**ТРЕБОВАНИЯ**

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

Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов разработаны Федеральным государственным учреждением «Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых» (ФГУ «ГКЗ») за счет средств федерального бюджета по заказу Министерства природных ресурсов Российской Федерации и рекомендованы к использованию протоколом МПР России от 03.04.2007 №11-17/0044-пр, утвержденным Заместителем Министра природных ресурсов Российской Федерации А.И. Варламовым.

«Требования…» определяют перечень основных вопросов, которые должны быть освещены в отчетах с подсчетами запасов, представляемых на государственную экспертизу в ГКЗ, и предназначены для использования всеми недропользователями и организациями, независимо от их ведомственной подчиненности и форм собственности, осуществляющими разведку, добычу и подсчет запасов месторождений нефти и горючих газов.

**Требования**

**к составу и правилам оформления**

**представляемых на государственную экспертизу**

**материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов**

# 1. Общие требования

**1.1.** В целях создания условий для рационального и комплексного использования недр, определения платы за пользование недрами, выделения границ участков недр, предоставляемых в пользование, запасы нефти, газа, конденсата разведанных месторождений подлежат государственной экспертизе, осуществляемой в соответствии с установленным законодательством порядком.

**1.2.** Положительное заключение органов государственной экспертизы о достоверности и экономической значимости разведанных запасов является основанием для постановки их на государственный учет и обязательным условием начала промышленного освоения.

**1.3.** Государственная экспертиза может проводиться на любой стадии геологического изучения месторождения при условии, если представляемые на экспертизу геологические материалы позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов нефти, газа и конденсата, их экономической значимости, горно-геологических, гидрогеологических, экологических и других условий.

# 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 компьютерных технологий, должны содержать все данные, позволяющие провести проверку его промежуточных и конечных результатов обычными методами.

**2.2.** Материалы подсчета запасов включают текстовую часть, 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.** Технико-экономическое обоснование является частью материалов подсчета запасов и представляется в виде отдельного тома. Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти, конденсата и содержащихся в них компонентов (ТЭО КИН) должно содержать расчеты коэффициентов извлечения, выполненные по методике, апробированной для данного района, повариантные расчеты систем разработки месторождения, обоснование рекомендуемого варианта разработки, обеспечивающего наиболее полное извлечение нефти, конденсата из недр с применением современных технических и технологических способов добычи при соблюдении требований законодательных актов по охране недр и окружающей среды.

# 3. Текстовая часть

**3.1.** Текст отчета рекомендуется излагать по следующей схеме:

* введение;
* общие сведения о районе работ и 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 результатам исследования керна;
* 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 и с ранее утвержденными;
* мероприятия по охране недр и окружающей среды;
* обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения;
* анализ качества и эффективность геологоразведочных работ;
* 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 приводятся краткие выводы о полноте полученных данных и степени изученности вопроса.

**3.3.** При повторном представлении материалов подсчета запасов приводятся объемы дополнительно проведенных работ, дается подробное изложение их методики, а также оценка качества, эффективности и результатов, обоснование изменений, внесенных в представления, полученные ранее при геолого-промышленной оценке месторождения. Сведения о месторождении, 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. Объем текстовой части не должен превышать 150–200 страниц.

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

**3.4. Введение.**

***3.4.1.*** Административное и географическое положение месторождения. Год открытия месторождения, для разрабатываемых месторождений – год ввода месторождения в разработку. Экономическая освоенность района месторождения: транспортные коммуникации, расстояния до ближайшей железнодорожной станции, порта, населенного пункта. Наличие в районе других разведанных или разрабатываемых месторождений, расстояние до действующего или строящегося нефте(газо-)провода.

***3.4.2.*** Информация о недропользователе и условиях недропользования, когда и кем выдана лицензия. Намечаемые сроки промышленного освоения месторождения (для новых разведанных месторождений).

***3.4.3.*** Даты и номера протоколов предыдущих рассмотрений материалов подсчета запасов органами государственной экспертизы, при отказе в утверждении – причины возврата материалов. Утвержденные запасы по категориям, накопленная добыча нефти, газа, конденсата на дату предыдущего подсчета. Сведения о выполнении рекомендаций органов государственной экспертизы, данных при предыдущем рассмотрении материалов.

**3.5. Общие сведения о районе работ и месторождении.**

***3.5.1.*** 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 снежного покрова, глубина сезонного промерзания почвы; рельеф, гидрографическая сеть, заболоченность местности, растительность, 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; сейсмичность района.

Энергоснабжение района. Сведения о наличии в районе месторождения строительных материалов.

**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 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.

***3.6.3.*** Основные сведения о характере тектоники 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 нарушений на морфологию и условия залегания нефтегазоносных пластов.

