«УТВЕРЖДАЮ»
Председатель ГКЗ СССР
А. М. БЫБОЧКИН
26 августа 1983 г.

ИНСТРУКЦИЯ О СОДЕРЖАНИИ, ОФОРМЛЕНИИ И ПОРЯДКЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ В ГКЗ СССР МАТЕРИАЛОВ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

1. Порядок представления материалов

1.1. Запасы нефти, горючих газов, конденсата и содержащихся в них компонентов разведанных и разрабатываемых месторождений подлежат утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР).

При изменении в результате дополнительно проведенных на месторождении геологоразведочных работ или по данным разработки начальных балансовых и извлекаемых запасов нефти и газа категорий $A+B+C_1$ более чем на 20 % по сравнению с ранее утвержденными ГКЗ СССР производится повторный подсчет запасов, материалы которого представляются на рассмотрение ГКЗ СССР.

1.2. Материалы подсчета запасов месторождений нефти и горючих газов, сроки утверждения запасов которых предусмотрены государственными планами экономического и социального развития СССР или отдельными решениями Правительства СССР, представляются на рассмотрение ГКЗ СССР не позднее чем за три месяца до установленного срока утверждения.

Материалы подсчета запасов нефти и горючих газов, сроки утверждения запасов которых не предусмотрены государственными планами экономического и социального развития СССР или отдельными решениями Правительства СССР, представляются на утверждение ГКЗ СССР не позднее чем через шесть месяцев, а по крупным и сложным месторождениям — не позднее одного года после окончания геологоразведочных работ на этих месторождениях.

Материалы подсчета запасов месторождений, введенных в установленном порядке в разработку на пятилетний срок на базе запасов, принятых центральными комиссиями по запасам полезных ископаемых соответствующих министерств (ЦКЗ), представляются в ГКЗ СССР ко времени истечения установленного срока министерствами, осуществляющими разработку.

gost.e-ecolog.ru

1.3. Материалы подсчета запасов месторождений нефти и газа, утверждение запасов которых предусмотрено государственными планами экономического и социального развития СССР или отдельными решениями Правительства СССР, вносятся на рассмотрение ГКЗ СССР министерствами (управлениями) геологии союзных республик или отраслевыми министерствами, осуществляющими руководство геологоразведочными работами. По остальным объектам материалы подсчета запасов представляются на рассмотрение ГКЗ СССР организациями, которые производили разведку или разработку месторождения, в соответствии с годовыми планами — графиками, утвержденными соответствующими министерствами.

1.4. Материалы подсчета запасов до направления их в ГКЗ СССР рассматриваются и утверждаются научно-техническим советом (НТС) организации, проводившей геологоразведочные работы, с участием представителей организации, которая будет осуществлять разработку месторождения. Результаты рассмотрения материалов подсчета запасов представляются в ГКЗ СССР одновременно с отчетом.

По разрабатываемым месторождениям отчет с повторным подсчетом запасов рассматривается НТС организации, осуществляющей разработку месторождения, с участием представителей организации, проводившей геологоразведочные работы. Протоколы НТС обязательно должны отражать точки зрения обеих организаций. В случаях, если суммарные списанные и намечаемые к списанию в процессе разработки и при доразведке месторождения балансовые и извлекаемые запасы категорий $A+B+C_1$ превышают нормативы, установленные действующим положением о списании запасов с баланса предприятий, одновременно с отчетом в ГКЗ СССР направляется протокол НТС и заключение по представляемым материалам подсчета запасов Госгортехнадзора СССР и организации, производившей геологоразведочные работы. По требованию ГКЗ СССР на период рассмотрения материалов представляется предыдущий отчет.

1.5. Материалы подсчета запасов должны содержать технико-экономическое обоснование (ТЭО) коэффициентов извлечения нефти, конденсата и содержащихся в них компонентов, которое оформляется в виде отдельного тома.

1.6. Материалы подсчета запасов представляются в ГКЗ СССР в пяти экземплярах. К ним прилагаются авторская справка объемом не более 10 стр. об особенностях геологического строения месторождения, проведенных геологоразведочных работах, результатах подсчета запасов и справка об основных положениях ТЭО коэффициентов извлечения нефти, конденсата и содержащихся в них компонентов (4—5 стр.). Справки составляются по установленной ГКЗ СССР форме и представляются в десяти экземплярах.

1.7. По получении материалов подсчета запасов ГКЗ СССР заключает договор с организацией, представившей эти материалы, и рассматривает их в соответствии с условиями договора.

1.8. Решения ГКЗ СССР по рассмотрению материалов подсчета запасов и ТЭО коэффициентов извлечения нефти, конденсата и содержащихся в них компонентов оформляются протоколами. Копии протоколов ГКЗ СССР направляются организациям по списку, утвержденному ГКЗ СССР.

1.9. После утверждения запасов материалы подсчета направляются в объединение «Союзгеолфонд» (1-й экземпляр) и соответствующий территориальный геологический фонд, остальные экземпляры — организации, представившей подсчет, и соответствующему министерству. В случае отказа в утверждении запасов все материалы возвращаются представившей их организации вместе с протоколом ГКЗ СССР и экспертными заключениями.

2. Содержание материалов

2.1. Материалы подсчета запасов должны содержать все данные, позволяющие провести проверку подсчета без личного участия авторов. Материалы подсчета запасов, выполненного с помощью ЭВМ, должны содержать все данные, позволяющие провести проверку его промежуточных и конечных результатов обычными методами.

2.2. Материалы подсчета запасов включают: текстовую часть, ТЭО коэффициентов извлечения нефти, конденсата и содержащихся в них компонентов, текстовые, табличные и графические приложения и документацию геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических работ и исследования скважин, данные разработки и другие исходные сведения, необходимые для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений нефти и газа.

2.3. Текстовая часть должна содержать сведения о геологическом строении месторождения, результаты проведенных на нем поисковых, разведочных и эксплуатационных работ и другие материалы, обосновывающие подсчет запасов, оценку подготовленности месторождения для промышленного освоения, предложения по намечаемой или изменения по осуществляемой системе разработки, а также оценку перспектив месторождения в целом. По месторождениям, запасы которых утверждались ГКЗ СССР ранее, должен быть проведен детальный анализ изменений запасов и параметров подсчета по сравнению с ранее утвержденными.

Объем текстовой части не должен превышать 250 стр. Табличный материал, включаемый в текст, должен иметь обобщающий характер; вспомогательный материал, на основании которого сделаны обобщения и выводы, помещается в табличные приложения. Иллюстрирующий материал (карты, схемы, графики, рисунки) дается в тексте лишь в случае, если необходимы пояснения к принципиальным положениям отчета.

2.4. ТЭО коэффициентов извлечения нефти, конденсата и содержащихся в них компонентов должно содержать расчеты коэффициентов извлечения, выполненные по методике, апробированной для данного района, повариантные расчеты систем разработки ме-

сторождения, обоснование рекомендуемого варианта разработки, обеспечивающего наиболее полное извлечение нефти из недр с применением современных технических средств и технологических способов добычи при соблюдении требований законодательных актов по охране недр и окружающей среды.

2.5. Текстовые приложения должны содержать необходимую распорядительную документацию, результаты рассмотрения материалов подсчета запасов заинтересованными организациями и НТС организаций, осуществлявших геологоразведочные работы или разработку, а также результаты дополнительных работ, выполненных сторонними организациями. Для разрабатываемых месторождений следует дать сведения о размерах добычи, потерь, списания утвержденных запасов, качестве получаемой продукции, полноте комплексного использования полезных ископаемых.

2.6. Табличные приложения должны включать материалы по определению параметров, операциям и результатам подсчета запасов, а также сведения, необходимые для обоснования основных положений и выводов, изложенных в тексте отчета.

2.7. Графические приложения при минимальном их количестве должны достаточно полно отображать результаты геологоразведочных работ: геологическое строение месторождения, нефтегазоносность, положение контуров подсчитанных запасов, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия. Диаграммы стандартного каротажа, инклинограммы, описание керна, акты испытания скважин и акты проверки манометров, а также документация математической обработки материалов на ЭВМ представляются в одном экземпляре.

2.8. При большом фонде скважин на разрабатываемых месторождениях с извлекаемыми запасами нефти свыше 30 млн. т или с балансовыми запасами газа свыше 30 млрд. м^3 первичные геолого-геофизические материалы и результаты опробования представляются по части скважин, равномерно расположенных на площади месторождения и характеризующих особенности геологического строения и нефтегазоносности месторождения («базовым» скважинам). Представление материалов только по «базовым» скважинам производится по согласованию с ГКЗ СССР.

3. Текстовая часть

3.1. При составлении текста отчета рекомендуется излагать материал по следующей схеме:

— введение;
— общие сведения о месторождении;
— геологическое строение района и месторождения;
— геологоразведочные работы;
— геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных;
— нефтегазоносность месторождения;
— гидрогеологические и геокриологические условия;

— физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по керну;

— состав и свойства нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их компонентов;

— сведения о разработке месторождения;

— обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов;

— сопоставление подсчитанных запасов с числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР и с ранее утвержденными;

— мероприятия по охране окружающей среды;

— обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения;

— качество и эффективность геологоразведочных работ;

— геолого-экономическая оценка месторождения;

— заключение;

— список использованных материалов.

