

## **Об утверждении Методик по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам**

Приказ Министра промышленности и строительства Республики Казахстан от 28 апреля 2026 года № 207. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 30 апреля 2026 года № 38598

В соответствии с пунктом 16-2 статьи 64 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить Методики по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам, согласно приложению к настоящему приказу.

2. Признать утратившими силу подпункты 2), 3), 4) пункта 1 приказа и.о. Министра индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от 2 февраля 2023 года № 71 "Об утверждении Методики классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов, инструкций по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам" (зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан под № 31839).

3. Комитету геологии Министерства промышленности и строительства Республики Казахстан в установленном законодательством порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства промышленности и строительства Республики Казахстан после его официального опубликования.

4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра промышленности и строительства Республики Казахстан.

5. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

*Министр промышленности и строительства  
Республики Казахстан*

*Е. Нагаспаев*

**"СОГЛАСОВАН"**

Министерство водных ресурсов  
и ирригации Республики Казахстан

Бюро национальной статистики  
Агентства по стратегическому  
планированию и реформам

## **Методики по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам**

### **Глава 1. Общие положения**

1. Настоящие Методики по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам (далее – Методики), разработаны в соответствии с подпунктом 16-2) статьи 64 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" (далее – Кодекс).

2. Методики определяет единые требования, принципы, условия и порядок подсчета запасов месторождений полезных ископаемых, их переоценки, а также подготовки материалов для представления на государственную экспертизу запасов.

3. Методики определяют:

- общие методологические основы подсчета запасов полезных ископаемых;
- требования к исходным геологическим, техническим и экономическим данным, используемым при подсчете запасов;
- требования к обоснованию принимаемых расчетных параметров и показателей;
- общие подходы к классификации, оценке и подтверждению запасов полезных ископаемых.

4. Методики направлены на:

- обеспечение достоверности, полноты и обоснованности результатов подсчета запасов полезных ископаемых;
- формирование единообразной практики подсчета запасов на территории Республики Казахстан;
- обеспечение сопоставимости результатов оценки запасов;
- создание основы для принятия решений по рациональному использованию и охране недр;
- обеспечение учета запасов в государственном балансе и их представления на государственную экспертизу.

5. Методики применяются недропользователями, а также иными физическими и юридическими лицами, осуществляющими работы по изучению недр, подсчету и переоценке запасов полезных ископаемых, при:

проведении геологоразведочных работ;  
подготовке отчетных материалов по подсчету запасов;  
представлении материалов на государственную экспертизу запасов;  
внесении изменений в ранее утвержденные запасы.

6. Требования настоящих Методик являются обязательными при подсчете и переоценке запасов месторождений полезных ископаемых на территории Республики Казахстан.

7. Методики включают:

Методика по подсчету запасов твердых полезных ископаемых;

Методика по подсчету эксплуатационных запасов подземных вод;

Методика по подсчету запасов углеводородов, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам.

Основные понятия, используемые в методике:

1) кондиции на минеральное сырье - представляют собой совокупность параметров, руководствуясь которыми определяются запасы месторождений полезных ископаемых и их балансовая принадлежность. Они устанавливаются на основе всестороннего анализа геологических, горнотехнических, технологических и природных условий разработки месторождений полезных ископаемых, степень изученности которых достаточна для выделения запасов преимущественно категорий В и С1.

1) валюта оценки – денежная единица, используемая для оценки инвестиционного проекта. Для расчетов показателей оценки в качестве денежной единицы предлагается использовать доллары США. Отчетность недропользователя в виде рабочей программы и других обязательных показателей для задач контракта производится в национальной валюте Республики Казахстан, по курсу на дату оценки;

2) базовая скважина – это скважина, где в рассматриваемом интервале выполнен полный комплекс геофизических исследований скважин, отбор и исследования керна, испытание пласта, позволяющие наиболее достоверно определить интервалы коллекторов и фильтрационно-емкостные свойства (далее – ФЕС);

3) модель однофазной фильтрации – при гидродинамическом моделировании представляют собой среды монокомпонентной смеси (нефть, природный газ), в которых взаимодействие происходит на молекулярном уровне и поверхности раздела выделить нельзя. Система содержит и в ней происходит фильтрация только одной фазы /одного типа флюида;

4) газовые гидраты – твердые кристаллические вещества природного происхождения, при распаде которых выделяется газ с преобладающим содержанием метана;

5) геологические запасы – запасы углеводородного сырья, находящиеся в залежах;

6) модель двухфазной фильтрации – при гидродинамическом моделировании двухфазной фильтрации рассматривается совместная фильтрация воды и нефти.

Рассматривается изотермическое движение двух несмешивающихся жидкостей в пористой среде;

7) дисконтированный период окупаемости инвестиции – период с начала оценки до первого года оценки, при котором суммарный дисконтированный поток наличности недропользователя становится положительным;

8) дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и доходов по проекту к единой стоимостной оценке на дату начала оценки. Для расчета нормы дисконта предлагается исходить из суммы стоимости капитала, инфляции и вознаграждения за риск осуществляемых инвестиций. При отсутствии обоснования ставки дисконтирования предлагается использовать ставку дисконта в размере 10% (десяти процентов);

9) простой период окупаемости инвестиции недропользователя – период с начала оценки до первого года оценки, при котором суммарный поток наличности недропользователя становится положительным;

10) внутренняя норма прибыльности недропользователя – значение ставки дисконтирования, при которой дисконтированный поток наличности недропользователя за рентабельный период оценки равен нулю;

11) индекс доходности недропользователя – отношение чистой суммарной дисконтированной выручки к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений за рентабельный период оценки;

12) порода-коллектор – породы, способные вмещать нефть, газ, воду и отдавать их при разработке даже незначительных количествах;

13) пористость породы – это свойство, которое определяет емкость породы, и представляет собой отношение объема всех пустот к общему объему породы;

14) проницаемость породы – способность пород пласта пропускать жидкость и газ при перепаде давления;

15) фильтрационно-емкостные свойства пород – это свойства, которые определяются при помощи основных физических параметров: пористость, проницаемость и водонасыщенность. Они определяют способность коллекторов вмещать и фильтровать флюиды, движение которых происходит либо вследствие естественных процессов (миграции углеводородов), либо в результате деятельности человека, связанной с извлечением полезных ископаемых;

16) расчетный срок (период) разработки – время, прошедшее с начала ввода в эксплуатацию месторождения (эксплуатационного объекта, залежи) до отключения последних добывающих скважин эксплуатационного фонда по ограничивающим критериям при наиболее полном охвате залежей процессом вытеснения;

17) математические модели изотермической однофазной фильтрации в изотропной пористой среде учитывают закон сохранения массы, закон сохранения импульса (в

виде закона фильтрации Дарси) и определяющие уравнения в виде зависимости плотности, пористости, проницаемости, вязкости от давления;

18) инфляция – показатель учитывающий рост общего уровня цен и затрат, сопровождающийся потерей покупательной способности денежной единицы. Расчет показателей оценки предлагается производить в текущих ценах, то есть с инфляционной индексацией. Инфляция применяется как к доходной части проекта (цена на сырье за вычетом транспортных расходов), так и к расходной части проекта (капитальные вложения, эксплуатационные затраты, налоги, относимые на вычеты). Коэффициент инфляции принимается как средний по историческим значениям за последние 3 года предшествующих году оценки;

19) геолого-гидродинамическая модель месторождения – совокупность цифрового трехмерного массива геолого-физических параметров, характеризующая моделируемое месторождение (залежь, эксплуатационный объект) и управляющие воздействия на него в процессе разработки, описывающая основные закономерности фильтрации пластовых флюидов под влиянием этих воздействий и применяемых технико-технологических решений;

20) залежь – скопление углеводородного сырья в природном едином гидрогазодинамическом резервуаре, приуроченном к одному пласту-коллектору, двум-трем и более сообщающимся пластам-коллекторам разреза или к большой толще пород-коллекторов месторождения. Количество залежей в геологическом разрезе месторождения соответствует количеству продуктивных пластов или быть меньше его;

21) водонасыщенность коллекторов – характеризует содержание пластовой воды в коллекторе. При формировании залежи часть воды остается в пустотном пространстве коллектора. Эта вода, содержащаяся вместе с нефтью или газом в залежи, называется остаточной водой. Количество остаточной воды в залежах зависит от ФЕС пород: чем меньше размер пустот и проницаемость коллекторов, тем ее больше;

22) конденсат – природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации;

23) углеводородное сырье – сырая нефть, газовый конденсат, природный газ и попутный газ, природный битум, а также углеводороды, полученные после очистки сырой нефти, природного газа, обработки горючих сланцев и смолистых песков;

24) месторождение углеводородного сырья – часть недр, содержащих природное скопление углеводородного сырья в одной или нескольких оконтуренных залежах, приуроченных территориально к одной площади и связанных с благоприятной тектонической структурой или с другими типами ловушек;

25) запасы углеводородного сырья – масса нефти, конденсата, а также объем газа в выявленных, разведываемых и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным (0,1 МПа и 20 0С) условиям;

26) многокомпонентная (композиционная) модель фильтрации - композиционные модели фильтрации используются при подробном моделировании залежи, содержащих легкие углеводороды (конденсат и газ) в том случае, когда необходимо описывать массообмен между фазами, когда пластовые флюиды содержат неуглеводородные компоненты. Флюиды в пласте находятся не изотермической среде (температура не постоянная и изменяются по мере ведения разработки залежи);

27) контакт нефть-вода представляет собой поверхность, близкую к горизонтальной или наклонную. Поверхность газовой контакта (далее – ГВК) зачастую горизонтальная, однако, имеются случаи и наклонных контактов;

28) рентабельные геологические запасы (извлекаемые) – часть геологических запасов, извлечение которых экономически целесообразно при использовании современных апробированных технологий и техники с соблюдением требований по охране недр и окружающей среды;

29) нерентабельные геологические запасы – запасы, извлечение которых при использовании современных апробированных технологий и техники с соблюдением требований по охране недр и окружающей природной среды экономически нецелесообразно;

30) природный битум – полезные ископаемые органического происхождения с первичной углеводородной основой, залегающие в недрах в твердом, вязком и вязко-пластичном состоянии;

31) сланцевый газ – многокомпонентная смесь углеводородов и неуглеводородных газов с преобладающим содержанием метана, находящаяся в газообразном состоянии при нормальных атмосферных температуре и давлении, содержащаяся в сланцевых породах;

32) сланцевая нефть – сырая нефть, содержащаяся в сланцевых породах;

33) цена транспортировки – стоимость транспортировки углеводородов определяется исходя из фактических транспортных тарифов (трубопроводных, железнодорожных и других) на дату проведения оценки. При расчете чистой цены (net back) цены на сырье уменьшаются на стоимость транспортировки;

34) технологические потери – безвозвратные потери углеводородов, связанные с реализуемыми техническими проектами обустройства месторождений, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками добываемых углеводородов. Значение процента технологических потерь определяются на основе фактических данных недропользователя. При расчете чистой прибыли технологические потери углеводородов вычитаются из общего объема добытого сырья;

35) геофизические исследования скважин (далее – ГИС) – комплекс методов разведочной геофизики, используемых для изучения свойств горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. А также для контроля технического состояния скважин. ГИС выполняются для изучения геологического строения разреза, выделения продуктивных пластов (в первую очередь, на нефть и газ), определения коллекторских свойств пластов;

36) трехмерная геологическая модель – построение трехмерных структурных карт, кубов подсчетных параметров на базе сейсмических данных и результатов бурения скважин (ГИС, керн, испытание и т.д.), с автоматической интерполяцией между скважинами различными статистическими методами (непрерывные, стохастические и другие). Расчет начальных объемов углеводородов в пластовых условиях происходит напрямую по ячейкам трехмерной модели. Моделирование выполняется на специализированном программном обеспечении;

37) модель трехфазной фильтрации – в случае нахождения нефти в пласте в смеси со свободной водой, то при снижении давления ниже давления насыщения инициируется выделение газа, и в пласте образуется подвижная трехфазная система "нефть – вода – газ";

38) цены реализации сырья – цены на углеводороды на внешнем и внутреннем рынках необходимо определять на основе фактических данных недропользователя на дату проведения оценки или прогнозных макроэкономических показателей, представляемых уполномоченными государственными органами или статистическими агентствами;

39) экономические критерии – эффективность проекта оценивается системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев.

## **Глава 2. Методика по подсчету запасов твердых полезных ископаемых**

### **Параграф 1. Техничко-экономическое обоснование кондиции для подсчета запасов**

5. В технико-экономической части приводится краткая характеристика особенностей:

общие сведения о месторождении и районе,

конъюнктурный обзор;

геологическое строение месторождения;

методика геологоразведочных работ, гидрогеологические условия разработки, инженерно-геологические условия разработки;

сведения по экологии – состояние и прогноз изменения окружающей среды;

повариантный подсчет запасов, кондиции, подсчет запасов.

6. Общие сведения о месторождении и районе предусматривает:

географическое и административное положение;

удаленность от ближайшей железнодорожной станции, порта, населенных пунктов и возможных потребителей минерального сырья;

природно-климатические условия – рельеф местности, относительные превышения и высота над уровнем моря, климатические особенности (максимальная и минимальная температура), гидросеть, сейсмичность района;

экономические условия – освоенность и инфраструктура района, население и его занятость, источники обеспечения будущего предприятия электроэнергией, топливом, местными строительными материалами, трудовыми ресурсами; транспортные пути для перевозки грузов.

#### 7. Конъюнктурный обзор содержит информацию:

касательно современной области применения товарной продукции, получаемой в результате разработки рассматриваемого месторождения;

основные тенденции в развитии их производства и потребления в мире и в разрезе отдельных стран, в том числе в Республике Казахстан; потенциальные потребители товарной продукции;

ретроспективный анализ и прогноз изменения цен на соответствующее минеральное сырье.

#### 8. Геологическое строение месторождения включает сведения:

о геолого-промышленном типе месторождения; структурно-геологических, литолого-петрографических, тектонических факторах, контролирующие оруденение;

условия залегания, морфология и внутреннее строение рудных тел, вещественный состав, максимальные и средние содержания полезных компонентов и вредных примесей, закономерности пространственного распределения природных типов полезного ископаемого и возможность их раздельной отработки, основные данные о качестве минерального сырья, его физико-механических свойствах;

сведения о попутных полезных ископаемых (в том числе заключенных в породах вскрыши и во вмещающих породах) и возможности промышленного использования ценных компонентов, формах их нахождения;

представления о генезисе месторождения;

сведения по геоморфологии, истории формирования рельефа (для месторождений, связанных с корами выветривания и россыпеобразованием);

для россыпных месторождений – характеристика и особенности формы, размеров и состава продуктивного пласта, состава и мощности торфов, строение плотика, содержание ценных компонентов; размер, форма и степень окатанности зерен полезных минералов, пробность золота;

наличие промышленных (технологических) типов и сортов полезного ископаемого, подлежащих раздельной добыче и переработке, характеристика их качества.

9. Методика геологоразведочных работ предусматривает изложение следующей информации:

обоснование группы сложности геологического строения месторождения, стадийность изучения месторождения, виды и объемы геологоразведочных работ, выполненных ко времени составления подсчета запасов;

принятая методика разведки, плотность и геометрия разведочной сети;

выход керна, методы отбора проб и контрольного опробования, качество и достоверность опробования горных выработок и буровых скважин, заверка данных бурения подземными горными выработками;

методика выполнения анализов на основные и попутные компоненты, сведения об аттестации и аккредитации аналитических лабораторий;

результаты внутреннего и внешнего контроля качества анализов, причины неудовлетворительного качества анализов и оценка влияния их на достоверность запасов;

сравнение данных эксплуатации с результатами разведки;

разведанность участков месторождения и подготовленность их к первоочередной отработке;

практическое использование результатов геофизических работ для обоснования надежности данных разведки и установления достоверности подсчитанных запасов.

10. Гидрогеологические условия разработки предусматривает информацию:

о методике, видах и объемах выполненных гидрогеологических работ и полнота изученности гидрогеологических условий разработки;

водоносные горизонты, развитые в районе, состав и мощность водовмещающих пород, фильтрационные свойства; минерализация, химический состав, типы подземных вод и бактериологическое состояние вод; основные водоносные горизонты и комплексы, участвующие в обводнении месторождения; местные и региональные водоупоры, ожидаемые водопритоки в горные выработки за счет подземных вод и с учетом атмосферных осадков (ливневые и снеготалые воды), вероятность внезапных прорывов подземных вод в горные выработки;

рекомендуемые способы осушения (защиты) горных выработок и предотвращения катастрофических прорывов вод;

дренажные воды, минерализация дренажных вод и химический состав, прогноз изменения химического состава и минерализации в процессе разработки месторождения, методы и способы очистки и утилизации или использования для технических целей, орошения земель, оценка эксплуатационных запасов дренажных вод;

рекомендуемые источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспеченность ими горнорудного предприятия (с учетом использования дренажных вод); при необходимости – рекомендации по поискам и разведке дополнительных источников водоснабжения.

11. Инженерно-геологические условия разработки предусматривают:

методику, объемы и виды выполненных работ;

инженерно-геологическое районирование геологического разреза с выделением комплексов рыхлообломочных, связных и скальных грунтов и разделением скальных грунтов на подкомплексы по степени выветрелости и трещиноватости;

физико-механические свойства грунтов всех комплексов, в том числе:

по рыхлообломочным грунтам – плотность, плотность скелета грунта, влажность, пористость, коэффициент пористости, степень влажности, гранулометрический состав, угол естественного откоса в воздушно-сухом состоянии и под водой, для пылеватых песков – сила сцепления и угол внутреннего трения в естественном состоянии (при естественной влажности) и при полном насыщении водой;

для связных грунтов – плотность естественного сложения, плотность скелета, плотность частиц, пористость, коэффициент пористости, число пластичности, гранулометрический состав, естественная влажность, сила сцепления и угол внутреннего трения при естественной влажности и при полном насыщении, величина набухания, сила набухания, степень просадочности;

для каждого подкомплекса скальных грунтов – плотность, плотность скелета, влажность, пористость, коэффициент пористости, сопротивление одноосному сжатию и растяжению в воздушно-сухом и водонасыщенном состоянии, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, крепость по шкале М.М. Протодьяконова; характеристика грунтов по степени выветрелости и трещиноватости (по результатам инженерно-геологического описания керна геологических, гидрогеологических, инженерно-геологических скважин и стенок горных выработок);

инженерно-геологические явления, возможные при намечаемых горных работах: вероятные оползни бортов и откосов карьера, карстовые явления и влияние на устойчивость карьеров и подземных выработок, прорывы подземных вод и плывунов;

сложность инженерно-геологических и горнотехнических условий, величина горного давления и воздействие на разработку месторождения;

газоносность и категория горного предприятия по газоносности, способность полезного ископаемого к самовозгоранию, к внезапному выбросу пород, ожидаемая силикозоопасность.

12. Экологические условия включают сведения о состоянии и прогнозе изменения окружающей среды, в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан предусматривается изложение следующей информации:

состояние природной среды в районе намечаемой деятельности, природная ценность территории, наличие особоохраняемых объектов, радиоактивность полезного ископаемого, вмещающих пород и почв;

главные источники загрязнения и виды воздействия на окружающую среду: воздух, почву, растительный и животный мир, недра, поверхностные и подземные воды;

основные виды природных ресурсов, подлежащих изъятию из окружающей среды для нужд производства, основные показатели воздействия на окружающую среду;

прогнозирование и оценка загрязнения атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, воздействия на земельные ресурсы, растительный и животный мир;

оценка вероятных аварийных ситуаций и мероприятия по предотвращению и снижению возможных последствий;

мероприятия по снижению воздействия образующихся отходов (включая дренажные воды и промстоки) на окружающую среду;

рекультивация земель, нарушенных горными работами;

рекультивация рабочего горизонта гидрогенных (урановых) месторождений;

экономическая оценка природоохранных мероприятий.

13. Повариантный подсчет запасов предусматривает изложение следующей информации:

параметры принятых кондиций для подсчета запасов полезных ископаемых и методы подсчета запасов;

ранее утвержденные и числящиеся на Государственном балансе запасы;

обоснование и выбор параметров условных кондиций для повариантного подсчета запасов;

методика подсчета запасов по вариантам бортовых содержаний;

результаты повариантного подсчета запасов с анализом изменения запасов и параметров рудных тел по вариантам бортовых содержаний;

сравнение запасов по параметрам рекомендуемых кондиций с запасами, которые числятся на государственном балансе, утвержденными ранее, оперативно учтенными по ранее принятым кондициям; при значительных расхождениях – анализ причин, обусловивших эти расхождения.

Повариантный подсчет запасов производится путем прямого оконтуривания полезного ископаемого по вариантам бортового содержания или с применением прирезок от высших вариантов к низким.

При применении геостатистических методов подсчета запасов обязательным является выполнение процедур статистической валидации модели и контрольного сопоставления результатов с традиционными методами подсчета на репрезентативных участках месторождения (не менее 10%).

В повариантный подсчет вовлекаются как все запасы месторождения, так и их часть. Доля запасов, непосредственно вовлекаемых в повариантный подсчет, колеблется в широком диапазоне и в общем случае зависит от масштаба и особенностей геологического строения месторождения и участков при наличии. Доля запасов является минимальной для крупных объектов с простым геологическим строением (на месторождениях углей в слабо дислоцированных регионах) и максимальной для месторождений с очень сложным геологическим строением (на средних и мелких

золоторудных, полиметаллических и месторождениях, залегающих в интенсивно дислоцированных толщах).

Выбор конкретного участка (участков) для повариантного подсчета следует осуществлять исходя из представительности по степени разведанности, по типам руд и качеству, достаточности по объему и категориям запасов.

В случае, когда повариантный подсчет выполнен на части запасов месторождения, переход к полным запасам для определения экономической ценности месторождения производится статистическим способом.

14. Кондиции разрабатываются применительно к основному виду минерального сырья путем составления технико-экономического обоснования (далее – ТЭО), которым, исходя из необходимости рационального и комплексного использования недр, учитывается возможность добычи и переработки попутных компонентов в рудах и залегающих совместно с ними других полезных ископаемых.

Кондиции составляются для месторождений, частей и участков, которые намечаются или подлежат первоочередной отработке.

15. Для обоснования технологии переработки минерального сырья выполняются минералогические исследования на представительных технологических пробах с целью получения информации о вещественном составе минерального сырья, возможных способах его переработки для получения товарной продукции. Сведения о технологических свойствах минерального сырья приводятся в табличной форме.

16. Оценка представительности технологических проб производится на основе результатов изучения технологических свойств минерального сырья и геолого-технологического картирования. При установлении существенных колебаний показателей качества минерального сырья, влияющих на технологические свойства (обогащаемость) в пределах отдельных рудных тел, участков по простиранию и падению тела полезного ископаемого, выбирается представительная технологическая проба с учетом намечаемого календарного графика разработки месторождения и возможности усреднения добываемого полезного ископаемого.

При наличии на месторождении нескольких технологических типов руд, подлежащих отдельной переработке, обоснование представительности технологической пробы производится по каждому из типов руд.

Схема переработки руд обеспечивает:

комплексное использование минерального сырья;

максимальное извлечение основных и попутных полезных компонентов;

оптимальное содержание полезного компонента в концентрате;

выделение редких и рассеянных элементов, драгоценных металлов в селективные продукты, в качестве попутных компонентов в основные концентраты, которые извлекаются при металлургической переработке;

экономически приемлемое выделение нерудных минералов в самостоятельные виды продукции;

утилизацию ценных компонентов из сточных и оборотных вод и продуктов газоочистки;

возможность использования твердых отходов (породы вскрыши, отходы обогащения) для закладки подземных горных выработок, в качестве сырья для производства строительных материалов и тому подобное.

Переработка минерального сырья предусматривается на имеющейся обогатительной фабрике, на строящемся новом перерабатывающем предприятии, на действующих предприятиях, имеющих свободные мощности. Необходимо чтобы товарная продукция, получаемая в результате переработки минерального сырья, полностью удовлетворяла действующим техническим регламентам и стандартам.

17. Качество товарной продукции, получаемой при переработке сырья применительно к разным бортовым содержаниям основного полезного компонента, оценивается в соответствии с существующими стандартами.

В технико-экономическом обосновании кондиций рассматриваются:

влияние изменчивости качества минерального сырья (в пределах единого технологического типа) по содержанию полезных компонентов, вредных примесей и других свойств на показатели технологического процесса, включая и возможность усреднения минерального сырья;

исходные данные, требующиеся для принятия проектных решений, расчета технико-экономических показателей по переработке полезного ископаемого в соответствии с действующими отраслевыми нормативными документами (нормами технологического проектирования), обоснованного выбора аналога, действующего, проектируемого предприятия с высокоэффективной технологией переработки минерального сырья.

Содержания основных и попутных компонентов в рудах принимаются по данным повариантного подсчета запасов, а значения технологических показателей в продуктах обогащения (концентратах, промпродуктах и хвостах) определяются на основе выполненных лабораторных, укрупненно-лабораторных, полупромышленных испытаний. В соответствии с принятыми технологическими показателями составляется баланс распределения основных и попутных компонентов.

18. В схеме и в целом для обогатительной фабрики следует предусмотреть водоснабжение (прямоточное, с повторным использованием воды, оборотное, комбинированное). При использовании в качестве оборотной воды всех стоков во всех переделах и циклах обогатительной фабрики без очистки, с кондиционированием стоков применяется схема оборотного водоснабжения: обогатительная фабрика – хвостохранилище – обогатительная фабрика. Ограничения по качеству оборотной воды определяются особенностями технологического процесса и в каждом цикле

допускаются различные значения. Для определения количества воды, обеспечения оптимальных соотношений жидкого к твердому в операциях схемы, определения объемов пульпы целесообразно проектирование и расчет водно-шламовой схемы с составлением баланса воды и удельного расхода на одну тонну перерабатываемого сырья.

19. Основные технические решения по хвостовому хозяйству обогатительных фабрик включают следующее:

- выбор площадки под хвостохранилище, достаточной для размещения хвостов на все время эксплуатации обогатительной фабрики;

- обоснование типа хвостохранилища (естественный, искусственно сооружаемый бассейн-хвостохранилище, где происходит осаждение твердой фазы);

- определение способа транспортировки и укладки мокрых хвостов (гидравлический транспорт хвостовой пульпы и ее сброс);

- размещение отвалов сухих хвостов вне территории обогатительной фабрики с соблюдением противопожарных и санитарных норм;

- определение способов транспортировки (вагонетки, ленточные конвейера, подвесные канатные дороги) и укладки сухих хвостов на основе технико-экономического сравнения возможных вариантов.

20. Для комплексного использования минерального сырья следует рассмотреть целесообразность переработки хвостов обогатительной фабрики с целью получения нерудной продукции, которая соответствует стандартам.

21. Для геолого-экономической оценки месторождения и обоснования подсчетных параметров кондиций первостепенное значение имеют обоснованность размеров капитальных вложений, эксплуатационных расходов и стоимость товарной продукции.