***3.6.4.*** Подтверждаемость структурных построений обосновывается 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 уполномоченным экспертным органом, – сопоставление данных о строении месторождения по предыдущим материалам с дополнительно полученными при доразведке и разработке, 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, достигнутая плотность сейсмопрофилей (на единицу площади, в соответствии со стадией ГРР), время проведения сейсмических исследований. Применяемые модификации сейсморазведки: сухопутная или морская, двухмерная (2Д), объемная (3Д, 4Д), многоволновая (МВС), высокоразрешающая (ВРС).

***3.7.2.*** Технические и математические средства (системы) регистрации и обработки данных. Методика наблюдений и обработки. Результаты обработки: разрезы, горизонтальные и погоризонтные сечения, объемные отображения. Комплексирование с ГИС (геофизическое исследование скважин), сейсмокаротажем (СК, ВСП) и другими геофизическими методами (электро-, грави-, магниторазведка, дистанционные методы и др.).

***3.7.3.*** Методика и результаты интегрированной (комплексной) геофизической и геологической интерпретации данных: детальные геологические модели объектов, месторождений, залежей – структурные, литофациальные, емкостные. Основные элементы подсчетного плана и параметры – геометрия и контуры залежей, распределение емкостных свойств, корреляционно связанные с ГИС прогнозные проницаемость и нефтегазонасыщение. Оценка достигнутой точности подсчетных параметров.

***3.7.4.*** Сведения о наличии или отсутствии проекта на проведение геологоразведочных работ. Обоснование системы разведки месторождения: 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.

***3.7.5.*** Состояние фонда пробуренных скважин на дату подсчета запасов, количество ликвидированных скважин и причины их ликвидации, число скважин, вскрывших продуктивную часть разреза и законтурных. 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.

***3.7.6.*** 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.

Указать источники финансирования геологоразведочных работ (воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), федеральный бюджет, бюджет субъекта Федерации, собственные средства недропользователя).

**3.8. Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации**

**полученных данных.**

***3.8.1.*** 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.

***3.8.2.*** 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, типов коллекторов, скважин и др. – привести таблицы результатов интерпретации применяемой методики для каждого пластопересечения.

***3.8.3.*** 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.

***3.8.4.*** Обоснование целесообразности изменения методики интерпретации и ее эффективность – в случае повторного представления в уполномоченный экспертный орган; сопоставление результатов определения подсчетных параметров по данным представляемого и предыдущего отчетов.

В случаях переинтерпретации результатов ГИС, использованных ранее для подсчета запасов, – обоснование внесенных изменений.

**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), 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 газоводяной зон и их изменение по площади и разрезу, доли этих зон в общем объеме залежи, естественный режим.

***3.9.3.*** 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.

***3.9.4.*** При наличии в продуктивном пласте в пределах месторождения нескольких залежей допускается представление перечисленных характеристик в табличной форме.

**3.10. Гидрогеологические и геокриологические условия.**

***3.10.1.*** 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. 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 газовой состав вод, температура и пластовое давление на уровне ВНК или ГВК, физические свойства пластовой воды (рекомендуется использование 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 приводятся краткие выводы по данным этих исследований и освещается степень их использования при изучении гидрогеологических и геокриологических особенностей месторождения.

**3.11. Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов**

**и покрышек по результатам исследования керна.**

***3.11.1.*** 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.

***3.11.2.*** 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.

***3.11.3.*** 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».

***3.11.4.*** 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.

***3.11.5.*** Методика и результаты формирования базовых пластопересечений для построения петрофизических связей типа «керн – ГИС» и обоснования достоверности определения подсчетных параметров по данным ГИС.

***3.11.6.*** Характеристика литологических свойств пород-покрышек.

**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 значения по каждой залежи.

***3.12.3.*** 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.

**3.13. Сведения о разработке месторождения.**

***3.13.1.*** При вводе в пробную эксплуатацию отдельных разведочных скважин до окончания разведки месторождения в материалах отчета приводятся следующие данные: 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.

***3.13.2.*** 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; 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, 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.

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

***3.14.1.*** Обоснование принятого метода подсчета запасов и его соответствие особенностям геологического строения месторождения и степени его изученности.

***3.14.2.*** Обоснование принятой для подсчета запасов геологической модели месторождения. 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.

***3.14.3.*** 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 – сопоставление принятых подсчетных параметров с ранее утвержденными, анализ причин изменения подсчетных параметров с приведением конкретного фактического материала, обосновывающего изменение принятых величин.

***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 объектам обосновываются и рассчитываются: площадь нефтеносности (в соответствии с принятыми положениями ВНК и ГНК, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта); эффективная нефтенасыщенная толщина и объем нефтенасыщенных пород; средний коэффициент открытой пористости (трещиноватости, кавернозности), средний коэффициент нефтенасыщенности, средние значения плотности нефти, пересчетного коэффициента, газосодержания нефти в пластовых условиях. Сопоставляются средние значения пористости (трещиноватости, кавернозности) и нефтенасыщенности, определенные разными методами.