3.2. Объем каждого из перечисленных разделов и полнота изложения отдельных положений определяются авторами в зависимости от сложности геологического строения месторождения, а также результатов проведенных геологоразведочных, научно-исследовательских работ и данных разработки. В каждом разделе имеются краткие выводы о полноте полученных данных и степени изученности вопроса.

3.3. При повторном представлении материалов подсчета запасов дается подробное изложение методики и объемы дополнительно проведенных работ, их качества, эффективности и результатов, обоснование изменений, внесенных в представления, полученные ранее при геолого-промышленной оценке месторождения. Сведения, оставшиеся без изменения ,могут быть приведены в сокращенном виде со ссылкой на предыдущий отчет. По разрабатываемым месторождениям, на которых после предыдущего представления материалов геологоразведочные работы не проводились, разделы «Геологоразведочные работы» и «Качество и эффективность геологоразведочных работ» исключаются.

Ниже приводится перечень основных вопросов, подлежащих освещению в соответствующих разделах отчета.

3.4. Введение.

3.4.1. Время открытия месторождения и сроки проведения геологоразведочных работ. Задачи проведенных на месторождении геологоразведочных работ и обоснование необходимости представления материалов подсчета запасов в ГКЗ СССР. Задание по приросту запасов, установленное Государственным планом экономического и социального развития СССР или отдельными решениями Правительства СССР, или планами министерств. Намечаемые сроки промышленного освоения месторождения.

3.4.2. Даты и номера протоколов предыдущих утверждений запасов ГКЗ СССР, а при отказе в утверждении — причины возврата материалов. Утвержденные запасы (по группам и катего-

риям), цифры добычи нефти, конденсата и газа на дату предыдущего подсчета, обоснование причин подсчета.

3.4.3. Сведения о выполнении рекомендаций ГКЗ СССР, данных при предыдущем рассмотрении материалов.

3.5. Общие сведения о месторождении.

3.5.1. Географическое и административное положение месторождения. Ближайшие населенные пункты и расстояния до них. Транспортные условия, расстояния от месторождения до ближайшего крупного населенного пункта и предполагаемых потребителей, железнодорожной станции или пристани (порта), газо- или нефтепровода, ближайшего нефтяного или газового месторождения, запасы которого утверждены ГКЗ СССР; энергоснабжение и сейсмичность района; обеспеченность строительными материалами.

3.5.2. Природно-климатические условия района и месторождения: среднемесячные, среднегодовые и экстремальные значения температуры, годовые и кратковременные максимальные суммы осадков, преобладающее направление ветров и их сила, распределение и толщина снегового покрова, глубина сезонного промерзания почвы; рельеф, гидрографическая сеть, заболоченность местности, характеристика имеющихся близ месторождения или на его площади поверхностных водотоков, водоемов и возможность их использования для питьевого и технического водоснабжения будущего предприятия по добыче нефти и газа.

3.5.3. История открытия и разведки месторождения, краткие сведения о ранее проведенных работах и исследованиях, их методике, объемах, качестве и эффективности. Для разрабатываемых месторождений — год ввода в разработку, разрабатываемые пласты (залежи).

3.6. Геологическое строение района и месторождения.

3.6.1. Краткие сведения о геологическом строении района. Положение месторождения в общей геологической структуре района. Принятая стратиграфическая схема. Краткое описание комплекса отложений, слагающих разрез месторождения, с указанием возраста, пространственного распространения стратиграфических единиц, их толщины и выдержанности.

3.6.2. Перечень продуктивных пластов и их индексация. Характеристика продуктивных пластов — пределы колебаний толщины с указанием ее средних и наиболее характерных величин. Оценка степени выдержанности толщины и строения продуктивного пласта. Общие пространственные закономерности в изменении толщины и строения пластов по площади, положение и размеры зон замещения и выклинивания.

3.6.3. Основные сведения о тектонике месторождения: складчатые нарушения — типы, форма, размеры, направление осей складок, изменение углов падения пород на крыльях, структурные и возрастные взаимоотношения отложений; разрывные нарушения — элементы залегания, характер и амплитуда смещения. Закономерности проявления мелкоамплитудной нарушенности. Влияние на-

рушений на морфологию и условия залегания нефтегазоносных пластов.

3.6.4. Подтверждаемость структурных построений фактическими данными полевых геофизических исследований, структурного бурения, материалами, полученными в процессе разведки, а для разрабатываемых месторождений — материалами разведки и разработки.

3.6.5. Для разрабатываемых месторождений, запасы которых ранее утверждались ГКЗ СССР,— сопоставление данных о строении месторождения по предыдущим материалам с дополнительно полученными при разработке и доразведке, анализ выявленных расхождений, оценка достоверности данных предшествующих геологоразведочных работ.

3.6.6. Для разрабатываемых месторождений, представления о геологическом строении которых не претерпели изменений, допускается приводить краткую геологическую характеристику со ссылкой на отчет, где эти сведения были приведены более полно.

3.7. Геологоразведочные работы.

3.7.1. Объем и результаты полевых геофизических исследований. Комплекс применяемых методов работ и методика их исполнения, результаты интерпретации полученных данных. Объем, методика и результаты структурно-картировочного бурения.

3.7.2. Сведения о наличии или отсутствии проекта на проведение геологоразведочных работ. Обоснование системы разведки месторождения: количества этажей и порядка их разбуривания, числа и способов размещения скважин на разных этапах, расстояний между скважинами; числа скважин в контуре нефтегазоносности; проектных нагрузок на скважины по отбору керна по всему разрезу и по продуктивным пластам, комплекса способов опробования пластов. Целевое назначение пробуренных скважин, их диаметр, конструкция, технология бурения, глубина и техническое состояние. Данные о выносе керна по скважинам по всему разрезу и отдельно по продуктивным пластам; освещенность керном нефтегазонасыщенных интервалов.

3.7.3. Состояние фонда пробуренных скважин на дату подсчета запасов, число ликвидированных скважин и причины их ликвидации, использование законтурных скважин. При повторном подсчете запасов — сведения о состоянии фонда всех пробуренных скважин на дату подсчета запасов, анализ соответствия ранее принятой методики геологоразведочных работ и системы размещения разведочных скважин геологическому строению месторождения.

3.7.4. Методика и результаты опробования скважин, условия вскрытия пластов, условия вызова притоков, сведения об интенсификации притоков, продолжительность замеров притоков нефти и газа, производительность скважин, устойчивость дебитов при разных режимах, условия очистки забоя, пластовые и забойные давления, депрессии, газосодержание, содержание конденсата и т. д.

3.8. Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных.

3.8.1. Объем проведенных ГИС. Комплекс применявшихся методов и его обоснование, число скважин, исследованных различными методами, перечень методов исследований, выполненных по каждому продуктивному пласту, и их эффективность. Техника проведенных работ (типы и размеры зондов, масштабы и скорость записи кривых, физические свойства промывочной жидкости и др.), их качество и результаты. Степень использования новейших геофизических методов и аппаратуры.

3.8.2. Методика интерпретации полученных диаграмм: принципы и критерии, положенные в основу выделения реперов, коллекторов и продуктивных пластов, определения эффективной толщины пластов, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, вытеснения, глинистости и проницаемости, определения положения разделов нефть—вода, нефть—газ и газ—вода, обоснование представительности использования принятого метода. В табличной форме — значения параметров по объектам подсчета (залежам, пластам) по отдельным скважинам и наиболее вероятное их среднее значение; оценка точности определения параметров. В табличной форме — сопоставление параметров продуктивных пластов, полученных геофизическими методами, с результатами лабораторных исследований керна; анализ результатов сопоставления. Обоснование величин нижних пределов параметров коллектора по данным ГИС и увязка с определениями по керну, исследованию скважин и т. д.

3.8.3. Обоснование абсолютных отметок разделов нефть—вода, нефть—газ и газ—вода для каждой залежи отдельно по данным геофизических исследований и опробования скважин, принятых положений контактов. Обоснование положения контактов дается в виде таблиц, содержащих по испытанным скважинам условия опробования, глубины залегания продуктивного пласта, глубины и абсолютные отметки интервалов перфорации, результаты опробования, а по неиспытанным — характеристики продуктивных отложений по данным каротажа. В случае сложной поверхности водонефтяного контакта (ВНК) или газоводяного контакта (ГВК) прилагаются карты поверхностей этих контактов.

3.8.4. Для разрабатываемых месторождений, запасы которых ранее утверждались ГКЗ СССР, необходимо сопоставление результатов геофизических исследований скважин в предыдущем и новом подсчетах, а в случае изменений — анализ причин расхождений. Анализ достоверности полученных параметров и рекомендации по ее повышению.

В случаях переинтерпретации результатов ГИС, использованных ранее для подсчета запасов, — обоснование принятых изменений. Параметры, принятые по предыдущим подсчетам запасов, приводятся со ссылками на отчет, где они обосновываются.

3.9. Нефтегазоносность месторождения.

3.9.1. Краткие сведения о нефтегазоносности района. Характеристика нефтегазоносности вскрытого разреза, перечень пластов с промышленной продуктивностью, а также пластов с предполагаемой продуктивностью, обоснование предполагаемой продуктивности.