22. Капитальные затраты рассчитываются после определения годовой производительности и срока эксплуатации рудника, установления перечня объектов, строительство которых планируется для промышленного освоения оцениваемого месторождения.

Составляющими капитальных затрат являются:

- рудник с комплексом горно-капитальных выработок, зданий, сооружений и оборудования;

- обогатительная фабрика с объектами хвостового хозяйства и оборотного водоснабжения;

- участок автомобильных дорог и железнодорожных путей от месторождения до существующих путей сообщения;

- службы энерго-, водо- и теплоснабжения, канализации;

- природоохранные и природовосстановительные мероприятия.

Капитальные и эксплуатационные затраты определяются методом прямого счета и аналогии с проектными, фактическими (при наличии) показателями месторождений, разрабатываемых в сходных условиях.

Прямым счетом целесообразно определять капитальные вложения в горно-капитальные работы, затраты на приобретение и монтаж горного оборудования и карьерного транспорта. Затраты на вспомогательное хозяйство обычно определяются по аналогии.

Капитальные вложения в обогатительную фабрику определяются и по удельным затратам на 1 тонну производственных мощностей по годовой переработке минерального сырья на фабрике-аналоге.

Затраты на приобретение технологического оборудования рудника, обогатительной фабрики и вспомогательных цехов определяются по ценам заводов-изготовителей и реализации в Республике Казахстан с учетом транспортно-заготовительных расходов.

Внеплощадочные сооружения оцениваются прямым счетом с использованием аналогов и укрупненных показателей стоимости 1 км дороги, линии электропередач (далее – ЛЭП), водоводов.

Принятые по аналогии капитальные затраты приводятся к единому времени, как правило, путем индексации текущих цен.

23. Эксплуатационные затраты рассчитываются путем составления калькуляций на отдельные виды производимых работ, по аналогии с показателями действующих предприятий и по нормативно-справочной информации.

При определении себестоимости единицы работ по нормативно-справочным данным, следует перевести их в текущие цены с учетом коэффициентов удорожания себестоимости на аналогичных действующих предприятиях.

Составлению сметы эксплуатационных расходов предшествует определение в соответствующих технологических разделах ТЭО кондиций календарных планов производства, перечня оборудования, штатной численности, норм расходов материалов, электроэнергии, воды, тепла.

Эксплуатационные затраты зависят:

при подземной добыче полезного ископаемого – от годовой производительности рудника, глубины разработки, варианта вскрытия, системы добычи без затрат на закладку, с затратами на закладку (при их наличии);

при открытой добыче – от годовой производительности, типов и размеров основного оборудования, транспортных средств, глубины карьера и коэффициента вскрыши.

Затраты на рекультивацию нарушенных земель определяются исходя из площади нарушенных земель и удельных затрат на рекультивацию 1 гектара.

Затраты по обогащению полезного ископаемого определяются в соответствии с намеченной производительностью фабрики, способом обогащения и составом руд.

Общекорбинатские расходы зависят от себестоимости добычи и обогащения и составляют обычно 8-10% от цеховых расходов.

Внепроизводственные расходы складываются из цеховых погрузочно-разгрузочных работ и транспортировки концентрата до линии железной дороги общего пользования.

Затраты по охране окружающей среды зависят от характера производственной деятельности и местных условий, рассчитываются отдельно и включаются в эксплуатационные затраты.

Основными компонентами сметы эксплуатационных расходов являются:

стоимость труда занятого на предприятии персонала, рассчитанная исходя из средней заработной платы для местных работников; средняя ставка для иностранных специалистов вычисляется с учетом суточных, проезда к месту работы и обратно, затрат на проживание;

начисления на заработную плату (социальный налог, обязательное страхование гражданско-правовой ответственности работодателя);

стоимость сырья, материалов, топлива, запасных частей по текущим ценам. Для обогащательных фабрик выбор реагентов и запас реагентов определяются по аналогии с подобными предприятиями;

затраты на электро- и тепловую энергию по текущим тарифам. Количество потребляемой электроэнергии рассчитывается на основе удельной мощности используемого электрооборудования;

текущие затраты на природовосстановление;

ремонт и содержание основных фондов;

амортизационные отчисления;

управленческие расходы.

Важным компонентом экономических расчетов является определение расходов на металлургическую переработку сырья, обычно включающих в себя:

затраты на транспортировку руды, концентрата;

затраты на металлургический передел;

другие издержки по сбыту продукции (страховка, маркетинг и тому подобное).

Для различных видов минерального сырья величина затрат на металлургический передел колеблется в широких пределах. В связи с этим действительный доход рудника составляет от 50-70% валовой стоимости конечной продукции (металла) для месторождений цветных металлов (медь, цинк, свинец, никель) до 95-98% для месторождений золота и серебра.

24. В ТЭО кондиций предусматривается возмещение убытков землепользователей согласно Земельному Кодексу Республики Казахстан.

Недропользователь, осуществляющий свою деятельность на основании контракта, заключенного в соответствии с законодательством, относит на вычеты суммы отчислений в фонд ликвидации последствий разработки месторождения (резервный

фонд). Размер и порядок отчислений в этот фонд устанавливается контрактом на недропользование.

Экономическая оценка предусматриваемых в ТЭО природоохранных мероприятий осуществляется в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан.

25. Цены на продукцию минерального сырья являются наиболее важной составляющей при любой геолого-экономической оценке месторождения. Они принимаются на основании публикуемых в прессе и специальных изданиях цен Лондонской биржи металлов.

При определении цен на металлы и другие виды минерального сырья следует основываться на динамике изменения цен и курса валют за продолжительный период времени (20-25 лет), позволяющий устранить значительные колебания этих показателей в разные годы. В расчетах ТЭО при определении стоимости конечной продукции и других показателей используются цены в тенге и долларах США.

Существует несколько источников финансирования проектов в горнорудной промышленности:

акционирование;

кредит;

за счет собственных средств.

Плата за кредит и "процентная ставка" выплачивается в сроки, согласованные в договоре между кредитором и добывающей компанией.

Современная стоимость будущего дохода вычисляется по формуле в соответствии с пунктом 69 настоящих Методик.

Будущая стоимость проекта рассчитывается с применением коэффициента дисконтирования.

26. Для принятия оптимального решения об экономической эффективности промышленного освоения, оцениваемого месторождения проводится сравнительный финансовый анализ подсчитанных запасов при различных вариантах бортового содержания, технологий, способов и систем разработки. В каждом конкретном объекте варианты оценки определяются индивидуально.

27. Основными экономическими показателями и понятиями, используемыми при оценке месторождения и определении балансовой принадлежности его запасов, являются:

денежный поток;

коэффициент дисконтирования;

чистая современная стоимость;

внутренняя норма прибыли (внутренняя ставка доходности);

срок окупаемости капиталовложений и другие.

Денежный поток – это движение наличных средств, будущих реальных денежных поступлений (приток) и расходов (отток) при эксплуатации месторождения,

иллюстрирующее финансовые результаты от возможной реализации проекта. Он определяется как ежегодная разница между валовой прибылью от реализации продукции и выплачиваемыми налогами, процентами по кредитам, оборотным капиталом (чистый денежный поток). Расчеты осуществляются на период срока отработки запасов.

Расчет денежного потока в общем случае осуществляется исходя из следующих основных условий:

стоимость товарной продукции определяется без налога на добавленную стоимость (далее – НДС), исходя из прогнозируемых (реальных) цен внутреннего или мирового рынка на конечную продукцию;

размер капиталовложений в максимальной степени определяется прямым расчетом; эксплуатационные расходы определяются с использованием нормативов на базе решений технологических частей ТЭО или по элементам затрат без учета НДС;

размер оборотных средств обычно принимается равной величине 2-3 месячных эксплуатационных затрат;

амортизация рассчитывается по действующим нормам и при расчете валовой прибыли в состав производственных расходов не включается;

валовая прибыль предприятия определяется как разность между стоимостью товарной продукции и эксплуатационными затратами;

налогооблагаемая прибыль определяется как разность между стоимостью товарной продукции и производственными расходами, амортизационными отчислениями, налогами и сборами, относимыми на себестоимость продукции. Налог на прибыль принимается по максимальной ставке корпоративного подоходного налога согласно Налоговому кодексу (30%). В результате вычета подоходного налога получаем чистую прибыль. Чистая прибыль плюс амортизация (так как отнимали ее только для целей налогообложения, реальных денежных расходов она не несет), минус капитальные затраты – в результате получаем чистый денежный поток за текущий период. Суммируя чистые денежные потоки за каждый период, получаем кумулятивный (накопленный) денежный поток с начала рассматриваемого периода.

При расчете денежного потока приведение разновременных затрат и доходов к начальному периоду оценки осуществляется с использованием процедуры дисконтирования.

Формула вычисления коэффициента дисконтирования предусмотрена в пункте 70 настоящих Методик.

Коэффициент дисконтирования играет важную роль в экономических расчетах по определению дисконтированного денежного потока и позволяет рассчитать чистую современную стоимость объекта и внутреннюю норму прибыли.

При технико-экономическом обосновании базового варианта промышленных кондиций величина ставки дисконта принимается равной 10%.

Умножением чистого денежного потока на соответствующий коэффициент дисконтирования получаем дисконтированный денежный поток. Далее, аналогично вышеизложенному, рассчитывается накопленный дисконтированный денежный поток.

Чистая современная (приведенная) стоимость является суммой дисконтированных денежных потоков за рассматриваемый промежуток времени. Чистая современная (приведенная) стоимость равна накопленному дисконтированному денежному потоку за последний год.

Дисконтирование денежных потоков при экономическом обосновании промышленных кондиций, как правило, осуществляется при нескольких вариантах значений ставки дисконтирования, на основании чего определяется величина внутренней нормы прибыли (далее – IRR).

Степень прибыльности инвестиций характеризуется внутренней нормой прибыли. Внутренняя норма прибыли – это ставка дисконта, которая приравнивает чистую современную стоимость (далее – NPV) проекта к нулю. Иными словами, это такая процентная ставка дисконтирования, при которой современная стоимость будущих денежных потоков (прибылей) от капитальных вложений равна величине этих вложений.

Расчеты IRR в общем случае исходят из уравнений, указанных в пункте 71 настоящих Методик.

Точный расчет внутренней нормы прибыли осуществляется при помощи, встроенной в надстройки "Excel" функции ВСД (IRR). Функция ВСД (IRR) вычисляет итерационным методом нормы дисконтирования, при которой NPV равна 0. Период окупаемости – это промежуток времени между начальным инвестированием и получением инвестированной суммы обратно из годового потока денежных средств.

Момент, когда значение в строке "кумулятивный денежный поток" изменится с отрицательного на положительное, является моментом окупаемости капиталовложений

Период окупаемости определяется по формуле:

Период окупаемости = Число лет с отрицательным значением кумулятивного денежного потока + (1 – Первое положительное значение накопленного денежного потока / чистый денежный поток за этот же год).

28. При повариантном технико-экономическом обосновании кондиций в качестве оптимального принимается вариант, обеспечивающий максимальный суммарный экономический эффект от инвестиций за весь период разработки месторождения, выраженный в величине суммарного денежного потока от реализации товарной продукции с учетом использования как основных, так и попутных полезных ископаемых, и компонентов.

Расчеты производятся отдельно по каждой очереди (периоду) и за весь период существования предприятия при освоении месторождения очередями и отличии отдельных периодов по горно-геологическим и технико-экономическим показателям.

Итоговые показатели технико-экономических расчетов представляются в виде сводной таблицы.

Параметры кондиций устанавливаются на базе показателей оптимального варианта.

29. Осуществляемые в рамках ТЭО кондиций финансовые оценки включают в себя рассмотрение основных влияющих на величину негативных и позитивных факторов (анализ чувствительности проекта). К негативным и позитивным факторам относятся возможные изменения цен на готовую продукцию (наиболее значимый фактор), колебание фактических средних содержаний полезных компонентов в рудах, возможные погрешности в оценках капитальных и эксплуатационных затрат. Влияние всех этих факторов на экономику проекта исследуется с помощью специальных расчетов, иллюстрирующих изменение зависимости IRR NPV. Обычно рассматривается 3 варианта (оптимальный, оптимистический и пессимистический) значений колеблющихся переменных (цена, качество сырья, величина эксплуатационных расходов, объем выпуска продукции).

Параграф 2. Горно-геологические условия для подсчета запасов

30. При установлении границ открытой разработки рекомендуется руководствоваться граничным (предельным) коэффициентом вскрыши, который определен по соотношению себестоимостей подземного и открытого способов разработки, по экономически допустимой извлекаемой ценности, приходящейся на добычу.

31. Оптимальная глубина разработки подземным способом определяется сравнением технико-экономических показателей вариантов вскрытия.

32. Годовая производительность подземного рудника или карьера определяется по величине годового понижения или скорости продвижения добычного забоя, или исходя из срока существования предприятия. Последний рассчитывается по формуле Тейлора согласно пункту 67 настоящих Методик.

33. Обоснование принимаемых систем разработки производится с учетом состава полезного ископаемого и вмещающих пород, условий залегания рудных тел, морфологии, мощности, размеров по простиранию и падению, положений нормативных актов, регламентирующих разработку полезных ископаемых в Республике Казахстан с соблюдением безопасных условий труда.

34. Руководствуясь выбранными системами разработки, соотношением, определяют величины потерь, разубоживания, объемы горно-подготовительных и нарезных работ, производительность труда, расход материалов, электроэнергии. Параметры принимаются по действующему предприятию-аналогу при условии сходства горно-геологических условий и близкой годовой производительности.

35. По установленным значениям потерь и разубоживания эксплуатационные запасы полезных ископаемых, при наличии полезного компонента в разубоживающей массе, его содержание в эксплуатационных запасах (СЭКСП.) определяется с учетом количества полезного компонента в разубоживающей массе рассчитываются формулами, указанных в пункте 68 настоящих Методик.

Доля разубоживающей массы, содержащей полезные компоненты, определяется по результатам повариантного подсчета, положением приращиваемых запасов относительно контуров запасов более высоких вариантов. Разубоживающая масса по запасам низшего варианта принимается с нулевым содержанием, по запасам более высоких вариантов - по содержанию полезных компонентов в приращиваемых запасах.

36. Виды транспортировки (железнодорожный, автомобильный, конвейерный, комбинированный) вскрышных пород и полезного ископаемого при открытом способе разработки определяются в зависимости от объема горной массы путем сравнения технико-экономических показателей принимаемых вариантов транспортировки.

37. Способ проветривания горных выработок выбирают в зависимости от объема и параметров сооружения. При проведении сплошным забоем протяженных и камерных выработок площадью поперечного сечения до 150 м<sup>2</sup>, в выработках площадью поперечного сечения более 150 м<sup>2</sup>, проводимых уступами принимается нагнетательный способ проветривания. Комбинированный способ проветривания применяются для проведения выработок площадью поперечного сечения более 150 м<sup>2</sup> в случае возможности появления трудно проветриваемых застойных зон, при необходимости организации движения воздуха на взрываемый уступ и при протяженности выработок более 500 м.

38. Способы и системы осушения месторождений, типы и виды дренажных устройств определяют с учетом горнотехнических и гидрогеологических условий месторождения, для подземного способа разработки водоотливные устройства рассчитываются на максимальные водопритоки с резервом. При наличии в районе месторождения действующих горнодобывающих предприятий с аналогичными гидрогеологическими условиями возможно использование фактических условий водоотлива предприятия.

39. Электроснабжение потребителей разрабатывается на основании технических условий, полученных от энергоснабжающих организаций. Электрические нагрузки определяются прямым расчетом с учетом коэффициента использования и спроса, принимать по аналогии с действующими предприятиями.

40. Для хозяйственно-питьевых водопроводов целесообразно максимально использовать все наличные ресурсы подземных вод, удовлетворяющих требованиям действующих норм и правил. Использование подземных вод хозяйственно-питьевого качества для производственных нужд допускается в исключительных случаях,

предусмотренных водным законодательством. Предусматривается максимальный охват потребителей предприятия системами оборотного водоснабжения или повторного использования воды; при полном использовании шахтных вод невозможно, сброс допустим при соответствующей очистке.

Для приема бытовых сточных вод предусматриваются сливные станции.

41. При определении штатов руководствоваться производительностью труда, численность вспомогательных рабочих, инженерно-технические работники (далее – ИТР) и служащих определять на основании действующих типовых структур, штатов ИТР и служащих горных подразделений, нормативов численности вспомогательных рабочих шахт и рудников черной и цветной металлургии, "Укрупненных нормативов численности рабочих производственных объединений", по данным предприятий-аналогов (при наличии).

42. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий горнопромышленной деятельности, прилегающие земельные участки, полностью, частично утратившие продуктивность. Затраты на производство работ по восстановлению нарушенных земель относятся на себестоимость предприятия.

43. Для размещения промышленных площадок, отвалов пустых пород и забалансовых руд необходимо использовать заведомо безрудные территории, непригодные для сельского хозяйства. Отвалы пустых пород и забалансовых руд следует располагать на минимально допустимом расстоянии от контура карьера. При компоновке ситуационного генерального плана, с целью предотвращения загрязнения земель, предусматривается устройство прудков-накопителей, ограничение отвалов нагорными канавами и сбор ливневых вод в прудки-накопители или испарители.

### **Параграф 3. Кондиции и подсчет запасов**

44. Для подсчета запасов твердых полезных ископаемых определяются основные параметры кондиции (Приложение 1 к Методикам по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам).

Основные параметры кондиций представляют собой предельные значения натуральных показателей, применяемых для оконтуривания, подсчета и оценки запасов различных полезных ископаемых. Кондиции определяются с учетом геологических, горнотехнических условий эксплуатации месторождений, требований, предъявляемых к количеству и качеству добываемого сырья и производимой из него конечной продукции.

45. Бортовое содержание полезных компонентов – это наименьшее содержание полезных компонентов в пробах, включаемых в подсчет запасов при оконтуривании (выделении) по мощности (пересечению разведочной выработкой) тела полезного ископаемого в случае отсутствия четких геологических границ. Допускается применение бортового содержания, особенно при наличии участков с прерывистым

оруденением и тесной перемежаемостью прослоев руд и пустых (слабооруденелых) пород, к интервалу разведочной (эксплуатационной) выработки, соответствующему высоте эксплуатационного уступа (или подступа), и, в частности, для месторождений штокверкового типа с относительно невысоким содержанием полезных компонентов.

Бортовое содержание выражается содержанием полезного компонента, в комплексных месторождениях – суммой содержаний полезных компонентов, имеющих промышленное значение, приведенной к содержанию условного основного компонента, имеющего максимальную извлекаемую стоимость.

Приведение к содержанию основного компонента по месторождениям комплексных руд при оконтуривании запасов по вариантам бортового содержания позволяет устанавливать рациональные границы рудных тел и параметры подсчета запасов и, соответственно, определять оптимальные технико-экономические показатели. Бортовое содержание компонента без приведения к условному целесообразно определять для подсчета запасов в тех случаях, когда извлекаемая стоимость каждого из попутных компонентов несоизмеримо мала по сравнению с ценностью основного компонента и приведение их к содержанию условного основного компонента не окажет заметного влияния на результаты подсчета запасов и экономическую ценность месторождения.

По месторождениям слюды, асбеста и подобным полезным ископаемым устанавливается бортовое содержание (выход) условного сорта полезного компонента. Это вызвано необходимостью рационального учета сортового состава сырья при определении и применении кондиций, поскольку цены на товарную продукцию различных сортов колеблются в широких пределах, а сортовой состав руд в различных частях месторождения непостоянен.

Бортовое содержание определяется на основе повариантных технико-экономической оценки запасов, приращиваемых при снижении значений бортовых содержаний. Оптимальным является вариант, обеспечивающий бесприбыльно-безубыточную отработку месторождения. При положительных и отрицательных значениях экономического показателя смежные варианты, оптимальное значение бортового содержания определяется интерполяцией между ними.

При повариантном обосновании бортового содержания в качестве базового принимается бортовое содержание, установленное ранее принятыми кондициями. Варианты с более высокими и более низкими бортовыми содержаниями подбираются так, чтобы разница в запасах руды, подсчитываемых при снижении (повышении) бортовых содержаний, составляла не менее 10% от общих запасов ближайшего варианта. При меньшей разнице в запасах применение повариантного способа обоснования бортового содержания нецелесообразно. При выборе интервала между смежными вариантами бортового содержания учитывается опыт геолого-экономической оценки и разработки кондиций по месторождениям-аналогам, данные о статистическом распределении запасов по классам содержаний компонента.

Нижний предел бортового содержания при повариантных расчетах определяется технологическими факторами, поэтому он рекомендуется не ниже уровня содержаний, при которых полезный компонент не извлекается в товарную продукцию. Максимальное значение бортового содержания ограничивается минимальным промышленным содержанием.

Количество вариантов бортового содержания выбирается такое, чтобы было достаточным для однозначного технико-экономического обоснования оптимального значения, но не менее трех. Необходимы расчеты по вариантам с бортовыми содержаниями как выше, так и ниже оптимального.

При расчете вариантным способом наряду с бортовым содержанием параметров кондиций, учитываемых при определении контуров подсчета запасов (минимальная мощность рудного тела, максимальная мощность внутрирудных прослоев, границы подсчета запасов для различных способов отработки и другие), надо обосновать по критерию максимума суммарной прибыли за расчетный период (обычно 10-15 лет по средним и крупным месторождениям и более короткий срок - по мелким). В этом случае обоснование и выбор бортового содержания и параметров кондиций, принимаемых горнотехнических и технологических решений необходимо осуществлять на основе сопоставления результатов многовариантных технико-экономических расчетов.

При повариантном обосновании бортового содержания уделяется особое внимание следующим факторам:

достоверность определения подсчетных параметров, исходных данных, характеризующих условия залегания, морфологию и внутреннее строение рудных тел, вещественный состав и физико-механические свойства полезного ископаемого по каждому из оцениваемых вариантов бортового содержания;

полнота учета экономического эффекта, получаемого за счет комплексного освоения месторождения и реализации попутных полезных ископаемых и компонентов, имеющих промышленную ценность;

обоснованность динамики изменения объемов добычи, показателей потерь и разубоживания полезного ископаемого при добыче, технологии обогащения минерального сырья (извлечение полезного компонента, выход концентрата, содержание компонента в концентрате), капитальных затрат и эксплуатационных расходов от варианта к варианту, так как небольшие погрешности в определении этих показателей, допущенные в том или ином варианте, существенно искажают оценку приращиваемых запасов и обуславливают ошибочный выбор оптимального варианта бортового содержания.

Для месторождений, запасы которых мало меняются от изменения бортового содержания, повариантное обоснование бортового содержания не оправдывает себя. В подобных случаях более точным и менее трудоемким является аналитический расчет.

Оптимальное его значение целесообразно устанавливать на основе принципа окупаемости предстоящих затрат.

46. Минимальное содержание компонента в краевой выработке необходимо регламентировать в тех случаях, когда наблюдается закономерное снижение содержаний полезных компонентов в краевых частях рудных тел, так как оно предназначается для оконтуривания полезного ископаемого по простиранию и падению с целью исключения из подсчета непромышленных запасов.

Расчеты минимального содержания в краевой (оконтуривающей) выработке выполняются повариантным способом или аналитически.

47. Для подсчета запасов в геологических границах в целом или по мощности рудных тел (залей) надо обосновать критерии их оконтуривания. В частности, по жильным пегматитовым месторождениям и месторождениям золота, редких и цветных металлов, связанным с зонами развития метасоматитов, при наличии различных по минеральному составу и рудной специализации образований, определяется совокупность минералого-петрографических признаков, на основании которых устанавливаются геологические границы рудных тел.

При проявлении оруденения на отдельных участках промышленное и в зонах приконтактовых метасоматически измененных пород (зоны грейзенизации на редкометальных жильных месторождениях), в условиях наряду с критериями для оконтуривания рудных тел, имеющих четкие геологические границы, следует установить бортовое содержание для подсчета запасов руд в зонах метасоматически измененных вмещающих пород.

48. Минимальное промышленное содержание полезного компонента – это такое содержание, при котором извлекаемая ценность минерального сырья обеспечивает возмещение всех затрат на получение товарной продукции при нулевой рентабельности производства. Минимальное промышленное содержание и минимальное промышленное содержание, в зависимости от вида получаемой товарной продукции, определяется по формуле согласно пункту 66 настоящей Методик.

Экономический эффект от использования попутных компонентов и попутных полезных ископаемых при расчете минимального промышленного содержания предлагается учитывать путем исключения из эксплуатационных затрат дополнительной прибыли (приходящейся на 1 тонну добываемой руды), которая получается за счет их реализации.

49. Минимальное содержание в подсчетном блоке регламентируется при разработке кондиций для месторождений, разрабатываемых предприятиями, слабообеспеченными сырьевыми ресурсами, затухающими (при соответствующем технико-экономическом обосновании). Рассчитывается исходя из принципа окупаемости всех предстоящих эксплуатационных затрат и определяется по формулам, аналогичным применяемым для расчета минимально промышленного содержания. При этом в затраты по добыче

включаются элементы себестоимости, которые связаны с разработкой оцениваемых блоков.

50. При наличии на месторождении нескольких природных разновидностей полезного ископаемого, отличающихся по технологическим свойствам и требующих отдельной добычи и переработки (или строго дозированной шихтовки), определяются параметры для отдельного подсчета их запасов в геометризованных контурах или статистически.

Бортовое содержание и параметры кондиций, требуемые для подсчета запасов полезных ископаемых по типам и сортам, устанавливаются по каждому типу руд.

По месторождениям нерудного сырья (глины огнеупорные и керамические, известняки и карбонатные породы для различного использования, пески формовочные, стекольные и тому подобные) выделение при подсчете запасов различных промышленных сортов производится в соответствии с государственными стандартами, а при отсутствии - на основе отраслевых стандартов или технических условий.

51. Для приведения содержаний полезных компонентов комплексных руд к содержанию условного компонента пользуются переводными коэффициентами.

Коэффициенты для приведения содержаний различных сортов минерального сырья (слюда, асбест) к содержанию основного условного сорта определяются исходя из соотношения цен.

Для приведения содержаний компонента  $i$  к содержанию главного компонента  $j$  используются формулы в соответствии с пунктом 65 настоящих Методик.

52. При расчете содержаний условного компонента с помощью переводных коэффициентов учитываются компоненты при содержании не ниже предела, определяющего возможность извлечения в промышленных условиях по принятой технологии переработки полезного ископаемого. Эти предельные содержания и устанавливаются в кондициях в качестве минимальных содержаний компонентов, учитываемых при приведении к содержанию условного компонента.

53. Максимально допустимые содержания вредных примесей в полезных ископаемых, используемых без обогащения, устанавливаются в соответствии с ограничениями государственных и отраслевых стандартов, технических условий. Ограничения применяются к подсчетному блоку или интервалу разведочной выработки, соответствующему высоте рабочего уступа карьера.

