностную.	Проведение геологической оценки запасов в 3 ^x вариантах — минимальном, максимальном и базовом. Расчёты геолого-экономической оценки и учёт запасов в Государственном балансе по базовому варианту.
Определение сырьевой базы месторождений.	Использование при геолого-экономической оценке месторождений показателя базового варианта запасов всех категорий, включая запасы категории С ₂ .
Выбор объектов геолого-экономической оценки.	В качестве объектов оценки принимаются суммарные запасы месторождений и входящих в их состав залежей без разделения по категориям, поскольку месторождения обустраиваются и разрабатываются как единая гидродинамическая система.
Уточнение классификационных групп запасов.	Выделение в специальную классификационную группу технологически извлекаемых запасов, что позволит в неустойчивых экономических условиях иметь реальные представления о добычном потенциале месторождений.
Уточнение дифференциации запасов по рентабельности освоения.	Замена нечетко определяемой группы условно рентабельных запасов на группу низкорентабельных запасов, введение группы высокорентабельных запасов.

Задачи и сама процедура проведения переоценки запасов нефти и газа в соответствии с новой Классификацией существенно отличаются для месторождений распределенного (РФН) и нераспределенного (НФН) фондов недр. Главные отличия - в наличии и отсутствии инвестиционных проектов и наличии и отсутствии заинтересованных владельцев.

Месторождения НФН ставились на государственный учет в течение многих десятков лет, начиная с 1933 г., а самое «старое» из них было открыто еще в 1908 г. За это время методические правила подсчета запасов неоднократно изменялись в связи с изменениями отечественной классификации запасов нефти и газа, последнее, весьма существенное из которых, произошло в 1983 г. С небольшими изменениями классификация 1983 г. была воспроизведена Временной классификацией 2001 г., которая является официально действующей сегодня [Временная классификация..., 2001]. Материалы подсчета запасов месторождений НФН в целом крайне неоднородны как по состоянию и содержанию исходных материалов, так и по степени геологической обоснованности и промышленного освоения их запасов.

Отметим лишь некоторые особенности. Материалы подсчета запасов нефти и газа не прошедшие государственную экспертизу и подготовленные в виде оперативных подсчетов запасов, представленных как в отдельных отчетах, так и в виде приложений к годовым отчетам нефтегазоразведочных предприятий, проводивших ГРП, за весьма протяженный отрезок времени (более 70 лет), подготовлены в соответствии с разными руководящими документами. За небольшим исключением сбор и выявление мест хранения указанного материала, а также доступ к нему оказались отдельной серьезной задачей, на решение которой были направлены огромные усилия как основного исполнителя, так и соисполнителей по регионам России. Материалы подсчета запасов большей половины месторождений НФН хранятся разрозненно в фондах предприятий, выполнявших поисково-разведочное бурение и подсчет запасов. В централизованном хранении – Росгеолфонде и территориальных геологических фондах – находятся материалы по подсчету запасов лишь 38 % месторождений НФН. Место хранения материалов по подсчету запасов 12 % НФН – не установлено.

Материалы по подсчету запасов лишь 27 % НФН представлены в формате самостоятельных отчетов, причем более половины из них – 15 % – это отчеты по оперативному подсчету запасов с часто неполным объемом необходимой информации. Большая часть месторождений НФН – 73 % – представлена разрозненными геолого-геофизическими материалами, не адаптированными в отчетную форму (табл. 2).

Материалы по подсчету запасов лишь одного из десяти месторождений НФН прошли процедуру экспертизы и утверждения в ГКЗ. Подавляюще большая их часть поставлена на государственный учет после ускоренной и упрощенной процедуры оперативной приемки в ЦКЗ.

Таблица 2

Состояние исходных материалов по условиям хранения по подсчету запасов месторождений нераспределенного фонда РФ

Централизованное хранение: Росгеолфонд территориальные геологические фонды	Децентрализованное хранение: Фонды предприятий, выполнявших бурение и подсчет запасов	Место хранения не установлено ?
38 % месторождений	50 % месторождений	12 % месторождений
ФОРМАТ		
Отчет в формате, близком к современному	Отчет в устаревшем формате	Разрозненные материалы
12 % месторождений	15 % месторождений	73 % месторождений
ФОРМА ЭКСПЕРТИЗЫ И УТВЕРЖДЕНИЯ		
ГКЗ	ЦКЗ, ТКЗ	
10 % месторождений	90 % месторождений	

С целью унификации приемов после решения непростой задачи сбора исходных материалов, обосновывающих результаты подсчета запасов почти 500 месторождений НФН, была решена задача перевода этих материалов – большей частью устаревших и разрозненных – в единый современный формат.

Перевод исходных материалов в современный формат сопровождался их ревизией и актуализацией.

В ходе ревизии выявлялись и устранялись случайные ошибки и неточности, допущенные как при подсчете запасов, так и при постановке их на учет в Госбаланс.

Актуализация проводилась как по форме, так и по содержанию исходных материалов. Актуализация по форме заключалась в устранении системных погрешностей, неизбежных при ручном способе определения основных подсчетных параметров и выявляющихся в процессе перевода исходных материалов в цифровой формат. Актуализация по содержанию заключалась в дополнении исходных материалов результатами их переобработки на основании современных технологий проведения последующих геологоразведочных работ или разработки запасов в промышленной или пробной формах.

По результатам ревизии и актуализации исходных материалов начальные объемы суммарных запасов 269 месторождений НФН были в разной степени уточнены, причем эти уточнения произошли как в сторону увеличения (158 месторождений), так и в сторону уменьшения (111 месторождений) начальных запасов [Прищепа, Новиков, 2011]. Для 130 месторождений величина изменений начальных запасов превысила 10 %.

После проведения необходимой подготовки исходных материалов и уточнения в случае необходимости начальных объемов суммарных геологических запасов месторождений НФН был произведен пересчет их уточненных запасов на единой методической основе в соответствии с утвержденными Методическими рекомендациями по применению новой классификации.

Проведенные работы, по существу, впервые позволили выполнить полноценный анализ и сравнительную оценку реального состояния запасов углеводородного сырья месторождений НФН по всем нефтеперспективным территориям шести федеральных округов и акваториям восьми морей Российской Федерации. В сферу анализа были включены 638 месторождений НФН на территориях 32 субъектов Российской Федерации в составе 6 федеральных округов и на акваториях 8 морей. Месторождения НФН, часть запасов которых находится в распределенном фонде недр, или те месторождения, которые находятся на участках действующих лицензий вида НП, не анализировались.

Большая часть месторождений НФН была открыта и поставлена на государственный учет еще в советский период нашей истории – 432 месторождения или 68 %. Большая часть месторождений была оценена и поставлена на учет в Госбаланс на основании классификации 1983 г., существенно отличавшейся от предшествующей ей классификации 1970 г., и временной классификации 2001 г., действующей по настоящее время – 375 месторождений или 59 %. Запасы остальных месторождений НФН были оценены по инструкциям с существенно отличающимися подходами, которые сегодня даже трудно восстановить или оценить, а материалы, подтверждающие обоснованность этих оценок, часто отсутствуют.