***3.14.6.*** При подсчете запасов объемным методом по газовым объектам обосновываются и рассчитываются: площадь газоносности (в соответствии с принятыми положениями ГВК или ГНК, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта); эффективная газонасыщенная толщина 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 на отклонение от закона Бойля – Мариотта; среднее содержание конденсата в газе.

***3.14.7.*** При подсчете запасов методом падения давления по разрабатываемым месторождениям газа обосновываются и рассчитываются начальное и текущее положение ГВК; начальное пластовое давление и температура; 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 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 коэффициенты 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).

***3.14.9.*** Обоснование категорий запасов производится по каждому объекту подсчета запасов в соответствии с рекомендациями по применению Классификации запасов и 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 каждой залежи и по месторождению 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); 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.

***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. Дополнительно может быть представлена оценка точности выполненного подсчета запасов, а также вариант подсчета вероятностным методом.

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.

**3.15. Сопоставление подсчитанных запасов с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых и с ранее утвержденными.**

3.15.1. При подсчете запасов 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.

3.15.2. 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.

3.15.3. Сопоставление запасов приводится по каждой залежи и месторождению в целом раздельно по категориям.

**3.16. Мероприятия по охране недр и окружающей среды.**

***3.16.1.*** Приводится характеристика окружающей среды в районе месторождения. Описаниесовременной экологической обстановки включает детальную характеристику: физико-географических и климатических условий района месторождения; почвы и растительности, животного мира, а также функции и ценность экосистемы окружающей среды.

***3.16.2.*** Оценка влияния 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.

***3.16.3.*** Необходимость и способы очистки попутно извлекаемых подземных вод для их обратной закачки в пласты или захоронения. Предлагаемые способы охраны от истощения или загрязнения поверхностных 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 исследования, обосновывающие возможность закачки.

***3.16.4.*** 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 (залежи) для промышленного**

**освоения.**

***3.17.1.*** Выполнение требований к изученности геологического строения месторождения 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, а также соблюдение других условий отнесения месторождения к подготовленным к промышленному освоению, изложенных в «Классификациии запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом МПР России от 01.11.2005 г. № 298.

**3.18. Анализ качества и эффективность геологоразведочных работ.**

***3.18.1.*** 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.

***3.18.2.*** 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, передаваемых на баланс нефтегазодобывающей организации, а также ликвидированных как выполнивших геологическое назначение и по техническим причинам.

***3.18.3.*** 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 (А+В+С1), 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. Заключение.**

***3.19.1.*** Основные выводы о степени изученности геологического строения, количестве и качестве запасов нефти, газа и конденсата, комплексном использовании запасов месторождения, гидрогеологических, горнотехнических и геокриологических условиях разработки месторождения. Выполнение плана по срокам представления отчета с подсчетом запасов на рассмотрение государственной экспертизы, определенным в лицензионном соглашении.

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

**3.20. Список использованных материалов.**

***3.20.1.*** 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[[1]](#footnote-1)\*

**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 В+С1+С2, а для разрабатываемых – категорий А+В+С1+С2.

**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 мотивируется и сопровождается 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, руководствуясь соответствующими нормативно-методическими документами.

**4.8.** ТЭО коэффициентов извлечения для месторождений с извлекаемыми запасами нефти до 10 млн. т и балансовыми запасами газа до 10 млрд. м3 проводится по выбранной методике в сокращенном виде.

# 5. Текстовые приложения

В число материалов по подсчету запасов нефти, газа и конденсата входят:

* копия лицензии и лицензионного соглашения на право пользования недрами;
* протокол рассмотрения отчета с подсчетом запасов организацией, проводившей геологоразведочные или эксплуатационные работы;
* заключение территориального органа управления государственным фондом недр.

Для разрабатываемых месторождений прилагаются также:

* + заключение центральной или территориальной комиссии по разработке нефтяных месторождений Минтопэнерго России, в соответствии с их полномочиями;
  + справка организации, разрабатывающей месторождение, о количестве добытых нефти, газа и конденсата (в том числе за период после последнего утверждения запасов), качестве товарной продукции и направлении ее промышленного использования;
  + в случаях если суммарные списания и намечаемые к списанию в процессе разработки и при доразведке месторождения балансовые и извлекаемые запасы категорий А+В+С1 превышают 20 %, одновременно с отчетом дополнительно представляется заключение территориального округа Госгортехнадзора России;
  + при использовании в процессе разведки и подсчета запасов новых геофизических, лабораторных или иных методов исследований они предварительно апробируются ЭТС уполномоченного экспертного органа.