При повышенном содержании вредных примесей в полезном ископаемом, подлежащем обогащению (переработке), максимально допустимое содержание вредных компонентов устанавливаются по результатам проведенных технологических испытаний, подтверждающих возможность получения кондиционной готовой продукции.

54. Минимальную мощность тел полезных ископаемых, включаемых в контуры подсчета запасов, устанавливаются исходя из применения оптимальных для данного

месторождения способа и систем разработки, обеспечивающих экономически целесообразную полноту извлечения из недр запасов полезных ископаемых.

При горнотехническом обосновании учитываются:

условия залегания тел полезных ископаемых, морфологию и размеры, сложность внутреннего строения и степень изменчивости по простиранию и падению, в значительной мере определяющие выбор системы разработки месторождения, ширину очистного пространства, возможность последовательной отработки отдельных тел полезных ископаемых;

крепость и устойчивость руд (полезного ископаемого), и вмещающих пород, определяющие возможность применения систем разработки и выбор оборудования для механизации добычи.

Распределение запасов по классам мощностей тел полезных ископаемых определяется, статистически по представительным для оцениваемого месторождения участкам, телам, подсчетным блокам.

Оптимальное значение устанавливается на основе прямых технико-экономических расчетов по каждому из классов мощности. Критерием для выбора оптимальной мощности рудного тела с помощью технико-экономических расчетов служит безубыточное производство конечной товарной продукции из дополнительно вовлекаемых в отработку запасов при сохранении необходимого уровня рентабельности в целом по месторождению.

Показатель минимальной мощности рудных тел (и максимально допустимой мощности прослоев пустых пород, включаемых в подсчет запасов) заменяется условиями отнесения бортового содержания полезного компонента (других параметров, регламентирующих качество сырья) на интервал, соответствующий высоте эксплуатационного уступа (подступа). Применение этого условия целесообразно по крупным месторождениям относительно бедных легкообогатимых руд, характеризующихся сложным внутренним строением и частой перемежаемостью рудных тел с прослоями некондиционных руд и пустых пород, по месторождениям нерудных полезных ископаемых (флюсовое, цементное сырье) при соблюдении необходимых мер по усреднению добываемого минерального сырья.

Оконтуривание маломощных рудных тел с повышенным содержанием полезных компонентов производится по метропроценту (метрограмму), исходя из установленных кондициями минимальной мощности тела полезного ископаемого и бортового содержания, а при геологических границах рудного тела - минимального содержания на краевую выработку.

Кондициями, устанавливается нормальная (истинная) мощность тела полезного ископаемого. При определении минимальной мощности по пересечению разведочной (эксплуатационной) выработкой или горизонтальной мощности приводятся специальное обоснование.

55. Максимальную допустимую мощность прослоев пустых пород и некондиционных полезных ископаемых, включаемых в подсчет запасов, необходимо устанавливать по месторождениям полезных ископаемых, используемых промышленностью без обогащения, исходя из условия соблюдения (при включении этих пород в добычу) государственных и отраслевых стандартов, технических условий и других ограничений промышленности к качеству добываемого минерального сырья. Расчеты качества добываемого сырья производятся при различном соотношении мощностей полезных ископаемых и некондиционных прослоев (при необходимости - технологические испытания) и на основе расчета качества добываемого сырья установить предельную мощность прослоя, при которой еще возможно получение товарной продукции требуемого качества. Ее величина и регламентируется условиями в качестве параметра максимальной допустимой мощности прослоев пустых пород и некондиционных полезных ископаемых.

По месторождениям полезных ископаемых, используемых после их обогащения, для обоснования данного параметра кондиций производится подсчет запасов при различных мощностях прослоев по каждому из оцениваемых вариантов бортового содержания.

Выбор оптимального значения данного параметра кондиций осуществляется на основе сопоставления вариантов технико-экономических расчетов. При извлечениях попутных полезных ископаемых и компонентов учитывается возможный дополнительный экономический эффект.

56. Минимальные запасы изолированных тел (участков) полезных ископаемых целесообразно регламентировать при наличии на месторождениях, подлежащих подземной разработке, изолированных рудных тел (участков), отстоящих на значительном расстоянии от основных рудных тел и требующих проходки дополнительных вскрывающих выработок. В кондициях устанавливаются условия для отнесения запасов таких рудных тел (участков) к балансовым.

При определении целесообразности промышленного освоения (безубыточной добычи) изолированных рудных тел (участков) руководствуются формулой пункта 66 настоящих Методик.

В каждом конкретном случае с учетом фактических данных необходимо рассмотреть различные варианты расстояний от изолированных рудных тел до основных вскрывающих выработок и содержаний компонентов.

57. Коэффициент рудоносности применяются для месторождений с прерывистым, гнездовым распределением полезных компонентов, когда кондиционные руды по геологическим, горно-геологическим критериям не оконтуриваются в процессе геологоразведочных работ и подсчет запасов проводится в контурах рудоносной зоны (залежи, тела) статистически. Коэффициент рудоносности определяется по подсчетным блокам преимущественно линейным способом как отношение интервалов с

кондиционным содержанием к общей длине всех выработок, пройденных в рудовмещающем контуре. При наличии эксплуатационных работ учитываются площадные, объемные коэффициенты рудоносности.

При подсчете запасов с использованием коэффициента рудоносности необходимо привести обоснование условий (или параметров кондиций) для установления внешних границ рудовмещающих залежей (зон).

Минимальные размеры рудных интервалов, включаемых в расчет коэффициента рудоносности, определяются исходя из возможности и экономической целесообразности селективной выемки рудных тел при оптимальной системе разработки данного месторождения и указываются в кондициях.

При неравномерной рудонасыщенности отдельных частей (подсчетных блоков) месторождения устанавливаются минимально допустимый коэффициент рудоносности для подсчетных блоков. Минимально допустимый коэффициент рудоносности определяется на основе прямых технико-экономических расчетов, исходя из геологических особенностей месторождения, горно-геологических условий его разработки, соответствующих расчетных потерь и разубоживания руд и ценности минерального сырья с учетом дополнительных затрат, необходимых для уточнения границ распространения кондиционных руд при эксплуатационной разведке и селективной их выемке.

58. Предельно допустимый коэффициент вскрыши целесообразно установить в кондициях в тех случаях, когда предельно допустимый коэффициент вскрыши применяется при подсчете балансовых запасов к отдельным подсчетным блокам (по россыпным месторождениям золота, олова, титана, циркония).

При невозможности определения коэффициента вскрыши по каждому из подсчетных блоков, подсчет запасов производится в экономически обоснованных контурах карьера.

Максимальную глубину подсчета запасов для условий подземной разработки определяется на основе прямых технико-экономических расчетов с учетом извлекаемой стоимости полезного ископаемого и издержек производства, исходя из условий безубыточной добычи запасов, приращиваемых на глубоких горизонтах.

59. По комплексным месторождениям на основании совокупности геолого-технологических исследований и технико-экономических расчетов в кондициях необходимо установить ограничения к подсчету запасов как основных, так и попутных полезных ископаемых, и компонентов и дать их перечень (раздельно для каждого технологического типа руд).

Степень изученности попутных полезных ископаемых и компонентов регламентируется действующими нормативными документами по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов.

По всем попутным полезным ископаемым (как и по основным), имеющим промышленное значение, надо установить свои параметры кондиций.

Кондиции для оконтуривания и подсчета запасов попутных полезных компонентов рекомендуется устанавливать при неравномерном их распределении и наличии участков (подсчетных блоков) с повышенными концентрациями, а также технологической возможности и экономической целесообразности селективной добычи руд таких участков и их отдельной переработки для получения товарной продукции.

При отсутствии возможности и экономической целесообразности селективной выемки руд или отдельного обогащения и переработки концентратов с повышенными содержаниями попутных компонентов, параметры кондиций по предельным содержаниям попутных компонентов не устанавливаются. Целесообразность подсчета балансовых запасов таких попутных компонентов при их фактических содержаниях в недрах надо определять на основе технолого-экономической оценки.

60. В кондициях для подсчета запасов углей и горючих сланцев, помимо перечисленных выше параметров, необходимо обосновать:

максимальную зольность угля (для сланцев - минимальную теплоту сгорания в пересчете на сухое топливо). Для пластов сложного строения (или их частей, подлежащих селективной добыче) дополнительно -рассчитывается и устанавливается максимальная среднепластовая зольность с учетом засорения угля (сланца) внутрипластовыми породными прослоями и неустойчивыми породами кровли и почвы пласта;

перечень попутных компонентов (раздельно по технологическим типам полезных ископаемых), по которым требуется подсчитать запасы, минимальное содержание этих компонентов по пересечению или подсчетному блоку;

перечень пластов, участков, блоков, которые не отрабатываются из-за особо сложных горно-геологических условий или вследствие малого количества запасов, разобщенности, интенсивной нарушенности, посредством приведения их к условному топливу;

специальные ограничения по качеству углей (сланцев): спекаемость, выход, смол, содержание серы, фосфора и других вредных примесей.

Оптимальные параметры кондиций определяются методом повариантных расчетов. В число рассматриваемых вариантов включаются такие, по которым значения показателей кондиций задаются большими и меньшими предположительно оптимальных. Оптимальный вариант максимальной зольности угля, минимальной мощности пластов и других показателей кондиций выбирается на основе сопоставления и анализа вариантов мощностей предприятия, капитальных вложений, себестоимости добычи и других технико-экономических показателей.

61. Для оконтуривания и подсчета запасов техногенных месторождений применяются те же показатели кондиций, что и для природных месторождений.

Кондиции для подсчета запасов техногенного месторождения следует разрабатывать в тесной увязке с кондициями на основные (природные) виды полезных ископаемых и утверждать в установленном порядке. При этом в первую очередь оценивается возможность использования отходов добычи и переработки самостоятельно или как компонент шихты для изготовления продукции, сырьевая база которой в данном районе ограничена или истощена.

После установления контуров по принятым вариантам кондиций подсчитывают запасы категорий С1 и С2, определяют средние содержания полезных компонентов и вредных примесей. Все запасы отходов горнопромышленного производства подлежат утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (далее – ГКЗ) в соответствии с установленными кондициями.

62. Кондиции для подсчета забалансовых запасов устанавливаются в том случае, когда обоснована и, при необходимости, подтверждена соответствующими технико-экономическими расчетами возможность сохранения их в недрах для последующей добычи или целесообразность попутного извлечения, складирования и сохранения для использования в будущем. При этом следует учитывать возможное удорожание отработки балансовых запасов, обусловленное необходимостью сохранения в недрах или специальных отвалах забалансовых запасов.

63. В подсчет запасов включаются следующие данные:

1) обоснование принятых методов подсчета запасов основного полезного ископаемого с учетом геологических особенностей месторождения, методики его разведки и способов разработки. Виды подсчетной графики, соответствие ее масштаба условиям подсчета запасов.

Представляемые материалы, подготовленные с применением информационных технологий, включают все данные, необходимые для обоснования результатов подсчета запасов и выводов об их достоверности. Содержание и форма материалов обеспечивают возможность проверки, а при необходимости и повторной обработки данных подсчета запасов без личного участия авторов.

Представляемые по результатам применения информационных технологий материалы подсчета запасов включают электронную базу первичных геологических, горнотехнических и экономических данных и результатов их обработки, а также полученные на этой основе текстовые материалы, табличные и графические приложения в бумажном и электронном виде.

Исходные данные представляются на государственную экспертизу в виде верифицированной электронной базы, содержащей файлы координат начальных точек разведочных выработок, результатов инклинометрии стволов скважин и маркшейдерских замеров в горных выработках, документации разведочных выработок и их опробования (все файлы с исчерпывающей информацией для создания геолого-математической модели месторождения). Графическая информация (

топографическая основа, планы, разрезы и тому подобное) представляется в векторных или растровых цифровых форматах (\*.dxf, \*.cdr, \*.jpg, \*.tiff, \*.gif, \*.tab (формат MapInfo)) без искажений, с координатной сеткой, с соблюдением соответствия своим бумажным аналогам.

Исходные данные представляются в виде таблиц, объединяющих журналы опробования, и таблиц выделенных пересечений по всему месторождению, в файлах, которые прочитаны средствами MS Office: MS Excel, MS Access. Программные продукты, работающие с различными операционными системами, обеспечиваются стандартным интерфейсом импорта/экспорта информационных баз данных из одной системы в другую, а также интерфейсом для работы с любой периферией.

На период проведения государственной экспертизы в распоряжение ГКЗ предоставляется экземпляр программного обеспечения, использованного при подготовке представляемых материалов, что необходимо для контроля исходных данных и результатов моделирования месторождения.

Категоризация запасов регламентируется Инструкцией по классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам.

Результаты подсчета запасов, выполненного на основе геостатистического моделирования с созданием блочной модели месторождения, сравнить с трехмерной моделью, которая строится по рудным пересечениям, выделенным с использованием всех параметров кондиций (бортового содержания, коэффициентов перевода компонентов в условный компонент и их минимальных содержаний для перевода в условный компонент, минимальной мощности рудного тела, максимальной мощности прослая пустых пород и некондиционных руд).

Данный тип подсчета подлежит контролю одним из традиционных методов подсчета запасов (геологических блоков, разрезов, многоугольников и других) в объеме 2550% (по согласованию с ГКЗ) от общих запасов, представленных на рассмотрение. Сопоставление выполняется по наиболее представительным участкам месторождения.

Результаты подсчета запасов, выполненного с применением конкретной информационной технологии, обеспечиваются возможностью воспроизведения на основе применения другой информационной технологии.

Материалы по подсчету запасов полезных ископаемых представляются в приоритетном порядке в электронном виде. Состав материалов:

- верифицированная электронная база первичных геологических данных;
- цифровые графические материалы;
- текстовые документы.

Электронная форма является основной и используется для проведения государственной экспертизы, проверки исходных данных, воспроизведения результатов подсчета и хранения материалов.

Представление материалов на бумажных носителях допускается в сокращенном объеме и носит вспомогательный характер.

2) кондиции, установленные для подсчета запасов, время утверждения, данные укрупненных технико-экономических расчетов, подтверждающие возможность применения кондиций в современных экономических условиях (при наличии существенных расхождений между исходными данными, принятыми в ТЭО кондиций, и материалами последующей разведки), обосновывающие вносимые в них изменения;

3) принципы оконтуривания тел полезных ископаемых, принятая методика экстраполяции, результаты различных видов исследований и геостатистического моделирования, используемые при оконтуривании, обоснование отступлений от кондиций при оконтуривании тел полезного ископаемого и оценка влияния на результаты подсчета;

4) в случае применения при разведке месторождения геофизических методов отражается степень использования полученной информации для оконтуривания тел полезного ископаемого, уточнения внутреннего строения, определения средних содержаний важнейших компонентов, степени трещиноватости и параметров. Указывается количество интервалов полезного ископаемого, по которым содержание полезных компонентов принято по геофизическим данным, перечисляются блоки, участки, тела полезного ископаемого, запасы которых полностью, частично подсчитаны по геофизическим данным;

5) перечень интервалов горных выработок и скважин, разведочных линий, данные по которым не были использованы при подсчете запасов, причины исключения из подсчета;

6) принципы и обоснованность выделения подсчетных блоков, обоснование категорий запасов по степени разведанности;

7) методы определения средних величин подсчетных параметров: мощностей, содержаний полезных компонентов и вредных примесей, объемной массы, влажности, подсчетных площадей, объемов блоков и запасов полезных ископаемых и технологических типов. Принятые статистические методы учета некондиционных участков, запасов технологических типов полезных ископаемых, выхода сортов и марок минерального сырья. Применение коэффициента рудоносности при подсчете запасов. Поправочные коэффициенты, использованные при расчете отдельных параметров;

8) для россыпных месторождений – определение и учет валунности рыхлых отложений, для месторождений карбонатных пород, гипса и ангидрита – закарстованность;

9) обоснование методики выявления выдающихся ("ураганных") содержаний полезных компонентов и мощностей тел полезных ископаемых, ограничение влияния при подсчете запасов; анализ влияния проведенного ограничения "ураганных" значений на результаты подсчета запасов по подсчетным блокам, категориям, участкам и в целом по месторождению;

10) результаты подсчета по группам и категориям запасов; для забалансовых запасов – их распределение в соответствии с причинами, по которым они отнесены к забалансовым. Данные о запасах, которые подсчитаны в блоках, затронутых отработкой или подготовленных к выемке, в охранных целиках;

11) принятые методы подсчета запасов попутных компонентов: по содержанию в рядовых, групповых пробах, по содержанию в мономинеральных пробах, концентратах, в целом по месторождению, по отдельным телам полезного ископаемого, в подсчетных блоках; методика подсчета валовых и извлекаемых запасов попутных компонентов 3 группы, в том числе по минералам, лабораторным концентратам, методом корреляции и тому подобное.

Обоснование отнесения запасов попутных компонентов к различным категориям в зависимости от категории запасов и изученности технологических свойств заключающего их основного полезного ископаемого и других данных. Результаты подсчета запасов попутных компонентов по месторождению в целом, телам полезного ископаемого, промышленным типам полезного ископаемого, группам и категориям запасов, и способам разработки полезного ископаемого;

12) сводная таблица балансовых и забалансовых запасов основных и попутных ценных компонентов по промышленным типам и сортам, подсчетным блокам и категориям запасов;

13) сопоставление подсчитанных запасов полезных ископаемых и ценных компонентов с учтенными Государственным балансом запасов полезных ископаемых, при наличии расхождений – анализ причин несоответствия;

14) обоснование достоверности подсчитанных запасов полезных ископаемых.

#### **Параграф 4. Формулы, используемые при подсчете запасов твердых полезных ископаемых**

64. Минимальное промышленное содержание используется в качестве критерия для определения балансовой принадлежности запасов в подсчетных блоках и определяется аналитически на основе следующего соотношения:

$$C_{\text{мин}} = \frac{3100}{\text{ЦИр}},$$

где СМИН – минимальное промышленное содержание полезного компонента, % (если оно определяется в граммах (далее – г) на тонну (далее – т) или кубический метр (далее – м<sup>3</sup>), множитель 100 из числителя исключается); З – полные эксплуатационные затраты на добычу и переработку 1 т руды, в долларах США; Ц – цена реализации единицы товарной продукции, получаемой при переработке руд, в долларах США); И – сквозное извлечение полезного компонента в товарную продукцию из минерального сырья, доли единицы; р – коэффициент, учитывающий разубоживание при добыче, доли единицы.

Минимальное промышленное содержание, в зависимости от вида получаемой товарной продукции, определяется по следующим формулам:

для руд, перерабатываемых до товарных концентратов, при ценах на концентраты с установленным содержанием полезного компонента

$$C_{\text{мин}} = \frac{Z_1 a}{C_k I_p}$$

при ценах на содержащийся в концентратах полезный компонент

$$C_{\text{мин}} = \frac{3100}{\left( C_{\text{м.кон.}} - \frac{Z_{\text{грр}}}{I_d I_o} \right) I_o p}$$

для руд, перерабатываемых до товарных металлов с включением обогатительного передела

$$C_{\text{мин}} = \frac{3100}{\left( C_m - Z_m - Z_{\text{тр.к.}} - \frac{Z_{\text{грр}}}{I_d I_o I_m} \right) I_o I_m p}$$

для руд, перерабатываемых до товарных металлов без обогащения

$$C_{\text{МИН}} = \frac{(Z_{\text{д}} + Z_{\text{тр.р.}} + Z_{\text{м.год}}) \cdot 100}{\left( C_{\text{м}} - Z_{\text{м.кон.}} - \frac{Z_{\text{грр}}}{I_{\text{д}} I_{\text{м}}} \right) I_{\text{м}} P}$$

где  $Z$  – затраты на добычу и обогащение ( $Z_{\text{д}}$  – затраты только на добычу) 1 т руды без затрат на погашение геологоразведочных работ, в долларах США;  $Z_1$  – затраты на добычу и обогащение 1 т руды с учетом затрат на погашение геологоразведочных работ, в долларах США;  $Z_{\text{М}}$  – затраты по металлургическому переделу на 1 т товарного металла, в долларах США;  $Z_{\text{М.ГОД}}$  – то же головных стадий, в долларах США/1 т руды; и  $Z_{\text{М.КОН.}}$  – то же конечных стадий, в долларах США/1 т металла;  $Z_{\text{ТР.К}}$  и  $Z_{\text{ТР.Р}}$  – затраты на транспортировку концентрата в расчете на 1 т товарного металла и на транспортировку 1 т товарной руды, в долларах США;  $Z_{\text{ГРР}}$  – норматив погашения затрат на геологоразведочные работы на 1 т металла в недрах, в долларах США;  $C_{\text{К}}$ ,  $C_{\text{М.КОН.}}$  и  $C_{\text{М}}$  – цена 1 т концентрата с содержанием металла (а), металла в концентрате и товарного металла, в долларах США;  $I_{\text{д}}$ ,  $I_{\text{о}}$ ,  $I_{\text{м}}$  – извлечение металла при добыче, обогащении и металлургическом переделе, доли единицы.

При отсутствии установленных ставок погашения затрат на геологоразведочные работы, в приведенных выше формулах выражения

$$\frac{Z_{\text{грр}}}{I_{\text{д}} I_{\text{о}}},$$

$$\frac{Z_{\text{грр}}}{I_{\text{д}} I_{\text{о}} I_{\text{м}}}$$

и

$$\frac{Z_{\text{грр}}}{I_{\text{д}} I_{\text{м}}}$$

не учитываются.

По обрабатываемым открытым способом месторождениям руд (россыпей), характер залегания которых позволяет определить коэффициент вскрыши по каждому из подсчетных блоков (по неглубоко- и пологозалегаящим россыпям, месторождениям твердых полезных ископаемых или по месторождениям, представленным относительно небольшими изолированными рудными телами, которые будут отработаны самостоятельными карьерами), минимальное промышленное содержание определяется с учетом коэффициента вскрыши соответствующего подсчетного блока (рудного тела). Для этого сначала устанавливается минимальное промышленное содержание, исходя из затрат при нулевой вскрыше, полученное значение увеличивается на содержание, компенсирующее затраты на вскрышные работы, которые определяются с учетом коэффициента вскрыши, оцениваемого подсчетного блока (рудного тела, россыпи). Расчеты производятся по следующим формулам:

минимальное промышленное содержание при нулевой вскрыше

$$C_{\text{мин.н.в.}} = \frac{Z_{\text{н.в.}} \cdot 100}{\text{ЦИр}}$$

минимальное промышленное содержание по оцениваемому блоку (рудному телу, россыпи)

$$C_{\text{мин}} = \frac{(Z_{\text{н.в.}} + K_{\text{в}} Z_{\text{в}}) \cdot 100}{\text{ЦИр}}$$

где СМИН.Н.В. – минимальное промышленное содержание при нулевой вскрыше, %, (г/т, г/м<sup>3</sup>); ZН.В. – затраты на добычу и переработку 1 т, м<sup>3</sup> руды (песков) при нулевой вскрыше, в долларах США; КВ – коэффициент вскрыши по оцениваемому блоку, т/т, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, м<sup>3</sup>/т; ZВ – затраты на 1 т или 1 м<sup>3</sup> вскрыши, в долларах США.

65. Коэффициенты для приведения содержаний различных сортов минерального сырья (слюда, асбест) к содержанию основного условного сорта следует определять исходя из соотношения их цен.

Для приведения содержаний компонента *i* к содержанию главного компонента *j* используют следующие формулы:

для руд, перерабатываемых до товарных концентратов

$$K_{i/j} = \frac{\left( \rho_i - \frac{z_{гpp_i}}{I_{дi} I_{oi}} \right) I_{oi}}{\left( \rho_j - \frac{z_{гpp_j}}{I_{дж} I_{oj}} \right) I_{oj}}$$

для руд, перерабатываемых до товарных металлов, с включением обогатительного передела

$$K_{i/j} = \frac{\left( \rho_i - \frac{z_{гpp_i}}{I_{дi} I_{oi} I_{ми}} - z_{ми} - z_{гpi} \right) I_{oi} I_{ми}}{\left( \rho_j - \frac{z_{гpp_j}}{I_{дж} I_{oj} I_{mj}} - z_{mj} - z_{гpj} \right) I_{oj} I_{mj}}$$

для руд, перерабатываемых до товарных металлов (без обогащения)

$$K_{i/j} = \frac{\left( \rho_i - \frac{z_{гpp_i}}{I_{дi} I_{ми}} - z_{м.конi} \right) I_{ми}}{\left( \rho_j - \frac{z_{гpp_j}}{I_{дж} I_{mj}} - z_{м.кон.j} \right) I_{mj}}$$

Для приведения содержаний отдельных сортов (iс) минерального сырья (слюда, асбест и тому подобное) к содержанию основного условного сорта (jс) используют формулу:  $K_{i/c} / J_c = \rho_{i/c} / \rho_{j/c}$ .

66. При определении целесообразности промышленного освоения (безубыточной добычи) изолированных рудных тел (участков) можно руководствоваться формулой:

$$Q_{\text{МИН}} = \frac{Z_{\text{доп}} P}{(Ц_{\text{и}} - Z_{\text{п}}) \Pi}$$

где  $Q_{\text{МИН}}$  – минимальные запасы руды в изолированных рудных телах (участках) при заданных расстояниях от основных рудных тел месторождения и содержаниях полезных компонентов в рудах;  $Z_{\text{доп}}$  – дополнительные затраты, связанные с вскрытием и отработкой рудного тела (участка), в долларах США;  $Ц_{\text{и}}$  – извлекаемая ценность всех полезных компонентов в расчете на 1 т руды, в долларах США;  $Z_{\text{п}}$  – эксплуатационные расходы на добычу и переработку до конечной товарной продукции 1 т руды оцениваемых (изолированных) рудных тел без учета  $Z_{\text{доп}}$ , в долларах США;  $\Pi$  и  $P$  – коэффициенты, учитывающие эксплуатационные потери и разубоживание руды.

67. Годовая производительность подземного рудника или карьера определяется по величине годового понижения или скорости продвижения добычного забоя, или исходя из срока существования предприятия. Последний рассчитывается по формуле Тейлора:

$$T = 0,2 \sqrt[4]{Q},$$

T или

$$T = 6,4 \sqrt[4]{Q},$$

миллионов т (далее – млн.т), где T – продолжительность разработки месторождения, лет; Q – общие запасы руды в т или млн.т.

Тогда производительность (A) будет равна:

$$\left(\frac{Q}{T}\right).$$

68. По установленным значениям потерь и разубоживания рассчитываются эксплуатационные запасы полезных ископаемых:

$$Q_{\text{эксп.}} = \frac{Q_{\text{геол.}} \times (100 - \Pi)}{(100 - P)},$$

где  $Q_{\text{ЭКСП.}}$  – эксплуатационные запасы, тысяч т (далее – тыс.т);  $Q_{\text{ГЕОЛ.}}$  – геологические запасы, тыс.т;  $\Pi$  – потери, %;  $P$  – разубоживание, %.