В результате проведенного анализа было установлено, что почти половина месторождений НФН относится к категории законсервированных – 306 месторождений или 48 %; значительная часть месторождений относится к категории разведываемых – 278 месторождений или 44 %; к категории подготовленных к промышленному освоению относится 41 месторождение, к категории разрабатываемых – 13 месторождений.

Значительная часть месторождений НФН находилась в эксплуатации – пробной или промышленной – 145 месторождений или 23 %.

Запасы нефти учтены на 468 месторождениях НФН, но к категории крупных (извлекаемые запасы более 30 млн. т) относятся лишь 11 месторождений. Большинство месторождений относятся к категории очень мелких (менее 1 млн. т) – 295 месторождений или 63 % всех нефтесодержащих месторождений НФН, причем большая часть очень мелких

месторождений – 240 месторождений, т.е. больше половины всех нефтесодержащих месторождений НФН (51 %) – имеют извлекаемые запасы нефти менее 500 тыс. т.

Запасы газа учтены на 236 месторождениях НФН, а к категории крупных (30-500 млрд. м³) относится 31 месторождение; четыре месторождения относятся к категории уникальных (запасы более 500 млрд. м³). Но почти половина месторождений относится к категории очень мелких (менее 1 млрд. м³) – 115 месторождений или 49 % всех газосодержащих месторождений НФН, причем большая часть очень мелких месторождений – 82 месторождения, т.е. более трети всех газосодержащих месторождений (35 %) – имеет запасы газа менее 500 млн. м³.

Анализ распределения месторождений НФН по федеральным округам, показывает, что наибольшее их количество находится в Приволжском ФО – более 38 %, но это преимущественно очень мелкие месторождения, в значительной своей части – законсервированные или выведенные из эксплуатации. Меньшим по количеству, но примерно таким же по составу, является нераспределенный фонд месторождений и в Южном федеральном округе, и в Дальневосточном регионе. Значительные по запасам месторождения нефти и газа оставались (по состоянию на 01.01.2011 г.) в нераспределенном фонде в Уральском и Северо-Западном федеральных округах, в Восточной Сибири (Красноярский край) и Республике Саха, на акваториях Баренцева и Карского морей.

Основным фактором неоднородности исходных материалов и результатов подсчета запасов месторождений, выполненных на их основании, являются изменения условия выделения участков подсчета разведанных запасов категории С₁. Эти условия неоднократно изменялись, и последнее их существенное изменение произошло в классификации 1983 г.

В разных модификациях отечественной классификации способы выделения участков подсчета запасов категории С₁ неоднократно изменялось, что делает запасы разных месторождений, оцененных в разное время и в разных регионах, практически несопоставимыми по своей категоричности не только с доказанными запасами зарубежных классификаций, но и между собой.

Установлено, что для большей части рассмотренных месторождений – 269 или 57 % – необходимо проведение пересчета запасов, и основания этого пересчета никак не связаны с положениями новой Классификации.

В результате переоценки категорий запасов по 476 месторождениям нераспределенного фонда недр РФ (табл. 3-5, рис 1-9) запасы нефти геологические/извлекаемые по сумме категорий АВС₁С₂ увеличились на 4,40 млн. т / 21,4 млн. т или на 0,1 % / 1,9 %; запасы газа

геологические/извлекаемые категорий ABC₁C₂ увеличились на 600,4 млрд. м³ / 369,4 млрд. м³ или на 6,9 % / 4,3 %; конденсата геологические/извлекаемые категорий BC₁C₂ увеличились на 54,58 млн. т / 35,9 млн. т или на 30 %. По ряду месторождений нераспределенного фонда недр республики Удмуртия и Самарской области впервые выполнена оценка запасов попутных компонентов, таких как сера, гелий, этан, пропан, бутаны и сероводород. Указанные отклонения, в целом по России, подтвердили надежность оценки объемов, выполненных первичными подсчетами запасов.

Таблица 3

**Результаты переоценки запасов нефти
месторождений нераспределенного фонда недр России**

Категории запасов	Действующая классификация		Классификация 2005 г.		Изменение запасов			
	Балансовые запасы (геологич.) млн. т (млрд. м ³)	Балансовые запасы (извлек.), млн. т (млрд. м ³)	Геологические запасы переоцененные, млн. т (млрд. м ³)	Технологически извлекаемые переоцененные запасы млн. т (млрд. м ³)	Начальные балансовые запасы		Начальные извлекаемые запасы	
					млн. т (млрд. м ³)	%	млн. т (млрд. м ³)	%
ABC ₁ C ₂	4521,85	1145,62	4526,26	1167,07	4,40	0,10	21,45	1,87
A	6,74	0,65	1,59	0,03	-5,15	-76,40	-0,61	-94,90
B	28,21	1,86	182,10	47,79	153,90	545,55	45,92	2464,95
C ₁	1747,85	504,35	802,59	233,72	-945,26	-54,08	-270,62	-53,66
C ₂	2739,06	638,76	3539,97	885,53	800,92	29,24	246,77	38,63

Таблица 4

**Результаты переоценки запасов газа
месторождений нераспределенного фонда недр России**

Категории запасов	Действующая классификация		Классификация 2005г.		Изменение запасов			
	Балансовые запасы (геологич.) млн. т (млрд. м ³)	Балансовые запасы (извлек.), млн. т (млрд. м ³)	Геологические запасы переоцененные, млн. т (млрд. м ³)	Технологически извлекаемые переоцененные запасы млн. т (млрд. м ³)	Начальные балансовые запасы		Начальные извлекаемые запасы	
					млн. т (млрд. м ³)	%	млн. т (млрд. м ³)	%
ABC ₁ C ₂	8686,56	8685,59	9286,96	9055,02	600,40	6,91	369,43	4,25
A	1,41	0,44	4,01	2,22	2,60	184,07	1,78	401,35
B	10,91	10,91	722,02	709,69	711,10	6515,52	698,78	6402,62
C ₁	4624,57	4624,57	2966,45	2897,98	-1658,12	-35,85	-1726,59	-37,34
C ₂	4049,66	4049,66	5594,48	5445,13	1544,82	38,15	1395,46	34,46

Таблица 5

Сравнение объемов геологических запасов месторождений нераспределенного фонда недр, учтенных балансом и переоцененных по федеральным округам

Федеральный округ	Нефть		Газ	
	учтенные	переоцененные	учтенные	переоцененные
Россия, в целом	4521,9	4526,3	8686,6	9287,0
Северо-Западный ФО	1262,1	1215,2	327,9	334,1
Приволжский ФО	244,0	238,1	25,7	25,0
Южный ФО	106,1	51,8	49,0	44,3
Уральский ФО*	2335,9	2307,9	4737,0	5290,7
Сибирский ФО	129,0	222,1	207,0	225,3
Дальневосточный ФО	397,1	435,4	646,1	670,8
Акватории РФ	47,6	55,8	2693,8	2696,8

