

Охрана окружающей среды и природопользование. Недра

**ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ И ПОРЯДОК ПРЕДСТАВЛЕНИЯ В
РЕСПУБЛИКАНСКУЮ КОМИССИЮ ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ
ИСКОПАЕМЫХ МАТЕРИАЛОВ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ
И ТРЕБОВАНИЯ К ИХ СОСТАВУ**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Нетры

**ПРАВІЛЫ АФАРМЛЕННЯ І ПАРАДАК ПРАДСТАЎЛЕННЯ Ў
РЭСПУБЛІКАНСКУЮ КАМІСІЮ ПА ЗАПАСАХ КАРЫСНЫХ ВЫКАПНЯЎ
МАТЭРЫЯЛАЎ ПАДЛІКУ ЗАПАСАЎ ВУГЛЕВАДАРОДАЎ І ПАТРАБАВАНН І
ДА ІХ ЗМЕСТУ**

Издание официальное



Минприроды

Минск

Ключевые слова: Республиканская комиссия по запасам полезных ископаемых, подсчет запасов углеводородов, государственная экспертиза геологической информации, государственный баланс запасов полезных ископаемых, запасы углеводородов, прогнозные ресурсы, категории запасов, технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти (ТЭО КИУ)

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации»

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению техническим нормированием и стандартизацией в области охраны окружающей среды установлены Законом Республики Беларусь «Об охране окружающей среды».

1 РАЗРАБОТАН Научно-производственным республиканским унитарным предприятием «БЕЛГЕО»

ВНЕСЕН Департаментом по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от ___ 20___ г. № _____

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения	2
4 Общие положения	2
5 Содержание материалов подсчета запасов углеводородов.....	3
6 Содержание материалов оперативного подсчета запасов углеводородов.....	16
7 Правила оформления материалов подсчета запасов углеводородов.....	18
8 Порядок представления в Республиканскую комиссию по запасам полезных ископаемых материалов подсчета запасов углеводородов.....	19
Приложение А (рекомендуемое) Формы таблиц к подсчету запасов месторождений углеводородов.....	20
Библиография	35

Текст для ознакомления

Текст для ознакомления

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ**Охрана окружающей среды и природопользование. Недр
ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ И ПОРЯДОК ПРЕДСТАВЛЕНИЯ
В РЕСПУБЛИКАНСКУЮ КОМИССИЮ ПО ЗАПАСАМ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ МАТЕРИАЛОВ ПОДСЧЕТА
ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И ТРЕБОВАНИЯ К ИХ СОСТАВУ****Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Нетры
ПРАВІЛЫ АФАРМЛЕННЯ І ПАРАДАК ПРАДСТАЎЛЕННЯ
Ў РЭСПУБЛІКАНСКУЮ КАМІСІЮ ПА ЗАПАСАХ
КАРЫСНЫХ ВЫКАПНЯЎ МАТЭРЫЯЛАЎ ПАДЛІКУ ЗАПАСАЎ
ВУГЛЕВАДАРОДАЎ І ПАТРАБАВАННІ ДА ІХ ЗМЕСТУ**

Environmental protection and nature use. Subsoil
Regulations for the layout, requirements for the composition of
carbohydrates reserves calculation documents and the order of their submission
to the Republican Commission for Mineral Resources

Дата введения 2011-07-01**1 Область применения**

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает правила оформления и порядок представления в Республиканскую комиссию по запасам полезных ископаемых материалов подсчета запасов углеводородов и требования к их составу.

Требования настоящего технического кодекса являются обязательными для всех юридических лиц хозяйствования, независимо от их ведомственной подчиненности и форм собственности, при поисках, разведке и эксплуатации месторождений углеводородов и при подготовке материалов подсчета запасов для представления в Республиканскую комиссию по запасам полезных ископаемых.

2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее – ТНПА):

ТКП 17.04-01-2007 (02120) Охрана окружающей среды и природопользования. Недр. Правила ведения государственного кадастра полезных ископаемых и методическое руководство по составлению паспортов месторождений и проявлений полезных ископаемых.

ТКП 17.04-16-2009 (02120) Охрана окружающей среды и природопользования. Недр. Правила построения, изложения отчета о геологическом изучении недр.

Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяются термины, установленные в [1], [2], [4], [7], ТКП 17.04-01, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 геологоразведочные работы: Комплекс специальных геологических, геофизических, инженерно-геологических и других работ, которые выполняются в целях поиска и разведки месторождений полезных ископаемых.

3.2 классификация запасов: Группирование запасов по степени изученности, обоснованности и экономическому значению.

3.3 коэффициент извлечения углеводородов (КИУ): Отношение извлекаемых запасов углеводородов к объему геологических запасов, извлечение которых возможно при рациональной технологии их добычи и с учетом конкретных геологических условий залежи.

3.4 прирост (или списание) запасов: Изменение запасов углеводородов за определенный период времени в результате получения новых геолого-промысловых данных.

4 Общие положения

4.1 В целях государственного учета результатов работ по геологическому изучению недр и состояния минерально-сырьевой базы материалы подсчета запасов углеводородов (далее – запасы) подлежат государственной экспертизе геологической информации согласно [1], [6].

4.2 На государственную экспертизу геологической информации представляются материалы подсчета запасов по всем подготовленным к разработке и разрабатываемым месторождениям, технико-экономические обоснования КИУ, материалы по геолого-экономической оценке месторождений, материалы, обосновывающие ежегодные изменения запасов на разрабатываемых и разведываемых месторождениях, полученные в результате работ, проведенных недропользователями в соответствии с [1].

4.3 Государственная экспертиза геологической информации проводится Республиканской комиссией по запасам полезных ископаемых (далее – Комиссия). Результаты государственной экспертизы геологической информации оформляются протоколом Комиссии. Протокол государственной экспертизы геологической информации является основанием для принятия Министерством природных ресурсов и окружающей среды Республики Беларусь решения об утверждении или списании запасов полезных ископаемых.

Решение об утверждении или списании запасов полезных ископаемых оформляется приказом Минприроды, который является основанием для постановки их на государственный баланс запасов.

4.4 Материалы подсчета запасов представляются на государственную экспертизу геологической информации недропользователями, осуществляющими поиск, разведку, а также пробную эксплуатацию месторождений углеводородов. До представления материалов подсчета запасов на государственную экспертизу геологической информации указанные материалы должны быть рассмотрены Научно-техническим советом (далее – НТС) недропользователя.

4.5 Повторная государственная экспертиза геологической информации проводится в случаях:

– получения недропользователями в процессе разведки (доразведки), эксплуатационной разведки углеводородов и разработки месторождения новой информации о запасах углеводородов (при увеличении более чем на 50 % или уменьшении более чем на 20 %) и их качестве, условиях разработки месторождений,

существенно влияющих на пользование недрами;

- установления новых коэффициентов извлечения углеводородов.

5 Содержание материалов подсчета запасов углеводородов

Материалы подсчета запасов должны содержать все исходные данные и результаты обоснования параметров подсчета (площадь залежей, эффективная и нефтенасыщенная толщины, коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, плотность нефти, пересчетный коэффициент, коэффициент извлечения нефти), позволяющие провести их экспертную оценку без личного участия авторов.

Материалы подсчета запасов представляются в виде отчета, включающего: текстовую часть, текстовые, табличные и графические приложения, документацию геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических работ и исследования скважин, данные разработки и другие исходные сведения, необходимые для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений.

Текстовая часть отчета должна содержать:

- сведения об объёмах и результатах проведенных на месторождении геофизических исследований, поискового, разведочного и эксплуатационного бурения;
- сведения о геологическом строении месторождения;
- характеристики залежей нефти и газа, включая емкостные и фильтрационные свойства продуктивных пластов, их неоднородность, физико-химические свойства нефти и газа;
- анализ результатов опробования и испытания поисковых и разведочных скважин;
- обоснование подсчетных параметров для определения геологических запасов;
- обоснование коэффициентов извлечения нефти для оценки извлекаемых запасов;
- анализ разработки залежей нефти;

По месторождениям, запасы которых утверждались ранее, должен быть проведен детальный анализ изменений запасов, по сравнению с ранее утвержденными, и параметров подсчета, повлиявших на величину запасов нефти и газа.

