МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

ПРИКАЗ

г. МОСКВА

28.12.2015 № 564

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 42192
от "20" мая 2016 г.

Об утверждении Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов

В соответствии с Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. № 69 (Собрание законодательства Российской Федерации 2005, № 8, ст. 651; 2006, № 32, ст. 3570; 2007, № 5, ст. 663; 2009, № 18, ст. 2248; 2014, № 6, ст. 594; 2015, ст. 50, № 7171), Положением о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2015 г. № 1219 (официальный портал правовой информации gost.e-ecolog.ru ,17.11.2015), Положением о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. № 293 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 26, ст. 2669; 2006, № 25, ст. 2723; 2008, № 22, ст. 2581; № 42, ст. 4825; № 46, ст. 5337; 2009, № 6, ст. 738; № 33, ст. 4081; № 38, ст. 4489; 2010, № 26, ст. 3350; 2011, № 14, ст. 1935; 2013, № 10, ст. 1027; № 28, ст. 3832, № 45, ст. 5822; 2014, № 2, ст. 123; 2014, № 9, ст. 922; 2015, № 2, ст. 491), п р и к а з ы в а ю:

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

2. Признать утратившим силу приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации России от 15 февраля 2011 г. № 34 «Об утверждении Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов» (зарегистрировано в Минюсте России от 29.03.2011 № 20319).

Министр С.Е. Донской

23 февраля

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Минприроды России

gost.e-ecolog.ru

Утверждено
приказом Минприроды России
от 28.12.2015 № 564

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

I. Общие положения

1. Настоящие Требования разработаны в соответствии с Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. № 69 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 8, ст. 651; 2006, № 32, ст. 3570; 2007, № 5, ст. 663; 2009, № 18, ст. 2248; 2014, № 6, ст. 594; 2015, № 50, ст. 7171, Положением о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. № 293 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 26, ст. 2669; 2006, № 25, ст. 2723; 2008, № 22, ст. 2581; № 42, ст. 4825; № 46, ст. 5337; 2009, № 6, ст. 738; № 33, ст. 4081; № 38, ст. 4489; 2010, № 26, ст. 3350; 2011, № 14, ст. 1935; 2013, № 10, ст. 1027; № 28, ст. 3832; № 45, ст. 5822; 2014, № 2, ст. 123; № 9, ст. 922; 2015, № 2, ст. 491), и содержат требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов (далее - материалы по подсчету запасов).

2. В соответствии с Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. № 69, государственная экспертиза может проводиться на любой стадии геологического изучения месторождения полезных ископаемых при условии, что представляемые геологические материалы позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов полезных ископаемых, их промышленного значения, горно-технических, гидрогеологических, экологических и других условий их добычи.

3. Материалы по подсчету запасов, подготовленные в соответствии с настоящими Требованиями, направляются заявителем в адрес Федерального

агентства по недропользованию в 2 экземплярах на бумажном носителе и в 1 - на электронном носителе.

II. Требования к составу представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов

4. Материалы по подсчету геологических запасов нефти и горючих газов представляются на государственную экспертизу заявителем в виде отчета, состоящего из текстовой части и текстовых, табличных, графических приложений и тома первичной документации.

5. Текстовая часть отчета состоит из следующих разделов:

1) список авторов;

2) содержание отчета;

3) введение;

4) общие сведения о районе работ и месторождении полезных ископаемых;

5) сведения о геологическом строении района и месторождения полезных ископаемых;

6) сведения о геологоразведочных работах;

7) сведения об использовании данных сейсморазведки для подсчёта запасов;

8) сведения о геофизических исследованиях скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных;

9) сведения о нефтегазоносности месторождения;

10) сведения о гидрогеологических и геокриологических условия;

11) физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследования керна;

12) сведения о составе и свойствах нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их попутных полезных компонентов;

13) сведения о разработке месторождения;

14) обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

15) обоснование коэффициентов извлечения нефти (КИН), коэффициентов извлечения конденсата (КИК) и коэффициентов извлечения газа (КИГ) по месторождениям, находящимся в разведке;

16) информация о построении трёхмерной геологической модели*;

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

18) информация о мероприятиях по охране недр и окружающей среды*

19) обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения*;

20) анализ качества и эффективности геологоразведочных работ;

21) сведения о параметрах, влияющих на вязкость, проницаемость и стратиграфическую принадлежность;

---

* при государственной экспертизе материалов по оперативному изменению состояния запасов полезных ископаемых данные разделы не представляются

22) заключение;

23) список использованных материалов.