**По Уральскому ФО учтена выборка по части месторождений нераспределенного фонда, переоцененных при апробации.*

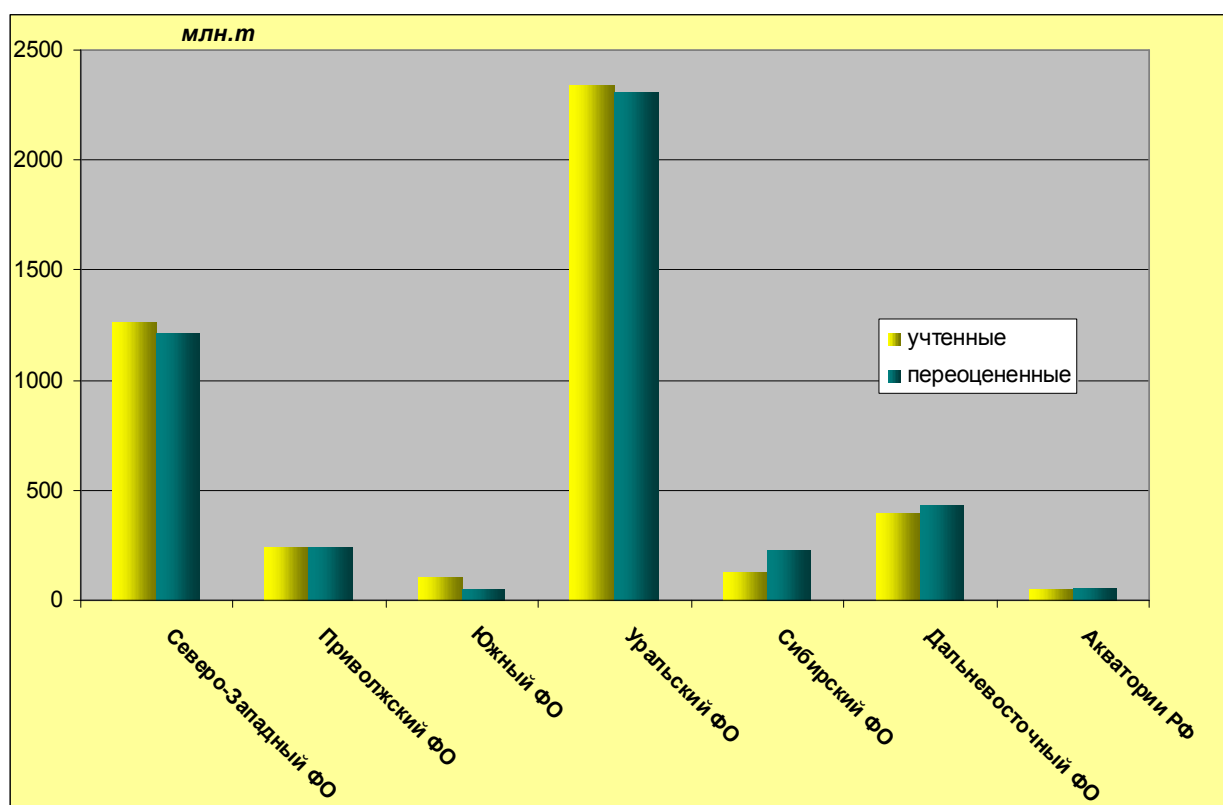


Рис. 1. Соотношение объемов учтенных и переоцененных геологических запасов нефти месторождений нераспределенного фонда по федеральным округам

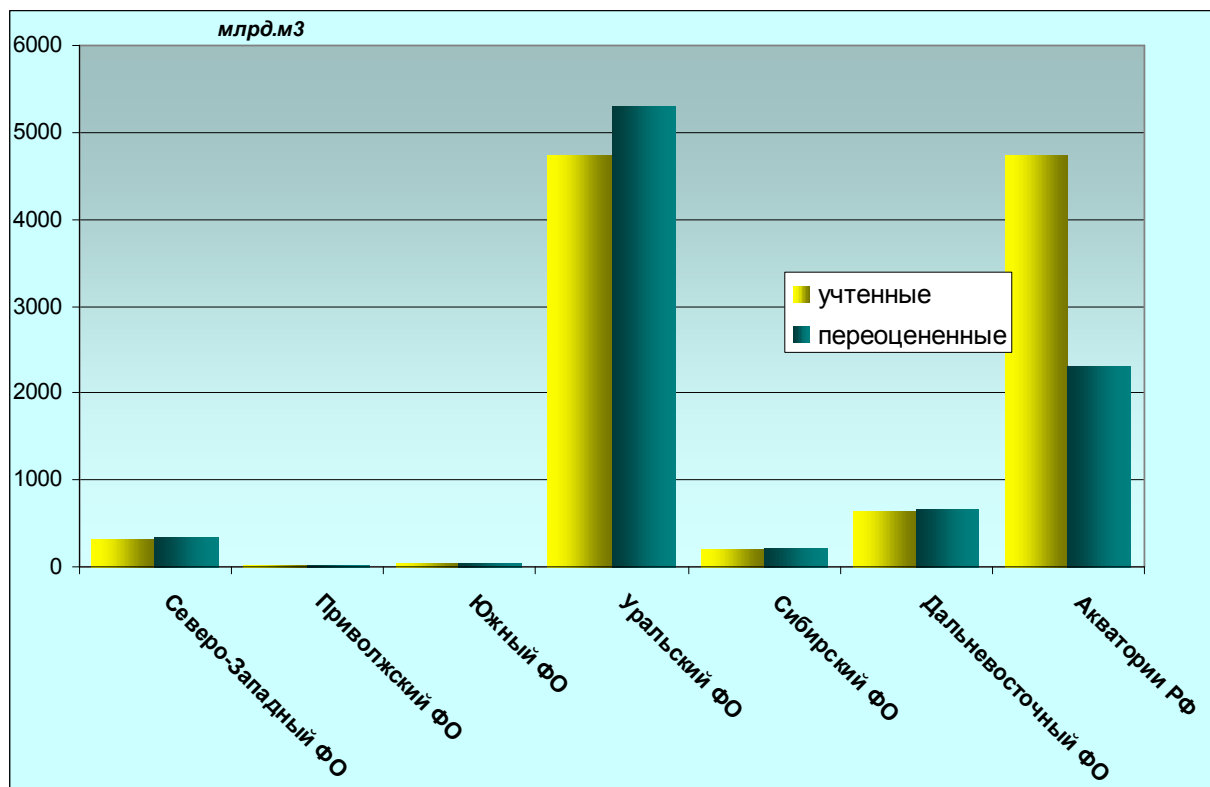


Рис. 2. Соотношение объемов учтенных и переоцененных запасов газа месторождений нераспределенного фонда по федеральным округам