3.9.2. Характеристика каждой залежи: тип, размеры (длина, ширина, высота), эффективная нефтегазонасыщенная толщина продуктивного пласта в пределах нефтяной, водонефтяной, газовой, газонефтяной и газоводяной зон и ее изменение по площади и разрезу, доли этих зон от объема залежи.

3.9.3. Оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата в отложениях невскрытой части разреза, проведенная по аналогии с соседними месторождениями, где эти отложения изучены и на основе анализа условий формирования месторождений нефти и газа в пределах данной структурно-фациальной зоны.

3.10. Гидрогеологические и геокриологические условия.

3.10.1. Объем, содержание и методика гидрогеологических исследований и наблюдений. Водоносные интервалы, опробованные в колонне, в открытом стволе пластоиспытателем и выделенные по материалам ГИС. Количество водоносных объектов, отобранных по ним проб воды и растворенного в ней газа, данные анализов этих проб. Кривые восстановления устьевых давлений, статического и динамического уровней, температуры, дебита и т. д. При большом объеме данных они оформляются в виде таблиц. Оценка полноты и качества проведенных работ.

3.10.2. Характеристика водоносных горизонтов: глубина их залегания, вещественный и гранулометрический состав, распространение и фациальная изменчивость водовмещающих пород по площади и разрезу, фильтрационные и емкостные свойства водовмещающих пород, дебиты скважин и соответствующие им депрессии или уровни. Характеристика гидродинамической системы: напоры вод по отдельным водоносным горизонтам, гидродинамическая связь горизонтов, их положение в гидродинамической системе района, данные о пластовом давлении в законтурной части залежи и приемистости скважин.

3.10.3. Физические свойства и химический состав подземных вод (результаты специальных исследований, включающих определение содержания растворенных газов и коэффициента сжимаемости), минерализация, жесткость, агрессивность по отношению к цементу и металлу. Содержание в подземных водах йода, бора, брома и других полезных компонентов, оценка возможности их промышленного извлечения и определение необходимости постановки в дальнейшем специальных геологоразведочных работ.

3.10.4. Характеристика законтурной зоны продуктивных горизонтов по данным разведки: к какому комплексу принадлежит горизонт, химический и газовый состав вод, температура и пластовое давление на уровне водонефтяного или газоводяного контактов, физические свойства пластовой воды (рекомендуется использова-

ние результатов пьезометрических наблюдений). Возможный режим дренирования залежи.

3.10.5. Заключение о возможности использования подземных вод в теплоэнергетических, бальнеологических и мелиоративных целях, для питьевого и технического водоснабжения.

3.10.6. Наличие зон многолетнемерзлых пород, их распространение и глубина залегания, толщина и ее изменение по площади. Температура и ее распределение по разрезу. Результаты наблюдений по сезонному оттаиванию многолетнемерзлых пород. Возраст многолетнемерзлых пород, их гранулометрический и минеральный состав, содержание водорастворимых солей, содержание и распределение в породах льда, объемная льдистость, макрольдистость, наличие погребенных пластовых льдов. Наличие межмерзлотных и подмерзлотных вод, их химический состав, дебиты, температура, агрессивность по отношению к цементу и металлу. Прогноз изменения геокриологических условий в процессе разработки месторождения. Рекомендации по предупреждению развития явлений, которые могут осложнить ход разработки месторождения.

3.10.7. При наличии результатов специальных исследований, проведенных сторонними организациями, в разделе должны быть приведены краткие выводы по данным этих исследований и освещена степень их использования при изучении гидрогеологических и геокриологических особенностей месторождения.

3.10.8. Для разрабатываемых месторождений приводятся краткие сведения о дополнительных результатах исследований в скважинах, пробуренных после предыдущего рассмотрения материалов в ГКЗ СССР, и дается сопоставление этих новых данных с ранее представлявшимися. При расхождении результатов необходим анализ причин расхождения.

3.11. Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по керну.

3.11.1. Привязка образцов керна к разрезу отложений, анализ методики отбора и качество извлеченного керна. Методика изучения физических параметров.

3.11.2. По каждому продуктивному пласту для пород-коллекторов: вещественный и гранулометрический состав, окатанность зерен и степень их сортированности, тип и состав цемента, состав и распределение в пласте глинистого материала, емкостные и фильтрационные свойства пород (открытая пористость, трещиноватость, кавернозность, остаточная водонасыщенность и остаточная нефтегазонасыщенность, проницаемость абсолютная и эффективная), закономерности их изменения по площади и разрезу пласта, коэффициенты песчанистости и расчлененности, физические свойства пород-коллекторов (электропроводность, коэффициент сжимаемости, упругость, радиоактивность и др.) и основные зависимости между ними и коллекторскими свойствами, обосновывающие параметры подсчета, общее число исследованных образцов керна (в том числе учтенных при выборе средних величин пористо-

сти и проницаемости по принципу отбраковки непредставительных образцов) и привязка их к разрезу, равномерность освещенности поднятым и изученным керном разреза каждой скважины, разреза в целом и площади залежи, количество образцов на один метр продуктивной части разреза, методика и результаты определения остаточной водонасыщенности пластов, характеристика пород по водонефтегазонасыщенности (в том числе остаточной нефтегазонасыщенности и др.).

3.11.3. Обоснование нижних пределов значений открытой пористости и проницаемости и средние их величины для коллекторов, из которых при современной технологии разработки может быть извлечена нефть; определение типа коллектора.

3.11.4. Характеристика литологических свойств и петрофизических зависимостей пород-покрышек: вещественный состав, пористость, давление прорыва и др. Для разрабатываемых месторождений при повторном подсчете запасов подробная характеристика физико-литологических свойств дается только для новых продуктивных пластов. По ранее изученным пластам приводятся краткие сведения, дополненные данными последующих исследований. Параметры коллекторов, оставшиеся без изменений, приводятся со ссылкой на соответствующий отчет.

3.12. Состав и свойства нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их компонентов.

3.12.1. Методика и условия отбора глубинных проб — глубина отбора, пластовое давление, пластовая температура. Число и качество глубинных и отобранных на поверхности проб по продуктивным пластам. Методы исследования и проводившая их организация. Обоснование полноты изученности состава и свойств нефти и газа по каждому пласту (залежи), площади и разрезу.

3.12.2. Физико-химическая характеристика нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях: плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, состав и др. Изменчивость отдельных показателей состава и свойств по площади залежи и разрезу и их средние величины по каждой залежи.

3.12.3. Товарная характеристика нефти, конденсата и газа: теплота сгорания, содержание серы, масел, парафина, воды, хлористых солей, механических примесей; методика их определения. Вывод об отнесении нефти, газа и конденсата к соответствующим группам государственных стандартов.

3.12.4. Технико-экономическое обоснование рентабельности извлечения из нефти и газа и использования в народном хозяйстве конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов и целесообразности подсчета их запасов. Данные о потребности в них в экономическом районе (отрасли), влияние их извлечения на общую геолого-экономическую оценку разведанного месторождения. Предложения по комплексной разработке месторождения, в том числе по извлечению конденсата, этана, пропана, бутанов, серы,

гелия и металлов. При пересчете запасов обязательно указать фактическое извлечение серы на предприятии, куда поставляется нефть для переработки.

3.13. Сведения о разработке месторождения.

3.13.1. При вводе в опытную эксплуатацию отдельных разведочных скважин до окончания разведки месторождения приводятся следующие данные: количество скважин, находящихся в опытной эксплуатации; время работы каждой скважины; количество добытой нефти, газа, конденсата и воды по каждой скважине и залежи; изменение депрессий и дебитов нефти и газа, пластовых давлений за время опытной эксплуатации отдельных скважин; результаты обработки призабойных зон с целью интенсификации притока; величины потерь нефти, газа, конденсата и воды в процессе опробования и исследования скважин или их аварийного фонтанирования. Для газовых залежей даются результаты отбора газа с учетом потерь, начальные и текущие пластовые давления и другие данные, необходимые для подсчета запасов газа методом падения давления.

3.12.2. По разрабатываемым месторождениям приводятся: проектная и фактическая годовая добыча по разрабатываемым пластам нефти или газа, суммарная добыча за время разработки нефти, газа, конденсата и воды и их использование; сведения о фактическом извлечении содержащихся в них компонентов при добыче и переработке сырья, анализ результатов разработки каждой залежи и характеристика системы разработки; изменения депрессий и дебитов нефти, газа, конденсата и воды с начала разработки по дату подсчета запасов, изменения пластового давления и газосодержания, степени обводненности извлекаемой из недр продукции; количество закачиваемой воды; депрессии на пласт, взаимовлияние скважин; методы интенсификации добычи нефти, газа и конденсата и их эффективность, методы повышения степени извлечения нефти и конденсата из недр, текущие коэффициенты извлечения нефти и конденсата; результаты замеров уровней жидкости в пьезометрических скважинах.

3.14. Обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов.

3.14.1. Обоснование принятого метода подсчета запасов особенностями геологического строения месторождения и степенью его изученности.