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

7. В раздел «Список авторов» включаются:

1) сведения об авторах отчета: фамилия, имя, отчество, должность, место работы;

2) перечень разделов отчета и приложений, в составлении которых принимал участие данный специалист.

8. В раздел «Содержание отчета» включаются:

1) оглавление отчета с наименованием глав, разделов, подразделов и указанием их постраничного размещения;

2) перечень текстовых приложений с указанием номера, названия, которое раскрывает содержание, и их постраничное размещение;

3) перечень табличных приложений с указанием номера, названия, которое раскрывает содержание, и их постраничное размещение;

4) перечень графических приложений с указанием их наименования, масштаба и количества листов;

5) перечень рисунков, графиков и иллюстраций, размещенных в тексте отчета.

9. В раздел «Введение» включаются:

1) год открытия месторождения, для разрабатываемых месторождений - год ввода месторождения в разработку;

2) 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 нефтепровода или газопровода;

3) данные об административном и географическом положении месторождения;

4) информация о пользователе недр и условиях пользования недрами, реквизиты лицензии на пользование недрами;

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

6) информация о проведенной ранее экспертизе запасов (дата, номер заключения, в случае возврата материалов без проведения экспертизы запасов причины возврата);

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

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

10. В раздел «Общие сведения о районе работ и месторождении полезных ископаемых» включаются данные, содержащие природно-климатические условия района 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 полезных ископаемых или на его площади поверхностных водотоков, водоемов и возможность их использования для питьевого и технического водоснабжения будущего предприятия по добыче нефти и газа; сейсмичность района).

11. В раздел «Сведения о геологическом строении района и месторождения полезных ископаемых» включаются:

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;

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 коллектора продуктивного пласта в пределах площади месторождения; общие пространственные закономерности строения пластов в данном регионе, положение и границы зон замещения и выклинивания;

3) основные сведения о характере тектоники месторождения: складчатые структуры - тип, форма, размеры, направление осей складок, изменение углов падения пород на крыльях, структурные и возрастные взаимоотношения отложений; разрывные нарушения - элементы залегания, характер и амплитуда смещения. Влияние разрывных нарушений на морфологию и условия залегания нефтегазоносных пластов;

4) фактические данные полевых геофизических исследований, структурного бурения, материалы, полученные в процессе разведки, а для разрабатываемых месторождений - материалы разведки и разработки;

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

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

12. В раздел «Сведения о геологоразведочных работах» включается:

1) сведения об объеме, достигнутой плотности сейсмопрофилей (на единицу площади, в соответствии со стадией геологоразведочных работ), времени проведения сейсмических исследований; применяемых модификациях сейсморазведки: сухопутная или морская, двухмерная (2Д), объемная (3Д, 4Д), многоволновая (МВС), высокоразрешающая (ВРС);

2) сведения о технических и математических средствах (системых) регистрации и обработки данных; методика наблюдений и обработки; результаты обработки: разрезы, горизонтальные и погоризонтные сечения, объемные отображения; комплексирование с геофизическим исследованием скважин (ГИС), сейсмокаротажем (СК, ВСП) и другими геофизическими методами (электро-, грави-, магниторазведка, дистанционные методы);

3) 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;

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

5) 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; использование пластоиспытателей на трубах и на кабеле и полученные результаты.

