



ИНСТРУКЦИЯ "О содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) материалов по подсчету запасов нефти, природного газа, конденсата и попутных компонентов"

Утративший силу

Утверждена приказом Министра энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 августа 1997 года N 99. Зарегистрирована в Министерстве юстиции Республики Казахстан 15.02.1998 г. N 465. Утратила силу - приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 24.05.05г. N 16.01-4084

Извлечение из приказа Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 24.05.05г. N 16.01-4084

"Во исполнение распоряжения Премьер-Министра Республики Казахстан от 20 марта 2004 года N 77-р "О мерах по совершенствованию подзаконных актов" и в соответствии с Положением о Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, утвержденным постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 октября 2004 года N 1105, ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Признать утратившими силу некоторые нормативные правовые акты согласно приложению...

3. Настоящий приказ вступает в силу с момента подписания.

М и н и с т р

*Приложение к
приказу Министра энергетики и
минеральных ресурсов РК
от 24.05.05г. N 16.01-4084*

*П е р е ч е н ь
утративших силу некоторых
нормативных правовых актов*

5. Приказ Министра энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 августа 1997 года N 99 "ИНСТРУКЦИЯ о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) материалов по подсчету запасов нефти, природного газа,

1. ПОРЯДОК ПРЕДСТАВЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

1.1. Запасы нефти, горючих газов, конденсата и содержащихся в них компонентов разведанных и разрабатываемых месторождений подлежат рассмотрению и утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых РК (ГКЗ).

1.2. Материалы подсчета запасов месторождений нефти и газа представляются недропользователям, которые проводили разведку и разработку месторождения в сроки, согласованные с ГКЗ РК, в соответствии с документами, регламентирующими геологоразведочные работы и разработку нефтяных и газовых месторождений.

1.3. Материалы подсчета запасов до направления их в ГКЗ РК рассматриваются и утверждаются недропользователем, проводившим геологоразведочные работы. Результаты рассмотрения материалов подсчета запасов представляются в ГКЗ РК одновременно с отчетом. На период рассмотрения материалов в ГКЗ РК представляется предыдущий отчет (отчеты) по подсчету запасов нефти и газа.

По разрабатываемым месторождениям отчет с повторным подсчетом запасов перед направлением в ГКЗ РК рассматривается и утверждается недропользователем, осуществляющим разработку месторождения.

1.4. Материалы подсчета запасов должны содержать технико-экономическое обоснование (ТЭО) коэффициентов извлечения нефти, газа, конденсата или содержащихся в них компонентов, которое оформляется в виде отдельного тома.

1.5. Материалы подсчета запасов представляются в ГКЗ РК в трех полных экземплярах (отчета). Кроме того, дополнительно представляются в двух экземплярах: текст отчета, ТЭО коэффициентов извлечения углеводородов и геологическая графика. К материалам подсчета прилагаются авторская справка объемом не более 10 стр. об особенностях геологического строения месторождения, проведенных геолого-разведочных работах, результатах подсчета запасов и справка об основных положениях ТЭО коэффициентов извлечения нефти, конденсата и содержащихся в них компонентов (4-5 стр). Справки составляются по установленной ГКЗ РК форме и представляются в пяти экземплярах.

1.6. По получении материалов подсчета запасов ГКЗ РК заключает договор с организацией, представившей эти материалы, и рассматривает их в соответствии с условиями договора.

1.7. Решения ГКЗ РК по рассмотрению материалов подсчета запасов и ТЭО коэффициентов извлечения нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов оформляются протоколами. Копии протокола ГКЗ РК направляются организациям по списку, утвержденному ГКЗ РК.

1.8. После утверждения запасов полные комплекты материалов подсчета (по одному экземпляру) направляются в Республиканский и Территориальный геологические фонды. В случае отказа в утверждении запасов все материалы возвращаются представившей их организации вместе с протоколом ГКЗ РК и экспертными заключениями.

2. СОДЕРЖАНИЕ МАТЕРИАЛОВ

2.1. Материалы подсчета запасов должны быть официально заверены недропользователем и содержать все данные, позволяющих провести проверку подсчета без личного участия авторов.

2.2. Материалы подсчета запасов включают: текстовую часть, ТЭО коэффициентов извлечения нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, текстовые, табличные и графические приложения и документацию геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических работ и исследования скважин, данные разработки и другие исходные сведения, необходимые для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений нефти и газа.

2.3. Текстовая часть должна содержать сведения о геологическом строении месторождения, результаты проведенных на нем поисковых, разведочных и эксплуатационных работ и другие материалы, обосновывающие подсчет запасов, оценку подготовленности месторождения для промышленного освоения, предложения по намечаемой или изменению по осуществляемой системе разработки, а также оценку перспектив месторождения в целом. По месторождениям, запасы которых утверждались ГКЗ РК ранее, должен быть проведен детальный анализ изменений запасов и параметров подсчета по сравнению с ранее утвержденными.

Объем текстовой части не должен превышать 250 страниц. Табличный материал, включаемый в текст, должен иметь обобщающий характер; вспомогательный материал, на основании которого сделаны обобщения и выводы, помещается в табличные приложения. Иллюстрирующий материал (карты, схемы, графики, рисунки) дается в тексте лишь в случае, если необходимы пояснения к принципиальным положениям отчета.

2.4. ТЭО коэффициентов извлечения нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов должно содержать расчеты коэффициентов извлечения, выполненные по методике, апробированной для данного района, повариантные

- физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по керну;
- состав и свойства нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их компонентов;
- гидрогеологические условия;
- сведения о разработке месторождения;
- обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов;
- сопоставление подсчитанных запасов с числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых РК и с ранее утвержденными;
- мероприятия по охране окружающей среды;
- эффективность геологоразведочных работ;
- заключение;
- список использованной литературы.

3.2. Объем каждого из перечисленных разделов и полнота изложения отдельных положений определяются авторами в зависимости от сложности геологического строения месторождения, а также результатов проведенных геологоразведочных, научно-исследовательских работ и данных разработки. В каждом разделе имеются краткие выводы о полноте полученных данных и степени изученности вопроса.

