

**МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПРИКАЗ
от 15 февраля 2011 г. N 34**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТРЕБОВАНИЙ
К СОСТАВУ И ПРАВИЛАМ ОФОРМЛЕНИЯ ПРЕДСТАВЛЯЕМЫХ
НА ГОСУДАРСТВЕННУЮ ЭКСПЕРТИЗУ МАТЕРИАЛОВ ПО ПОДСЧЕТУ
ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ**

В соответствии с Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. N 69 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, N 8, ст. 651; 2006, N 32, ст. 3570; 2007, N 5, ст. 663; 2009, N 18, ст. 2248), Положением о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 мая 2008 г. N 404 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, N 22, ст. 2581; N 42, ст. 4825; N 46, ст. 5337; 2009, N 3, ст. 378; N 6, ст. 738; N 33, ст. 4088; N 34, ст. 4192; N 49, ст. 5976; 2010, N 5, ст. 538; N 10, ст. 1094; N 14, ст. 1656; N 26, ст. 3350; N 31, ст. 4251; N 31, ст. 4268; N 38, ст. 4835; 2011, N 6, ст. 888), Положением о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. N 293 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 26, ст. 2669; 2006, N 25, ст. 2723; 2008, N 22, ст. 2581; N 42, ст. 4825; N 46, ст. 5337; 2009, N 6, ст. 738; N 33, ст. 4081; N 38, ст. 4489; N 26, ст. 3350), приказываю:

Утвердить прилагаемые Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов.

Министр
Ю.П.ТРУТНЕВ

Утверждено
Приказом Минприроды России
от 15.02.2011 N 34

**ТРЕБОВАНИЯ
К СОСТАВУ И ПРАВИЛАМ ОФОРМЛЕНИЯ ПРЕДСТАВЛЯЕМЫХ
НА ГОСУДАРСТВЕННУЮ ЭКСПЕРТИЗУ МАТЕРИАЛОВ ПО ПОДСЧЕТУ
ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ**

I. Общие положения

1. Настоящие Требования разработаны в соответствии с Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. N 69 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, N 8, ст. 651, N 32, ст. 3570; 2007, N 5, ст. 663; 2009, N 18 (ч. II), ст. 2248), Положением о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 мая 2008 г. N 404 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, N 22, ст. 2581, N 42, ст. 4825, N 46, ст. 5337; 2009, N 3, ст. 378, N 6, ст. 738, N 33, ст. 4088, N 34, ст. 4192, N 49 (ч. II), ст. 5976; 2010, N 5, ст. 538, N 10, ст. 1094, N 14, ст. 1656, N 26, ст. 3350, N 31, ст. 4251, N 31, ст. 4268, N 38, ст. 4835; 2011, N 6, ст. 888), Положением о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. N 293 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 26, ст. 2669; 2006, N 25, ст. 2723; 2008, N 22, ст. 2581, N 42, ст. 4825, N 46, ст. 5337; 2009, N 6, ст. 738, N 33, ст. 4081, N 38, ст. 4489; 2010, N 26, ст. 3350), и содержат требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов (далее - материалы по подсчету запасов).

2. В соответствии с Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. N 69, государственная экспертиза может проводиться на любой стадии геологического изучения месторождения полезных ископаемых при условии, что представляемые геологические материалы позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов полезных ископаемых, их промышленного значения, горно-технических, гидрогеологических, экологических и других условий их добычи.

3. Материалы по подсчету запасов, подготовленные в соответствии с настоящими Требованиями, направляются заявителем в адрес Федерального агентства по недропользованию в 4 экземплярах на бумажном носителе и в 1 - на электронном носителе.

II. Требования к составу представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов

4. Материалы по подсчету запасов представляются на государственную экспертизу заявителем в виде отчета, состоящего из текстовой части и текстовых, табличных и графических приложений и включающего технико-экономические обоснования коэффициентов извлечения нефти и конденсата.

5. Текстовая часть отчета состоит из следующих разделов:

- список авторов;
- содержание отчета;
- введение;
- общие сведения о районе работ и месторождении полезных ископаемых;
- геологическое строение района и месторождения полезных ископаемых;
- геологоразведочные работы;
- геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных;
- нефтегазоносность месторождения полезных ископаемых;
- гидрогеологические и геокриологические условия;
- физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследования керна;

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

сведения о разработке месторождения полезных ископаемых;

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

сопоставление подсчитанных запасов полезных ископаемых с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых и с ранее утвержденными;

мероприятия по охране недр и окружающей среды;

обоснование подготовленности месторождения (залежи) полезных ископаемых для промышленного освоения;

анализ качества и эффективность геологоразведочных работ;

заключение;

список использованных материалов;

технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти и конденсата.

Положения текстовой части отчета поясняются в табличных и графических приложениях.

