

Об утверждении Требований к содержанию и объему геолого-геофизических материалов по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов, представляемых на государственную экспертизу

Утративший силу

Приказ Председателя Комитета геологии и недропользования Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 11 мая 2007 года N 53-п. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 1 июня 2007 года N 4693. Утратил силу приказом и.о. Председателя Комитета геологии и недропользования Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 8 июля 2009 года № 54-п

Сноска. Утратил силу приказом и.о. Председателя Комитета геологии и недропользования Министерства энергетики и минеральных ресурсов РК от 08.07.2009 № 54-п

Во исполнение постановления Правительства Республики Казахстан от 18 октября 1996 года N 1288 "Об утверждении Правил государственной экспертизы недр Республики Казахстан" **ПРИКАЗЫВАЮ** :

1. Утвердить прилагаемые Требования к содержанию и объему геолого-геофизических материалов по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов, представляемых на государственную экспертизу.

2. Управлению геологического изучения и недропользования углеводородного сырья Комитета геологии и недропользования, в установленном законодательством порядке обеспечить государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на заместителя Председателя Комитета геологии и недропользования Кульсарина У.Ш.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти дней со дня его первого официального опубликования.

Председатель

У т в е р ж д е н ы п р и к а з о м
П р е д с е д а т е л я К о м и т е т а
г е о л о г и и и н е д р о п о л ь з о в а н и я
М и н и с т е р с т в а э н е р г е т и к и и
м и н е р а л ь н ы х р е с у р с о в
Р е с п у б л и к и К а з а х с т а н
от 11 мая 2007 года N 53-п

Требования к содержанию и объему геолого-геофизических материалов по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов, представляемых на государственную экспертизу. 1. Общие положения

1. Требования к содержанию и объему геолого-геофизических материалов по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов, представляемых на государственную экспертизу (далее - Требования), разработаны в соответствии с Правилами государственной экспертизы недр Республики Казахстан, утвержденными постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 октября 1996 года N 1288.

2. Основные понятия, используемые в настоящих Требованиях, приняты согласно "Инструкции по классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа", утвержденной Приказом И.о. Министра энергетики и минеральных ресурсов от 27 октября 2005 г. N 283 (зарегистрированный в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за N 3945):

запасы углеводородов - масса нефти, конденсата и попутных компонентов и объем газа в выявленных, разведываемых и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным (0,1 МПа и 20 ° С) условиям;

геологические запасы - запасы и ресурсы нефти, газа и конденсата, находящиеся в недрах;

рентабельные (извлекаемые) запасы - запасы, извлечение которых экономически целесообразно при использовании современных апробированных технологий и техники с соблюдением требований по охране недр и окружающей природной среды. Эта часть геологических запасов определяется коэффициентами извлечения нефти, газа и конденсата;

нерентабельные запасы - запасы и ресурсы, извлечение которых в настоящее время экономически нецелесообразно;

коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата - величины, показывающие, какая часть запасов или ресурсов может быть извлечена из недр при оптимальном режиме разработки залежей до предела экономической рентабельности с применением передовых апробированных технологий и техники добычи;

подсчет запасов - определение количества полезного ископаемого в недрах; виды подсчета запасов в зависимости от степени изученности месторождения бывают: оперативный подсчет запасов, подсчет запасов, пересчет запасов, перевод запасов из низших категорий в высшие;

подсчет запасов может быть проведен различными методами: объемным,

объемно-статистическим, объемно-весовым, материального баланса, статистическим, по падению давления (при подсчете запасов газа).

2. Форма представления материалов

3. Материалы подсчета запасов недропользователь представляет в форме отчета на бумажном и электронном носителях. Материалы подсчета заверяет кадровая служба недропользователя.

4. К материалам подсчета запасов прилагают:
краткую справку в четырех экземплярах об особенностях геологического строения месторождения, проведенных геологоразведочных работах, результатах подсчета геологических и извлекаемых запасов объемом в пределах 15 страниц текста, заверенную авторами подсчета;
каталог координат скважин, который оформляют в виде отдельного тома и отправляют специальной почтой в Подразделение по защите Государственных секретов Комитета геологии и недропользования;
протокол совместного рассмотрения материалов подсчета недропользователями и авторами подсчета;
протокол (заключение) рассмотрения материалов подсчета Территориальной комиссией по запасам полезных ископаемых (ТКЗ) при Территориальном управлении геологии и недропользования.

3. Требования к содержанию материалов подсчета

5. Материалы подсчета запасов состоят из:
текста отчета, который содержит сведения о геологическом строении месторождения, результатах проведенных на нем поисковых, разведочных и эксплуатационных работ и другие материалы, обосновывающие подсчет запасов; результаты подсчета запасов, оценку подготовленности месторождения для промышленного освоения. Предложения по намечаемой или изменению осуществляемой системе разработки, а также оценку перспектив месторождения в целом. По месторождениям, запасы которых утверждались Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (далее - ГКЗ) ранее, приводят сравнительный анализ изменений запасов и параметров подсчета;
текстовых приложений, в которых содержится распорядительная документация, документация геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических работ и исследования скважин и другая исходная информация, необходимая для подсчета запасов, а также сведения для обоснования основных положений и выводов, изложенных в тексте отчета;
табличных приложений, которые содержат информацию по пробуренным на

месторождении скважинам, определению параметров подсчета запасов, операциям и результатам подсчета запасов;

графических приложений, на которых отображают результаты геологоразведочных работ: геологическое строение месторождения, нефтегазоносность, положение контуров подсчитанных запасов, строение продуктивного резервуара и т.д.;

технико-экономического обоснования (далее - ТЭО) коэффициентов извлечения нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, которое содержит обоснование определения извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов.