3.14.2. Обоснование принятых величин подсчетных параметров. Оценка представительности результатов определения подсчетных параметров разными методами (по керну и геофизическим исследованиям скважин) и обоснование величин их граничных значений. При повторном подсчете запасов — сопоставление принятых подсчетных параметров с ранее утвержденными, анализ причин изменения подсчетных параметров с приведением конкретного фактического материала, обосновывающего изменение принятых величин.

3.14.3. Обоснование принятых принципов оконтуривания залежей и подсчетных блоков: по линиям скважин, методами экстраполяции и интерполяции.

3.14.4. В случаях применения метода аналогии приводятся исходные данные, подтверждающие правильность выбора параметров подсчета по аналогам (месторождениям, залежам) и дается обоснование возможности переноса данных на оцениваемое месторождение (залежь).

3.14.5. При подсчете запасов нефти объемным методом по нефтяным и газонефтяным месторождениям обосновываются и рассчитываются площадь нефтеносности (в соответствии с принятыми положениями водонефтяного или газонефтяного контакта, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта); толщина нефтенасыщенная и объем нефтенасыщенных пород; средний коэффициент открытой пористости (трещиноватости, кавернозности), средний коэффициент нефтенасыщенности, средние величины плотности нефти, пересчетного коэффициента, газосодержания нефти в пластовых условиях; коэффициент извлечения нефти. Сопоставляются средние величины пористости (трещиноватости, кавернозности) и нефтенасыщенности, определенные разными методами.

3.14.6. При подсчете запасов газа объемным методом по нефтегазовым и газовым месторождениям обосновываются и рассчитываются площадь газоносности в соответствии с принятыми положениями газоводяных и газонефтяных контактов, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивных пластов; толщина эффективная и газонасыщенная и объем газонасыщенных пород; средний коэффициент открытой пористости (трещиноватости, кавернозности), средний коэффициент газонасыщенности; начальные и текущие пластовые давления с указанием условий их замеров, средние значения давлений, поправки на температуру и отклонение от закона Бойля-Мариотта; среднее содержание конденсата в газе.

3.14.7. При подсчете запасов газа методом падения давления по разрабатываемым месторождениям газа обосновываются и рассчитываются начальное и текущее положение газоводяного контакта; начальное пластовое давление и температура; изменение во времени величин пластовых и устьевых давлений; газогидродинамическая связь залежей месторождения; степень дренируемости отдельных частей залежи; режим работы залежи и отдельных ее частей; динамика вторжения пластовой воды; потери или перетоки газа; величина отбора газа, конденсата и воды по скважинам и залежи.

3.14.8. При подсчете запасов нефти и газа по разрабатываемым месторождениям методом материального баланса обосновывается режим работы залежи, характер ее разбуренности и эксплуатационная характеристика; выбор расчетного варианта, объекта 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 залежь пластовой воды); средние пластовые давления, пластовая температура; объемный коэффициент пластовой нефти, коэффициент сжимаемости пластовой нефти, давление насыщения; начальная и текущая растворимость газа в нефти, объемный начальный и текущий коэффициент пластового газа; объемный коэффициент пластовой воды, коэффициент сжимаемости воды; коэффициент сжимаемости пород-коллекторов; отношение объема газовой шапки к объему нефтенасыщенной части залежи (для нефтегазовых залежей).

3.14.9. Обоснование выделения балансовых и забалансовых запасов и их категорий по каждому объекту подсчета запасов в соответствии с Инструкцией по применению Классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.

3.14.10. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов производится раздельно для газовой, нефтяной, газонефтяной, водонефтяной и газонефтеводяной зон по типам коллекторов для каждого пласта залежи и месторождения в целом с обязательной оценкой перспектив всего месторождения.

3.14.11. Запасы содержащихся в нефти и газе компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются в границах подсчета запасов нефти и газа.

3.14.12. При подсчете запасов средние подсчетные значения измеряются в следующих величинах: толщина в метрах; давление в мегапаскалях с точностью до десятых долей единицы; площадь в тысячах квадратных метров; плотность нефти, конденсата и воды в граммах на один кубический сантиметр, а газа — в килограммах на один кубический метр (с точностью до тысячных долей единицы); коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности в долях единицы с округлением до сотых долей; коэффициенты извлечения нефти и конденсата — в долях единицы с округлением до тысячных долей.

3.14.13. Запасы нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются в тысячах тонн, газа в миллионах кубических метров; гелия и аргона — в тысячах кубических метров.

3.14.14. Параметры и результаты подсчета запасов даются в табличной форме.

3.15. Сопоставление подсчитанных запасов с числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР и с ранее утвержденными.

3.15.1. При подсчете запасов проводится сопоставление подсчитанных запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов с запасами, числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР, с указанием причин расхождений.

3.15.2. При повторном подсчете проводится сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в

них компонентов с запасами, числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР и ранее утвержденными ГКЗ СССР, с указанием причин расхождений.

3.15.3. Сопоставление проводится по каждой залежи и по месторождению в целом.

3.16. Мероприятия по охране окружающей среды.

3.16.1. Влияние разработки месторождения на расположенные вблизи населенные пункты, заповедники, озера, реки, леса, поля и на залежи других полезных ископаемых, на тепловой режим в зонах многолетнемерзлых пород.

3.16.2. Необходимость и способы очистки попутно извлекаемых подземных вод для их обратной закачки в пласты или захоронения. Предлагаемые способы охраны от истощения или загрязнения поверхностных водотоков и подземных вод, которые используются или могут быть использованы для нужд народного хозяйства. В случае необходимости закачки попутно извлекаемых подземных вод в другие водоносные горизонты приводятся данные исследований, обосновывающие возможность закачки.

3.16.3. Предлагаемые способы охраны окружающей среды от вредных отходов при применении новых методов воздействия на пласт (внутрипластовое горение, закачка кислот в пласты и др.).

3.17. Обоснование подготовленности месторождения (залежей) для промышленного освоения.

3.17.1. Выполнение требований к изученности геологического строения месторождения в отношении состава и свойств нефти и газа, гидрогеологических, горногеологических, геокриологических и других природных условий разработки месторождения, предусмотренных Классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Степень изученности первоочередных объектов разработки месторождения.

3.17.2. Соответствие достигнутого соотношения запасов различных категорий требованиям Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Обоснование возможности промышленного освоения месторождения или его части при наличии запасов категории C_2 более 20 %.

3.17.3. Соответствие степени изученности компонентов нефти, газа и конденсата, имеющих промышленное значение, положениям четвертого раздела «Требований к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов» (ГКЗ СССР, 1982 г.).

3.17.4. Общие запасы месторождения в его геологических границах в соответствии со степенью их разведанности, а также оценка перспективных ресурсов. Возможности повышения обеспеченности предприятия разведанными запасами или увеличения его производственной мощности при продолжении на месторождении геологоразведочных работ.

3.17.5. Данные о наличии в районе месторождения источников питьевого и технического водоснабжения, которые смогут обеспе-

чить потребности будущего предприятия по добыче нефти и газа, и сырьевой базы строительных материалов.

3.18. Качество и эффективность геологоразведочных работ.

3.18.1. Точность полевых геофизических исследований, послуживших основанием для постановки поисково-разведочного бурения, и оценка степени соответствия их результатов данным разведочного бурения. Процент выноса керна; пригодность керна для лабораторных исследований; степень использования керна для обоснования подсчетных параметров. Соотношение количества всех пробуренных скважин к количеству ликвидированных, оказавшихся за пределами залежей. Количество опробованных интервалов продуктивных пластов, скважин, приходящихся на одну разведанную залежь; их доля от общего числа пройденных интервалов, скважин.

3.18.2. Общие денежные затраты на поиски, разведку и исследовательские работы на месторождении. Затраты по основным видам работ: на геологическую съемку, полевые геофизические работы, структурное, параметрическое, поисковое и разведочное бурение, гидрогеологические, геофизические, лабораторные, научные и другие исследования, строительство временных зданий и сооружений, камеральные работы. Количество и стоимость поисковых и разведочных скважин, передаваемых на баланс нефтегазодобывающей организации, а также ликвидированных по геологическим и техническим причинам.

3.18.3. Запасы нефти и газа, приходящиеся на одну скважину и на один метр проходки. Фактические затраты на один метр проходки, одну тонну балансовых и извлекаемых запасов нефти и 1000 м^3 запасов газа категории C_1, определенные по общим затратам на поиски и разведку месторождения. Сопоставление затрат, приходящихся на подготовку единицы разведанных запасов данного месторождения, с соответствующими затратами на аналогичных месторождениях и со средними по экономическому району.

3.19. Геолого-экономическая оценка месторождения.

3.19.1. Удельный вес запасов разведанного месторождения в балансе запасов экономического района. Основные технико-экономические показатели, характеризующие производительность будущего предприятия по добыче нефти или газа, капитальные вложения и эксплуатационные затраты (суммарные на единицу продукции), уровень рентабельности к производственным фондам и срок окупаемости капитальных вложений, народно-хозяйственная экономия от использования единицы извлекаемых запасов полезного ископаемого. Сопоставление с аналогичными показателями по другим месторождениям, экономическому району.