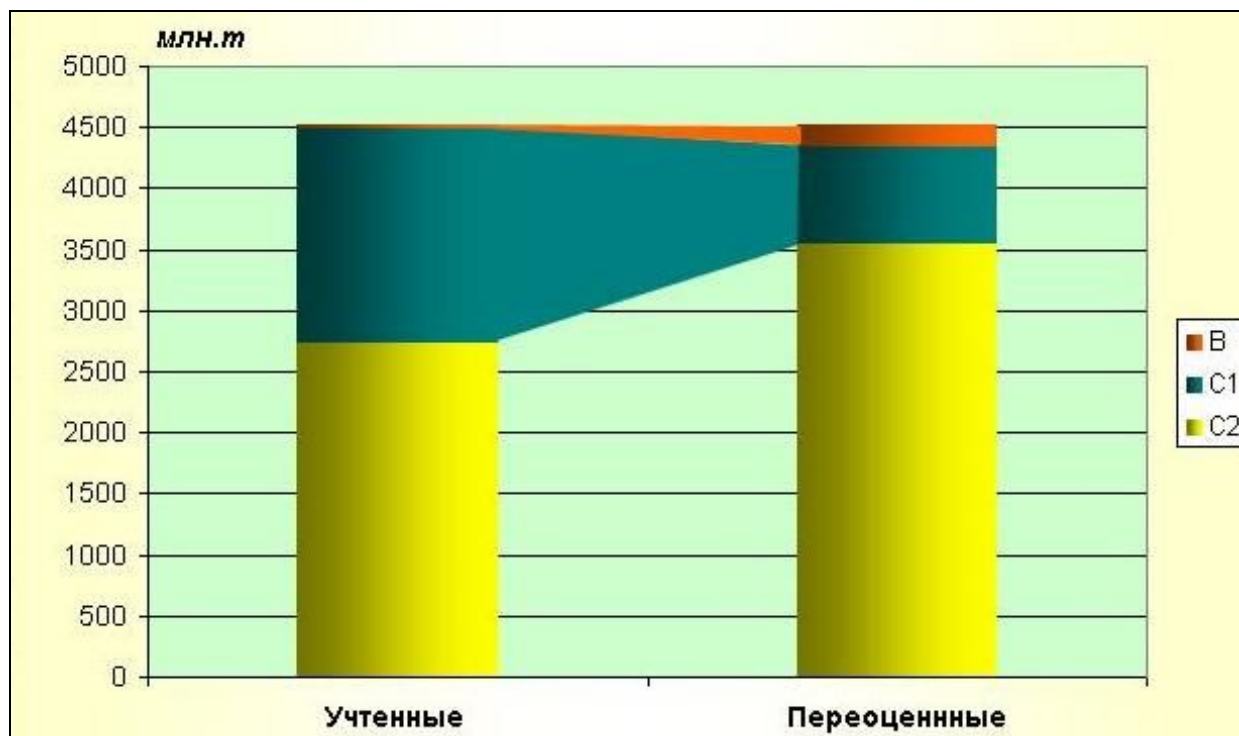


Рис. 3. Соотношение геологических запасов нефти по категориям месторождений нераспределенного фонда недр России

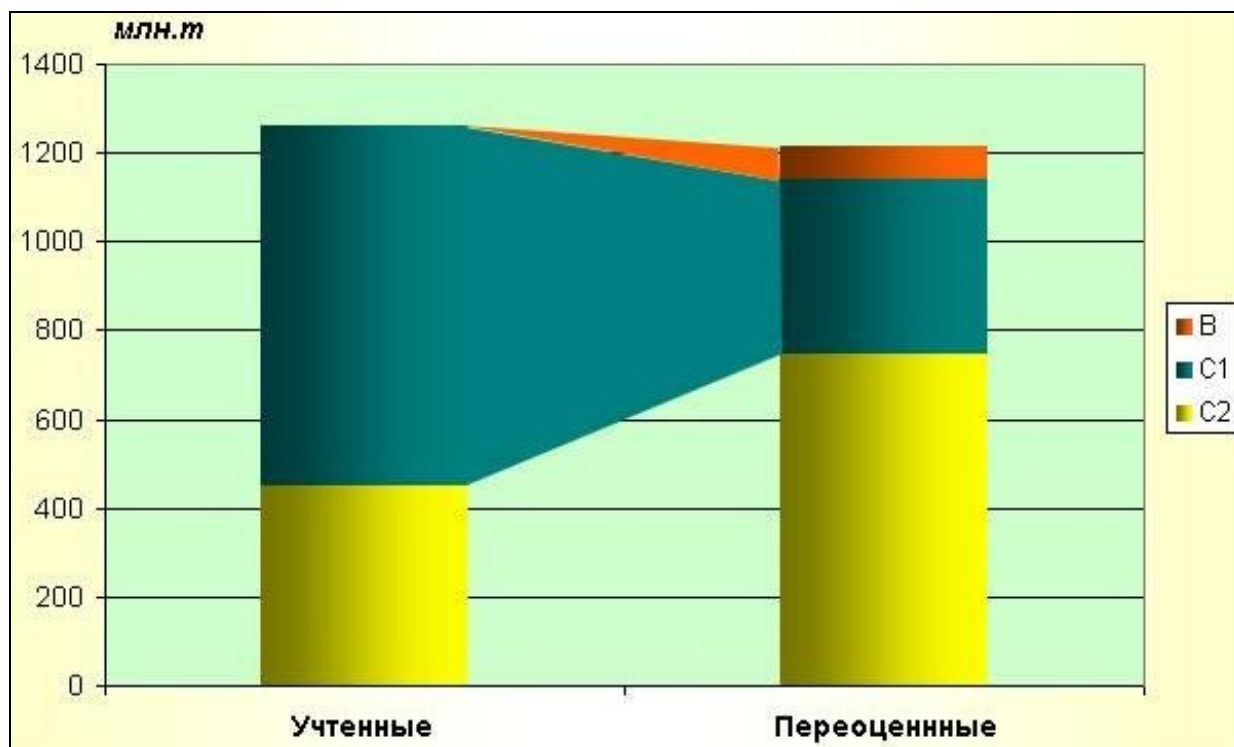


Рис. 4. Соотношение геологических запасов нефти по категориям месторождений нераспределенного фонда недр Северо-Западного ФО