6. Материалы подсчета запасов содержат все данные, позволяющие провести проверку подсчета без личного участия авторов. Материалы подсчета запасов, выполненного с использованием компьютерных технологий, содержат сведения, позволяющие провести проверку его промежуточных и конечных результатов.

4. Требования к содержанию и оформлению текстовой части отчета

7. Объем разделов и полноту изложения отдельных положений определяет исполнитель подсчета запасов в зависимости от сложности геологического строения месторождения, а также результатов проведенных геологоразведочных, научно-исследовательских работ и разработки. В каждом разделе содержатся краткие выводы о полноте полученных данных и степени изученности вопроса.

8. При представлении материалов пересчета запасов приводится подробное изложение методики и объемов дополнительно проведенных работ, их качества, эффективности, результатах. Сведения, оставшиеся без изменения, могут быть приведены в сокращенном виде со ссылкой на предыдущий отчет. По разрабатываемым месторождениям, на которых после предыдущего представления материалов геологоразведочные работы не проводились, разделы "Геологоразведочные работы", "Качество и эффективность геологоразведочных работ" в тексте отчета не приводят.

9. Объем каждой книги текстовой части не может превышать 300 страниц. Табличный материал, включаемый в текст, имеет обобщающий характер. Вспомогательный материал, на основании которого сделаны обобщения и выводы, помещают в текстовые приложения. Иллюстрирующий материал (карты, схемы, графики, рисунки) приводят в тексте в случае, если необходимы пояснения к принципиальным положениям отчета. Основные единицы измерений, принятые при подсчете запасов, приведены в табличных формах 1-4 приложения 1 к Требованиям.

10. Текст отчета состоит из следующих разделов:
- 1) в в е д е н и е ;
 - 2) общие сведения о месторождении;
 - 3) геологическое строение района и месторождения;
 - 4) геологоразведочные работы, в том числе:
геологическая съемка;
гидрогеологические исследования;
исследования методами разведочной геофизики;
бурение структурно-картировочных, поисковых и разведочных
с к в а ж и н ;
промыслово-геофизические исследования скважин (ГИС);
объем, качество и представительность кернового материала;
методика и результаты опробования скважин;
результаты пробной и опытно-промышленной эксплуатации;
 - 5) состав и свойства нефти, газа и конденсата, оценка промышленного
з н а ч е н и я и х к о м п о н е н т о в ;
 - 6) состав и свойства пластовых вод, оценка промышленного значения их
к о м п о н е н т о в ;
 - 7) физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных
пластов и покрышек по результатам анализов керна;
 - 8) методика и результаты интерпретации материалов ГИС;
 - 9) н е ф т е г а з о н о с н о с т ь ;
 - 10) сведения о разработке месторождения;
 - 11) обоснование категорий запасов, подсчетных параметров и подсчет
начальных запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов;
 - 12) сопоставление подсчитанных запасов с ранее утвержденными ГКЗ
запасами п о л е з н ы х и с к о п а е м ы х ;
 - 13) мероприятия по рациональному и комплексному использованию недр и
охране окружающей среды в процессе поисково-разведочных работ;
 - 14) качество и эффективность геологоразведочных работ;
 - 15) з а к л ю ч е н и е ;
 - 16) список использованных материалов.

11. В разделах приводят следующие сведения:

- 1) в разделе "Введение":
сведения о недропользователе;
проектные документы, на основании которых ведется разработка
м е с т о р о ж д е н и я ;
время, сроки и задачи проведения геологоразведочных работ на
м е с т о р о ж д е н и и ;

даты и номера протоколов предыдущих утверждений запасов ГКЗ, а при отказе в утверждении - причины возврата материалов; утвержденные запасы (по группам и категориям), обоснование причин подсчета (пересчета);

сведения о выполнении рекомендаций, данных при предыдущем рассмотрении материалов ГКЗ;

2) в разделе "Общие сведения о месторождении":

географическое и административное положение месторождения. Ближайшие населенные пункты и расстояния до них. Транспортные условия, расстояния от месторождения до крупного ближайшего населенного пункта и предполагаемых потребителей, железнодорожной станции или пристани (порта), газо- или нефтепровода, ближайшего разрабатываемого нефтяного или газового месторождения, энергоснабжение и сейсмичность района;

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

история открытия и разведки месторождения, первооткрыватели месторождения, краткие сведения о ранее проведенных работах и исследованиях, их методике, объемах, качестве и эффективности. Для разрабатываемых месторождений - год ввода в разработку, разрабатываемые пласты (залежи); раздел иллюстрируется обзорной картой.

3) в разделе "Геологическое строение района и месторождения":

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;

приуроченность месторождения к тектоническим элементам первого и второго порядков. Основные сведения о тектонике месторождения: типы, форма, размеры, направления осей складок, изменение углов падения пород на крыльях, структурные и возрастные взаимоотношения отложений; разрывные нарушения - элементы залегания, характер и амплитуда смещения. Закономерности проявления мелкоамплитудной нарушенности. Влияние нарушений на

морфологию и условия залегания нефтегазоносных пластов;
подтверждаемость структурных построений результатами исследований методами разведочной геофизики, структурного бурения, материалами, полученными в процессе разведки, а для разрабатываемых месторождений - и в процессе разработки;

сопоставление геологической модели месторождения при предыдущем подсчете с представляемой моделью, анализ выявленных расхождений - для разрабатываемых месторождений, запасы которых утверждались ранее;

краткая геологическая характеристика для разрабатываемых месторождений, представления о геологическом строении которых не претерпели изменений, со ссылкой на отчет, где эти сведения приведены более полно;

раздел иллюстрируется сводным (нормальным) геолого-геофизическим разрезом месторождения, таблицей стратиграфических границ, геологическими профилями и структурными картами по основным реперным поверхностям;

4) в разделе "Геологоразведочные работы":