3.3. При повторном представлении материалов подсчета запасов дается подробное изложение методики и объемы дополнительно проведенных работ, их качества, эффективности и результатов, обоснование изменений, внесенных в представления полученные ранее при геолого-промышленной оценке месторождения. 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" и "Качество и эффективность геологоразведочных работ" исключаются.

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

3.4. Введение

3.4.1. Время открытия месторождения и сроки проведения геологоразведочных работ. Задачи проведенных на месторождении геологоразведочных работ.

3.4.2. Даты и номера протоколов предыдущих утверждений запасов ГКЗ РК, а

при отказе в утверждении - причины возврата материалов. Утвержденные запасы (по группам и категориям), цифры добычи нефти, конденсата и газа на дату предыдущего подсчета, обоснование причин подсчета.

3.4.3. Сведения о выполнении рекомендаций, данных при предыдущем рассмотрении материалов.

3.5. Общие сведения о месторождении

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

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

3.5.3. 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 (залёжи).

3.6. Геологическое строение района и месторождения

3.6.1. Краткие сведения о геологическом строении района. Положение месторождения в общей геологической структуре района. Принятая стратиграфическая схема. Краткое описание комплекса отложений, слагающих разрез месторождения, с указанием возраста, пространственного распространения стратиграфических единиц, их толщины и выдержанности.

Иллюстрируются сводным (нормальным) геолого-геофизическим разрезом месторождения и таблицей стратиграфических отбивок.

3.6.2. 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.

3.6.3. Подтверждаемость структурных построений фактическими данными полевых геофизических исследований, структурного бурения, материалами, полученными в процессе разведки, а для разрабатываемых месторождений - и материалами разработки.

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

3.6.5. Для разрабатываемых месторождений, представления о геологическом строении которых не претерпели изменений, допускается приводить краткую геологическую характеристику со ссылкой на отчет, где эти сведения были приведены более полно.

Разделы 3.6.2-3.6.6. иллюстрируются геологическими профилями и структурными картами по различным реперным поверхностям.

3.7. Геологоразведочные работы

3.7.1. Объем и результаты полевых геофизических исследований. Комплекс применяемых методов работ и методика их исполнения, результаты интерпретации полученных данных. Объем и результаты структурно-картировочного бурения.

3.7.2. Сведения о проекте на проведение геологоразведочных работ. Обоснование системы разведки месторождения: количества этажей и порядка их разбуривания, числа и способов размещения скважин на разных этапах, расстояний между скважинами; числа скважин в контуре нефтегазоносности; проектных нагрузок на скважины по отбору керна по всему разрезу и по продуктивным пластам, комплекса способов опробования пластов. Целевое назначение пробуренных скважин, их конструкция, технология бурения, глубина и техническое состояние. Данные о выносе керна по скважинам по всему разрезу и отдельно по продуктивным пластам; освещенность керном нефтегазонасыщенных интервалов.

3.7.3. 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 запасов, анализ соответствия ранее принятой методики геологоразведочных работ и системы размещения разведочных скважин геологическому строению месторождения.

Разделы 3.7.1 - 3.7.3. сопровождаются таблицами технического состояния скважин и освещенности разрезов скважин отобранным керном, структурными картами, послужившими основой для проведения поисковых и разведочных работ на изучаемом объекте, картой фонда пробуренных скважин.

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

Раздел сопровождается таблицами объемов и результатов опробования по скважинам и объектам.

3.7.5. Объем и результаты опробования скважин в процессе бурения пластоиспытателями на трубах и на кабеле. Раздел сопровождается таблицами сравнения результатов опробования в процессе бурения с результатами опробования в обсаженной скважине.

3.7.6. Результаты пробной и опытно-промышленной эксплуатации: количество скважин; время работы каждой скважины; количество добытой нефти, газа, конденсата и воды по каждой скважине и залежи; изменение депрессий, дебитов нефти, газа, конденсата и воды; поведение пластовых давлений, результаты обработки призабойных зон с целью интенсификации притока; и другие дополнительные сведения. Раздел сопровождается соответствующими графиками, схемами и таблицами.

3.7.7. Опытно-промышленные работы в процессе разведки и разработки месторождения: цель, технология проведения, сроки и результаты работ. Раздел сопровождается соответствующими графиками, схемами и таблицами.

3.7.8. Анализ качества проведенных работ и подготовленности месторождения к следующему этапу освоения. Точность полевых геофизических исследований, послуживших основанием для постановки поисково-разведочного бурения и оценка степени соответствия их результатов данным разведочного бурения; степень использования керна для обоснования подсчетных параметров. Соотношение количества пробуренных скважин к количеству ликвидированных, оказавшихся за пределами залежей. Изученность залежей по высоте и площади опробованием, анализами керна и пластовых флюидов.

3.8. Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных

3.8.1. Объем проведенных ГИС. Комплекс применявшихся методов и его обоснование, число скважин, исследованных различными методами, перечень методов исследований, выполненных по каждому продуктивному пласту, и их эффективность. Техника проведенных работ (типы и размеры зондов, масштабы и скорость каротажа, физические свойства промывочной жидкости и др.), их качество и результаты. Степень использования новейших геофизических методов и а п п а р а т у р ы .

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

3.8.2. Методика интерпретации: принципы и критерии, положенные в основу выделения реперов, коллекторов и продуктивных пластов, определения эффективной толщины пластов, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, вытеснения, глинистости и проницаемости, определения положения разделов нефть-вода, нефть-газ и газ-вода, обоснование представительности 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, исследованию скважин и т.д.

3.8.3. Для разрабатываемых месторождений, запасы которых ранее утверждались, необходимо сопоставление результатов геофизических исследований скважин в предыдущем и новом подсчетах, а в случае изменений - 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, приводятся со ссылками на отчет, где они о б о с н о в ы в а ю т с я .

Раздел 3.8 сопровождается планшетами по скважинам в масштабе 1:200 с нанесением всех методов выполненных ГИС, выделенных эффективных толщин, положений водо-нефтяных, газо-нефтяных и газо-водяных контактов в

абсолютных отметках, керновой информации о фильтрационно-емкостных свойствах пород и другой необходимой информации. При необходимости представляются дополнительные графические приложения.