13. В раздел «Сведения об использовании данных сейсморазведки для подсчёта запасов» включаются:

1) методика и техника полевых работ, качество исходных сейсмограмм с иллюстрациями (3-5 штук);

2) обработка исходных сейсмограмм с иллюстрацией 5-10 временных разрезов по выделенным объектам подсчета запасов углеводородного сырья (УВС);

3) методика кинематической интерпретации сейсмических данных, включая:

а) описание качества целевых отражающих горизонтов (ОГ); возможное их отображение на разрезах мгновенных фаз, акустических импедансов, эффективных коэффициентов отражений (ЭКО) и других, стратиграфическую привязку ОГ;

б) выделение тектонических нарушений с иллюстрацией их на временных разрезах, когерентности, спектрально-временных атрибутов;

в) изучение скоростной характеристики среды;

г) методика построения структурных карт и глубинных кубов;

д) обоснование точности структурных построений способами стандартных отклонений, валидации, скользящего экзамена и выбор сечения карт при среднеквадратической погрешности определения глубин равной или больше 1,3, чтобы доверительная вероятность структурной сейсмической основы была равной или больше 0,8;

4) динамическая интерпретация сейсмических данных:

а) определение атрибутов;

б) комплексная количественная интерпретация атрибутов;

в) качественный сейсмофациальный анализ волнового поля;

г) построение карт и кубов распространения коллекторов;

д) построение карт и кубов параметров фильтрационно-емкостных свойств;

5) геологическое использование сейсмических результатов;

6) использование сейсмических результатов при определении подсчетных параметров и подсчета запасов УВС.

14. В раздел «Сведения о геофизических исследованиях скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных» включаются:

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

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

3) обоснование достоверности результатов интерпретации. При выделении коллекторов обоснование достоверности результатов интерпретации приводится 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 обоснование достоверности

результатов интерпретации приводится 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 обоснование достоверности результатов интерпретации приводится 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 обоснование достоверности результатов интерпретации приводится путем сопоставления данных по керну и гидродинамических исследований;

4) обоснование целесообразности изменения методики интерпретации и ее эффективность - в случае повторного представления материалов по подсчету запасов в Федеральное агентство по недропользованию; сопоставление результатов определения подсчетных параметров по данным представляемого и предыдущего отчетов (приводится ссылка на соответствующий отчет по подсчету запасов);

5) обоснование положения межфлюидных контактов. Обоснование абсолютных отметок разделов нефть - вода, нефть - газ и газ - вода для каждой залежи отдельно по данным геофизических исследований и апробирования скважин, принятых положений межфлюидных контактов. В отношении испытанных скважин обоснование положения межфлюидных контактов приводится в виде таблиц, содержащих условия, опробования, глубины залегания продуктивного пласта, глубины и абсолютные отметки интервалов перфорации, результаты опробования. В отношении неиспытанных скважин обоснование положения межфлюидных контактов приводится в виде характеристики продуктивных отложений по данным ГИС. В случае сложной поверхности водонефтяного контакта (далее - ВНК) и газоводяного контакта (далее - ГВК) прилагаются карты поверхностей этих контактов.

15. В раздел «Сведения о нефтегазоносности месторождения» включаются:

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

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

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

дебитов; общее количество поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, пересекших межфлюидные контакты;

4) при наличии в продуктивном пласте в пределах месторождения нескольких залежей допускается представление указанных в настоящем пункте характеристик в табличной форме.

16. В раздел «Сведения о гидрогеологических и геокриологических условия» включаются:

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

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

3) физические свойства и химический состав подземных вод (результаты специальных исследований, включающих определение содержания растворенных газов и коэффициента сжимаемости), м[8] ерализация, жесткость, агрессивность по отношению к цементу и металлу; содержание в подземных водах йода, бора, брома и других полезных компонентов, оценка возможности их промышленного извлечения и определение необходимости постановки в дальнейшем специальных геологоразведочных работ;

4) характеристика законтурной зоны продуктивных горизонтов по данным разведки: к какому комплексу принадлежит горизонт, химический и 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;

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

6) наличие зон многолетнемерзлых пород, их распространение и глубина залегания, толщина и ее изменение по площади; температура и ее распределение по разрезу; результаты наблюдений по сезонному оттаиванию многолетнемерзлых пород; возраст многолетнемерзлых пород, их гранулометрический и минеральный состав, содержание водорастворимых солей, содержание и распределение в породах льда, объемная льдистость, макрольдистость, наличие погребенных пластовых льдов; наличие межмерзлотных и подмерзлотных вод, их химический

состав, дебиты, температура, агрессивность по отношению к цементу и металлу; прогноз изменения геокриологических условий в процессе разработки месторождения; рекомендации по предупреждению развития явлений, которые могут осложнить ход разработки месторождения;

7) при наличии результатов специальных исследований - краткие выводы по данным этих исследований и возможность их использования при изучении гидрогеологических и геокриологических особенностей месторождения.