При наличии полезного компонента в разубоживающей массе, его содержание в эксплуатационных запасах ( $S_{\text{ЭКСП.}}$ ) определяется с учетом количества полезного компонента в разубоживающей массе по следующей формуле:

$$S_{\text{эксп.}} = \frac{C_{\Gamma} \times Q_{\text{геол.}} - C_{\Gamma} \times Q_{\text{пот.}} + C_{\text{P}} \times Q_{\text{раз.}} \times n}{Q_{\text{эксп.}}},$$

где  $C_{\Gamma}$  – содержание полезного компонента в геологических запасах, %;  $C_{\text{P}}$  – содержание полезного компонента в разубоживающей массе, %;  $Q_{\text{ПОТ.}}$  – количество запасов, потерянных в недрах, тыс.т;  $Q_{\text{раз.}}$  – количество разубоживающей массы, тыс.т;  $n$  – доля разубоживающей массы, содержащей полезный компонент, %.

69. Современная стоимость будущего дохода вычисляется по формуле:

$$PV(I) = \frac{S}{(1+i)^n},$$

где  $S$  – сумма долга, подлежащего выплате через " $n$ " лет;  $I$  – инвестиции (основная сумма долга);  $i$  – процентная ставка;  $n$  – количество лет.

70. Коэффициент дисконтирования определяется по формуле:

$$g^{-n} = \frac{1}{(1+i)^n} \text{ ИЛИ } (1+i)^{-n},$$

где  $i$  – ставка дисконта (доли единицы);  $n$  – номер расчетного года.

71. Расчеты величины внутренней нормы прибыли (далее – IRR) в общем случае исходят из следующих уравнений:

при неравномерных ежегодных денежных потоках

$$I = \sum(CF \cdot q_t)$$

при равных ежегодных денежных потоках

$$I = \sum(CF \cdot b_n),$$

где  $I$  – капиталовложения в проект (инвестиции);  $q_t$  – коэффициент дисконтирования;  $b_n$  – коэффициент ренты (аннуитета);  $CF$  – чистый денежный поток.

### **Глава 3. Методика по подсчету эксплуатационных запасов подземных вод**

#### **Параграф 1. Требования к подсчету запасов подземных вод**

72. Текстовая часть составляется по следующей схеме:

введение;

общие сведения о районе работ и месторождении (участке);

геологическое строение и гидрогеологические условия месторождения (участка);

анализ режима эксплуатации действующих водозаборов;

методика и основные результаты разведочных гидрогеологических работ;

характеристика качества подземных и поверхностных вод;

определение расчетных параметров и обоснование других данных для подсчета запасов;

подсчет эксплуатационных запасов подземных вод;

оценка влияния отбора подземных вод на окружающую природную среду и мероприятия по ее охране;

рекомендации по проектированию и эксплуатации водозаборов;

заключение.

73. Схема отчета и объем текстовой части в целом и каждого из перечисленных разделов определяется авторами в зависимости от сложности гидрогеологических условий месторождения, количества оцениваемых водозаборных участков и водоносных горизонтов, а также сложности рассматриваемых вопросов и их значимости для оценки эксплуатационных запасов.

74. Для сокращения текстовой части рационально использовать табличную форму информации и обосновывать основные положения схемами, графиками, иллюстрациями.

## 75. Введение:

обоснование потребности в воде, данные о существующем водоснабжении объекта, сопоставление утвержденных запасов и фактического водоотбора с потребностью, источники ее удовлетворения, обоснование необходимости проведения разведочных гидрогеологических работ на месторождении (участке);

целевое назначение подземных вод, требования к их качеству и режиму эксплуатации;

данные по схеме водозабора, возможности использования подземных вод по целевому назначению и условиям водопользования;

возможное влияние водоотбора на окружающую природную среду, для минеральных, промышленных и теплоэнергетических вод – возможность сброса, утилизации или захоронения использованных вод (промышленных стоков);

намечаемые сроки освоения месторождения (участка);

сведения о ранее утвержденных или апробированных эксплуатационных запасах подземных вод в районе (даты и номера протоколов предыдущих утверждений или апробации запасов ГКЗ, межрегиональной комиссией по запасам полезных ископаемых (далее – МКЗ) или государственной комиссии по экспертизе недр (далее – ГКЭН), запасы по категориям в табличной форме, а также о разведанных, но неутвержденных запасах;

выполнение рекомендаций ГКЭН (ГКЗ, МКЗ), содержащихся в предыдущих решениях по рассматриваемому и аналогичным месторождениям (участкам) района;

сведения об организации-исполнителе и соисполнителях (по видам работ), сроки проведения полевых и камеральных работ, перечень лиц – исполнителей работ, степень их участия в проведении исследований и составлении отчета.

## 76. Общие сведения о районе работ и месторождении (участке):

сведения об административном и географическом положении месторождения (участка): его расстояние до объектов водопотребления, ближайшие населенные пункты и расстояния до них, пути сообщения, границы месторождения (участка) и его площадь ;

сведения о климате: метеорологическая изученность района (метеорологические станции, их высотное положение и период действия); краткие сведения о температуре воздуха, атмосферных осадках (месячные и годовые суммы за характерные годы, коэффициенты инфильтрации осадков), испарении с зеркал поверхностных и грунтовых вод, снежном покрове (многолетние значения и распределение по месяцам или сезонам); оценку водности периода проведения исследований в многолетнем разрезе;

для месторождений питьевых и технических вод сведения о гидрологических условиях: гидрографическая сеть района исследований, морфометрические характеристики водотоков, водоемов и пойменных участков, сеть оросительных

каналов, площади, занятые под орошаемое земледелие; гидрологическая изученность – сеть гидрологических станций и водомерных постов, сведения о стационарных и экспедиционных исследованиях (местоположение пунктов наблюдений, площади водосборов, отметки нуля графиков и состав наблюдений), оценка достоверности данных наблюдений и степени гидрологической изученности; общая характеристика гидрологического режима, характеристика питания и ледового режима, сведения о средних месячных, годовых и экстремальных значениях уровней и расходов воды за характерные годы, отметках выхода воды на пойму, частоте, продолжительности и границах затопления поймы, характере деформируемости русла и берегов, перемерзания и пересыхания водотоков (водоемов) и продолжительности периода отсутствия стока, периода дефицита стока, соотношение величины поверхностного стока с масштабами намечаемого отбора подземных вод; сведения о мелиоративных мероприятиях, степень нарушения естественного режима стока под влиянием техногенных факторов.

77. Геологическое строение и гидрогеологические условия месторождения (участка) :

геологическое строение района: краткие сведения о стратиграфии, литологии, тектонике и истории геологического развития района; связь месторождения с определенными комплексами пород и геологическими структурами; при подсчете запасов подземных вод в четвертичных отложениях – краткое геоморфологическое описание района;

гидрогеологические условия района: положение района исследований в общей схеме гидрогеологического районирования Казахстана; краткие сведения о характере водоносности пород стратиграфического разреза на глубину, представляющую интерес для решения поставленных задач; распространение, мощность, строение и выдержанность водоносных горизонтов (комплексов) и разделяющих их водоупорных (слабопроницаемых) пластов; положение уровней подземных вод; характер изменения фильтрационных свойств водовмещающих пород по площади и разрезу; дебиты и удельные дебиты скважин, дебиты родников и групповых водозаборов; условия питания и разгрузки подземных вод, характер взаимосвязи подземных и поверхностных вод, а также водоносных горизонтов многопластовых систем между собой; качество подземных и связанных с ними поверхностных вод;

сопоставительная оценка водоносных горизонтов (комплексов) и отдельных участков, обоснование выбора объектов (водоносных горизонтов или комплексов и в их пределах участков) для постановки выполненных разведочных работ;

оценка степени геологической, гидрогеологической, гидрологической, геофизической изученности района и месторождения (участка), определившей направление, методику и объем выполненных разведочных гидрогеологических работ;

краткие сведения об открытии, разведке и разработке оцениваемого месторождения (участка);

особенности рельефа и геоморфологии площади месторождения (участка), залесенность или заболоченность, наличие водотоков, водоемов, застроек и сельскохозяйственных угодий, инженерно-геологические условия строительства на участке водозабора;

геолого-гидрогеологические условия месторождения (участка): характер залегания и распространения вскрытых водоносных горизонтов, положение уровней подземных вод;

мощность, состав и фациальная изменчивость водовмещающих пород, а для трещиноватых и закарстованных – характеристика трещиноватости и закарстованности по площади и разрезу;

возможные условия взаимосвязи водоносных горизонтов между собой и с поверхностными водами;

характеристика разделяющих водоупорных или слабопроницаемых пластов;

общая характеристика фильтрационных свойств водовмещающих пород, их изменчивость по площади и разрезу; при оценке запасов подземных вод первых от поверхности водоносных горизонтов, а также при обосновании мероприятий по искусственному подпитыванию водозаборов – литологический состав и мощность пород зоны аэрации, их водопроницаемость, гранулометрический и водно-солевой состав; основные источники питания подземных вод, характеристика условий их разгрузки;

выводы о степени сложности гидрогеологических условий месторождения (участка) и об основных факторах, определяющих формирование эксплуатационных запасов.

#### 78. Анализ режима эксплуатации действующих водозаборов:

данные по действующим в районе водозаборам: объекты водоснабжения, размещение водозаборов, их типы, схемы расположения и техническое состояние, конструкция эксплуатационных, наблюдательных скважин, других каптажных сооружений; характер вскрытия продуктивных водоносных горизонтов; способ и степень вскрытия, способ эксплуатации; срок работы водозабора, производительность, динамические уровни воды, их изменения за весь период эксплуатации и по сезонам года; изменения качества воды за время эксплуатации и в годовом разрезе; способы и частота замеров дебитов, уровней и температуры воды, способ контроля качества и оценка достоверности измерений и анализов;

описание и интерпретацию основных закономерностей режима эксплуатации подземных вод, выводы о характере режима эксплуатации (установившийся, неустановившийся) и причинах его обуславливающих; качественная и количественная

характеристика основных источников формирования эксплуатационных запасов подземных вод; определение основных расчетных гидрогеологических параметров по данным эксплуатации;

для минеральных, промышленных, теплоэнергетических вод – изменение суммарной производительности водозабора во времени за весь период эксплуатации, причины этого изменения (ограничение водоотбора, расширение водозабора, перевод скважин на другой способ эксплуатации подземных вод, естественные причины, связанные с природными возможностями месторождения); изменения температуры и качества подземных вод (ионно-солевой состав, минерализация, содержание полезных и вредных компонентов, газовая составляющая, механические примеси); агрессивность подземных вод, процессы выщелачивания солей; способы сброса, утилизации или захоронения использованных вод (промышленных стоков);

оценка влияния отбора подземных вод на окружающую природную среду: обмеление водоемов, сокращение поверхностного стока, изменение характера растительности, активизация карстовых и других геологических процессов, просадки поверхности;

при наличии в районе действующих систем искусственного подпитывания водозаборов хозяйственно-питьевого назначения – приводится краткая характеристика их работы; срок эксплуатации, схема и размеры инфильтрационных сооружений, их производительность; технология, режим и параметры искусственного подпитывания водозаборов - глубина наполнения и скорость инфильтрации для бассейнов, величина напора и расход водопоглощения нагнетательных скважин, продолжительность непрерывной инфильтрации (фильтроцикла) и перерывов на чистку инфильтрационных сооружений; режим подземных вод; качество подаваемой на инфильтрацию воды и данные об изменении качества подземных вод в процессе искусственного подпитывания водозаборов; характеристика процессов коагуляции горных пород и данные о формировании илистого осадка на дне бассейнов; сравнение опыта работы инфильтрационных сооружений с результатами прогнозов, полученными при гидрогеологическом обосновании искусственного подпитывания водозаборов.

79. Методика и основные результаты разведочных гидрогеологических работ:

задачи и методика проведения разведочных работ в зависимости от необходимой степени подготовки месторождения (участка) к дальнейшему изучению или освоению, для месторождений минеральных, теплоэнергетических, промышленных вод - обоснование выбора площадей для постановки разведочных работ и глубины исследований; сводная таблица видов и объемов выполненных работ составляется в произвольной форме;

система размещения, количество, целевое назначение, глубины, диаметры и конструкции разведочных скважин (выработок), последовательность, способы и

технология бурения скважин или проходки горных выработок (шурфов, канав, котлованов);

для месторождений минеральных, промышленных, теплоэнергетических вод: способы цементирования затрубного пространства и проверки герметичности колонны обсадных труб; характеристика выполненных работ по тампонированию и ликвидации дефектных скважин; перечень скважин (выработок), не подлежащих учету при подсчете запасов, и причины их исключения; обоснование видов, объемов и методики проведения исследований в скважинах в процессе бурения: геофизических, поинтервального опробования; подготовка скважин к опробованию: способ вскрытия продуктивных горизонтов и характеристика водоприемной части скважины; прокачка скважины; работы по интенсификации притока; оборудование устья скважин для проведения опытных работ; использованное водоподъемное оборудование, его основные технические данные; измерительное оборудование, его технические характеристики; порядок раздельного опробования водоносных горизонтов и зон, способы изоляции их друг от друга и проверки надежности изоляции;

виды и объемы опытно-фильтрационных работ (откачек, выпусков, наливов, нагнетаний), схем опытных кустов;

описание методики и технологии проведения опытно-фильтрационных работ: насосное оборудование, степень и характер возмущения, продолжительность общая и при отдельных ступенях дебита, приуроченность к определенному сезону года, способы и частота замеров уровней и дебитов в скважинах; характеристика других факторов, оказывающих влияние на режим откачки или выпуска (барометрическое давление, изменение уровня и расходов поверхностных, а также подземных вод в естественных и нарушенных условиях); характеристика отвода откачиваемых вод, предупреждающего возможность их обратной инфильтрации в исследуемый водоносный горизонт, а также отрицательное влияние на окружающую природную среду; продолжительность и частота наблюдений за восстановлением уровня; характер, объем и методика исследований, связанных с изучением агрессивности оцениваемых лечебных минеральных, промышленных, теплоэнергетических подземных вод и выпадения из них солей, а также условий сброса (захоронения) использованных вод (промышленных стоков); результаты опытно-фильтрационных работ;

виды, объемы и методика проведения геофизических исследований; полнота использования их результатов при обработке данных о разведке месторождения;

состав и методика наблюдений за режимом подземных вод, гидрологических и водобалансовых исследований, расположение наблюдательных пунктов, состав, объемы и методика проведенных наблюдений и исследований, основные результаты;

состав, объемы и методика работ, выполненных при обследовании действующих водозаборов и систем искусственного их подпитывания;

состав и объемы работ по изучению качества подземных и поверхностных вод с учетом целевого использования воды и наличия возможных источников ее загрязнения; обоснование периодичности отбора проб и густоты сети опробования по площади и на глубину; количество контрольных анализов;

для промышленных и теплоэнергетических вод с попутными компонентами – методы и места отбора технологических проб, их количество и объем; наименование институтов, лабораторий или предприятий, проводивших исследования, время их проведения;

методика и объемы опробования горных пород, слагающих водоносные горизонты, разделяющие их слабопроницаемые слои и зону аэрации, с обоснованием целевого назначения различных видов определений, густоты сети и интервалов опробования: методы проведения анализов;

задачи и методика проведения специальных исследований (радиоизотопных, индикаторных, гидрогеотермических, наземных геофизических, специализированных съемок), с указанием объемов, густоты сети и периодичности их выполнения, их результаты;

при проведении разведочных работ на участках, где предусматривалось искусственное подпитывание водозаборов – обоснование принятого способа искусственного подпитывания, конструкции, размеров и количества опытных инфильтрационных сооружений, схемы расположения наблюдательных скважин и других пунктов наблюдений, общей продолжительности и режима опытного налива или нагнетания, способа и частоты замеров уровней и расхода воды, подаваемой в бассейн или в нагнетательную скважину, способа и частоты отбора проб поверхностных и подземных вод на различные виды анализов в процессе опытной инфильтрации в бассейнах или при нагнетании (наливе) в скважины: методика изучения процесса кольматации пород зоны аэрации, способ, частота и объемы отбора проб илистого осадка и заиленных грунтов для определения их физико-механических и водно-физических свойств, результаты исследований;

выводы о полноте изученности месторождения (участка) и достаточности полученных результатов для обоснования фильтрационной схемы, схемы водозабора, подсчета эксплуатационных запасов подземных вод, оценки влияния водоотбора на окружающую природную среду.

#### 80. Характеристика качества подземных и поверхностных вод:

общая характеристика гидрохимических условий месторождения (участка); детальная характеристика качества воды оцениваемых водоносных горизонтов: тип воды, пределы колебания и характерные величины общей минерализации и жесткости, содержание основных химических компонентов и органических показателей и их изменения по сезонам года; содержания компонентов и значения показателей, нормируемых в соответствии с целевым использованием воды в сравнении с предельно

допустимыми: оценка соответствия качества воды предъявляемым требованиям: при отступлениях от требований – рекомендации по улучшению качества воды (умягчение, обезжелезивание, обеззараживание, фторирование, обесфторирование, деманганация);

факторы, определяющие формирование солевого состава воды; детальную характеристику возможных источников изменения качества оцениваемых подземных вод при эксплуатации – привлекаемых поверхностных вод, подземных вод других водоносных горизонтов, некондиционных вод оцениваемых водоносных горизонтов; прогноз изменения качества воды и ее кондиционности на расчетный срок водопотребления;

санитарная характеристика территории месторождения и участка водозабора; существующие и потенциальные источники загрязнения подземных и связанных с ними поверхностных вод; обоснование зон санитарной охраны (далее – ЗСО) водозабора; рекомендуемые мероприятия по охране поверхностных и подземных вод от загрязнения;

при использовании поверхностных вод для искусственного подпитывания водозаборов - характеристику качества этих вод и его изменений по сезонам года и в многолетнем периоде, а также изменений степени загрязнения реки (водоема) и содержание в воде механических примесей; прогноз изменений качества подземных вод при искусственном подпитывании водозаборов с учетом процессов смешения и самоочищения при инфильтрации; рекомендации по периодическому отключению подачи воды или применению методов предварительной водоподготовки.

81. Определение расчетных параметров и обоснование других данных для подсчета запасов:

расчетные гидрогеологические параметры и другие данные, необходимые для подсчета запасов; методы интерпретации результатов выполненных исследований; расчетные формулы и обоснование их применения;

результаты расчетов гидрогеологических параметров: коэффициентов фильтрации, пьезопроводности и уровнепроводности, водоотдачи, коэффициентов фильтрации разделяющих пластов, коэффициентов перетекания, сопротивления русловых отложений, коэффициентов фильтрации пород зоны аэрации и фильтрационных параметров заиленного слоя, мощности и других параметров и данных, использованных при подсчете запасов подземных вод; анализ достоверности частных значений и принципы их отбраковки; методы осреднения параметров, выбор расчетных значений и обоснование возможности использования их при подсчете запасов; при изменчивости параметров – обоснование выявленных закономерностей их изменения по площади и разрезу; блокировка месторождения (участка) по расчетным значениям параметров.

82. Подсчет эксплуатационных запасов подземных вод:

требования к режиму и условиям эксплуатации оцениваемых подземных вод: расчетный срок водопотребления, график потребного водоотбора во внутригодовом разрезе, предельные глубины динамических уровней воды, минимальные дебиты скважин;

обоснование принятых принципов схематизации природных условий, расчетной схемы, метода подсчета запасов и расчетных зависимостей; подсчет эксплуатационных запасов подземных вод с приведением всех исходных данных, входящих в расчетные зависимости (в том числе при нескольких вариантах подсчета по разным схемам с указанием предлагаемого на утверждение);

при подсчете запасов подземных вод методами математического моделирования - обоснование детальности модели в соответствии с характером решаемой задачи и особенностями природных условий; методика построения расчетной схемы, ее описание; характеристика технических средств и обоснованность их использования при решении задачи; обоснование принятых методов и алгоритмов решения; принципы разбивки фильтрационного поля на блоки; методика задания начальных и граничных условий, методика решения обратных, инверсионных и прогнозных задач; описание и анализ полученных данных; результаты расчета баланса расходов по основным конечным вариантам решения обратных и прогнозных задач;

при подсчете запасов с учетом искусственного подпитывания водозаборов – прогноз средней за фильтроцикл среднегодовой скорости инфильтрации объемов восполнения запасов подземных вод, обоснование оптимального удаления инфильтрационных сооружений от водозабора (исходя из необходимой степени очистки воды), продолжительности непрерывной инфильтрации, количества и продолжительности чисток инфильтрационных сооружений; обоснование принятого метода подсчета эксплуатационных запасов и результаты оценки запасов с учетом искусственного подпитывания водозаборов применительно к рекомендуемой схеме инфильтрационных сооружений и к намечаемому режиму их работы;

подсчет эксплуатационных запасов подземных вод при неравномерном водопотреблении в течение года (орошение земель, обводнение пастбищ) проводится для условий непрерывного равномерного водоотбора с учетом заданного неравномерного режима водопотребления в течение последнего года (на утверждение представляются запасы с отнесением к категориям применительно к непрерывному режиму эксплуатации);

источники формирования эксплуатационных запасов подземных вод; расчеты величин естественных запасов и ресурсов, а также привлекаемых запасов подземных вод месторождения (участка); обеспеченность эксплуатационных запасов подземных вод на основе расчета общего водного баланса месторождения и количественной оценки основных источников формирования эксплуатационных запасов подземных вод

;

принципы категоризации эксплуатационных запасов подземных вод в соответствии со степенью их изученности; определение балансовой принадлежности запасов, количество подсчитанных запасов - общее и по категориям (дается в табличной форме в целом по месторождению и отдельно по участкам, водоносным горизонтам, показателям качества и целевому использованию воды).

83. Оценка влияния отбора подземных вод на окружающую природную среду и мероприятия по ее охране:

оценка влияния работы намечаемого к эксплуатации водозабора за расчетный срок водопотребления на существующие водозаборы (величина дополнительных срезов уровня, возможные изменения эксплуатационных запасов);

прогноз изменения поверхностного стока, величина его возможного сокращения ( сопоставление естественной разгрузки подземных вод, изъятие части транзитного стока), прогноз изменения живого сечения, обмеления озер, площади водоема;

прогноз изменения уровня подземных вод и связанный с ним прогноз возможных изменений растительности (при наличии данных о взаимосвязи условий их развития с положением уровня подземных вод);

прогноз возможных оседаний земной поверхности, связанных с процессами вторичной консолидации осушенных пород, интенсификации суффозионно-карстовых процессов;

мероприятия по охране окружающей природной среды.

84. Рекомендации по проектированию и эксплуатации водозаборов:

рекомендации по схеме размещения водозаборных сооружений, их конструкциям, режиму эксплуатации подземных вод, количеству и размещению резервных скважин и точек наблюдательной сети, составу режимных наблюдений за количеством и качеством отбираемых подземных вод и развитием депрессии, по искусственному подпитыванию водозаборов;

рекомендации по рациональному использованию подземных вод; мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения;

порядок и источники компенсации ущерба поверхностному стоку (при необходимости).

85. Заключение:

основные выводы о степени изученности геологического строения и гидрогеологических условий месторождения (участка), качестве подземных вод и условиях их эксплуатации;

количество эксплуатационных запасов по категориям, представляемых на утверждение, при необходимости – перспективы прироста запасов подземных вод месторождения (участка);

выводы о влиянии эксплуатации подземных вод разведанного месторождения ( участка) на общий водный баланс района и окружающую природную среду;

рекомендации по направлению дальнейших разведочных гидрогеологических работ в районе и на месторождении.

## **Параграф 2. Требования к переоценке эксплуатационных запасов подземных вод**

86. Схема, по которой составляется текстовая часть отчета, видоизменяется в зависимости от причин, на основании которых производится переоценка запасов.

87. Совокупно все месторождения (участки), по которым требуется переоценка запасов, разделяются на 2 основные группы:

1) первая группа – разведанные.

К этой группе относятся месторождения (участки) с утвержденными (принятыми на технических советах) эксплуатационными запасами, водоотбор на которых не осуществлялся с момента утверждения запасов, либо осуществлялся ограниченное время, в незначительных объемах и с отступлениями от расчетной (проектной) схемы водозаборов;

2) вторая группа – освоенные.

К этой группе относятся месторождения (участки), эксплуатация которых производилась в проектном объеме, либо с меньшим водоотбором в течение расчетного срока без существенных отступлений от проектной схемы водозаборов.

88. Текстовую часть материалов переоценки запасов необходимо составлять по схеме, приведенной в приложениях.

Схема отчета, объем текстовой части определяются в зависимости от сложности гидрогеологических условий месторождения, количества оцениваемых водозаборных участков и водоносных горизонтов, а также значимости рассматриваемых вопросов для решения задач переоценки.

89. При необходимости переоценки запасов для мелких водопотребителей с потребностью до 10 дм<sup>3</sup> в секунду, оценка запасов производится по упрощенным методикам с применением обобщенных гидрогеологических параметров и минимальным объемом отчетных материалов.

90. Для сокращения объема текстовой части необходимо использовать табличную форму информации с обоснованием основных положений схемами, графиками, фотографиями и другими необходимыми иллюстрациями.

91. Перечень основных вопросов, подлежащих освещению в разделах отчета:

1) введение:

сведения обо всех организациях и предприятиях (далее - водопотребителях), участвующих в эксплуатации данного месторождения на момент переоценки;

сведения о структуре водоотбора и потребности в воде (сложившейся и перспективной);

юридические взаимоотношения субъектов водопотребления, наличие генерального водопотребителя, сведения о разрешительных документах на добычу подземных вод;

намерения водопотребителей в части целевого назначения подземных вод, возможная корректировка требований к их качеству и режиму эксплуатации.

2) краткая характеристика месторождения (участка):

сведения об административном и географическом положении, гидрометеорологических характеристиках, геологическом строении, гидрогеологических и гидрохимических условиях месторождения (участка);

сведения о произошедших, со времени утверждения запасов, изменениях гидрогеологических условий (осушение или изменение мощности отдельных водоносных горизонтов, снижение внутрипластового давления, напоров, изменение граничных условий, условий питания и разгрузки);

сведения о дебитах и удельных дебитах эксплуатационных скважин, возможное взаимовлияние с другими водозаборами и его степень; изменения гидрохимических условий, стабильность химического состава и содержания промышленных компонентов;

сведения о некондиционных водах в плане и разрезе.