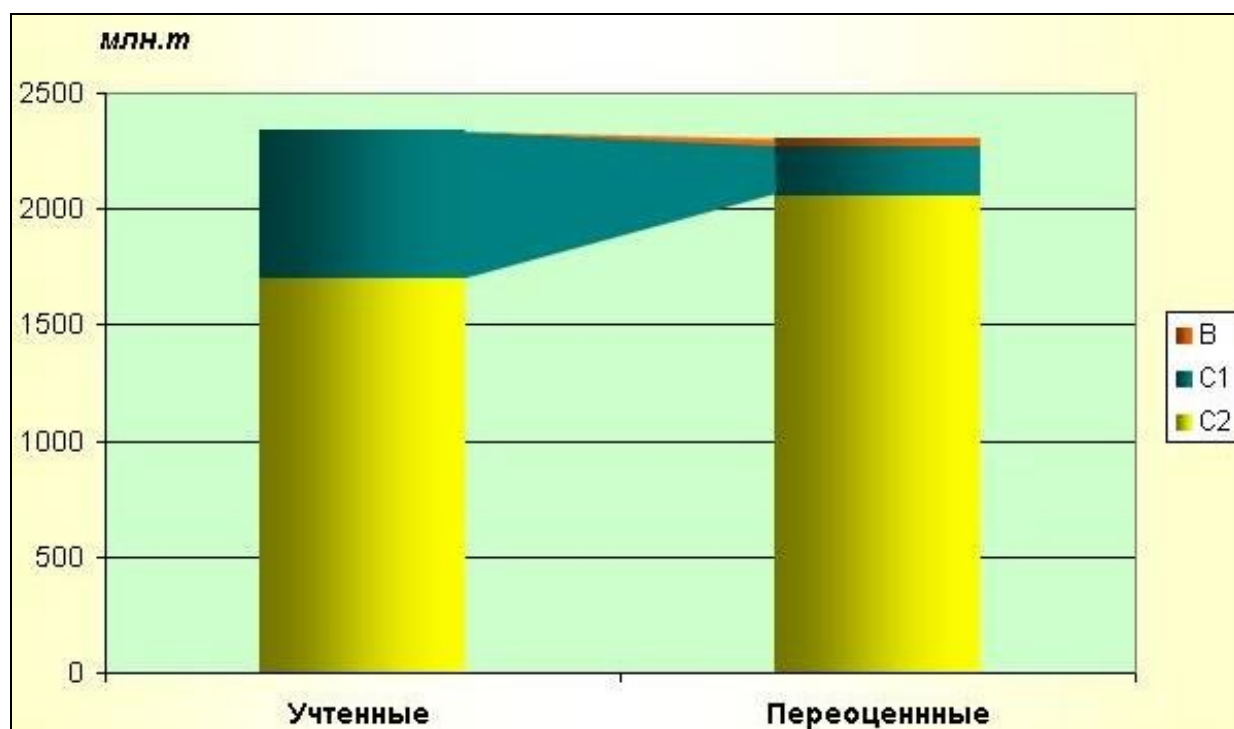


Рис. 5. Соотношение геологических запасов нефти по категориям месторождений нераспределенного фонда недр Уральского ФО

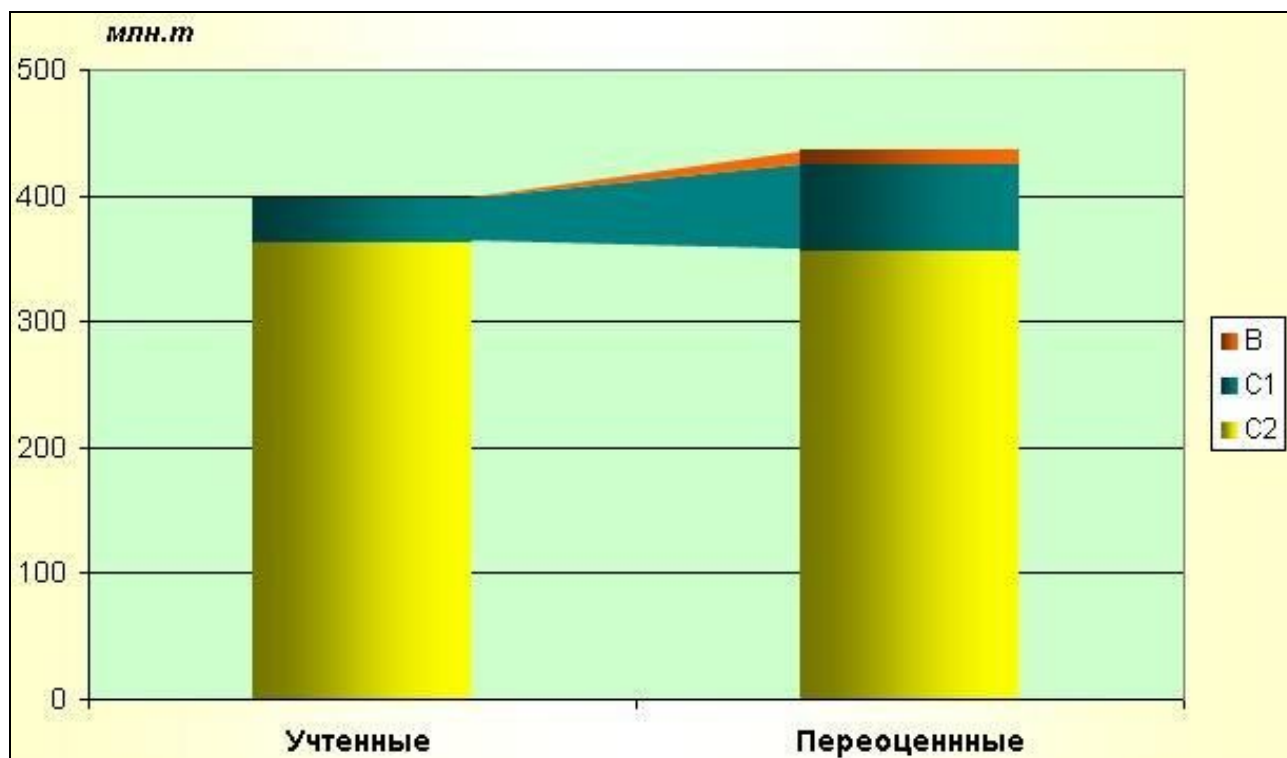


Рис. 6. Соотношение геологических запасов нефти по категориям месторождений нераспределенного фонда недр Дальневосточного ФО