3.9. Нефтегазоносность

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

3.9.2. Геолого-промысловая модель месторождения:

- обоснование строения природного резервуара каждой залежи (поведение 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, подгазовой, 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 добывных возможностей залежей; термобарическая характеристика продуктивного разреза;

- по разрабатываемым месторождениям раздел дополняется сведениями о структуре запасов по объектам разработки с выделением трудноизвлекаемых запасов.

3.9.3. По возможности оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата в отложениях нескрытой 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 3.9 сопровождается геолого-литологическими разрезами, схемой обоснования контактов нефть-вода, газ-вода, газ-нефть и другой графической информацией.

3.10. Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов по керну

3.10.1. 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.

3.10.2. Обоснование нижних пределов значений открытой пористости и проницаемости по керну, определение типа коллектора.

3.10.3. Петрофизические исследования для обеспечения интерпретации данных ГИС и обоснования подсчетных параметров. Комплекс и методика исследований, полученные зависимости.

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

Для разрабатываемых месторождений при повторном подсчете запасов подробная характеристика физико-литологических свойств дается только для новых продуктивных пластов. По ранее изученным пластам приводятся краткие сведения, дополненные данными последующих исследований. Параметры коллекторов, оставшиеся без изменений, приводятся со ссылкой на соответствующий отчет.

3.10.5. Характеристика литологических свойств и петрофизических зависимостей пород-покрышек: вещественный состав, пористость, давление прорыва и др.

Раздел 3.10 сопровождается описанием керна, таблицами анализов керна и соответствующими графическими приложениями.

3.11. Состав и свойства нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их компонентов

3.11.1. Методика и условия отбора глубинных проб - глубина отбора, пластовое давление, пластовая температура. Число и качество глубинных и отобранных на поверхности проб по продуктивным пластам. Методы исследования и проводившая их организация. Обоснование полноты

изученности состава нефти и газа по каждому пласту (залежи), площади и разрезу.

3.11.2. Физико-химическая характеристика 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.

3.11.3. Товарная характеристика нефти, конденсата и газа. Вывод об отнесении нефти, газа и конденсата к соответствующим группам государственных стандартов.

3.12. Гидрогеологические условия

3.12.1. Объем, содержание и методика гидрогеологических исследований и наблюдений. Водоносные интервалы, опробованные в колонне, в открытом стволе пластоиспытателем и выделенные по материалам ГИС. Количество водоносных объектов, отобранных по ним проб воды и растворенного в ней газа, данные анализов этих проб. Кривые восстановления устьевых давлений, статического и динамического уровней, температуры, дебита и т.д. При большом объеме данных они оформляются в виде таблиц. Оценка полноты и качества проведенных работ.

3.12.2. Характеристика водоносных горизонтов: глубина их залегания, 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.

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

3.12.4. Характеристика законтурной зоны продуктивных горизонтов по данным разведки: к какому комплексу принадлежит горизонт, химический и газовый состав вод, температура и пластовое давление на уровне водонефтяного

или газовой воды (рекомендуется использование пьезометрических наблюдений). Возможный режим дренирования залежи.

3.12.5. Заключение о возможности использования подземных вод в теплоэнергетических, бальнеологических и мелиоративных целях, для питьевого и технического водоснабжения.

3.12.6. При наличии результатов специальных исследований, проведенных сторонними организациями, в разделе должны быть приведены краткие выводы по данным этих исследований и освещена степень их использования при изучении гидрогеологических и геокриологических особенностей месторождения.

3.12.7. Для разрабатываемых месторождений приводятся краткие сведения о дополнительных результатах исследований в скважинах, пробуренных после предыдущего рассмотрения материалов и дается сопоставление этих новых данных с ранее представлявшимися. При расхождении результатов необходим анализ причин расхождения.

3.13 Сведения о разработке месторождения

3.13.1 При вводе в опытную эксплуатацию отдельных разведочных или опережающих эксплуатацию скважин до окончания разведки месторождения приводятся следующие данные: 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 даются результаты отбора газа с учетом потерь, начальные и текущие пластовые давления и другие данные, необходимые для подсчета запасов газа методом падения давления.

3.13.2. По разрабатываемым месторождениям приводятся: проектная и фактическая годовая добыча по разрабатываемым пластам нефти или газа, суммарная добыча за время разработки нефти, газа, конденсата и воды и их использование; сведения о фактическом извлечении содержащихся в них компонентов при добыче и переработке сырья, анализ результатов разработки каждой залежи и характеристика системы разработки; изменения депрессий и дебитов нефти, газа, конденсата и воды с начала разработки по дату подсчета запасов, изменения пластового давления и газосодержания, степени

обводненности извлекаемой из недр продукции; количество закачиваемой воды; депрессии на пласт, взаимовлияние скважин; методы интенсификации добычи нефти, газа и конденсата и их эффективность, методы повышения степени извлечения нефти, газа и конденсата из недр, текущие коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата; результаты замеров уровней жидкости в пьезометрических скважинах.

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

3.14.1. Обоснование выделения категорий запасов по каждому объекту подсчета .

3.14.2. Обоснование принятого метода подсчета запасов особенностями геологического строения месторождения и степенью его изученности.

3.14.3. 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.

3.14.4. Обоснование принятых принципов оконтуривания залежей и подсчетных блоков: по линиям скважин, методами экстраполяции и интерполяции .

3.14.5. В случаях применения метода аналогии приводятся исходные данные, подтверждающие правильность выбора параметров подсчета по аналогам (месторождениям, залежам) и дается обоснование возможности переноса данных на оцениваемое месторождение (залежь).

3.14.6. При подсчете запасов нефти объемным методом по объектам подсчета обосновываются и рассчитываются площадь нефтеносности (в соответствии с принятыми положениями водонефтяного или газонефтяного контакта, линии выклинивания или замещения пород - 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

м е т о д а м и .

3.14.7. При подсчете запасов газа объемным методом по объектам подсчета обосновываются и рассчитываются площадь газоносности в соответствии с принятыми положениями газоводяных и газонефтяных контактов, линий выклинивания или замещения пород - 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 .