Объём каждого раздела текстовой части отчета зависит от сложности геологического строения и величины месторождения. Включенные в текст таблицы должны иметь обобщающий характер. Все вспомогательные материалы помещаются в текстовые и табличные приложения.

Материалы технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти (ТЭО КИН) и конденсата включают:

- краткие сведения о геологическом строении месторождения, параметрах продуктивных пластов;
- физико-химические свойства нефти, конденсата, газа, пластовой воды;
- подсчетные параметры, геологические запасы нефти, газа и конденсата;
- краткий анализ результатов опробования и испытания скважин, пробной эксплуатации и текущего состояния разработки залежей;
- выделение эксплуатационных объектов и выбор расчётных вариантов разработки залежей;
- обоснование характеристик расчётной геолого-физической модели залежи;
- технико-экономические показатели вариантов разработки; их сопоставление между собой;
- методики расчётов величин КИН;
- обоснование рекомендуемых к утверждению значений КИН и извлекаемых запасов углеводородов;
- повариантные расчеты систем разработки месторождения;
- обоснование рекомендуемого варианта разработки, обеспечивающего наиболее полное извлечение нефти из недр.

ТКП 17.04-28-2011

Текстовые приложения должны содержать необходимую распорядительную документацию, протоколы рассмотрения материалов подсчета запасов и ТЭО КИН научно-техническими, технико-экономическими советами (далее – НТС, ТЭС) предприятий-недропользователей, материалы согласования с соответствующими организациями возможности использования вод, извлекаемых совместно с нефтью и газом, или их сброса в поверхностные водоёмы или в водоносные горизонты (пласты); описание керна продуктивных пластов, акты опробования и испытания скважин, сведения о размерах добычи, потерь нефти, конденсата, газа.

Табличные приложения должны содержать исходные данные и промежуточные результаты, необходимые для обоснования параметров подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов (результаты определения физических свойств продуктивных горизонтов на образцах керна и по материалам геофизических исследований скважин; результаты опробования и испытания скважин; физико-химические свойства нефти, газа, конденсата, пластовых вод; состав газа, растворенного в нефти; расчеты ТЭО КИН, включая распечатки расчётов технологических показателей).

Графические приложения должны отображать основные особенности геологического строения месторождения и его нефтегазоносность, материалы геофизических исследований скважин и результаты их обработки.

5.1 Текстовая часть отчета состоит из следующих разделов:

- введение;
- общие сведения о месторождении;
- геологическое строение месторождения;
- геологоразведочные работы;
- геофизические исследования буровых скважин (ГИС);
- нефтегазоносность месторождения;
- гидрогеологические условия месторождения;
- физико-литологическая характеристика резервуаров углеводородов;
- физико-химические свойства углеводородов и оценка промышленных значений их компонентов;
- сведения о разработке месторождения;
- обоснование подсчетных параметров, подсчет запасов и содержащихся в углеводородах компонентов;
- ТЭО КИУ;
- сопоставление подсчитанных запасов углеводородов с учтенными в государственном балансе запасов полезных ископаемых и геотермальных ресурсов недр;
- мероприятия по охране окружающей среды;
- обоснование подготовленности залежи (месторождения) для разработки;
- геолого-экономическая оценка месторождения.

Материалы текстовой части отчета излагаются по следующей схеме:

5.1.1 Введение

- Геологические задачи проведенных на месторождении геологоразведочных работ, последовательность и основные методы их решения, сроки выполнения, задания по приросту запасов и обоснование необходимости представления материалов подсчета в комиссию;
- предприятия, проводившие поиск, разведку, пробную эксплуатацию месторождения, подсчет геологических запасов и ТЭО КИН;
- в случае повторного представления материалов в Комиссию – дата и номера протоколов предыдущих рассмотрений запасов, а при отказе утверждения – причины возврата материалов; сведения о выполнении рекомендаций, выданных при предыдущем рассмотрении материалов подсчета.

5.1.2 Общие сведения о месторождении

– Географическое и административное положение, крупные населенные пункты, железнодорожные станции, расположенные вблизи месторождения, наличие нефти или газопроводов, возможности энергообеспечения, наличие строительных материалов вблизи месторождения для строительства коммуникаций, водоёмы и возможности их использования для питьевого и технического водоснабжения, транспортные условия, ближайшие месторождения и расстояния до них;

– природно-климатические условия района и месторождения;

– история открытия и разведки, краткие сведения о методике, объёмах, качестве и эффективности поисково-разведочных работ. Для разрабатываемых месторождений – год ввода в разработку, эксплуатируемые объекты.

5.1.3 Геологическое строение месторождения

– Геологическое строение осадочного комплекса нефтеносного района и месторождения, краткое описание комплекса отложений, слагающих разрез месторождения, с указанием возраста стратиграфических единиц, литологическая характеристика продуктивной толщи отложений, природные резервуары и их составные части – флюидопроводники и флюидоупоры;

– характеристика продуктивных пластов, закономерности изменения их толщины и строения по площади, наличие, положение и размеры зон замещения и (или) выклинивания продуктивных пластов;

– сведения о тектонике района и месторождения;

– характер изменения структурных построений в процессе проведения детализационных геофизических работ, поискового и разведочного бурения. Для разрабатываемых месторождений – сопоставление геологического строения месторождения при первоначальном и повторном подсчете запасов углеводородов.

5.1.4 Геологоразведочные работы. В этом разделе должны быть приведены:

– комплекс, объём и результаты полевых геофизических исследований, качество, достоверность подготовки структуры к поисковому бурению;

– обоснование принятой системы поисков и разведки месторождения, целевое назначение пробуренных скважин на разных этапах работ, их количество, в том числе в контуре нефтеносности, расстояния между буровыми скважинами, конструкция, глубина и техническое состояние буровых скважин, количество ликвидированных буровых скважин и причины их ликвидации;

– сведения об отборе керн по всему разрезу и по продуктивным пластам, освещенность керном нефтенасыщенных интервалов;

– способы опробования и испытания продуктивных пластов: условия вскрытия, вызова притоков пластовых флюидов, интенсификация притоков, условия очистки забоя, производительность буровой скважины, дебиты нефти, природного газа, пластовой воды и их устойчивость на разных режимах испытания, пластовые и забойные давления.

5.1.5 Геофизические исследования буровых скважин (ГИС). В этом разделе должны быть приведены:

– комплекс, объём, качество и результаты выполненных ГИС, техника проведения работ, применение новых методов и аппаратуры;

– использование материалов ГИС для корреляции и стратиграфического расчленения разрезов, реперные пласты и их характеристика;

– применяемые для геологической интерпретации данных ГИС – петрофизические зависимости типа «кern–кern», «кern–геофизика», «геофизика–геофизика» и «геофизика-испытания»

Примечание - Петрофизические зависимости могут быть обобщенными и частными. Их использование допускается при условии доказательства аналогичности изучаемых разрезов. Они должны удовлетворять физической природе изучаемых свойств пластов и отражать изменения

петрофизических параметров по разрезу и площади залежи.

Петрофизические связи должны устанавливаться на представительных коллекциях образцов керна, отражающих тип коллектора, диапазон и характер распределения изучаемых свойств горных пород.

– методика выделения продуктивных пластов, определения эффективных и нефтенасыщенных толщин, пористости, проницаемости и глинистости. Особенности выделения пластов с различной структурой пустотного пространства и параметров

Примечание – У каждого недропользователя существует своя методика обработки данных ГИС.