# 6. Табличные приложения

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

* 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 запасов 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 запасов 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 запасов полезных ископаемых (запасы приводятся начальные, без учета добычи).

# 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.*** Обзорная карта 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.

Результирующие материалы – сейсмические и сейсмогеологические разрезы, увязанные с данными ГИС, структурные карты, блок-диаграммы и объемные модели, характеризующие: структурные, тектонические, литофациальные (с локализацией зон развития коллекторских и экранирующих толщ) и емкостные особенности строения месторождений.

***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 продуктивных пластов (горизонтов).

***7.1.4.*** 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 схемы сопоставления отложений с разрезами соседних хорошо изученных месторождений, аналогичных по геологическому строению.

***7.1.5.*** 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 межфлюидальных контактов для залежей, где эти поверхности не являются горизонтальными.

***7.1.6.*** Подсчетные планы по каждому продуктивному пласту в масштабе 1:5000–1:50 000, зависящем от размеров месторождения, 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 газоносности, границы лицензионных участков, водоохранных зон, границы категорий запасов, все пробуренные на дату подсчета запасов 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 подсчету запасов;
* на каждом подсчетном плане помещается таблица с принятыми авторами значениям подсчетных параметров, подсчитанные запасы, их категории, дата, на которую подсчитаны запасы.

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

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 и исходные данные, использованные для построения этих карт, границы лицензионных участков, границы водоохранных 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.

***7.1.7.*** 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.

***7.1.8.*** 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.

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

К материалам по подсчету запасов прикладывается следующая документация.

**8.1.** Описание керна по продуктивным пластам (горизонтам), а также породам, залегающим на 10–15 м выше и ниже каждого продуктивного пласта.

**8.2.** Геолого-геофизические разрезы скважин, составленные на основе диаграмм ГИС в масштабе 1:200 (БКЗ, микрозондирования, радиоактивного каротажа, кавернометрии и других видов исследований, по данным интерпретации которых определяются эффективная толщина, пористость, нефтегазонасыщенность продуктивных пластов, положение контактов). При тонкослоистом строении продуктивных пластов (толщина прослоев менее 0,5 м) диаграммы ГИС для отдельных скважин представляются в более крупном масштабе – до 1:50. Все диаграммы каротажа 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, значения общей и эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, открытой пористости, проницаемости абсолютной и эффективной, нефтегазонасыщенности по керну и ГИС, интервалы и дата перфорации, результаты опробования, положение ВНК, ГНК, ГВК, цементных мостов. При большом количестве скважин (свыше 100) допускается представление геолого-геофизических разрезов по части скважин – наиболее качественным по ГИС и информативным по керну и опробованию, а по остальным скважинам – диаграмм стандартного каротажа в масштабе 1:500.

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

**8.4.** Акты о проведении газоконденсатных исследований.

**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 и определения в них механических примесей; для пород-покрышек – изменение фильтрационных и емкостных свойств.

**8.6.** 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 значений эффективной толщины, пористости, положений контактов и других подсчетных параметров, представляются новые геолого-геофизические разрезы.

# 9. Оформление материалов подсчета запасов

**9.1.** Все экземпляры материалов подсчета запасов, представляемые на государственную экспертизу, оформляются одинаково в соответствии с требованиями ГОСТ 7.32–2001.

**9.2.** Структурными элементами отчета являются:

* титульный лист;
* список исполнителей;
* реферат;
* содержание;
* нормативные ссылки;
* определения;
* обозначения и сокращения;
* введение;
* основная часть;
* заключение;
* список использованных источников;
* приложения.

На титульных листах каждого тома указываются:

* + наименование вышестоящей организации;
  + наименование организации, представившей материалы;
  + наименование организации-исполнителя;
  + индекс универсальной десятичной классификации (УДК);
  + номера, идентифицирующие отчет;
  + грифы согласования и утверждения;
  + фамилии и инициалы авторов;
  + полное название отчета с указанием наименования месторождения, вида полезного ископаемого; дата, на которую произведен подсчет запасов, место и год составления материалов, номер экземпляра материалов.

Титульные листы подписываются ответственными должностными лицами организации, представившей подсчет запасов, и авторами отчета; подписи их скрепляются печатью.

После титульного листа первого тома (текста) помещается список исполнителей и реферат.

Реферат должен содержать:

* сведения об объеме отчета, количестве иллюстраций, таблиц, приложений, страниц, количестве частей отчета, количестве использованных источников;
* перечень ключевых слов;
* текст реферата.

Текст реферата должен содержать сведения об объекте исследования, цели работы, методе и методологии проведения работы, результатах работы.

**9.3.** Содержание включает оглавление всех томов и перечень всех приложений с указанием номеров страниц. После титульного листа каждого последующего тома дается только его оглавление.