Разделы 3.14.1 - 3.14.7. сопровождаются подсчетными планами по каждому подсчетному объекту в масштабах от 1:5000 до 1:50000, обеспечивающим необходимую точность замеров площадей. Эти планы составляются на основе структурной карты по кровле продуктивных пластов-коллекторов или же хорошо прослеживаемому ближайшему реперу. Показываются внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, границы категорий запасов, все пробуренные на дату подсчета запасы скважины с нанесением устьев скважин и точек пересечения или кровли соответствующего объекта подсчета.

Указываются результаты опробования интервалов в каротажных и абсолютных отметках; приводятся результаты пробной и опытно-промышленной эксплуатации .

По разрабатываемым месторождениям с большим количеством эксплуатационных скважин, сопровождающая подсчетный план информация может представляться на отдельных приложениях.

3.14.8. При подсчете запасов газа методом падения давления по разрабатываемым месторождениям газа проводится обоснование достоверности использования замеров исходных промысловых данных, обосновываются и рассчитываются начальное и текущее положение газоводяного контакта; начальное пластовое давление и температура; изменение во времени пластовых и устьевых давлений; газогидродинамическая связь залежей месторождения; степень дренируемости отдельных частей залежи; режим работы залежи и отдельных ее частей; динамика вторжения пластовой воды; потери или перетоки газа; величина отбора газа, конденсата и воды по скважинам и залежи.

3.14.9. При подсчете запасов нефти и газа по разрабатываемым месторождениям методом материального баланса обосновывается 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 закачанной 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 коэффициент пластовой воды, коэффициент сжимаемости пород-коллекторов; отношение объема газовой шапки к объему нефтенасыщенной части залежи (для нефтегазовых залежей).

3.14.10. Оценка уровня разведанности и точности подсчета запасов.

3.14.11. Посчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов производится отдельно для нефтяной, газовой, газонефтяной, газонефтеводяной, водонефтяной зонам для каждого объекта подсчета и месторождения в целом с обязательной оценкой перспектив всего месторождения.

3.14.12. Запасы содержащихся в нефти, газе и конденсате попутных компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются в границах подсчета запасов нефти и газа.

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

3.14.14. Запасы нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются в тысячах тонн, газа в миллионах кубических метров; гелия и аргона - в тысячах кубических метров.

3.14.15. Параметры и результаты подсчета запасов даются в табличной форме (приложение 1).

3.15. Сопоставление подсчитанных запасов с числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых РК и с ранее утвержденными

3.15.1. При подсчете запасов проводится сопоставление подсчитанных запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов с запасами, числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых РК, с указанием причин расхождений.

3.15.2. При повторном подсчете проводится сопоставление вновь

подсчитанных запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов с запасами, числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых РК и ранее утвержденными ГКЗ РК, с указанием причин расхождений.

3.15.3. Сопоставление проводится по каждой залежи и по месторождению в целом.

3.16. Мероприятия по охране окружающей среды в процессе поисково-разведочных работ

3.17. Эффективность геологоразведочных работ

3.17.1. Общие денежные затраты на поиски, разведку и исследовательские работы на месторождении. Затраты по основным видам работ: на геологическую съемку, полевые геофизические работы, структурное, параметрическое, поисковое и разведочное бурение, гидрогеологические, геофизические, лабораторные, научные и другие исследования, строительство временных зданий и сооружений, камеральные работы. Количество и стоимость поисковых и разведочных скважин, передаваемых на баланс нефтегазодобывающей организации, а также ликвидированных по геологическим и техническим причинам.

3.17.2. Запасы нефти и газа, приходящиеся на одну скважину и на один метр проходки. Фактические затраты на один метр проходки, одну тонну балансовых и извлекаемых запасов нефти и 1000 м запасов газа категории С1, определенные по общим затратам на поиски и разведку месторождения. Сопоставление затрат, приходящихся на подготовку единицы разведанных запасов данного месторождения, с соответствующими затратами на аналогичных месторождениях и со средними по экономическому району.

3.18. Заключение

3.18.1. 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 РК и подсчитанных в отчете.

3.18.2. Рекомендации авторов и проектной организации по наиболее рациональному способу разработки месторождения.

3.18.3. Оценка общих перспектив месторождения.

3.19. Список использованной литературы

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

4.1. ТЭО коэффициентов извлечения нефти (КИН), газа (КИГ) и конденсата (КИК) дается по каждой залежи и в среднем по месторождению.

4.2. При составлении ТЭО коэффициентов извлечения учитывается необходимость наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата из недр при оптимальном режиме разработки залежки до предела экономической рентабельности с применением апробированных для данных конкретных условий технологий и техники добычи и соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

4.3. Расчеты коэффициентов извлечения проводятся на геологических запасах для разведанных месторождений категорий С1+С2, а для разрабатываемых - категорий А + В + С 1 + С 2 .

4.4. ТЭО коэффициентов извлечения проводится по результатам технологических и технико-экономических расчетов нескольких вариантов системы разработки.

4.5. Текст ТЭО должен содержать:

- краткую характеристику геологического строения;
- физические параметры продуктивных пластов и их неоднородность;
- 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 .

Рекомендуемые таблицы к ТЭО коэффициентов извлечения приведены в

п р и л о ж е н и и

2 .

Некоторые основные единицы измерений, употребляемые при подсчете запасов, приведены в приложении 3.

Соотношение определений "запасов" и "ресурсов", используемых в Республике Казахстан и США, приведены в приложении 4.

Приложение 1

ПАРАМЕТРЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Техническое состояние скважин

Таблица 1

N ! N ! Категория ! Сроки бурения ! Глубина скважин ! Горизонт
п/п ! скв. ! !-----!-----!-----
! ! ! начало ! окончан. ! проект. ! фактич. ! проект. ! фактич.

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9

Продолжение таблицы

Конструкция ! Высота ! Стоимость ! Состояние
скважины, мм/м ! подъема ! фактически ! скважин
! цемента ! тыс.руб. !

10 ! 11 ! 12 ! 13

Результаты опробования скважин

Таблица 2

N ! Дата ! Интервал ! Горизонт ! Искусств. ! Диаметр и ! Способ
скв. ! (начало и ! опробован. ! ! забой, м ! глубина ! вскрыт.
! конец ! и испытания ! ! ! спуска НТК, ! горизонта
! испыт.) ! ! ! ! м !