17. В раздел «Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследования керна» включаются:

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

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

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 - неколлектор»;

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

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

6) характеристика литологических свойств пород-покрышек.

18. В раздел «Сведения о составе и свойствах нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их попутных полезных компонентов» включаются:

1) методика и условия отбора глубинных проб - глубина отбора, пластовое давление, пластовая температура; число и качество глубинных и отобранных на поверхности проб по продуктивным пластам; методы исследования и проводившая их лаборатория (центр), имеющая аттестат аккредитации испытательной лаборатории (центра в системе аккредитации аналитических лабораторий (центров)); обоснование полноты изученности состава и свойств нефти и газа по каждому пласту (залежи), площади и разрезу;

2) физико-химическая характеристика нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях: плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, состав и др.; изменчивость отдельных показателей состава и свойств по площади залежи и разрезу и их средние значения по каждой залежи;

3) товарная характеристика нефти, конденсата и газа: фракционный состав, теплота сгорания, содержание серы, смол, асфальтенов, масел, парафина, воды, солей, механических примесей.

19. В раздел «Сведения о разработке месторождения» включаются:

1) при реализации проекта опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, проекта пробной эксплуатации единичных разведочных скважин, проекта пробной эксплуатации месторождения (залежи) данные, содержащие сведения о количестве скважин, находящихся в пробной эксплуатации; времени работы каждой скважины; количестве добытых нефти, газа, конденсата и воды по каждой скважине и залежи; изменении депрессии и дебитов нефти и газа, динамике пластовых давлений за время опытной эксплуатации отдельных скважин; методах и результатах обработки призабойных зон с целью интенсификации притока; величине потерь нефти, газа, конденсата и воды в процессе опробования и исследования скважин или их аварийного фонтанирования. По газовым залежам представляются результаты отбора газа с учетом потерь, начальные и текущие пластовые давления и другие данные, необходимые для подсчета запасов газа методом падения давления;

2) при реализации технологической схемы разработки месторождения, технологического проекта разработки месторождения данные о проектной и фактической годовой добычи по разрабатываемым пластам нефти или газа, суммарной добычи 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.

20. В раздел «Обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов» включаются:

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

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.

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;

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

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

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

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

8) при подсчете запасов нефти и газа по разрабатываемым месторождениям методом материального баланса обосновываются режим работы залежи, характер ее разбуренности и эксплуатационная характеристика; выбор расчетного варианта, объекта и дат подсчета; данные за период с начала разработки на каждую дату подсчета (накопленная добыча нефти, растворенного газа, свободного газа, воды,

общее количество закачанных в пласт воды и газа, количество вошедшей в залежь пластовой воды); средние пластовые давления, пластовая температура; объемный коэффициент пластовой нефти, коэффициент сжимаемости пластовой нефти, давление насыщения; начальная и текущая растворимость газа в нефти, объемный начальный и текущий коэффициенты пластового газа; объемный коэффициент пластовой воды, коэффициент сжимаемости воды; коэффициент сжимаемости пород-коллекторов; отношение объема газовой шапки к объему нефтенасыщенной части залежи (для нефтегазовых залежей);

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

10) подсчет запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных 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;

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

При подсчете запасов полезных ископаемых средние подсчетные значения приводятся в следующих величинах:

толщина - в метрах;

давление - в мегапаскалях с точностью до десятых долей единицы;

площадь - в тысячах квадратных метров;

плотность нефти, конденсата и воды - в граммах на один кубический сантиметр, а газа - в килограммах на один кубический метр (с точностью до тысячных долей единицы);

газосодержание - в кубических метрах на тонну;

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

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

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

запасы гелия и аргона - в тысячах кубических метров.