**9.4.** Текстовая часть отчета переплетается и снабжается этикеткой, на которой указывается номер экземпляра, наименование организации, фамилии и инициалы руководителя работ, название отчета, номер и название тома и год его составления.

В заключении указываются общие выводы и рекомендации, отражающие основную цель работы. В выводах указывается степень изученности, количество и качество запасов нефти и газа, условия их залегания.

Графические материалы должны быть удобочитаемыми и составленными в типовых общепринятых условных обозначениях. Условные обозначения помещаются либо на каждом чертеже, либо на отдельном листе. На каждом чертеже указывается его название и номер, числовой и линейный масштабы, наименование организации, проводившей разведку или разработку месторождения, должности и фамилии авторов, составивших чертеж, и лиц, утвердивших его (с подписями всех указанных лиц). Первый экземпляр графических приложений, предназначенный для ФУП «Росгеолфонд», выполняется черной тушью на кальке, типографским способом или с помощью струйного графопостроителя (плоттера, принтера), остальные экземпляры могут быть представлены в светокопиях хорошего качества.

**9.5.** Графические приложения помещаются в папки, но не сшиваются; каждый чертеж должен легко извлекаться для рассмотрения. Если чертеж выполнен на нескольких листах, их надо пронумеровать, а порядок их расположения показать на первом листе. К каждой папке дается внутренняя опись, содержащая наименование чертежей и их порядковые номера. В конце описи указывается общее количество листов.

Материалы подсчета геологических запасов представляются на государственную экспертизу вместе с ТЭО КИН (КИК) в пяти экземплярах. Одновременно в восьми экземплярах представляется авторская справка об особенностях геологического строения месторождения, методике, объемах и результатах проведенных геологоразведочных работ, с кратким анализом разработки месторождения, обоснованием КИН и результатами подсчета запасов. Объем справки, как правило, не должен превышать 12–15 страниц печатного текста.

# Приложения

**Рекомендуемые формы таблиц к подсчету запасов месторождений нефти и газа**

Таблица 1

**Объем поисково-разведочного бурения**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Скважины и их назначение | Количество скважин | Общая длина скважин, м | Общая стоимость скважин,  тыс. руб. | Сроки бурения,  месяц, год | Полученные результаты | Примечания |
| 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 |  |  |  |  |  |  |
| В С Е Г О : |  |  |  |  |  |  |

Таблица 2

**Характеристика пробуренных поисково-разведочных скважин**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер скважины | Тип скважины | Время бурения | | Глубина скважин, м | | Горизонт забоя | Амплитуда + удлинение, м | Конструкция скважины | | | | Состояние скважины | Координаты скважины, градусы, минуты, секунды | |
| начало | окончание | проектная | фактическая | колонна | Диаметр, мм | глубина спуска, м | высота подъема цемента, м | долгота | широта |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 3

**Результаты опробования и исследования скважин**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт | Номер  скважины | Интервал залегания  коллекторов продуктивного пласта (кровля верхнего – подошва нижнего),  м | Интервал опробования,  м | Способ вскрытия пласта (тип перфоратора, количество отверстий на 1 м или КИИ) | Диаметр (мм) и глубина (м) спуска насосно-компрессорных труб |  | Фактическое время непрерывной работы, ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 3 | | | | | | | |
| Давление приведенное к середине интервала опробования, МПа | Депрессия,  МПа | Дебит нефти, м3/сут | Газосодержание нефти,  м3/т | Дебит воды  м3/сут |  |  | Коэффициент продуктивности, |
| 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 4

**Выполненный комплекс геофизических исследований скважин**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер  скважины | Продуктивный пласт | Методы и масштабы записей диаграмм | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Примечания |
| Стандартный каротаж\* | АО-0,45 | АО-1,05 | АО-2,25 | АО других размеров | ПС | Микрозондирование | Кавернометрия | Резистивиметрия | ГК | ПК, НГК, ННК | ИК | БК | БМК | Прочие виды | Инклинометрия | ОЦК | АКЦ | Другие методы |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| \* С указанием перечня стандартного комплекса ГИС. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Таблица 5

**Основные результаты определения подсчетных параметров по ГИС**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Глубина, м | | Абс. отметка, м | | Нэ,  м | Нэ.г,  м | Нэ.н,  м | УЭС,  Ом·м | Апс,  отн.ед. | АК,  мкс/м | НК,  усл. ед. | dНКТ,  отн.  ед. | Кпнк,  доли ед. | Кпак,  доли ед. | Кп  прин.,  доли ед. | Кпр,  мД | Кн  прин.,  доли ед. | Кв,  доли ед. | Кв\*,  доли ед. | Характер  насыщения |
| кровли | подошвы | кровли | подошвы |
|
|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 6