– обоснование значений нижних пределов параметров коллекторов по данным ГИС и по результатам испытания пластов различного литологического состава и структуры пустотного пространства;

– по месторождениям, находящимся в пробной эксплуатации, приводится комплекс ГИС с целью контроля над разработкой залежи и уточнения некоторых подсчетных параметров;

– по месторождениям, запасы которых утверждались ранее, необходимо сопоставление результатов интерпретации ГИС буровых скважин предыдущего и нового подсчетов запасов, а в случае изменений – анализ причин расхождений. Если переинтерпретированы результаты ГИС, использованные ранее для подсчета запасов, необходимо обосновать принятые изменения. Параметры, принятые по предыдущим подсчетам запасов, приводятся со ссылками на отчет, в котором они были обоснованы.

5.1.6 Нефтегазоносность месторождения. В этом разделе должны быть приведены:

– сведения о нефтегазоносности района, характеристика нефтегазоносных комплексов, продуктивных и перспективных горизонтов, пластов, слоёв;

– обоснование абсолютных отметок контактов нефть-вода, нефть-газ и газ-вода для каждой залежи отдельно по данным геофизических исследований и опробования скважин, принятых положений контактов;

– тип, размеры (длина, ширина, высота) каждой залежи; нефтенасыщенные толщины продуктивных горизонтов (слоёв) в нефтяной и водонефтяной зонах и их латеральное изменение; обоснование границ залежей, в том числе в зонах тектонических нарушений;

– оценка перспективных ресурсов углеводородов в неизученных бурением примыкающих к залежи тектонических блоках, в нескрытой части разреза; рекомендации по их опоскованию.

5.1.7 Гидрогеологические условия месторождения. В этом разделе должны быть приведены:

– методика и объемы гидрогеологических исследований;

– характеристики водоносных горизонтов, стратиграфическая приуроченность, литолого-фациальные особенности, в том числе в зоне водонефтяного контакта (далее – ВНК) и вблизи тектонических нарушений, емкостные и фильтрационные свойства, продуктивность и гидродинамическая связь водоносных пластов, пластовые давления в подошвенной и законтурной частях залежей, сведения о приемистости буровых скважин;

– физико-химические свойства пластовых вод: плотность в пластовых и стандартных условиях, газосодержание, минерализация, температура, содержание ионов Na, K, Ca, Mg, Cl, SO₄, NO₂, CO₃, HCO₃, NH₄, B, J, Br и др., нафтеновых кислот; устьевое давление статическое, статический и динамический уровни, пластовые давления, типы пластовых вод;

– заключение о возможности использования подземных вод для питьевого, хозяйственно-бытового, технического водоснабжения, получения тепловой энергии и других производственных нужд;

– содержание в пластовых водах полезных компонентов (йод, бром, бор, стронций и др.), имеющих промышленную ценность; оценка возможности их извлечения из

добываемых вместе с нефтью вод, рекомендации на постановку специальных работ по разведке и технико-экономическому обоснованию извлечения гидроминерального сырья. Пластовые температуры на уровне ВНК, наличие зон кольматации пустотного пространства вблизи ВНК, толщина и характер площадного изменения зоны кольматации.

5.1.8 Физико-литологическая характеристика резервуаров углеводородов. В этом разделе должны быть приведены:

- анализ методики отбора керна, объёмы отбора, качество извлеченного керна, освещенность керном продуктивного комплекса отложений и нефтенасыщенных пластов;

- способ привязки образцов керна к разрезу отложений;

- методика определения физических свойств горных пород – общей, открытой, эффективной пористости, кавернозности, абсолютной и эффективной проницаемости, остаточной водо- и нефтенасыщенности; методика определения коэффициента вытеснения нефти пластовой или закачиваемой водой и химреагентами. Способы оценки экранирующих свойств флюидоупоров;

- обоснование используемых при подсчете запасов зависимостей между физическими и ёмкостно-фильтрационными свойствами пород-коллекторов;

- вещественный и гранулометрический состав пород-коллекторов, тип и состав цемента, глинистость, карбонатность, структура пустотного пространства, преобладающие типы коллекторов. Для коллекторов смешанного типа – густота, раскрытость, направление трещин, размер, форма, сообщаемость, характер заполнения каверн, величины трещинной емкости и проницаемости по результатам изучения шлифов выше стандартного размера, фотографии шлифов с наиболее характерными особенностями структуры пустотного пространства;

- литолого-петрографические свойства флюидоупоров, их толщина, пористость, давление прорыва, характер изменений по площади залежи;

- общее количество лабораторных исследований образцов керна, в том числе учтенных при оценке средних величин пористости и проницаемости пород, обоснование принципов отбраковки непредставительных образцов, равномерность освещенности изученными образцами керна разрезов каждой буровой скважины, продуктивной части разреза в целом и по площади залежи;

- средние значения пористости, кавернозности, проницаемости, нефтенасыщенности пластов продуктивной части разреза и горизонтов (слоёв) по буровым скважинам, характер их площадного изменения, величины параметров в нефтяной, водонефтяной частях залежей, в законтурной зоне; попластовое сопоставление параметров, определенных на образцах керна и по результатам интерпретации материалов ГИС;

- обоснование принятых способов геометризации зон выклинивания, замещения, кольматации коллекторов, способы определения средних по залежи параметров пород-коллекторов.

5.1.9 Физико-химические свойства углеводородов и оценка промышленных значений их компонентов. В этом разделе должны быть приведены:

- методика и условия отбора глубинных проб углеводородов: глубина, пластовые давления и температура; качество и количество глубинных проб, методы их исследования;

- полнота изученности свойств углеводородов по разрезу и площади залежи;

- физические параметры нефти в пластовых и стандартных условиях: плотность, динамическая и кинематическая вязкости, газонасыщенность, температура застывания и начала кипения, объёмный коэффициент и коэффициент сжимаемости, коэффициент растворимости природного газа, изменение отдельных показателей состава и свойств по разрезу и площади залежи, средние величины показателей по каждой залежи;

ТКП 17.04-28-2011

- состав нефти: содержание серы, асфальтенов, смол, масел, парафина, воды, других полезных ископаемых, механических примесей; содержание светлых фракций при различных температурах;

- состав растворенного в нефти природного газа: метан, этан, пропан, бутаны, гелий, азот, сероводород, углекислый газ и другие компоненты;

- характеристика свободного природного газа: пластовые критические и приемлемые на определенный уровень давление и температура, коэффициенты сжимаемости и объемный, абсолютная и относительная плотности, содержание метана, этана, пропана, бутанов, пентана, гелия, аргона, азота, сероводорода, углекислого газа, парафина, других полезных компонентов;

- характеристика стабильного газового конденсата: плотность, молекулярная масса, содержание парафина, серы, воды;

- товарная характеристика нефти, газа, конденсата: теплота сгорания, содержание серы, масел, парафина, воды, хлористых солей, механических примесей, методика их определения в соответствии с нормативными правовыми актами;

- выводы об отнесении углеводородов к классам, типам, группам, видам согласно государственным стандартам;

- технико-экономическое обоснование рентабельности извлечения из содержащихся в нефти и природном газе этана, пропана, бутанов, серы, гелия и др. и целесообразности подсчета их запасов;

- предложения по комплексной разработке месторождения, в том числе по извлечению из нефти и природного газа попутных компонентов: этан, пропан, бутаны, сера, гелий, а из добываемой вместе с нефтью, газом пластовой воды – гидроминерального сырья: йода, брома, стронция и др.

5.1.10 Сведения о разработке месторождения. В этом разделе должны быть приведены:

- анализ результатов опробования, испытания и пробной эксплуатации буровых скважин, текущее состояние разработки залежи, количество буровых скважин, эксплуатирующих залежь, время их работы; технологические показатели по отбору нефти, природного газа, газового конденсата, пластовой воды; среднесуточный дебит добывающих и средняя приемистость нагнетательных буровых скважин, их устойчивость; обводненность продукции буровых скважин; накопленная закачка воды, компенсация отбора углеводородов закачкой, давление нагнетания, забойные давления в эксплуатационных буровых скважинах и их изменение за время пробной эксплуатации; применяемые методы интенсификации притоков и их анализ;

- проектная и фактическая годовая добыча нефти и природного газа, накопленная добыча за время разработки нефти, природного газа, пластовой воды;

- анализ разработки залежи, система разработки и ее характеристика; обоснование начального и текущего пластового давления, изменение пластового давления и газосодержания в процессе разработки;

- применяемые методы интенсификации добычи нефти, природного газа, газового конденсата, их эффективность;

- характеристика расчетной геолого-физической модели пласта, при повторном подсчете запасов параметры расчетной модели (пористость, газо- и фазовая проницаемость, нефтенасыщенная толщина, коэффициенты продуктивности и приемистости, структура пустотного пространства, размеры водонефтяной и законтурной зон и др.) уточняются на основании анализа разработки залежи.