Параметры и результаты подсчета запасов даются в табличной форме.

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

21. В раздел «Обоснование коэффициентов извлечения нефти (КИН), коэффициентов извлечения конденсата (КИК) и коэффициентов извлечения газа (КИГ) для месторождений находящихся в разведке» обоснование представляется на основе метода аналогии или статистических методов, последнего технического проекта на разработку месторождений (залежей или участков залежей)

углеводородного сырья, предусмотренного подпунктом «б» пункта 9 Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 10, ст. 1100; 2011, № 32, ст. 4846; 2014, № 14, ст. 1648; 2015, № 2, ст. 480, № 44, ст. 6128, № 52, ст. 7618), согласованного и утвержденного пользователем недр в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах», протокола об утверждении заключения государственной экспертизы, предусмотренной Положением о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. № 69.

22. В раздел «Информация о построении трёхмерной геологической модели» включаются:

1) сведения о цели построения геологической модели, программном продукте, в котором произведено моделирование, объектах моделирования с обоснованием выделенных областей моделирования. При этом к каждой геологической модели прилагается описание структуры и наполнения проекта;

2) перечень исходной информации, на основе которой проводится геологическое моделирование: сейсмические структурные поверхности по основным ОГ, поверхности и полигоны тектонических нарушений, данные ГИС, результаты корреляции разрезов скважин, результаты интерпретации данных ГИС, используемые результаты динамического анализа (атрибуты) или прогнозные карты параметров, карты фаций;

3) описание методики построения структурного каркаса включает:

обоснование типа и размерности сетки геологической модели, указываются используемые алгоритмы интерполяции, обосновывается геометрия ячеек принятая в каждой модели;

таблицу с указанием количества ячеек по X, Y, Z, минимальной толщиной слоя по Z, принятой геометрии ячеек;

при необходимости приводится таблица скважин с величинами поправок в данные инклинометрии с указанием удлинений на каждый продуктивный пласт;

в качестве примера в виде рисунков приводятся структурные карты и карты общих толщин;

приводится подтверждаемость структурных построений фактическими данными по скважинам.

4) в ходе литолого-фациального моделирования описание методики моделирования эффективных толщин продуктивных пластов. Дается краткая характеристика особенностей условий осадконакопления, приводятся характеристики фациальных комплексов. Приводится методика использования данных сейсморазведки. Дается обоснование граничных условий, приводятся

граничные значения параметров для выделения коллекторов. При использовании вертикальных и горизонтальных трендов приводятся сами тренды, обосновываются ранги вариограмм, принятых для моделирования. Приводятся гистограммы распределения толщин, геолого-статистические разрезы (ГСР) по скважинам и кубу литологии, дается их анализ и степень сходимости;

5) при моделировании коэффициента пористости описание методики построения куба пористости, применяемые алгоритмы интерполяции, описание моделирования коэффициента пористости при приближении к зонам замещения коллектора. Приводятся гистограммы распределения и ГСР коэффициентов пористости по скважинам и кубу пористости, при наличии расхождений требуется объяснение причин расхождений;

6) при геометризация залежей описание методики построения поверхностей ГВК (газоводяной контакт), ВНК (водонефтяной контакт). В случае сложных поверхностей межфлюидных контактов приводятся карты этих поверхностей;

7) при моделировании коэффициента нефтегазонасыщенности описание методики построения куба нефтегазонасыщенности. В случае проведения анализа влияния разработки приводятся списки скважин, не участвующих в моделировании коэффициента нефтегазонасыщенности. В случае использования модели переходной зоны, эти модели приводятся в графическом и аналитическом виде. Указывается, как проводилось моделирование до уровня ВНК (ГВК) или до зеркала чистой воды (ЗЧВ). В случае использования модели переходной зоны полученной по данным капилляриметрии приводится сопоставление с результатами обработки данных ГИС. Для объектов, имеющих газовые шапки, указывается используемая величина коэффициента остаточной нефтенасыщенности;

8) при моделировании коэффициента проницаемости описание методики построения куба коэффициента проницаемости приводятся петрофизические зависимости, используемые при моделировании;

9) таблица сопоставления подсчетных параметров и величин запасов, полученных в трехмерной геологической модели с приведенными в сводной таблице подсчетных параметров. В случае превышения расхождения сопоставления подсчетных параметров и величин запасов, полученных в трехмерной геологической модели с приведенными в сводной таблице подсчетных параметров более чем на 5%, приводится дополнительное объяснение.