3.19.2. По разрабатываемым месторождениям: сведения о себестоимости добычи одной тонны нефти и 1000 м^3 газа, сопоставление фактических технико-экономических показателей на дату подсчета запасов с проектными и со средними их значениями по нефтегазодобывающему управлению, объединению, министерству. По разведанным месторождениям — предложения по комплексному

использованию запасов нефти и горючих газов, по разрабатываемым — степень комплексности использования нефти, газа и конденсата.

3.20. Заключение.

3.20.1. Основные выводы о степени изученности геологического строения, количестве и качестве запасов нефти и газа, комплексном использовании запасов месторождения, гидрогеологических, горно-технических и геокриологических условиях разработки месторождения. Выполнение плана по срокам представления отчета с подсчетом запасов в ГКЗ СССР и утверждению запасов, соотношение запасов, находящихся на Государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР и подсчитанных в отчете.

3.20.2. Рекомендации авторов и проектной организации по наиболее рациональному способу разработки месторождения.

3.20.3. Оценка общих перспектив месторождения, рекомендации по проведению разведки перспективных площадей, расположенных в том же геологическом районе, и продолжению геологоразведочных работ, совершенствованию научных исследований.

3.21. Список использованных материалов.

В перечне опубликованной литературы, фондовых и других материалов, использованных при составлении отчета, приводятся название материалов, авторы, место и год издания (составления).

4. Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти и конденсата

4.1. ТЭО коэффициентов извлечения нефти и конденсата дается по каждой залежи и в среднем по месторождению.

4.2. При составлении ТЭО коэффициентов извлечения учитываются достигнутый уровень развития техники и технологии разработки залежей нефти и газа, необходимость наиболее полного извлечения нефти и газа из недр, перспективы применения новых методов разработки, интенсификации добычи и увеличения степени извлечения нефти из недр.

4.3. Расчеты коэффициентов извлечения проводятся на балансовых запасах для разведанных месторождений категорий C_1+C_2, а для разрабатываемых — категорий $A+B+C_1+C_2$.

4.4. Приводятся исходные позиции гидродинамических расчетов процесса разработки с обоснованием всех параметров и характеристик фактическими данными — результатами лабораторных опытов, геофизических и гидродинамических исследований скважин. Дается обоснование выбранной методики определения коэффициентов извлечения и приводится оценка точности расчета. Отклонения от стандартных методик (упрощения, изменения отдельных блоков расчетной схемы и др.) обязательно фиксируются при обосновании выбора методики. При этом каждое отклонение должно быть мотивировано и сопровождаться оценкой влияния его на результаты расчета.

4.5. ТЭО коэффициентов извлечения и обоснование выбора оптимального варианта системы разработки месторождения проводятся по методике, апробированной для данного района, по результатам технологических и технико-экономических расчетов нескольких вариантов системы разработки.

4.6. Приводятся данные о запасах нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов и намечаются реальные пути комплексного использования запасов месторождения.

4.7. ТЭО коэффициента извлечения конденсата производится в зависимости от способа разработки месторождения (залежи), потенциального содержания конденсата в газе и потерь в пласте к концу разработки в соответствии с «Инструкцией по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа» («Недра», М., 1973 г.).

4.8. ТЭО коэффициентов извлечения для месторождений с извлекаемыми запасами нефти до 10 млн. т и балансовыми запасами газа до 10 млрд. м^3 проводится по выбранной методике в сокращенном виде.

5. Текстовые приложения

В число материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов должны входить:

— распорядительные документы, задания по срокам разведки и запасам;

— протокол рассмотрения отчета с подсчетом запасов НТС организации, проводившей геологоразведочные работы, с участием представителей организации, которая будет осуществлять разработку месторождения;

— справка о согласовании с соответствующими организациями возможности сброса вод, извлекаемых совместно с нефтью и газом, в поверхностные водоемы и водотоки или в другие водоносные горизонты.

Для разрабатываемых месторождений должны прилагаться также:

— протокол рассмотрения отчета с подсчетом запасов НТС организации, разрабатывающей месторождение, с участием представителей организации, ранее проводившей разведку месторождения;

— справка организации, разрабатывающей месторождение, о количестве добытых нефти, газа и конденсата (в том числе за период после последнего утверждения запасов), плановой и фактической себестоимости добычи, качестве товарной продукции и направлениях ее промышленного использования;

— справка о результатах специальных тематических работ, проведенных сторонними организациями, и их рекомендациях.

В случаях, если суммарные списанные и намечаемые к списанию в процессе разработки и при доразведке месторождения ба-

лансовые и извлекаемые запасы категорий $A+B+C_1$ превышают нормативы, установленные действующим положением о списании запасов с баланса предприятий, одновременно с отчетом дополнительно представляются:

— заключение Госгортехнадзора СССР;

— заключение организации, ранее проводившей разведку месторождения.

6. Табличные приложения

Таблицы должны содержать исходные и промежуточные данные, необходимые для проверки операций по подсчету запасов. Обязательными являются следующие таблицы:

— объема поисково-разведочного бурения;

— сведений о толщине продуктивного пласта и его освещенности керном;

— результатов опробования и исследования скважин;

— выполненного комплекса геофизических исследований скважин;

— химического состава и физических свойств пластовых вод;

— сведений о литолого-физических свойствах продуктивных пластов;

— физико-химических свойств нефти;

— состава газа, растворенного в нефти;

— характеристики свободного газа;

— характеристики конденсата;

— сведений о разработке месторождения (залежи);

— средних величин пористости (трещиноватости, кавернозности), проницаемости, нефтегазосодержания;

— подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа;

— подсчетных параметров и запасов газа, конденсата и содержащихся в них компонентов;

— сопоставления параметров, принятых при повторном подсчете запасов нефти и растворенного газа и по предыдущему подсчету;

— сопоставления вновь подсчитанных запасов нефти и растворенного газа с ранее утвержденными ГКЗ СССР и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР;

— сопоставления вновь подсчитанных запасов свободного газа и параметров подсчета с ранее утвержденными ГКЗ СССР и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР.

При представлении подсчета запасов, выполненного на ЭВМ, должны быть приложены машинные распечатки таблиц. В случае необходимости представляются другие табличные материалы, обосновывающие подсчет и выводы авторов.

7. Графические материалы

7.1. В отчете по подсчету запасов независимо от метода подсчета должны содержаться следующие графические материалы:

7.1.1. Обзорная карта района месторождения с указанием его местоположения, ближайших месторождений, нефтегазопромыслов, нефте- и газопроводов, железных и шоссейных дорог и населенных пунктов.

7.1.2. Структурная карта по данным геофизических исследований, структурного бурения или иных исследований, послужившая основой для постановки глубокого бурения. На этой карте должен быть нанесен весь фактический материал, положенный в основу ее построения: сейсмические профили, структурные, проектные и фактически пробуренные поисковые и разведочные скважины с указанием сроков начала и конца их бурения.

7.1.3. Сводный (нормальный) геолого-геофизический разрез месторождения в масштабе от 1 : 500 до 1 : 2000 со стратиграфическим расчленением, каротажной характеристикой, кратким описанием пород и характерной фауны, указанием электрических, сейсмических и других реперов и выделением нефтегазонасыщенных пластов (горизонтов).

7.1.4. Геологические разрезы (один продольный и как минимум один поперечный) по месторождению, отражающие стратиграфические единицы отложений, литологические особенности пород, положение тектонических нарушений, залежей нефти и газа, контактов нефть—вода, газ—нефть или газ—вода.

7.1.5. Схемы корреляции продуктивных пластов в масштабе 1 : 200, составленные по данным каротажа и описания керна, с выделением проницаемых пород, нефте- и газонасыщенных интервалов, интервалов перфорации, положениями контактов нефть—вода, газ—нефть, газ—вода, их глубиной и абсолютными отметками. При значительной толщине продуктивного разреза (до 1000 м) схемы корреляции даются в масштабе 1 : 500. Для слабо изученных месторождений желательно составление схемы сопоставления отложений с разрезами соседних хорошо изученных месторождений, аналогичных по геологическому строению.

7.1.6. Структурные карты по подошве коллекторов каждого продуктивного горизонта в масштабе подсчетного плана (представляются по пластовым залежам для обоснования положения внутренних контуров нефтегазоносности).

7.1.7. Схема опробования каждого пласта для обоснования положения контактов; на ней должны указываться глубина и абсолютные отметки интервалов залегания пластов-коллекторов и перфорации, результаты опробования и характеристика нефтегазонасыщенности по данным каротажа.

7.1.8. Карты изолиний суммарной эффективной и нефтегазонасыщенной (газонасыщенной) толщины пласта в масштабе под-

счетных планов. При небольшом количестве скважин эти карты можно совместить на одном листе. На картах должны быть нанесены границы категорий запасов и исходные данные, использованные для построения этих карт.