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7

Продолжение таблицы

Способ !D штуцера,!Фактическ.! Давление, атм
 опробов. !D шайб, !время !-----
 горизонта!мм !работы !пластовое!забойное!затрубное!трубное
 ! !штуц.в час! ! ! !

 8 ! 9 ! 10 ! 11 ! 12 ! 13 ! 14

Продолжение таблицы

 Депрессия! Дебит !Среднеди- !Прирост!Статическ!Коэффициент
 !-----!намический! !уровень !продуктивн.
 !газа,!нефти,!воды,!уровень, м! ! !м3/ат
 !м3/с! м3/с !м3/с ! ! ! !

 15 ! 16 ! 17 ! 18 ! 19 ! 20 ! 21 ! 22

Продолжение таблицы

 Газовый фактор ! Пластовая ! Примечание
 ! температура !
 ! о С !

 23 ! 24 ! 25

Химический состав и физические свойства пластовых вод
 Таблица 3

 N !Интервал!Продуктивный!Дата !Удельный!Соленость!Компон-ный
 скв.!отбора !горизонт !отбора!вес, !Be !состав: мг/л,
 !проб, м ! ! !г/см ! !мг-экв/л,
 ! ! ! ! ! !%-экв.
 ! ! ! ! ! !-----
 ! ! ! ! ! ! -! 2-! -!2+
 ! ! ! ! ! !HCO3!SO4 !Cl!Ca

 1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9 ! 10

Продолжение таблицы

Компон-ный !Минерализация!Класс по!Коэф.!Тип по!рН!Общая !Вязкость
 состав: мг/л,!г/л !Пальмеру!мета-!Сулину! !жест- !сст
 мг-экв/л, ! ! !мор- ! ! !кость !
 %-экв. ! ! !физа-! ! !мг-экв/!
 -----! ! !ции ! ! !л !
 2+ !+ + ! ! ! ! ! ! !
 Mg ! Na+K ! ! ! ! ! ! !

11 ! 12 ! 13 ! 14 ! 15 ! 16 ! 17 ! 18 ! 19

Результаты анализов керна
 Таблица 4

N ! N !Интервал!Описание!Гори-!Уд.вес !Уд.вес !Пористость!Насыщен-
 п/п!скв!отбора !образцов!зонт !породы,!зерен !доли ед. !ность %
 ! ! ! ! !г/см3 !пород, !-----!-----
 ! ! ! ! ! !г/см3 !Кп !Кп !неф-!во-
 ! ! ! ! ! ! !откр!полн.!тью !дой

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9 ! 10 ! 11

Продолжение таблицы

Фракционный состав, % !Карбонат-!Газопр-!Органи-!Примечания
 -----!ность % !ницае- !зация !
 более!1.0-!0.4-!0.20-!0.1-!0.1! !мость ! !
 1 мм !0.4 !0.20!0.1 !0.01! ! ! -15 ! !
 ! ! ! ! ! ! !10 м3! !

12 ! 13 ! 14 ! 15 ! 16 ! 17 ! 18 ! 19 ! 20 ! 21

Физико-химические свойства нефти
 Таблица 5

N !Интервал!Плотность,!Кинематическая вязкость,сст!Температура, С
 скв!перфора-!г/см3 !-----!-----
 !ции, м ! !20oC!30oC!40oC!50oC!100oC !вспышки!застыва-
 ! ! ! ! ! ! ! ! !ния

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9 ! 10

Продолжение таблицы

Групповой углеводородный состав, %

парафин ! сера ! вода по ! метано- ! ароматич. ! смолы ! асфальтены ! мех. примеси
! ! ДС ! нафте- ! ! сили- ! !
! ! ! новые ! ! кагель ! !

11 ! 12 ! 13 ! 14 ! 15 ! 16 ! 17 ! 18

Продолжение таблицы

Золь- ! Коксусе- ! Молекулярный ! Фракционный состав ! Дата
ность ! мость ! вес ! по Энглеру, % ! отбора
! ! ! -----!
! ! ! н.к. ! 100оС ! 150оС ! 200оС ! 250оС ! 300оС !

19 ! 20 ! 21 ! 22 ! 23 ! 24 ! 25 ! 26 ! 27 ! 28

Анализы газа

Таблица 6

N ! Интервал ! Горизонты ! Теплотворность ! Метан ! Этан ! Пропан ! Изобутан
скв ! перфора- ! ! ----- ! % вес ! % вес ! % вес ! % вес
! ции ! ! низшая ! высшая ! ! ! !
! ! ! ккал/м3 ! ккал/м3 ! ! ! !

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9

Продолжение таблицы

Гелий ! Углекис- ! Азот ! Плотность ! Удельный ! Кисло- ! Бутан ! Окись ! Пен- ! Водо-
% вес ! кислый ! % вес ! кг/м3 ! вес по ! род ! % вес ! угле- ! тан ! род
! газ ! ! ! отноше- ! % вес ! ! рода ! % вес ! % вес
! ! ! ! нию к ! ! ! % вес ! !
! ! ! ! воздуху ! ! ! ! !

10 ! 11 ! 12 ! 13 ! 14 ! 15 ! 16 ! 17 ! 18 ! 19

Характеристика свободного газа
Таблица 7

Пласт! N ! Условия! Интервал ! Пластовое! Пластовая! Приведен.! Приведен.
! скв! отбора ! опробова-! давление ! температу! давление ! темп-ра
! ! проб ! я ! ! ра ! на ..., ! на ...,
! ! !-----!-----!-----! МПа ! оС
! ! ! абс.отм.,! крит.давл! крит.тем-! !
! ! ! м ! МПа ! ра, оС ! !

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8

Продолжение таблицы

Коэфф. ! Поправки ! Объемы! Плотность! Содержание, % мол.
сжимаемости!-----!коэф.,! абс.г/см3! (г/см3)
доли,ед. ! на ! на темпе-! доли !-----!-----
! отклонение! ратуру ! ед. ! относи- ! Метана! Этана! Пропана
! от закона ! ! ! тельная ! ! !
! Бойля-Мари! ! ! ! ! !
! отта ! ! ! ! ! !