6. При повторном представлении материалов по подсчету запасов приводятся сведения о дополнительно проведенных работах, дается подробное изложение их методики, а также оценка качества, эффективности и результатов, обоснование изменений, внесенных в представления, полученные ранее при геолого-промышленной оценке месторождения полезных ископаемых. Сведения о месторождении полезных ископаемых, оставшиеся без изменения, приводятся со ссылкой на предыдущий отчет. По разрабатываемым месторождениям полезных ископаемых, на которых после предыдущего представления материалов по подсчету запасов геологоразведочные работы не проводились, разделы "Геологоразведочные работы" и "Качество и эффективность геологоразведочных работ" исключаются.

7. В раздел "Список авторов" включаются: сведения об авторах отчета: фамилия, имя, отчество, должность, место работы, перечень разделов отчета и приложений, в составлении которых принимал участие данный специалист.

8. В раздел "Содержание отчета" включаются: оглавление отчета с наименованием глав, разделов, подразделов и указанием их постраничного размещения; перечень текстовых приложений с указанием номера, названия, которое раскрывает содержание, и их постраничное размещение; перечень табличных приложений с указанием номера, названия, которое раскрывает содержание, и их постраничное размещение; перечень графических приложений с указанием их наименования, масштаба и количества листов; перечень рисунков, графиков и иллюстраций, размещенных в тексте отчета.

9. В раздел "Введение" включаются:

данные об административном и географическом положении месторождения полезных ископаемых;

год открытия месторождения полезных ископаемых, для разрабатываемых месторождений полезных ископаемых - год ввода месторождения полезных ископаемых в разработку;

экономическая освоенность района месторождения полезных ископаемых: транспортные коммуникации, расстояния до ближайшей железнодорожной станции, порта, населенного пункта, наличие в районе других разведанных или разрабатываемых месторождений полезных ископаемых, расстояние до действующего или строящегося нефтепровода или газопровода;

информация о пользователе недр и условиях пользования недрами, когда и кем выдана лицензия на пользование недрами;

намечаемые сроки промышленного освоения месторождения полезных ископаемых (для новых разведанных месторождений полезных ископаемых);

информация о проведении ранее экспертизы запасов (дата, номер заключения, в случае возврата материалов без проведения экспертизы запасов - причины возврата);

утвержденные запасы полезных ископаемых по категориям, накопленная добыча нефти, газа, конденсата на дату предыдущего подсчета;

сведения о выполнении рекомендаций государственной экспертизы, данных при предыдущем рассмотрении материалов.

10. В раздел "Общие сведения о районе работ и месторождении полезных ископаемых" включаются данные, содержащие природно-климатические условия района и месторождения полезных ископаемых (среднемесячные, среднегодовые и экстремальные значения температуры, годовые и кратковременные максимальные суммы осадков, преобладающее направление ветров и их сила, распределение и толщина снежного покрова, глубина сезонного промерзания почвы; рельеф, гидрографическая сеть, заболоченность местности, растительность, характеристика имеющихся близ месторождения полезных ископаемых или на его площади поверхностных водотоков, водоемов и возможность их использования для питьевого и технического водоснабжения будущего предприятия по добыче нефти и газа; сейсмичность района).

11. В раздел "Геологическое строение района и месторождения полезных ископаемых" включаются:

1) краткие сведения о геологическом строении района; положение месторождения полезных ископаемых в общей геологической структуре района; принятая стратиграфическая схема; краткое описание комплекса отложений, слагающих разрез месторождения полезных ископаемых, с указанием возраста, пространственного распространения стратиграфических единиц, их толщины и выдержанности;

2) перечень продуктивных пластов и их индексация; характеристика продуктивных пластов и пластов-флюидоупоров, разделяющих продуктивные пласты между собой, - 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) основные сведения о характере тектоники месторождения полезных ископаемых: 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 нарушений на морфологию и условия залегания нефтегазоносных пластов;

4) подтверждаемость структурных построений обосновывается фактическими данными полевых геофизических исследований, структурного бурения, материалами, полученными в процессе разведки, а для разрабатываемых месторождений полезных ископаемых - материалами разведки и разработки;

5) для разрабатываемых месторождений полезных ископаемых, запасы которых ранее утверждались, - сопоставление данных о строении месторождения полезных ископаемых по предыдущим материалам с дополнительно полученными при доразведке и разработке, анализ выявленных расхождений, оценка достоверности данных предшествующих геологоразведочных работ;

6) для разрабатываемых месторождений полезных ископаемых, представления о геологическом строении которых не претерпели изменений, - краткая геологическая характеристика со ссылкой на отчет, где эти сведения были приведены ранее.