3) результаты обследования месторождения (для первой группы – разведанные месторождения) (Приложение 2 к Методикам по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам):

сведения, характеризующие экологическое состояние объектов на момент переоценки, приводятся на основании актов обследования участков водозаборов. Дополнительно приводится оценка влияния отбора подземных вод на окружающую среду: обмеление водоемов, сокращение поверхностного стока, изменение характера растительности, активизация карстовых и других геологических процессов, просадки поверхности;

санитарное состояние месторождения (участка) характеризуется по данным санитарно-гидрогеологического обследования; приводятся данные о степени реализации и эффективности защитных мероприятий, разработанных для всех трех поясов ЗСО, при необходимости производится обоснование скорректированных ЗСО объекта в связи с возникновением (ликвидацией) потенциальных источников химического и бактериологического загрязнения, изменением водоотбора, схемы водозабора;

данные об экологических и техногенных изменениях, произошедших с момента предыдущего рассмотрения месторождения, включая строительство и эксплуатацию промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных объектов - потенциальных источников загрязнения подземных вод (заводы, фабрики, рудники, фермы, накопители, населенные пункты), с характеристикой загрязняющих веществ, направленности и интенсивности процессов их воздействия на области формирования эксплуатационных запасов. Дополнительно выполняется оценка влияния отбора подземных вод на окружающую среду, включая обмеление водоемов, сокращение поверхностного стока,

изменение характера растительности, активизацию карстовых и иных геологических процессов, просадки поверхности, а также анализ степени их совокупного влияния на качество подземных вод, состояние и величину эксплуатационных запасов.

сведения об изменениях гидрологического режима рек, озер, родников, строительстве дамб, плотин, водохранилищ, каналов, основные характеристики этих объектов, степень их влияния на эксплуатационные запасы подземных вод.

санитарное состояние месторождения (участка) характеризуется по данным санитарно-гидрогеологического обследования; приводятся данные о степени эффективности защитных мероприятий, разработанных для всех трех поясов ЗСО, при необходимости производится обоснование скорректированных ЗСО объекта в связи с возникновением (ликвидацией) потенциальных источников химического и бактериологического загрязнения, изменением водоотбора, схемы водозабора;

выводы о совокупном (суммарном) воздействии всех перечисленных факторов на величину эксплуатационных запасов, об эффективности работы применяемых установок по улучшению качества воды (умягчение, обезжелезивание, обеззараживание, фторирование, обесфторивание, деманганация и т.д.) и обоснование необходимости их пересчета или переутверждения в ранее принятом количестве и категориях.

4) результаты обследования месторождения (для второй группы – освоенные месторождения) (Приложение 3 к Методикам по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам):

сведения, характеризующие экологическое состояние объектов на момент переоценки, приводятся на основании актов обследования участков водозаборов. Дополнительно приводится оценка влияния отбора подземных вод на окружающую среду: обмеление водоемов, сокращение поверхностного стока, изменение характера растительности, активизация карстовых и других геологических процессов, просадки поверхности;

санитарное состояние месторождения (участка) характеризуется по данным санитарно-гидрогеологического обследования; приводятся данные о степени реализации и эффективности защитных мероприятий, разработанных для всех трех поясов ЗСО, при необходимости производится обоснование скорректированных ЗСО объекта в связи с возникновением (ликвидацией) потенциальных источников химического и бактериологического загрязнения, изменением водоотбора, схемы водозабора;

техническое состояние водозабора также характеризуется на основе актов натурного обследования в период работ по переоценке. Обследование проводится на всех выработках, размещенных в зоне влияния водозабора. Приводится описание методов контроля состояния скважин: фототелеметрия, кавернометрия, расходометрия; основные результаты, характеризующие техническое состояние скважин (глубины,

диаметры, состояние насосов, надскважинных и других каптажных сооружений, наличие и состояние измерительной аппаратуры, интенсивность проявления процессов солеобразования, коррозии). Выводы о перспективах дальнейшего использования водозаборных и наблюдательных скважин, ориентировочных объемах ремонтных и восстановительных работ;

выводы об эффективности работы применяемых установок по улучшению качества воды (умягчение, обезжелезивание, обеззараживание, фторирование, обесфторивание, деманганация и т.д.).

#### 5) методика дополнительных гидрогеологических исследований:

сведения о видах и объемах выполненных работ; характеристика каждого из видов работ с указанием его целевого назначения, методики исследований, основных результатах, оценка достаточности выполненных видов и объемов для целей переоценки запасов;

система размещения, количество, целевое назначение, глубины, диаметры и конструкции скважин, дополнительно пробуренных для целей переоценки эксплуатационных запасов подземных вод;

виды и объемы опытно-фильтрационных работ (откачек, выпусков, наливов, нагнетаний). Схемы опытных кустов. Описание методики и технологии проведения опытно-фильтрационных работ: насосное оборудование, степень и характер возмущения, продолжительность общая и при отдельных ступенях дебита, приуроченность к определенному сезону года, способы и частота замеров уровней в скважинах и их дебита, характеристика других факторов, оказывающих влияние на режим откачки или выпуска (барометрическое давление, изменение уровней и расходов поверхностных, а также подземных вод в естественных и нарушенных условиях), характеристика водоотвода откачиваемых вод, предупреждающего возможность их обратной фильтрации в исследуемый водоносный горизонт, а также отрицательное влияние на окружающую природную среду, продолжительность и частота наблюдений за восстановлением уровня после завершения откачки, характер, объем и методика исследований, связанных с изучением агрессивности оцениваемых лечебных минеральных, промышленных, теплоэнергетических подземных вод и выпадение из них солей, а также условий сброса (захоронения) использованных вод (промышленных стоков). Результаты опытно-фильтрационных работ;

виды, объемы и методика проведения геофизических исследований, полнота использования их результатов при обработке данных для целей переоценки эксплуатационных запасов;

состав и методика наблюдений за режимом подземных вод, расположение наблюдательных пунктов, состав, объемы и методика проведенных наблюдений и исследований, основные результаты;

состав и объемы работ по изучению качества подземных и поверхностных вод с учетом целевого использования воды и наличия возможных источников ее загрязнения, методы проведения анализов, наименование лабораторий, проводивших исследования, контроль анализов и лабораторий;

методика и объемы опробования горных пород, слагающих водоносные горизонты, разделяющие их слабопроницаемые слои и зону аэрации, с обоснованием целевого назначения различных видов определений, густоты сети и интервалов опробования, методы проведения анализов.

б) характеристика изменений в пределах месторождения (для первой группы – разведанные месторождения):

данные об экологических и техногенных изменениях, произошедших с момента предыдущего рассмотрения: строительство и эксплуатация новых объектов промышленности и сельского хозяйства - источников возможного загрязнения подземных вод (заводы, фабрики, рудники, фермы, накопители, поселки), характеристика загрязнителей, направленность процессов воздействия на источники формирования эксплуатационных запасов, оценка степени их влияния на качество подземных вод, состояние и величину эксплуатационных запасов;

сведения об изменениях гидрологического режима рек, озер, родников, строительстве дамб, плотин, водохранилищ, каналов, основные характеристики этих объектов, степень их влияния на эксплуатационные запасы подземных вод;

выводы о совокупном (суммарном) воздействии всех перечисленных факторов на величину эксплуатационных запасов, обоснование необходимости их пересчета или переутверждения в ранее принятом количестве и категориях.

7) анализ режима эксплуатации водозаборов (для второй группы – освоенные месторождения) дается по отдельным водоносным горизонтам и тектоническим блокам :

данные по водозаборам: размещение, их типы, схемы расположения, конструкция эксплуатационных, наблюдательных скважин, других каптажных сооружений; характер вскрытия продуктивных горизонтов; способ и степень вскрытия, способ эксплуатации; срок работы водозабора, производительность, динамические уровни воды, их изменения за весь период эксплуатации и по сезонам года; изменения качества воды за время эксплуатации и в годовом разрезе; способы и частота замеров дебитов, уровней и температуры воды, способ контроля качества с указанием лабораторий, оценка достоверности измерений и анализов;

описание и интерпретация основных закономерностей режима эксплуатации подземных вод, выводы о характере режима эксплуатации (установившийся, неустановившийся) и причинах, его обуславливающих; качественная и количественная характеристика основных источников формирования эксплуатационных запасов подземных вод;

изменения производительности водозаборов во времени за весь период эксплуатации, причины изменений (ограничение водоотбора, расширение водозабора, перевод скважин на другой способ эксплуатации подземных вод, естественные и технологические причины, связанные с природными возможностями месторождения, изменением потребности и техническим состоянием водозабора и другие); для лечебных минеральных, промышленных, теплоэнергетических вод - изменения температуры и качества подземных вод (ионно-солевой состав, минерализация, содержание полезных и вредных компонентов, газовая составляющая, механические примеси); агрессивность подземных вод, процессы выщелачивания солей; способы сброса, утилизации или захоронения использованных вод (промышленных стоков);

при наличии на переоцениваемых водозаборах действующих систем искусственного подпитывания: краткая характеристика их работы; срок эксплуатации, схема размещения и размеры инфильтрационных сооружений, их производительность; технология, режим и параметры искусственного подпитывания водозаборов – глубина наполнения и скорость инфильтрации для бассейнов, величина напора и расход водопоглощения нагнетательных скважин, продолжительность непрерывной инфильтрации и перерывов на чистку инфильтрационных сооружений; режим подземных вод; качество подаваемой на инфильтрацию воды и данные об изменении качества подземных вод в процессе искусственного подпитывания водозаборов; характеристика процессов кальматации горных породы данные о формировании илистого осадка на дне бассейнов; сравнение опыта работы инфильтрационных сооружений с результатами прогнозов, полученными при гидрогеологическом обосновании искусственного подпитывания водозаборов.

8) сопоставление прогнозов и фактических результатов эксплуатации (для второй группы – освоенные месторождения):

гидродинамические прогнозы: прогнозируемое по результатам разведки и фактическое (вследствие эксплуатации) положение динамических уровней, размеров депрессионной воронки, дебиты, удельные дебиты скважин и других каптажных сооружений; причины расхождения прогнозных расчетов с данными эксплуатации; правильность выбранной расчетной схемы при первоначальной оценке запасов и, при необходимости, обоснование и выбор новой расчетной схемы для переоценки;

гидрогеологические параметры, применявшиеся при первоначальном подсчете и полученные по результатам эксплуатации; анализ причин расхождений; выбор и обоснование значений, принимаемых при переоценке;

гидрохимические прогнозы: прогнозное и фактическое состояние некондиционных вод; прогнозное и фактическое изменение качества по всем показателям; анализ причин отмеченных расхождений; методика дальнейших прогнозов;

геоэкологические прогнозы: прогнозное и фактическое состояние природной среды; возникновение (появление) новых факторов негативного изменения качества

подземных вод; анализ возможных процессов загрязнения окружающей среды и методы их минимизации в процессе дальнейшей эксплуатации. Анализ выполнения предложений ГКЭН, ГКЗ (МКЗ).

9) подсчет эксплуатационных запасов (для первой группы – если есть изменения, для второй группы – постоянно). Выбор метода подсчета эксплуатационных запасов подземных вод (переоценка запасов) должен базироваться на выводах, сделанных в предыдущих разделах отчета, учитывать сложность гидрогеологических условий, объем и представительность накопленной информации. Применять следующие методы подсчета эксплуатационных запасов:

при простых гидрогеологических условиях (первая группа сложности) – гидродинамический (аналитический), аналогии и балансовые расчеты;

при сложных гидрогеологических условиях (вторая группа сложности) – гидродинамический, в том числе с применением математического моделирования; гидравлический, в том числе в сочетании с гидродинамическим и балансовые расчеты;

при очень сложных гидрогеологических условиях (третья группа сложности) – гидравлический и балансовые расчеты.

10) заключение:

основные выводы о степени современной изученности месторождения, количестве эксплуатационных запасов по категориям, представляемых на утверждение; разделение запасов на востребованные (равные современной потребности всех потребителей) и временно не востребованные;

список всех водопользователей (юридических лиц), участвующих или предполагающих участие в эксплуатации месторождения (участка) с указанием потребности;

оценка влияния эксплуатации данного месторождения (участка) на общий водный баланс региона и окружающую природную среду.

92. Срок эксплуатации водозаборного сооружения принимается равным 27 годам (10000 суток). По итогам переоценки он может быть любым (но не менее 5 лет) и определяется недропользователем на основе анализа следующих факторов: работы водозабора в предшествующий период, сложности гидрогеологических и гидрохимических условий объекта, объема текущего и перспективного водопотребления, социально-экономических факторов и других.

93. При отсутствии достаточно веских оснований (по совокупности всех изменений), для месторождений первой группы (не эксплуатируемые) не следует изменять расчетные схемы и методики подсчета, принятые при первоначальной оценке запасов и утверждении их ГКЗ (МКЗ). Категоризация запасов в этих случаях может быть изменена в соответствии с требованиями действующих инструкций. Необходимость изменений обосновывается авторами в каждом конкретном случае отдельно.

94. Переоценка эксплуатационных запасов подземных вод осуществляется с учетом всех требований, предъявляемых к подсчету запасов по результатам разведочных работ, и базируется, главным образом, на материалах, полученных по результатам эксплуатации месторождения (участка). При этом приводятся:

требования к режиму и условиям эксплуатации подземных вод, принимаемые для переоценки запасов: расчетный срок водопотребления, график потребного водоотбора во внутригодовом разрезе, предельные глубины динамических уровней воды в эксплуатационных скважинах, минимальные дебиты скважин;

обоснование принятых для переоценки запасов принципов схематизации природных условий, расчетной схемы, метода подсчета запасов и расчетных зависимостей; осуществляется подсчет эксплуатационных запасов подземных вод с приведением всех исходных данных, входящих в расчетные зависимости;

при переоценке эксплуатационных запасов подземных вод методом математического моделирования: обоснование детальности модели в соответствии с характером решаемых задач и особенностями природных условий; методика построения расчетной схемы, ее описание; характеристика технических средств и обоснованности их использования при решении задачи; обоснование принятых методов и алгоритмов решения; принципы разбивки фильтрационного поля на блоки; методика задания начальных и граничных условий; методика решения обратных, инверсионных и прогнозных задач; описание и анализ полученных данных; результаты расчета баланса расходов по основным конечным вариантам решения обратных и прогнозных задач;

переоценка эксплуатационных запасов подземных вод при неравномерном в течение года водопотреблении (орошение земель, обводнение пастбищ и другие) проводится для условий непрерывного равномерного водоотбора с учетом заданного неравномерного режима водопотребления в течение последнего года. На утверждение представляются запасы с отнесением к категориям применительно к непрерывному режиму эксплуатации;

рассчитываются источники формирования эксплуатационных запасов подземных вод, величины естественных запасов и ресурсов, приводится обеспеченность эксплуатационных запасов подземных вод на основе расчета общего водного баланса месторождения и количественной оценки основных источников их формирования;

приводятся принципы категоризации эксплуатационных запасов подземных вод в соответствии со степенью их изученности; определение балансовой принадлежности запасов; количество подсчитанных запасов – общее и по категориям. Сопоставление ранее подсчитанных запасов с предлагаемыми к переоценке, анализ причин выявленных изменений, баланс запасов с учетом этих изменений.

95. Мероприятия по реконструкции и эксплуатации водозаборов должны реализовываться для месторождений второй группы (эксплуатируемых). Для

месторождений первой группы они необходимы в случае существенного изменения природной, экологической, социальной и другой обстановки в районе объекта по сравнению с первоначальной и изменением условий и объема водоотбора. При этом уточняются:

схема размещения водозаборных сооружений, их конструкции, режим эксплуатации подземных вод, количество и размещение резервных скважин и точек наблюдательной сети, состав режимных наблюдений за количеством и качеством отбираемых подземных вод и развитием депрессии;

система мер по рациональному использованию подземных вод и охране подземных вод от истощения и загрязнения;

порядок и источники компенсации ущерба поверхностному стоку (при необходимости).

### **Параграф 3. Текстовые, табличные и графические приложения**

96. В текстовых приложениях при оценке запасов представляются копии документов:

обосновывающих потребность (или дефицит) объекта в воде в увязке с существующим водоснабжением и ранее утвержденными запасами и подтверждающих необходимость проведения разведочных работ на месторождении (участке);

определяющих требования к качеству подземных вод и условиям (режиму) их эксплуатации;

обосновывающих необходимость и возможность искусственного подпитывания водозаборов (при необходимости);

согласовывающих возможность и величину ущерба поверхностному стоку и условия его компенсации (по необходимости).

97. В текстовых приложениях при переоценке запасов представляются копии документов:

обосновывающих потребность объекта в воде в увязке с существующим водоснабжением;

определяющих требования к качеству подземных вод и условиям (режиму) их эксплуатации;

актов санитарно-гидрогеологического обследования, экологического обследования, обследования технического состояния водозаборов и скважин режимной сети;

98. В табличных приложениях к подсчету (оценки и переоценки) запасов представляются таблицы в форме, позволяющей осуществить проверку исходных и промежуточных данных, вычислительных операций и результатов расчетов:

определения расчетных гидрогеологических параметров и их средних (расчетных) значений, используемых при подсчете эксплуатационных запасов подземных вод и оценке их обеспеченности;

прогноза изменения качества воды при эксплуатации и другой специализированной графики;

расчетов естественных запасов и естественных ресурсов подземных вод и общего водного баланса;

расчетов по обоснованию искусственного подпитывания водозаборов (при его применении);

расчетов расходов воды родников и поверхностных водотоков, принятых в обоснование эксплуатационных запасов подземных вод;

99. При подсчете запасов методом математического моделирования представляются таблицы:

расчетов расходов и уровней, задаваемых на внешних и внутренних границах модели; результатов решения обратных и инверсионных задач в сопоставлении с натурными данными;

результатов решения прогнозных задач по оценке или переоценке запасов и качества подземных вод;

расчетов, составляющих баланса подземных вод по результатам решения обратных, инверсионных и прогнозных задач.

100. Таблицы фактического материала включают: результаты изучения качества подземных и поверхностных вод с указанием лабораторий, проводивших анализы; величины водоотбора и уровней воды на действующих водозаборах, подтвержденных справкой эксплуатирующей организации, с указанием методики замера расходов и уровней; результаты определения физико-механических, водно-физических и других свойств грунтов; исходные данные по климатическим условиям: средние месячные, годовые и экстремальные суммы осадков по годам за последний 15-летний период наблюдений; при водно-балансовых расчетах - все имеющиеся данные по элементам водного баланса или используемые для их расчета; в случае специальных расчетов - все необходимые данные для них (температура и влажность воздуха, скорость ветра, облачность); исходных данные по расчетным гидрометрическим створам: средние месячные, годовые и экстремальные значения расходов и уровней воды за за последний 15-летний период наблюдений на них; данные определения всех расчетных гидрологических и метеорологических характеристик: вычисления коэффициента изменчивости и корреляции, величины выклинивания и испарения.

101. Представляются также: каталог координат и высотных отметок устьев скважин (выработок); реестр скважин, пробуренных в процессе изучения месторождения, а также скважин сторонних организаций, данные по которым использованы при составлении отчета; каталог родников.

102. Графические приложения при оценке запасов содержат:

1) по району месторождения:

обзорную карту с указанием населенных пунктов, гидрографической сети, путей сообщения, местоположения разведанного месторождения (участка) и водопотребителя, участков с ранее утвержденными запасами и действующих водозаборов (как правило помещается в тексте отчета);

карту фактического материала;

геологическую и гидрогеологическую карты со стратиграфической колонкой и соответствующими разрезами, пересекающими месторождение (участок) по характерным направлениям;

геоморфологическую карту и карту четвертичных отложений, когда оцениваются запасы подземных вод водоносных горизонтов верхнечетвертичных и современных отложений;

другие специализированные карты, используемые для обоснования подсчета запасов подземных вод (гидрохимическую, специального гидрогеологического районирования).

2) по изучаемому месторождению (участку):

карту фактического материала;

гидрогеологическую карту;

карты пьезоизогипс или гидроизогипс оцениваемых водоносных горизонтов в естественных и нарушенных эксплуатацией условиях;

карты водопроницаемости оцениваемых водоносных горизонтов;

гидрохимическую карту с изображением всех пунктов гидрохимического опробования, контуров подземных вод различного качества, а также существующих и потенциальных источников загрязнения подземных вод (представляется при сложных гидрохимических условиях);

другие специализированные карты (мощностей, изогипс кровли и подошвы водоносного горизонта);

геологические, гидрогеологические и гидрохимические разрезы в горизонтальном масштабе карт;

план подсчета запасов подземных вод;

при подсчете запасов подземных вод по родникам производится расчет среднесуточных расходов воды вероятностью превышения 95%, а при заданном графике водоотбора в соответствии с изменчивостью расхода воды родников - внутригодовое распределение расхода воды вероятностью превышения 95%;

при подсчете запасов подземных вод методом математического моделирования представляются графические материалы, отражающие фильтрационную схему оцениваемой площади, разбивку на блоки, внешние и внутренние граничные условия, результаты решения обратных и инверсионных задач (уточнение гидрогеологических параметров и граничных условий) в сопоставлении с исходными данными, результаты оценки эксплуатационных запасов (при необходимости и прогнозных ресурсов)

подземных вод и основные закономерности изменения баланса, режима и качества подземных вод в различные периоды времени при решении прогнозных задач;

103. В отчете также представляются:

геолого-технические разрезы эксплуатационных и пробуренных при разведке скважин, включенных в расчетную схему проектного водозабора;

листы откачек;

паспорта водозаборных скважин;

графики режима подземных вод по наблюдательным пунктам режимной сети;

карты, планы, разрезы и графики, отражающие результаты геофизических исследований;

схема гидрологической и метеорологической изученности с нанесением всех створов стационарной и временной режимной сети, метеостанций и участков специальных гидрометеорологических исследований;

графические материалы, отражающие результаты гидрологических исследований, продольный и поперечные профили с нанесением на них уровней воды 1%, 50% и 95% вероятности превышения, хронологические графики колебания уровней и расходов воды, графики колебания уровней и гидрографы за характерные годы, графики связи уровней и расходов воды, кривые распределения вероятностей превышения, расчетные гидрографы;

графические материалы, отражающие результаты специальных видов исследований, выполненных в процессе изучения месторождения.

104. Графические приложения при переоценке запасов содержат:

обзорная карта, отражающая современную обстановку, с указанием населенных пунктов, гидрографической сети, путей сообщения, местоположения участка исследований и водопотребителя, участков с ранее утвержденными запасами (как правило помещается в тексте отчета);

карта фактического материала;

гидрогеологическая карта участка работ с гидрогеологическими разрезами;

хронологические графики водоотбора в процессе эксплуатации месторождения и изменения при этом уровней подземных вод в эксплуатационных и наблюдательных скважинах, показателей качества, гидрометеорологических характеристик;

специальные карты, отражающие особенности формирования эксплуатационных запасов подземных вод в сложных геолого-гидрогеологических условиях;

план подсчета эксплуатационных запасов подземных вод;

при подсчете запасов методом математического моделирования - материалы, отражающие фильтрационную схему оцениваемой площади;

геолого-технические разрезы дополнительно пробуренных при переоценке скважин

;

листы откачек, проведенных в ходе переоценки запасов.

В целях сокращения объема материалов (без ущерба для наглядности) совмещаются данные на единых чертежах и избегать дублирования чертежей.

#### **Параграф 4. Требования к оформлению материалов подсчета запасов**

105. Материалы подсчета запасов технически оформляются согласно Формам отчетов по геологическому изучению недр, утвержденным приказом исполняющего обязанности Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 мая 2018 года № 419 (зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 13 июня 2018 года № 17050).

106. Графические материалы составляются в единых общепринятых условных обозначениях, оформленных в соответствии с вышеуказанными требованиями.

### **Глава 4. Методика по подсчету запасов углеводородов, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам**

#### **Параграф 1. Понятия, используемые при подсчете запасов углеводородов**

107. Объемный метод подсчета запасов нефти основан на полученной при проведении геологоразведочных работ информации, отражающей геолого-физическую характеристику объектов подсчета и условия залегания углеводородов в них.

108. Объемный метод используется для подсчета запасов на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ, а также в процессе опытной эксплуатации и разработки месторождений углеводородов.

109. Объемный метод подсчета запасов заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям залегающих в пустотном пространстве пород-коллекторов. Объектом подсчета является каждая залежь продуктивного пласта.

110. Для определения коммерческой ценности открытого месторождения необходимо проводить подсчет запасов на стадии поиска и оценки месторождений.

111. Структурную карту по кровле продуктивного пласта необходимо строить по данным бурения и по результатам проведенных сейсморазведочных работ. Контур залежи проводится с учетом определенного положения межфлюидных контактов (водонефтяной контакт (далее – ВНК), ГВК, газонефтяной контакт (далее – ГНК). В случае, если межфлюидный контакт не вскрыт скважинами, его абсолютная отметка принимается с учетом закономерностей изменения положения контактов выявленных залежей в пределах зоны нефтегазонакопления или с учетом величины коэффициента заполнения ловушек, определенной по соседним залежам.

112. В нефтяных залежах абсолютная отметка ВНК прогнозируется по характеру уменьшения с глубиной коэффициента нефтенасыщенности в проницаемых прослоях по скважинам.

113. В газовых залежах абсолютная отметка ГВК устанавливается по графику изменения приведенного пластового давления с глубиной  $R_{пл} = f(H_{абс})$  в газовой и водяной частях залежи, определенного по данным гидродинамического каротажа.

114. Параметры залежи определяются по информации, полученных по результатам проведенных геолого-геофизических и промысловых работ.

115. По степени изученности оценка запасов подразделяется:

оперативный подсчет запасов углеводородов – оценка запасов углеводородов на основе первичных сведений, полученных в процессе проведения поисков и (или) оценки залежей углеводородов при условии, что представленные геологические материалы позволяют дать предварительную оценку количества и качества запасов углеводородов.

подсчет запасов углеводородов – детальное изучение недр, объединяющее в себе все сведения, полученных при проведении геологоразведочных работ, по результатам которого подсчитывается количество и дается объективная оценка качества запасов углеводородов и коэффициента извлечения углеводородов;

пересчет запасов углеводородов – проводится при изменении и (или) уточнении геологической строения месторождения в результате дополнительно проведенных на месторождении исследовательских работ или при изменении начальных геологических и (или) извлекаемых запасов углеводородов категории А+В+С1 по данным разработки для крупных месторождений более чем на 10%, для остальных – более чем на 20%.

Пересчет запасов и их государственная экспертиза производятся также в случае изменений в представлении о распределении запасов в продуктивном разрезе, влияющих на выработку запасов и осуществляемую систему разработки месторождения (залежи).

116. Перевод запасов углеводородов с категории С2 в категорию С1 выполняется по результатам испытания скважин, пробуренных в рамках доизучения продуктивных горизонтов (залежей). Перевод осуществляется в соответствии с методикой.

117. Прирост запасов углеводородов проводится по результатам проведенных дополнительных исследовательских работ, повлекших увеличение объема углеводородов, посчитанных ранее за счет увеличения площади нефтегазоносности и (или) объема нефтенасыщенных пород или обнаружения новой залежи (залежей) по результатам эксплуатационного бурения в пределах контрактной территории.

118. Подсчет запасов месторождения (залежи, совокупности залежей) выполняется путем построения геологической модели месторождения (залежи, совокупности залежей), следующими методиками:

двухмерная – построение структурных карт (подсчетных планов) по продуктивным горизонтам (залежам) на базе сейсмических данных и результатов бурения скважин (

ГИС, керн, испытание и т. д.), с ручной интерполяцией между скважинами по способу треугольников. Замер площадей производится планиметром и (или) другими приборами.