7.1.9. Подсчетные планы по каждому пласту в масштабе 1 : 5000—1 : 50 000, обеспечивающем необходимую точность замера площадей и зависящем от размеров месторождения и сложности его строения. Эти планы составляются на основе структурной карты по кровле (поверхности) продуктивных пластов-коллекторов или же хорошо прослеживающемуся ближайшему реперу, не более чем в 10 м выше или ниже кровли пласта. Показываются внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, границы категорий запасов, все пробуренные на дату подсчета запасов скважины с точным нанесением положения устьев, точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта:

— разведочные;

— эксплуатационные;

— законсервированные в ожидании организации промысла;

— нагнетательные и наблюдательные;

— давшие безводную нефть, нефть с водой, газ, газ с конденсатом, газ с конденсатом и водой и воду;

— находящиеся в опробовании;

— неопробованные с указанием характеристики нефте-, газо- и водонасыщенности пластов-коллекторов по данным интерпретации материалов геофизических исследований скважин;

— ликвидированные, с указанием причин ликвидации;

— вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами.

По испытанным скважинам указываются глубина и абсолютные отметки кровли и подошвы коллектора и интервалов перфорации, начальный и текущий дебиты нефти, газа и воды, диаметр штуцера, депрессии, продолжительность работы скважин, дата появления и процент воды. При совместном опробовании двух и более пластов указываются их индексы. Дебиты нефти и газа должны быть замерены при работе скважин на одинаковых штуцерах (диафрагмах).

По эксплуатационным скважинам приводятся дата ввода в работу, начальные и текущие дебиты и пластовые давления, добытое количество нефти, газа, конденсата и воды, дата начала обводнения и процент воды в добываемой продукции на дату подсчета запасов. При большом количестве скважин эти сведения приводятся в таблице на подсчетном плане или на прилагаемом к нему листе. Кроме того, на подсчетном плане помещаются таблица с указанием принятых авторами величин подсчетных параметров, подсчитанные запасы, их категории, параметры, принятые по решению ГКЗ СССР, дата, на которую подсчитаны запасы.

При повторном подсчете запасов на подсчетных планах должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных при

предыдущем подсчете, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов.

7.1.10. Графики, характеризующие динамику добычи нефти и газа по отдельным залежам и месторождению в целом, а также изменения пластовых давлений и дебитов нефти, газа и воды за период разработки.

7.1.11. Индикаторные диаграммы и кривые восстановления давления по скважинам.

7.1.12. Графики корреляционной зависимости удельных коэффициентов продуктивности от проницаемости пластов, зависимости промыслово-геофизических показателей от пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности пластов.

7.1.13. Графики изменения свойств пластовой нефти и конденсата в зависимости от давления и температуры.

7.1.14. Карта разработки залежи и состояния пробуренных скважин.

7.1.15. Карта распространения и толщин многолезнемерзлых пород.

7.2. При подсчете запасов нефти методом материального баланса:

— карта разработки залежи по состоянию на дату подсчета;

— графики пластовых давлений по скважинам с нанесением на них всех замеров, пересчитанных на середину объема залежи;

— графики зависимости начальных пластовых давлений и свойств нефти, газа и воды от глубины залегания;

— карты изобар на соответствующие даты расчета;

— графики изменения свойств нефти, газа и воды в зависимости от давления;

7.3. При подсчете запасов газа по методу падения давления:

— кривые восстановления давления по скважинам после остановки;

— графики падения пластового давления во времени по скважинам и в целом по залежи;

— индикаторные кривые по скважинам;

— карты изобар начального пластового давления;

— карта изобар текущего пластового давления;

— профили падения пластового давления;

— графики зависимости приведенного пластового давления от суммарного отбора газа по скважинам и в целом по залежи;

— графики изменения пластового давления во времени по залежи;

— график для определения коэффициента сжимаемости газа при снижении пластового давления;

— изотермы конденсации стабильного конденсата.

7.4. Все графические материалы должны быть выполнены в общепринятых условных обозначениях. Структурные карты, карты толщин, геологические профили, схемы сопоставления и другие графические построения составляются и представляются по данным ручной или машинной (на ЭВМ) обработки.

8. Документация геологоразведочных работ, геофизических исследований скважин, опробования скважин и другие данные, необходимые для подсчета запасов

К материалам по подсчету запасов должна быть приложена следующая первичная документация.

8.1. Описание керна по продуктивным пластам (горизонтам) а также породам, залегающим на 10—15 м выше и ниже каждого продуктивного пласта. Диаграммы стандартного каротажа в масштабе 1 : 500 по всем скважинам с указанием на них стратиграфических границ и интервалов продуктивных пластов с их индексацией. Диаграммы заверяются печатью.

8.2. Диаграммы ГИС (БКЗ, микрозондирования, радиоактивного каротажа и термокаротажа, кавернометрии, фотокаротажа акустическим телевизором и других видов исследования) в масштабе не менее 1 : 200 с их интерпретацией. При тонкослоистом строении продуктивных пластов (толщина прослоев менее 0,5 м) диаграммы ГИС для отдельных скважин должны быть записаны в более крупном масштабе — до 1 : 50. Все диаграммы каротажа, по данным интерпретации которых определяются эффективная толщина продуктивных пластов, положение контактов и др., помещаются на одном планшете с увязкой по глубине. Здесь же указываются интервалы отбора и вынос керна в метрах в соответствии с его привязкой, границы и номенклатура пластов, интервалы залегания пород-коллекторов и их литологические особенности, величины общей, эффективной и нефте- и газонасыщенной толщины, пористости, проницаемости абсолютной и эффективной, нефтегазонасыщенности по керну и каротажу, интервалы и дата перфорации, результаты опробования, положение контактов нефть (газ) — вода, положение цементных мостов. В отдельной графе должны быть даны заключения по БКЗ для отдельных интервалов. Кроме того, должны быть представлены развернутые заключения по ГИС в виде таблиц обработки.

8.3. Акты об испытании скважин, содержащие сведения о их состоянии, условиях испытания, продолжительности непрерывного притока нефти, газа или воды на каждом режиме, условиях замеров статических уровней, проверке герметичности эксплуатационных колонн, установке и проверке герметичности цементных мостов.

8.4. Акты на проверку точности манометров.

8.5. Данные лабораторных определений пористости (трещиноватости, кавернозности), абсолютной и эффективной проницаемости, состава пород-коллекторов, нефте-, газо- и водонасыщенности, результаты механических анализов пород, анализов нефти, газа, конденсата, воды, определения в них механических примесей; для пород-покрышек — изменение фильтрационных и емкостных свойств.

8.6. Данные об объемных коэффициентах пластовой нефти, растворимости газа в нефти, газоконденсатной характеристике, коэффициентах сжимаемости газа.

8.7. Данные замеров дебитов, нефти, газа и воды, пластовых, забойных и устьевых давлений, газосодержания нефти и воды, температуры пласта.

8.8. Корреляционные и прочие таблицы и диаграммы, составленные при подсчете запасов статистическим методом или методом материального баланса.

При повторном подсчете запасов первичная документация приводится только по скважинам, пробуренным после предыдущего подсчета. По ранее пробуренным скважинам сведения могут быть представлены в виде сводных таблиц. По ранее пробуренным скважинам, по которым в результате новой интерпретации отмечаются изменения величин эффективной толщины, пористости, положений контактов и других подсчетных параметров, каротажные диаграммы должны приводиться при повторном подсчете запасов с соответствующим обоснованием причин новой интерпретации. При этом на диаграммах должны быть указаны интервалы эффективной толщины, положение контактов и другие параметры, принятые в предыдущем подсчете запасов и в представляемом.

9. Оформление материалов

9.1. Текстовая часть материалов (отчета) должна быть напечатана на машинке, переплетена в жесткий переплет и снабжена этикеткой, на которой указывается номер экземпляра, наименование организации, фамилии и инициалы авторов отчета, название отчета, номер и название тома и год его составления.

9.2. На титульном листе отчета должны быть указаны: организация, выполнившая подсчет запасов (по разрабатываемым месторождениям — производившая пересчет запасов), фамилии и инициалы авторов, полное название отчета с указанием наименования месторождения, вида полезного ископаемого и района расположения месторождения, дата, на которую произведен подсчет запасов, место и год составления отчета. Титульные листы должны быть подписаны ответственными должностными лицами организации, представившей отчет, а подписи их скреплены печатью. Подписи авторов и исполнителей работ под текстом, табличными, текстовыми и графическими приложениями печатью не скрепляются.

После титульного листа первого тома материалов помещаются: список исполнителей, информационная карта, оглавление всех томов отчета и перечень всех приложений. После титульного листа каждого последующего тома помещается только оглавление этого тома.

9.3. Текст отчета и таблицы к подсчету запасов подписываются авторами, а материалы первичной документации — исполнителями работ.

9.4. На каждом чертеже необходимо указать его название и номер, числовой и линейный масштабы, ориентировку по странам света, наименование организаций, производивших разведку и разработку месторождения, должности и фамилии авторов, составивших чертеж, и лиц, утвердивших его. Чертежи должны быть подписаны указанными лицами. Все графические материалы выполняются в типовых общепринятых условных обозначениях. Условные обозначения помещаются либо на каждом чертеже, либо на отдельном листе.

Первый экземпляр графических материалов, предназначенный для объединения «Союзгеолфонд», вычерчивается черной тушью на кальке или отпечатывается типографским способом, три других могут быть представлены в светокопиях.