**Химический состав и физические свойства пластовых вод**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер скважины | Продуктивный пласт | Интервал опробования, м | Глубина и абс. отметка отбора проб, м |  | Дебит,  м3/сут |  | 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. 6 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Удельное сопротивление при температуре пласта | Содержание ионов (мг/л; мг-экв/л; % мг-экв) | | | | | | | | | | | | | | Нафтеновые кислоты, мг/л | Газосодежание, м3/т | Тип вод |
| Общая минерализация | Na+ + K+ | Ca++ | Mg++ |  |  |  |  |  |  |  |  |  | другие |
| 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 7

**Сведения о толщине, освещенности керном продуктивных пластов и объемах выполненныхработ по анализу кернового материала**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт | Номер скважины | Интервал залегания продуктивного пласта,  м | Толщина продуктивного пласта, м | | Интервал отбора керна,  м | Проходка с отбором керна по продуктивному пласту, м  вынос керна, м | Освещенность керном продуктивного пласта, % | | Количество определений по образцам керна\* | | | | | Примечания |
| нефтенасыщенная | газонасыщенная | общей толщины (от кровли до ВНК, ГВК) | нефтегазонасыщенной части пласта | гранулометрического состава | остаточной воды | коэффициента вытеснения | открытой пористости | абсолютной газопроницаемости |
| 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 8

**Сведения о литолого-физических свойствах пород продуктивных пластов и покрышек**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер скважины | Продуктивный пласт |  | | |  | | Гранулометрический состав | | | | | | | Коэффициент пористости, доли ед. | | Карбонатность, % |  | | Водонасыщенность, % | Учтенные и неучтенные образцы при подсчете запасов (почему не учтены) | Примечания |
| Интервал отбора керна, м |  | | Литологическое описание образцов | 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 | открытой | общей | Газопроницаемость, мкм2 | Водопроницаемость (параллельно напластованию; перпендикулярно напластованию), мкм2 |
| Дата отбора керна | Дата анализа керна |
| глубина | абс. отметка |
|  | |
|  | |
|  | | |  | |
| 1 | 2 | 3 | | | 4 | | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | | 16 | 17 | 18 |
|  |  |  | | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |
|  |  |  | | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |

Таблица 9

Основные сведения о параметрах залежей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Участок | Глубина залегания пласта в своде, абс. отметка, м | Высотное положение  (абсолютные отметки), м | | | Размеры залежи | | | Пределы изменения нефтегазо-насыщенных толщин,  м | Тип залежи | Тип залежи по фазовому состоянию |
| ВНК | ГНК | ГВК | длина,  км | высота,  м | ширина, км |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 10

**Физико-химические свойства нефти\***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт | Номер скважины |  | Дата отбора проб | Пластовая температура, °С | Давление насыщения, МПа | Пластовое давление, МПа | Объемный коэффициент пластовой нефти | Газосодержание, м3/т | Плотность нефти,  г/см3 |  | Коэффициент сжимаемости | Коэффициент растворимости газа в нефти, | Температура застывания,  °С |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| \* Таблицы по глубинным и поверхностным пробам приводятся раздельно. | | | | | | | | | | | | | |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 10 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Температура кипения, °С | Содержание светлых фракций (об. %) при температуре, °С | | | | | Содержание, % (по массе) | | | | | | | | Температура плавления парафина, °С | Примечания |
| 100 | 150 | 200 | 250 | 300 | асфальтенов | смол силикагелевых | масел | парафина | серы | воды | других полезных компонентов (указать каких) | механических примесей |
| 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 11

**Состав газа, растворенного в нефти\***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный  пласт | Номер скважины | Число проб | Условия  отбора  проб | Плотность,  г/см3 | Содержание, % (молярная доля), г/см3 | | | | | | | | | | Примечания |
| 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 12

**Характеристика свободного газа**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт | Номер скважины | Условия отбора проб | Интервал опробования, м | Давление, МПа | Температура,°С | Приведенное давление,  МПа | | Приведенная температура,  °С | | Коэффициент сжимаемости | | Поправки | | | | Объемный коэффициент, доли ед. | |  |
| на отклонение от закона Бойля–Мариотта | | на температуру | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | | 9 | | 10 | | 11 | | 12 | | 13 | |
|  |  |  |  |  |  |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |

Продолжение табл. 12

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Содержание, % (молярная доля), г/см3 | | | | | | | | | | | | Примечания |
| метана | этана | пропана | бутанов | пентана + высшие | сероводорода | гелия | аргона | углекислого газа | азота | парафина | других полезных компонентов (указать каких) |
| 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 13