12. В раздел "Геологоразведочные работы" включается:

1) объем, достигнутая плотность сейсмопрофилей (на единицу площади, в соответствии со стадией геологоразведочных работ), время проведения сейсмических исследований; применяемые модификации сейсморазведки: сухопутная или морская, двухмерная (2Д), объемная (3Д, 4Д), многоволновая (МВС), высокоразрешающая (ВРС);

2) технические и математические средства (системы) регистрации и обработки данных; методика наблюдений и обработки; результаты обработки: разрезы, горизонтальные и погоризонтные сечения, объемные отображения; комплексирование с

геофизическим исследованием скважин (ГИС), сейсмокаротажем (СК, ВСП) и другими геофизическими методами (электро-, грави-, магниторазведка, дистанционные методы и др.);

3) методика и результаты интегрированной (комплексной) геофизической и геологической интерпретации данных: детальные геологические модели объектов, месторождений полезных ископаемых, залежей - структурные, литофациальные, емкостные; основные элементы подсчетного плана и параметры - геометрия и контуры залежей, распределение емкостных свойств, корреляционно связанные с ГИС прогнозные проницаемость и нефтегазонасыщенность; оценка достигнутой точности подсчетных параметров; геологические модели подсчетных объектов;

4) сведения о наличии или отсутствии проекта на проведение геологоразведочных работ; обоснование системы разведки месторождения полезных ископаемых: количество и система размещения скважин на разных этапах, расстояния между скважинами; проектные нагрузки на скважины при отборе керна по всему разрезу и по продуктивным пластам, комплекс 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;

5) состояние фонда пробуренных скважин на дату подсчета запасов полезных ископаемых, количество ликвидированных скважин и причины их ликвидации, число скважин, вскрывших продуктивную часть разреза и законтурных; при повторном подсчете запасов полезных ископаемых - сведения о состоянии фонда всех пробуренных скважин на дату подсчета запасов полезных ископаемых, анализ соответствия ранее принятой методики геологоразведочных работ и системы размещения разведочных скважин геологическому строению месторождения полезных ископаемых;

6) 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.; использование пластоиспытателей и полученные результаты.

13. В раздел "Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных" включаются:

1) объем проведенных ГИС; для каждого подсчетного объекта - комплекс применявшихся методов и его обоснование для различных групп скважин (поисково-разведочные, эксплуатационные, горизонтальные и др.); перечень скважин каждой группы; эффективность использования комплекса; техника проведения работ (типы и размеры зондов, масштабы и скорость записи кривых, физические свойства промывочной жидкости и др.), их качество; применяемая аппаратура;

2) методика интерпретации полученных материалов ГИС; принципы и критерии, положенные в основу корреляции разреза, выделения коллекторов, оценки характера насыщенности (нефть, газ, вода) с установлением межфлюидных контактов, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости. При использовании различных методик для различных объектов подсчета запасов полезных ископаемых, типов коллекторов, скважин и др. приводятся таблицы результатов интерпретации применяемой методики для каждого пластопересечения;

3) обоснование достоверности результатов интерпретации. При выделении коллекторов - по данным поинтервальных опробований и гидродинамических исследований приборами на каротажном кабеле; при использовании для выделения коллекторов количественных критериев приводится их обоснование по данным выделения коллекторов в базовых скважинах по качественным признакам с использованием стандартного и специального комплекса ГИС, а также петрофизических исследований. При оценке характера насыщенности - по данным поинтервальных опробований и гидродинамических

исследований приборами на каротажном кабеле, данным геолого-технологических исследований (ГТИ), описания керна, исследования керна с установлением критических значений петрофизических параметров на границе вода - продукт. При определении пористости - путем сопоставления данных прямых определений водонасыщенности по керну из скважин на безводной промывочной жидкости с данными косвенных определений водонасыщенности с учетом положения пласта над уровнем контакта вода - продукт. При определении проницаемости - путем сопоставления данных по керну и гидродинамических исследований;

4) обоснование целесообразности изменения методики интерпретации и ее эффективность - в случае повторного представления материалов по подсчету запасов в уполномоченный экспертный орган; сопоставление результатов определения подсчетных параметров по данным представляемого и предыдущего отчетов;

5) обоснование положения межфлюидных контактов. Обоснование абсолютных отметок разделов нефть - вода, нефть - газ и газ - вода для каждой залежи отдельно по данным геофизических исследований и апробирования скважин, принятых положений межфлюидных 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 ГИС. В случае сложной поверхности водонефтяного контакта (ВНК) и газовой контакта (ГВК) прилагаются карты поверхностей этих контактов.