трехмерная – построение трехмерных структурных карт, кубов подсчетных параметров на базе сейсмических данных и результатов бурения скважин (ГИС, керн, испытание и т.д), с автоматической интерполяцией между скважинами различными статистическими методами (непрерывные, стохастические и другие). Расчет начальных объемов углеводородов в пластовых условиях происходит напрямую по ячейкам трехмерной модели. Моделирование выполняется на специализированном программном обеспечении.

119. Расчет площади, объемов, запасов углеводородов выполняются отдельно по горизонтам (залежам), блокам, зонам насыщения, категориям. На основе выполненных вычислений составляется таблица подсчета запасов.

## **Параграф 2. Оперативный подсчет геологических запасов на стадии разведки и пробной эксплуатации месторождений (залежей)**

120. Оперативный подсчет запасов проводится по результатам разведочных (оценочных) работ, выполняемых в соответствии с утвержденным в установленном порядке Проектным документом с целью обобщения имеющихся геолого-геофизических материалов необходимых для проектирования Проекта пробной эксплуатации месторождения (залежи).

Статическая геологическая модель должна включать в себя набор структурных карт, схем корреляции, обоснования флюидных контактов, геологических профилей, карт изопахит продуктивной части горизонтов (пластов).

121. Оперативный подсчет запасов углеводородов выполняется по месторождению (залежи). При неоднородном строении резервуара проводится дифференциация месторождения (залежи) на подсчетные объекты. Запасы подсчитываются по данным бурения скважин; также необходимо привлекать результаты детальных сейсморазведочных работ. Структурной основой для построения подсчетного плана служит карта, построенная при совместном использовании результатов бурения и сейсморазведки. Параметры подсчета запасов по залежи определяются по данным бурения разведочных и оценочных скважин.

122. ВНК, ГНК и ГВК определяются по данным ГИС с использованием результатов опробования и исследования скважин. При обосновании положения ВНК (ГВК) на данной стадии необходимо учитывать, что в пластах с предельной насыщенностью и высокой проницаемостью двухфазные залежи характеризуются четкой границей между газом, нефтью и водой. В неоднородных слабопроницаемых пластах существуют значительные по величине переходные зоны.

123. Для определения контура залежи требуется построение карты поверхности ВНК (ГВК), определенной по скважинам. Точки пересечения этой поверхности с поверхностями кровли и подошвы коллекторов залежей соединяются между собой, определяя положение соответственно внешнего и внутреннего контуров.

124. При горизонтальном ВНК (ГВК) внешний и внутренний контуры нефтегазоносности проводятся по изогипсам на картах кровли и подошвы коллекторов продуктивного пласта в соответствии с определенной абсолютной отметкой контактов. В массивной залежи проводится только внешний контур на карте кровли коллекторов пласта.

125. В сложнопостроенных литологически экранированных залежах границы выклинивания или литолого-фациального замещения пород-коллекторов проводятся по градиенту изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с учетом материалов сейсморазведки 2D и 3D, вариограммного анализа либо на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и не вскрывшими коллектор. Картирование малоамплитудных нарушений, экранирующих залежь, проводятся по комплексу данных бурения и сейсморазведки 2D и 3D.

126. Эффективные нефте-газонасыщенные толщины  $h_{эф.н}$  ( $h_{эф.г.}$ ) и эффективные толщины продуктивных пластов выделяются по залежам по данным ГИС с учетом опробования скважин. На основе выделенных толщин составляются соответствующие карты отдельно по газо- и нефтенасыщенной зонам залежей в пределах одноименных пластов.

127. Коэффициенты открытой пористости  $K_p$  и нефте-газо-насыщенности залежей необходимо рассчитывать по результатам интерпретации данных ГИС; данные керн используются в качестве петрофизической основы интерпретации и для обоснования достоверности полученных оценок. При расчете средних значений за основу принимаются данные, наиболее полно освещающие разрез и не имеющие систематических ошибок.

128. На этапе оперативного подсчета геологических запасов на стадии разведки и пробной эксплуатации месторождений (залежей), при отсутствии или незначительном количестве исходных данных допускается совместное использование или полностью, как аналог петрофизические зависимости, граничные значения по соседним схожим по геологическим параметрам месторождений.

129. Пересчетный коэффициент и плотность нефти в поверхностных условиях для нефтяных залежей рассчитываются как средние арифметические из имеющихся определений, полученных в результате анализов глубинных проб при дифференциальном разгазировании. Среднее начальное пластовое давление и пластовая температура газовых залежей вычисляются с учетом глубины центров тяжести залежей.

Коэффициент сжимаемости реальных газов определяется на основе состава пластового газа из исследуемой залежи.

130. В случае отсутствия по одному или нескольким горизонтам собственных анализов пластовых флюидов допускается использование аналогов, схожих по общим геологическим характеристикам выше или ниже лежащих горизонтов месторождения или использования параметров рядом расположенного идентичного месторождения.

### **Параграф 3. Подсчет (пересчет) начальных геологических запасов углеводородов**

131. Подсчет (пересчет) начальных геологических запасов разрабатываемых залежей проводится для оценки текущих запасов и для составления или корректировки проектных документов на разработку месторождения.

132. Объектом подсчета является месторождение (залежь или совокупность залежей), разбуренная в соответствии с утвержденным проектным документом. При неоднородном строении, залежь необходимо дифференцировать на подсчетные объекты.

133. Для построения геологической модели разрабатываемых залежей необходимо использовать данные сейсморазведки (2D, 3D), результаты бурения разведочных и эксплуатационных скважин, материалы исследования керна и ГИС, данные опробования и исследования скважин, геолого-промысловые и промыслово-геофизические исследования скважин.

134. При пересчете геологических запасов залежей, разбуренных большим числом наклонно-направленных эксплуатационных скважин, необходимо проведение анализа достоверности исходной геолого-геофизической информации.

135. Структурные карты составляются как по кровле и по подошве каждого продуктивного горизонта, так и по кровле и подошве коллектора внутри продуктивного горизонта в зависимости от методики подсчета запасов.

136. Для построения структурных карт необходимо использовать данные всех вертикально пробуренных скважин, в которых определены абсолютные отметки кровли и подошвы коллекторов.

137. ВНК, ГНК и ГВК определяют по данным ГИС с учетом опробования и исследования скважин. При наличии данных пластоиспытателя допускается обоснование флюидалльных контактов по пересечению градиентов давления фаз. Для определения отметок межфлюидных контактов необходимо использовать данные по скважинам, по которым характер насыщенности не искажен процессом разработки. Для обоснования контура залежи возможно построение карт поверхности ВНК (ГНК, ГВК).

138. Эффективные нефтегазонасыщенные толщины выделяют в разрезе скважин по данным ГИС с учетом опробования скважин. В массив скважин для определения эффективных толщин включаются как вертикальные, так и наклонные, и горизонтальные скважины.

139. При наличии неопределенности в определении эффективных нефтегазонасыщенных толщин в горизонтальных скважинах результаты не учитываются.

140. В целях определения эффективных нефтегазонасыщенных толщин включению в выборку подлежат скважины, соответствующие следующим критериям: с отсутствием явных признаков обводнения, искажающих начальные геофизические характеристики, со вскрытым пластом до подошвы коллектора, а для определения эффективных нефтегазонасыщенных толщин – до ВНК (ГВК).

141. Подсчет запасов статической модели необходимо производить в следующей последовательности:

- определение площади и объема пород-коллекторов, содержащих углеводороды;
- определение средней пористости пород-коллекторов;
- определение средней нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям.

142. Подсчет запасов в трехмерной модели проводят в следующей последовательности:

- определение площади и объема коллекторов, содержащих углеводороды;
- определение объема пород-коллекторов, содержащих углеводороды;
- определение порового объема пород-коллекторов, содержащих углеводороды;
- определение углеводородно насыщенного порового объема пород-коллекторов, содержащих углеводороды;
- определение средней пористости пород-коллекторов путем деления порового объема пород-коллекторов на объем пород-коллекторов;
- определение средней нефтегазонасыщенности пород-коллекторов путем деления углеводородно насыщенного объема пород-коллекторов на поровый объем пород-коллекторов;
- приведение полученных объемов углеводородов к стандартным условиям.

143. При подсчете запасов в месторождениях с зонами, характеризующимися различными емкостно-фильтрационными свойствами, необходимо применять для разграничения таких зон структурно-фациальный анализ и структурировать запасы с учетом каждой такой зоны.

144. При подсчете запасов углеводородов в неструктурных ловушках возможно использовать результаты дополнительно проведенных методов по определению литологических, литолого-фациальных, палеогеографических и геохимических параметров.

145. Начальные геологические запасы нефти подсчитываются по формуле, представленной в пункте 322 настоящих Методик.

146. Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, определяются по начальным геологическим запасам нефти и начальному газосодержанию нефти,

определенному по пластовым пробам при их дифференциальном разгазировании, рассчитываются по формуле, представленной в пункте 323, настоящих Методик.

147. Подсчет геологических запасов попутных компонентов (серы, парафина и др.), содержащихся в нефти, проводится по формуле, представленной в пункте 324 настоящих Методик.

148. Подсчет попутных компонентов в растворенном в нефти газе подсчитываются по той же методике как подсчет попутных компонентов в свободном газе.

149. "Площадь нефтеносности  $F$ " определяют на основании данных о положении контуров нефтеносности. Площади нефтеносности продуктивного объекта (пласта) замеряются отдельно по полям различных категорий запасов, при этом сумма соответствовать площади всей залежи. Для установления контуров нефтеносности необходимо найти положение ВНК по данным комплекса промыслово-геофизических исследований, результатов опробований скважин и данным анализа кернов.

Границами площади нефтеносности также являются тектонические нарушения, зоны выклинивания продуктивных горизонтов (пластов), линии замещения пластов-коллекторов непроницаемыми глинистыми породами, границы которых проводятся по данным имеющихся результатов сейсморазведочных работ 2D и 3D, и (или) обоснования максимального радиуса той или иной фации путем проведения вариограммного анализа, при отсутствии вышеуказанных данных и при ограниченном числе пробуренных скважин положение линии замещения коллекторов проводят условно на половине расстояния между скважинами, в одной из которых пласт сложен породой-коллектором, а в другой – непроницаемыми породами.

150. "Эффективная нефтенасыщенная толщина  $h$ " определяется на основе данных анализа кернов, по результатам интерпретации промыслово-геофизических исследований, а также материалов опробования скважин, позволяющих установить водонефтяной контакт.

151. Значения нефтенасыщенных толщин по горизонтам приняты как средневзвешенные величины по картам эффективных нефтегазонасыщенных толщин для соответствующих блоков, зон, категорий.

152. Средние значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности по подсчетным объектам (горizontам) определяются как средневзвешенные по толщине величины в соответствующих скважинах по ГИС.

"Коэффициент открытой пористости ( $K_p$ )" принимается по данным пробуренных скважин и определяется по результатам лабораторных исследований керна. На этапе разведки в случае отсутствия керновых данных возможно использовать результаты интерпретации материалов ГИС.

При расчете  $K_p$  по керну берется среднее арифметическое из всех наблюдаемых значений в проницаемых насыщенных интервалах пласта по залежам, а по ГИС –

средневзвешенное по эффективной нефтенасыщенной толщине, с учетом корреляции по месторождениям – аналогам.

153. При подсчете запасов в сложных и очень сложных месторождениях в коллекторах учитывать вторичную пористость при наличии данных. Вторичной пористостью обозначаются все эффективные пустоты в горной породе, имеющие вторичное происхождение, развивающиеся как в межблоковом пространстве, так и непосредственно в блоках (матрице).

154. "Коэффициент нефтенасыщенности  $K_n$ " принимается по скважинам и рассчитывается по данным лабораторных исследований керна или по результатам интерпретации материалов ГИС. В качестве петрофизической основы интерпретации используется обобщенная по региону или по аналогичным объектам информация. При расчетах по керну принимается среднеарифметическое значение из всех известных значений нефтенасыщенных прослоев пласта по залежам, а по ГИС – средневзвешенное по эффективной нефтенасыщенной толщине и пористости.

При наличии достоверного массива данных капиллярметрии и фазовых проницаемостей коэффициент нефтенасыщенности обосновывается через построение  $J$  – функции.

155. "Плотность нефти  $s_0$ " – определяют в стандартных условиях (при 20°C) в лаборатории по результатам стандартного или ступенчатого разгазирования. Для расчета используется средняя величина по пласту на основании данных анализа кондиционных проб нефти, взятых по ряду скважин.

156. "Пересчетный коэффициент  $q$ ", или величину, обратную объемному коэффициенту пластовой нефти, необходимо вводить для приведения подсчитанных запасов нефти в недрах к стандартным условиям на поверхности. "Пересчетный коэффициент  $q$ " определяется по результатам лабораторного анализа глубинной пробы пластовой нефти. При отсутствии глубинных проб на поисковом этапе допускается применение пересчетного коэффициента по аналогии с изученными залежами. Также для его определения используют специальные графики.

157. Содержание парафина, серы и смол принимается по лабораторным исследованиям как среднее арифметическое значение по объектам (горizontам, пластам).

158. Запасы свободного газа подсчитываются объемным методом по формуле, представленной в пункте 325 настоящих методик.

159. Поправка на отклонение углеводородных газов от закона "Бойля – Мариотта" определяется исходя из компонентного состава газа с учетом пластовых температур для каждого горизонта отдельно по формуле:

$$\alpha = \frac{1}{Z},$$

где  $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газов, который определялся по псевдокритическим давлению и температуре, исходя из компонентного состава газа.

По вычисленным приведенным псевдокритическим давлениям и температурам определяется величина коэффициента сжимаемости ( $Z$ ) по графику "Зависимость коэффициента сжимаемости газа от приведенного псевдокритического давления при разных приведенных псевдокритических температурах".

160. Начальные геологические запасы конденсата подсчитываются по формуле, представленной в пункте 326 настоящих Методик.

Подсчет запасов этана, пропана, бутанов для определения весовых запасов углеводородов первоначально определяется их удельное весовое содержание в 1м<sup>3</sup> пластового газа, которое рассчитывается исходя из его компонентного состава.

Удельное весовое содержание этана ( $qс2$ ), пропана ( $qс3$ ), бутанов ( $qс4$ ) определяется по формулам, представленным в пункте 327 настоящих Методик.

Геологические запасы конденсата, бутана, пропана и этана рассчитываются в тоннах.

161. "Площадь газоносности ( $F$ )" определяют на основании данных о положении контуров газоносности. Площади замеряются на подсчетных планах продуктивного объекта (пласта) раздельно по полям различных категорий запасов. Для установления контуров нефтеносности необходимо найти положение флюидального контакта по данным комплекса промыслово-геофизических исследований, результатов опробований скважин и данным анализа кернов. За нижнюю границу принимается граница, выше которой фазовая проницаемость для углеводородов выше нуля.

Границами площади газоносности также являются тектонические нарушения, зоны выклинивания продуктивных горизонтов (пластов), линии замещения пластов-коллекторов непроницаемыми глинистыми породами, границы которых проводятся по данным имеющихся результатов сейсморазведочных работ 2D и 3D, при отсутствии этих данных и при ограниченном числе пробуренных скважин положение линии замещения коллекторов проводят условно на половине расстояния между парами, скважин, в одной из которых пласт сложен породой-коллектором, а в другой – непроницаемыми породами.

162. Величины эффективных газонасыщенных толщин в разрезах скважин определялись по результатам интерпретации промыслово-геофизических исследований

. Значения газонасыщенных толщин по горизонтам приняты как средневзвешенные величины по картам эффективных газонасыщенных толщин для соответствующих блоков, зон, категорий.

163. Средние значения коэффициентов пористости и газонасыщенности по подсчетным объектам (горizontам) определяются как средневзвешенные по толщине величины в соответствующих скважинах по ГИС.

164. Коэффициент открытой пористости ( $K_p$ ) принимается по данным пробуренных скважин и определяется по результатам лабораторных исследований керна. На этапе разведки (ОПЗ) в случае отсутствия керновых данных возможно использовать результаты интерпретации материалов ГИС.

При расчете по керну берется среднее арифметическое из всех наблюдаемых значений в проницаемых насыщенных интервалах пласта по залежам, а по ГИС – средневзвешенное по эффективной газонасыщенной толщине, с учетом корреляции по месторождениям – аналогам.

165. При подсчете запасов в сложных и очень сложных месторождениях в коллекторах учитывать вторичную пористость при наличии данных. Вторичной пористостью обозначаются все эффективные пустоты в горной породе, имеющие вторичное происхождение, развивающиеся как в межблоковом пространстве, так и непосредственно в блоках (матрице).

166. "Коэффициент газонасыщенности ( $K_g$ )" принимается также по скважинам и рассчитывается по данным лабораторных исследований керна или по результатам интерпретации материалов ГИС. В качестве петрофизической основы интерпретации используется обобщенная по региону или по аналогичным объектам информация. При расчетах по керну принимается среднеарифметическое значение из всех известных значений газонасыщенных прослоев пласта по залежам, а по ГИС - средневзвешенное по эффективной газонасыщенной толщине и пористости.

167. При наличии лабораторных данных и обосновании остаточной нефтенасыщенности ( $S_{or}$ ) коэффициент газонасыщенности рассчитывается как вычитание от эффективного объема пор значений водонасыщенности ( $S_w$ ) и остаточной нефтенасыщенности ( $S_{or}$ ).

168. При наличии достоверного массива данных капиллярметрии и фазовых проницаемостей коэффициент нефтенасыщенности обосновывается через построение  $J$  – функции.

169. Термобарические условия в залежах устанавливаются в процессе поисково-разведочных работ. При подсчете запасов свободного газа и газа газовых шапок величина начального пластового давления принимаются по фактическим замерам в скважинах.

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, пересчетный коэффициент, 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-газо-насыщенности 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.

#### **Параграф 4. Техничко-экономическое обоснование коэффициентов извлечения углеводородов**

170. Техничко-экономическое обоснование коэффициентов извлечения углеводородов и содержащихся в них компонентов (далее – ТЭО КИ) выполняется при:  
подсчете запасов углеводородов;  
пересчете запасов углеводородов;  
пересчете извлекаемых запасов углеводородов.

171. Коэффициент извлечения углеводородов (далее – КИ) определяется отношением начальных извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам углеводородов и выражается в долях единиц.

172. Извлекаемые запасы углеводородов и содержащихся в них компонентов, определяются по результатам оценки технико-экономических показателей вариантов разработки залежи.

173. Расчетные варианты выполняются отдельно по каждому эксплуатационному объекту и различаются между собой системами размещения и плотностью сеток скважин, способами воздействия на залежи углеводородов, очередностью и темпами разбуривания залежей и месторождения в целом.

174. При составлении ТЭО КИ углеводородов с целью наиболее полного извлечения углеводородов из недр учитываются положительный мировой опыт разработки месторождений в области техники и технологии, а также возможности применения новых методов разработки и интенсификации добычи углеводородов.

175. ТЭО КИ углеводородов месторождений II и III порядка, а также месторождений с нетрадиционными углеводородами, подлежащими разработке с применением газовых, тепловых, физико-химических или иных методов воздействия на пласт, составляются с учетом результатов опытно-промышленных работ на данном месторождении или на аналогичных объектах.

176. КИ углеводородов обосновываются по каждому эксплуатационному объекту (залежи) и месторождению в целом для запасов категорий А, В, С1 по разрабатываемым месторождениям. КИ по категории С2 принимается по аналогии до 75% от КИ категории С1.

177. Для эксплуатационных объектов (залежей), границы которых выходят за пределы пространственных границ участка недр, КИ углеводородов определяются как в целом по эксплуатационным объектам (залежам), так и в пространственных границах участков недр и за его пределами.

178. Для месторождений нефти при наличии в них обширных водонефтяных, газонефтяных зон или отдельных участков продуктивных пластов с коллекторскими свойствами, существенно отличающимися от основной части залежи, КИ углеводородов обосновываются как для залежи в целом, так и для каждой зоны или участка.

179. Извлекаемые запасы месторождения принимаются как сумма извлекаемых запасов рациональных экономически обоснованных вариантов разработки эксплуатационных объектов (залежей), обеспечивающих наиболее полное извлечение запасов нефти, при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

180. Коэффициент извлечения нефти по эксплуатационным объектам (залежам) и месторождению в целом определяется за расчетный срок (период) разработки.

181. Ограничивающие критерии, такие как минимальный технологический дебит по нефти, газа скважины, максимальная обводненность продукции, максимальный газовый фактор подлежат обоснованию отдельно.

182. Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы углеводородов рассчитываются и учитываются по каждой залежи в эксплуатационном объекте по рекомендуемому экономически обоснованному варианту разработки, обеспечивающему рациональное извлечение запасов нефти, газа и конденсата при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

183. Для залежей (месторождений), находящихся в разведке (категории С1 и С2), расчет КИ извлекаемых углеводородов осуществляется на основании упрощенных статистических способов определения коэффициентов извлечения или методом аналогии.

184. Для залежей (месторождений), находящихся в разработке (категории запасов А, В, С1), извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных полезных компонентов определяются в результате технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки, в соответствии с КИ углеводородов.

185. Расчет технологических показателей разработки выполняется следующими инструментами:

метод материального баланса;  
статистические методы;  
трехмерная геолого-гидродинамическая модель (далее – ГГДМ).

#### **Параграф 5. Подготовка исходных данных и результаты расчетов технологических показателей вариантов разработки и КИ**

186. По данным анализа результатов испытания, опробования разведочных скважин, пробной эксплуатации (далее – ПЭ) месторождения (залежей), анализа работы эксплуатационного фонда скважин, их гидродинамических, термометрических и термодинамических исследований обосновываются исходные параметры, приводятся сведения о величинах депрессий и продолжительности исследований. Для неразрабатываемых месторождений приводятся результаты пробной эксплуатации скважин или результаты испытания, дается характеристика величины и их дебитов, пластового давления.

#### **Параграф 6. Анализ результатов разработки залежей**

187. По фактическим данным разработки месторождения приводится характеристика системы разработки залежей, динамика эксплуатационного разбуривания, способы эксплуатации скважин, характеристика фонда и распределение скважин по дебитам и обводненности.

Характеристика системы поддержания пластового давления (далее – ППД) по давлениям нагнетания, охвату пласта воздействием, приемистости скважин. Сравнение проектных и фактических показателей разработки по залежам (эксплуатационным объектам) за последние 5 лет на дату анализа. Полнота и своевременность выполнения проектных решений, причины отклонения фактических показателей разработки от проектных. Объемы добычи нефти, жидкости и закачки рабочих агентов, степень выработки начальных извлекаемых запасов, текущий КИ углеводородов, компенсация отборов закачкой, состояние пластового давления. В соответствии с подсчетными планами строятся карты разработки и карты изобар. На карты наносятся добывающие и нагнетательные скважины, накопленные отборы, закачки рабочих агентов, начальные и текущие контуры ВНК и ГНК.

188. При анализе результатов разработки представляются данные и проводится оценка эффективности объемов выполненных методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи.

189. При анализе результатов разработки подлежит изучению эффективность реализуемой системы разработки по каждому эксплуатационному объекту (продуктивному пласту, залежи), оценивается насколько эффективны (оправданы) для условий данного месторождения система поддержания пластового давления, система

размещения скважин и плотность сетки, интенсивность системы заводнения, применяемые профили и конструкция скважин, методы вскрытия пластов и освоения скважин, способы эксплуатации скважин, система сбора, учета и подготовки продукции скважин. Оценивается степень возможных осложнений процесса разработки, связанных с прорывами газа из газовой шапки, водяным конусообразованием, разгазированием нефти в пласте, выпадением в пласте и стволе скважин парафина.

Также подлежит анализу эффективность реализуемой системы разработки, оценивается с точки зрения ее приемлемости для надежного контроля за выработкой запасов, обеспечения равномерности вытеснения нефти водой, применения гидродинамических, физико-химических и других методов воздействия на пласты и призабойную зону скважин, обеспечения возможностей регулирования разработки и эффективной выработки запасов из совместно вскрытых пластов.

190. На основании материалов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин по контролю за разработкой осуществляется анализ текущей выработки запасов нефти продуктивных пластов (залежей). Анализируются эффективность применяемой системы разработки с точки зрения выработки запасов нефти пластов, а также мероприятий, направленных в предшествующий период на совершенствование системы воздействия на пласт и увеличение нефтеотдачи.

При целесообразности характер и степень выработки запасов нефти, степень охвата пласта воздействием рабочим агентом по площади и разрезу, распределение остаточных запасов нефти. Анализ выработки запасов нефти производится по данным гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, включая: геофизические методы по контролю за разработкой, расходомерию, термометрию, а также методы контроля насыщенности пластов за колонной в обсаженных скважинах. Производится оценка интервалов работающих толщин пластов, анализируется их динамика в ходе разработки месторождения, а также влияние на них проводимых геолого-технических мероприятий. Анализируется характер поступления рабочего агента к добывающим скважинам.

При объединении в один эксплуатационный объект нескольких продуктивных пластов выполняется оценка доли участия их в работе скважин.

Для анализа выработки запасов нефти пластов применяются аналитические методы или построенные геолого-гидродинамические модели эксплуатационных объектов и результаты восстановления истории разработки.

На основе анализа геолого-промыслового материала и выполненных расчетов строятся карты остаточных подвижных запасов и текущей нефтенасыщенности на различные даты.

191. При выделении эксплуатационных объектов в составе многопластового месторождения, такое выделение обосновывается с учетом схожести типа и строения залежей, типа коллекторов, геолого-физических характеристик продуктивных пластов

и непроницаемых разделов, фильтрационной характеристики и степени неоднородности пластов, свойств пластовых жидкостей, фазового состояния и флюидонасыщения пластов, объединяемых в один объект, опыта разработки аналогичных месторождений в нефтяном регионе.

192. Группа пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект, должны соответствовать подсчетному объекту, для которого подлежат индивидуальному утверждению геологические и извлекаемые запасы нефти.

193. При объединении в один эксплуатационный объект пластов двух и более подсчетных объектов представляется обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации скважин и одновременно-раздельной закачки или обоснование систем промыслового исследования скважин и технических средств замера дебитов, обеспечивающих качественный попластовый учет добычи продукции и закачки рабочего агента.

194. Техничко-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти осуществляется на данных не менее чем 5-х вариантов разработки эксплуатационного объекта с возможностью внедрения системы ППД.

В частности, рассматриваются следующие:

базовый, предусматривающий разработку месторождения в соответствии с утвержденным вариантом или реализуемым в соответствии с последним проектным документом с учетом осуществления всех рекомендованных мероприятий без их развития.

вариант с оптимальным расположением сетки скважин с системой ППД (при целесообразности внедрения);

вариант, предусматривающий большее количество эксплуатационных скважин с ППД (при целесообразности внедрения);

при применимости, утвержденный ранее в рамках подсчета запасов рекомендуемый вариант со всеми текущими изменениями по текущему состоянию залежи и фонду пробуренных скважин.

при применимости разработка месторождений по рекомендуемому варианту из первых 4-х но с применением принципиально новых технологий нефтеизвлечения или известных, но ранее на этих месторождениях не применявшихся.