сведения о проекте на проведение геологоразведочных работ. Обоснование системы разведки месторождения: количества этажей и порядка их разбуривания, числа и способов размещения скважин на разных этажах, расстояния между скважинами;

геологическая съемка, методы и результаты геологической съемки; объем, содержание и методика гидрогеологических исследований и наблюдений;

исследования методами разведочной геофизики. Объем и результаты исследований, комплекс применяемых методов и методика их проведения, результаты интерпретации полученных данных;

целевое назначение пробуренных скважин, их конструкция, технология бурения, глубина и техническое состояние. Состояние фонда пробуренных скважин на дату подсчета запасов, число ликвидированных скважин и причины их ликвидации, использование законтурных скважин, при повторном подсчете запасов - сведения о состоянии фонда всех пробуренных скважин на дату подсчета, анализ соответствия ранее принятой методики геологоразведочных работ и системы размещения разведочных скважин геологическому строению месторождения;

сведения о выносе керна по скважинам по всему разрезу и отдельно по продуктивным пластам; освещенность керном нефтегазонасыщенных интервалов;

раздел сопровождают структурными картами, послужившими основой для проведения поисковых и разведочных работ на изучаемом объекте, картой фонда пробуренных скважин, таблицами технического состояния скважин и

освещенности разрезов скважин отобранным керном;

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

изменение комплекса ГИС для разрабатываемых месторождений в течение длительного времени эксплуатационного разбуривания, изменения условий проведения ГИС, изменение характеристик глинистого раствора и т.д;

раздел сопровождают таблицы объемов ГИС по скважинам с указанием качества полученных материалов;

методика и результаты опробования скважин в процессе бурения пластоиспытателями на трубах и на кабеле;

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

раздел сопровождают таблицы объемов и результатов опробования по скважинам и объектам и таблицы сравнения результатов опробования в процессе бурения с результатами опробования в обсаженной скважине;

водоносные интервалы, опробованные в открытом стволе пластоиспытателем, в колонне и выделенные по материалам ГИС. Количество водоносных объектов, отобранных по ним проб воды и растворенного в ней газа;

результаты пробной и опытно-промышленной эксплуатации: количество скважин; время работы каждой скважины; количество добытой нефти, газа, конденсата и воды по каждой залежи; изменение депрессий, дебитов нефти, газа, конденсата и воды; изменение пластовых давлений, результаты обработки призабойных зон с целью интенсификации притока; другие дополнительные сведения;

опытно-промышленные работы в процессе разведки и разработки месторождения: цель, технология проведения, сроки и результаты работ;

раздел сопровождают соответствующие графики, схемы и таблицы;

5) в разделе "Состав и свойства нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их компонентов":

количество и качество отобранных на поверхности и в пластовых условиях проб по продуктивным пластам. Методика и условия отбора глубинных проб -

глубина отбора, пластовое давление, пластовая температура. Методы исследования. Наименование организации, проводившей исследования. Анализ полноты изученности состава нефти и газа по каждому пласту (залежи), площади и

р а з р е з у ;

физико-химические характеристики нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях: плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, состав, включая серу, металлы, гелий и другие компоненты. Изменчивость отдельных показателей состава и свойств по площади залежи и разрезу и их средние величины по каждой залежи;

товарная характеристика нефти, конденсата и газа. Вывод об отнесении нефти, газа и конденсата к соответствующим группам государственных стандартов ;

б) в разделе "Состав и свойства пластовых вод, оценка промышленного значения их компонентов" :

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

характеристика водоносных горизонтов: глубина их залегания, фильтрационные и емкостные свойства водовмещающих пород, дебиты скважин и соответствующие им депрессии или уровни. Оценка полноты и качества проведенных работ ;

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

для разрабатываемых месторождений приводят краткие сведения о дополнительных результатах исследований в скважинах, пробуренных после предыдущего рассмотрения материалов, при этом приводится сопоставление этих новых данных с ранее представленными. При расхождении результатов необходим анализ причин расхождения ;

7) в разделе "физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам анализов керна":

подробная характеристика физико-литологических и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и покрышек. При повторном подсчете запасов по разрабатываемым месторождениям характеристика представляется только для новых продуктивных пластов; по ранее изученным

пластам приводят краткие сведения, дополненные результатами последующих исследований. Параметры коллекторов, оставшиеся без изменений, приводят со ссылкой на соответствующий отчет;

привязка образцов керна к разрезу отложений, методика отбора и качество извлеченного керна. Методика изучения физических параметров. Общее число исследованных образцов керна (в том числе учтенных при выборе средних величин пористости и проницаемости по принципу отбраковки непредставительных образцов) и привязка их к разрезу, равномерность освещенности изученным керном разреза каждой скважины, разреза в целом и площади залежи;

обоснование нижних пределов значений открытой пористости и проницаемости по керну, определение типа коллектора;

петрофизические исследования для обеспечения интерпретации материалов ГИС и обоснования подсчетных параметров. Комплекс и методика исследований, полученные зависимости;

по каждому продуктивному пласту для пород-коллекторов: вещественный и гранулометрический состав, окатанность зерен и степень их отсортированности, тип и состав цемента, состав и распределение в пласте глинистого материала, емкостные и фильтрационные свойства пород (открытая пористость, трещиноватость, кавернозность, остаточная водонасыщенность и остаточная нефтегазонасыщенность, проницаемость абсолютная и эффективная), закономерности их изменения по площади и разрезу. Физические свойства пород-коллекторов (плотность, электропроводность, упругость, радиоактивность и др.) и основные зависимости между ними и коллекторскими свойствами, обосновывающие параметры подсчета;

характеристика литологических и петрофизических свойств пород-покрышек: вещественный состав, пористость, давление прорыва и др.;