14. В раздел "Нефтегазоносность месторождения полезных ископаемых" включаются:

1) краткие сведения о нефтегазоносности района; характеристика нефтегазоносности вскрытого разреза, перечень пластов с промышленной продуктивностью, а также пластов с предполагаемой продуктивностью, обоснование предполагаемой продуктивности;

2) характеристика каждой залежи: тип, размеры (длина, ширина, высота), абсолютные отметки межфлюидных контактов (ГНК, ГВК, ВНК) с их обоснованием, коэффициент доли коллекторов, расчлененность, эффективная нефтегазонасыщенная толщина продуктивного пласта (для трех последних параметров - пределы изменения в скважинах и средние значения) в пределах нефтяной, водонефтяной, газовой, газонефтяной и газовой зон и их изменение по площади и разрезу, доли этих зон в общем объеме залежи, естественный режим;

3) общее количество поисково-разведочных скважин, пробуренных в пределах залежи, количество испытанных скважин и объектов, в том числе давших промышленные притоки, с указанием пределов изменения дебитов; год ввода в разработку; общее количество эксплуатационных скважин, в том числе добывающих, с указанием пределов изменения начальных и максимальных дебитов; общее количество поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, пересекших межфлюидные контакты;

4) при наличии в продуктивном пласте в пределах месторождения полезных ископаемых нескольких залежей допускается представление перечисленных характеристик в табличной форме.

15. В раздел "Гидрогеологические и геокриологические условия" включаются:

1) объем, содержание и методика гидрогеологических исследований и наблюдений; водоносные интервалы, опробованные в колонне и в открытом стволе пластоиспытателем и выделенные только по материалам ГИС; количество водоносных объектов, отобранных по ним проб воды и растворенного в ней газа, данные анализов этих проб; кривые восстановления пластового давления, прослеживания динамического уровня, результаты замеров устьевых давлений, дебитов, температуры и т.д.; оценка полноты и качества проведенных работ (при большом объеме данные оформляются в виде таблицы);

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) 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;

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 ВНК или ГВК, физические свойства пластовой воды (рекомендуется использование результатов пьезометрических наблюдений); возможный режим дренирования залежи;

5) заключение о возможности использования подземных вод в теплоэнергетических, бальнеологических и мелиоративных целях, для питьевого и технического водоснабжения;

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 полезных ископаемых; рекомендации по предупреждению развития явлений, которые могут осложнить ход разработки месторождения полезных ископаемых;

7) при наличии результатов специальных исследований, проведенных различными организациями, - краткие выводы по данным этих исследований и возможность их использования при изучении гидрогеологических и геокриологических особенностей месторождения полезных ископаемых.

16. В раздел "Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследования керна" включаются:

1) анализ представительности кернового материала для оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов подсчетных объектов; сохранность керна; методика и результаты привязки керна к разрезу; организация и методика исследования керна, применяемая петрофизическая аппаратура;

2) по каждому продуктивному пласту для коллекторов: литологическая характеристика по данным литологического и петрофизического анализа; распределение емкостных и фильтрационных характеристик - открытая пористость, кавернозность, трещиноватость, распределение пор по размерам, остаточная водо- и нефтенасыщенность по данным прямых и косвенных методов исследования, гранулометрический состав (для терригенных пород), карбонатность, естественная радиоактивность и др.;

3) корреляционные связи между фильтрационно-емкостными характеристиками пород-коллекторов; обоснование типов коллекторов; характеристика смачиваемости; методика и результаты обоснования численных значений фильтрационно-емкостных свойств на границе "коллектор - не коллектор";

4) методика и результаты построения основных петрофизических связей, используемых для количественной интерпретации данных ГИС; выбор представительной коллекции для этих построений; обоснование возможности использования обобщенных по нескольким подсчетным объектам петрофизических зависимостей;

5) методика и результаты формирования базовых пластопересечений для построения петрофизических связей типа "кern - ГИС" и обоснования достоверности определения подсчетных параметров по данным ГИС;

6) характеристика литологических свойств пород-покрышек.

17. В раздел "Состав и свойства нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их компонентов" включаются:

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 лаборатория (центр), имеющая аттестат аккредитации испытательной лаборатории (центра в системе аккредитации аналитических лабораторий (центров)); обоснование полноты изученности состава и свойств нефти и газа по каждому пласту (залежи), площади и разрезу;

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 значения по каждой залежи;

3) товарная характеристика нефти, конденсата и газа: фракционный состав, теплота сгорания, содержание серы, смол, асфальтенов, масел, парафина, воды, солей, механических примесей; отнесение нефти, газа и конденсата к соответствующим группам государственных стандартов.

18. В раздел "Сведения о разработке месторождения полезных ископаемых" включаются:

1) при вводе в пробную эксплуатацию отдельных разведочных скважин до окончания разведки месторождения полезных ископаемых - данные, содержащие количество скважин, находящихся в пробной эксплуатации; время работы каждой скважины; количество добытых нефти, газа, конденсата и воды по каждой скважине и залежи; изменение депрессии 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;

2) по разрабатываемым месторождениям полезных ископаемых приводятся: проектная и фактическая годовая добыча по разрабатываемым пластам нефти или газа, суммарная добыча за время разработки нефти, газа, конденсата и воды; сведения о фактическом извлечении содержащихся в них компонентов при добыче и переработке сырья, анализ результатов разработки каждой залежи, характеристика системы разработки и соответствие ее проектным документам; изменения депрессий и дебитов нефти, газа, конденсата и воды с начала разработки на дату подсчета запасов полезных ископаемых, изменения пластового давления и газосодержания, степени обводненности извлекаемой из недр продукции; количество закачиваемой воды и других агентов; 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.