195. Для месторождений, где технически невозможно реализовать систему поддержания пластового давления в силу отсутствия наличия закачиваемых агентов или ограничений, связанных с физико-гидрогеологическими условиями пласта, рассматриваются 3 варианта:

базовый, предусматривающий разработку месторождения в соответствии с утвержденным вариантом или реализуемым в соответствии с последним проектным документом с учетом осуществления всех рекомендованных мероприятий без их развития;

вариант с оптимальным расположением сетки скважин на естественном режиме разработки;

вариант, предусматривающий большее количество эксплуатационных скважин на естественном режиме разработки.

196. Для эксплуатационного объекта выработка извлекаемых запасов, которого составляет более 80% рассчитываются 2 варианта:

базовый, предусматривающий разработку месторождения в соответствии с утвержденным вариантом/реализуемый в соответствии с последним проектным документом с учетом осуществления всех рекомендованных мероприятий без их развития;

вариант на основе базового варианта с применением принципиально новых технологий нефтеизвлечения или известных, но ранее на нем не применявшихся.

197. Выбор рабочего агента для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти из пласта (пластовая, техническая, горячая, термальная вода, водные растворы химических реагентов, газ различного состава, пар и др.) осуществляется с учетом литологического состава и коллекторских свойств продуктивного пласта, реологии нефтей, наличия необходимого количества рабочего агента.

198. Технологические показатели вариантов разработки рассчитываются с применением следующих методов:

Коэффициентная методика – методика, основанная на вероятностно-статистической модели слоистого, зонально-неоднородного пласта. В основу определения КИ углеводородов входит произведение основных коэффициентов: коэффициента вытеснения, коэффициента охвата и коэффициента заводнения. Данная методика имеет различные модификации, которые были разработаны по мере применения данной методики на месторождениях.

Модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока).

Метод материального баланса является практическим приложением закона постоянства материи. Применяя его, исходят из равенства начального количества флюида в недрах количеству добытой и оставшейся в недрах запасов углеводородов. Подсчет извлекаемых запасов углеводородов основан на данных об изменении пластового давления и количественных соотношений между жидкости и газом (свободным, растворенным) в процессе разработки (отбора жидкости, газа).

Статистический метод заключается в изучении кривых падения дебита в скважинах. Построение этих кривых основано на обобщении статистического материала за предшествующее время и на экстраполяции полученных закономерностей на будущее до значений минимального предельно допустимого дебита. По графическим кривым или расчетным путем определяют извлекаемые запасы залежи.

199. Проектируемые технологии и рекомендуемые рабочие агенты обосновываются по результатам экспериментальных или опытно-промышленных исследований, проведенных на данном месторождении или на месторождениях-аналогах.

200. Выбор систем поддержания пластового давления, системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин различной архитектуры, применение гидроразрыва пласта используются для формирования реальных по технико-технологическому обеспечению вариантов разработки, по которым рассчитываются технологические и экономические показатели в динамике за весь период разработки.

201. На основе выполненных расчетов выбираются варианты, обеспечивающие оптимальную добычу находящихся на государственном балансе извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата, содержащихся в них сопутствующих компонентов, и достижение максимально возможного извлечения углеводородных ресурсов.

202. Прогноз технологических показателей разработки эксплуатационных объектов и месторождений и определение КИ углеводородов осуществляется с использованием геолого-фильтрационных (геолого-технологических) моделей объектов и месторождения.

203. Исходными геолого-физическими характеристиками являются: пористость, проницаемость, фациальное распределение, песчаность, расчлененность, нефтегазонасыщенность, толщина, пластовое давление, температура, давление насыщения, коэффициент вытеснения, вязкость, плотность, объемный коэффициент, газосодержание, содержание стабильного конденсата, коэффициент сжимаемости углеводородов и среды, капиллярное давление и др.

204. Выбор модели фильтрации осуществляется с учетом определения типов залежи, свойств и типов насыщающих пласт флюидов и нагнетаемых агентов с учетом характера моделируемых процессов разработки.

205. В зависимости от физико-химических свойств, насыщающих пласт флюидов и нагнетаемых рабочих агентов, а также их фазового поведения обосновывается выбор однофазной, двухфазной, трехфазной или многокомпонентной (композиционной) модели фильтрации.

206. Для моделирования вытеснения нефти водой при давлении выше давления насыщения нефти газом допускается использование двухфазной модели фильтрации с использованием для прогноза технологических показателей один из следующих методов:

Коэффициентная методика;

Статистический метод;

Метод материального баланса;

Геолого-гидродинамическая модель месторождения.

207. Для расчетов процессов разработки газонефтяных залежей и закачки газа в режиме несмешивающегося вытеснения применяются трехфазные модели фильтрации газа, нефти и воды с использованием для прогноза технологических показателей один из следующих методов:

статистический метод + метод материального баланса;  
геолого-гидродинамическая модель месторождения.

208. Для нефтяных объектов, разрабатываемых в условиях смешивающегося вытеснения, фазовых переходов с выпадением твердой фазы (парафины, асфальтены и т.д.), нефтегазоконденсатных объектов и объектов эксплуатирующихся с активным термическим воздействием на пласт, необходимо применять многокомпонентные (композиционные) ГГДМ модели фильтрации.

209. Физико-гидродинамические характеристики пластов должны содержать в себе характеристику коллекторских свойств пород коллекторов по данным анализа образцов керна, материалов ГИС, данным гидродинамического исследования пластов и скважин, характеристику активности продвижения законтурных вод, начальные пластовые давления по каждой залежи.

При описании физико-гидродинамических характеристик пластов необходимо указывать смачиваемость коллекторов, физико-гидродинамические характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (вода, газ, растворы химических продуктов, углекислота, пар и т.д.), диапазон изменения, средние значения величин начальной, остаточной нефтенасыщенности и соответствующих им конечных значений фазовых проницаемостей для нефти и воды, зависимости начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости.

Описываются зависимости фазовых проницаемостей для нефти, рабочих агентов и капиллярного давления от насыщенности водой, построенные по результатам лабораторных исследований вытеснения нефти рабочими агентами для представительных образцовых пород (по характерным участкам, зонам, слоям пласта).

210. Для нефтегазоконденсатных месторождений, при разработке которых возникают трехфазные фильтрационные течения, а также при разработке нефтяных месторождений ниже начального давления насыщения возможно лабораторными методами определять относительные фазовые проницаемости для трехфазных систем (нефть-газ-вода) или воспользоваться имеющимися в технической литературе методами их расчета на основе фазовых проницаемостей двухфазных систем (нефть-вода и нефть-газ).

211. При наличии исходной информации, характеристик вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом) по зонам продуктивных пластов они приводятся отдельно по нефтяной, водонефтяной, газонефтяной, газоводонефтяной зонам залежи.

212. При применении новых методов повышения нефтеотдачи приводятся данные для каждого из используемых рабочих агентов.

В табличном и (или) графическом виде представляются данные фазовых проницаемостей и капиллярное давление в виде функции от насыщенности. Модификация фазовых проницаемостей допускается в случае их обоснования коэффициентами вытеснения.

213. При использовании двух- и трехфазных моделей в качестве основных параметров приводятся зависимости от давления:

вязкости, плотности и объемного коэффициентов нефти и газосодержания нефти;

вязкости, плотности и объемного коэффициента газа;

вязкости, плотности и объемного коэффициента воды и газосодержания воды.

214. Для моделей многокомпонентной фильтрации представляются:

компонентный состав используемой углеводородной системы с указанием свойств псевдофракций;

РТ – диаграмма пластовой системы и другие графики, характеризующие изменение основных параметров системы с изменением термобарических условий;

диаграммы, характеризующие фазовое поведение системы при взаимодействии с агентами в случае их закачки.

Представляются данные, характеризующие сжимаемость, а в случае необходимости, деформационные свойства пород.

215. Результаты адаптации использованной расчетной модели к истории разработки представляются в целом по объектам, отдельным участкам крупных объектов, для примера, по нескольким отдельным скважинам. В использованной модели необходимо учитывать историю эксплуатации скважин на базе месячных фактических показателей.

По объектам показывается динамика следующих фактических и расчетных показателей:

пластовое давление;

накопленная и текущая добыча углеводородов (нефти и газа) и жидкости;

накопленная и текущая закачка рабочих агентов;

обводненность, газовый фактор.

216. По скважинам приводится динамика фактических и расчетных показателей: давлений – забойных и пластовых в районе скважин, дебитов углеводородов (нефти и газа) и жидкости, расходов закачиваемых рабочих агентов, обводненности, газового фактора.

217. Результаты адаптации модели по данным истории разработки представляются в табличном и графическом виде. Период адаптации модели по данным истории разработки обосновывается отдельно.

Для оценки качества адаптации модели по данным истории разработки контрольными данными считать следующие технологические показатели по обоснованным группам скважин:

Годовая добыча жидкости не более 5 % от исторических значений за весь период адаптации;

Годовая добыча нефти не более 10% от исторических значений за весь период адаптации;

Годовая добыча растворенного газа не более 20% исторических значений за весь период адаптации;

Годовая добыча свободного газа не более 10% процентов от исторических значений ;

Годовая закачка не более 5% от исторических значений на период адаптации;

Среднее пластовое давление в зоне дренирования скважин не превышает 20% от исторических значений на период адаптации.

218. Начальные условия задаются как известные значения в каждой ячейке разностной сетки и рассчитываются с учетом гидростатического равновесия.

При описании начальных и граничных условий и способов учета воздействия на пласты и призабойные зоны скважин дается описание условий на границах моделируемого объекта с учетом выделения отдельных участков, указывается способ задания водонапорной системы.

Также описываются все принимаемые ограничения на работу скважин по дебитам ( расходам), давлению, фазовым составам, интервалам вскрытия и т.д., указываются способы моделирования геолого-технических мероприятий и мероприятий по интенсификации добычи углеводородов.

Указываются способы моделирования методов увеличения нефте-газоотдачи.

219. Технологические показатели разработки, полученные в результате гидродинамических расчетов, приводятся в табличном виде по вариантам разработки эксплуатационных объектов и месторождению в целом.

## **Параграф 7. Подсчет запасов нетрадиционных углеводородов**

220. В соответствии с пунктом 3, статьи 12 Кодекса к нетрадиционным углеводородам относятся сланцевая нефть, сланцевый газ, природный битум, метан угольных пластов и газ, извлекаемый из газовых гидратов. Сланцевой нефтью признается сырая нефть, содержащаяся в сланцевых породах. сланцевым газом признается многокомпонентная смесь углеводородов и неуглеводородных газов с преобладающим содержанием метана, находящаяся в газообразном состоянии при нормальных атмосферных температуре и давлении, содержащаяся в сланцевых породах . Сланцевой породой признается мелкозернистая обломочная порода осадочного происхождения с низкой проницаемостью, образованная из ила, органических веществ, которые представляют собой смесь хлопьев глинистых минералов и крошечных частиц (тонких частиц ила или глины) других минералов, в частности кварца и кальцита. Газовыми гидратами признаются твердые кристаллические вещества природного

происхождения, при распаде которых выделяется газ с преобладающим содержанием метана.

221. Сланцевые породы отличаются высоким содержанием органического вещества, которое является нефтегенерирующим и являются источником углеводородов для заполнения вышезалегающих ловушек в процессе миграции.

222. Залежи нетрадиционных углеводородов гидродинамически между собой не связаны и характеризуются повышенным пластовым давлением. Залежи не имеют подошвенных вод и не имеют водонефтяных контактов. Залежи ограничены, в основном, фациальным замещением коллекторов, породами с более низкими емкостно-фильтрационными свойствами. Промышленные притоки нефти из нетрадиционных коллекторов получают после проведения гидроразрыва пласта с закреплением трещин необходимым материалом.

223. Залежи нетрадиционных углеводородов отличаются отсутствием внешнего контура нефтеносности, так при подсчете запасов нефти и содержащихся в ней попутных полезных компонентов, единицей подсчета является весь выделяемый горизонт по площади нефтеносности или залежи. Границы залежи (залежей) определяются расстоянием от скважины с доказанной продуктивностью и границами перспективных зон нефтеносности в пределах Контрактной территории.

224. Границы перспективных зон нефтеносности определяются методами трехмерной сейсморазведки с использованием специальных методов обработки и атрибутного анализа, а также на основании данных бурения и опробования скважин или иных методов.

225. Для вертикальной скважины при испытании в колонне, без применения методов интенсификации притока, к подтвержденной продуктивности относят дебиты нефти менее 1 т/сут. При разработке залежи скважинами с горизонтальными или наклонными скважинами при применении гидроразрыва пласта (далее – ГРП) в качестве критерия промышленной нефтеносности используется величина не менее 1 т/сут на один проведенный ГРП. Решение о промышленной значимости залежи принимается недропользователем на основе технико-экономических расчетов, проводимых не в целом по залежи, а по отдельной скважине, где проведено испытание и получен приток углеводорода.

226. В связи с отсутствием ВНК, ограничивающего залежь по глубине и по площади, наличием в разрезе непроницаемых пород, которые преобразовываются в коллекторы и отдают нефть после проведения ГРП, весь интервал подсчета рассматривается как единая залежь, несмотря на различие в литологическом строении отдельных пропластков и отсутствие гидродинамической связи между ними.

227. Изучение нетрадиционных углеводородов необходимо проводить в соответствии с Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан № 342 от 18 мая 2018 года "Об утверждении правил стадийности геологоразведки".

228. По степени изученности оценка запасов подразделяется на:

оперативный подсчет запасов углеводородов (осуществляемый недропользователем при необходимости) – оценка запасов углеводородов на основе первичных сведений, полученных в процессе проведения поисков и (или) оценки залежей углеводородов при условии, что представленные геологические материалы позволяют дать предварительную оценку количества и качества запасов углеводородов;

подсчет запасов углеводородов – детальное изучение недр, объединяющее в себе все сведения, полученных при проведении геологоразведочных работ, по результатам которого подсчитывается количество и дается объективная оценка качества запасов углеводородов и коэффициента извлечения углеводородов;

пересчет запасов углеводородов – проводится при изменении и (или) уточнении геологического строения месторождения в результате дополнительно проведенных на месторождении исследовательских работ или при изменении начальных геологических и (или) извлекаемых запасов углеводородов по данным разработки;

перевод запасов углеводородов с категории С2 в категорию С1 выполняется по результатам испытания скважин, пробуренных в рамках доизучения продуктивных горизонтов (залежей). Перевод осуществляется в соответствии с Методикой классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов углеводородов;

прирост запасов углеводородов проводится по результатам проведенных дополнительных исследовательских работ, повлекших увеличение объема углеводородов, посчитанных ранее за счет увеличения площади нефтегазоносности и (или) объема нефтенасыщенных пород.

229. Подсчет запасов месторождения (залежи, совокупности залежей) выполняется путем построения трехмерной геологической модели месторождения (залежи, совокупности залежей).

## **Параграф 8. Подсчет начальных геологических запасов**

230. Основным методом подсчета начальных геологических запасов сланцевой нефти является объемный метод, формула расчета которого, представлена в пункте 322 настоящих Методик.

231. В числе всех стандартных, геохимические методы, основанные на данных пиролитических исследований керна, являются вспомогательными и применяются для контроля подсчета запасов, выполненного объемным методом.

232. В связи с отсутствием ВНК и, соответственно, переходных зон в нефтеносных коллекторах нетрадиционных углеводородов при подсчете запасов выделяется исключительно чисто нефтяная зона.

233. При подсчете запасов на месторождениях с зонами, характеризующимися различными емкостно-фильтрационными свойствами, необходимо применять для

разграничения таких зон структурно-фациальный анализ и структурировать запасы с учетом каждой такой зоны.

#### **Параграф 9. Определение границ категорий запасов**

234. Границы категорий запасов для объектов подсчета определяются шагом сетки между эксплуатационными скважинами и границами перспективной зоны нефтеносности. Расстояние между существующими или проектируемыми эксплуатационными скважинами (далее –  $L$ ) определяется в соответствии с рекомендуемым вариантом разработки, согласованным ранее или по аналогии с разрабатываемым объектом подсчета запасов соседнего месторождения.

235. При бурении скважины и подтверждения результатов ее испытания, всю перспективную зону нефтеносности в пределах контрактной территории необходимо относить к категории С2, за исключением района категории С1.

236. Границы категории запасов В проводятся на расстоянии, равном  $0.5L$  от эксплуатационной скважины в сторону неизученной части залежи. Для залежи, на которой пробурены скважины с горизонтальными, наклонно-направленными скважинами, границы категории В проводятся на всем протяжении всего ствола скважины, вскрывающего целевой горизонт на расстоянии  $0.5L$  от добывающей скважины.

237. В случаях, когда расстояние между различными участками запасов категории В меньше  $0.5L$ , то такие участки подлежат объединению. Если расстояние от границы запасов категории В до границы С1 меньше  $0.5L$  и на этом участке проектным документом не предусмотрено бурение эксплуатационного фонда скважин, площадь категории В распространяются до границы С1.

238. Границы категории С1 проводятся на расстоянии  $1.5L$  от скважины с притоком нефти.

239. В случаях, когда расстояние между различными участками запасов С1 менее  $1.5L$ , то такие участки объединяются.

240. В случаях, когда расстояние от границы запасов категории С1 до границы С2 меньше  $0.5L$ , площадь категории С1 распространяются до границы С2.

241. Если в границах контура залежи пробурена скважина, не подтвердившая продуктивность, граница проводится посередине расстояния между скважиной с подтвержденной продуктивностью и непродуктивной скважиной, но не ближе расстояния  $1L$  от продуктивной скважины. Запасы за пределами нового контура подлежат списанию в соответствии с частью второй пункта 22 Главы 2 Правил предоставления информации по государственному учету запасов полезных ископаемых государственным органам.

#### **Параграф 10. Определение нефтенасыщенных толщин**

242. Для определения нефтенасыщенных толщин в горизонте необходимо выделять интервалы разреза, породы которых вмещают пластовый флюид (углеводороды, воду) и способны отдавать его при разработке.

243. Выделение толщин коллекторов в разрезе горизонта осуществляется по совокупности качественных признаков и граничных значений количественных параметров (например, пористость, глинистость, содержание органического вещества), которые обосновываются по результатам анализа исследований керна и испытаний скважин.

244. Обоснование критериев выделения коллекторов по качественным и количественным признакам осуществляется на основе базовых скважин, в которых интервал горизонта охарактеризован полным комплексом исследований.

Полный комплекс исследований включает: спектральный гамма каротаж (СГК), гамма каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), акустический каротаж (АК), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп), индукционный каротаж (ИК) (многозондовый), боковой каротаж (БК) (многозондовый), микрокаротажное зондирование (МКЗ), Термометрия, Каверномер-профилемер. Плотность отбора образцов составляет не менее 3 (трех) образцов на метр. Выбор способа и режимов бурения, тип и размеры инструмента для отбора керна обеспечивает максимальный и качественный вынос керна с необходимой геологической информативностью (вынос не менее 80% от запланированного объема в скважине).

245. Требования к исследованиям:

специальные геофизические методы, такие как: ядерно-магнитный каротаж (далее – ЯМК), широкополосный акустический каротаж, электрический сканер, акустический каротаж;

испытания скважин с инструментальным определением интервалов притока, включающим механическую и термокондуктивную дебитометрию при фиксации притока в колонне (до и после ГРП);

определение работающих прослоев за колонной (например, термометрия, шумометрия).

246. На планшете по базовой скважине необходимо представлять определенные по керну данные:

интервалы свечения керна в ультрафиолетовом свете (далее – УФ);

пористость, проницаемость, глинистость, водонасыщенность;

результаты пиролиза (Сорг; параметры S1, B1/Сорг\*100);  
литолого-минералогический состав.

## **Параграф 11. Установление коллекторов по данным исследования керна**

247. Выделение интервалов коллекторов выполняется по результатам комплекса исследований базовых скважин.

248. Общие признаки коллекторов, устанавливаемые на керне:

характерное для углеводородов свечение пород в ультрафиолетовом свете;  
повышенное содержание карбонатной и кремнистой составляющей в породах;  
наличие подвижной нефти по данным пиролитического анализа;  
наличие подвижной нефти по данным ядерно-магнитного резонанса.

249. Установление коллекторов по данным исследования керна возможно привести зависимости пиролитического параметра S1 от Сор<sub>г</sub> в породах-коллекторах.

## **Параграф 12. Установление коллекторов по данным ГИС**

250. При характеристике породы залежи значительной вариацией содержания литолого-минералогического состава по площади и разрезу, для выделения коллекторов по результатам геофизических исследований скважин (далее – ГИС) используются качественные признаки, отражающие общие для них литологические особенности:

различной естественной радиоактивностью по данным гамма-каротажа (ГК);

повышением интервальной скорости пробега упругой волны по данным Акустического каротажа (АК);

повышением значений на диаграммах нейтрон-нейтронного каротажа (ННКт);

значениями объемной плотности из диапазона средних величин гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) в горизонте;

наличие подвижного флюида по данным ЯМК.

251. При отсутствии данных ЯМК, для выделения коллекторов методами ГИС используются косвенные критерии, основанные на различиях в петрофизических характеристиках коллекторов и неколлекторов, такие как пористость, глинистость, содержание ОВ, хрупкость.

Вышеуказанные качественные признаки коллекторов по ГИС подтверждаются результатами анализа керна и испытаний скважин.

252. В открытом стволе, в условиях достаточных для проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и формирования зоны проникновения, коллекторы выделяются по каротажу по качественным признакам: глинистая корка по данным кавернометрии и микрозондов; радиальный градиент удельного электрического сопротивления, фиксируемый по приращению показаний бокового каротажа над показаниями микробокового и на разноглубинных электрических методах каротажа ( типа высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) и их аналогов).

253. В случае применения при бурении скважин растворов, не допускающих фильтрацию жидкости в пласт, обоснование выделения коллекторов осуществляется с привлечением данных керна и промысловых исследований.

254. В базовых скважинах отнесение к коллекторам осуществляется на основе получения притока при испытании. При условии получения притока жидкости в рамках испытаний, все интервалы пласта, обладающие качественными признаками коллектора по данным ГИС, относятся к коллекторам;

255. Для эксплуатационных скважин, в которых не планируется отбор керна, в обязательном порядке включаются методы по определению минералогического состава и коллекторских свойств пород. Дополнительный комплекс обосновывается на основании данных, полученных по базовым скважинам.

256. В скважинах, пробуренных ранее с ограниченным комплексом ГИС, допускается выделять коллекторы на основании попластовой корреляции с соседними скважинами.

257. В случае недостаточности данных для определения емкостно-фильтрационных параметров коллектора значение указанных параметров принимается по аналогии с коррелируемым коллектором в базовой скважине.

### **Параграф 13. Определение коэффициента пористости по ГИС и керну**

258. Пористость отложений горизонта включает объем пустотного пространства, представленный открытыми и закрытыми порами.

259. Обоснование коэффициентов пористости по данным ГИС (далее –  $K_p$  по ГИС) осуществляется на основе ГИС базовых скважин. Проверка качества метода ГГКп осуществляется путем сравнения диапазонов изменения показаний на кривой ГГКп и объемной плотности по керну (значения по этим методам коррелируются). После чего методика определения  $K_p$  распространяется на остальные скважины в соответствии с выявленными закономерностями.

260.  $K_p$  по ГИС определяется различными способами и подходами, в том числе детерминистическим, статистическим, с возможным применением машинного обучения.

Для исключения ошибок, вызванных влиянием неучтенных факторов (особенности минерального состава, типы и свойства Сорг, ограничения аппаратуры ГИС), определение  $K_p$  выполняется несколькими методами с учетом вариаций минерального состава по разрезу и количества Сорг в породах.

261. В базовых скважинах контроль определения  $K_p$  по ГИС осуществляется с использованием данных лабораторных исследований керна. В остальных скважинах результаты расчетов  $K_p$  соответствует диапазону изменения значений по базовым

скважинам. В случае недостаточной укомплектованности необходимыми методами ГИС в скважинах, Кп устанавливается по аналогии с пропластком коллектора в базовой скважине.

#### **Параграф 14. Определение коэффициента нефтенасыщенности**

262. Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов (далее – Кн) отложений горизонта определяется по результатам изучения керна и материалам ГИС.

263. При исследовании керна в течение 12 месяцев с момента отбора, коэффициент нефтенасыщенности определяется по формуле, представленной в пункте 328 настоящих Методик.

Для керна, отобранного в течение периода, превышающего 12 месяцев с момента отбора, данный метод не используется ввиду возможного возникновения высоких погрешностей.

264. Кн определяется по данным ГИС с учетом величины удельного электрического сопротивления пород. Для этой цели используется зависимость удельного электрического сопротивления от объемной влажности породы, представленная в пункте 329 настоящих Методик.

265. Для построения зависимости используются охарактеризованные керном интервалы коллекторов. Удельное электрическое сопротивление пород определяется по данным бокового каротажа.

266. В случаях отсутствия лабораторных исследований Кн обосновывается по данным ближайших месторождений-аналогов.

#### **Параграф 15. Определение площади нефтеносности**

267. При определении площади залежи возможно использование следующих методов:

корреляция отложений по разрезу вскрытой скважиной на разведочной площади с другими скважинами и результатами сейсморазведки;

определение стратиграфического распространения природного резервуара;

установление отражающего горизонта для истинной гипсометрической отметки подошвы покрывки (по данным сейсморазведки 2D/3D);

трассирование отражающего горизонта с использованием современных программных средств;

выделение латеральных границ отдельных фациальных зон на основе атрибутивного анализа данных сейсморазведки 3D.

268. Для продуктивных и перспективных пластов терригенного разреза уточнение границ нефтегазовой залежи производится на основе использования контуров повышенных значений акустических жесткостей, песчаности, пористости,

плотности распределения углеводородов, пониженных значений глинистости, контуров повышенной карбонатности, трещиноватости, использованием седиментационной модели, трендами давлений, температуры, содержанием Сорг и др.

#### **Параграф 16. Пересчетный коэффициент, плотность нефти**

269. Пересчетный коэффициент и плотность нефти определяются по кондиционным глубинным (поверхностным) пробам углеводородов в лабораторных условиях, либо принимаются по аналогии с залежью данного или соседнего месторождения.

#### **Параграф 17. Подсчет извлекаемых запасов нефти и обоснование коэффициента извлечения нефти**

270. Коэффициент извлечения нефти определяется по формуле, представленной в пункте 330 настоящих Методик.

271. Если извлекаемые запасы растворенного газа менее 1 млн. м<sup>3</sup>, то запасы извлечения растворенного газа предлагается не учитывать.

272. Прогнозная добыча нефти и извлекаемые запасы горизонта рассчитываются по кривым снижения добычи. Данный метод используется для проектов разработки, предусматривающих использование вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин с многостадийным ГРП.

273. Подсчет и учет извлекаемых запасов нефти проводится отдельно по каждой скважине (введенной в эксплуатацию и проектной).