В тексте раздела в качестве иллюстраций в виде рисунков могут быть приведены карты эффективных толщин, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности.

Дополнительно карты коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности приводятся в виде графических приложений.

23. В раздел «Сопоставление подсчитанных запасов полезных ископаемых с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых и с ранее утвержденными» включаются:

1) при подсчете запасов полезных ископаемых приводится сопоставление подсчитанных запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных

компонентов с запасами, числящими на государственном балансе запасов полезных ископаемых, с указанием причин расхождений;

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

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

24. В раздел «Информация о мероприятиях по охране недр и окружающей среды» включается:

1) характеристика окружающей среды в районе месторождения полезных ископаемых.

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

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

3) необходимость и способы очистки попутно извлекаемых подземных вод для их обратной закачки в пласты или захоронения; предлагаемые способы охраны от истощения или загрязнения поверхностных водных объектов и подземных вод, которые используются или могут быть использованы для хозяйственных нужд. В случае необходимости закачки попутно извлекаемых подземных вод в другие водоносные горизонты приводятся данные исследования, обосновывающие возможность закачки;

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

25. В раздел «Обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения» включаются данные о выполнении 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 и содержащихся в них попутных полезных компонентов, гидрогеологических, горно-геологических, геокриологических и других природных условий разработки месторождения полезных ископаемых, а также соблюдении других условий отнесения месторождения к подготовленным к промышленному освоению, предусмотренных в нормативных правовых актах.

26. В раздел «Анализ качества и эффективность геологоразведочных работ» включаются:

1) точность проведения сейсмических исследований и оценка степени соответствия их результатов данным поискового и разведочного бурения;

соотношение количества поисковых и разведочных скважин, оказавшихся в контуре залежей, и общего количества пробуренных скважин;

2) количество поисковых и разведочных скважин, в том числе ликвидированных как выполнивших геологическое назначение и по техническим причинам;

3) запасы нефти и газа, приходящиеся на одну скважину и на 1 м проходки поисково-разведочного бурения; фактические затраты на 1 м проходки, 1 т геологических запасов нефти и 1000 м^3 запасов газа промышленных категорий.

27. В раздел «Сведения о параметрах, влияющих на вязкость, проницаемость и стратиграфическую принадлежность» включаются:

1) материалы по определению вязкости, проницаемости и стратиграфической принадлежности;

2) материалы (сертификаты) подтверждающие компетентность и право лабораторий и институтов проводить соответствующие анализы;

3) материалы, описывающие условия отбора проб или образцов, их количество и степень охарактеризованности всего объёма подсчётого объекта.

28. В раздел «Заключение» включаются:

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 полезных ископаемых на рассмотрение государственной экспертизы, определенным в лицензии на пользование недрами;

2) оценка общих перспектив месторождения, рекомендации по продолжению геологоразведочных работ, совершенствованию научных исследований;

29. В раздел «Список использованных материалов» включается перечень литературы и других источников, использованных при составлении представленных на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов, с указанием названий источников, авторов (исполнителей), года и места издания (составления).

30. Материалы по подсчету извлекаемых запасов представляются на государственную экспертизу заявителем в виде проекта пробной эксплуатации месторождений (залежи), технологической схемы разработки месторождений углеводородного сырья, технологического проекта разработки месторождений углеводородного сырья или дополнений к ним, подготовленных в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

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

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

1) текстовые приложения;

2) графические приложения;

3) табличные приложения;

4) первичная документация.

32. Объем одного тома текстовой части отчета не должен превышать 200 страниц.

33. На титульных листах каждого тома указываются:

1) наименование пользователя недр;

2) наименование организации, представившей материалы по подсчету запасов;

3) фамилии и инициалы авторов отчета;

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

5) дата, на которую проводится подсчет запасов; место и год составления отчета.