9.5. Текстовую часть, текстовые и табличные приложения, как правило, следует переплетать раздельно и только при небольшом объеме материалов — в одной книге. Объем каждого тома не должен превышать 250 стр. Графические материалы следует помещать в папки, не сшивая их (каждый чертеж должен легко извлекаться для рассмотрения). Если чертеж выполнен на нескольких листах, их необходимо пронумеровать, а порядок их расположения показать на первом листе. К каждой папке с графическими приложениями дается внутренняя опись, содержащая наименование чертежей и их порядковые номера. В конце описи указывается общее количество листов.

9.6. Все экземпляры отчета должны быть идентичны по форме и содержанию.

10. Представление на апробацию материалов подсчета запасов по данным поисково-разведочного бурения

10.1. В соответствии с существующим положением, ГКЗ СССР апробирует по заявкам министерств и ведомств материалы подсчета запасов полезных ископаемых, проведенного по результатам поисково-разведочных работ на наиболее крупных и важных для народного хозяйства месторождениях, а также осуществляет предварительное рассмотрение представляемых министерствами и ведомствами материалов для оказания методической помощи исполнителям в проведении дальнейших геологоразведочных работ, обеспечивающих получение информации, по полноте и достоверности достаточной для комплексной геолого-промышленной оценки месторождения.

10.2. Текстовая часть (объяснительная записка) не должна превышать 100 стр. При составлении отчета необходимо широко использовать табличную и графическую форму информации. В отчете на основании имеющегося фактического материала необходимо в сжатой форме представить:

— сведения о месторождении, экономико-географических условиях, геологической изученности, наличии других видов полезных

ископаемых, средств связи, путей сообщения, водо- и энергоснабжения и др.;

— краткую геологическую характеристику месторождения;

— геолого-экономическую оценку месторождения;

— количественную оценку состава нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов;

— объем и методику выполненных геологоразведочных работ и их основные результаты;

— оценку степени надежности полученных результатов;

— оценку результатов лабораторных исследований;

— оценку гидрогеологических, горно-геологических и геокриологических условий разработки месторождений;

— основные технико-экономические показатели, характеризующие разработку месторождения;

— обоснование методики подсчета запасов, распределение их по категориям и группам;

— оценку промышленного значения месторождения, а также перспектив его освоения и развития прилегающего к нему района;

— обоснование направления дальнейших геологоразведочных работ на месторождении с целью получения данных для утверждения запасов ГКЗ СССР и промышленного освоения.

10.3. Табличные приложения к подсчету запасов включают:

— таблицы расчетов средних значений параметров, принятых для подсчета;

— таблицы подсчета запасов по месторождению или его части.

10.4. Графические приложения должны дополнять текст точным изображением пространственного положения продуктивных пластов в разрезе, морфологии и условий их залегания и содержать:

— обзорную карту района месторождения с нанесенными гидросетью, населенными пунктами и путями сообщения;

— структурные карты месторождения;

— геологические разрезы по линиям разведочных скважин;

— подсчетные планы продуктивных пластов.

Приложение

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ФОРМЫ ТАБЛИЦ К ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Таблица 1

Объем поисково-разведочного бурения

Скважины и их назначение	Количество скважин	Общий метраж скважин, м	Стоимость скважины, тыс. руб.	Сроки бурения начало / конец	Полученные результаты продуктив. / непродуктив.	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Поисковые						
Разведочные, в том числе:						
В контуре нефтегазоносности						
Ликвидированные по геологическим причинам						
Ликвидированные по техническим причинам						
В бурении						
Всего:						

Таблица 2

Сведения о толщине, освещенности керном продуктивного пласта и объемах выполненных работ по анализу кернового материала

Продуктивный пласт	№ скв.	Интервал залегания продуктивного пласта глубина абс. отм., м	Толщина продуктивного пласта, м общая	Толщина продуктивного пласта, м эффективная нефтенасыщенная	Толщина продуктивного пласта, м эффективная газонасыщенная	Интервал отбора керна глубина абс. отм., м	Проходка с отбором керна по продукт. пласту вынос керна, м	Освещенность керном продуктивного пласта, % общей толщины (от кровли до ВНК, ГВК)	Освещенность керном продуктивного пласта, % нефтегазонасыщенной части пласта	Количество определений по образцам керна* общее / учтенное при подсчете: гранулометрического состава	остаточной воды	коэффициента вытеснения	открытой пористости	абсолютной газопроницаемости	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	

* Основное и контрольное определения по одному и тому же образцу одним и тем же методом считаются как одно определение.

Таблица 3

Результаты опробования и исследования скважин

Пласт	№ скв.	Кровля подошва продуктивного пласта (в абс. отм. с учетом искривления), м	Интервал опробования глубина, м / абс. отметка	Способ вскрытия пласта	Диаметр (мм) и глубина (м) спуска фонтанных труб	Диаметр штуцера (мм) (способы вызова притока) / динамический уровень, м	Фактическое время непрерывной работы, час.	Давление, приведенное к середине интервала опробования, МПа: пластовое / забойное	Депрессия, МПа	Дебит нефти, м³/сут	Газосодержание, м³/т	Дебит воды: м³/сут.	Дебит воды: При динамическом уровне, м³/сут.	Дебит газа, тыс. м³/сут / конденсата, м³/сут.	Коэффициент продуктивности	Принятое положение ВНК, ГНК, ГВК в абсолютных отметках, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица 4

Выполненный комплекс геофизических исследований скважин

№ скв	Пласт	Методы и масштабы записей диаграмм: Стандартный каротаж	АО-0,45	АО-1,05	АО-2,25	и др. размеры	ПС	Микрозондирование	Кавернометрия	Резистивиметрия	ГК	НК (НГК), ННК	ИК	БК	БМК	Прочие виды	Инклинометрия	ОЦК	АКЦ	и др.	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Таблица 5

Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ скв.	Пласт	Интервал опробования, м	Глубина и абс. отметка отбора проб, м	Дата отбора проб / исследования	Дебит, м³/сут.	Устьевое давление статическое, МПа / статический уровень, м	Расчетное пластовое давление, МПа	Давление, приведенное к отметке . . . , МПа	Плотность воды, г/см³		Температура пластовая, °С	Вязкость в пластовых условиях, МПа·с
									в пластовых условиях	в стандартных условиях		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение табл. 5

Удельное сопротивление при температуре пласта	Содержание ионов (мг/л; мг-экв/л; % мг-экв)														Нафтеновые кислоты, мг/л	Газосодержание, м³/т	Тип вод
	Общая минерализация	$Na^+ + K^+$	Ca^{++}	Mg^{++}	Cl^-	SO_4^{--}	NO_2^-	CO_3^{--}	HCO_3^-	NH_4^+	B^-	J^-	Br^-	и другие			
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31

Таблица 6

Сведения о литолого-физических свойствах пород продуктивных пластов и покрышек

№ скв.	Пласт	Интервал отбора керна: глубина / абс. отм., м	Дата отбора керна / дата анализа керна	Литологическое описание образцов	Гранулометрический состав: более 1 мм	1,0—0,5 мм	0,5—0,25 мм	0,25—0,1 мм	0,1—0,01 мм	менее 0,01 мм	Коэффициент пористости, доли единицы: открытая	полная	Карбонатность, %	Газопроницаемость: водопроницаемость, (∥ напластованию; ⊥ напластованию), мкм²	Водонасыщенность, %	Учтенные и неучтенные образцы при подсчете запасов (почему не учтены)	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Таблица 7

Физико-химические свойства нефти *

Продуктивный пласт	№ скв.	Глубина отбора проб, м / интервал опробования, м	Дата отбора проб	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Пластовое давление, МПа	Объемный коэффициент пластовой нефти	Газосодержание, м³/т	Плотность нефти в пластовых условиях / в стандартных условиях, г/см³	Динамическая вязкость, МПа·с / кинематическая вязкость, мкм²/с	Коэффициент сжимаемости, $\frac{1}{10^{-5}\ МПа}$	Коэффициент растворимости газа в нефти, $\frac{м^3}{(м^3 \cdot Па)}$	Температура застывания, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Продолжение табл. 7

Температура начала кипения, °С	Содержание светлых фракций (об. %) при температуре, °С					Содержание (масс. %)								Температура плавления парафина, °С	Примечание
	100	150	200	250	300	Асфальтенов	Смол силикателевых	Масел	Парафина	Серы	Воды	Других полезных ископаемых (указать каких)	Механических примесей		
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30

* Таблицы по глубинным и поверхностным пробам приводятся раздельно.

Таблица 8

Состав газа, растворенного в нефти *

Пласт	№ скв.	Число проб	Условия отбора проб	Плотность абс., г/см³ / отн.	Содержание, % мол. (г/см³)										Примечание
					Метана	Этана	Пропана	Бутана	Изобутана	Сероводорода	Гелия	Азота	Углекислого газа	Других компонентов (указать каких)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

* При дифференциальном разгазировании до стандартных условий.