9 ! 10 ! 11 ! 12 ! 13 ! 14 ! 15 ! 16

Продолжение таблицы

Содержание, % мол. (г/см3) ! При-
-----! ме-
Бутанов! Пентан+! Серово-! Гелия! Аргона! Углекис-! Азота! Пара-! Других! ча-
! высшие ! ворода ! ! ! лого ! ! фина ! полез-! ние
! ! ! ! ! газа ! ! ! ных !
! ! ! ! ! ! ! ! ископа!
! ! ! ! ! ! ! ! емых !
! ! ! ! ! ! ! ! ! (ука- !
! ! ! ! ! ! ! ! ! зать !
! ! ! ! ! ! ! ! ! каких)!

17 ! 18 ! 19 ! 20 ! 21 ! 22 ! 23 ! 24 ! 25 ! 26

Характеристика стабильного конденсата
Таблица 8

Пласт! N !Интервал! Пробы !Плотность!Пластовое!Пластовая!Относи-
!скв!опробы- !-----!конденса-!давление !темпера- !тельная
! !вания, м!глу- !число!та, г/см3!(Р_о),МПа !тура(Т), !плот-
! !бина !проб ! ! !оС !ность
! ! !отбо-! ! ! ! !для С5+
! ! !ра,м ! ! ! ! !высшие

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9

Продолжение таблицы

Содержание, масс. % !Молекулярная!Коэффициент!Давление начала
-----!масса для !сжимаемости!конденсации в пласте
Пара-!Серы!Воды!Других !С5 + высшие !газа, доли !(Р_{нк}), МПа
фина ! ! !полезных! !ед. !
! ! !ископае-! ! !
! ! !мых (ука! ! !
! ! !затъ ка-! ! !
! ! !ких) ! ! !

10 ! 11 ! 12 ! 13 ! 14 ! 15 ! 16

Продолжение таблицы

Содержание конденсата,!Давление максимальной!Групповой !Примечание
г/м3 стаб. /сырой !конденсации (Р_{мк}),МПа!состав !
! !конденсата !

17 ! 18 ! 19 ! 20

Сведения о разработке или пробной эксплуатации
месторождения (залежи)

Таблица 9

Площадь!Дата !Диаметр !Ртр,!Рзтр,!Рпл,!Рзаб,!Qн, !Qг !Qв !%
/пар. !иссле-!штуцера,!атм !атм !атм !атм !м3/с!м3/с!м3/с!обвод-
N скв !дова- !мм ! ! ! ! ! ! ! ! ! !ненно-
!ния ! ! ! ! ! ! ! ! ! !сти

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9 ! 10 ! 11

Продолжение таблицы

Исслед. !Примечание
герметичности, оС!

12 ! 13

Таблица принятых в подсчет величин
пористости и насыщения

Таблица 10

Гори-!Пласт!Блок!N ! ГАЗ ! НЕФТЬ
зонт ! ! !скв.!-----!
! ! ! !Нэф.!Кп ср.взв.!Кнг !Нэф !Кп ср.взв.!Кнг ср.
! ! ! ! ! !ср.взв! ! !взв.

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9 ! 10

Сводная таблица подсчета запасов нефти
и растворенного газа в нефти

Таблица 11

Гори-!Блок!Зона!Кате-!Площадь!Средне- !Объем !Коэффициенты, доли ед.
зонт ! ! !гория!продук-!взвешен- !продук-!
! ! ! !тивно- !ная !тивных !открытой!нефте-!пере-
! ! ! !сти,тм2!эффектив-!пород, !пористо-!насы- !счет-
! ! ! ! !ная тол- !тм3 !сти !щенко-!ный
! ! ! ! !щина, м ! ! !сти !

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9 ! 10

Продолжение таблицы

 Плотность!Геологические!Коэффициент!Извлекаемые!Газосо!Балан- !Извле-
 нефти, !запасы нефти,!извлечения !запасы !держа-!совые !каемые
 г/см3 !т.т. !нефти, доли!нефти, т.т.!ние, !запасы !запасы
 ! !ед. ! !м3/т !раство-!раст-
 ! ! ! ! !ренно- !ворен-
 ! ! ! ! !го га- !ного
 ! ! ! ! !за,млн.!газа,
 ! ! ! ! !м3 !млн.м3

11 ! 12 ! 13 ! 14 ! 15 ! 16 ! 17

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Таблица 12

 Возраст!Категория!Поле !Площадь !Средневз-!Объем! Коэффициенты
 !запасов !подсчета!газонас-!вешенная !газо-!-----
 ! ! !ности, !эффект. !насы-!пористо-!газона-
 ! ! !тыс.м2 !газонасыщ!щен- !сти !сыщен.
 ! ! ! !енная !ных ! !
 ! ! ! !толщ.,м !пород! !
 ! ! ! ! !тысм3! !

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8

Продолжение таблицы

 Пластовое давление,!Поправка за откл.!Поправка за!Коэффиц.!Начальн.
 МПа !от закона Бойля- !температуру!перевода!геологич.
 -----!Мариотта ! !тех.атм.!запасы
 началь- !конечное !-----! !в физ. !пласт.
 ное ! !началь-!конечное ! ! !газа, млн.
 ! !ное ! ! ! !м3

9 ! 10 ! 11 ! 12 ! 13 ! 14 ! 15

Продолжение таблицы

 Потенц.!Начальн.!Коэффи-!Начальн.!Добыча !Остаточн.!Остаточ.!Начальные

содерж. !геолог. !циент !извлек. !конден-!геологич. !извлека-!геологич.
 стабил. !запасы !извлече!запасы !сата, !запасы !емые !запасы
 конден. !конденс. !ния !конденс. !тыс.т !конденса-!запасы !сухого
 г/м3 !тыс.т !конден-!тыс.т ! !та, тыс.т!конденса!газа,
 ! !сата ! ! ! !та,тыс.т!млн.м3

 16 ! 17 ! 18 ! 19 ! 20 ! 21 ! 22 ! 23

Продолжение таблицы

 Добыча газа, !Остаточные геологические
 млн.м3 !запасы сухого газа,
 !млн.м3

24 ! 25

Приложение 2
 ТАБЛИЦЫ К ТЭО КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ
 Характеристика толщины пластов
 Таблица 1

 Толщина !Наименование ! Зона пласта !По пласту
 ! !-----!в целом
 ! !нефтя-!водоне-!газо-!газоне-!газо-!
 ! !ная !фтяная !вая !фтяная !нефте!
 ! ! ! ! ! !вода-!
 ! ! ! ! ! !ная !