19. В раздел "Обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов" включаются:

1) обоснование принятого метода подсчета запасов полезных ископаемых и его соответствие особенностям геологического строения месторождения полезных ископаемых и степени его изученности;

2) обоснование принятой для подсчета запасов полезных ископаемых геологической модели месторождения полезных ископаемых; обоснование принятых при подсчете принципов и общее описание способов геометризации залежей - интерполяционные

программы, использованные для построения карт, программы корреляции разрезов и построения геологических разрезов и т.д.;

3) обоснование принятых величин подсчетных параметров; оценка представительности результатов определения подсчетных параметров разными методами (по керну и ГИС) и обоснование величин граничных значений открытой пористости, проницаемости и эффективной нефтегазонасыщенности; при повторном подсчете запасов полезных ископаемых - сопоставление принятых подсчетных параметров с ранее утвержденными, анализ причин изменения подсчетных параметров с приведением конкретного фактического материала, обосновывающего изменение принятых величин;

4) при применении метода аналогии - исходные данные, подтверждающие правильность выбора параметров подсчета по аналогам (месторождениям, залежам полезных ископаемых), и дается обоснование возможности переноса данных на оцениваемое месторождение (залежь) полезных ископаемых;

5) при подсчете запасов нефти объемным методом по нефтяным объектам - данные по обоснованию и расчетам площади нефтеносности (в соответствии с принятыми положениями ВНК и ГНК, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта), эффективной нефтенасыщенной толщины и объема нефтенасыщенных пород, среднего коэффициента открытой пористости (трещиноватости, кавернозности), среднего коэффициента нефтенасыщенности, средних значений плотности нефти, пересчетного коэффициента, газосодержания нефти в пластовых условиях. Сопоставляются средние значения пористости (трещиноватости, кавернозности) и нефтенасыщенности, определенные разными методами;

6) при подсчете запасов полезных ископаемых объемным методом по газовым объектам - данные по обоснованию и расчетам площади газоносности (в соответствии с принятыми положениями ГВК или ГНК, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта), эффективной газонасыщенной толщины и объема газонасыщенных пород, среднего коэффициента открытой пористости (трещиноватости, кавернозности), среднего коэффициента газонасыщенности, показателей начального и текущего пластового давления с указанием условий их замеров, среднего значения давлений, поправки на температуру и на отклонение от закона Бойля - Мариотта; среднего содержания конденсата в газе;

7) при подсчете запасов полезных ископаемых методом падения давления по разрабатываемым месторождениям газа - данные по обоснованию и расчетам начального и текущего положения ГВК, начального пластового давления и температуры, газогидродинамической связи залежей месторождения полезных ископаемых; степени дренируемости отдельных частей залежи; режима работы залежи и отдельных ее частей; динамики вторжения пластовой воды; потери или перетоки газа; величины отбора газа, конденсата и воды по скважинам и залежи;

8) при подсчете запасов нефти и газа по разрабатываемым месторождениям методом материального баланса обосновываются 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 закачанных 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 коэффициенты 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);

9) обоснование категорий запасов полезных ископаемых производится по каждому объекту подсчета запасов;

10) подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов производится отдельно для газовой, нефтяной, газонефтяной, водонефтяной и газонефтеводяной зон по типам коллекторов для каждой залежи и по месторождению в целом с обязательной оценкой перспектив всего месторождения полезных ископаемых;

11) запасы содержащихся в нефти и газе компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются в границах подсчета запасов нефти и газа.

При подсчете запасов полезных ископаемых средние подсчетные значения приводятся 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);

газосодержание - в кубических метрах на тонну;

коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности - в долях единицы с округлением до сотых долей;

пересчетный коэффициент, поправки на свойства газа и температуру - в долях единицы с округлением до сотых долей;

запасы нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов - в тысячах тонн, газа - в миллионах кубических метров;

запасы гелия и аргона - в тысячах кубических метров.

Параметры и результаты подсчета запасов полезных ископаемых даются в табличной форме.

При использовании вероятностного метода обосновываются вероятностные характеристики каждого подсчетного параметра: интервал изменения и функция распределения. Распределение вероятностей величины запасов нефти и газа моделируется методом Монте-Карло по вероятностным характеристикам каждого параметра.

20. В раздел "Сопоставление подсчитанных запасов полезных ископаемых с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых и с ранее утвержденными" включаются:

1) при подсчете запасов полезных ископаемых приводится сопоставление подсчитанных запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов с запасами, числящими на государственном балансе запасов полезных ископаемых, с указанием причин расхождений;

2) при повторном подсчете проводится сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов с запасами, ранее утвержденными органами государственной экспертизы, с указанием причин расхождений;

3) сопоставление запасов полезных ископаемых приводится по каждой залежи и месторождению в целом отдельно по категориям.