5.1.11 Обоснование подсчетных параметров, подсчет запасов и содержащихся в углеводородах компонентов. В этом разделе должны быть приведены:

- обоснование принятых методов подсчета запасов с учетом особенностей геологического строения месторождения и степенью его изученности;

- принципы оконтуривания залежей и подсчетных блоков; обоснование положения

ВНК, линий выклинивания, замещения и кольматации пластов-коллекторов продуктивной толщи; особенности геометризации тектонически, стратиграфически и литологически экранированных залежей;

- обоснование и расчет площади нефте- и газоносности (в тысячах квадратных метрах) в соответствии с принятыми положениями газонефтяных, газоводяных и водонефтяных контактов;

- обоснование толщин газовой, нефтяной, водогазонефтяной, водонефтяной зон залежей в метрах;

- обоснование средних значений коэффициентов открытой пористости, кавернозности, трещиноватости в долях единицы с округлением до сотых долей;

- обоснование средней по залежи величины коэффициента нефтенасыщенности (до сотых долей);

- средние значения плотности нефти (в г/см^3), пересчетного коэффициента (в долях единицы с округлением до сотых долей);

- при подсчете запасов природного газа объемным методом по газовым и нефтегазовым залежам обосновывается коэффициент газонасыщенности, среднее содержание в природном газе конденсата;

- при подсчете запасов природного газа методом падения давления обосновывается начальное и текущее положения газонефтяного контакта, начальное пластовое давление (в мегапаскалях с точностью до десятых долей единицы), температура, режим работы залежи, динамика фронта пластовой воды, объемы отбора природного газа, газового конденсата, воды;

- при подсчете запасов нефти или природного газа по разрабатываемым месторождениям методом материального баланса обосновывается режим работы залежи, степень ее разбуренности и эксплуатационная характеристика; выбор расчетного варианта, объекта и дат подсчета; данные за период с начала разработки на каждую дату подсчета (накопленная добыча нефти, растворенного газа, свободного газа, воды, общее количество закачанной в пласт воды и газа, количество вошедшей в залежь пластовой воды); средние пластовые давления, пластовая температура, объемный коэффициент и коэффициент сжимаемости пластовой нефти, давление насыщения; начальная и текущая растворимость природного газа в нефти, объемный начальный и текущий коэффициенты природного газа; объемный коэффициент пластовой воды, коэффициент сжимаемости воды и пор пород-коллекторов;

- подсчет запасов проводится отдельно по залежам и месторождению в целом;

- сопоставление принятых подсчетных параметров с ранее утвержденными и анализ причин их изменения;

- при отсутствии достаточного количества данных для обоснования параметров залежи применяется метод аналогии с другими залежами; в этом случае следует привести данные, подтверждающие обоснованность переноса параметров подсчета на оцениваемую залежь;

- подсчет запасов нефти, природного газа, газового конденсата и содержащихся в них попутных компонентов осуществляется отдельно для газовой, нефтяной, газонефтяной, водонефтяной зон;

- запасы содержащихся в нефти и природном газе попутных компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются в границах подсчета запасов нефти, природного газа;

- запасы нефти, газового конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются в тысячах тонн, природного газа – в миллионах кубических метров, гелия и аргона – в тысячах кубических метров;

- все подсчетные параметры и результаты подсчета запасов приводятся в табличной форме;

5.1.12 ТЭО КИУ. В этом разделе должны быть приведены:

– подсчет извлекаемых запасов в пределах геологических запасов и содержащихся в них попутных компонентов, имеющих промышленное значение, который проводится путем умножения геологических запасов месторождения (залежи) на коэффициент извлечения углеводородов;

– коэффициент извлечения определяется различными физико-технологическими методами: аналогии, статистическими, эмпирическими, экстраполяционными, а также на основании повариантных гидродинамических расчетов;

– обоснование выделения эксплуатационных объектов, выбор расчётных вариантов их разработки, дополнительные исходные технологические характеристики в зависимости от геологических условий залегания продуктивных пластов, их геолого-физических особенностей, степени неоднородности, нефте-газо-водонасыщенности, с учетом достигнутого уровня развития технологии и опыта разработки подобных залежей; обосновываются методика определения коэффициентов охвата процессов вытеснения и технико-экономические показатели вариантов разработки; дается обоснование выбранной методики определения коэффициентов извлечения, проводится анализ расчетных величин КИУ и характеристика извлекаемых запасов;

– расчеты КИУ по каждой залежи на основании величин геологических запасов разведанных месторождений по категориям C_1+C_2 , для разрабатываемых – категорий $A+B+C_1+C_2$.

При составлении текста ТЭО КИУ рекомендуется излагать материалы в следующем порядке:

– введение;

– краткая геолого-физическая характеристика залежей нефти;

– исходные данные для расчётов технико-экономических показателей вариантов разработки;

– анализ технико-экономических показателей этих вариантов разработки, выбор наиболее рационального;

– характеристика извлекаемых запасов нефти и КИУ;

– заключение.

Для проверки операций по ТЭО КИУ обязательными являются следующие таблицы:

– исходные данные и результаты расчетов коэффициентов охвата процессом вытеснения;

– расчетные извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и КИУ;

– рекомендуемые для утверждения извлекаемые запасы нефти, природного газа и КИУ;

– сопоставление величин КИУ, обоснованных различными методами;

– технико-экономические показатели разработки залежи;

5.1.13 Сопоставление подсчитанных запасов углеводородов с учтенными в государственном балансе запасов полезных ископаемых и геотермальных ресурсов недр. В этом разделе должны быть приведены:

– сопоставление подсчитанных запасов углеводородов и содержащихся в них попутных компонентов, имеющих промышленное значение, с запасами, учтенными в государственном балансе запасов полезных ископаемых и геотермальных ресурсов недр (далее – государственный баланс), анализируются причины расхождений;

– результаты повторного подсчета запасов и содержащихся в них попутных компонентов сопоставляются с учтенными в государственном балансе, объясняются причины изменений запасов по каждой залежи и по месторождению в целом согласно [6].

5.1.14 Мероприятия по охране окружающей среды. В этом разделе должны быть приведены:

– основные источники загрязнения природной среды в процессе поисков, разведки и разработки месторождений;

- требования к разработке месторождений, предусматривающие сбор и полное использование попутно добываемых вместе с нефтью природного газа и воды;
- необходимость и способы очистки попутно извлекаемых подземных вод для их обратной закачки в пласты для поддержания пластового давления. В случае необходимости закачки попутно извлекаемых подземных вод в другие водоносные горизонты приводятся данные исследований, обосновывающие возможность закачки;
- природоохранные мероприятия, обеспечивающие защиту месторождения, а также минимизацию вредного воздействия на природную среду в результате геологоразведочных работ и разработки месторождений углеводородов.

Экологические показатели:

- фоновые показатели состояния окружающей среды в районе месторождения в радиусе 1000 м от крайних проектных скважин и других объектов сбора, предварительной переработки и подготовки к транспортировке углеводородов с характеристикой загрязненности почв, поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна;
- сведения о наличии аномалий концентрации углеводородов, других вредных веществ и радиоактивных элементов;
- сведения об имеющихся свалках бытового мусора, полигонов складирования промышленных отходов и их удаления, участков нарушенных земель;
- показатели водоснабжения и водоотведения, характеристику стоков с промышленных площадок, и их очистки и отведения в водоемы;
- показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, включая аварийные, с выделением специфических и токсичных ингредиентов;
- характеристика возможных потерь углеводородов, в том числе аварийных, при добычи, хранении и предварительной переработки на площади месторождения.