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8

Общая Среднее значение,
 м
 Коэффициент
 вариации, доли ед.
 Интервал
 изменения, м

Нефте- Средневзвешенное
 насыщен-значение, м

ная Коэффициент
вариации, доли ед.
Интервал
изменения, м

Газона- Средневзвешенное
сыщен- значение, м
ная Коэффициент
вариации, доли ед.
Интервал
изменения, м

Эффек- Среднее
тивная значение, м
Коэффициент
вариации, доли ед.
Интервал
изменения, м

Непрони- Среднее
цаемых значение, м
разделов Коэффициент
вариации, доли ед.
Интервал
изменения, м

Статистические показатели характеристик
неоднородности пласта (горизонта)

Таблица 2

Пласт	Кол-во скважин	Коэффициент песчанистости, доли ед.	Коэффициент расчлененности, доли ед.	Характеристика прерывистости	Другие коэффициенты
1	2	3	4	5	6
7	8	9	10		

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5 ! 6 ! 7 ! 8 ! 9 ! 10

Характеристика коллекторских свойств
и нефтегазонасыщенности пласта

Таблица 3

Вид исследований!	!Наименование !						Параметры					
!	!Проница-						!Коэффициент!Коэффициент!Коэффициент					
!	!емость, !открытой !начальн. !начальной											
!	!мкм ² !пористос-!нефтенасы!газонасыщен.											
!	!ти, доли !щенности,!доли ед.											
!	!ед. !доли ед. !											

1	!	2	!	3	!	4	!	5	!	6
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Лабораторные Количество

(керна) скважин

Количество

определений

Среднее

значение

Коэффициент

вариации,

доли ед.

Интервал

изменения

Геофизические Количество

скважин

Количество

определений

Среднее

значение

Коэффициент

вариации,

доли ед.

Интервал

изменения

Гидродинами- Количество

ческие скважин
Количество
определений
Среднее
значение
Коэффициент
вариации,
доли ед.
Интервал
изменения

Основные показатели состояния разработки
на дату расчета КИН

Таблица 4

Показатели ! Пласты (эксплуатационные объекты)!По
!-----!месторожде-
! 1 ! 2 ! ... !нию

1 ! 2 ! 3 ! 4 ! 5

Накопленная добыча
нефти, тыс.т

Добыча жидкости в
пластовых условиях,
тыс.м³

Обводненность продукции
скважины (по массе),%

Среднесуточный дебит

1 скважины, т/сут:

по нефти

по жидкости

Темп отбора нефти от
начальных балансовых
запасов, %

Накопленная закачка,
тыс.м³

Компенсация отбора
закачкой, %

текущая
накопленная
Средняя приемистость
1 нагнетательной
скважины, м³/сут
Забойное давление в
добывающих скважинах,
МПа
Давление нагнетания,
МПа

Исходные геолого-физические характеристики
эксплуатационных объектов
Таблица 5

Параметры	!	Объекты
-----------	---	---------

	!-----	
--	--------	--

	! 1 ! 2 ! ... !	
--	-----------------	--

1	!	2	!	3	!	4	!	5
---	---	---	---	---	---	---	---	---

Средняя глубина залегания, м
Тип залежи
Тип коллектора
Площадь нефтеносности, тыс.м²
Площадь газоносности, тыс.м²
Средняя общая толщина, м
Средняя газонасыщенная толщина, м
Средняя нефтенасыщенная толщина, м
Пористость, доли ед.
Средняя насыщенность нефтью (газом),
доли ед.
Проницаемость, мкм²
Коэффициент песчанистости, доли ед.
Коэффициент расчлененности, доли ед.
Пластовая температура, оС
Пластовое давление, МПа
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа.с
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м³

Объемный коэффициент нефти, доли ед.
Содержание в нефти (газе), %
 серы
 парафина
Давление насыщения нефти газом, МПа
Газосодержание нефти, м3/т
Содержание стабильного конденсата, г/м3
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа.с
Плотность воды в пластовых условиях, т/м3
Средняя продуктивность, 10 м3 (сут.МПа)
Средняя приемистость, 10 м3 (сут.МПа)
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т
(утвержденные ГКЗ РК или находящиеся на
Государственном балансе полезных
ископаемых РК) в том числе по категории
С1,С2
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т
(утвержденные ГКЗ РК или находящиеся на
Государственном балансе полезных
ископаемых РК)*, в том числе по категории
С1,С2
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.*
в том числе по запасам категории С1,С2
Начальные балансовые запасы свободного
газа, млн.м3 (утвержденные ГКЗ РК или на
Государственном балансе полезных
ископаемых РК)*, в том числе по категории
С1,С2
Начальные балансовые запасы конденсата,
тыс.т
Коэффициент извлечения конденсата,
доли ед.

Примечание. Для месторождений, запасы которых утверждаются повторно.

Нормативы капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Наименование	! Единица	! Значение
	! измерения !	

Капитальные вложения

Стоимость бурения скважин	тыс.тг/скв
Удельные капвложения в нефтепромысловое строительство	тыс.тг/скв.
Внешние коммуникации	тыс.тг
Эксплуатационные расходы	
Сбор и транспорт нефти	тг/т.жид.
Механизованная добыча нефти	тг/т.жид.
Подготовка нефти	тг/т.жид.
Амортизационное отчисление на реновацию	%
Обслуживание скважин	тыс.тг/скв.
Цена реализации нефти	тг/т
Рентная плата	% от реализ.
Экспортная пошлина	% от реализ.
Транспортные расходы	тг/т
Отчисления на ГРР	% от реализ.