21. В раздел "Мероприятия по охране недр и окружающей среды" включаются:

1) характеристика окружающей среды в районе месторождения полезных ископаемых.

Описание современной экологической обстановки включает детальную характеристику: физико-географических и климатических условий района месторождения полезных ископаемых; почвы и растительности, животного мира, а также ценность природных объектов и их функций;

2) оценка влияния разработки месторождения полезных ископаемых на расположенные вблизи населенные пункты, особо охраняемые природные территории, леса и иную растительность, животный мир, почвы, водотоки и водоемы и на залежи других полезных ископаемых, на тепловой режим в зонах многолетнемерзлых пород;

3) необходимость и способы очистки попутно извлекаемых подземных вод для их обратной закачки в пласты или захоронения; предлагаемые способы охраны от истощения или загрязнения поверхностных водных объектов 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 исследования, обосновывающие возможность закачки;

4) предлагаемые способы охраны окружающей среды от опасных отходов при применении новых методов воздействия на пласт (внутрипластовое горение, кислотная обработка призабойной зоны и др.).

22. В раздел "Обоснование подготовленности месторождения (залежи) полезных ископаемых для промышленного освоения" включаются данные о выполнении требований к изученности геологического строения месторождения полезных ископаемых в отношении положения в разрезе, типа и геометрии залежей, определения закономерностей изменения количественных и качественных характеристик продуктивных пластов (залежей), состава и свойств нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, гидрогеологических, горно-геологических, геокриологических и других природных условий разработки месторождения полезных ископаемых, а также соблюдении других условий отнесения месторождения полезных ископаемых к подготовленным к промышленному освоению, предусмотренных в нормативных актах.

23. В раздел "Анализ качества и эффективность геологоразведочных работ" включаются:

1) точность проведения сейсмических исследований и оценка степени соответствия их результатов данным поискового и разведочного бурения; соотношение количества поисковых и разведочных скважин, оказавшихся в контуре залежей, и общего количества пробуренных скважин; общие денежные затраты на поиски, разведку и исследовательские работы на месторождении полезных ископаемых;

2) затраты по основным видам работ: на полевые геофизические работы, поисковое и разведочное бурение, камеральные работы, гидрогеологические, лабораторные, научные исследования; количество и стоимость поисковых и разведочных скважин, а также ликвидированных как выполнивших геологическое назначение и по техническим причинам;

3) запасы нефти и газа, приходящиеся на одну скважину и на 1 м проходки поисково-разведочного бурения; фактические затраты на 1 м проходки, 1 т геологических запасов нефти и 1000 м³ запасов газа промышленных категорий (A + B + C₁) <*>, определенные по общим затратам на поиски и разведку месторождения полезных ископаемых; сопоставление затрат, приходящихся на подготовку единицы разведанных запасов данного месторождения полезных ископаемых, с соответствующими затратами на аналогичных месторождениях полезных ископаемых и со средними по экономическому району.

<*> Приказ МПР России от 1 ноября 2005 г. N 298 "Об утверждении классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" (зарегистрирован в Минюсте России 23 декабря 2005 г., регистрационный N 7296), в редакции Приказа Минприроды России от 9 декабря 2008 г. N 329 (зарегистрирован в Минюсте России от 22 декабря 2008 г., регистрационный N 12939).

24. В раздел "Заключение" включаются:

1) основные выводы о степени изученности геологического строения, количестве и качестве запасов нефти, газа и конденсата, комплексном использовании запасов полезных ископаемых месторождения полезных ископаемых, гидрогеологических, горнотехнических и геокриологических условиях разработки месторождения полезных ископаемых; выполнение плана по срокам представления отчета с подсчетом запасов полезных ископаемых на рассмотрение государственной экспертизы, определенным в лицензии на пользование недрами;

2) оценка общих перспектив месторождения полезных ископаемых, рекомендации по продолжению геологоразведочных работ, совершенствованию научных исследований.

25. В раздел "Список использованных материалов" включается перечень литературы и других источников, использованных при составлении представленных на государственную

экспертизу материалов по подсчету запасов, с указанием названий источников, авторов (исполнителей), года и места издания (составления).

26. В раздел "Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти и конденсата" включается:

1) технико-экономическое обоснование (далее - ТЭО) коэффициентов извлечения нефти и конденсата дается по каждой залежи и в среднем по месторождению. 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 увеличение степени извлечения нефти из недр.

Расчеты коэффициентов извлечения проводятся на геологических запасах: для разведанных месторождений категории $C_1 + C_2$ <*>; для разрабатываемых - категории $A + B + C_1 + C_2$;

<*> Приказ МПР России от 1 ноября 2005 г. N 298 "Об утверждении классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" (зарегистрирован в Минюсте России 23 декабря 2005 г., регистрационный N 7296), в редакции Приказа Минприроды России от 9 декабря 2008 г. N 329 (зарегистрирован в Минюсте России от 22 декабря 2008 г., регистрационный N 12939).