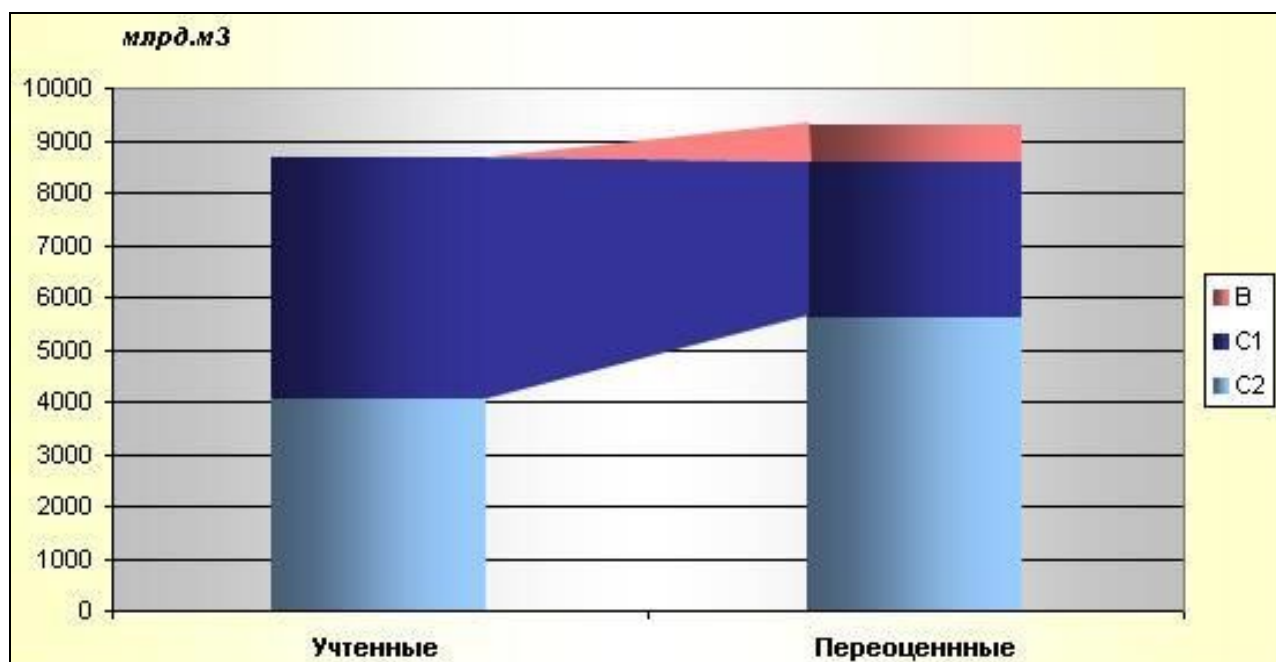


Рис. 7. Соотношение запасов газа по категориям месторождений нераспределенного фонда недр России

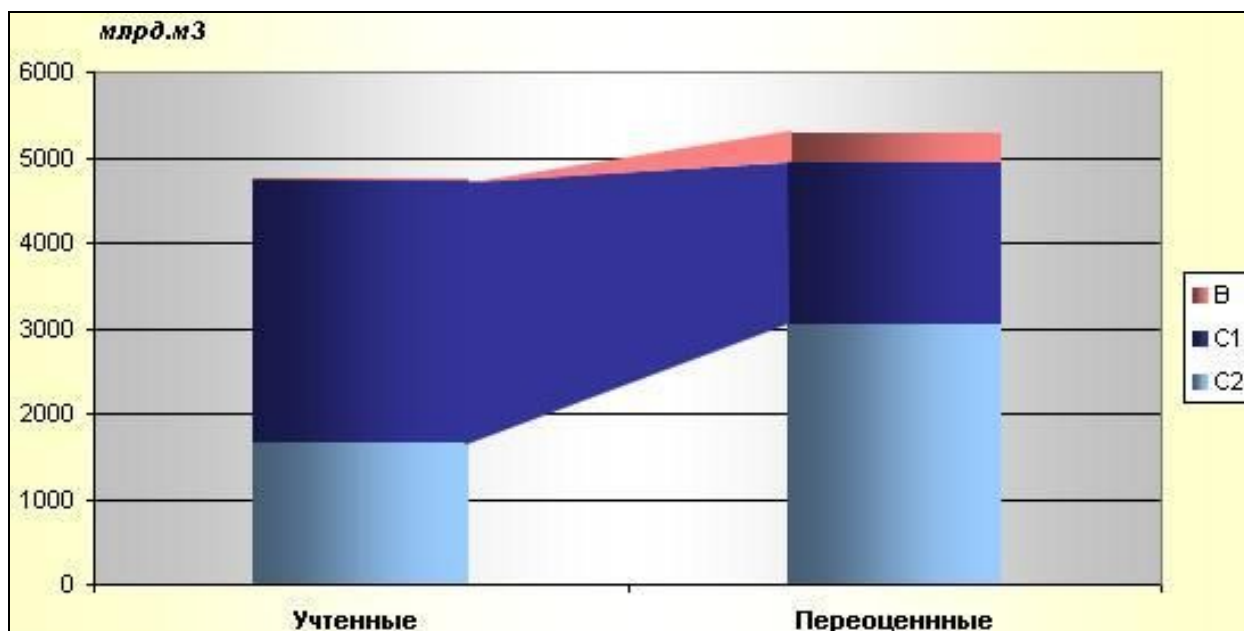


Рис. 8. Соотношение запасов газа по категориям месторождений нераспределенного фонда недр Уральского ФО

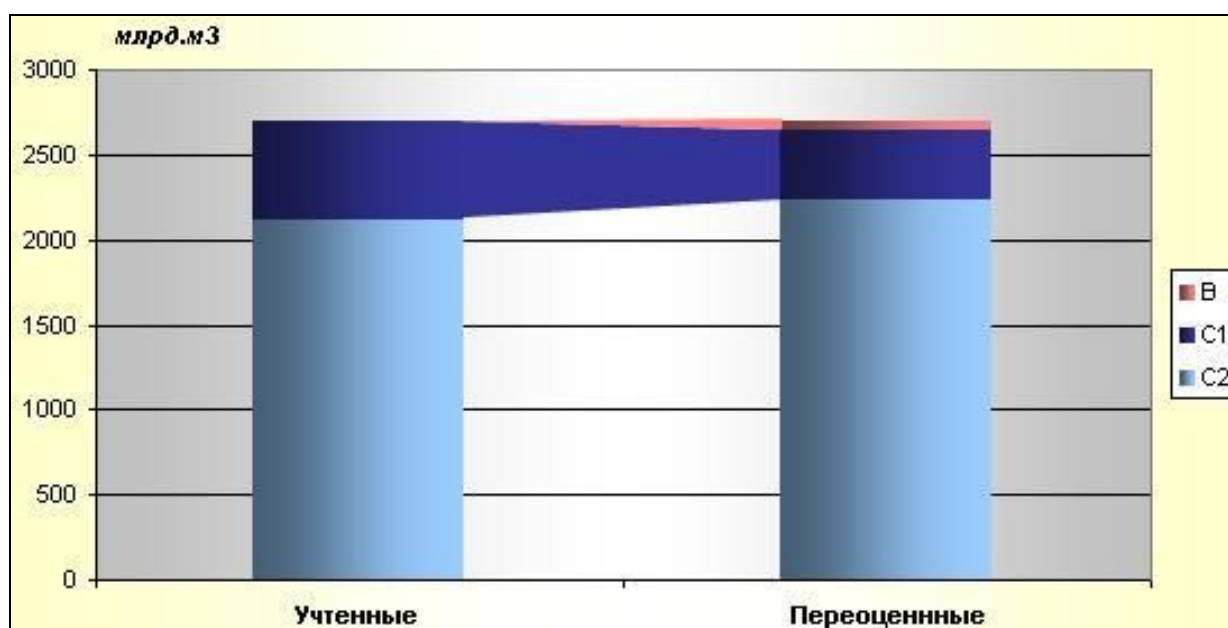


Рис. 9. Соотношение запасов газа по категориям месторождений нераспределенного фонда недр на акваториях РФ

Наибольшие изменения в сторону увеличения суммы запасов всех категорий отмечены как по геологическим, так и извлекаемым запасам нефти по Сибирскому (72,1 и 49,8 %), Дальневосточному (9,6 и 24,8 %) и акваториям морей (17,1 и 17,1 %). Наибольшее изменение в сторону уменьшения запасов нефти – по Южному федеральному округу (-51,2 и -45,0 %). По свободному газу существенных отклонений как по России в целом, так и по федеральным

округам не отмечено (максимальное увеличение отмечено по Уральскому ФО – 11,7 и 7,5 %).