раздел сопровождают соответствующие графики, схемы, описание керна, таблицы с результатами анализов керна;

8) в разделе "Методика и результаты интерпретации материалов геофизических исследований скважин":

методика интерпретации: принципы и критерии, положенные в основу выделения реперов, коллекторов и продуктивных пластов, определения эффективной толщины пластов, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, глинистости и проницаемости, определения положения разделов нефть-вода, нефть-газ и газ-вода, обоснование возможности использования принятого метода. В табличной форме - значения параметров по объектам подсчета (залежам, пластам) по отдельным скважинам и наиболее вероятное их среднее значение; оценка точности определения параметров. В

табличной форме - сопоставление параметров продуктивных пластов, полученных геофизическими методами, с результатами лабораторных исследований керна; анализ результатов сопоставления; обоснование величин нижних пределов параметров коллектора по данным ГИС и увязка с определениями по керну и результатами исследований скважин и т . . . д . . . ;

для разрабатываемых месторождений, запасы которых ранее утверждались, необходимо сопоставление результатов геофизических исследований скважин в предыдущем и новом подсчетах, а в случае изменений подсчетных параметров - анализ причин расхождений. Анализ достоверности полученных параметров и рекомендации по ее повышению;

в случаях переинтерпретации результатов ГИС, использованных ранее для подсчета запасов - обоснование принятых изменений. Параметры, принятые по предыдущим подсчетам запасов без изменений, приводят со ссылками на отчет, где они были обоснованы;

раздел сопровождают планшеты по скважинам в масштабе глубин 1:200 с нанесением диаграмм методов ГИС, использованных для определения подсчетных параметров: эффективных толщин, положений водо-нефтяных, газо-нефтяных и газо-водяных контактов с указанием их абсолютных отметок, кривой информации о фильтрационно-емкостных свойствах пород, результатами опробования и другой необходимой информации. При необходимости представляются дополнительные графические приложения. При большом этапе продуктивности допускается представление планшетов в масштабе глубин 1:500;

материалы ГИС и результаты интерпретации с использованием иноязычной терминологии приводят с переводом каждого термина на русский язык непосредственно на графическом приложении или в пояснительной записке;

9) в разделе " Нефтегазоносность ":

краткая характеристика нефтегазоносности района. Положение продуктивной толщи (толщ) в разрезе месторождения. Количество продуктивных горизонтов, залежей;

сведения о структуре запасов по объектам разработки с выделением трудно извлекаемых запасов по разрабатываемым месторождениям;

геолого-промысловая модель месторождения: обоснование строения природного резервуара каждой залежи (распределение эффективных толщин по площади и разрезу, распространение типов коллекторов, зоны ухудшенных и улучшенных коллекторских свойств, коэффициенты песчаности и расчлененности); обоснование водо-нефтяных, газо-нефтяных и газо-водяных контактов; размеры (площадь, высота) залежи, площади зон (газовой, нефтяной,

нефтегазовой, водонефтяной), тип залежи;

сравнительная характеристика продуктивных горизонтов; характеристика разделов между продуктивными горизонтами; общая высота продуктивной толщи; соотношение планов залежей; закономерности изменения свойств пластовых флюидов по площади и разрезу; сравнительная характеристика добычных возможностей залежей; термобарическая характеристика продуктивного разреза;

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

раздел сопровождается графической информацией в виде геолого-литологических разрезов, схем обоснования контактов нефть-вода, газ-вода, газ-нефть, схемы корреляции разрезов скважин и т.д;

10) в разделе "Сведения о разработке месторождения":

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

11) в разделе "Обоснование категорий запасов, подсчетных параметров и подсчет начальных запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов:

обоснование принятого метода подсчета запасов особенностями геологического строения месторождения и степенью его изученности;

обоснование выделения категорий запасов по каждому объекту подсчета;

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

фактического материала, обосновывающего изменение принятых величин; обоснование принятых принципов оконтуривания залежей и подсчетных блоков: по линиям скважин, методами экстраполяции и интерполяции; в случаях применения метода аналогии приводятся исходные данные, подтверждающие правильность выбора параметров подсчета по аналогам (месторождениям, залежам) и дается обоснование возможности переноса данных на оцениваемое месторождение (залежь);

обоснование и расчет площади нефтеносности при подсчете запасов нефти объемным методом по объектам подсчета (в соответствии с принятыми положениями водонефтяного или газонефтяного контакта; линии выклинивания или замещения коллекторов продуктивного пласта); толщина нефтенасыщенная и объем нефтенасыщенных пород; средний коэффициент открытой пористости (трещиноватости, кавернозности), средний коэффициент нефтенасыщенности, средние величины плотности нефти, пересчетного коэффициента, газосодержания нефти в пластовых условиях; коэффициент извлечения нефти. Сопоставляются средние величины пористости (трещиноватости, кавернозности) и нефтенасыщенности, определенные разными методами;

обоснование и расчет площади газоносности при подсчете запасов газа объемным методом по объектам подсчета (в соответствии с принятыми положениями газоводяных и газонефтяных контактов, линий выклинивания или замещения коллекторов продуктивных пластов); толщина эффективная и газонасыщенная и объем газонасыщенных пород; средний коэффициент пористости (трещиноватости, кавернозности), средний коэффициент газонасыщенности; начальные и текущие пластовые давления с указанием условий их замеров, средние значения давлений, поправки на температуру и отклонение от закона Бойля-Мариотта; среднее содержание конденсата в газе;

обоснование достоверности замеров исходных промысловых данных при подсчете запасов газа методом падения давления по разрабатываемым месторождениям, при этом обосновывается и рассчитывается начальное и текущее положение газоводяного контакта, начальное пластовое давление и температура, изменение во времени пластовых и устьевых давлений, газо-гидродинамическая связь залежей месторождения, степень дренируемости отдельных частей залежи;