Оценка предполагаемых затрат на охрану окружающей среды:

- на рекультивацию нарушенных земель;
- на предотвращение загрязнения подземных вод при бурении и эксплуатации скважин;
- на использование сопутствующего газа, сопутствующих подземных вод;
- на предупреждение вредного воздействия отходов, образующихся при применении активных методов воздействия на продуктивный пласт;
- на социально-экономические меры по улучшению экологической ситуации в населенных пунктах и на рабочих местах.

5.1.15 Обоснование подготовленности месторождения (залежи) для разработки. В этом разделе должны быть приведены:

- оценка изученности геологического строения залежи и месторождения в целом;
- соответствие степени изученности компонентов нефти, газа и конденсата, имеющие промышленное значение Инструкции о порядке комплексного изучения месторождений и подсчета запасов попутных полезных ископаемых и компонентов [7].
- общие запасы залежи и месторождения и с выводом о степени их разведанности;
- вывод о подготовленности месторождения или его части для разработки;

Примечание - Обоснование возможности промышленного освоения месторождения проводится при наличии не менее 80 % утвержденных извлекаемых запасов нефти и газового конденсата, геологических запасов природного газа, а также содержащихся в них и имеющих промышленное значение попутных компонентов категории C_1 и до 20 % – категории C_2 .

- сведения о сырьевой базе строительных материалов и источниках хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения в районе разведанного месторождения для обеспечения потребностей в них горных предприятий.

5.1.16 Геолого-экономическая оценка месторождения. В этом разделе должны быть приведены:

ТКП 17.04-28-2011

– качество и эффективность геологоразведочных работ и геолого-экономическая оценка месторождения;

5.1.16.1 Качество и эффективность геологоразведочных работ. В этом разделе приводятся:

– сведения о стоимости геологоразведочных работ на месторождении, исходя из затрат на геофизические работы, глубокое бурение и тематические работы, количество и стоимость поисковых и разведочных буровых скважин, передаваемых на баланс горного предприятия, а также ликвидированных по геологическим и техническим причинам;

– сравнение основных показателей геологоразведочных работ на месторождении с аналогичными показателями по другим месторождениям нефтегазоносного района, области;

– удельный вес запасов промышленных категорий разведанного месторождения в балансе запасов нефтегазоносного района, области;

– по нефтяным, нефтегазовым, конденсатным разрабатываемым месторождениям сведения о себестоимости добычи одной тонны углеводородов по годам разработки (1000 м³ природного газа условно приравнивается к одной тонне нефти);

– средняя стоимость одного метра глубокого бурения по годам разработки.

5.1.16.2 Геолого-экономическая оценка месторождения. В этом разделе должны быть приведены:

– технологические прогнозные показатели разработки;

– анализ расчета экономической эффективности при добыче остаточных запасов углеводородов;

– чистый дисконтированный денежный поток, сроки окупаемости проекта.

5.2 Заключение. В этом разделе должны быть приведены:

– выводы о степени изученности геологического строения, физико-литологических свойствах продуктивных горизонтов, нефтегазоносности месторождения, физико-химических свойствах нефти, природного газа и газового конденсата, о возможностях комплексного использования запасов месторождения;

– соотношение запасов учтенных в государственном балансе ресурсов недр и вновь подсчитанных;

– рекомендации по доразведке месторождения и примыкающих к нему перспективных площадей, по продолжению научных исследований с целью оценки перспектив нефтегазоносности выявленных и подготовленных к бурению структур, расположенных в пределах изучаемого нефтегазоносного района;

– рекомендации по наиболее рациональному способу разработки залежей нефти, природного газа, газового конденсата;

5.3 Библиография. Приводится перечень опубликованных, фондовых и других материалов, использованных при изучении геологического строения месторождения и подсчете запасов нефти, природного газа, газового конденсата и содержащихся в них попутных компонентов.

5.4 Текстовые приложения

К материалам подсчета запасов и содержащихся в них попутных компонентов должны быть приложены:

– геологические задания на поиски и разведку углеводородов, протоколы НТС недропользователей о рассмотрении результатов геологоразведочных работ и материалов подсчета запасов;

– документы о согласовании в установленном порядке возможности использования вод, извлекаемых совместно с нефтью и природным газом, или сброса их в поверхностные водоемы или водоносные горизонты;

– справки о количестве добытых углеводородов, качестве товарной продукции и ее промышленном использовании (в случае разработки месторождения);

- справки о результатах проведенных недропользователями специальных лабораторных, тематических и научно-исследовательских работ, подсчет запасов углеводородов и ТЭО КИУ;
- описание шлифов наиболее типичных литологических разностей пород с различной структурой пустотного пространства;
- заключение палеонтологов (палинологов), стратиграфов о возрасте отложений в зонах стратиграфических несогласий, тектонических нарушений;
- справка о стоимости проведенных геологоразведочных (научно-исследовательских) работ.

В целях определения оптимальной стратегии доразведки и разработки месторождений нефти и природного газа, моделирования геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, прогнозирования динамики выработки запасов и уровней добычи к отчету прилагается геолого-технологическая модель месторождения, состоящая из геолого-промысловой, геологической и фильтрационной (гидродинамической) моделей.

5.5 Табличные приложения

В табличной форме к отчету прилагаются исходные и промежуточные данные, необходимые для проверки достоверности подсчитанных величин геологических и извлекаемых запасов нефти, природного газа, газового конденсата и содержащихся в них попутных компонентов. Обязательными являются следующие таблицы согласно приложению А:

- объем поисково-разведочного бурения (см. таблицу А.1);
- сведения о толщине, освещенности керном продуктивного пласта и объемах выполненных работ по анализу кернового материала (см. таблицу А.2);
- результаты опробования и исследования буровых скважин (см. таблицу А.3);
- выполненный комплекс геофизических исследований буровых скважин (см. таблицу А.4);
- химический состав и физические свойства пластовых вод (см. таблицу А.5);
- сведения о литолого-физических свойствах продуктивных пластов и покрышек (см. таблицу А.6);
- результаты определения каверновой емкости пород (см. таблицу А.7);
- физико-химические свойства нефтей в поверхностных условиях (см. таблицу А.8);
- физико-химические свойства нефтей в пластовых условиях при однократном разгазировании проб (см. таблицу А.9);
- состав природного газа, выделившегося из пластовой нефти при однократном разгазировании глубинных проб (см. таблицу А.10);
- состав природного газа, выделившегося из пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубинных проб (см. таблицу А.11);
- сведения о разработке месторождения (залежи) (см. таблицу А.12);
- средние величины пористости (трещиноватости, кавернозности), проницаемости, нефтегазонасыщенности (см. таблицу А.13);
- сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа (см. таблицу А.14);
- сопоставление параметров, принятых при повторном подсчете запасов нефти и растворенного газа и по предыдущему подсчету (см. таблицу А.15);
- сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти и растворенного газа с ранее утвержденными и учтенные в государственном балансе запасов полезных ископаемых и геотермальных ресурсов недр (см. таблицу А.16);
- проектно-фактические данные по буровым скважинам;
- стратиграфическое расчленение разрезов буровых скважин.