По результатам пересчета, геологические запасы нефти 82 месторождений увеличились в сумме на 349,0 млн. т; первоначальные геологические запасы нефти 79 месторождений уменьшились в сумме на 336,2 млн. т.

По результатам пересчета, первоначальные геологические запасы свободного газа 90 месторождений увеличились (в сумме на 917,730 млрд. м³); первоначальные геологические запасы свободного газа 57 месторождений уменьшились (в сумме на 316,487 млрд. м³).

Для 141 месторождения относительная величина изменений первоначальных геологических объемов суммарных запасов не превысила 10 %. Для 128 месторождений относительная величина изменений первоначальных геологических объемов суммарных запасов превысила 10 %.

Существенное (более 10 %) увеличение первоначальных объемов геологических запасов нефти произошло для 39 месторождений; на 28 месторождениях первоначальные объемы геологических запасов нефти столь же существенно (более 10 %) уменьшились. Существенное (более 10 %) увеличение первоначальных объемов геологических запасов газа произошло для 47 месторождений; на 32 месторождениях первоначальные объемы геологических запасов газа столь же существенно (более 10 %) уменьшились.

При оценке результатов по федеральным округам отчетливо отмечается тенденция необходимости пересчета запасов существенного количества месторождений нефти НФН и отсутствие такой необходимости для большинства газовых месторождений. Также отмечается, что применение унифицированного подхода к оценке запасов и выделению категорий позволяет надеяться на определенный резерв запасов по сумме всех категорий во всех округах, кроме Южного, Приволжского и Северо-Западного.

Важнейшим выводом является, наблюдаемая закономерность сокращения практически во всех регионах (при выделении в соответствии с новой Классификацией запасов..) более достоверных запасов категорий АВС₁ и, наоборот, рост предварительно оцененных категории С₂. Так в федеральных округах, имеющих значительные запасы нефти на месторождениях нераспределенного фонда недр доля запасов, отнесенных к категории С₂ выросла на треть, что свидетельствует, в первую очередь, об их недоизученности.

Проведенная экономическая оценка месторождений нефти и газа нераспределенного фонда недр позволила определить их промышленную значимость. Оценка проводилась по стандартным программам с предварительной разработкой проектного решения, основанного на итерационной оптимизации величины плотности сетки скважин и величины КИН.

Необходимо отметить, что в «Методических рекомендациях...» практически не описывается методика оценки ни того ни другого. Предлагается принять их по некоей аналогии или использовать «стандартную» сетку для нефтяных и газовых объектов освоения. Как показали выполненные исследования, ни тот ни другой подход не выдерживают никакой критики, и возможно, это и явилось причиной отторжения классификации со стороны компаний. Кроме того нарушена последовательность действий. Так, предлагается определить стандартную ячейку равную сетке эксплуатационных скважин, на этапе работ предшествующем выделению категорий запасов и оценки объемов геологических запасов. Таким образом, предполагается либо использование итерационного подхода (крайне трудоемкого) к определению необходимой (рациональной) плотности сетки и соответственно определения КИН и отнесения к той или иной категории запасов нефти и газа, либо принятие необоснованного решения, влекущего за собой такие же малообоснованные выводы. Это и является одним из главных противоречий новой «Классификации...» в целом.

На первом этапе работ в ФГУП «ВНИГРИ» был апробирован итерационный подход, который заставлял для одного объекта освоения моделировать по 3-8 вариантам сеток с достижением необходимых технологических показателей (например «заявленного» КИНа) и проводить полный комплекс расчетов для выявления лучшего с экономической точки зрения варианта. В силу неоднозначности входящих параметров для недоизученных месторождений такой подход оказался слишком трудоемким. На втором этапе исследований, после проведения соответствующего анализа, использовались лишь 2-3 стандартные для данного типа объектов сетки, на основе расчетов по которым оптимизировалось решение, и определялись проектные показатели. Практически таким же путем шли и другие организации проводящие расчеты, например, ГП ХМАО «НАЦРН им. В.И. Шпильмана» и ФГУП «НВНИИГТ». При этом полученные результаты в разных организациях свидетельствуют о неправомерности применения рекомендованного подхода (в «Методических рекомендациях...») по выбору элементарной ячейки. Более того, предлагаемое использование унифицированной ячейки приводит для большинства залежей как к существенному перераспределению в категоричности запасов, так и оценках промышленной значимости запасов. Так по объектам в ХМАО в 95 % случаев рассчитанная сетка, отвечающая достижению расчетного КИНа была в два и более раза плотней чем в рекомендациях и соответственно величина категории запасов C_2 также была существенно больше, чем могла быть при оценках с применением стандартной ячейки. Та же самая закономерность отмечена в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях.

Всего из экономически оцененных месторождений промышленные запасы имеет 261 месторождение, в том числе 130 нефтяных, 63 газовых, 18 нефтегазовых и газонефтяных, 29 газоконденсатных и 21 нефтегазоконденсатное. При этом реальной инвестиционной привлекательностью обладают 196 месторождений, имеющих нормально рентабельные запасы. Инвестиционная привлекательность еще 65 месторождений с условно рентабельными запасами достаточно низкая и возможность вовлечения их в промышленный оборот может появиться при значительном повышении цен на углеводородное сырье и снижении налоговой нагрузки (табл. 6).

Таблица 6

**Результаты оценки промышленной значимости запасов
месторождений нераспределённого фонда недр России (464 месторождения)**

Показатели	Нефть	Газ	Газоконденсат
Количество залежей	634	516	141
Общий объём технологически извлекаемых запасов, млн. т (млрд. м ³)	1049,95	9047,38	266,93
Объём промышленных (рентабельных и условно рентабельных) запасов, млн. т (млрд. м ³)	636,46	8002,82	220,29
Доля промышленных запасов в общем объёме технологически-извлекаемых запасов, %	60,6	88,4	82,5
Расчётный коэффициент извлечения от объёма промышленных запасов, %	15,3	86,2	58

Суммарно промышленные запасы нефти по оцененным месторождениям составили 636 млн. т, из них нормально рентабельные запасы – 520 млн. т. Промышленно значимые запасы газа достигают 8 трлн. м³, в том числе нормально рентабельные – 4,2 трлн. м³.

Полученные результаты апробации Классификации 2005 г. на примере месторождений нераспределенного фонда недр показывают, что она является серьезным резервным источником развития нефтегазодобычи в стране.

Проведенные работы по переоценке запасов УВ нераспределенного фонда недр показали, что, несмотря на выявленные недостатки и неточности в целом при условии внесения ряда изменений и уточнений эти методические документы являются работоспособными и позволяют получить объективное представление о промышленной значимости запасов месторождений углеводородного сырья нераспределенного фонда недр.