режим работы залежи и отдельных ее частей; динамика вторжения пластовой воды; потери или перетоки газа; объемы отбора газа, конденсата и воды по скважинам и залежи;

обоснование режима работы залежи при подсчете запасов нефти и газа по разрабатываемым месторождениям методом материального баланса, характер ее разбуренности и эксплуатационная характеристика; выбор расчетного варианта,

объекта и даты подсчета; сведения 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, пластовую температуру; объемный коэффициент пластовой нефти, коэффициент сжимаемости пластовой нефти, давление насыщения; начальная и текущая растворимость газа в нефти, объемный коэффициент пластовой воды, коэффициент сжимаемости пород-коллекторов; отношение объема газовой шапки к объему нефтенасыщенной части залежи (для нефтегазовых залежей);

оценка уровня разведанности и точности подсчета запасов; подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов производится отдельно для нефтяной, газовой, газонефтяной, газонефтеводной, водонефтяной зонам для каждого объекта подсчета и месторождения в целом с обязательной оценкой перспектив всего месторождения;

запасы попутных компонентов, содержащиеся в нефти, газе и конденсате, имеющие промышленное значение, подсчитываются в границах подсчета запасов нефти и газа;

средние подсчетные значения измеряются в следующих величинах: толщина в метрах; давление в мегаПаскалях с точностью до десятых долей единицы; площадь в тысячах квадратных метров, плотность нефти, конденсата и воды в граммах на один кубический сантиметр, а газа - в килограммах на один кубический метр (с точностью до тысячных долей единицы); коэффициенты пористости и нефте-газонасыщенности в долях единицы с округлением до сотых долей; коэффициенты извлечения нефти и конденсата в долях единицы с округлением до тысячных долей;

запасы нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются в тысячах тонн, газа - в миллионах кубических метров; гелия и аргона - в тысячах кубических метров с округлением до целых значений;

параметры и результаты подсчета запасов представляются в табличных формах 1-14, согласно приложению 2 к Требованию;

раздел сопровождают подсчетные планы по каждому подсчетному объекту в масштабах от 1:5000 до 1:50000, обеспечивающие необходимую точность замеров площадей. Планы составляют на основе структурной карты по кровле продуктивного коллектора или же хорошо прослеживающейся поверхности ближайшего репера; на планы наносят: положения внешнего и внутреннего контуров нефте- и газоносности, границы категорий запасов, все пробуренные на дату подсчета запасов скважины с нанесением устьев скважин и точек пересечения с кровлей соответствующего объекта подсчета; результаты

опробования интервалов в глубинах и абсолютных отметках; результаты пробной и опытно-промышленной эксплуатации; по разрабатываемым месторождениям с большим количеством эксплуатационных скважин информация о результатах опробования и пробной и опытно-промышленной эксплуатации представляется на отдельных приложениях ;

12) в разделе "Сопоставление подсчитанных запасов с ранее утвержденными ГКЗ запасами полезных ископаемых":

сопоставление принятых подсчетных параметров с ранее утвержденными, анализ причин изменения подсчетных параметров с приведением конкретного фактического материала, обосновывающего изменение принятых величин; сопоставление подсчитанных запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов с запасами, ранее утвержденными ГКЗ, с указанием причин расхождений;

13) в разделе "Мероприятия по рациональному и комплексному использованию недр и охране окружающей среды в процессе поисково-разведочных работ" приводится краткое описание программы мероприятий по предотвращению аварий и иных опасных ситуаций, создающих угрозу жизни и здоровью людей и окружающей среде в процессе проведения нефтяных операций, анализ соблюдения недропользователем норм действующего законодательства в области недропользования и охраны окружающей среды. Для разрабатываемых месторождений приводится оценка влияния разработки месторождения на расположенные вблизи населенные пункты, природные объекты, подземные и поверхностные воды, даются рекомендации по охране окружающей среды от вредных отходов при применении существующих и рекомендуемых способов разработки;

14) в разделе "Качество и эффективность геологоразведочных работ": анализ качества проведенных работ и подготовленности месторождения к следующему этапу освоения. Точность исследований методами разведочной геофизики, послуживших основанием для постановки поисково-разведочного бурения и оценка степени соответствия их результатов данным разведочного бурения; степень использования результатов исследования керна для обоснования подсчетных параметров. Отношение количества пробуренных скважин к количеству ликвидированных, оказавшихся за пределами залежей. Изученность залежей по высоте и площади опробованием, анализами керна и пластовых флюидов; запасы полезных ископаемых, приходящиеся на одну скважину и на один метр проходки;

15) в разделе "Заключение":

основные выводы о степени изученности геологического строения,

количестве и качестве запасов нефти, газа и конденсата, комплексном использовании запасов месторождения, гидрогеологических, горно-технических условиях разработки месторождения. Соотношение запасов, находящихся на Государственном балансе запасов полезных ископаемых и подсчитанных в о т ч е т е ;

рекомендации разработчиков по наиболее рациональному способу разработки месторождения ;

оценка общих перспектив месторождения.

16) в разделе "Список использованных материалов" перечисляют все опубликованные и фондовые материалы, использованные при составлении отчета.

5. Требования к содержанию текстовых и графических приложений

12. В текстовых приложениях предусматриваются:

1) необходимая распорядительная документация, результаты рассмотрения материалов подсчета запасов научно техническом совете недропользователей, осуществлявших геологоразведочные работы или разработку, результаты рассмотрения материалов подсчета запасов Территориальной комиссией по запасам полезных ископаемых при Территориальном управлении геологии и недропользования, а также результаты дополнительных работ по специальным исследованиям (скважин, керна, пластовых флюидов), выполненным другими организациями (акты, описание методик исследований, протоколы); для разрабатываемых месторождений необходимо привести сведения о размерах добычи, потерь, списании утвержденных запасов, качестве получаемой продукции, полноте комплексного использования полезных ископаемых;

2) материалы по определению параметров, по операциям и результатам подсчета запасов .