274. Подсчет начальных извлекаемых запасов нефти по проектным скважинам осуществляется на основе анализа изменения добычи по скважинам, введенным в эксплуатацию.

275. В качестве прогнозного показателя разработки по каждой скважине используется среднемесячный дебит ранее пробуренных скважин. При прогнозе оцениваются статистические характеристики, включая коэффициенты корреляции.

276. Для определения извлекаемых запасов по каждой скважине (пробуренной и проектной) расчет проводится исходя из условий технологического выбытия скважины из эксплуатации.

277. При определении извлекаемых запасов категории В вся площадь указанной категории разделяется на участки по каждой скважине. Извлекаемые запасы по каждой скважине, рассчитанные по кривым падения добычи, суммируются и относятся ко всему участку категории В.

278. По категориям С1 для расчета извлекаемых запасов используется осредненная кривая добычи по категории В по всем проектным скважинам при близких параметрах разработки (длина горизонтального ствола, расстояние между скважинами, объемы ГРП) и близких геологических параметрах подсчета запасов (Нэфф, Кп, Кн).

279. Для категории запасов С2 принимается условный коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) как 10% от КИН запасов категории (В+С1).

280. Для месторождений, находящихся на стадии разведки, при реализации проекта пробной эксплуатации залежи (осуществляемой при необходимости) допускается выполнять расчет КИН по скважинам, осуществляющим добычу нефти.

#### **Параграф 18. Экономическая оценка технологических вариантов разработки месторождений углеводородов**

281. Экономическая оценка технологических вариантов разработки месторождений углеводородов (далее – Экономическая оценка) определяет единый подход к оценке вариантов разработки месторождений углеводородов и предназначена для проектных институтов, осуществляющих проектирование проектов и для проведения Государственной экспертизы недр.

Экономическая оценка содержит общие положения, основные понятия, расчет доходной части, расчет расходной части, расчет интегральных показателей экономической оценки и выбор варианта, рекомендуемого к разработке.

282. В рамках экономической оценки отражаются, технологические и технические особенности, связанные с разработкой месторождений углеводородов.

283. В экономическую оценку включаются технологические показатели вариантов разработки, рассчитанные в рамках ТЭО КИ нетрадиционных углеводородов.

284. Интервал планирования в расчетах установлен, как промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Оценка технико-экономических показателей каждого варианта выполняется за рентабельный период разработки месторождения, в период которого поток наличности принимает положительное значение. Допускается включение в период рентабельной разработки лет, когда поток наличности проекта становится отрицательным в силу значительных капитальных вложений. Конечным годом рентабельной оценки является год, после которого поток наличности на протяжении 3 (трех) лет принимает постоянные отрицательные значения.

285. Экономические показатели разработки месторождения углеводородов определяются в соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей разработки.

286. Экономическая эффективность отражает соотношение расходной и доходной части применительно к рассматриваемым технологическим вариантам.

287. Результатом экономической оценки является обоснование наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения

из пластов запасов углеводородов при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

288. Система показателей, используемая для определения эффективности рекомендуемого варианта разработки, учитывает интересы недропользователя, а также интересы бюджета Республики Казахстан.

289. Экономическая оценка предусматривает:

расчет доходной части;

расчет капитальных вложений;

расчет эксплуатационных затрат;

расчет амортизационных отчислений;

расчет налогов и других обязательных платежей в бюджет;

расчет интегральных показателей экономической оценки.

выбор варианта, рекомендуемого к дальнейшей реализации.

290. Если иное не предусмотрено условиями контракта на недропользование, расчет всех обязательных налоговых отчислений производится согласно нормам действующего налогового законодательства Республики Казахстан.

291. В случае, если период рентабельной оценки выходит за срок действия лицензии или контракта на недропользование, оценка интегральных показателей, после завершения срока действия контракта, учитывает положения налогового законодательства Республики Казахстан, при этом сводная интегральная таблица приводится отдельно по двум периодам оценки:

первый период оценки (начальный год оценки) – (год завершения лицензии или контракта на недропользование);

второй период оценки (год завершения лицензии или контракта на недропользование +1) – (конечный год рентабельной оценки).

Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществляется на основе первого периода оценки.

292. Инструкция экономической оценки вариантов разработки месторождения углеводородов применима к следующим проектным документам:

подсчет запасов углеводородов;

пересчет запасов углеводородов;

пересчет извлекаемых запасов углеводородов.

293. Для проектов оперативной оценки запасов углеводородов технико-экономическое обоснование не выполняется.

294. Экономически рентабельный коэффициент извлечения (далее - КИ) углеводородов определяется за период рентабельной разработки месторождения.

295. Для оценки проекта необходимо использовать следующие экономические критерии эффективности:

суммарный поток денежной наличности государства (CFgov);  
суммарный поток денежной наличности недропользователя (CFinv);  
дисконтированный поток денежной наличности недропользователя (NPV);  
внутренняя норма прибыльности недропользователя (IRR).  
индекс доходности недропользователя (PI);  
простой период окупаемости вложенных средств недропользователя;  
дисконтированный период окупаемости вложенных средств недропользователя.

296. В систему оценочных показателей включаются:  
капитальные вложения на освоение месторождения;  
эксплуатационные затраты на добычу углеводородов;

анализ чувствительности – анализ рисков, связанных с отклонением исходных данных от первоначально предполагаемых значений. Для этого необходимо проводить серию расчетов, показывающих отклонение показателей эффективности в зависимости от изменения одного из основных параметров (при неизменных значениях всех других)

297. Необходимо оценивать влияние следующих факторов риска, изменение которых отражается на эффективности проекта:

объем добычи углеводородов;

цены реализации соответствующих углеводородов на внутреннем и внешнем рынках;

объем капитальных вложений;

объем текущих затрат.

298. Значения факторов риска (допустимые отклонения от принятых в расчетах), при которых чистый дисконтированный доход недропользователя остается положительным, предлагается определять в пределах от +/- 20% до +/- 40%;

#### **Параграф 19. Расчет основных показателей экономической оценки**

299. Выручка от реализации продукции определяется на основе прогнозных объемов добычи по годам и прогнозных цен на единицу продукции.

Выручка от реализации на каждом периоде оценки рассчитывается как произведение цены реализации углеводородов на объемы добычи за вычетом технологических потерь и рассчитывается по формуле, представленной в пункте 331 настоящих Методик.

300. Чистая прибыль от реализации продукции – совокупный доход недропользователя от продажи углеводородов, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и общей суммы налогов, направляемых в бюджет Республики Казахстан.

Расчет чистой прибыли производится по формуле, представленной в пункте 332 настоящих Методик.

## **Параграф 20. Расчет расходной части проекта**

301. Капитальные вложения рассчитываются по годам ввода месторождения в разработку до конца разбуривания и обустройства, и далее за пределами этого срока, если имеется необходимость.

Расчет капитальных вложений проводится по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на бурение скважин, затраты в нефтепромысловое обустройство и инфраструктуру.

302. Капитальные вложения в бурение скважин определяются на основе сметной стоимости одной скважины или стоимости 1 метра проходки, установленной в зависимости от глубины скважины, количества добывающих, нагнетательных и других скважин, вводимых из бурения.

303. Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по каждому варианту разработки.

304. Капитальные вложения в строительство объектов по сбору и транспорту нефти, водоснабжению, электроснабжению, для систем поддержания пластового давления, термического воздействия на пласт, связи и другие рассчитываются методом прямой калькуляции или с использованием умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на количество нефтяных скважин, вводимых из бурения, а в заводнение нефтяных пластов – на количество нагнетательных скважин.

305. Капитальные вложения на подготовку нефти, очистные сооружения рассчитываются методом прямой калькуляции или рассчитываются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на вводимую в данном году мощность по добыче нефти и очистке.

306. Капитальные вложения на инфраструктуру рассчитываются методом прямой калькуляции или рассчитываются в процентном отношении к сумме затрат на нефтепромысловое строительство.

307. При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты определяются по видам расходов – статьям калькуляции или элементам затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспортировки нефти.

Эксплуатационные затраты разделены на производственные расходы и расходы периода.

308. Производственные расходы рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями в разрезе следующих статей:

обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;

энергетические затраты для механизированной добычи жидкости;  
поддержание пластового давления;  
термическое воздействие на пласт;  
сбор и транспорт нефти и газа;  
технологическая подготовка нефти;  
фонд оплаты труда производственного персонала;  
прочие производственные затраты.

Кроме традиционных статей калькуляции в составе эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа в структуре эксплуатационных расходов необходимо учитывать расходы на экологию, налоги, относимые на себестоимость добываемой продукции и амортизационные отчисления.

309. Расходы периода, связанные с производственной деятельностью предприятия включают:

фонд заработной платы административного персонала;  
оплата услуг банка;  
расходы на командировки в пределах лимита;  
представительские расходы в пределах норм;  
компенсации при увольнении работников, комиссионные расходы;  
расходы по аренде основных средств;  
прочие затраты непроизводственного характера.

310. Также в раздел эксплуатационных затрат входят:

расходы по реализации, состоящие из расходов по хранению, транспортировке продукции, а также экспортная таможенная пошлина.

контрактные платежи по финансированию обучения казахстанских кадров, научно – исследовательских, научно – технических и (или) опытно – конструкторских работ и отчисления на социально-экономического развитие региона и развития его инфраструктуры.

затраты на ликвидацию последствий недропользования по месторождению составляют суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла и административных зданий, затраты по рекультивации земли. Расчет начисления затрат на ликвидацию в периоде оценки производится согласно действующему законодательству Республики Казахстан.

311. Для расчета амортизационных отчислений основных средств применяются следующие методы:

метод прямолинейного списания;  
метод уменьшаемого остатка;  
производственный метод.

312. Метод прямолинейного списания – начисление постоянной суммы амортизации в отчетном периоде на протяжении срока службы основных средств.

313. Метод уменьшаемого остатка – постепенное уменьшение начисления амортизации на протяжении срока службы основных средств. Величина амортизационных отчислений при данном методе оценивается в процентном отношении к текущей балансовой стоимости актива, то есть за вычетом накопленных до настоящего времени сумм амортизации.

314. Производственный метод – основан на том, что амортизация является только результатом производственной мощности объекта эксплуатации, и отрезки времени не влияют на процесс ее начисления. При этом методе амортизация прямо пропорциональна количеству добытых углеводородов.

Амортизационные отчисления относимые на себестоимость продукции, необходимо рассчитывать производственным методом.

315. При проведении операций по недропользованию в рамках действующих контрактов, заключенных в порядке, определенном законодательством Республики Казахстан, недропользователи уплачивают все налоги и платежи в бюджет, установленные Налоговым кодексом:

- налог на сверхприбыль;
- подписной бонус;
- платеж по возмещению исторических затрат;
- альтернативный налог на недропользование;
- налог на добычу полезных ископаемых;
- рентный налог;
- налог на имущество;
- земельный налог;
- налог на транспорт;
- налоги фонда оплаты труда;
- корпоративный подоходный налог.

Если недропользователь имеет специальный налоговый режим, то налоговая система и выплаты формируются с условиями контракта для расчета специальных платежей:

- роялти;
- доля Республики Казахстан по разделу продукции.

Порядок отнесения месторождения (группы месторождений, части месторождения) к категории низкорентабельных, высоковязких, обводненных, малодебитных и выработанных, их перечень и порядок налогообложения в части налога на добычу полезных ископаемых определяются Правительством Республики Казахстан.

Исполнение налоговых обязательств по деятельности, осуществляемой в рамках контракта на недропользование, не освобождает недропользователя от исполнения

налогового обязательства по осуществлению деятельности, выходящей за рамки контракта на недропользование, в соответствии с налоговым законодательством Республики Казахстан, действующим на дату возникновения налогового обязательства.

#### **Параграф 21. Интегральные показатели экономической оценки**

316. При оценке экономической эффективности разработки месторождения углеводородов необходимо в качестве существенного фактора учитывать потоки наличности государства. Поступления в бюджет государства формируются через налоги и другие обязательные платежи, установленные Налоговым кодексом и контрактом на недропользование и рассчитывается по формуле, представленной в пункте 333 настоящих Методик.

317. Дисконтированный поток наличности недропользователя определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных в стоимостном выражении к первому году оценки и рассчитывается по формуле, представленной в пункте 335 настоящих Методик.

#### **Параграф 22. Оценка вариантов на предмет экономической целесообразности**

318. Конечной целью экономической оценки вариантов разработки месторождения углеводородов является выбор наилучшего варианта, обеспечивающего целесообразность промышленного освоения проектируемого объекта и наибольшую эффективность добычи углеводородов, как для государства, так и для недропользователя.

319. В качестве основного индикатора эффективности реализуемого инвестиционного проекта для государства необходимо считать суммарные выплаты по налогам в государственный бюджет за рентабельный период оценки.

320. В качестве основного индикатора эффективности реализуемого инвестиционного проекта для недропользователя необходимо считать дисконтированный поток наличности, индекс доходности, срок окупаемости (простой, дисконтированный), внутреннюю норму прибыльности.

321. Выбор рекомендуемого варианта разработки месторождения в рамках технико-экономического обоснования необходимо проводить в два этапа.

На первом этапе оценки из всех рассчитанных вариантов необходимо выбрать два варианта с максимальными суммарными потоками наличности недропользователя и государства за рентабельный период оценки, при чем, суммарный поток наличности недропользователя выбранных вариантов принимается с положительным значением.

На втором этапе решение об эффективности выбранных двух вариантов необходимо принимать исходя из анализа следующих интегральных показателей эффективности инвестиционного проекта:

дисконтированный поток наличности недропользователя;  
внутренняя норма прибыльности недропользователя;  
индекс доходности недропользователя;  
дисконтированный период окупаемости инвестиций недропользователя;  
простой период окупаемости инвестиций недропользователя

**Параграф 23. Формулы, применяемые в подсчетах запасов углеводородов и в экономической оценке технологических вариантов разработки месторождений углеводородов**

322. Подсчет начальных геологических запасов нефти осуществляется по следующей формуле:

$$Q_n = F * h_{эф.н} * K_p * K_n * \theta * \rho_n,$$

где:

$Q_n$  – начальные геологические запасы нефти, тыс. т;

$F$  – площадь залежи, тыс. м<sup>2</sup>;

$h_{эф.н}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_p$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

$\theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.;

$\rho_n$  – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м<sup>3</sup>.

323. Подсчет начальных геологических запасов газа, растворенного в нефти, определяемые по начальным геологическим запасам нефти и начальному газосодержанию нефти, определенному по пластовым пробам при их дифференциальном разгазировании осуществляется по следующей формуле:

$$Q_{р.г} = Q_n \frac{\Gamma}{1000},$$

где:

$Q_{р.г}$  - геологические запасы растворенного в нефти газа, млн. м<sup>3</sup>;

$Q_n$  - начальное газосодержание нефти, м<sup>3</sup>/т;

$\Gamma$  - геологические запасы нефти, тыс. т.

324. Подсчет геологических запасов попутных компонентов (серы, парафина и др.), содержащихся в нефти осуществляется по следующей формуле:

$$Q_{\text{Комп.0}} = Q_{\text{н0}} \cdot \frac{P_{\text{Комп.0}}}{100},$$

где:

$Q_{\text{Комп.0}}$  – геологические запасы компонента, тыс.т;

$P_{\text{Комп.0}}$  – процентное содержание компонента в нефти;

$Q_{\text{н0}}$  – геологические запасы нефти, тыс.т.

325. Подсчет запасов свободного газа осуществляется по следующей формуле:

$$V = F \cdot h \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{г}} \cdot (p_{\text{н}} \cdot \alpha - p_{\text{к}} \cdot \alpha_{\text{к}}) \cdot f \cdot 0,968 \text{ (или } 9,87),$$

где:

$V$  – извлекаемые запасы газа на дату расчета, м3;

$F$  – площадь в пределах продуктивного контура газоносности, м2;

$h$  – толщина газоносного пласта, м;

$K_{\text{п}}$  – коэффициент пористости, доли ед.;

$K_{\text{г}}$  – коэффициент газонасыщенности, доли ед.;

$p_{\text{н}}$  – среднее начальное давление в залежи газа, кг/см2

$p_{\text{к}}$  – конечное, среднее остаточное абсолютное давление (кг/см2) в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины абсолютного давления, равного 1 кг/см2;

$\alpha$  и  $\alpha_{\text{к}}$  – поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта соответственно для давлений  $p_{\text{н}}$  и  $p_{\text{к}}$ ,

$f$  – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре, ( $f = 20^{\circ}\text{C}$ ,  $T = 273^{\circ}\text{C}$ );

$$f = \frac{T + t_{\text{см}}}{T + t_{\text{нл}}},$$

0,968 – коэффициент перевода технических атмосфер в физические (9,87 – коэффициент перевода МПа в физические атмосферы).

Таблица 1.

Критические температуры и давления газов:

--	--	--

Газы	Критическое давление, 1 кг*см <sup>2</sup>	Критическая температура, оК
Метан	47,2	191,0
Этан	50,0	306,0
Н-пентан	34,1	470,0
Гептан	30,3	561,0
Азот	34,6	126,0
Кислород	51,3	154,5
Углекислота	75,4	304,0
Сероводород	91,8	374,0

326. Подсчет начальных геологических запасов конденсата осуществляется по следующей формуле:

$$Q_{\text{кгеол.}} = Q_{\text{ггеол.}} \cdot K_{\text{пм}},$$

где:

$Q_{\text{ггеол.}}$  – геологические запасы газа (млн.м<sup>3</sup>);

$K_{\text{пм}}$  – потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (г/м<sup>3</sup>)

$Q_{\text{кизвл.}} = Q_{\text{кгеол.}} \cdot \alpha$ , где:

$Q_{\text{кгеол.}}$  – геологические запасы конденсата (тыс.т.);

$\alpha$  – коэффициент извлечения конденсата (д.ед.).

327. Определение удельного содержания этана ( $qc_2$ ), пропана ( $qc_3$ ), бутанов ( $qc_4$ ) осуществляется по следующей формуле:

$$qc_2 = \frac{M_{c_2} \cdot V_{c_2} \cdot 10}{24,04}$$

$$qc_3 = \frac{M_{c_3} \cdot V_{c_3} \cdot 10}{24,04}$$

$$qc_4 = \frac{M_{c_4} \cdot V_{c_4} \cdot 10}{24,04}$$

где:

$M_{c_2}$ ,  $M_{c_3}$ ,  $M_{c_4}$  – молекулярный вес этана, пропана, бутанов;

$V_{c_2}$ ,  $V_{c_3}$ ,  $V_{c_4}$  – объемный процент этана, пропана, бутанов.

Запасы этана ( $B_{c_2}$ ), пропана ( $B_{c_3}$ ), бутана ( $B_{c_4}$ ) определяются по формулам:

$$B_{c2} = \frac{V \cdot qc_2}{10^6}$$

$$B_{c3} = \frac{V \cdot qc_3}{10^6}$$

$$B_{c4} = \frac{V \cdot qc_4}{10^6}$$

328. Определение коэффициента нефтенасыщенности при исследовании керна осуществляется по следующей формуле:

$$K_H = 1 - We / K_p,$$

где:

We – объемная влажность,

K<sub>p</sub> – коэффициент пористости образца, определенный после выполнения дистилляционно-адсорбционного процесса.

329. Зависимость удельного электрического сопротивления от объема влажности породы осуществляется по следующей формуле:

$$P_{\Pi} = f(W_b),$$

где:

P<sub>п</sub> – удельное электрическое сопротивление,

W<sub>b</sub> – объемная влажность.

330. Расчет коэффициента извлечения нефти осуществляется по следующей формуле:

$$КИН = V_{извл} / V_{геол},$$

где:

КИН – коэффициент извлечения нефти;

V<sub>геол</sub> – геологические запасы нефти, тыс. т;

Визвл – извлекаемые запасы нефти, тыс. т.

331. Расчет выручки от реализации на каждом периоде оценки осуществляется по следующей формуле:

$$\{Revenue\}_t = \{PriceHC\}_t \ast \left( \{QHC\}_t - \{LossHC\}_t \right),$$

где:

$\{Revenue\}_t$  – выручка от реализации углеводородов,

$\{PriceHC\}_t$  – цена реализации углеводородов,

$\{QHC\}_t$  – объем добычи углеводородов,

$\{LossHC\}_t$  – технологические потери углеводородов,

t – год оценки.

332. Расчет чистой прибыли от реализации продукции осуществляется по следующей формуле:

$$\{NetIncome\}_t = \{Revenue\}_t - \{Opex\}_t - \{Taxes\}_t - A_t,$$

где:

$\{NetIncome\}_t$  – чистая прибыль от реализации продукции,

$\{Revenue\}_t$  – выручка от реализации продукции,

$\{Opex\}_t$  – эксплуатационные затраты,

$\{Taxes\}_t$  – налоги и другие обязательные платежи в бюджет,

$A_t$  – амортизационные отчисления,

t – год оценки.

333. Расчет поступлений в бюджет государства осуществляется по следующей формуле:

$$\{CF\}_{\{gov\}} = \sum_{t=1}^n \{Taxes\}_t,$$

где:

$\{CF\}_{\{gov\}}$  – суммарный поток наличности государства за рентабельный период,

n – последний рентабельный год оценки,

$\{Taxes\}_t$  – налоги и другие обязательные платежи в бюджет за период,

t – год оценки.

334. Суммарный поток наличности недропользователя определяется как сумма потока наличности, за период рентабельной оценки проекта.

$$\{CF\}_{inv} = \sum_{t=1}^n (\{NetIncome\}_t - \{Capex\}_t - \{CPtax\}_t - \{EPtax\}_t),$$

где:

$\{CF\}_{inv}$  – суммарный поток наличности недропользователя, полученный за рентабельный период,

$\{NetIncome\}_t$  – чистая прибыль от реализации продукции,

$\{Capex\}_t$  – капитальные вложения,

$\{CPtax\}_t$  – корпоративный подоходный налог,

$\{EPtax\}_t$  – налог на сверхприбыль,

n – последний рентабельный год оценки,

t – год оценки.

335. Расчет дисконтированного потока наличности недропользователя осуществляется по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{\{CF\}_t}{(1+r)^t},$$

где:

NPV – дисконтированный поток наличности недропользователя,

$\{CF\}_t$  – поток наличности недропользователя,

r – ставка дисконтирования,

n – последний рентабельный год оценки,

t – год оценки.

Приложение 1  
к Методикам по подсчету  
запасов полезных ископаемых,  
в том числе относящихся  
к нетрадиционным  
углеводородам

### Перечень основных параметров кондиций для разных видов полезных ископаемых

Металлы и нерудное сырье	Угли и горючие сланцы
1	2
бортовое содержание компонента (или условного компонента) в пробе; коэффициенты для приведения содержаний полезных попутных	минимальная истинная мощность пластов угля (сланцев), а в пластах сложного строения – частей пласта, которые подлежат самостоятельной отработке;

<p>компонентов к условным содержаниям основного компонента, минимальные содержания компонентов, учитываемые при приведении;</p> <p>минимальное промышленное содержание полезного компонента в подсчетном блоке;</p> <p>минимальный коэффициент рудоносности в подсчетном блоке;</p> <p>минимальное содержание компонента или условного компонента в краевой выработке;</p> <p>максимально допустимое содержание вредных примесей в подсчетном блоке;</p> <p>перечень попутных компонентов, по которым необходимо подсчитать запасы;</p> <p>минимальная мощность тел полезных ископаемых, включаемых в подсчет, или соответствующий минимальный метропроцент (метрограмм);</p> <p>максимальная мощность прослоев пустых пород, некондиционных руд, включаемых в подсчет запасов;</p> <p>минимальные запасы в изолированных (обособленных) телах, которые относятся к балансовым;</p> <p>максимальная глубина подсчета запасов, предельный коэффициент вскрыши.</p>	<p>максимальная мощность породных прослоев, включаемых в пласт сложного строения при валовой его выемке, или минимальная мощность таких прослоев, предназначенных к селективной выемке и разделяющих пласт на части, подлежащие самостоятельному подсчету и разработке;</p> <p>максимальная зольность угля (для сланцев – минимальная теплота сгорания в пересчете на сухое топливо), для пластов сложного строения (или их частей, подлежащих селективной выемке) дополнительно – максимальная среднепластовая зольность с учетом засорения угля (сланца) внутрипластовыми породными прослоями и извлекаемыми при добыче неустойчивыми породами кровли и почвы пласта;</p> <p>перечень попутных компонентов (раздельно по технологическим типам полезных ископаемых), по которым необходимо подсчитывать запасы, в случае необходимости – минимальное содержание этих компонентов по пересечению или подсчетному блоку;</p> <p>пласты, участки, блоки, которые не отрабатываются из-за особо сложных горно-геологических условий или вследствие малого количества запасов, разобщенности, интенсивной нарушенности;</p> <p>предельная глубина отработки запасов, для открытого способа дополнительно - предельные коэффициенты вскрыши.</p>
---	--

Приложение 2  
к Методикам по подсчету  
запасов полезных ископаемых,  
в том числе относящихся  
к нетрадиционным  
углеводородам

## Схема текстовой части материалов переоценки эксплуатационных запасов подземных вод

Для разведанных месторождений (первая группа)

№ п/п Наименование разделов и глав

1. Введение

2. Краткая характеристика месторождения (геологическая, гидрогеологическая, гидрохимическая, гидрологическая)

3. Результаты обследования месторождения:

- 1) экологическое, санитарно-гидрогеологическое состояние;
- 2) техническое состояние водозаборных скважин;
- 3) техническое состояние сети наблюдательных скважин.

4. Методика дополнительных гидрогеологических исследований и системы мониторинга (если они проводились)

5. Характеристика изменений в пределах месторождения, произошедших с момента предыдущего рассмотрения (экологических, техногенных, гидрологических, социально-экономических), и оценка степени их влияния на качество и количество подземных вод

6. Подсчет эксплуатационных запасов (если есть изменения)

7. Заключение

Приложение 3  
к Методикам по подсчету  
запасов полезных ископаемых,  
в том числе относящихся  
к нетрадиционным  
углеводородам

### **Схема текстовой части материалов переоценки эксплуатационных запасов подземных вод**

Для освоенных месторождений (вторая группа)

№ п/п Наименование разделов и глав

1. Введение

2. Краткая характеристика месторождения (геологическая, гидрогеологическая, гидрохимическая, гидрологическая)

3. Результаты обследования месторождения:

1) экологическое, санитарно-гидрогеологическое состояние;

2) техническое состояние водозаборных скважин;

3) техническое состояние сети наблюдательных скважин

4. Методика дополнительных гидрогеологических исследований и системы мониторинга (если они проводились)

5. Анализ режима эксплуатации водозаборов

6. Сопоставление прогнозов и фактических результатов эксплуатации:

1) гидродинамические прогнозы (расходы, понижения, граничные условия);

2) гидрогеологические параметры;

3) гидрохимические прогнозы;

4) геоэкологические прогнозы.

7. Подсчет эксплуатационных запасов

8. Рекомендации по реконструкции и эксплуатации водозаборов

9. Заключение