2) исходные позиции гидродинамических расчетов процесса разработки с обоснованием всех параметров и характеристик фактическими данными - результатами лабораторных опытов, геофизических и гидродинамических исследований скважин. Определение коэффициентов извлечения нефти выполняется на основе гидродинамического моделирования. ТЭО коэффициентов извлечения и обоснования выбора оптимального варианта системы разработки проводится по результатам технико-экономических расчетов нескольких вариантов системы разработки;

3) данные о запасах нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов и пути комплексного использования запасов месторождения.

ТЭО коэффициентов извлечения конденсата производится в зависимости от способа разработки месторождения (участка), потенциального содержания конденсата в газе и потерь в пласте к концу разработки.

ТЭО коэффициентов извлечения для месторождений с извлекаемыми запасами нефти до 1 млн. т возможно без гидродинамического моделирования с использованием детерминистских определений расчета коэффициентов извлечения нефти.

27. К отчету прилагаются следующие текстовые приложения:

копия лицензии на пользование недрами со всеми приложениями;

информация о рассмотрении отчета с подсчетом запасов полезных ископаемых пользователем недр.

Для разрабатываемых месторождений прилагаются данные организации, разрабатывающей месторождение полезных ископаемых, о количестве добытых нефти, газа и конденсата (в том числе за период после последнего утверждения запасов полезных ископаемых), качестве товарной продукции и направлении ее промышленного использования.

28. К отчету прилагаются табличные приложения, содержащие:

объем выполненного поисково-разведочного и эксплуатационного бурения;

характеристика пробуренных скважин;

результаты опробования и исследования скважин;

выполненный комплекс геофизических исследований скважин;

основные результаты определения подсчетных параметров по ГИС;

химический состав и физические свойства пластовых вод;

сведения о толщине, освещенности керном продуктивных пластов и объемах выполненных работ по анализу кернового материала;

сведения о литолого-физических свойствах продуктивных пластов и покрышек;
основные сведения о параметрах залежей;
физико-химические свойства нефти;
состав газа, растворенного в нефти;
характеристика свободного газа;
характеристика стабильного конденсата;
сведения о разработке месторождения (залежи);
средние значения пористости (трещиноватости, кавернозности), проницаемости, нефтегазонасыщенности;
определение средневзвешенных значений емкостных параметров по залежам продуктивного пласта;
расчет объемов нефтесодержащих пород;
сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа;
сводная таблица подсчетных параметров и запасов свободного газа, газа газовых шапок, конденсата и содержащихся в газе компонентов;
сопоставление параметров, принятых при повторном подсчете запасов нефти и растворенного газа и по предыдущему отчету;
сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти и растворенного газа с ранее утвержденными уполномоченным экспертным органом и числящимися на государственном балансе запасами полезных ископаемых (запасы приводятся начальные, без учета добычи);
сопоставление вновь подсчитанных запасов свободного газа и параметров подсчета с ранее утвержденными уполномоченным экспертным органом и числящимися на государственном балансе запасами полезных ископаемых (запасы приводятся начальные, без учета добычи);
сопоставление вновь подсчитанных запасов конденсата и содержание его в газе с ранее утвержденными уполномоченным экспертным органом и числящимися на государственном балансе запасами полезных ископаемых (запасы приводятся начальные, без учета добычи).

Табличные приложения должны содержать исходные и промежуточные данные, необходимые для проверки операций по подсчету запасов полезных ископаемых.

29. К отчету прилагаются графические приложения, содержащие:

обзорную карту района месторождения полезных ископаемых с указанием его местоположения, ближайших месторождений, нефтегазопромыслов, нефте- и газопроводов, железных и шоссейных дорог и населенных пунктов;

обзорную карту участка работ с вынесенной на нее системой профилей 2Д- и 3Д-сейсморазведки, других геофизических методов, скважин, в том числе с указанием специальных скважинных работ - ВСП, СК и др.;

схемы и карты, характеризующие плотность, детальность и качество полевых работ;

сводный (нормальный) геолого-геофизический разрез месторождения полезных ископаемых 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 продуктивных пластов (горизонтов);

схемы корреляции продуктивных пластов в масштабе 1:200, составленные по данным каротажа и описания керна, с выделением проницаемых пород. При значительной толщине продуктивного разреза (свыше 400 м) допустимо представление схем корреляции в масштабе 1:500. Для слабо изученных месторождений желательно составление схем сопоставления отложений с разрезами соседних хорошо изученных месторождений, аналогичных по геологическому строению;

схемы обоснования межфлюидных контактов для залежей каждого продуктивного пласта; на ней должны быть указаны глубины и абсолютные отметки интервалов залегания пластов-коллекторов и перфорации, результаты опробования, характеристика

насыщенности по данным каротажа, проведены ВНК, ГНК, ГВК, проставлены их абсолютные отметки;