Таблица 9

Характеристика свободного газа

Пласт	№ скв.	Условия отбора проб	Интервал опробования абс. отм., м	Пластовое давление / критическое давление, МПа	Пластовая температура / критическая температура, °С	Приведенное давление на ..., МПа	Приведенная температура на ..., °С	Коэффициент сжимаемости, доли единицы	Поправки		Объемный коэффициент, доли единицы	Плотность абсолютная г/см³ / относительная
									на отклонение от закона Бойля-Мариотта	на температуру		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение табл. 9

Содержание, % мол (г/см³)												Примечание
Метана	Этана	Пропана	Бутанов	Пентан+ +высшие	Сероводорода	Гелия	Аргона	Углекислого газа	Азота	Парафина	Других полезных ископаемых (указать каких)	
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

Таблица 10

Характеристика стабильного конденсата

Пласт	№ скв.	Интервал опробования, м	Пробы		Плотность конденсата, г/см³	Пластовое давление (P_o), МПа	Пластовая температура (T°), °C	Относительная плотность для C_5+высшие	Содержание, масс. %			
			глубина отбора, м	число проб					Парафина	Серы	Воды	Других полезных ископаемых (указать каких)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение табл. 10

Молекулярная масса для C_5+высшие	Коэффициент сжимаемости газа, доли единицы	Давление начала конденсации в пласте ($P_{нк}$), МПа	Содержание конденсата, г/м³		Давление максимальной конденсации ($P_{мк}$) МПа	Групповой состав конденсата	Примечание
			стабильный	сырой			
14	15	16	17		18	19	20

Таблица 11

Сведения о разработке месторождения (залежи)

№ скв.	Пласт	Интервал опробования, м: абс. отм., м	Дата начала разработки: чистое время разработки	Диаметр штуцера, мм (или динамический уровень, м)	Начальный дебит / дебит на дату подсчета: нефти, т/сут.	газа, м³/сут.	воды, м³/сут.	Газосодержание, м³/т: начальное / на дату подсчета	Пластовое давление, МПа: начальное / на дату подсчета	Забойное давление, МПа: начальное / на дату подсчета	Депрессия, МПа: начальная / на дату подсчета	Коэффициент продуктивности: начальный / на дату подсчета
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение табл. 11

Буферное давление, МПа: начальное / на дату подсчета	Затрубное давление, МПа: начальное / на дату подсчета	Суммарная добыча на дату подсчета: нефти, тыс. т	растворенного газа в нефти, млн. м³	воды, тыс. м³	свободного газа, млн. м³	конденсата, тыс. т	углекислого газа, тыс. м³	гелия, тыс. м³	серы, тыс. т	других полезных ископаемых (указать каких)
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Таблица 12

Средние величины пористости (трещиноватости, кавернозности) проницаемости, нефтегазонасыщенности

Продуктивный пласт	№ скв. / интервал залегания продуктивного пласта (абс. отм), м	Открытая пористость, доли единицы: по керну: Общее количество определений / учтенное количество определений	Открытая пористость, доли единицы: по керну: Принятое среднее значение	Открытая пористость, доли единицы: по геофизическим исследованиям: Общее количество определений / учтенное количество определений	Открытая пористость, доли единицы: по геофизическим исследованиям: Принятое среднее значение	Открытая пористость, доли единицы: Принятое среднее значение для подсчета запасов	Коэффициент трещинной, кавернозной емкости, доли единицы: принятое среднее значение / число определений по керну	Проницаемость, мкм²: по керну: перпендикулярно слоистости: Общее количество определений / учтенное количество определений	Проницаемость, мкм²: по керну: перпендикулярно слоистости: Принятое среднее значение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продолжение табл. 12

Проницаемость, мкм²: по керну: параллельно слоистости: Общее количество определений / учтенное количество определений	Проницаемость, мкм²: по керну: параллельно слоистости: Принятое среднее значение	Проницаемость, мкм²: по геофизическим исследов.: Общее количество определений / учтенное количество определений	Проницаемость, мкм²: по геофизическим исследов.: Принятое среднее значение	Проницаемость, мкм²: по гидродинамическим исследованиям: количество исследований	Проницаемость, мкм²: по гидродинамическим исследованиям: Принятое среднее значение для подсчета запасов	Проницаемость, мкм²: Принятое среднее значение для подсчета запасов	Коэффициент нефтенасыщенности, газонасыщенности, доли единицы: по керну: общ. количество определений / учтенное количество определений	Коэффициент нефтенасыщенности, газонасыщенности, доли единицы: по керну: принятое среднее значение	Коэффициент нефтенасыщенности, газонасыщенности, доли единицы: по геофизическим данным: общ. количество определений / учтенное количество определений	Коэффициент нефтенасыщенности, газонасыщенности, доли единицы: по геофизическим данным: Принятое среднее значение	Коэффициент нефтенасыщенности, газонасыщенности, доли единицы: Принятое значение для подсчета запасов	Примечание
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

Таблица 13

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа

Пласт, зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м³	Коэффициенты, доля единицы			Плотность нефти, г/см³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, доли единицы	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Добыча нефти на дату подсчета запасов, тыс. т
					открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение табл. 13

Остаточные запасы нефти на дату подсчета запасов, тыс. т		Газосодержание пластовой нефти, м³/т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м³		Добыча растворенного газа на дату подсчета запасов, млн. м³	Остаточные запасы растворенного газа на дату подсчета, млн. м³		Начальные запасы компонентов, содержащихся в нефти (указать каких)		Добыто на дату подсчета	Остаточные запасы компонентов на дату подсчета (указать каких)	
балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые	балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

Таблица 14

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов свободного газа и содержащихся в газе компонентов

Пласт, зона	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс. м²	Средняя газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м³	Коэффициент открытой пористости, доли единицы	Коэффициент газонасыщенности, доли единицы	Начальное пластовое давление, МПа	Пластовое давление на дату подсчета, МПа	Поправка		Начальные балансовые запасы газа, млн. м³	Добыча газа на дату подсчета запасов, млн. м³	Остаточные балансовые запасы газа на дату подсчета запасов, млн. м³	В том числе запасы компонентов, содержащихся в газе (указать каких)		
									на температуру	на отклонение от закона Бойля-Мариотта				начальные	добыто на дату подсчета	остаточные
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица 15

Сопоставление параметров, принятых при повторном подсчете запасов нефти и растворенного газа и по предыдущему подсчету

Пласт, зона	Категория запасов нефти, принятая ранее / представленная	Площадь нефтеносности, тыс. м² принятая ранее / представленная	Средняя нефтенасыщенная толщина, м принятая ранее / представленная	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м³ принятый ранее / представленный	Коэффициент открытой пористости, доли единицы принятый ранее / представленный	Коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы принятый ранее / представленный	Плотность нефти, г/см³ принятая ранее / представленная	Пересчетный коэффициент, доли единицы принятый ранее / представленный	Коэффициент извлечения нефти, принятый ранее / представленный	Газосодержание пластовой нефти, м³/т, принятое ранее / представленное	Дата предыдущего подсчета / дата нового подсчета
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 16

Сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти и растворенного газа с ранее утвержденными ГКЗ СССР и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР

Пласт	Категория запасов нефти утвержденная ранее / представленная	Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т утвержденные ранее / представленные	Изменение представленных начальных балансовых запасов нефти к утвержденным ±тыс. т / ±%	Коэффициент извлечения, доли единицы утвержденный ранее / представленный	Изменение коэффициента, извлечения нефти, %	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т утвержденные ранее / представленные	Изменение представленных начальных извлекаемых запасов нефти к утвержденным ±тыс. т. / ±%	Начальные балансовые запасы растворенного газа, млн. м³ утвержденные ранее / представленные
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение табл. 16

Изменение представленных начальных балансовых запасов растворенного газа к утвержденным ±млн· м³ / ±%	Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м³ утвержденные ранее / представленные	Изменение представленных начальных извлекаемых запасов растворенного газа к утвержденным ±млн. м³ / ∓%	Дата предыдущего подсчета / нового подсчета	Начальные извлекаемые запасы компонентов, содержащихся в нефти (указать каких) утвержденные ранее / представленные	Изменение представленных извлекаемых запасов компонентов к утвержденным	Начальные извлекаемые запасы компонентов, содержащихся в растворенном газе (указать каких) утвержденные ранее / представленные	Изменение представленных начальных запасов компонентов, содержащихся в растворенном газе, к утвержденным	Запасы, числящиеся на балансе на дату подсчета / представленные
10	11	12	13	14	15	16	17	18

Таблица 17

Сопоставление вновь подсчитанных запасов свободного газа и параметров подсчета с ранее утвержденными ГКЗ СССР и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР

Продуктивный пласт	Категория запасов принятая ранее / представленная	Площадь газоносности, тыс. м² принятая ранее / представленная	Средняя газонасыщенная толщина, м принятая ранее / представленная	Объем газонасыщенных пород, тыс. м³ принятый ранее / представленный	Коэффициент открытой пористости принятый ранее / представленный	Коэффициент газонасыщенности принятый ранее / представленный	Начальное пластовое давление, МПа принятое ранее / представленное	Поправка на температуру принятая ранее / представленная	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта принятая ранее / представленная	Начальные запасы газа, млн. м³ принятые ранее / представленные	Начальные запасы компонентов, содержащихся в газе (указать каких) принятые ранее / представленные	Дата предыдущего подсчета / нового подсчета	Запасы числящиеся на балансе на дату подсчета / представленные в новом подсчете
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

gost.e-ecolog.ru