13. Графические приложения должны содержать следующую информацию:

1) обзорную карту, на которой отображено административное положение месторождения ;

2) тектоническую схему региона с указанием структурного элемента, к которому приурочено месторождение ;

3) средне-нормальный геолого-геофизический разрез;

4) геологические профили ;

5) структурные карты по основным отражающим поверхностям, встреченным в разрезе месторождения ;

6) схемы корреляции продуктивных горизонтов;

7) схемы обоснования флюидальных контактов;

8) подсчетные планы, содержащие структурные карты по кровле и подошве подсчетного объекта, карты эффективных толщин, карты эффективных нефте- и газонасыщенных толщин, таблицы результатов опробования и подсчетные т а б л и ц ы ;

9) планшеты с диаграммами геофизических исследований скважин с результатами интерпретации.

При большом фонде скважин на разрабатываемых месторождениях первичные материалы (геолого-геофизические разрезы скважин и акты опробования) представляют по части скважин, равномерно расположенных на площади месторождения и характеризующих особенности геологического строения и нефтегазоносности месторождения (далее - "базовые" скважины). Обоснование выбора "базовых" скважин недропользователь представляет в ГКЗ. По результатам экспертизы представленных материалов ГКЗ соответствующим протоколом утверждает список "базовых" скважин. Оригинал протокола включается в текстовые приложения.

14. При большом объеме таблиц результатов интерпретации материалов геофизических исследований скважин допускается представлять их на бумажном носителе только по "базовым" скважинам, а таблицы по всем скважинам представлять в электронном виде.

6. Требования к содержанию и оформлению технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата

15. Техничко-экономические обоснования (ТЭО) коэффициентов извлечения нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов оформляют отдельной книгой, к которой прилагают необходимые текстовые и графические приложения.

16. ТЭО проводится по каждой залежи и в целом по месторождению.

17. При составлении ТЭО учитывается необходимость наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата из недр при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической рентабельности с применением апробированных для данных конкретных условий технологий и техники добычи с соблюдением требований рационального недропользования.

18. Расчеты коэффициентов извлечения проводят на геологических запасах для разведанных месторождений категорий C_1 и C_2 , а для разрабатываемых - категорий $A+B+C_1$ и C_2 .

19. ТЭО проводятся по результатам технологических и технико-экономических расчетов нескольких вариантов системы разработки.

20. В тексте ТЭО необходимо отразить следующие сведения:
 краткую характеристику геологического строения месторождения и его геологические запасы;
 физические параметры продуктивных пластов и характеристики их неоднородности;
 физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях;
 анализ результатов опробования, пробной и опытно-промышленной эксплуатации, опытно-промышленных работ в случае их проведения;
 обоснование расчетных геолого-физических моделей залежей;
 обоснование эксплуатационных объектов;
 выбор расчетных вариантов разработки;
 выбор методических средств прогнозирования коэффициентов извлечения;
 обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей разработки;
 технико-экономические показатели вариантов разработки и оценка коэффициентов извлечения.

21. Показатели ТЭО представляются в табличных формах 1-5, согласно Приложению 3 к Требованиям.

Приложение 1
 к Требованиям к содержанию и объему геолого-геофизических материалов по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов, представляемых на государственную экспертизу

ОСНОВНЫЕ ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЙ, УПОТРЕБЛЯЕМЫЕ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ

Таблица 1

Перевод некоторых величин в системы измерения СИ и СГС

Единица измерения	Перевод из системы СИ в систему СГС	Перевод из системы СГС в систему СИ
Плотность	$1 \text{ кг/м}^3 = 10^{-3} \text{ г/см}^3$	$1 \text{ г/см}^3 = 10^{-3} \text{ кг/м}^3$
Давление	$1 \text{ Па} = 10 \text{ дин/см}^2$	$1 \text{ дин/см}^2 = 10^{-1} \text{ Па}$
Поверхностное натяжение	$1 \text{ н/м} = 10^3 \text{ дин/см}$	$1 \text{ дин/см} = 10^{-3} \text{ н/м}$
Динамическая вязкость	$1 \text{ м}^2/\text{с} = 10^4 \text{ Ст}$	$1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$
Кинематическая вязкость	Перевод из системы СИ во внесистемную	Перевод из внесистемной в систему СИ

Проницаемость	$1 \text{ м}^2 = 10^{12} \text{ Д} = 10^1 \text{ мД}$	$1 \text{ Д} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$ $1 \text{ мД} = 10^{-3} \text{ мкм}^2 = \text{фм}^2$
---------------	---	--

Примечание Н - ньютон Па - паскаль фм - фемтометр
 П - пуаз Ст - стокс
 с - секунда Д - дарси

Таблица 2

Соотношения между единицами измерения давления

Единица	в Па	В мм. рт. ст.	В атм.
1 Па	1	$0,750064 \cdot 10^{-2}$	$0,9869 \cdot 10^{-5}$
1 кгс/м ²	9,80665	0,0735561	0,96
1 атм (техническ.)	$9,80665 \cdot 10^4$	735,561	0,9678
1 атм (физическ.)	$1,01325 \cdot 10^5$	760,000	1
1 мм.вод.ст.	9,80665	0,0735561	$0,9678 \cdot 10^{-4}$
1 бар.	10^5	750,064	0,9869
1 мм.рт.ст. (тор)	133,322	1	$1,31579 \cdot 10^{-3}$