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

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

Текстовые и табличные приложения к отчету подписываются авторами отчета.

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

34. Текстовые приложения к подсчету запасов нефти и газа должны включать:

1) протокол рассмотрения отчета с подсчетом запасов научно-технического совета организации – недропользователя;

2) реквизиты лицензии на право пользования недрами в пределах рассматриваемого участка недр;

3) в случае расположения залежи за пределами лицензионного участка на соседнем лицензионном участке, право пользования недрами которого принадлежит другой организации, согласование с недропользователем по смежному лицензионному участку в части структурных построений, границ залежей, подсчетных параметров, категорий и объёмов запасов, если изменения запасов затронули запасы соседнего участка;

4) письмо территориального органа Федерального агентства по недропользованию о правильности нанесения лицензионных границ на подсчетных планах в отчете по подсчету запасов;

5) справка организации – недропользователя о количестве добытых углеводородов (в том числе за период после последнего утверждения запасов), фактической себестоимости добычи и утилизации попутного газа, подписанная руководителем организации.

35. Графические материалы к подсчету запасов независимо от метода подсчета должны содержать:

а) обзорную карту района месторождения с указанием его местоположения, ближайших месторождений, нефтегазопромыслов, нефте – и газопроводов, железных и шоссейных дорог и населенных пунктов;

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

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

г) 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 и газ-вода;

д) схемы корреляции продуктивных пластов в масштабе 1:200, составленные по данным каротажа и описания керна, с выделением проницаемых пород, нефте- и газонасыщенных интервалов, интервалов перфорации, положениями контактов нефть-вода, газ-нефть и газ-вода, их глубиной и абсолютными отметками. При значительной толщине продуктивного разреза (до 1000 м) схемы корреляции даются в масштабе 1:500. Для слабо изученных месторождений рекомендуется составление схемы сопоставления отложений с разрезами соседних хорошо изученных месторождений, аналогичных по геологическому строению. Для открываемых месторождений обязательно прикладывать схему корреляции первой пробуренной скважины с ближайшими скважинами соседних месторождений для привязки идентификации продуктивных пластов;

е) структурные карты по подошве коллекторов каждого продуктивного горизонта в масштабе подсчетного плана (представляется по пластовым залежам для обоснования положения внутренних контуров нефтегазоносности);

ж) схемы опробования каждого продуктивного пласта для обоснования положения флюидальных контактов на ней должны указываться глубина и абсолютные отметки интервалов залегания пластов-коллекторов и перфорации, результаты опробования и характеристика нефтегазонасыщенности по данным каротажа;

з) карты изопахит суммарной эффективной и нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины пласта в масштабе подсчетных планов. При небольшом количестве скважин эти карты можно совместить на одном листе. На картах должны быть нанесены границы категорий запасов и исходные данные, использованные для построения этих карт;

и) подсчетные планы по каждому пласту в масштабе 1:5000 – 1:50000, обеспечивающем необходимую точность замера площадей и зависящем от размеров месторождения и сложности его строения. Эти планы составляются на основе структурной карты по кровле (поверхности) продуктивных пластов-коллекторов или же хорошо прослеживающемуся ближайшему реперу, не более чем в 10 м выше или ниже кровли пласта. Показываются внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, границы категорий запасов, все пробуренные на дату подсчета запасов скважины с точным нанесением положения устьев, точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта:

разведочные;

эксплуатационные;

законсервированные в ожидании промысла;

нагнетательные и наблюдательные;

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

находящиеся в опробовании;

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

ликвидированные с указанием причин ликвидации;

вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами.