В результате выполнения работ удалось аккумулировать и проанализировать огромный объем материалов, обосновывающих подсчеты запасов месторождений нераспределенного фонда УВ России. К наиболее значимым достижениям необходимо отнести применение

унифицированного подхода при выделении категорий запасов, а также при проведении экономической оценки запасов.

Нельзя не сказать о тех выявленных в результате выполнения работ погрешностях, которые заставляют думать о необходимости широкомасштабных работ по пересчету запасов существенной части месторождений НФН России. Например, можно отметить, что коэффициенты извлечения нефти в большинстве случаев по месторождениям не имеющим проектного документа необоснованны и не имеют ничего общего ни с реальными технологиями, ни с экономикой проектов освоения.

Постановка такой, крайне своевременной работы, на которую решилось Федеральное агентство по недропользованию, с одной стороны заслуживает всяческих похвал, поскольку была она была нацелена на получение всеобъемлющей информации о состоянии запасов месторождений НФН, выраженных не только в цифрах учетных в Государственном балансе, но и в оценке реальной обоснованности и достоверности, а с другой стороны была не подготовлена целой системой необходимых предварительных мероприятий и согласований. Это часто вызывало двусмысленную ситуацию при решении конкретных задач и необходимости постоянного поиска приемлемых решений.

Неоспоримым является то, что собранные и систематизированные материалы по оценке запасов месторождений НФН являются основой для того, чтобы в кратчайшие сроки и с минимумом затрат при принятии любой модели Классификации могли быть получены современные оценки запасов, учитывающие рекомендованные методические приемы по выделению категорий, даже существенно отличающиеся от утвержденной Минприроды Классификации запасов (2005 г.).

Также, можно с полной уверенностью сказать, что при учете и доработке всех выявленных неоднозначностей, уточнении Методических рекомендаций по применению новой Классификации и учету предложений по уточнению методов выделения категорий запасов и оценки промышленной значимости запасов в установленные Минприроды сроки новая Классификация может быть введена в срок и при применении могут эффективно решаться задачи государства по управлению запасами.

Возможность эффективного использования разработанных после 2005 г. новых проектов Классификаций и Методических рекомендаций по их применению следует доказать путем апробации. Это займет достаточно много времени и потребует новых материальных затрат. Волонтаристский экстренный ввод любого из проектов новой Классификации запасов нефти и газа приведет к необходимости многократной доработки

Методических рекомендаций в дальнейшем, а также не позволит решить задачу гармонизации с широко применяемыми на практике «западными» классификациями, т.е. по сути заставить компании вести двойную бухгалтерию.

Литература

Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М.: МПР, 2001. Утверждена приказом МПР от 7 февраля 2001 года № 126.

Габриэлянц Г. Гармонизация классификаций запасов нефти и газа будет продолжаться // Нефть и капитал, 2006. - № 1-2. - С. 43-46.

Герт А.А., Волкова К.Н., Супрунчик Н.А., Мельников П.Н. Геолого-экономическая и стоимостная оценка месторождений по новой «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2008. - № 3. – С 32-38.

Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М.: МПР, 2005. Утверждена приказом МПР РФ от 1 ноября 2005 г. № 298.

Методические рекомендации по применению «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 1 ноября 2005 г. № 298 (Утверждены распоряжением МПР России от 05.04.2007 № 23-р).

Пороскун В.И., Габриэлянц Г.А., Подтуркин Ю.А., Гутман И.С., Герт А.А. Принципы классификации и учета запасов и ресурсов нефти и горючих газов // Информационно-аналитический бюллетень. Приложение к журналу «Недропользование – XXI век». - М.: НИ НАЭН, 2007. – Выпуск 2.

Прищепина О.М., Назаров В.И. О проблеме перехода на новую классификацию запасов и ресурсов нефти и газа // Oil & Gas Journal Russia, 2010. – Январь-февраль. - С. 78-87.

Прищепина О.М., Новиков Ю.Н. Результаты переоценки запасов месторождений нераспределенного фонда недр при апробации новой классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2011. - № 2. – С. 6-15.

Prishepa O.M.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

NEW CLASSIFICATION OF OIL AND GAS RESERVES IN RUSSIA – APPLICATION AND DIFFICULTIES

In 2001, the Ministry of Natural Resources of Russia started the elaboration of a new «Classification of oil and gas reserves and resources...». In 2005, this Classification with a state status was approved but without implementation. During the period 2007-2010 several research institutes and industrial companies had tested the applications and guidelines reliability of this Classification.

Testing of the Classification of reserves and resources (2005) applications of all fields in unlicensed area of Russia is presented.

Key words: state accounting of reserves, classification of reserves, guidelines, oil, gas.

References

Vremennaâ klassifikaciâ zapasov mestoroždenij, perspektivnyh i prognoznyh resursov nefti i gorûčih gazov. – M.: MPR, 2001. Utverždena prikazom MPR ot 7 fevralâ 2001 goda # 126.

Gabrièlânc G. Garmonizaciâ klassifikacij zapasov nefti i gaza budet prodolžat'sâ // Nef' i kapital, 2006. - # 1-2. - S. 43-46.

Gert A.A., Volkova K.N., Suprunčik N.A., Mel'nikov P.N. Geologo-èkonomičeskaâ i stoimostnaâ ocenka mestoroždenij po novoj «Klassifikacii zapasov i prognoznyh resursov nefti i gorûčih gazov» // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2008. - # 3. – S 32-38.

Klassifikaciâ zapasov i prognoznyh resursov nefti i gorûčih gazov. M.: MPR, 2005. Utverždena prikazom MPR RF ot 1 noâbrâ 2005 g. # 298.

Metodičeskie rekomendacii po primeneniû «Klassifikacii zapasov i prognoznyh resursov nefti i gorûčih gazov», utverždennoj prikazom Ministerstva prirodnyh resursov Rossijskoj Federacii ot 1 noâbrâ 2005 g. # 298 (Utverždeny rasporâženiem MPR Rossii ot 05.04.2007 # 23-r).

Poroskun V.I., Gabrièlânc G.A., Podturkin Ū.A., Gutman I.S., Gert A.A. Principy klassifikacii i učeta zapasov i resursov nefti i gorûčih gazov // Informacionno-analitičeskij bûlleten'. Priloženie k žurnalu «Nedropol'zovanie – XXI vek». - M.: NP NAËN, 2007. – Vypusk 2.

Prišepa O.M., Nazarov V.I. O probleme perehoda na novuû klassifikaciû zapasov i resursov nefti i gaza // Oil & Gas Journal Russia, 2010. – Ânvar'-fevral'. - S. 78-87.

Prišepa O.M., Novikov Ū.N. Rezul'taty pereocenki zapasov mestoroždenij neraspredelennogo fonda nefti pri aprobacii novoj klassifikacii zapasov i prognoznyh resursov nefti i gorûčih gazov // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2011. - # 2. – S. 6-15.