5.6 Графические приложения

К отчету по подсчету запасов прилагаются следующие графические приложения:

ТКП 17.04-28-2011

– обзорная карта нефтегазоносного района, на которую нанесены месторождения, выявленные и подготовленные к бурению объекты, основные элементы гидрографии (реки, озёра, болота) и ситуации (железнодорожные и автомобильные дороги, нефте- и газопроводы), населенные пункты;

– структурные карты, послужившие основой при обосновании заложения поисковых и разведочных буровых скважин с нанесением отработанных и проектных сейсмических профилей, проектных, бурящихся и пробуренных поисковых и разведочных буровых скважин;

– сводный (нормальный) геолого-геофизический разрез месторождения со стратиграфическим расчленением, каротажной характеристикой, описанием характерной фауны, литологической колонкой и кратким описанием пород, выделением природных резервуаров нефти и природного газа, нефтегазонасыщенных горизонтов (слоев) поверхностей, картируемых сейсморазведкой комплексов отложений, наиболее характерных реперных пластов, четко фиксируемых на материалах ГИС;

– геологические разрезы по месторождению (геолого-промысловые профили по трехмерной модели), отражающие стратиграфические литологические особенности комплекса отложений, положения тектонических нарушений, залежей нефти и природного газа, водонефтяных, газонефтяных и газоводяных контактов;

– схемы корреляции не менее трех разрезов буровых скважин, обосновывающих факт пересечения скважиной плоскости тектонического нарушения;

– схемы корреляции продуктивных пластов с выделением природных резервуаров нефти, нефте- и газонасыщенных пластов, интервалов и результатов опробования и испытания буровых скважин;

– схемы опробования и испытания продуктивных горизонтов, обосновывающих положение газонефтяных, водонефтяных и водогазовых контактов: для залежей с наклонными контактами нефти (природного газа) с водой – структурные карты поверхности контакта и поверхности кровли коллекторов; для массивных залежей – карты поверхности кровли коллекторов; для пластовых – кроме перечисленных – структурная карта подошвы коллекторов продуктивного пласта (в масштабе подсчетного плана);

– карты суммарных и нефтенасыщенных толщин с нанесением границ категорий запасов;

– карта удельной емкости продуктивного пласта;

– планшеты с комплексом геологических и промыслово-геофизических исследований продуктивной части разреза каждой буровой скважины с нанесением сведений по стратиграфии и литологии, интервалами отбора и процентом выноса керна с его привязкой к материалам ГИС, интервалами опробования и испытания с указанием полученных результатов; по материалам изучения образцов керна – величины емкости и проницаемости; по результатам интерпретации ГИС – эффективные нефтенасыщенные толщины, пористость и нефтенасыщенность; каротажные диаграммы, используемые для выделения и оценки коллекторов;

– планшеты результатов обработки материалов ГИС по методике обработки и интеграции геофизических параметров методом функциональных преобразований (ИНГЕФ) или выполненных по специальным методикам.

При повторном подсчете запасов нефти и природного газа обязательно представляются материалы по буровым скважинам:

а) пробуренным после даты предыдущего подсчета;

б) уточняющим контуры нефтеносности и положения ВНК;

г) ранее пробуренным, по которым в результате новой интерпретации уточнены подсчетные параметры;

– подсчетные планы по каждой залежи в масштабах 1:10 000 - 1:25 000, зависящим

от размеров и сложности геологического строения месторождения, составляемые на основе структурной карты кровли (поверхности) продуктивных пластов; на план наносятся все пробуренные скважины с указанием положения устья и точек пересечения продуктивного пласта;

– на подсчетном плане в табличной форме приводятся:

а) по всем буровым скважинам – альтитуды стола ротора, глубины и абсолютные отметки кровли коллекторов, удлинения стволов буровых скважин за счет кривизны, отклонения стволов буровых скважин от устья, азимуты отклонения на данную глубину;

б) по каждой испытанной буровой скважине – глубина и абсолютная отметка кровли и подошвы интервалов опробования и испытания, результаты опробования и испытания;

в) по добывающим буровым скважинам – дата начала эксплуатации, начальный и текущий дебиты нефти, природного газа, способ эксплуатации, начальное и текущее пластовые давления, продолжительность работы буровой скважины, суммарная добыча продукции и ее обводненность;

г) принятые величины подсчетных параметров;

д) геологические и извлекаемые запасы углеводородов, их категории;

– при повторном подсчете запасов на подсчетные планы наносятся границы запасов углеводородов, утвержденных при предыдущем подсчете, а также выделяются буровые скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов;

– графики динамики добычи нефти и природного газа по залежам и месторождению в целом, а также изменения пластовых давлений и дебитов нефти, природного газа и воды за период разработки;

– графики корреляционной зависимости геофизических показателей от пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности пластов, а также зависимости удельных коэффициентов продуктивности от проницаемости пластов-коллекторов;

– условные обозначения.

5.6.1 При подсчете запасов нефти методом материального баланса прилагаются:

– карты изобар начального и текущего пластовых давлений на соответствующую дату подсчета запасов;

– карты разработки залежи с нанесением добывающих и нагнетательных буровых скважин, начальных и текущих ВНК, газо-водяных контактов (ГВК), газо-нефтяных контактов (ГНК), данных о накопленных отборах нефти, природного газа, закачки воды;

– графики пластовых давлений по буровым скважинам, пересчитанных на середину объема залежи;

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

– графики зависимости свойств нефти, природного газа и воды от пластового давления;

– условные обозначения, принятые на графических приложениях.

5.6.2 Все графические материалы должны быть выполнены в условных обозначениях в соответствии с требованиями ТНПА.

5.7 Документация геологоразведочных работ, геофизических исследований буровых скважин, опробования буровых скважин и другие данные, необходимые для подсчета запасов

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

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

– развернутые заключения по ГИС в виде таблиц обработки;

– акты об испытании буровых скважин, содержащие сведения о их состоянии, условиях испытания, продолжительности непрерывного притока нефти, природного

газа или воды на каждом режиме, условиях замеров статических уровней, проверки герметичности эксплуатационных колонн и цементных мостов;

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

– данные об объемных коэффициентах пластовой нефти, растворимости газа в нефти, газоконденсатной характеристике, коэффициентах сжимаемости природного газа;

– данные замеров дебитов нефти, природного газа и воды, пластовых, забойных и устьевых давлений, газосодержания нефти и воды, температуры пласта.

5.7.1 При повторном подсчете запасов первичная документация приводится только по буровым скважинам, пробуренным после предыдущего подсчета.

5.7.2 По ранее пробуренным скважинам, по которым в результате новой интерпретации отмечаются изменения величин эффективной толщины, пористости, положений контактов и других подсчетных параметров, каротажные материалы должны приводиться с соответствующим обоснованием причин новой интерпретации.

6 Содержание материалов оперативного подсчета запасов углеводородов

6.1 Материалы оперативного подсчета запасов, обосновывающих их ежегодные изменения, оформляются в виде отчета.

6.2 Отчет составляется по результатам, полученным за отчетный период (год). В нем приводятся объемы геологоразведочных работ на нефть и газ за истекший год, по результатам которых произведен оперативный подсчет запасов по конкретным нефтеносным резервуарам.

При получении новых геологических данных, приведших к изменению запасов, производятся пересчеты запасов.

6.3 Отчет состоит из текста объемом не более 150 печатных листов, графических и текстовых приложений.

6.4 Текст отчета включает следующие главы:

введение;

сведения об объемах выполненных поисковых и разведочных работ и их практическом значении для выполнения плана прироста запасов углеводородов за отчетный период;

результаты оперативного подсчета запасов углеводородов;

сведения о пробной эксплуатации (при ее выполнении);

движение запасов углеводородов в отчетном году;

заключение;

библиография.

6.4.1 Во введении приводятся задачи, стоящие перед недропользователем, направления геологоразведочных работ в отчетный период, перечень площадей, объектов или структур, введенных и выведенных из глубокого бурения.

6.4.2 В главе «Сведения об объемах выполненных поисковых и разведочных работ и их практическом значении для выполнения плана прироста запасов углеводородов за отчетный период» указываются:

– задачи, направления геологоразведочных работ и их объемы;

– ввод структур в бурение и вывод из бурения;

– общие сведения о результатах поисковых и разведочных работ;

– результаты выполнения плана прироста запасов.