**Характеристика стабильного конденсата**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт | Номер скважины | Интервал опробования, м | Пробы | | Плотность конденсата, г/см3 | Пластовое давление *р*0, МПа | Пластовая температура,  *Т*0, °С | Относительная плотность для С5 + + высшие | Содержание, % (по массе) | | | |
| глубина отбора, м | число проб | парафина | серы | воды | других полезных компонентов  (указать каких) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 13 | | | | | | |
| Молекулярная масса для С5+ высшие | Коэффициент сжимаемости газа, доли ед. | Давление начала конденсации в пласте  *р*нк, МПа | Содержание конденсата, г/м3 | Давление максимальной конденсации  *р*мк, МПа | Групповой состав конденсата | Примечания |
| 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 14

**Сведения о разработке месторождения (залежи)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер скважины | Продуктивный пласт | Интервал установки фильтра (перфорации), м |  | Способ эксплуатации.  Диаметр штуцера, мм (или динамический уровень, м) |  | | | Газосодержание, м3/т | Пластовое давление, МПа | Забойное давление, МПа | Депрессия,  МПа | Коэффициент продуктивности, |
| нефти, т/сут | газа, тыс.м3/сут | воды, м3/сут |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 14 | | | | | | | | | | |
| Буферное давление, МПа | Затрубное давление, МПа | 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 компонентов  (указать каких) |
| 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 15

**Средние величины пористости (трещиноватости, кавернозности), проницаемости, нефтегазонасыщенности**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт |  | Открытая пористость, доли ед. | | | | | Коэффициент трещинной, каверновой емкости, доли ед. | Проницаемость, мкм2 | | | |
| по керну | | по геофизическим  исследованиям | | принятое среднее значение для подсчета запасов | по керну | | | |
| перпендикулярно слоистости | | параллельно слоистости | |
|  | принятое среднее значение |  | принятое среднее значение |  | принятое среднее значение |  | Принятое среднее значение |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 15 | | | | | | | | | | |
| Проницаемость, мкм2 | | | | | Коэффициент нефтенасыщенности, газонасыщенности,  доли ед. | | | | | примечания |
| по геофизическим  исследованиям | | по гидродинамическим исследованиям | | принятое среднее значение для подсчета запасов | по керну | | по геофизическим  исследованиям | | принятое среднее значение для подсчета запасов |
|  | принятое среднее значение | количество исследований | принятое среднее значение |  | принятое среднее значение |  | принятое среднее значение |
| 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 16

**Определение средневзвешенных значений емкостных параметров по залежам продуктивного пласта**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер скважины,  альтитуда + удлинение | Интервал  залегания  пласта, м | Интервал  залегания  проницаемых  прослоев, м |  | Коэффициент  пористости  *К*п,  доли ед. | *К*п ·*h*э.н | Коэффициент  нефтенасыщенности  *К*н,  доли ед. | *К*п·*К*н··*h*э.н | Коэффициент  проницаемости  *К*пр,  мкм2 | Примечания |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  | Категория |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  | Зона |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Итого |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Среднее |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 17

**Расчет объемов нефтегазосодержащих пород**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Категория запасов | Зона | Номер площадки на карте | Эффективная нефтегазонасыщенная толщина, м | | Деление планиметра, ед. | Площадь нефтегазоносности, тыс. м2 | Объем нефтегазонасыщенных пород, тыс. м3 |
| интервал  толщины | среднее значение |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 18

**Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный  пласт, зона | Категория запасов | Зона | Площадь нефтеносности, тыс. м2 | Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м | Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м3 | Коэффициенты, доли ед. | | | Плотность нефти, г/см3 | Начальные геологические запасы нефти, тыс. т | Коэффициент извлечения нефти, доли ед | 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 | 14 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 18 | | | | | | | | | | | | |
| Остаточные (текущие) геологические запасы нефти на дату подсчета запасов, тыс. т | | Газосодержание пластовой нефти, м3/т | Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти,  млн. м3 | | Добыча растворенного газа на дату подсчета запасов,  млн. м3 | Остаточные (текущие) геологические запасы растворенного газа на дату подсчета,  млн. м3 | | Начальные геологические запасы компонентов, содержащихся в нефти (указать каких),  тыс. т | | Добыча на дату подсчета (по каждому компоненту), тыс. т | Остаточные (текущие) геологические запасы компонентов на дату подсчету (указать каких),  тыс. т | |
| геологические | извлекаемые | геологические | извлекаемые | геологические | извлекаемые | геологические | извлекаемые | геологические | извлекаемые |
| 15 | | 16 | 17 | | 18 | 19 | | 20 | | 21 | 22 | |
|  | |  |  | |  |  | |  | |  |  | |
|  | |  |  | |  |  | |  | |  |  | |