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

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

При повторном подсчете запасов на подсчетных планах должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных при предыдущем подсчете запасов, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов;

к) графики, характеризующие динамику добычи нефти и газа по отдельным залежам и месторождению в целом, а также изменения пластовых давлений и дебитов нефти, газа и воды за период разработки;

л) индикаторные диаграммы и кривые восстановления давления по скважинам, результаты других гидродинамических исследований, позволяющих установить режим залежи, ее фильтрационно-емкостные и гидродинамические характеристики;

м) графики корреляционной зависимости удельных коэффициентов продуктивности от проницаемости пластов, зависимости промыслово-геофизических показателей от пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности пластов;

н) графики изменения свойств пластовой нефти и конденсата в зависимости от давления и температуры;

о) карта разработки залежи и состояния пробуренных скважин;

п) карта распространения и толщин многолетнемерзлых пород;

36. Графические материалы к подсчету запасов нефти методом материального баланса должны содержать:

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

б) карты изобар на соответствующие даты расчета;

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

37. Графические материалы к подсчету запасов газа по методу падения давления должны содержать:

а) кривые восстановления давления по скважинам после остановки;

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

в) индикаторные кривые по скважинам;

г) карты изобар начального пластового давления;

д) карты изобар текущего пластового давления;

е) профили падения пластового давления;

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

з) графики изменения пластового давления во времени по залежи;

и) график для определения коэффициента сжимаемости газа при снижении пластового давления;

к) изотермы конденсации стабильного конденсата.

38. Все графические материалы должны быть выполнены в общепринятых условных обозначениях.

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

Графические приложения помещаются в папки, но не сшиваются. Если чертеж выполнен на нескольких листах, они нумеруются, а схема их расположения показывается на первом листе. К каждой папке прилагается внутренняя опись с

наименованием чертежей и их порядковыми номерами; в конце описи указывается общее количество листов.

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

1) объема поисково-разведочного бурения;

2) сведений о толщине продуктивного пласта и его освещенности керном;

3) результатов опробования и исследования скважин;

4) выполненного комплекса геофизических исследований скважин;

5) химического состава и физических свойств пластовых вод;

6) сведений о литолого-физических свойствах продуктивных пластов;

7) физико-химических свойств нефти;

8) состава газа, растворенного в нефти;

9) характеристики свободного газа;

10) характеристики конденсата;

11) сведений о разработке месторождения (залежи);

12) средних величин пористости (трещиноватости, кавернозности), проницаемости, вязкости, нефтегазонасыщенности;

13) подсчетных параметров и запасов нефти, растворенного газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

14) подсчетных параметров и запасов газа и содержащихся в нём попутных полезных компонентов;

15) сопоставления вновь подсчитанных запасов нефти и параметров подсчета с ранее утвержденными государственной комиссией по запасам и числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых;

16) сопоставления вновь подсчитанных запасов газа и параметров подсчета с ранее утвержденными государственной комиссией по запасам и числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых.

В случае необходимости, представляются другие табличные материалы, обосновывающие подсчет и выводы авторов.

40. Первичная документация должна включать необходимые для подсчета запасов данные:

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

2) диаграммы ГИС (бокового каротажного зондирования, микрозондирования, радиоактивного каротажа и термокаротажа, кавернометрии, акустического каротажа и других видов исследования) в масштабе 1:200 с их интерпретацией. При тонкослоистом строении продуктивных пластов (толщина прослоев менее 0,5 м) диаграммы ГИС для отдельных скважин должны быть записаны в более крупном масштабе – до 1:50 м. Все диаграммы каротажа, по данным интерпретации которых определяются эффективная толщина продуктивных пластов, положения контактов и др., помещаются на одном

планшете с увязкой по глубине. Здесь же указываются интервалы отбора и вынос керна в метрах в соответствии с его привязкой, границы и номенклатура пластов, интервалы залегания пород-коллекторов и их литологические особенности величины общей, эффективной и нефте- и газонасыщенной толщины, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности по керну и каротажу, интервалы и дата перфорации, результаты опробования, положения контактов нефть (газ) – вода, положение цементных мостов. В отдельной графе должны быть даны заключения по боковому каротажному зондированию для отдельных интервалов. Кроме того, должны быть представлены развернутые заключения по ГИС в виде таблиц обработки:

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

4) акты на проверку точности манометров;

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

6) данные об объемных коэффициентах пластовой нефти, растворимости газа в нефти, газоконденсатной характеристике, коэффициентах сжимаемости газа;

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

gost.e-ecolog.ru