Таблица 3

Таблица перевода английских мер в метрические

Английские меры	Метрические меры	Для перевода в метрич. меры умножить на:
Акре (акр)	га	0,4047
Barrel (баррель)	л	159
Gallon (галлон американский)	л	3,785
(галлон английский)	л	4,55
Inch (дюйм)	см	2,54
Square inch (кв. дюйм)	см ²	6,452
Square foot (кв. фут)	м ²	0,00929
Yard (ярд)	м	0,914
Square yard (кв. ярд)	м ²	0,8361
Cubic feet per barrel (куб.фут/баррель)	м ³ /м ³	0,1781
Cubic feet per minute (куб.фут/мин.)	м ³ /час	1,699
Mile (миля)	км	1,609
Round (lb) (фунт английский)	кг	0,454
Pounds per sq. inch (фунт/кв. дюйм)	атм	0,06805
Foot (фут)	м	0,3048

N скв.	испыт.)	ван. и испытание	зонит	бой, м	бина спуска НКТ, м	горизонта	бонгоризонта	Диаметр шайб, мм	работы щтуц. час	отбойное	рубли	убно	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Продолжение таблицы 2

Депрессия, МПа	Дебит			Среднединамический уровень, м	ПРИРОС, м	Статистический уровень, м	Коэффициент продуктивн. м ³ /МПа	Газовый фактор, м ³ /т	Пластовая температура, °С	Примечание
	газа, тыс. м ³ / сут.	нефти м ³ / сут.	воды, м ³ / сут.							
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25

Таблица 3

Химический состав и физические свойства пластовых вод

N п/п	Интервал отбора проб, м	Продуктивный горизонт	Дата отбора	Удельный вес, г/см ³	Соленость, Ве	Компонентный состав: мг/л, мг-экв/л, %-экв			
						HCO ³⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Компонентный состав: мг/л, мг-экв/л, %-экв			Минерализация, г/л	Классификация по Пальмеру	Коэф. метаморфизации	Тип по Сулину	pH	Общая жесткость мг-экв/л	Вязкость, сСт
Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺							
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Таблица 4

Результаты анализов керн

N п/п	N скв.	Интервал отбора проб, м	Описание образцов	Горизонт	Уд. вес породы г/см ³	Уд. вес зерен породы г/см ³	Пористость доли ед.		Насыщенность, доли ед.	
							Кп откр.	Кп полн	нефтью	водой
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

продолжение таблицы

Фракционный состав, %			
-----------------------	--	--	--

Таблица 8

Характеристика стабильного конденсата

Пласт	N скв.	Интервал опробования, м	Пробы		Плотность конденсата, г / см ³	Пластовое давление (P ₀), МПа
			глубина отбора, м	число проб		
1	2	3	4	5	6	7

продолжение таблицы

Пластовая температура (Тпл), 0С	Относительная плотность для C ₅ +высшие	Содержание, масс. %			
		Парафина	Серы	Воды	Других полезных ископаемых (указать каких)
8	9	10	11	12	13

Продолжение табл. 8

Молекулярная масса для C ₅ +высшие	Коэффициент сжимаемости газа, доли ед.	Давление начала конденсации в пласте (P _{нк}), МПа	Содержание конденсата, г / м ³ стаб./сырой	Давление максимальной конденсации (P _{мк}), МПа	Групповой состав конденсата	Примечание
14	15	16	17	18	19	20

Таблица 9

Сведения о разработке или пробной эксплуатации месторождения (залежи)

Продуктивный горизонт, N скв.	Дата исследования	Диаметр штуцера, мм	P _{тр} , атм.	P _{затр} , атм.	P _{пл} , атм.	P _{заб} , атм.
1	2	3	4	5	6	7

продолжение таблицы

Q _н , м ³ /сут.	Q _г , м ³ /сут.	Q _в , м ³ /сут.	% обводненности	Ислед. герметичности, 0С	Примечание
8	9	10	11	12	13

Таблица 10

Таблица принятых в подсчет величин пористости и насыщения

Гори- зонт	Пласт	Блок	N скв.	ГАЗ			НЕФТЬ		
				Нэфф.	Кп ср. взв	Кг ср. взв	Нэфф.	Кп ср. взв	Кн ср. взв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 11

**Сводная таблица подсчета запасов нефти
и растворенного в нефти газа**

Го- ри- зонт	Блок	Зо- на	Кате- гория	Площадь продук- тивности, тыс. м ²	Средне взве- шенная эффек- тивная толщина, м	Объем продук- тивных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли ед.		
							отк- рытой порис- тости	неф- тена- сыщен- ности	пере- счет- ный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продолжение табл. 11

Плот- ность нефти, г/см ³	Геоло- гичес- кие запасы нефти, т.т.	Коэффи- циент извле- чения нефти, доли ед.	Извле- каемые запасы нефти, тыс.т.	Газосо- держа- ние, м ³ /т	Геоло- гические запасы раство- ренного газа, млн.м ³	Извле- каемые запасы раство- ренного газа, млн.м ³
11	12	13	14	15	16	17

Таблица 12

Подсчет запасов газа и конденсата

Г о р и з о н т	Б л о к	З о н а	К а т е г о р и я	Пло- щадь газо- нос- ности, тыс. м ²	Сред- невз- вешен- ная эффек- тивная газо- насы- щенная толщ., м	Объем газо- насы- щен- ных пород, тыс. м ³	Коэффи- циенты		Пластовое давление, МПа		Поправка за откл. отклонение от закона Бойля- Мариотта		Поп- равка за тем- пера- туру
							по- рис- то- сти	га- зо- на- сы- щен- нос- ти	на- ча- ль- ное	ко- неч- ное	на- ча- ль- ная	ко- неч- ная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Продолжение таблицы 12

Коэффи- циент пере-	Нача- льные геоло- гичес-	Потен- циаль- ное содер-	Нача- льные геоло-	Начальн. извлек.	Начальные геоло-