Нормативы капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Таблица 7

N! п/п!	Наименование	! Единица	! Значение
	! измерения !		

1. Стоимость бурения скважины тыс.тенге/скв
2. Удельные капвложения в тыс.тенге/скв
оборудование, не входящие в смету
строек нефтедобычи
3. Удельные капвложения в сбор и тыс.тенге/скв
транспорт нефти
4. Удельные капвложения в тыс.тенге/скв
автоматизацию технологических
процессов:
5. - водоснабжение промобъектов; тыс.тенге/скв
6. - энергоснабжение и связь; тыс.тенге/скв

7. - базы производственного обслуживания; тыс.тенге/скв
8. - технологическую подготовку нефти; тыс.тенге/скв
9. - заводнение; тыс.тенге/скв
10. - строительство автодорог; тыс.тенге/скв
11. - очистные сооружения и охрана природы тен.м/сут воды
12. Норматив на обслуживание скважин тыс.тенге/скв
13. - энергозатрат на мехдобычу; тен./т жидк.
14. - на закачку воды; тенге/м
15. - сбор и транспорт нефти; тен./жидк.
16. - технологическую подготовку нефти; тен./т нефти
17. - отчислений на ГГР; тен./т нефти
18. - общепроизводственные расходы тыс.тенге/скв.
19. Цена реализации 1 тонны нефти тыс.тенге

Нормативы налоговых отчислений

Таблица 8

Название	! Размерность !	Значение
За право пользования недрами		%
На воспроизводство МСБ		%
Акцизный сбор		%
Налог на прибыль		%
Таможенная пошлина		Экю/т
Налог на добавленную стоимость		%
Налог на имущество		%
Площадь пром. площадки		Га
Ставка земельного налога		\$/Га
Таможенный налог		%
Союзнефтьэкспорт		%

Приложение 3

НЕКОТОРЫЕ ОСНОВНЫЕ ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЙ,
УПОТРЕБЛЯЕМЫЕ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ

Перевод некоторых величин в системы измерения СИ и СГС

Единица измерения ! Перевод из системы СИ ! Перевод из системы СГС
! в систему СГС ! в систему СИ

	3 -3	3 3 3	
Плотность	1 кг/м ³ = 10 г/см ³	1 г/см ³ = 10 кг/м ³	
	2	2 -1	
Давление	1 Па = 10 дин/см	1 дин/см = 10 Па	
Поверхностное	3	-3	
натяжение	1 н/м = 10 дин/см	1 дин/см = 10 н/м	
Динамическая		-1	
вязкость	1 Па.с = 10 П	1П = 10 Па.с	
Кинематическая	2 4	-4 2	
вязкость	1 м /с = 10 Ст	1 Ст = 10 м /с	

Перевод из системы СИ Перевод из внесистемной
во внесистемную в систему СИ

	2 12 15	-12 2 2	
Проницаемость	1 м = 10 Д = 10 мД	1 Д = 10 м = 1 мкм	
		-3 2 2	
		1 мД = 1.10 мкм = фм	

Примечание м - ньютон Па - паскаль фм - фемтометр

П - пуаз Ст - стокс

с - секунда Д - дарси

Соотношения между единицами измерения давления

Единица ! в Па ! в мм.рт.ст. ! в атм

		-2	-5	
1 Па	1	0,750064.10	0,9869.10	
	2			
1 кгс/м	9,80665	0,0735561	0,96.	
	4			
1 ат (техническ.)	9,80665.10	735,561	0,9678	
	5			
1 атм (физическ.)	1,01325.10	760,000	1	

		-4	
1 мм.вод.ст.	9,80665	0,0735561	0,9678.10
	5		
1 бар	10	750,064	0,9869
		-3	
1 мм.рт.ст. (тор)	133,322	1	1,31579.10

Таблица перевода английских мер в метрические

Английские меры ! Метрические ! Для перевода в
! меры ! метрич.меры
! ! умножить на:

Acre (акр)	га	0,4047
Barrel (баррель)	л	159
Gallon (галлон американский)	л	3,785
(галлон английский)	л	4,55
Inch (дюйм)	мм	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
Pound (lb) (фунт английский)	кг	0,454
Pound per sq.inch (фунт/кв.дюйм)	атм	0,06805
Foot (фут)	м	0,3048
Square mile (кв.миля)	м ²	2,59

Таблица перевода градусов вязкости по шкале
Американского нефтяного института (А.Р.І.) в значении удельного веса

Град. А.Р.І. ! Уд.вес при 60о ! Град.А.Р.І.!Уд.вес при 60о
! Фаренгейта ! !Фаренгейта

10	1,0000	55	0,7587
15	0,9659	60	0,7389
20	0,9340	65	0,7201

25	0,9042	70	0,7022
30	0,8762	75	0,6852
35	0,8498	80	0,6690
40	0,8251	85	0,6536
45	0,8017	90	0,6388
50	0,7796	95	0,6247
		100	0,6112

Приложение 4

Сопоставление определений "запасов" и "ресурсов",
используемых в Республике Казахстан и США

Республика Казахстан	!	США
----------------------	---	-----

1. Запасы категории А, В, С1 (доказанные)	!	1. Доказанные запасы (proved reserves)
1.1. Запасы категории А, В (developed reserves)	!	1.1. Освоенные запасы (developed reserves)
1.1.1. Запасы категории А, В (разрабатываемые залежи)	!	1.1.1. Добываемые запасы (producing reserves)
1.1.2. Запасы категории А, В (законсервированные)	!	1.1.2. Недобываемые запасы (nonproducing reserves)
1.2. Запасы категории С1 (undeveloped reserves)	!	1.2. Неосвоенные запасы (undeveloped reserves)
2. Запасы категории С2 (предварительно оцененные)	!	2. Недоказанные запасы (unproved reserves)
Ресурсы категории С3 (перспективные)	!	
Ресурсы категории D0,D1,D2 (прогнозные)	!	
2.1. Запасы категории С2 (предварительно оцененные)	!	2.1. Вероятные запасы (probable reserves)
2.2. Ресурсы категории С3 (перспективные)	!	2.2. Возможные запасы (possible reserves)
Ресурсы категории D0, D1, D2 (прогнозные)	!	

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