6.4.3 Глава «Результаты оперативного подсчета запасов углеводородов по месторождениям и перспективным площадям» содержит:

- перечень месторождений, по которым производился оперативный подсчет запасов;
- административное и географическое положение, структурно-тектоническая приуроченность, краткое описание истории открытия и разведки месторождений, сведения о проведенных работах и исследованиях, геологическом строении месторождения и продуктивных резервуаров;
- освещенность продуктивных пластов керновым материалом;
- результаты интерпретации промыслово-геофизических исследований, сведения о результатах испытания буровых скважин;
- обоснование границ залежей, категорий запасов, площади подсчета запасов;
- определение коэффициентов пористости и нефтенасыщенности, плотности и газонасыщенности нефти, пересчетного коэффициента усадки нефти, обоснование коэффициента нефтеизвлечения;
- подсчет геологических и извлекаемых запасов.

6.4.4 Глава «Сведения о пробной эксплуатации» содержит:

- перечень месторождений, учтенных в государственном балансе и числящихся на балансе недропользователя, проводившего геологоразведочные работы на углеводороды;
- данные о количестве буровых скважин, досрочно переданных в эксплуатацию;
- сведения об объемах отбора углеводородов в отчетном периоде.

6.4.5 Глава «Движение запасов углеводородов в отчетном году» содержит:

- перечень месторождений на начало отчетного года, числящихся на балансе недропользователя, проводившего геологоразведочные работы на углеводороды;
- геологические и извлекаемые запасы по месторождениям на конец отчетного периода;
- сведения о количестве добытого полезного ископаемого за отчетный год, изменение запасов в результате проведения поисковых и разведочных работ;
- сведения о передаче (вводе) месторождений в разработку на конец отчетного года

6.4.6 В заключении указывается: выполнение геологического задания по приросту запасов за отчетный период; рекомендации по доразведке месторождений и по вводу в бурение нефтеперспективных структур.

6.4.7 В библиографии приводится перечень использованных литературных источников, ТНПА и других документов.

6.5 Текстовые и табличные приложения

К материалам отчета должны быть приложены:

- сведения о пластах-коллекторах продуктивных горизонтов;
- результаты испытания и опробования буровых скважин;
- результаты исследования пластовых нефтей;
- физико-химические свойства нефтей в поверхностных условиях;
- результаты испытаний;
- сопоставление выданных рекомендаций по испытанию в эксплуатационной колонне интервалов с фактически полученными результатами;
- сведения о выполнении геологического задания по приросту запасов углеводородов и объемов геологоразведочных работ за отчетный период;
- сводная таблица запасов и параметров подсчета;
- сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти и растворенного газа разведываемых месторождений с учтенными в государственном балансе запасов полезных ископаемых и геотермальных ресурсов недр.

6.6 Графические приложения

ТКП 17.04-28-2011

К отчету прилагаются следующие графические материалы:

- обзорная карта (схема) размещения нефтяных месторождений и перспективных площадей нефтегазоносного района (области);
- структурные карты, послужившие основой при обосновании заложения поисковых и разведочных буровых скважин, по которым планировался прирост запасов;
- структурные карты и подсчетные планы по поверхности и подошве резервуаров оцениваемых горизонтов;
- геологические разрезы, отражающие стратиграфические, литологические особенности комплекса отложений, положения тектонических нарушений, залежей нефти и природного газа, водо- газонефтяных контактов;
- схемы корреляции (не менее трех) разрезов буровых скважин, обосновывающих факт пересечения скважиной плоскости тектонического нарушения;
- схемы корреляции продуктивных пластов с выделением природных резервуаров нефти, нефте- и газонасыщенных пластов, интервалов и результатов опробования и испытания буровых скважин;
- схемы опробования и испытания продуктивных горизонтов, обосновывающих положения водонефтяных контактов;
- планшеты с комплексом геологических и промыслово-геофизических исследований продуктивной части разреза каждой буровой скважины с нанесением сведений по стратиграфии и литологии, интервалов отбора керна с его привязкой к материалам ГИС, интервалов опробования и испытания с указанием полученных результатов; по материалам изучения образцов керна – величины емкости и проницаемости; по результатам интерпретации ГИС – эффективные нефтенасыщенные толщины, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности; диаграммы ГК, НГК, АК, БК, кавернограммы, используемые для выделения и оценки коллекторов;
- условные обозначения.

7 Правила оформления материалов подсчета запасов

7.1 Материалы подсчета запасов представляются в Комиссию в трех экземплярах [1]. Одновременно в пяти экземплярах представляется авторская справка об особенностях геологического строения месторождения, методике, объемах и результатах проведенных геологоразведочных работ и подсчете запасов углеводородов. Содержание справки должно соответствовать краткому изложению текстовой части отчета по подсчету запасов. Объем справки не регламентирован и зависит от количества объектов подсчета.

7.2 Отчет составляется согласно ТКП 17.04-16. На титульном листе отчета должны быть указаны: наименование недропользователя, выполнившего подсчет запасов, фамилии, инициалы авторов, полное название отчета с указанием наименования месторождения, вида полезного ископаемого и района расположения месторождения, дата, на которую произведен подсчет запасов, место и год составления отчета. Титульные листы должны быть подписаны ответственными должностными лицами недропользователя, представившего отчет и заверены печатью.

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

7.4 Текст отчета, таблицы и графические приложения к подсчету запасов подписываются авторами, а материалы первичной документации – исполнителями работ.

7.5 На каждом графическом приложении необходимо указать его название и номер, числовой и линейный масштабы, ориентировку по странам света, наименование

недропользователей, производивших разведку и разработку месторождения, должности, инициалы и фамилии авторов, составивших графическое приложение, и лиц, утвердивших его. Графические приложения должны быть подписаны указанными лицами. Все графические приложения выполняются в условных обозначениях в соответствии с требованиями ТНПА. Условные обозначения помещаются либо на каждом графическом приложении, либо на отдельном листе.

7.6 Текстовую часть, текстовые и табличные приложения, следует переплетать раздельно (при небольшом объеме материалов – в одной книге).

7.7 Графические материалы следует помещать в папки, не сшивая их. Если графическое приложение выполнено на нескольких листах, их необходимо пронумеровать, а порядок их расположения показать на первом листе. К каждой папке с графическими приложениями дается внутренняя опись, содержащая наименование графических приложений и их порядковые номера. В конце описи указывается общее количество листов.

7.8 В конце текстовой части отчета прикладывается протокол НТС недропользователя, который является обязательной и неотъемлемой частью комплекта материалов, представляемых на государственную экспертизу. Протокол НТС должен содержать обстоятельный анализ достоверности материалов, количества, качества, промышленного значения, подготовленности к эксплуатации запасов углеводородов и рекомендации для Комиссии.

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

8 Порядок представления в Республиканскую комиссию по запасам полезных ископаемых материалов подсчета запасов углеводородов

8.1 Материалы подсчета запасов должны представляться недропользователями в Комиссию не позднее шести месяцев после завершения геологоразведочных или эксплуатационных работ, по результатам которых выполняется подсчет запасов углеводородов.

8.2 Недропользователи не позднее 1 января наступающего года обязаны направить в Комиссию список месторождений углеводородов, запасы по которым подлежат рассмотрению в течение года с указанием календарных сроков представления материалов подсчета запасов. График представления материалов подсчета запасов должен быть предварительно согласован с Комиссией.

8.3 Материалы подсчета запасов представляются в трех идентичных экземплярах.

К ним прилагаются:

справка ответственных исполнителей (авторов отчета) о геологических особенностях месторождения углеводородов, проведенных на нем геологоразведочных работах и результатах подсчета запасов в пяти экземплярах;

схема или план подсчета запасов в пяти экземплярах.

8.4 Материалы подсчета запасов считаются принятыми с момента представления полного комплекта документов, указанных в пункте 8.3 настоящего технического кодекса.

8.5 В течении двух месяцев Комиссия должна рассмотреть материалы и дать ответ заявителю [1].