карты поверхности межфлюидалных контактов для залежей, где эти поверхности не являются горизонтальными;

подсчетные планы по каждому продуктивному пласту в масштабе 1:5000 - 1:50 000, зависящем от размеров месторождения полезных ископаемых, сложности его строения, густоты сети пробуренных скважин и обеспечивающем необходимую точность замера площадей на карте эффективных нефте(газо-)насыщенных толщин. Эти планы составляются на основе структурных карт кровли продуктивных пластов-коллекторов. Показываются внешний и внутренний контуры нефте- и газонасыщенности, границы лицензионных участков, водоохраных зон, границы категорий запасов полезных ископаемых, все пробуренные на дату подсчета запасов полезных ископаемых скважины с точным нанесением положения устьев и точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта:

поисковые;

разведочные;

эксплуатационные;

законсервированные в ожидании организации промысла;

нагнетательные и наблюдательные;

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

находящиеся в опробовании;

неопробованные с указанием характеристики нефте-, газо- и водонасыщенности пластов-коллекторов по данным интерпретации материалов ГИС;

ликвидированные, с указанием причин ликвидации;

вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами.

В таблицах на подсчетном плане или на прилагаемом к нему листе при большом количестве скважин приводятся следующие данные:

по испытанным скважинам указываются глубина и абсолютные отметки кровли и подошвы коллекторов и интервалов перфорации, начальный и текущий дебиты нефти, газа и воды, диаметр штуцера (диафрагмы), замеренные или рассчитанные пластовые и забойные давления, депрессии. При совместном опробовании двух и более пластов указываются их индексы, дебиты нефти, газа и конденсата, замеренные 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 доля воды (в %) в добываемой продукции на дату подсчета запасов;

на каждом подсчетном плане помещается таблица с принятыми авторами значениям подсчетных параметров, подсчитанные запасы полезных ископаемых, их категории, дата, на которую подсчитаны запасы полезных ископаемых.

При повторном подсчете запасов полезных ископаемых на подсчетных планах наносятся границы промышленных категорий запасов полезных ископаемых, утвержденных при предыдущем подсчете, отметки ВНК, ГНК, ГВК, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов полезных ископаемых.

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

Карты изолиний суммарной эффективной и эффективной нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины пласта в масштабе подсчетных планов. При небольшом количестве скважин или небольшой ширине в плане водонефтяной (газоводяной) зоны допустимо совмещение этих карт на одном листе. На картах должны быть нанесены границы категорий запасов полезных ископаемых и исходные данные, использованные для построения этих карт, границы лицензионных участков, границы водоохраных зон.

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.

Индикаторные линии и кривые восстановления давления по скважинам.

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

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

Карта распространения и толщин многолетнемерзлых пород.

Все графические материалы выполняются в общепринятых условных обозначениях. Структурные карты, карты толщин, геологические разрезы, схемы сопоставления и другие графические построения составляются и представляются по данным ручной или машинной (компьютерной) обработки.

III. Требования к правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов

30. Объем текстовой части отчета не должен превышать 200 страниц.

31. Материалы по подсчету запасов, представляемые на государственную экспертизу в виде отчета, оформляются заявителем в тома.

32. На титульных листах каждого тома указываются:

наименование пользователя недр;

наименование организации, представившей материалы по подсчету запасов;

фамилии и инициалы авторов отчета;

полное название материалов (с указанием наименования месторождения полезных ископаемых или его участка, вида полезного ископаемого; район расположения месторождения полезных ископаемых);

дата, на которую проводится подсчет запасов полезных ископаемых; место и год составления отчета.

Титульные листы подписываются уполномоченным представителем пользователя недр и авторами отчета; подписи скрепляются печатью.

После титульного листа первого тома материалов по подсчету запасов помещаются реферат, оглавление всех томов и перечень всех приложений. Реферат должен содержать сведения об объекте исследования, о методе и методологии исследования, результатах исследования. После титульного листа каждого последующего тома дается только его оглавление.

Текстовые и табличные приложения к отчету подписываются авторами отчета.

Текстовая часть отчета и таблицы, содержащие подсчет запасов полезных ископаемых, подписываются авторами отчета, непосредственно осуществившими данный подсчет.

33. Графические материалы должны быть наглядными и составленными в единых условных обозначениях. Условные обозначения должны прилагаться к каждому комплекту графических приложений. На каждом чертеже рекомендуется указать его название и номер, числовой и линейный масштабы, наименование организации, проводившей разведку месторождения (участка); должности и фамилии авторов, составивших чертеж, и лиц, утвердивших его (с подписями указанных лиц).

Графические приложения помещаются в папки, но не сшиваются. Если чертеж выполнен на нескольких листах, они нумеруются, а схема их расположения показывается на первом листе. К каждой папке прилагается внутренняя опись с наименованием чертежей и их порядковыми номерами; в конце описи указывается общее количество листов.