Таблица 19

**Сводная таблица подсчетных параметров и запасов свободного газа, газа газовых шапок, конденсата и содержащихся в газе компонентов**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт, зона | Категория запасов | Площадь газоносности, тыс. м2 | Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м | Объем газонасыщенных пород,  тыс. м3 | Коэффициент открытой пористости, доли ед. | Коэффициент газонасыщенности, доли  ед. | Начальное пластовое давление, МПа | Конечное  пластовое  давление,  МПа | Поправка | |
| на температуру | на отклонение от закона Бойля – Мариотта |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 19 | | | | | |
| Начальные  геологические  запасы газа,  млн. м3 | Добыча газа на дату  подсчета запасов,  млн. м3 | Остаточные (текущие) геологические  запасы газа на  дату подсчета запасов,  млн. м3 | Потенциальное содержание конденсата С5+ в газе,  г/м3 | Начальные геологические запасы конденсата,  тыс. т | Добыча конденсата  на дату подсчета,  тыс. т |
| 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 19 | | | | |
| Остаточные (текущие) запасы конденсата на дату подсчета, тыс. т | Содержание компонента в газе (указать какого), г/м3, м3/м3 | Начальные геологические запасы компонента, содержащегося в газе (указать какого), тыс. т, тыс. м3 | Добыча компонента на дату подсчета (указать какого), тыс. т, тыс. м3 | Остаточные (текущие) геологические запасы компонента на дату подсчета (указать какого), тыс. т, тыс. м3 |
| 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |

Таблица 20

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

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт,  зона | Категория запасов нефти | Площадь нефтеносности, тыс. м2 | Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м | Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м3 | Коэффициент открытой пористости, доли ед. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 20 | | | | | |
| Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед. | Плотность нефти, г/м3 | Пересчетный коэффициент, доли ед. | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | Газосодержание пластовой нефти, м3/т | Дата |
| 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

Таблица 21

**Сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти и растворенного газа с ранее утвержденными уполномоченным экспертным органом и числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт | Категория запасов нефти | Начальные геологические запасы нефти,  тыс. т | Изменение представленных начальных геологических запасов нефти к утвержденным, | Коэффициент извлечения нефти, доли ед. | Изменение коэффициента  извлечения  нефти, % | Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т | Изменение представленных начальных извлекаемых запасов нефти к утвержденным, | Остаточные (текущие) запасы нефти, тыс. т | Начальные геологические запасы растворенного газа, млн. м3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 21 | | | | | | | | | | |
| Изменение представленных начальных геологических запасов растворенного газа к утвержденным ранее, | Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м3 | Изменение представленных начальных извлекаемых запасов растворенного газа к утвержденным ранее, | Начальные геологические запасы компонентов, содержащихся в нефти (указать каких), тыс.т | Изменение представленных геологических запасов компонентов, содержащихся в нефти (указать каких) к утвержденным ранее | Начальные извлекаемые запасы компонентов, содержащихся в нефти (указать каких), тыс. т | Изменение начальных извлекаемых запасов компонентов, содержащихся в нефти (указать каких) к утвержденным ранее, | Изменение представленных начальных извлекаемых запасов растворенного газа к утвержденным ранее, | Начальные геологические запасы компонентов, содержащихся в растворенном газе (указать каких),тыс. т, тыс. м3 | Изменение представленных начальных геологических запасов компонентов, содержащихся в растворенном газе, к утвержденным, | Дата |
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 22

**Сопоставление вновь подсчитанных запасов свободного газа и параметров подсчета с ранее утвержденными уполномоченным экспертным органом и числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт | Категория запасов | Площадь газоносности, тыс. м2 | Средняя эффективная газонасыщенная толщина,  тыс. м2 | Объем газонасыщенных пород, тыс. м3 | Коэффициент открытой пористости | Коэффициент газонасыщенности |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение табл. 22 | | | | | | | |
| Начальное пластовое давление,  МПа | Поправка на  температуру | Поправка на  отклонение  от закона  Бойля – Мариотта | Начальные запасы  газа,  млн. м3 | Изменение представленных начальных запасов газа к утвержденным ранее, | Остаточные (текущие) запасы газа, млн. м3 | Начальные  запасы  компонентов,  содержащихся в газе  (указать каких), тыс. т, тыс. м3 | Дата |
| 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

Оглавление

[1. Общие требования 3](#_Toc176249893)

[2. Содержание материалов 3](#_Toc176249894)

[3. Текстовая часть 4](#_Toc176249895)

[4. Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти и конденсата 4](#_Toc176249896)

[5. Текстовые приложения 4](#_Toc176249897)

[6. Табличные приложения 4](#_Toc176249898)

[7. Графические материалы 4](#_Toc176249899)

[8. Первичная документация геологоразведочных работ, геофизических исследований скважин, опробования скважин и другие данные, необходимые для подсчета запасов 4](#_Toc176249900)

[9. Оформление материалов подсчета запасов 4](#_Toc176249901)

[Приложения 4](#_Toc176249902)

1. \* Смотрите также «Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическим обоснованиям коэффициентов извлечения газа». [↑](#footnote-ref-1)