Приложение А
(обязательное)

Формы таблиц к подсчету запасов месторождений нефти и газа

Таблица А.1 – Объем поисково-разведочного бурения

Скважины и их назначение	Количество скважин	Общий метраж скважин, м	Стоимость скважины, тыс. руб.	Сроки бурения начало конец	Полученные результаты продуктивные непродуктивные	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Поисковые						
Разведочные, в том числе:						
в контуре нефте- газоносности						
ликвидированные по геологическим причинам						
ликвидированные по техническим причинам						
в бурении						
Всего						

Таблица А.2 – Сведения о толщине, освещенности керном продуктивного пласта и объемах выполненных работ по анализу кернового материала

Продуктивный пласт	№скв	Интервал залегания продуктивного пласта <u>глубина</u> абс.отм., м	Толщина продуктивного пласта, м <u>общая</u> эффективная		Интервал отбора керна <u>глубина</u> абс. отм., м	Проходка с отбором керна по продуктивному пласту вынос керна, м	Освещенность керном продуктивного пласта, %		Количество определений по образцам керна <u>общее</u> учтенное при подсчете					Примечание
			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

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

Таблица А.3 – Результаты опробования и исследования скважин

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Дебит воды		16	17	
												13	14			

Таблица А.4 – Выполненный комплекс геофизических исследований скважин

№ скв	ГК		нгк		Стандартный каротаж		БК		БКЗ	МБК	АК		Кавернограмма		Профилеметрия	
	1:500	1:200	1:500	1:200	1:500	1:200	1:500	1:200	1:200	1:200	1:500	1:200	1:500	1:200	1:500	1:200
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Продолжение таблицы А.4

ННКнт		ИННКт		ПС		ИК		КНК	ГГК		Газовый каротаж	СГДТ	АКЦ		ОЦК	
1:500	1:200	1:500	1:200	1:500	1:200	1:500	1:200	1:200	1:500	1:200		1:500	1:500	1:200	1:500	1:200
18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34

Окончание таблицы А.4

Резистивиметрия		Инклинометрия	Термометрия		Локатор муфт		Дебитометрия	Расходомерия		Дефекто-метрия	Прихвато-метрия	ГПП	ГК привязка	
1:500	1:200	через 25 м	1:500	1:200	1:500	1:200	1:200	1:500	1:200	1:200	1:500	1:200	1:500	1:200
35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49

Таблица А.6 – Сведения о литолого-физических свойствах пород продуктивных пластов и покрышек

№ скв.	Лабораторный номер образца	Интервал отбора керна, м		Глубина отбора образца, м	Вынос керна		Краткое литологическое описание породы	Горизонт	Пористость, %		Плотность, г/см ³	Удельный вес, г/см ³	Карбонатность, %		Нерастворимый остаток, %	Проницаемость, фм ²		Остаточная водонасыщенность, %
		от	до		в м	в%			открытия	полная			Кальцит, %	Доломит, %		параллельное напластование	перпендикулярное напластование	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Таблица А.7 – Результаты определения каверновой емкости пород

№№ скважин	Лабораторный № образца	Интервал отбора образца, м	Глубина отбора образца, м	Вынос керна, м., %	Краткое литологическое описание пород	Горизонт	Емкость (E), %					Долевое участие каверн в общей емкости пустот, %	Карбонатность, %		Остаточная водонасыщенность, %	Проницаемость параллельно напластованию, фм ²	Примечание	
							Емкость (E)	Открытая емкость каверн и пор	Полная емкость каверн	Открытая емкость каверн	Полная емкость пор		Открытая емкость пор	Кальцит				Доломит
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Таблица А.8 – Физико-химические свойства нефтей в поверхностных условиях

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Горизонт	Условия отбора	Плотность, г/см ³	Вязкость, мПа·с		Температура, застывания нефти, °С	Содержание, % об.							
						20°С	50°С		серы	асфальтенов	смола-селикагелевых	парафина	масел	воды	других полезных ископаем.	механических примесей
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Окончание таблицы А.8

Температура плавления парафина, °С	Температура начала кипения, °С	Содержание светлых фракций (%.об) при температуре, °С				
		100	150	200	250	300
18	19	20	21	22	23	24

Таблица А.9 – Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях при однократном разгазировании проб

Залежь	№№ скв.	Глубина отбора проб, м	Интервал перфорации, м глубина абс.отм.	Дата отбора проб	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Пластовое давление, МПа	Объемный коэффициент нефти		Газосодержание		Плотность нефти, г/см ³		
								давление, МПа		м ³ /т	м ³ /м ³	давление, МПа	в пластовых условиях	в стандартных условиях
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Окончание таблицы А.9

Динамическая вязкость, МПа x с		Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа		Коэффициент растворимости газа, $\frac{м^3}{м^3 \times МПа}$
давление, МПа		давление, МПа		
16	17	18	19	20

Таблица А.10 – Состав газа, выделившегося из пластовой нефти при однократном разгазировании глубинных проб

Пласт	№ скв.	Дата отбора пробы	Содержание, % мол.											Молекулярный вес газа	Удельный вес газа (воздух=1)	Плотность газа, кг/м ³
			Метана	Этана	Пропана	Изобутана	Н-бутана	Изопентана	Н-пентана	Гексана+высшие	Гелия	Двуокиси углерода	Азота+редкие			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица А.11 – Состав газа, выделившегося из пластовой нефти при дифференциальном разгазировании глубинных проб

Пласт	№ скв.	Дата отбора пробы	Давление ступени разгазирования, МПа	Содержание, % мол.										
				Метана	Этана	Пропана	Изобутана	Н-бутана	Изопентана	Н-пентана	Гексана+высшие	Гелия	Двуокиси углерода	Азота+редкие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Окончание табл. А.11

Газовый фактор		Растворенный газ		Плотность нефти, г/см ³	Вязкость газа, мПа·с	Плотность газа, кг/м ³	Молекулярный вес газа	Объемный коэффиц. нефти
м ³ /т	м ³ /м ³	м ³ /т	м ³ /м ³					
16	17	18	19	20	21	22	23	24

Таблица А.13 – Средние величины пористости (трещиноватости, кавернозности) проницаемости, нефтегазонасыщенности

Продуктивный пласт	№ скв интервал залегания продуктивного пласта (абс. отм.), м	Открытая пористость, доли единицы					Коэффициент трещинной, каверновой емкости, доли ед. принятое среднее значение число определений по керну	Проницаемость, мкм ²	
		по керну		по геофизическим исследованиям		по керну			
		общее количество определений учтенное количество определений	принятое среднее значение	общее количество определений учтенное количество определений	принятое среднее значение	общее количество определений учтенное количество определений		принятое среднее значение	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Окончание таблицы А.13

Проницаемость, мкм ²				Коэффициент нефтенасыщенности, газонасыщенности, доли ед.					
по геофизическим исследованиям		по гидродинамическим исследованиям		Принятое среднее значение для подсчета запасов	по керну		по геофизическим данным		принятое значение для подсчета запасов
общее количество <u>опред.</u> учтенное количество определений	принятое среднее значение	количество исследований	принятое среднее значение для подсчета запасов		общ. количество <u>определений</u> учтенное количество определений	принятое среднее значение	общ. количество <u>определений</u> учтенное количество определений	принятое среднее значение	
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Таблица А.15 – Сопоставление параметров, принятых при повторном подсчете запасов нефти и растворенного газа и по предыдущему подсчету

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

Библиография

- [1] Кодекс Республики Беларусь о недрах от 14 июля 2008 г. № 406-3
- [2] Инструкция о классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов, эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 4 августа 2009 г. № 55
- [3] Положение о Республиканской комиссии по запасам полезных ископаемых
Утверждено постановлением Минприроды от 20 июля 2009 г. № 52
- [4] Инструкция об этапах и стадиях геологоразведочных работ на углеводороды
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 11 мая 2007 г. № 53
- [5] Инструкция о порядке составления отчетов о геологическом изучении недр
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 14 мая 2007 г. № 58
- [6] Положение о порядке составления и утверждения государственных балансов запасов полезных ископаемых и геотермальных ресурсов недр
Утверждено постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 30 марта 2009 г. № 392
- [7] Инструкция о порядке комплексного изучения месторождений и подсчета запасов попутных полезных ископаемых и компонентов
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь 11 мая 2007 г. № 51