вода техни- ческих атмо- сфер в физи- ческие	кие запасы плас- тового газа, млн. м ³	жание стаби- льного кон- ден- сата, г/м ³	гичес- кие запасы конден- сата, тыс.т.	Коэффи- циент извле- чения конден- сата	запасы конденс., тыс. т.	гическ. запасы сухого газа, млн. м ³
15	16	17	18	19	20	21

Таблица 13

Подсчет запасов парафина

Учас- ток, блок	Кате- гория	Запасы нефти, тыс. т		Содер- жание парафина, доли единиц.	Запасы парафина, тыс. т	
		геологи- ческие	извле- каемые		геоло- гические	извле- каемые
1	2	3	4	5	6	7

Таблица 14

Подсчет запасов серы

Учас- ток, блок	Кате- гория	Запасы нефти, тыс. т		Содержание серы, доли единиц.	Запасы серы, тыс. т	
		геоло- гичес- кие	извле- каемые		геологи- ческие	извле- каемые
1	2	3	4	5	6	7

Приложение 3

к Требованиям к содержанию и объему геолого-геофизических материалов по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов, представляемых на государственную экспертизу

ТАБЛИЦЫ К ТЭО КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ

Таблица 1

Характеристика толщины пластов

Толщина	Наименование	Зоны пласта					П о пласту в целом
		неф- тяная	водо- неф- тяная	газо- вая	газо- нефтя- ная	газо- нефе- водя- ная	
1	2	3	4	5	6	7	8
Общая	Среднее значение, м Коэффициент вариации,						

	доли ед. Интервал изменения, м							
Нефтена-сыщенная	Средневзвешенное значение, м Коэффициент вариации, доли ед Интервал изменения, м							
Газона-сыщенная	Средневзвешенное значение, м Коэффициент вариации, доли ед Интервал изменения, м							
Эффективная	Среднее значение, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м							*
Непроницаемых разделов	Среднее значение, м Коэффициент вариации, доли ед. Интервал изменения, м							

Таблица 2

Статические показатели характеристик неоднородности пласта (горизонта)

П л а с т	Кол-во скважин	Коэффициент песчаности, доли ед.			Коэффициент расчлененности, доли ед.			Х а р а к т е р и с т и к а п р е р ы в и с т о с т и	Другие коэффициенты
		средн. значен.	коэфф. variaц	ин-терв и з-мен.	сред-нее зна-чение	коэфф. variaц.	ин-терв. изме-нен.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 3

Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности пласта

В и д иссле- дований	Наимено- вание	Параметры			
		Проница- емость, мкм ²	Кoeffи- циент открытой пористости, доли ед.	Кoeffи- циент начальной нефтенасы- щенности, доли ед.	Кoeffи- циент начальной газонасы- щенности, доли ед.
1	2	3	4	5	6
Лабораторные (керн)	Количество скажин Количество определений Среднее значение Кoeffициент вариации, доли ед. Интервал изменения				
Геофизи- ческие	Количество скажин Количество определений Среднее значение Кoeffициент вариации, доли ед. Интервал изменения				
Гидро- динами- ческие	Количество скажин Количество определений Среднее- значение Кoeffициент вариации, доли ед. Интервал изменения				

Таблица 4

**Основные показатели состояния
разработки на дату расчета КИН**

Показатели	П л а с т ы (эксплуатационные объекты)			По место- рождению
	2	3	4	
1	2	3	4	5
Накопленная добыча нефти, тыс. т				

Добыча жидкости в пластовых условиях, тыс м ³				
Обводненность продукции скважины (по массе), %				
Среднесуточный дебит 1 скважины, т/сут:				
по нефти				
по жидкости				
Темп отбора нефти от начальных запасов, %				
Накопленная закачка, тыс. м ³				
Компенсация отбора закачкой, %				
текущая				
накопленная				
Средняя приемистость 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут				
Забойное давление в добывающих скважинах, МПа				
Давление нагнетания, МПа				

Таблица 5

**Исходные геолого-физические характеристики
эксплуатационных объектов**

Параметры	Объекты				
	1	2	3	4	5
Средняя глубина залегания, м					
Тип залежи					
Тип коллектора					
Площадь нефтеносности, тыс. м ²					
Площадь газоносности, тыс. м ²					
Пористость, доли ед.					
Средняя насыщенность доли ед. нефтью (газом).					
Проницаемость, мкм ²					
Коэффициент песчаности, доли ед.					

Коэффициент расчлененности, доли ед.				
Пластовая температура. $^{\circ}\text{C}$				
Пластовое давление, МПа				
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПас				
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3				
Объемный коэффициент нефти, доли ед.				
Содержание в нефти (газе). %				
серы				
парафина				
Давление насыщения нефти газом, МПа				
Газосодержание нефти, $\text{м}^3/\text{т}$				
Содержание стабильного конденсата, г/м^3				
Вязкость воды в пластовых условиях, МПас				
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3				
Средняя продуктивность, 10 м^3 (сут. МПа)				
Средняя приемистость, 10 м^3 (сут. МПа)				
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т (утвержденные ГКЗ РК или состоящие на Государственном балансе полезных ископаемых РК)* в том числе по категориям C_1, C_2 .				
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т (утвержденные ГКЗ РК или состоящие на Государственном балансе полезных ископаемых РК)* в том числе по категориям C_1, C_2 .				
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед., в том числе по запасам категорий C_1, C_2 .				
Начальные геологические запасы газа, млн. м ³ (утвержденные ГКЗ РК или состоящие на Государственном балансе полезных ископаемых РК)* в том числе по категориям C_1, C_2 .				
Начальные геологические запасы конденсата, тыс. т				
Коэффициент извлечения конденсата				

* - для месторождений, запасы которых утверждаются повторно

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан