ГОСГОРТЕХНАДЗОР СССР

СБОРНИК РУКОВОДЯЩИХ МАТЕРИАЛОВ ПО ОХРАНЕ НЕДР

gost.e-ecolog.ru

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ ПО НАДЗОРУ
ЗА БЕЗОПАСНЫМ ВЕДЕНИЕМ РАБОТ
В ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ГОРНОМУ НАДЗОРУ
ПРИ СОВЕТЕ МИНИСТРОВ СССР

СБОРНИК РУКОВОДЯЩИХ МАТЕРИАЛОВ ПО ОХРАНЕ НЕДР

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1973

УДК [622.014.3.013.364.2 : 351.823.3] (09)

Сборник руководящих материалов по охране недр. М., «Недра», 1973, 328 с. (Госгортехнадзор СССР).

Сборник содержит основные положения, инструкции и методические указания, регламентирующие порядок передачи разведанных месторождений полезных ископаемых в эксплуатацию, предоставления горных отводов, выдачи разрешений на застройку площадей залегания полезных ископаемых, списания запасов полезных ископаемых, консервации и ликвидации горнодобывающих предприятий. Изложен порядок утверждения мероприятий по охране сооружений и природных объектов, а также порядок составления технологических схем эксплуатации месторождений минеральных вод. Приведены типовые методические указания по нормированию, определению, учету и экономической оценке потерь полезных ископаемых при добыче. Помещены основные положения и инструкции по разработке и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Сборник предназначен для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием и строительством горных предприятий, а также эксплуатацией месторождений полезных ископаемых.

Таблиц 68, иллюстраций 14, список литературы — 75 назв.

С $\frac{0372 - 647}{043\,(01) - 73}$ 344 — 73

© Издательство «Недра», 1973

ПРЕДИСЛОВИЕ

Центральный Комитет КПСС и Совет Министров СССР постановлением «Об усилении охраны природы и улучшении использования природных ресурсов» потребовали от министерств, ведомств, предприятий и организаций обеспечения рационального использования недр, соблюдения действующих правил и норм, комплексного и более полного использования при добыче и переработке не только основных, но и попутных полезных ископаемых.

Многочисленные действующие положения, инструкции, методические указания и другие нормативные документы по вопросам, связанным с охраной недр и правильностью эксплуатации месторождений полезных ископаемых, издавались в разное время в виде брошюр. Некоторые из них изданы ограниченным тиражом. Поэтому возникла необходимость в систематизации руководящих документов по охране недр и включении их в единый сборник.

В сборнике помещены основные руководящие материалы по охране недр при разработке месторождений полезных ископаемых, которые необходимы для работников горнодобывающей промышленности, научно-исследовательских и проектных организаций и органов государственного горного надзора и контроля.

Для удобства пользования сборником все нормативные документы распределены по трем разделам. В первом разделе приведены общие положения, инструкции и методические указания; во втором — поло-

жения, инструкции и методические указания по охране недр в угольной, горнорудной и нерудной промышленности; в третьем — положения, инструкции и методические указания по вопросам охраны недр в нефтяной и газовой промышленности.

В конце сборника помещен перечень всех действующих положений, правил, инструкций, методических указаний и других нормативных документов по вопросам охраны недр и маркшейдерским работам.

Сборник рассчитан на широкий круг руководящих, инженерно-технических и научных работников, занимающихся проектированием и строительством горнодобывающих предприятий и эксплуатацией месторождений полезных ископаемых.

Раздел первый

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ИНСТРУКЦИИ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

СОГЛАСОВАНО:	СОГЛАСОВАНО:	УТВЕРЖДЕНО:
Заместитель Председателя Госплана СССР	Первый заместитель Председателя Госгортехнадзора СССР	Министр геологии СССР
М. Перцев	В. Алексеев	А. Сидоренко
14 июля 1970 г.	14 июля 1970 г.	21 июля 1970 г.

ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ ПЕРЕДАЧИ РАЗВЕДАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ

1. Устанавливаемый настоящим положением порядок передачи разведанных месторождений полезных ископаемых министерством (ведомством), выполнившим геологоразведочные работы, для промышленного освоения министерству (ведомству), осуществляющему эксплуатацию месторождений, распространяется на месторождения всех видов полезных ископаемых, запасы которых утверждаются Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР. Передача для промышленного освоения месторождений полезных ископаемых, запасы которых утверждаются территориальными комиссиями по запасам полезных ископаемых Министерства геологии СССР (для предприятий местного подчинения, а также месторождений строительных материалов, кроме цементного и стекольного сырья, огнеупорных глин и облицовочного камня), производится в порядке, устанавливаемом советами министров союзных республик.

2. Месторождения полезных ископаемых передаются соответствующим министерствам для промышленного освоения после завершения детальных геологоразведочных работ в объеме, позволяющем производить проектирование горного предприятия (промысла).

В зависимости от запасов месторождения, ценности минерального сырья и потребности в нем народного хозяйства месторождения

могут быть переданы для промышленного освоения полностью или отдельными участками (залежами).

3. На месторождении, передаваемом для промышленного освоения, должен быть закончен полностью весь необходимый комплекс геологоразведочных работ и выполнены следующие требования:

а) запасы полезных ископаемых утверждены Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР по категориям в соотношениях, установленных действующими классификациями запасов месторождений полезных ископаемых, а также оценены общие запасы месторождения, включая категорию C_2. В случаях несоответствия количества разведанных запасов соотношениям, установленным указанными классификациями, возможность проектирования горнодобывающего предприятия (промысла) должна быть подтверждена Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР и об этом произведена запись в протоколе об утверждении запасов;

б) наиболее детально разведаны участки и горизонты месторождения, намечаемые для первоочередной разработки;

в) изучено качество и комплексный состав минерального сырья; технология переработки руд с извлечением из них полезных компонентов, имеющих промышленное значение, изучена с детальностью, достаточной для составления проекта горнодобывающего предприятия;

г) изучены гидрогеологические и горнотехнические условия эксплуатации месторождения с детальностью, достаточной для составления проекта горнодобывающего предприятия;

д) дана оценка возможных источников хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, имеющихся в районе, прилегающем к месторождению, для обоснования проведения в дальнейшем специальных гидрогеологических и изыскательских работ;

е) проведены поисковые работы на строительные материалы в районе разведанного месторождения с целью выбора участков для постановки в дальнейшем специальных геологоразведочных работ;

ж) рекомендованы площади, пригодные для промышленного и жилищного строительства, на которых по предварительным данным отсутствуют залежи полезных ископаемых;

з) выполнены рекомендации Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР, указанные в решении по утверждению запасов полезных ископаемых, по проведению дополнительных геологических работ и по подготовке материалов, необходимых для составления проекта горнодобывающего предприятия (промысла);

и) обеспечена сохранность в натуре наземных и подземных центров и знаков геодезической (маркшейдерской) опорной сети и съемочного обоснования, а также знаков у устьев разведочных выработок (скважин, шурфов, штолен и др.), составлен каталог координат (в установленной для данного района системе координат)

и высотных отметок пунктов съемочного обоснования и устьев разведочных выработок;

к) проведена проверка (с составлением соответствующих актов) состояния всех горноразведочных выработок и буровых скважин, пройденных на месторождении, и осуществлена в соответствии с правилами и инструкциями их надежная консервация или ликвидация, а также дана оценка пригодности отдельных горных выработок (скважин) для использования их при эксплуатации;

л) систематизированы и приведены в порядок в соответствии с инструкциями первичные материалы разведки: керн буровых скважин, дубликаты проб, геологические образцы, топографическая, геологическая, геофизическая и маркшейдерская документация;

м) проведена инвентаризация намеченных к передаче производственно-технических зданий, сооружений, жилых помещений и имущества.

4. Месторождения полезных ископаемых, детально в соответствии с установленными требованиями разведанные по согласованию с заинтересованным министерством (ведомством), принимаются министерством (ведомством) для промышленного освоения или зачисления в резервную сырьевую базу промышленности в срок не более шести месяцев после получения уведомления о готовности месторождения и материалов к передаче.

5. Передача — приемка разведанного месторождения (участка, залежи) для промышленного освоения или зачисления в резерв производится Междуведомственной комиссией, образованной из представителей министерства (ведомства), принимающего месторождение для промышленного освоения, и министерства (ведомства), проводившего геологоразведочные работы; в состав комиссии включаются представители органов госгортехнадзора, а в необходимых случаях и представители проектных, научно-исследовательских институтов и других организаций (по согласованию с этими организациями).

Комиссия образуется совместным приказом соответствующих министерств (ведомств). Председателем комиссии назначается представитель министерства (ведомства), принимающего месторождение. В случаях, когда месторождение разведуется и осваивается организациями одного и того же министерства (ведомства), для передачи — приемки месторождения приказом по объединению (комбинату) образуется комиссия, в состав которой включаются представители организации, принимающей месторождение для промышленного освоения, и организации, производившей геологоразведочные работы.

6. Комиссия по передаче — приемке месторождения проводит свою работу, как правило, непосредственно на разведанном объекте и имеет право:

а) получать от организации, проводившей разведку месторождения, справки, объяснения, графические материалы, результаты

анализов и другие необходимые данные, характеризующие изученность передаваемого месторождения (участка, залежи);

б) проверять выполнение рекомендаций Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР, указанных в протоколе об утверждении запасов;

в) давать рекомендации о возможном использовании зданий, сооружений и других основных средств, а также сохранившихся горных выработок при строительстве горнодобывающего предприятия (промысла) и эксплуатации месторождения.

7. Передача — приемка месторождения оформляется актом, который подписывается председателем соответствующей комиссии и всеми ее членами. В случае разногласий стороны или отдельные члены комиссии фиксируют в акте свое особое мнение.

Комиссия определяет порядок и сроки передачи геологического отчета о разведочных работах, первичной геологической и технической документации, а также керна буровых скважин, образцов полезных ископаемых и пород, дубликатов проб, производственно-технических зданий, сооружений, жилых помещений, горных выработок и других основных средств, о чем делает соответствующие записи в акте.

К акту комиссии прилагаются справки, протоколы, описи и другие документы, подтверждающие выполнение требований, указанных в пункте 3 настоящего положения, а также сведения о производственных затратах на геологоразведочные работы по месторождению, передаваемому для промышленного освоения.

Акт Междуведомственной комиссии утверждается министерством (ведомством), принимающим месторождение, и министерством (ведомством), осуществлявшим разведку месторождения, а комиссии, созданной приказом по объединению (комбинату), — руководством этого объединения (комбината). Утвержденный акт комиссии является основанием для отнесения запасов полезных ископаемых, разведанных на месторождении, на баланс министерства (ведомства) или организации, принявшей месторождение для промышленного освоения.

8. Возникающие разногласия по вопросам передачи — приемки месторождения разрешаются руководством соответствующих министерств, ведомств, объединений (комбинатов).

9. Контроль за соблюдением настоящего положения осуществляется органами Госгортехнадзора СССР.

УТВЕРЖДЕНО
Госгортехнадзором СССР
16 августа 1968 г.

ИНСТРУКЦИЯ О ПОРЯДКЕ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ОТВОДОВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (КРОМЕ ОБЩЕРАСПРОСТРАНЕННЫХ)

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

§ 1. Настоящая инструкция издана на основании Положения о Государственном комитете по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору при Совете Министров СССР, утвержденного постановлением Совета Министров СССР от 1 февраля 1968 г. № 69, а также в соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 18 июля 1969 г. № 564 «О порядке проведения работ на континентальном шельфе СССР и охране его естественных богатств» и является обязательной для всех предприятий, организаций, министерств и ведомств СССР и союзных республик и местного подчинения (кроме Министерства транспортного строительства СССР, Министерства путей Ссообщения СССР и Министерства обороны СССР), осуществляющих проектирование, строительство или реконструкцию горнодобывающих предприятий и разработку месторождений полезных ископаемых (кроме общераспространенных) на территории СССР и в пределах континентального шельфа СССР.

§ 2. Горным отводом называется часть земных недр, предоставляемая организации или предприятию для промышленной разработки содержащихся в ней залежей полезных ископаемых.

Предоставление горного отвода оформляется горноотводным актом, который является юридическим документом, дающим право на пользование недрами на территории СССР и в пределах континентального шельфа СССР.

§ 3. Предоставление горных отводов для разработки месторождений всех видов полезных ископаемых, кроме общераспространенных и торфа, производится управлениями округов госгортехнадзора (госгортехнадзорами союзных республик, которые не имеют структурного деления на управления округов [1]).

Примечание. К общераспространенным полезным ископаемым относятся: песок (кроме формовочного, стекольного и для фарфоро-фаянсовой и огнеупорной промышленности), галька, гравий, глина (кроме огнеупорной, формовочной и для фарфоро-фаянсовой и цементной промышленности, флоридиновой, красочной, бентонитовой, керамзитовой, кислотоупорной и каолина), камень булыжный, кремень, песчаник (кроме битуминозного, облицовочного и динасового), кварцит (кроме динасового, флюсового, облицовочного,

[1] Далее в тексте инструкции госгортехнадзоры союзных республик, которые не имеют структурного деления на управления округов, именуются госгортехнадзорами союзных республик.

железистого и для производства кристаллического кремния), мел (кроме мела для цементной, химической, стекольной, резиновой промышленности и для получения глинозема из нефелина), доломит (кроме доломита для цементной, металлургической, химической и стекольной промышленности), мергель (кроме мергеля флюсового, битуминозного и для цементной промышленности), известняк (кроме флюсового, битуминозного, пильного, для цементной и химической промышленности и для производства глинозема), сланец (кроме горючего), гранит, диорит, сиенит, габбро, андезит, порфир, базальт, туф (кроме облицовочных), дунит (кроме дунита для производства огнеупорных материалов).

§ 4. Предоставление горных отводов для промышленной разработки общераспространенных полезных ископаемых производится в порядке, устанавливаемом советами министров союзных республик или по их поручениям госгортехнадзорами союзных республик.

Регистрация горных отводов для разработки общераспространенных полезных ископаемых производится в управлениях округов госгортехнадзора (госгортехнадзорах союзных республик). При этом представляется следующая документация: выписка из протокола заседания райисполкома (горисполкома), горноотводный акт и копия топографического плана с изображением горного отвода.

§ 5. Проект отвода земельного участка (земельный отвод) для строительства горного предприятия и разработки месторождений полезных ископаемых подготавливается проектной организацией, одновременно с разработкой технического проекта горнодобывающего предприятия, в увязке с проектом горного отвода.

Оформление и утверждение земельного отвода производятся республиканскими, городскими или районными советами депутатов трудящихся в установленном порядке, после оформления горного отвода.

§ 6. Предприятия и организации в пределах предоставленных им горных отводов обязаны:

а) проводить наиболее полную, обоснованную проектом разработку запасов полезных ископаемых, не допуская подработки и оставления неотработанными участков залежи полезного ископаемого;

б) извлекать запасы всех выявленных полезных ископаемых, имеющих промышленное значение и предусмотренных к отработке проектом;

в) осуществлять необходимые мероприятия по охране сооружений и природных объектов от вредного влияния горных работ;

г) осуществлять, как правило, в течение года после отработки месторождения или отдельных его участков, не связанных с разработкой оставшейся его части, мероприятия по приведению земельных участков в состояние, пригодное для использования в народном хозяйстве;

д) не допускать застройки территории над горным отводом зданиями, сооружениями и другими объектами без разрешения органов госгортехнадзора, а в пределах континентального шельфа СССР необходимо, кроме того, согласование органов рыбоохраны Министерства рыбного хозяйства СССР;

е) предотвращать загрязнение (засорение) континентального шельфа СССР и водной среды над ним промышленными и другими хозяйственными выбросами, сточными водами, радиоактивными веществами и отходами производства и принимать меры к сохранению растительного и животного мира.

§ 7. Управления округов госгортехнадзора (госгортехнадзоры союзных республик) при решении вопросов о предоставлении горных отводов должны проверять:

а) правильность установления границ горного отвода, не допуская при этом оставления не включенными в горные отводы участков месторождений, непригодных для самостоятельной разработки;

б) обеспечение требований безопасности при ведении горных и взрывных работ при отработке запасов полезных ископаемых, залегающих в пределах горного отвода;

в) степень извлечения промышленных запасов всех полезных ископаемых, залегающих в пределах горного отвода.

Не допускается предоставление горных отводов при неразведанных запасах полезных ископаемых.

ТРЕБОВАНИЯ К ГОРНЫМ ОТВОДАМ

§ 8. Начало разработки месторождений полезных ископаемых допускается при наличии оформленного в соответствии с настоящей инструкцией горного отвода и отвода земельного участка в установленном порядке. Разработка месторождений полезных ископаемых в пределах континентального шельфа СССР допускается после оформления горного отвода в порядке, установленном настоящей инструкцией.

Примечания. 1. На производство геологопоисковых и разведочных работ горный отвод не предоставляется.

2. Разрешение на производство опытно-эксплуатационных и разведочно-эксплуатационных работ выдается органами госгортехнадзора на основании проекта этих работ, утвержденного вышестоящей организацией, и положительного заключения территориального геологического управления, а в пределах континентального шельфа СССР необходимо, кроме того, согласование с органами рыбоохраны Министерства рыбного хозяйства СССР.

§ 9. Горные отводы предоставляются только организациям и предприятиям, обязанностью которых согласно их уставам, положениям или постановлениям вышестоящих органов является разработка месторождений полезных ископаемых.

§ 10. Горный отвод, как правило, предоставляется одной организации для разработки всего месторождения полезного ископаемого. В пределах одного месторождения горные отводы могут быть предоставлены нескольким организациям или предприятиям при условии взаимной увязки проектов строительства предприятия и эксплуатации месторождения, обеспечивающей полную выемку балансовых запасов полезных ископаемых и безопасность ведения горных работ.

В случаях необходимости разработки нефтяного и газового горизонтов на одной площади двумя ведомствами должны быть оформлены два самостоятельных горных отвода в порядке, установленном настоящей инструкцией.

§ 11. Горные отводы предоставляются после утверждения разведанных запасов полезных ископаемых в ГКЗ (ТКЗ) и передачи месторождения или участка месторождения для промышленного освоения.

Примечание. Для горных предприятий, проектирование и строительство которых, в порядке исключения, допускается согласно постановлению Совета Министров СССР на базе не утвержденных ГКЗ (ТКЗ) запасов полезных ископаемых, горные отводы предоставляются при отсутствии решения ГКЗ (ТКЗ) об утверждении запасов полезных ископаемых.

§ 12. Для вновь строящихся и реконструируемых горных предприятий горные отводы должны оформляться до начала строительства или реконструкции этих предприятий в месячный срок после утверждения технической проектной документации.

Для действующих горнодобывающих предприятий оформление горного отвода не обязательно и производится только в отдельных случаях, когда это необходимо в целях регулирования правовых отношений на пользование недрами, а также в целях соблюдения правил технической эксплуатации и правил безопасности по усмотрению управления округа госгортехнадзора (госгортехнадзора союзной республики).

Примечание. В процессе проектирования горного предприятия проект горного отвода должен быть предварительно согласован с управлением округа госгортехнадзора (госгортехнадзором союзной республики), а в случае проектирования на континентальном шельфе СССР также с органами рыбоохраны Министерства рыбного хозяйства СССР.

§ 13. Размеры горного отвода определяются контурами разведанного месторождения или его части с учетом зон обрушения, безопасных расстояний от мест производства взрывных работ и зон разносов бортов карьера.

§ 14. Добавления (прирезки) к полям действующих шахт (карьеров, приисков и др.) участков месторождений полезных ископаемых, расположенных вне границ горного отвода, и разработка которых не связана с прохождением специальных капитальных горных выработок, могут производиться при наличии письменного разрешения управления округа госгортехнадзора (госгортехнадзора союзной республики); разрешение на прирезку участков месторождений полезных ископаемых в пределах континентального шельфа СССР выдается после согласования с органами рыбоохраны Министерства рыбного хозяйства СССР.

Когда балансовые запасы полезного ископаемого по участку прирезки превышают 25% исходных балансовых запасов шахтного (карьерного) поля, а также когда разработка запасов по участку прирезки связана с проведением специальных капитальных горных

выработок, оформление этих прирезок производится в порядке, предусмотренном настоящей инструкцией для получения нового горного отвода.

§ 15. Передача предоставленного организации или предприятию горного отвода полностью или частично во временную или постоянную эксплуатацию предприятиям или организациям других министерств и ведомств производится в порядке, предусмотренном настоящей инструкцией для получения нового горного отвода.

Примечание. Требования данного параграфа не распространяются на старательские артели, ведущие в пределах горного отвода предприятия разработку месторождения полезного ископаемого.

§ 16. Финансирование работ по строительству горнодобывающего предприятия допускается только при наличии горного отвода, оформленного управлением округа госгортехнадзора (госгортехнадзором союзной республики).

§ 17. Предоставление горных отводов в пределах угольных месторождений, разрабатываемых способом подземной газификации, для ведения горных работ открытым и подземным способами, а также для подземной газификации в пределах месторождений полезных ископаемых допускается только при наличии специального экспертного заключения о безопасности горных работ на ближних к станциям подземной газификации шахтах, карьерах и об отсутствии факторов, могущих отрицательно влиять на соседние месторождения полезных ископаемых.

§ 18. При консервации или ликвидации горного предприятия пополненные подлинники маркшейдерских и геологических планов и разрезов должны быть в десятидневный срок переданы вышестоящей организации, а копии этих планов и разрезов должны быть в этот же срок переданы заинтересованным предприятиям и организациям, включая все смежные горные предприятия.

Горноотводный акт с распиской заинтересованных организаций о получении указанной документации передается управлению округа госгортехнадзора (госгортехнадзору союзной республики) в 15-дневный срок после оформления акта о консервации или ликвидации горного предприятия.

Консервация или ликвидация горных предприятий должна производиться в соответствии с требованиями «Инструкции о порядке консервации и ликвидации горнодобывающих предприятий», а в пределах континентального шельфа СССР в соответствии с требованиями правил, утвержденных в порядке, предусмотренном постановлением Совета Министров СССР от 18 июля 1969 г. № 564.

§ 19. Предоставление горных отводов под территорией (земли специального назначения), где расположены предприятия, здания, сооружения, города и другие населенные пункты, курорты, лесопарки, заповедники, источники водоснабжения, реки и водоемы, пункты (знаки) геодезической сети, памятники истории, культуры и искусства, ценные сельскохозяйственные угодья, пограничные

полосы, аэродромы, полигоны специального назначения, полосы отчуждения, крепости и укрепленные районы, кладбища и другие объекты, производится только после согласования с заинтересованными министерствами, ведомствами, организациями и советами депутатов трудящихся.

СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА ГОРНОГО ОТВОДА

§ 20. Для получения горного отвода организация, которая намерена вести разработку залежи полезного ископаемого, должна представить в управление округа госгортехнадзора (госгортехнадзор союзной республики) проект горного отвода в двух экземплярах.

Проект горного отвода состоит из следующих документов и материалов:

а) объяснительной записки, в которой даются обоснование необходимости получения горного отвода, краткая геологическая характеристика месторождения (расположение, тип и размеры залежи), данные о состоянии запасов полезных ископаемых в пределах горного отвода, сведения о смежных горных отводах, о застроенности территории и об использовании земельных участков над горным отводом, о других полезных ископаемых, имеющих промышленное значение и находящихся в недрах данного горного отвода, соображения о комплексной добыче выявленных разведкой полезных ископаемых;

б) копии топографического (гипсометрического) плана поверхности в границах горного отвода и копии геологических карт и разрезов, характеризующих месторождение и условия залегания полезных ископаемых, составленных в соответствии с требованиями действующих инструкций.

Примечание. При выдаче горного отвода на континентальном шельфе СССР взамен копии топографического плана должна быть представлена копия морской карты.

На копии топографического (гипсометрического) плана и при необходимости на геологических разрезах должны быть показаны: намеченные границы горного отвода, существующие сооружения и их этажность, контуры залежей полезных ископаемых и их выходы на земную поверхность или под наносы, границы соседних горных отводов, границы землепользований, контуры сельскохозяйственных угодий и почвенных растений, пашни, устья существующих шахт, штолен, шурфов, скважин, тектонические нарушения, рельеф поверхности, места размывов, выклиниваний и другие непригодные к разработке участки месторождений, пункты опорной геодезической сети.

На копии плана в свободной части листа указываются площадь (в гектарах) проекции горного отвода на горизонтальную плоскость, дата пополнения плана, значения координат x, y, z угловых точек отвода, определяемые графически по плану и разрезам. На листе копии плана сверху с правой стороны оставляется место для разрешительной надписи.

Масштаб плана принимается в зависимости от размеров изображаемого участка, характера и назначения проектируемого горного предприятия, но должен быть не мельче 1 : 5000. Для горных отводов, имеющих значительную площадь, разрешается представление копии топографического плана в масштабе от 1 : 5000 до 1 : 25 000.

Одна из копий топографического плана, представленного для оформления горного отвода, должна быть изготовлена на полотняной кальке, лавсане или других материалах, пригодных для длительного хранения.

Для месторождений нефти и газа взамен геологической карты должны быть представлены структурные карты по каждому промышленному нефтяному или газовому горизонту в масштабе не мельче 1 : 25 000, с указанием залежей, а также увязанные со структурной картой геологические профили, на которых указываются глубины залегания продуктивных свит и горизонтов;

в) выписки из протокола ГКЗ (ТКЗ) и соответствующих выписок из таблиц подсчета запасов полезных ископаемых;

г) справки своей вышестоящей организации, подтверждающей необходимость получения горного отвода.

Примечание. При расположении горного отвода под землями специального назначения должна быть представлена справка о согласии на этот отвод организации, в ведении которой находятся эти земли;

д) заключения территориального геологического управления по проекту горного отвода, когда специальным решением Совета Министров СССР разрешен ввод месторождения в эксплуатацию без утверждения запасов ГКЗ (ТКЗ);

е) заключения бассейнового управления органов рыбоохраны Министерства рыбного хозяйства СССР (для горных отводов на континентальном шельфе СССР).

Справки, документы и материалы проектов горных отводов подписываются соответствующими руководителями организаций и предприятий.

ПОРЯДОК ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ОТВОДОВ

§ 21. Организации или предприятия, заинтересованные в получении горного отвода, направляют в управление округа госгортехнадзора (госгортехнадзор союзной республики) заявку, в которой указываются наименование организации, ее ведомственная подчиненность и адрес, местоположение горного отвода. К заявке прилагаются проекты горных отводов. Заявка подписывается руководителем организации, которая будет осуществлять эксплуатацию месторождения.

§ 22. Управления округов госгортехнадзора (госгортехнадзоры союзных республик) рассматривают проекты горных отводов и выносят по ним решения не позднее 30 дней после их получения.

В случае необходимости по требованию управления округа госгортехнадзора (госгортехнадзора союзной республики) соответствующие организации обязаны представить дополнительные документы

и объяснения по вопросам, связанным с горными отводами. При этом срок принятия решения соответственно удлиняется.

§ 23. Решения управления округа госгортехнадзора (госгортехнадзора союзной республики) по вопросам предоставления горных отводов сообщаются всем заинтересованным организациям, а о выданных горных отводах на континентальном шельфе СССР также органам рыбоохраны Министерства рыбного хозяйства СССР. При несогласии решение может быть обжаловано в вышестоящую организацию госгортехнадзора в двухмесячный срок со дня его принятия.

Копия жалобы должна быть направлена одновременно в организацию госгортехнадзора, принявшую решение, которая обязана в 10-дневный срок после получения жалобы направить в вышестоящую организацию госгортехнадзора все материалы по спорному вопросу вместе с объяснением по существу жалобы.

§ 24. Предоставление горного отвода оформляется на копии топографического плана или копии морской карты, когда горный отвод располагается в пределах континентального шельфа СССР, надписью, согласно прилагаемому образцу (приложение 1), и выдачей горноотводного акта, согласно прилагаемой форме (приложение 2).

Горноотводный акт составляется в двух экземплярах, заполняется тушью на бланках, а подпись скрепляется печатью управления округа госгортехнадзора (госгортехнадзора союзной республики).

§ 25. Один экземпляр горноотводного акта и проект горного отвода передаются организации или предприятию, второй экземпляр хранится в архиве управления округа госгортехнадзора (госгортехнадзора союзной республики).

§ 26. Учет горных отводов, предоставленных органами госгортехнадзора, производится в книге по форме, приведенной в приложении 3.

§ 27. С изданием настоящей инструкции отменяются все ранее изданные Госгортехнадзором СССР и госгортехнадзорами союзных республик инструкции о порядке предоставления горных отводов под разработку месторождений полезных ископаемых, кроме инструкций о порядке предоставления горных отводов для разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых.

Приложение 1

Управлением _____ округа госгортехнадзора (госгортехнадзором союзной республики) по горноотводному акту от «____» _____ 19____ года предоставлен _____
(наименование организации или предприятия с указанием министерства или ведомства)

горный отвод под разработку _____
(наименование месторождения)

месторождения _____
(наименование полезного ископаемого)

находящегося _____
(наименование селения, района, области, края, республики)

В пределах границ горного отвода, обозначенных на настоящем плане угловыми пунктами 1,2 _____, подлежат отработке:

№ п/п	Наименование пласта, жилы, линзы и т. п.	Длина, м		Площадь, га
		по простиранию	по падению	
1				
2				
3				

Горноотводный акт внесен в реестр управления _____

округа госгортехнадзора (госгортехнадзора союзной республики).

«____» _____ 19____ г. под № _____

Начальник управления _____ округа

госгортехнадзора (госгортехнадзора союзной республики) _____
(подпись)

Приложение 2

Государственный комитет по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору при Совете Министров СССР (Госгортехнадзор СССР)

Управление_____округа госгортехнадзора (госгортехнадзор союзной республики)

Горноотводный акт

«_____»_____19_____г. управлением_____округа госгортехнадзора (госгортехнадзором союзной республики) предоставлен

_____
(наименование организации или предприятия и его

_____
ведомственная подчиненность)

горный отвод для разработки_____
(наименование шахты, карьера)

_____
(наименование месторождения)

месторождения _____
(наименование полезного ископаемого)

в границах, обозначенных на прилагаемом плане угловыми пунктами 1, 2 . . . . . .

Горный отвод расположен_____
(наименование селения, района, области,

_____
края, республики)

Площадь проекции горного отвода, обозначенная на плане земной поверхности угловыми пунктами 1, 2, 3 . . . . . .

составляет_____гектаров.
(прописью)

Настоящий акт составлен в двух экземплярах, внесен в реестр управления округа госгортехнадзора (госгортехнадзора союзной республики) за №———

Горное предприятие обязано:

а) вести горные работы в соответствии с утвержденным проектом и соблюдением действующих правил технической эксплуатации, а также правил и инструкций по безопасному ведению горных работ;

б) охранять от вредного влияния горных разработок все наземные, подземные сооружения и сооружения на континентальном шельфе СССР, а также природные объекты в пределах горного отвода и на его территории;

в) за 15 дней до начала горных работ сообщить об этом управлению округа госгортехнадзора (госгортехнадзору союзной республики);

г) систематически, не реже одного раза в квартал, обмениваться пополненными маркшейдерскими планами и разрезами горных работ с соседними горными предприятиями (шахтами, карьерами, приисками и т. п.), разрабатывающими полезное ископаемое вблизи данного горного отвода. При подходе горных выработок к технической границе шахты (карьера), начиная с 200-метровой зоны, сообщать об этом управлению округа госгортехнадзора (госгортехнадзору союзной республики);

д) при консервации или ликвидации горного предприятия выработки, а также территория над горным отводом должны быть приведены в безопасное состояние и в состояние, пригодное для использования в народном хозяйстве. При ликвидации сооружения (установки) на континентальном шельфе СССР особое внимание должно быть обращено на то, чтобы на грунте не осталось каких-либо частей сооружения или деталей оборудования, представляющих опасность для надводного и подводного мореплавания. Подлинники геолого-маркшейдерской документации, пополненные на день остановки горного предприятия, должны быть в 10-дневный срок переданы своей вышестоящей организации, а копии маркшейдерских и геологических планов и разрезов в этот же срок переданы заинтересованным предприятиям и организациям, включая все соседние горные предприятия, разрабатывающие полезные ископаемые вблизи консервируемого или ликвидируемого горного предприятия.

Горноотводный акт с копиями расписок заинтересованных организаций о получении копий маркшейдерской и геологической документации в 15-дневный срок после оформления акта о консервации или ликвидации горного предприятия передается управлению округа госгортехнадзора (госгортехнадзору союзной республики);

е) горноотводный акт теряет силу и подлежит возвращению в управление округа госгортехнадзора (госгортехнадзор союзной республики), если предприятие (организация), получившие его, в течение двух лет не приступило к освоению месторождения полезного ископаемого.

Начальник управления
округа госгортехнадзора (госгортехнадзора
союзной республики)

м. п.

———————(подпись)

«———» ———— 19 г. №———

Приложение 3

Книга учета (реестр) горных отводов, предоставленных для разработки месторождений полезных ископаемых

Реестровый номер горного отвода	Дата выдачи горного отвода	Наименование месторождения полезного ископаемого (залежи)	Площадь горного отвода (га)	Наименование полезного ископаемого, предоставленного для разработки	Запасы полезного ископаемого по состоянию разведанности месторождения на	Местонахождение отвода (селение, район, область, край, республика)	Полное наименование и адрес предприятия (организации), получившего горный отвод, а также подчиненность предприятия (трест, комбинат, министерство, ведомство)	Перечень документов, выданных предприятию (организации) при оформлении горного отвода	Отметка о ликвидации или консервации предприятия, об изменении размеров горного отвода, об изъятии его с указанием причины	Примечание

СОГЛАСОВАНО
с Госстроем СССР
12 февраля 1970 г.

УТВЕРЖДЕНО
Госгортехнадзором СССР
14 апреля 1970 г.

ИНСТРУКЦИЯ О ПОРЯДКЕ ВЫДАЧИ РАЗРЕШЕНИЙ НА ЗАСТРОЙКУ ПЛОЩАДЕЙ ЗАЛЕГАНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящая инструкция является обязательной для всех организаций и предприятий, осуществляющих проектирование, строительство или реконструкцию промышленных предприятий, зданий, сооружений и других объектов на территории СССР и в пределах континентального шельфа СССР.

1.2. Установленный в инструкции порядок выдачи органами Госгортехнадзора СССР разрешений на застройку площадей, расположенных над месторождениями полезных ископаемых, а также площадей над отработанными месторождениями полезных ископаемых и в зонах влияния их разработки осуществляется с целью контроля за правильным и полным использованием недр и охраны объектов строительства от вредного влияния горных разработок и буровых скважин.

При выборе площадок для размещения намечаемых к строительству объектов должны быть соблюдены соответствующие СНиП и инструкции Госстроя СССР.

Размещение объектов строительства на площадях залегания полезных ископаемых допускается только в особо необходимых случаях и при условии:

наличия возможности извлечения запасов полезных ископаемых под объектами строительства с наименьшими потерями;

консервации минимального количества балансовых запасов с невысокими качественными показателями или забалансовых запасов полезных ископаемых в предохранительных целиках под объектами строительства;

обеспечения размещения объектов строительства в соответствии с проектом и планами разработки данного месторождения;

применения соответствующих мер охраны объектов строительства от вредного влияния горных разработок, в том числе специальных конструктивных мероприятий, предусмотренных соответствующими техническими условиями по строительству на подрабатываемых территориях.

Размещение объектов строительства на площадках, под которыми произведена выемка полезных ископаемых, допускается только после окончания процесса опасных сдвижений земной поверхности, продолжительность которого устанавливается в порядке, предусмотренном правилами или указаниями по охране сооружений от вредного влияния горных разработок.

На площадках, под которыми выработанное пространство, образовавшееся в результате отработки месторождения (его части), используется в качестве подземных хранилищ нефти, газа, размещение объектов строительства допускается при условии обеспечения сохранности объектов строительства от возможного вредного влияния эксплуатации хранилищ.

1.3. Органы Госгортехнадзора СССР выдают разрешения на застройку площадей залегания полезных ископаемых (кроме торфа и общераспространенных полезных ископаемых, перечень которых приведен в приложении 1) промышленными и сельскохозяйственными предприятиями, сооружениями, городами, жилыми поселками, отдельными зданиями, объектами транспортного, энергетического, водохозяйственного и других видов строительства, курортами, памятниками, зелеными насаждениями и другими объектами [1].

Использование расположенных над горными выработками зданий и сооружений ликвидированного горного предприятия для целей, не предусмотренных ранее при их строительстве, а также передача

[1] Справки о наличии или отсутствии выявленных запасов полезных ископаемых под намечаемыми объектами застройки выдаются застройщикам органами геологической службы (территориальное геологическое управление, комплексная экспедиция).

их предприятию (организации) другого министерства (ведомства) допускается только после получения разрешения органов госгортехнадзора.

1.4. Выдача разрешений на застройку площадей залегания общераспространенных полезных ископаемых, а также торфа производится в порядке, устанавливаемом советами министров союзных республик.

1.5. Согласование застройки площадей залегания полезных ископаемых любыми объектами должно производиться при выборе площадки для строительства (реконструкции) данного объекта и оформляться получением разрешения на застройку от органов госгортехнадзора по представлению застройщиком документации, предусмотренной в разделе 2 настоящей инструкции.

1.6. Предоставление земельных участков под застройку на площадях залегания полезных ископаемых производится в установленном порядке только при наличии разрешения на застройку, выданного органами госгортехнадзора.

1.7. При наличии горного отвода, предоставленного органами госгортехнадзора, застройка шахтных (промысловых) промышленных площадок служебными, промышленными зданиями и техническими сооружениями, предусмотренными для целей эксплуатации месторождений полезных ископаемых, утвержденной проектно-сметной документацией на разработку месторождений, допускается без специального разрешения органов госгортехнадзора.

Если под проектируемой промплощадкой горного предприятия залегают месторождения полезных ископаемых, не предусмотренные к разработке данным горным предприятием, разрешение на застройку указанной промплощадки должно быть получено в порядке, установленном настоящей инструкцией.

Примечание. Строительство в пределах горного отвода горного предприятия объектов, непосредственно не связанных с горными работами, не допускается. В особо необходимых случаях такая застройка допускается только после получения разрешения органов госгортехнадзора при соответствующем технико-экономическом обосновании.

1.8. Запрещается передача предприятиями и организациями разрешений на застройку площадок, полученных от органов госгортехнадзора, для застройки этих площадок другими предприятиями и организациями.

1.9. Разрешения на застройку площадок, выданные органами госгортехнадзора, аннулируются в случаях:

а) несоблюдения условий застройки, предусмотренных в разрешениях органов госгортехнадзора;

б) если застройка, на которую получено разрешение органов госгортехнадзора, не начата в течение двух лет и не сделана заявка об отсрочке действия разрешения.

1.10. Разрешение на застройку может быть пересмотрено органами госгортехнадзора при участии заинтересованных организаций с учетом состояния строительства в случаях:

а) выявления дополнительной геологической разведкой существенных изменений в данных о полезных ископаемых, залегающих под площадкой, разрешенной для застройки;

б) изменения сроков, направлений, систем и способов разработки месторождений полезного ископаемого под площадкой, разрешенной для застройки, если эти изменения вызывают ранее не предусмотренное ухудшение условий застройки.

2. СОДЕРЖАНИЕ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ЗАСТРОЙКИ ПЛОЩАДЕЙ ЗАЛЕГАНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, ПРЕДСТАВЛЯЕМОГО ГОСГОРТЕХНАДЗОРУ

2.1. Горно-геологическое обоснование застройки площадки должно состоять из следующих документов и материалов:

а) копии топографического плана площадки, намечаемой к застройке, и прилегающей к ней территории, в масштабе не мельче 1 : 10 000, а для объектов значительной протяженности — в масштабе 1 : 50 000 с изображением на копии плана элементов горно-геологической ситуации.

На копии плана в свободной части листа оставляется место для разрешительной надписи и указываются координаты x, y, z (определенные графически по плану) угловых точек площадки, намечаемой к застройке, размер площадки в гектарах, дата пополнения плана, принятая система и начало координат;

б) выкопировки из геологической карты и копии разрезов месторождений полезных ископаемых (для месторождений нефти и газа — структурные карты и геологические профили);

в) пояснительной записки, в которой приводятся:

краткая горно-геологическая характеристика месторождения полезного ископаемого в районе, намечаемом к застройке;

описание объектов строительства с указанием их назначения, ориентировочной сметной стоимости, этажности зданий и характеристики материала стен и фундаментов;

обоснование необходимости строительства на данной площадке и разбор других возможных вариантов застройки;

намечаемые меры охраны объектов строительства от вредного влияния горных разработок, включая конструктивные строительные мероприятия;

г) заключения территориального геологического управления (экспедиции) о количестве и качестве запасов полезных ископаемых и состоянии их разведанности под площадкой застройки;

д) заключения по намечаемой застройке от организации, заинтересованной в эксплуатации данного месторождения, в котором указываются перспективы развития горных работ, ожидаемые потери и консервация запасов полезных ископаемых в связи с застройкой, данные о времени начала и окончания процесса сдвижения земной поверхности под влиянием горных разработок.

2.2. Если намечаемая к застройке площадка расположена над месторождением с несложными горно-геологическими условиями и объекты строительства не представляют большой ценности (отдельные одноэтажные здания и т. п.), не требуют специальных мер охраны от вредного влияния горных разработок, содержание горно-геологического обоснования застройки по согласованию с органами госгортехнадзора может быть сокращено и упрощено.

3. ПОРЯДОК ВЫДАЧИ РАЗРЕШЕНИЙ ДЛЯ ЗАСТРОЙКИ ПЛОЩАДОК

3.1. Разрешения на застройку площадей залегания полезных ископаемых объектами, технические проекты строительства которых подлежат утверждению Советом Министров СССР, и объектами значительной протяженности, пересекающими территорию двух и более союзных республик, выдаются Госгортехнадзором СССР.

Разрешения на застройку площадей залегания полезных ископаемых объектами, технические (технорабочие) проекты строительства которых подлежат утверждению советом министров союзной республики, и объектами значительной протяженности, пересекающими территорию, подконтрольную двум и более управлениям округов, выдаются госгортехнадзором союзной республики, а на территории РСФСР — Госгортехнадзором СССР.

Разрешение на застройку площадей залегания полезных ископаемых любыми другими объектами строительства выдаются управлениями округов или госгортехнадзорами союзных республик, не имеющих структурного деления на округа [1].

3.2. Организация (предприятие), которая обращается в госгортехнадзор с заявлением о выдаче разрешения на застройку площадей залегания полезных ископаемых или реконструкцию объектов, расположенных на этих площадях, представляет заявку с приложением горно-геологического обоснования застройки с тремя экземплярами копии топографического плана.

Примечание. Когда заявка на застройку подлежит рассмотрению в Госгортехнадзоре СССР или в госгортехнадзоре союзной республики, имеющем управления округов, то к заявке на застройку прилагается горно-геологическое обоснование застройки с копией топографического плана в четырех экземплярах.

В заявке указываются наименование организации (предприятия), для которой испрашивается разрешение на застройку площадки над месторождением полезного ископаемого, ее ведомственная подчиненность и адрес, а также местоположение площадки застройки. Заявка подписывается руководством организации, проектирующей или осуществляющей строительство.

3.3. Органы госгортехнадзора рассматривают горно-геологические обоснования застройки и выносят по ним решения в месячный срок со дня их получения. Решения сообщаются всем заинтересованным организациям.

---

[1] Структурное деление на округа имеется на территории РСФСР, УССР и КазССР.

При необходимости по требованию органов госгортехнадзора соответствующие организации обязаны представить дополнительные справки, документы и обоснования по вопросам, связанным с застройкой площадок. В этих случаях решение выносится не позднее чем в месячный срок после получения дополнительных материалов.

Госгортехнадзор СССР и госгортехнадзоры союзных республик, имеющие управления округов, рассматривают горно-геологические обоснования застройки после получения заключений по ним от соответствующих управлений округов.

3.4. Рассмотрение горно-геологического обоснования застройки оформляется протоколом совещания: в управлении округа — при главном инженере или заместителе начальника управления округа, в госгортехнадзоре союзной республики и Госгортехнадзоре СССР — соответственно при руководстве отдела, отраслевой инспекции или управления.

3.5. Решения управлений округов по вопросам о застройке площадей залегания полезных ископаемых могут быть обжалованы в госгортехнадзоре соответствующей союзной республики, а решения госгортехнадзора союзной республики — в Госгортехнадзоре СССР. К жалобе приобщают все материалы и документы, необходимые для рассмотрения и вынесения решения по жалобе.

3.6. Разрешение на застройку оформляется на копиях топографических планов надписью согласно прилагаемым образцам (приложения 2 и 3) и регистрируется органами госгортехнадзора в специальных книгах (приложение 4).

Требования управлений округов, госгортехнадзоров союзных республик и Госгортехнадзора СССР, обусловливающие выданное разрешение на застройку, излагаются за подписью руководства в тексте надписи на копии топографического плана и при необходимости в специальных предписаниях (письмах), прилагаемых к каждому экземпляру копии топографического плана застройки.

3.7. Один экземпляр копии топографического плана с оформленной на ней разрешительной надписью совместно с горно-геологическим обоснованием передается организации или предприятию, подавшему заявку, второй экземпляр указанной копии с заявкой хранится в архиве органа госгортехнадзора, выдавшего разрешение на застройку, и третий экземпляр этой копии передается организации, заинтересованной в эксплуатации месторождения полезных ископаемых, залегающих под площадкой, разрешенной к застройке.

Если разрешение на застройку оформлено в госгортехнадзоре союзной республики, имеющем управления округов, или в Госгортехнадзоре СССР, то четвертый экземпляр копии топографического плана с заявкой хранится в архиве госгортехнадзора, оформившего указанное разрешение.

3.8. Руководители организаций (проектных, строительных и хозяйственных), виновные в нарушении установленного настоящей инструкцией порядка застройки площадей залегания полезных

ископаемых, а также условий застройки, предусмотренных в решениях органов госгортехнадзора, в зависимости от характера нарушений и последствий несут ответственность в дисциплинарном, административном или судебном порядке.

Приложение 1

УТВЕРЖДЕНО
Госгортехнадзором СССР
31 мая 1968 г.

Перечень общераспространенных полезных ископаемых СССР

Песок (кроме формовочного, стекольного и для фарфорово-фаянсовой и огнеупорной промышленности), галька, гравий, глина (кроме огнеупорной, формовочной и для фарфоро-фаянсовой и цементной промышленности, флоридиновой, красочной, бентонитовой, керамзитовой, кислотоупорной и каолина), камень булыжный, кремень, песчаник (кроме битуминозного, облицовочного и динасового), кварцит (кроме динасового, флюсового, облицовочного, железистого и для производства кристаллического кремния), мел (кроме мела для цементной, химической, стекольной, резиновой промышленности и для получения глинозема из нефелина), доломит (кроме доломита для цементной, металлургической, химической и стекольной промышленности), мергель (кроме мергеля флюсового, битуминозного и для цементной промышленности), известняк (кроме флюсового, битуминозного, пильного, для цементной и химической промышленности и для производства глинозема), сланец (кроме горючего), гранит, диорит, сиенит, габбро, андезит, порфир, базальт, туф (кроме облицовочных), дунит (кроме дунита для производства огнеупорных материалов).

Приложение 2

«_____» _____ 19____ г. г. Москва

Госгортехнадзор СССР разрешает _____
[наименование организации (предприятия)]

на территории _____
(наименование месторождения и администра-

_____ застройку площадки, обозначенной на дан-
тивного района)

ном плане пунктами 1—2—3 . . .—1 _____
(наименование объекта застройки)

Застройка площадки разрешается при условии _____

(перечень условий застройки)

м. п.

Заместитель Председателя

Госгортехнадзора СССР (подпись)

Приложение 3

«——»——————197——г. г. Донецк

Управление Донецкого округа Госгортехнадзора УССР разрешает

[наименование организации (предприятия)]

на территории
(наименование месторождения и административного района)

застройку площадки, обозначенной на данном плане пунктами 1—2—3—. . .—1

(наименование объекта застройки)

Условия застройки

(перечень условий застройки)

м. п.

Начальник управления Донецкого округа

Госгортехнадзора УССР (подпись)

Книга регистрации площадок,

Реестровый номер	Дата выдачи разрешения на застройку площадки	Наименование объекта застройки (город, завод и др.)	Местонахождение объекта застройки (соответственно административному делению)	Наименование и адрес организации (предприятия), осуществляющего застройку, ведомственная подчиненность

УТВЕРЖДЕНО
постановлением Совета
Министров РСФСР
от 10 ноября 1966 г. № 907

ИНСТРУКЦИЯ
О ПОРЯДКЕ УТВЕРЖДЕНИЯ ПЛОЩАДОК ПОД СТРОИТЕЛЬСТВО ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ГОРОДОВ, ПОСЕЛКОВ, СООРУЖЕНИЙ, ВОДОЕМОВ И ДРУГИХ ОБЪЕКТОВ ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ ИХ НА ПЛОЩАДЯХ ЗАЛЕГАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОБЩЕРАСПРОСТРАНЕННЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

1. Настоящая инструкция является обязательной для предприятий и организаций, независимо от их ведомственной подчиненности, проектирующих и осуществляющих на территории РСФСР строительство промышленных предприятий, городов, поселков, сооружений, водоемов и других объектов, а также для советов министров автономных республик, крайисполкомов, облисполкомов, горисполкомов и райисполкомов при решении вопроса о размещении указанных объектов на площадях залегания месторождений общераспространенных полезных ископаемых, перечисленных в пункте 2 «Инструкции о порядке предоставления горных отводов для разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых», утвержденной постановлением Совета Министров РСФСР от 8 сентября 1960 г. № 1385 (СП РСФСР, 1960 г., № 32, ст. 153).

При наличии у предприятий и организаций справок соответствующих территориальных геологических управлений Министерства геологии РСФСР об отсутствии под площадками, намечаемыми к застройке, выявленных запасов полезных ископаемых, утверждение их в порядке, предусмотренном настоящей инструкцией, не требуется.

2. Утверждение площадок под строительство объектов, размещенных на площадях залегания месторождений общераспространенных полезных ископаемых, производится советами министров автономных республик, крайисполкомами, облисполкомами, горисполкомами и райисполкомами, которые решают в установленном порядке вопросы об отводе земельных участков для данного строительства, при наличии заключений о целесообразности застройки этих площадей:

а) Министерства геологии РСФСР, если проекты на строительство подлежат утверждению Советом Министров СССР, Советом Министров РСФСР или если объекты строительства располагаются в районе деятельности двух или более территориальных геологических управлений (железные дороги, трубопроводы, линии электропередач и т. д.);

б) соответствующих территориальных геологических управлений Министерства геологии РСФСР в остальных случаях.

3. Предприятия и организации, заинтересованные в утверждении площадок под строительство на площадях залегания месторождений общераспространенных полезных ископаемых, направляют в порядке согласования территориальным геологическим управлениям, а в случаях, предусмотренных в подпункте «а» пункта 2 настоящей инструкции, Министерству геологии РСФСР:

а) копии или дубликаты топографических планов площадок, намечаемых под строительство, с объяснительной запиской;

б) справки вышестоящих организаций, подтверждающие необходимость выделения площадок под строительство.

На планах должно быть показано местоположение намечаемых под строительство площадок, предприятий, подъездных путей, трубопроводов, линий электропередач и других объектов с обозначением размеров площадок (в гектарах) и координат их угловых точек (в метрах).

В объяснительной записке должны содержаться:

полное наименование предприятия (организации), которое будет осуществлять строительство, а также наименование министерства, ведомства, которому подчинено это предприятие (организация);

наименование объектов намечаемого строительства;

обоснование необходимости строительства объектов на данных площадках, расположенных на площадях залегания месторождений общераспространенных полезных ископаемых.

разрешенных для застройки

Наименование и количество запасов полезного ископаемого и полезных компонентов, подлежащих консервации под площадкой застройки (средняя мощность залежи, среднее содержание полезных компонентов и т. д.); характеристика месторождения, где невозможно подсчитать консервируемые запасы	Требования, обусловливающие осуществление застройки	Наименование организации, заинтересованной в эксплуатации месторождения, над которым размещаются объекты застройки, ее адрес и ведомственная подчиненность	Ориентировочная сметная стоимость объектов застройки	Примечание

Документы на оформление и утверждение площадок под строительство объектов, размещаемых на площадях залегания месторождений общераспространенных полезных ископаемых, должны быть составлены в трех экземплярах, подписаны руководителем предприятия (организации) и скреплены гербовой печатью.

Территориальные геологические управления, а в случаях, предусмотренных в подпункте «а» пункта 2 настоящей инструкции, Министерство геологии РСФСР рассматривают указанные материалы и сообщают по ним заинтересованным предприятиям (организациям) свои заключения в срок до одного месяца со дня их получения.

4. При отсутствии согласия территориальных геологических управлений, а в случаях, предусмотренных в подпункте «а» пункта 2 настоящей инструкции, Министерства геологии РСФСР на застройку площадок, расположенных на площадях залегания месторождений общераспространенных полезных ископаемых, советы министров автономных республик, крайисполкомы, облисполкомы, горисполкомы и райисполкомы обязаны отказать в утверждении площадок под строительство.

Не подлежат также утверждению без согласования с территориальными геологическими управлениями Министерства геологии РСФСР или этим Министерством под строительство площадки, прилегающие к месторождениям (контурам разведанных запасов) общераспространенных полезных ископаемых: а) которые должны быть использованы при строительстве и эксплуатации карьеров;

б) на которые может распространяться вредное влияние взрывных работ и оползней, образующихся при разработке этих месторождений.

5. Отказ территориальных геологических управлений Министерства геологии РСФСР дать согласие на утверждение площадок под строительство, расположенных на площадях залегания месторождений общераспространенных полезных ископаемых, может быть обжалован заинтересованными предприятиями (организациями) Министерству геологии РСФСР в месячный срок со дня получения решения соответствующего территориального геологического управления.

Копии жалоб одновременно передаются территориальному геологическому управлению, которое обязано в пятидневный срок после их получения направить в Министерство геологии РСФСР необходимые материалы и свои объяснения по жалобам.

6. Один экземпляр документов и материалов, указанных в пункте 3 настоящей инструкции, после их рассмотрения соответствующими советами министров автономных республик, крайисполкомами, облисполкомами, горисполкомами или райисполкомами возвращается с приложением их решения предприятию (организации), представившему эти материалы, второй экземпляр направляется соответственно территориальному геологическому управлению или Министерству геологии РСФСР, а третий экземпляр хранится в архиве вынесшего решение об утверждении площадки совета министров автономной

республики, крайисполкома, облисполкома, горисполкома или райисполкома.

7. Решение об утверждении площадок, размещаемых на площадях залегания месторождений общераспространенных полезных ископаемых, оформляется разрешительной надписью на копии топографического плана площадки.

Эти решения могут быть отменены органами, принявшими решения, в случаях:

а) если намеченное строительство в пределах утвержденных площадок не начато в течение двух лет;

б) несоблюдения условий застройки, предусмотренных в решении об утверждении площадки под строительство, а также при самовольной застройке смежных с этой площадью участков;

в) самовольной передачи права застройки площадок другим предприятиям (организациям) и лицам;

г) мотивированных требований территориальных геологических управлений Министерства геологии РСФСР об отмене решения.

8. Советы министров автономных республик, крайисполкомы, облисполкомы, горисполкомы, райисполкомы, Министерство геологии и его территориальные геологические управления, осуществляющие согласно настоящей инструкции утверждение и согласование площадок под строительство различных объектов, размещаемых на площадях залегания месторождений общераспространенных полезных ископаемых, обязаны вести специальные журналы учета заявок и материалов по утверждению площадок под строительство, хода их рассмотрения и принятых по ним решений.

УТВЕРЖДЕНО
Госгортехнадзор СССР
14 апреля 1970 г.

ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ СПИСАНИЯ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ С БАЛАНСА ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1. Настоящее положение устанавливает единый порядок списания запасов полезных ископаемых для всех организаций и предприятий, осуществляющих эксплуатацию месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых, за исключением общераспространенных полезных ископаемых (см. приложение 1), порядок списания запасов которых устанавливается советами министров союзных республик. Перечень общераспространенных полезных ископаемых утверждается Госгортехнадзором СССР по согласованию с заинтересованными министерствами и ведомствами.

2. Устанавливаемый настоящим положением порядок списания запасов полезных ископаемых и содержащихся в них ценных компонентов должен соблюдаться при проектировании, строительстве,

эксплуатации и ликвидации горнодобывающего предприятия во всех случаях уменьшения учтенных балансовых запасов (для нефтегазодобывающих предприятий, в том числе — извлекаемых запасов).

3. Контроль за правильностью и своевременностью списания запасов с баланса горнодобывающего предприятия независимо от причин, вызвавших уменьшение запасов, осуществляют органы Госгортехнадзора СССР.

4. Списанию подлежат учтенные горнодобывающим предприятием балансовые запасы полезных ископаемых (для нефтегазодобывающих предприятий, в том числе — извлекаемые запасы):

а) добытые из недр;

б) потерянные при добыче;

в) переданные в использование другому горнодобывающему предприятию;

г) несоответствующие вновь установленным промышленным кондициям (для нефтегазодобывающих предприятий — вновь установленному коэффициенту извлечения);

д) нецелесообразные к отработке по технико-экономическим причинам, обоснованным при проектировании горнодобывающего предприятия, а также выявившимся в результате эксплуатации месторождения и проведения дополнительных геологоразведочных работ (например, запасы изолированных, маломощных, малоценных пластов, залежей, запасы нерентабельные для отработки вследствие изменившихся экономических условий и т. п.);

е) неподтвердившиеся в результате проведения геологоразведочных и горноэксплуатационных работ.

Списание балансовых запасов по причинам, указанным в подпунктах г, д, е, производится путем полного снятия их с учета, либо путем перевода этих запасов в группу забалансовых в тех случаях, когда эти запасы возможно рассматривать как объект промышленного освоения в дальнейшем.

Примечание. На нефтегазодобывающих предприятиях учитываются раздельно запасы нефти, газа, попутного газа и конденсата газоконденсатных месторождений.

5. Горнодобывающие предприятия (шахты, рудники, карьеры, прииски, промыслы и др.) обязаны производить списание запасов полезных ископаемых с баланса не реже одного раза в год. Списанные запасы должны отражаться в геолого-маркшейдерской документации раздельно по каждому элементу учета (пласту, жиле, линзе, залежи, горизонту, блоку, лаве, камере, целику, участку и т. п.), а также в специальной книге учета списанных запасов (форма книги — приложение 2).

6. Горные выработки, служащие для подхода к участкам, запасы которых намечены к списанию по причинам, указанным в подпунктах г, д, е пункта 4, разрешается погашать только после утверждения списания запасов в порядке, установленном настоящим положением.

7. Списание балансовых запасов полезных ископаемых или перевод их в забалансовые при проектировании строительства (реконструкции) горнодобывающего предприятия или части его должно производиться при участии организации, осуществлявшей разведку месторождения, и согласовываться проектной организацией до утверждения проекта с предприятием (организацией), для которого осуществляется проектирование, и с управлением округа Госгортехнадзора СССР (союзной республики)[1]. Списание запасов (после указанного согласования) производится организацией, утверждающей проект разработки месторождения или части его.

Если количество намечаемых к списанию запасов полезных ископаемых или к переводу их в забалансовые при проектировании строительства (реконструкции) горного предприятия превышает 15% всех запасов категорий $A+B+C_1$, числящихся на балансе по месторождению (участку) в пределах горного отвода, вопрос о пересмотре кондиций и переутверждении запасов, должен быть рассмотрен Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР) или соответствующей территориальной комиссией по запасам (ТКЗ) Министерства геологии СССР (министерства, управлений геологии союзной республики).

8. Списание запасов полезных ископаемых, добытых из недр, производится горнодобывающим предприятием суммарно один раз в год на основании данных учета геолого-маркшейдерской службы предприятия.

9. Списание запасов полезных ископаемых, потерянных при добыче, производится горнодобывающим предприятием суммарно один раз в год на основании данных их фактического учета, осуществляемого согласно «Инструкции по учету потерь и разубоживания полезных ископаемых при разработке месторождений».

10. Списание запасов полезных ископаемых, передаваемых для эксплуатации другому горнодобывающему предприятию, производится передающим предприятием на основании решения вышестоящей организации (треста, комбината, объединения, отраслевого главного управления, министерства), согласованного, если это вызывает изменение границ горного отвода, с управлением округа Госгортехнадзора СССР (союзной республики).

11. Списание запасов полезных ископаемых вследствие несоответствия их вновь установленным промышленным кондициям (ГОСТ или ТУ на минеральное сырье) или утвержденному коэффициенту извлечения (для нефти, газа и газоконденсата) производится горнодобывающим предприятием на основании протокола ГКЗ СССР об утверждении новых кондиций или коэффициента извлечения и пересчета запасов согласно кондициям и коэффициенту извлечения с последующим утверждением запасов ГКЗ СССР.

---

[1] Если в системе госгортехнадзора союзной республики отсутствуют управления округов, то списание запасов полезных ископаемых согласовывается с госгортехнадзором союзной республики.

12. Списание запасов, отработка которых признана нецелесообразной, производится горнодобывающим предприятием при наличии соответствующего технико-экономического обоснования после согласования с управлением округа Госгортехнадзора СССР (союзной республики) и утверждения акта списания соответствующей вышестоящей организацией.

13. Списание запасов, не подтвердившихся в ходе эксплуатации, либо в результате дополнительных геологоразведочных работ, производится на основании геолого-маркшейдерских измерений, опробования и пересчета запасов горнодобывающим предприятием по согласованию с управлением округа Госгортехнадзора СССР (союзной республики) и утверждается вышестоящей организацией (трестом, комбинатом, объединением, главным управлением, республиканским или союзным министерством). Рассмотрение вопроса о неподтверждении запасов производится с участием организации, осуществившей разведку месторождения.

14. Предельное количество списываемых запасов, которое может утверждаться подведомственными организациями суммарно в течение года по причинам, указанным в пункте 12 и 13, устанавливается в зависимости от вида минерального сырья соответствующим отраслевым министерством Союза ССР по согласованию с Госгортехнадзором СССР.

15. Если общее количество списанных и намечаемых к списанию в процессе эксплуатации месторождения неподтвердившихся запасов и запасов нецелесообразных к отработке по технико-экономическим причинам превышает 20% утвержденных ГКЗ СССР балансовых запасов категорий $A+B+C_1$ (для нефти и газа, в том числе извлекаемых), запасы по месторождению в пределах горного отвода подлежат пересчету с изложением причин неподтверждения их и представлению в ГКЗ СССР на новое утверждение. В этих случаях к материалам пересчета запасов, представляемых в ГКЗ СССР, прилагается заключение управления округа Госгортехнадзора СССР (союзной республики) по представляемому пересчету.

16. При списании запасов в соответствии с пунктом 7 настоящего положения проектная организация направляет предприятию (организации), для которого ведутся проектные работы, и управлению округа Госгортехнадзора СССР (союзной республики) записку с обоснованием намеченного списания запасов и необходимые графические материалы.

Списание запасов производится отдельной записью в протоколе утверждения технического (рабочего) проекта. Выписка из протокола направляется отраслевому министерству по подчиненности, Всесоюзному геологическому фонду, соответствующему территориальному геологическому управлению Министерства геологии СССР и управлению округа Госгортехнадзора СССР (союзной республики).

17. О списании запасов полезных ископаемых по причинам, изложенным в подпунктах а и б пункта 4, в книге учета списанных запасов делается соответствующая запись, которая утверждается главным

инженером, главным геологом и главным маркшейдером горнодобывающего предприятия, а по причинам, изложенным в подпунктах в, г, д, е пункта 4, кроме того, указываются номер и дата решения вышестоящей организации или ГКЗ СССР (ТКЗ).

18. Для утверждения списания запасов в случаях, предусмотренных в пунктах 12 и 13 настоящего положения, горнодобывающее предприятие направляет в свою вышестоящую организацию следующие материалы:

а) акт на списание запасов полезных ископаемых с приложением записки, обосновывающей намечаемое списание запасов, и соответствующей геолого-маркшейдерской документации (форма акта — приложение 3);

б) заключение управления округа Госгортехнадзора СССР (союзной республики), выданное после рассмотрения этих материалов.

Рассмотрение указанных материалов организацией, утверждающей списание, и управлением округа Госгортехнадзора СССР производится в 15-дневный срок.

Решение об утверждении списания запасов оформляется согласно приложению 4 и направляется отраслевому министерству по подчиненности, горнодобывающему предприятию, Всесоюзному геологическому фонду или соответствующему территориальному геологическому управлению (тресту) Министерства геологии СССР и управлению округа Госгортехнадзора СССР (союзной республики).

19. Ответственность за соблюдение установленного настоящим положением порядка списания запасов полезных ископаемых возлагается на руководителей, главных (старших) геологов и главных (старших) маркшейдеров горных предприятий (проектных организаций) и соответствующих вышестоящих организаций.

Приложение 1
УТВЕРЖДЕНО
Госгортехнадзором СССР
31 мая 1968 г.

Перечень общераспространенных полезных ископаемых СССР

Песок (кроме формовочного, стекольного и для фарфоро-фаянсовой и огнеупорной промышленности), галька, гравий, глина (кроме огнеупорной, формовочной и для фарфоро-фаянсовой и цементной промышленности, флоридиновой, красочной, бентонитовой, керамзитовой, кислотоупорной и каолина), камень булыжный, кремень, песчаник (кроме битуминозного, облицовочного и динасового), кварцит (кроме динасового, флюсового, облицовочного, железистого и для производства кристаллического кремния), мел (кроме мела для цементной, химической, стекольной, резиновой промышленности и для получения глинозема из нефелина), доломит (кроме доломита для цементной, металлургической, химической и стекольной промышленности), мергель (кроме мергеля флюсового, битуминозного и для цементной промышленности), известняк (кроме флюсового, битуминозного, пильного, для цементной и химической промышленности и для производства глинозема), сланец (кроме горючего), гранит, диорит, сиенит, габбро, андезит, порфир, базальт, туф (кроме облицовочных), дунит (кроме дунита для производства огнеупорных материалов).

Приложение 2

Книга учета списанных запасов полезных ископаемых

Наименование горнодобывающего предприятия (треста, комбината, объединения, главного отраслевого управления, министерства)

№ п/п	Операционный год	Месторождение	Дата внесения записи	Причина списания	1 — наименование полезного ископаемого (уголь, руда, нефть, газ, конденсат); 2–4 наименование полезных компонентов (для угля и нерудных марка или сорт)	Количество списанных запасов, для нефти, газа и конденсата в знаменателе количество списанных извлекаемых запасов [полезное ископаемое, в тыс. т (тыс. м³), полезные компоненты, в т (кг)]			Кем утверждено списание (подписи главного инженера, главного геолога и главного маркшейдера), номер и дата решения вышестоящей организации, ГКЗ СССР (ТКЗ)	Примечание
						категорий А+В+C_1	в том числе категория		из списанных запасов переведены в забалансовые категории А+В+C_1	
							А	В		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1				Добыча	1 2 3 4 :						
2				Потери при добыче: а) твердых полезных ископаемых б) жидких и газообразных полезных ископаемых	1 2 3 4 : 1 2 3 4 :						
3				Запасы, переданные в пользование другому предприятию	1 2 3 4 :						
4				Запасы, несоответствующие вновь установленным промышленным кондициям	1 2 3 4 :						
5				Запасы нецелесообразные к отработке	1 2 3 4 :						

Наименование горнодобывающего предприятия (треста, комбината,

№ п/п	Операционный год	Месторождение	Дата внесения записи	Причина списания	1 — наименование полезного ископаемого (уголь, руда, нефть, газ, конденсат); 2—4 наименование полезных компонентов (для угля и нерудных марка или сорт)
1	2	3	4	5	6
6				Запасы неподтвердившиеся	1 2 3 4 :
7				Запасы, списанные в результате переутверждения их ГКЗ СССР (ТКЗ)	1 2 3 4 :
				Итого за 19 . . . г.	1 2 3 4 :

В указанной книге пронумеровано

м. п. «——» ——— 19—— г.

Приложение 3

(наименование населенного пункта, района, области, республики)

Акт

На списание (перевод в забалансовые) ——— (неподтвердившихся, нецелесообразных к отработке) запасов ——— (наименование полезного ископаемого)

по ——— (наименование горнодобывающего предприятия и вышестоящих организаций по подведомственности)

объединения, главного отраслевого управления, министерства)

Количество списанных запасов, для нефти, газа и конденсата в знаменателе количество списанных извлекаемых запасов [полезное ископаемое, в тыс. т (тыс. м³), полезные компоненты, в т (кг)]				Кем утверждено списание (подписи главного инженера, главного геолога и главного маркшейдера), номер и дата решения вышестоящей организации, ГКЗ СССР (ТКЗ)	Примечание
категорий А+В+C_1	в том числе категория		из списанных запасов переведены в забалансовые категории А+В+C_1		
	А	В			
7	8	9	10	11	12

и прошнуровано ——— листов

Подпись ведущего книгу ———

Продолжение прилож. 3

Мы, нижеподписавшиеся, главный инженер ———, главный геолог ———, главный маркшейдер ——— (наименование горнодобывающего предприятия) составили настоящий акт на списание по ——— (наименование месторождения, пласта, залежи рудного тела и т. п.) ——— (количество, наименование полезного ископаемого), содержащего ——— (количество и наименование полезных компонентов)

по следующим причинам: _____

_____

_____

Намеченные к списанию запасы расположены _____

_____

(наименование участка, горизонта, блока, оконтуривающих выработок и др.)

Учтенные забалансовые (извлекаемые) и забалансовые запасы залегали на площади _____ м², имели среднюю нормальную мощность _____ м, объемный вес _____ т/м³ (г/см³), содержание полезных компонентов

_____

(%, г/т, г/м³ и т. п.)

и составляли _____

(количество полезного ископаемого и полезных компонентов)

Фактические балансовые (извлекаемые) и забалансовые запасы залегают на площади _____ м², имеют среднюю нормальную мощность _____ м, объемный вес _____ т/м³ (г/см³), содержание полезных компонентов

_____

(%, г/т, г/м³ и т. п.)

и составляют _____

(количество полезного ископаемого и полезных компонентов)

Примечание. При частичном неподтверждении запасов, в случае если оставшиеся после списания неподтвердившейся части балансовые запасы стали нецелесообразными к отработке, списание их по этой причине оформляется отдельным актом.

Приложения: 1. Записка с обоснованием намеченного списания запасов полезных ископаемых.

2. Выкопировка из геолого-маршейдерской документации горных и геологоразведочных работ по участкам месторождения, запасы которых намечены к списанию или связаны с решением вопроса их списания.

3. Данные подсчета запасов по рассматриваемым участкам и запасов, намечаемых к списанию.

4. Технико-экономический расчет, подтверждающий нецелесообразность отработки намеченных к списанию запасов.

5. Заключение Управления округа Госгортехнадзора СССР (союзной республики).

6. Другие документы, связанные со списанием запасов по данному участку.

Главный инженер _____

Главный геолог _____ (подписи)

Главный маркшейдер _____

Приложение 4

Решение

_____
(наименование организации, утвердившей списание запасов, с указанием

_____ утверждает списание
ведомственной принадлежности)

_____балансовых (извлекаемых) запасов в ко-
(причины списания)

личестве_____тыс. т (тыс. м³)_____
(наименование полезного

_____, содержащего_____Т(кг) _____
ископаемого) (количество) (наименование

_____, числящихся по_____
полезных компонентов) (наименование залежи, пласта, линзы,

_____,разрабатываемого
жилы и т. п., наименование месторождения)

_____
(наименование горнодобывающего предприятия)

Списываемые запасы в количестве_____тыс. т (тыс. м³)_____

_____, содержащего_____ т (кг)
(наименование полезного ископаемого) (количество)

_____ , подлежат исключению из балансовых (с от-
(наименование компонентов)

несением в забалансовые или с полным снятием с учета).

Главный инженер_____
(наименование организации, утвердившей списание, подпись)

Главный геолог_____
(наименование организации, утвердившей списание, подпись)

Главный маркшейдер_____
(наименование организации, утвердившей списание, подпись)

«_____»_____19_____г. Реестровый №_____

УТВЕРЖДЕНО
Госгортехнадзором СССР
30 августа 1968 г.

ИНСТРУКЦИЯ О ПОРЯДКЕ КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ (В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ПОЛНОТЫ ВЫЕМКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ)

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

§ 1. Настоящая инструкция издана в соответствии с «Положением о Государственном комитете по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору при Совете Министров СССР (Госгортехнадзоре СССР)», утвержденным постановлением Совета Министров СССР от 1 февраля 1968 г. № 69, и является обязательной для всех предприятий, министерств и ведомств СССР, союзных республик и местного подчинения (кроме предприятий и организаций Министерства транспортного строительства, Министерства путей сообщения и Министерства обороны СССР), которые осуществляют разработку месторождений полезных ископаемых на территории Советского Союза, а также для всех предприятий и организаций независимо от их ведомственной принадлежности, осуществляющих эксплуатацию минеральных и прочих неживых ресурсов в пределах континентального шельфа СССР.

§ 2. Инструкция предусматривает требования по оформлению и осуществлению мероприятий при консервации и ликвидации горнодобывающих предприятий или их обособленных участков (объектов), имеющие целью обеспечить:

а) безопасное пребывание людей и ведение работ в пределах зоны вредного влияния законсервированных или ликвидированных горных выработок;

б) наиболее полную, экономически целесообразную и безопасную выемку разведанных балансовых запасов полезных ископаемых в пределах шахтных полей, открытых выработок и дражных полигонов или отдельных участков, намеченных к консервации или ликвидации.

§ 3. К горнодобывающим предприятиям относятся шахты, рудники, карьеры (разрезы), прииски, промыслы, назначением которых, согласно утвержденным проектам (проектным заданиям), является добыча из недр полезных ископаемых.

§ 4. В случае невозможности или нецелесообразности дальнейшей разработки месторождения по технико-экономическим, горно-геологическим, гидрогеологическим или другим причинам (ведение работ в зонах больниц, санаториев, домов отдыха, заповедников и т. д.) горнодобывающее предприятие (или часть его) может быть

законсервировано, а после списания в установленном порядке балансовых запасов полезных ископаемых в пределах горного отвода — ликвидировано.

§ 5. **Консервацией** (полной или частичной) горнодобывающего предприятия называется временная остановка горных и других связанных с ними работ с обязательным сохранением возможности приведения основных горных выработок и сооружений в состояние, пригодное для их эксплуатации или использования для других нужд народного хозяйства.

Консервация называется сухой, когда имеющиеся водоотливные средства остаются в действии и обеспечивается водоотлив из горных выработок и их поддержание совместно с сооружениями в состоянии, пригодном для их эксплуатации, и мокрой, когда работа водоотлива прекращается и выработки затопляются.

При решении вопроса о мокрой консервации горнодобывающего предприятия определяется срок допустимой продолжительности мокрой консервации без потери горных выработок, а также возможные сроки их осушения, ремонта крепи, восстановления работы подъема, вентиляции и др.

Продолжительность периода, в течение которого горнодобывающее предприятие должно находиться на консервации, устанавливается решением вышестоящей организации (министерства, ведомства, исполкома Совета депутатов трудящихся и т. д.); по истечении установленного срока консервации он может быть продлен этими же организациями.

Предусмотренное проектом (планом) горнодобывающего предприятия сезонное прекращение горных работ не рассматривается как консервация.

§ 6. Необходимость консервации должна быть обоснована соответствующими данными, подтверждающими изменения горногеологических, гидрогеологических или технико-экономических условий, как, например, изменением государственных кондиций на разрабатываемое полезное ископаемое, отсутствием потребителя на него и т. п.

§ 7. **Ликвидацией** горнодобывающего предприятия называется окончательное прекращение горных и других связанных с ними работ предприятия. Ликвидация, как правило, производится только после полной отработки или списания балансовых запасов месторождения и при отсутствии перспектив их прироста.

§ 8. Все правовые вопросы, связанные с консервацией и полной или частичной ликвидацией горнодобывающего предприятия (производство расчетов с дебиторами и кредиторами, определение правопреемства и т. п.), настоящей инструкцией не рассматриваются и должны решаться на основании и в соответствии с действующими законами и постановлениями Совета Министров СССР и союзных республик.

II. ПОРЯДОК ПОЛУЧЕНИЯ И ОФОРМЛЕНИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА КОНСЕРВАЦИЮ И ЛИКВИДАЦИЮ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

§ 9. Полная или частичная консервация или ликвидация горнодобывающего предприятия производится только с разрешения соответствующего министерства, ведомства (союзного, союзно-республиканского, республиканского), исполкома Совета депутатов трудящихся после согласования намечаемой консервации или ликвидации с управлением округа госгортехнадзора (госгортехнадзором союзной республики, в котором не имеется структурного деления на управления округов [1]).

§ 10. Для получения разрешения на полную или частичную консервацию или ликвидацию горнодобывающего предприятия руководство этого предприятия направляет своей вышестоящей организации (шахто-, рудоуправлению, тресту, комбинату, исполкому Совета депутатов трудящихся и т. д.) письменное заявление, содержащее обоснование намечаемой консервации или ликвидации предприятия.

Одновременно с возбуждением вопроса о необходимости консервации или ликвидации горнодобывающего предприятия руководство этого предприятия обязано письменно уведомить об этом управление округа госгортехнадзора (госгортехнадзор союзной республики), а также смежные горные предприятия и другие заинтересованные организации и предприятия.

Вместе с заявлением направляются в двух экземплярах следующие графические и текстовые материалы:

а) копии основной горнографической документации (вертикальных проекций, разрезов), топографических планов земной поверхности, погоризонтных планов горнодобывающего предприятия, а также геологическую карту месторождения полезного ископаемого.

Указанная документация должна быть составлена и оформлена в соответствии с требованиями «Инструкции по производству геологических и маркшейдерских работ», полностью отражать состояние запасов и разведанности месторождения полезных ископаемых, состояние горных выработок, рельеф и ситуацию земной поверхности;

б) справки:

об остатках балансовых и забалансовых запасов полезных ископаемых, в том числе промышленных, с разделением на вскрытые, подготовленные и готовые к выемке;

о запасах полезных ископаемых в предохранительных и другого вида целиках с указанием состояния этих запасов;

о наличии хвостохранилищ и отвалов горной массы, их объеме и содержании в них полезных компонентов, которые могут быть использованы в народном хозяйстве;

[1] Далее в тексте Инструкции госгортехнадзоры союзных республик, которые не имеют структурного деления на управления округов, именуются госгортехнадзорами союзных республик.

о состоянии надшахтных зданий, сооружений и водоотливных установок;

о наличии подземных пустот и состоянии горных выработок, подлежащих консервации;

в) пояснительная записка за подписью главного инженера предприятия с описанием и обоснованием намеченных мероприятий;

по сохранению горнодобывающего предприятия на время его консервации (машин, оборудования, сооружений, горных выработок и др.);

по обеспечению безопасности работ при ликвидации и консервации предприятия (участка), а также при обслуживании объектов консервируемого предприятия и смежных с ним горных и других предприятий, на которые распространяется влияние консервации или ликвидации данного предприятия;

по осуществлению рекультивации земель на территории ликвидируемого горного предприятия;

г) копии извещений (уведомлений), направленных соответствующим органом Госгортехнадзора СССР, территориальному геологическому управлению, смежным предприятиям и другим заинтересованным организациям о намечаемой консервации или ликвидации горнодобывающего предприятия, а также копии возражений или претензий, полученных от заинтересованных организаций.

Копии основной горнографической документации, указанной в пункте а, а также справки о запасах полезных ископаемых и состоянии горных выработок, указанные в пункте б, должны быть подписаны главным инженером, главным маркшейдером и главным геологом горнодобывающего предприятия. Справка о состоянии надшахтных сооружений должна быть подписана главным инженером (зам. начальника) и главным механиком предприятия.

§ 11. Шахто-, рудоуправление, трест, комбинат и т. п., получив от предприятия указанное в § 10 заявление и приложенные к нему материалы, направляет в одном экземпляре эти документы на заключение управлению округа госгортехнадзора (госгортехнадзору союзной республики). После получения заключения заявление совместно с ходатайством о консервации или ликвидации горного предприятия (участка) и материалами, указанными в § 10, направляется министерству или ведомству для принятия решения.

§ 12. Управление округа госгортехнадзора (госгортехнадзор союзной республики) в течение двух недель после получения материалов, указанных в § 11, дает свое заключение по вопросу консервации или ликвидации горнодобывающего предприятия и при необходимости обусловливает осуществление намечаемой консервации или ликвидации обязательными к выполнению мероприятиями по обеспечению безопасности работ и должной полноты выемки запасов полезных ископаемых.

Смежные горные предприятия и другие заинтересованные организации свои претензии (замечания) или возражения также сообщают

предприятию, возбудившему ходатайство о консервации или ликвидации, в течение двух недель после получения уведомления.

§ 13. Министерство, ведомство, исполком Совета депутатов трудящихся после рассмотрения материалов, указанных в § 10, 11 и 12, при отсутствии возражений против намечаемой консервации или ликвидации горнодобывающего предприятия (участка) назначает совместно с соответствующим органом Госгортехнадзора СССР специальную комиссию, которая на основании осмотра на месте объектов, намечаемых к консервации или ликвидации, а также связанных с ними других объектов, и после изучения соответствующих документов должна составить заключение по форме, указанной в приложении 1, и представить его организации, создавшей эту комиссию.

Участие в работе указанной комиссии главного инженера горнодобывающего предприятия, намечаемого к консервации или ликвидации, а также представителя управления округа госгортехнадзора (госгортехнадзора союзной республики) является обязательным.

§ 14. Министерство, ведомство, исполком Совета депутатов трудящихся в месячный срок должны рассмотреть заключение комиссии и принять соответствующее решение. Если по этому решению имеются возражения органов госгортехнадзора, вопрос о консервации или ликвидации горнодобывающего предприятия выносится на рассмотрение вышестоящей организации Госгортехнадзора СССР.

Примечание. Министерства, ведомства, исполкомы Совета депутатов трудящихся и другие организации до вынесения решения о консервации или ликвидации горнодобывающего предприятия (участка) должны решить вопрос о дальнейшем использовании этих выработок, согласно методике и положению, утвержденным Госстроем СССР.

§ 15. При консервации или ликвидации горнодобывающего предприятия остановка работ по добыче полезного ископаемого допускается только после:

а) получения письменного разрешения (приказа, постановления) на прекращение работы от вышестоящей организации (по подчиненности);

б) выполнения мероприятий, намеченных руководством горнодобывающего предприятия, а также мероприятий, обусловливающих согласие на консервацию или ликвидацию предприятия (участка) со стороны органов Госгортехнадзора СССР и вышестоящей организации.

III. МЕРОПРИЯТИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ КОНСЕРВАЦИИ ИЛИ ЛИКВИДАЦИИ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

§ 16. После получения разрешения на консервацию или ликвидацию горнодобывающего предприятия необходимо в соответствии с проектом погашения (консервации) подземных выработок, утвержденным вышестоящей организацией, а также действующими правилами и инструкциями, выполнить следующие работы:

а) пополнить маркшейдерскую и геологическую документацию горнодобывающего предприятия, предусмотренную «Технической инструкцией по производству маркшейдерских работ», книги учета и движения запасов на день ликвидации (консервации) предприятия;

б) осуществить ограждение или заполнение породой провалов, образовавшихся на земной поверхности вследствие обрушения горных пород над подземными выработками, а также ограждение мест возможных провалов; вблизи провалов должны быть сделаны водоотводные канавки;

в) при ликвидации горнодобывающего предприятия вертикальные стволы шахт, а также наклонные стволы с углом наклона более 45° должны быть надежно перекрыты двумя прочными полками из железобетонных или металлических балок (рельсов), из которых один полок устраивается на глубине залегания коренных пород, но не ближе 10 м от земной поверхности, а другой на уровне поверхности. Вокруг устья ликвидированного шахтного ствола за возможной зоной обрушения устраивается прочная ограда высотой не менее 2,5 м и водоотводная канава. Наклонные стволы и другие выработки с углом наклона менее 45°, устья которых выходят на поверхность, а также штольни на расстоянии 4—6 м в глубь границы коренных пород должны быть перекрыты каменной или железобетонной перемычкой, устья от поверхности до перемычки должны быть плотно засыпаны породой, мелкие (до 10 м) шурфы и дудки подлежат засыпке полностью.

Примечание. При использовании промплощадки ликвидируемого горнодобывающего предприятия для застройки, а также использования существующих надшахтных сооружений вопрос о способе ликвидации (погашения) шахтных стволов и околоствольных выработок должен решаться по проекту, составленному в соответствии с действующими Правилами охраны сооружений от вредного влияния горных выработок.

Предусмотренные правилами безопасности другие требования, относящиеся к ликвидации выработок, должны быть полностью соблюдены.

§ 17. Для предотвращения падения людей и животных в карьеры (разрезы) необходимо сделать ограждение или обваловку — земляные валы высотой не менее 2,5 м на расстоянии 5 м за возможной призмой обрушения верхнего уступа карьера (разреза) или провести другие мероприятия, исключающие несчастные случаи с людьми и животными по этой причине.

§ 18. Ликвидация или консервация карьеров, находящихся над действующими подземными горными выработками, должна производиться по специально разработанным проектам, исключающим возможность прорыва воды в подземные горные выработки, а также обрушение пород.

§ 19. При сухой консервации горнодобывающего предприятия все основные выработки — стволы шахт, квершлаги, главные откаточные выработки и выработки, пройденные в предохранительных целиках, должны периодически, в сроки, предусмотренные проектом

на консервацию, но не реже одного раза в год тщательно осматриваться и в необходимых случаях перекрепляться; осмотр и ремонт выработок должны производиться при нормальных условиях вентиляции и передвижения (транспортирования) по выработкам.

При мокрой консервации или ликвидации горнодобывающего предприятия все механизмы, оборудование, трубы, рельсы, силовые и осветительные кабели и прочее имущество должны быть выданы на поверхность.

§ 20. Ликвидация выработок и скважин, пройденных в пределах континентального шельфа СССР, осуществляется по специальной инструкции, разработанной министерством, ведомством, производящим эксплуатацию минеральных и прочих неживых ресурсов, и согласованной с Госгортехнадзором СССР. Сооружения и установки в пределах континентального шельфа должны быть убраны в обязательном порядке согласно Указу Президиума Верховного Совета СССР от 6 февраля 1968 г.

§ 21. Ликвидация предприятий, добывающих полезные ископаемые, растворимые в воде (соли), должна производиться по специальному проекту, утвержденному вышестоящей организацией после его согласования с управлением округа госгортехнадзора (госгортехнадзором союзной республики).

§ 22. Ликвидация дражных полигонов должна предусматриваться проектом на разработку россыпей, включающим обязательную очистку русел рек от завалов и заиливания.

§ 23. В проектах на консервацию или ликвидацию шахт, опасных по газу (метану), должны быть предусмотрены специальные меры, обеспечивающие контроль за выделением газа, защиту от проникновения газа в здания, сооружения и жилые дома на земной поверхности.

§ 24. При сухой консервации шахт, опасных по газу, проветривание горных выработок должно производиться за счет общешахтной депрессии и должен быть установлен контроль за содержанием газа в выработках.

§ 25. Консервация горных выработок на предприятиях, которые разрабатывают самовозгорающиеся полезные ископаемые (угли, сернистые руды и т. д.), должна производиться с соблюдением дополнительных специальных противопожарных мероприятий.

§ 26. При возобновлении работ по добыче полезного ископаемого или использования горных выработок, находящихся на мокрой консервации, для других нужд народного хозяйства необходимо после откачки воды из них осуществить мероприятия, предусматривающие предупреждение прорыва в горные выработки оставшейся воды, а также возможные отслаивания и вывалы пород.

§ 27. При консервации горнодобывающего предприятия на срок более пяти лет все учтенные балансовые запасы полезных ископаемых, которые не могут быть включены в балансовые запасы смежных предприятий, подлежат переводу в установленном порядке в забалансовые.

§ 28. При ликвидации горнодобывающего предприятия земная поверхность должна быть приведена в состояние, пригодное для использования в народном хозяйстве.

§ 29. Консервация или ликвидация нефтяных и газовых скважин производится в соответствии с «Положением о порядке временной консервации нефтяных и газовых скважин» и «Положением о порядке ликвидации нефтяных и газовых скважин и списания затрат на их сооружение», утвержденными в установленном порядке.

Консервация или ликвидация эксплуатационных скважин на рассолопромыслах производится по специальной отраслевой инструкции, учитывающей конкретные геологические и гидрогеологические условия соляных месторождений, утвержденной главным отраслевым управлением соответствующего министерства СССР, после согласования с Госгортехнадзором СССР.

Оборудование устьев и стволов скважин при ликвидации или консервации проводится в соответствии с инструкцией по оборудованию устьев и стволов опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных, наблюдательных, нагнетательных и специальных скважин при их ликвидации и консервации, утвержденной отраслевыми министерствами и Госгортехнадзором СССР.

Выполнение работ, перечисленных в § 16—29, должно подтверждаться актами, подписанными ответственными руководителями этих работ.

§ 30. На горных предприятиях, смежных с консервируемыми или ликвидируемыми, должны быть проведены мероприятия, обеспечивающие безопасность горных работ, включая установку изолирующих перемычек для предотвращения прорывов в действующие горные выработки воды, газа или распространения подземных пожаров.

§ 31. После окончания работ, связанных с консервацией или ликвидацией горнодобывающего предприятия (участка), вышестоящей организацией создается комиссия в составе представителей вышестоящей организации, органа Госгортехнадзора СССР, руководителя консервируемого или ликвидируемого предприятия, а также главного маркшейдера и главного геолога этого предприятия для проверки и приемки работ, выполненных согласно § 16—29 настоящей инструкции.

Работа комиссии оформляется актом, составляемым по форме, приведенной в приложении 2.

Акт направляется на утверждение вышестоящей организации (по подчиненности), где и хранится постоянно.

§ 32. Подлинники всей горнографической документации, пополненные на день остановки работ горнодобывающего предприятия, намеченного к консервации или ликвидации, передаются:

а) при консервации предприятия вышестоящей организации по подчиненности: шахто-, рудоуправлению, тресту, комбинату, исполкому Совета депутатов трудящихся и др.;

б) при ликвидации предприятия — республиканскому или союзно-республиканскому министерству.

§ 33. При консервации горнодобывающего предприятия на срок более пяти лет, при его ликвидации руководство этого предприятия в 15-дневный срок после оформления актов, предусмотренных в § 29 и 31, обязано передать в соответствующие органы Госгортехнадзора СССР следующие документы:

а) горноотводный акт;

б) копию акта по форме, приведенной в приложении 2;

в) копию акта о передаче вышестоящей организации подлинников всех горнографических материалов по предприятию (участку), переведенному на консервацию или ликвидированному.

Примечание. При консервации на срок более пяти лет или ликвидации горнодобывающего предприятия, разрабатывающего месторождения общераспространенных полезных ископаемых, горноотводный акт и акт на консервацию или ликвидацию (составленный по форме согласно приложению 2) передается райисполкому (горисполкому и т. д.) по месту выдачи этого горноотводного акта.

§ 34. Учет горнодобывающих предприятий (участков), находящихся на консервации или ликвидированных, ведется по форме, согласно приложению 3, организациями, оформившими разрешение на консервацию или ликвидацию предприятия (участка).

§ 35. Обеспечение своевременного выполнения работ по консервации или ликвидации горнодобывающего предприятия, надзор за качеством этих работ, а также контроль за состоянием находящихся на консервации или ликвидированных горных выработок возлагается на вышестоящую организацию, шахто-, рудоуправление, трест, комбинат, исполком, в системе которой находилось указанное предприятие.

§ 36. Запрещается использование горных выработок нефтяных и газовых скважин в каких бы то ни было целях после их ликвидации или консервации без ведома органов Госгортехнадзора и без разрешения министерства, ведомства, исполкома Совета депутатов трудящихся и т. д., оформленного соответствующим приказом (постановлением).

§ 37. С изданием настоящей инструкции утрачивают силу все инструкции о порядке оформления консервации и ликвидации горнодобывающих предприятий, изданные ранее госгортехнадзорами союзных республик.

Приложение 1

Заключение

о необходимости ликвидации или консервации горнодобывающего предприятия (горного объекта)

19____г. «_____» числа _____ месяца комиссия в составе председателя

_____

(фамилия, имя, отчество, должность, организация)

членов_____

(фамилии, имена и отчества, должности, организации)

на основании приказа (постановления) № ——— от «———» месяца 19 ——г.

(наименование организации, издавшей приказ (постановление)

произвела осмотр на месте (наименование горнодобывающего предприятия,

горного объекта и его местонахождение)

На основании рассмотренных документов и материалов

(перечислить документы и материалы)

и произведенного осмотра горнодобывающего предприятия (горного объекта) комиссия установила: (выводы комиссии о техническом состоянии

горнодобывающего предприятия

(горного объекта), горнотехнических и экономических условий работы

горнодобывающего предприятия (горных объектов) и др.)

Заключение комиссии:

(обоснованные соображения в отношении целесообразности ликвидации или консервации

горнодобывающего предприятия (горного объекта)

Приложение на ——— листах.

Председатель комиссии

Члены комиссии:

Приложение 2

Утверждаю

(должность руководителя

вышестоящей организации)

(число, месяц, год)

(подпись)

Акт

19——г. «———» числа ——— месяца, комиссия, назначенная приказом (распоряжением, постановлением) от «———» ———

19——г. в составе: председателя (фамилия, имя, отчество, должность, организация)

——— членов ———

Приложение 3

Список горнодобывающих предприятий (горных объектов), ликвидированных или переведенных на консервацию

№ п/п	Наименование горнодобывающего предприятия (горного объекта) и его территориальное расположение (министерство, ведомство, в состав которого входит горнодобывающее предприятие (горный объект)	Индекс	Дата ликвидации или консервации горнодобывающего предприятия (горного объекта) (№ приказа, постановления вышестоящей организации)	Основные причины ликвидации или консервации горнодобывающего предприятия (горного объекта)	Отметка о выполнении мероприятий, связанных с ликвидацией или консервацией горнодобывающего предприятия (горного объекта)	Наименование организации, где хранятся маркшейдерские и другие материалы по ликвидированным или законсервированным горным предприятиям (горным объектам)	Отметка об изменении характера консервации горнодобывающего предприятия (горного объекта)	Реестровый номер горноотводного акта и дата его выдачи	Состав комиссии, подписавшей акт о проведении мероприятий, связанных с ликвидацией или консервацией горнодобывающего предприятия (горного объекта); наименование организации, должность и фамилия лица, утвердившего акт на ликвидацию или консервацию	Примечание

Продолжение приложения 2

_____

(фамилии, имена, отчества, должность, наименование организаций)

_____

составила настоящий акт о нижеследующем: горнодобывающее предприятие (горный объект)

_____

(наименование и адрес предприятия, горного объекта)

приведено в состояние, пригодное для мокрой (сухой) консервации, ликвидации

_____

(ненужное зачеркнуть)

В акте должны быть указаны данные, характеризующие фактическое состояние консервируемого или ликвидируемого горнодобывающего предприятия (горного объекта), какие работы и мероприятия выполнены по обеспечению безопасности людей и животных в связи с консервацией или ликвидацией горнодобывающего предприятия (горного объекта), а также другие работы, предусмотренные Инструкцией по консервации и ликвидации горнодобывающих предприятий, и дана оценка качества выполнения указанных выше работ.

К акту должны быть приложены соответствующие маркшейдерские планы и другие документы, иллюстрирующие выполненные работы.

Приложение на _____ листах.

Председатель комиссии

Члены комиссии:

Раздел второй

ПОЛОЖЕНИЯ, ИНСТРУКЦИИ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР В ГОРНОРУДНОЙ И НЕРУДНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДЕНО
постановлением
Совета Министров РСФСР
от 8 сентября 1960 г.
№ 1385

ИНСТРУКЦИЯ О ПОРЯДКЕ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ОТВОДОВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОБЩЕРАСПРОСТРАНЕННЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящая Инструкция является обязательной для организаций и предприятий министерств и ведомств, осуществляющих проектирование, строительство и эксплуатацию горных предприятий по разработке месторождений общераспространенных полезных ископаемых на территории РСФСР.

2. К общераспространенным полезным ископаемым относятся: песок (кроме формовочного, стекольного, кварцевого для производства огнеупорных и фарфоро-фаянсовых изделий), галька, гравий, глина (кроме каолина, огнеупорной, кислотоупорной, флоридиновой, красочной, бентонитовой, формовочной и для фарфорофаянсовых изделий), доломит, камень булыжный, кремень, кварцит (кроме динасового), песчаник (кроме битуминозного и динасового), мел, гипс, мергель, туф, известняк (кроме флюсового и битуминозного), сланец (кроме горючего), гранит, базальт, диорит, сиенит, габбро, андезит, порфир.

3. Для промышленной разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых должен быть получен горный отвод в порядке, установленном настоящей инструкцией, и отвод земельного участка. Отвод земельных участков для указанных целей производится в установленном порядке.

Примечание. Наличие права пользования земельным участком (земельного отвода) не дает права промышленной разработки залегающих на этом участке полезных ископаемых, за исключением случаев, предусмотренных в пункте 9 настоящей инструкции.

4. Горным отводом называется часть земных недр, предоставляемая для промышленной разработки содержащихся в ней полезных ископаемых.

Местоположение горного отвода изображается на плане и других наглядных графических документах (проекция на вертикальную плоскость, разрезы) и дополнительно уточняется списком координат всех угловых точек горного отвода, определяемых графически по плану.

5. Отвод земельного участка (земельный отвод) производится после оформления горного отвода. При этом местоположение и площадь земельного отвода устанавливаются в зависимости от местоположения горного отвода, способа, условий и сроков его разработки.

6. Предоставление горных отводов для промышленной разработки общераспространенных полезных ископаемых, залегающих в недрах всех земель (включая лесные и под водоемами), производится исполкомом районного или городского Совета депутатов трудящихся, с обязательной регистрацией этих отводов в управлении округа Госгортехнадзора РСФСР.

Примечания. 1. Горные отводы для разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых, предоставленные райисполкомами (горисполкомами) предприятиям и организациям Министерства транспортного строительства, Министерства путей сообщения и Министерства обороны СССР, в управлениях округов Госгортехнадзора РСФСР не регистрируются.

2. Предоставление горного отвода, залегающего на территории двух или более районов, производится по указанию облисполкома одним из соответствующих райисполкомов.

7. Исполнительные комитеты районных и городских Советов депутатов трудящихся при решении вопросов о предоставлении горных отводов должны обеспечить:

а) правильное, наиболее выгодное с народнохозяйственной точки зрения использование месторождений общераспространенных полезных ископаемых и площадей залегания этих месторождений;

б) правильное разделение месторождений полезных ископаемых на отдельные горные отводы, не допуская при этом оставления не включенными в горные отводы участков месторождений, не пригодных для самостоятельной разработки;

в) предоставление горных отводов для разработки только разведанных запасов общераспространенных полезных ископаемых;

г) правильное регулирование правовых и хозяйственных отношений между организациями, возникающих на почве предоставления горных отводов для совместной разработки одного месторождения полезных ископаемых;

д) соблюдение государственных и колхозных интересов при предоставлении горных отводов для разработки полезных ископаемых, залегающих на землях колхозов;

е) получение письменных обязательств от организаций, которым предоставляются горные отводы, о своевременном проведении

ими необходимых, согласно правилам безопасного ведения горных работ, мероприятий по созданию и соблюдению нормальных и безопасных условий работы в пределах горного отвода и о своевременном и правильном ведении маркшейдерской документации горных работ;

ж) получение письменных обязательств от организаций, которым предоставляются горные отводы, об охране ими от вредных деформаций, вследствие влияния горных разработок, всех подлежащих сохранению на территории горного отвода и вблизи него ценных сооружений и природных объектов.

8. Предоставление горных отводов для разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых, расположенных в пределах земель специального назначения, производится в установленном настоящей инструкцией порядке только с согласия организаций, в ведении которых находятся эти земли.

9. Предприятия и организации в пределах предоставленных им землепользований могут, не оформляя горного отвода, разрабатывать для собственных нужд общераспространенные полезные ископаемые открытым способом, одним уступом высотой не более 2 м, без применения взрывных работ.

10. Финансирование работ по строительству предприятия для промышленной разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых по предприятиям республиканского (РСФСР) и местного подчинения допускается только при наличии справки управления округа Госгортехнадзора РСФСР о регистрации горного отвода.

11. Начало разработки месторождений полезных ископаемых допускается только после оформления горного отвода в порядке, указанном в пунктах 19—24 настоящей инструкции, отвода земельного участка в установленном порядке и при наличии справки (см. приложение 4) о регистрации горного отвода.

Примечание. Предприятия и организации, получившие горные отводы в пределах своих землепользований, отвод земельного участка не оформляют.

12. Горные отводы предоставляются только организациям и предприятиям, в задачи которых согласно их уставам, положениям или постановлениям вышестоящих органов входит разработка общераспространенных полезных ископаемых.

13. Горный отвод, как правило, предоставляется одной организации для разработки всего месторождения общераспространенных полезных ископаемых. Только в отдельных случаях горные отводы в пределах одного месторождения предоставляются нескольким организациям или предприятиям при условии взаимной увязки их работ, согласованного ведения строительства и эксплуатации месторождения, обеспечивающих безопасность ведения горных работ.

14. Для проектируемых горных предприятий с объемом капитальных вложений свыше 1 млн. руб.[1] (без учета стоимости строи-

[1] 0,1 млн. руб. в масштабе цен, действующих с 1 января 1961 г.

тельства объектов транспортного и силового хозяйства) разведанные запасы в пределах испрашиваемого горного отвода должны быть утверждены Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ) или территориальными комиссиями по запасам полезных ископаемых геологических управлений Главгеологии РСФСР (ТКЗ).

15. По действующим горным предприятиям повторное или новое оформление горного отвода не обязательно и производится только в случае, когда возникает необходимость разрешения спорных вопросов о праве пользования горным предприятием недрами, об урегулировании смежных границ между соседними горными предприятиями, а также по требованиям соответствующих органов горного надзора, в целях соблюдения правил безопасного ведения горных работ.

16. Горные отводы должны быть получены в райисполкоме (горисполкоме) и зарегистрированы в управлении округа Госгортехнадзора РСФСР до начала строительства горного предприятия. Размеры горного отвода должны соответствовать производственной мощности и сроку действия проектируемого горного предприятия. Прирезки к горным отводам действующих горных предприятий дополнительных участков месторождений полезных ископаемых производятся в порядке, предусмотренном настоящей инструкцией для получения нового горного отвода.

17. Передача предоставленного организации или предприятию горного отвода полностью или частично во временное или постоянное пользование организациям или предприятиям других министерств и ведомств производится в порядке, установленном для получения нового горного отвода.

18. При ликвидации или консервации горного предприятия техническая документация по горным отводам с маркшейдерскими и геологическими графическими документами должна быть в 10-дневный срок передана вышестоящей организации, а копии этих документов должны быть в этот же срок переданы смежным горным предприятиям, а также другим заинтересованным организациям и предприятиям. Горноотводный акт подлежит возвращению в райисполком (горисполком) в 10-дневный срок после оформления акта о ликвидации или консервации горного предприятия.

Справка о регистрации горного отвода с копиями расписок заинтересованных организаций и предприятий о получении ими копий маркшейдерской документации должна быть передана органу горного надзора, выдавшему эту справку, не позднее чем в 15-дневный срок после ликвидации или консервации горного предприятия.

ПОРЯДОК ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ОТВОДОВ

19. Для получения горного отвода организация, испрашивающая его, должна представить заявку в райисполком (горисполком) по месту нахождения месторождения, намечаемого к разработке.

В заявке указывается полное наименование и адрес организации-заявителя, сущность просьбы, наименование месторождения (его части) и полезного ископаемого, подлежавшего разработке, местонахождение горного отвода, размеры его, производственная мощность предприятия, намечаемого к строительству, намечаемый способ разработки месторождения.

К заявке прилагаются:

а) копия откорректированного на дату представления заявки топографического плана в масштабе не менее 1 : 5000 с изображением контуров испрашиваемого горного отвода и месторождения, намечаемого к разработке, границ ближайших действующих горных отводов, разведочных и горных выработок в пределах месторождения, рельефа местности, природных объектов, существующих и намечаемых к строительству сооружений и жилых зданий и других элементов местности в пределах горного отвода и вблизи него;

б) выписка из устава или положения, или постановления вышестоящего органа, подтверждающая право ведения горных работ организации, испрашивающей горный отвод;

в) объяснительная записка, в которой освещаются степень разведанности и геологическое строение месторождения, подлежащего разработке, назначение намечаемого к строительству предприятия, способы и срок отработки горного отвода и развитие горных работ по годам, ранее выполненные горные работы в пределах месторождения и другие производственные и технические показатели горного предприятия;

г) справка о разведанности месторождения с указанием количества всех балансовых запасов полезных ископаемых в пределах горного отвода и количества запасов, утвержденных ТКЗ (при наличии таковых);

д) справки и другие документы о согласовании с заинтересованными организациями.

20. Заявка и прилагаемые к ней материалы и документы представляются в трех экземплярах.

Все документы должны быть подписаны руководителями соответствующих организаций и предприятий. Подписи скрепляются печатями.

21. Райисполкомы (горисполкомы) обязаны рассмотреть заявки с приложенными к ним материалами и документами и не позднее 20 дней после получения всех необходимых материалов вынести на заседании райисполкома (горисполкома) решение, которое сообщается заявителю и другим заинтересованным организациям.

22. Решение райисполкома (горисполкома) может быть обжаловано в соответствующий совет министров автономной республики, крайисполком или облисполком в двухмесячный срок со дня вынесения решения.

Копия жалобы должна быть направлена одновременно в райисполком (горисполком), вынесший решение, который обязан в 3-дневный срок после получения копии жалобы направить в совет мини-

стров автономной республики, крайисполком или облисполком все материалы по спорному вопросу вместе с объяснением по существу жалобы.

Решение совета министров автономной республики, крайисполкома или облисполкома является окончательным и обжалованию не подлежит.

23. Предоставление горного отвода оформляется составлением в трех экземплярах: а) выписки из протокола заседания райисполкома (горисполкома); б) горноотводного акта по форме, приведенной в приложении 1 к настоящей инструкции; в) надписи на копии топографического плана по форме, приведенной в приложении 2 к настоящей инструкции.

Горноотводный акт (приложение 1) совместно с копией топографического плана с изображением горного отвода и оформленной надписью является юридическим документом, определяющим границы залежи (пласта, линзы и т. п.), в пределах которых предоставлено данной организации (предприятию) право разработки указанных в акте общераспространенных полезных ископаемых.

24. Обязательства организаций, которым предоставляются горные отводы, о соблюдении правил безопасности и других основных требований по правильному ведению горных работ излагаются в горноотводном акте (приложение 1), подписываемом председателем райисполкома (горисполкома) и руководителем организации-заявителя.

25. Один экземпляр всех материалов по оформленному горному отводу, включая горноотводный акт и выписку из протокола заседания райисполкома (горисполкома), передается заявителю, другой экземпляр хранится в архиве райисполкома (горисполкома), а третий — передается органам горного надзора по месту регистрации горного отвода.

26. Райисполком (горисполком) может изъять горные отводы у организаций, пользующихся ими, в случаях:

а) невыполнения обязательств, предусмотренных в горноотводном акте;

б) если в течение двух лет после выдачи горного отвода не начинается его освоение;

в) допущения при разработке месторождений нарушений правил безопасности, приведших к угрозе жизни трудящихся в пределах горного отвода и вблизи него (по представлению органов горного надзора).

Примечание. Об изъятии горного отвода райисполком (горисполком) уведомляет в 10-дневный срок соответствующие органы горного надзора.

27. Учет горных отводов, предоставленных райисполкомом (горисполкомом), производится в книгах по форме, приведенной в приложении 3.

Приложение 1

Горноотводный акт №_____

на разработку общераспространенного полезного ископаемого

«_____» _____ 19____ г.

_____
(наименование райисполкома, горисполкома)

_____
области (края), республики

по заявке _____
(полное наименование организации)

предоставлен горный отвод для промышленной разработки _____

_____
(наименование общераспространенного полезного ископаемого)

расположенный _____
(наименование селения, сельсовета, района, области, края, республики)

в границах, обозначенных на прилагаемой копии топографического плана угловыми пунктами 1, 2, 3 _____ 1, площадью _____ (прописью) гектаров.

Настоящий акт составлен в трех экземплярах и внесен в реестр

_____
(наименование райисполкома, горисполкома, области, края, республики)

под №_____

_____ при разработке
(наименование организации)

горного отвода обязан выполнять следующие требования:

1. Вести горные работы в соответствии с проектом и с соблюдением правил и инструкций по безопасности ведения горных, взрывных и маркшейдерских работ.

2. Руководство разработками в пределах горного отвода должно быть поручено лицу, имеющему право ответственного ведения горных работ.

3. При разработке горного отвода должны охраняться от вредного влияния горных разработок все предусмотренные проектом к сохранению ценные сооружения и природные объекты.

4. За 15 дней до начала горных работ сообщить об этом управлению округа Госгортехнадзора РСФСР.

5. В случае ликвидации или консервации горного предприятия, выработки, а также прилегающая к ним территория, должны быть приведены в безопасное состояние.

Горноотводный акт подлежит возвращению райисполкому (горисполкому) в течение 10 дней после оформления акта о ликвидации (консервации) горного предприятия.

6. Горноотводный акт теряет силу и подлежит возвращению в райисполком (горисполком), если предприятие (организация), получившие его, в течение двух лет не приступило к разработке полезного ископаемого.

м. п. Председатель _____
(наименование райисполкома, горисполкома)

м. п. _____
(руководитель предприятия, организации)

(подпись)

Приложение 2

Образец надписи на копии топографического плана

Изображенный на этом плане горный отвод по _____

_____
(наименование месторождения)

площадью _____
(прописью)

гектаров, в границах, обозначенных угловыми пунктами 1, 2, 3 _____ 1,

предоставлен _____
(наименование райсполкома, горисполкома, области, края, республики)

для промышленной разработки _____
(полное наименование организации)

_____
(наименование полезных ископаемых)

План является приложением к горноотводному акту № _____,

выданному «_____» _____ 19 г.

Председатель _____
(наименование райисполкома, горисполкома)

(подпись)

Секретарь

(подпись)

м. п.

_____ райисполком (горисполком)
(наименование исполкома)

Книга учета (реестр) горных отводов, предоставленных для разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых

Реестровый номер горного отвода	Дата выдачи горноотводного акта	Наименование месторождения полезных ископаемых	Площадь горного отвода, га	Наименование полезного ископаемого, предоставленного для разработки	Запасы полезного ископаемого по состоянию разведанности месторождения на	Местонахождение отвода (селение, район, область, край, республика)	Полное наименование и адрес предприятия (организации), получившего горный отвод, а также подчиненность организации (трест, министерство, ведомство)	Перечень документов, выданных организации при оформлении горного отвода	Отметки о ликвидации или консервации предприятия, об изменении размеров горного отвода, об изъятии его с указанием причины изъятия	Примечание

Приложение 4

Справка

«____» _____ 19__ г. Управлением _____

_____ округа Госгортехнадзора РСФСР
(наименование)

зарегистрирован горный отвод для промышленной разработки _____

_____
(наименование месторождения полезного ископаемого)

площадью _____ гектаров, предоставленный
(прописью)

_____
(наименование райисполкома (горисполкома)

по горноотводному акту № _____
(полное наименование организации)

Начальник управления округа _____
(наименование)

(подпись)

м. п.

СОГЛАСОВАНО:
Член Комитета
Госгортехнадзора СССР

П. В. Вилюнов
31 мая 1971 г.

УТВЕРЖДЕНО:
Заместитель Председателя
Центрального совета
по управлению
курортами профсоюзов
Л. С. Добровольская
31 мая 1971 г.

ВРЕМЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ СОСТАВЛЕНИЯ И СОДЕРЖАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЛЕЧЕБНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Технологические схемы эксплуатации месторождений лечебных минеральных вод курортами, санаториями, бальнеолечебницами и заводами розлива составляются в целях наиболее целесообразной, эффективной, технически правильной и экономной эксплуатации месторождений минеральных вод, гарантирующей их от истощения, загрязнения и ухудшения состава и лечебных свойств воды.

2. Для каждого эксплуатируемого месторождения минеральных вод составляется одна (единая) технологическая схема эксплуатации, предусматривающая рациональное использование минеральных вод месторождения всеми водопотребляющими организациями.

3. Утвержденные технологические схемы являются документом, обязательным для всех организаций, эксплуатирующих данное месторождение минеральных вод.

II. СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ

Технологические схемы эксплуатации месторождений лечебных минеральных вод состоят из текстовой части, графических и табличных материалов.

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Включает следующие основные главы:

1. Введение (общие сведения о местоположении, истории эксплуатации месторождения, развитии курорта и др.).
2. Краткая геологическая и гидрогеологическая характеристика месторождения.
3. Минеральные воды (основные их типы, химический состав, эксплуатационные запасы — утвержденные, фактические, режим вод в течение года и др.).
4. Современные и перспективные потребности в минеральной воде (по потребителям, типам вод и сезонам года).
5. Современное состояние гидроминерального и бальнеотехнического хозяйства (курорта, санатория, бальнеолечебницы, завода розлива). Существующая система эксплуатации минеральных вод.
6. Рекомендуемая система эксплуатации месторождения минеральных вод:

а) краткая характеристика эксплуатационных (и наблюдательных) скважин;

б) режим эксплуатации месторождения (скважин), количество и система подачи воды к пунктам потребления;

в) система хранения и нагрева (охлаждения) воды при эксплуатации;

г) система наблюдательных скважин и порядок (объем, сроки) проведения режимных наблюдений.

7. Необходимая реконструкция гидроминерального хозяйства.

ТЕКСТОВЫЕ И ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Справка о кондиции на минеральные воды.

2. Выписка из протокола ГКЗ СССР об утверждении запросов минеральных вод и рекомендациях.

3. Таблицы полных химических анализов воды. Газовый фактор (по спонтанным и растворенным газам).

4. Справка о потребностях в минеральных водах различных типов.

ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Обзорная карта месторождения (с границами зон санитарной охраны и указанием даты утверждения проектов зон и округа санитарной охраны).

2. Геолого-гидрогеологическая карта и карта минеральных вод района месторождения (с соответствующими разрезами).

3. План расположения эксплуатационных и наблюдательных скважин, бальнеотехнических систем и водопотребляющих объектов (масштаб 1 : 10 000 и крупнее).

4. Высотные схемы для каждого эксплуатируемого типа минеральных вод (по осям головных сооружений, насосных станций, резервуаров и потребителей минеральной воды).

5. Геологические разрезы эксплуатационных скважин с фактическими данными по химии, напорам, температуре вод и др.

III. ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ

1. Технологические схемы эксплуатации месторождений лечебных минеральных вод составляются производственными гидрогеологическими организациями системы Центрального совета по управлению курортами профсоюзов (республиканскими управлениями «Геокаптажминвод») или Министерства здравоохранения СССР (контора «Геоминвод» Центрального института курортологии и физиотерапии), с обязательным участием гидрогеологов и бальнеотехников соответствующих территориальных советов по управлению курортами профсоюзов.

2. Составление технологических схем эксплуатации месторождений минеральных вод осуществляется указанными выше организациями по заказу и на средства водопотребляющей организации.

3. Сроки составления технологических схем могут устанавливаться от 3 до 12 месяцев, в зависимости от сложности и размеров месторождения, числа эксплуатационных скважин и типов вод, числа потребителей минеральных вод.

IV. ПОРЯДОК УТВЕРЖДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ

Технологические схемы утверждаются:

а) для месторождений, используемых курортами Союзного значения — Центральным советом по управлению курортами профсоюзов по согласованию с Горгортехнадзором СССР;

б) для месторождений, используемых курортами республиканского и местного значения — республиканскими или территориальными советами по управлению курортами профсоюзов, по согласованию с соответствующими органами Госгортехнадзора СССР (госгортехнадзор союзной республики, управление округа на территории РСФСР);

в) для месторождений, используемых другими организациями по представлению их вышестоящей организации, республиканскими советами, а по РСФСР Центральным советом по управлению курортами профсоюзов, по согласованию с соответствующими органами Госгортехнадзора СССР (госгортехнадзор союзной республики, управление округа на территории РСФСР).

УТВЕРЖДЕНО
Госгортехнадзором СССР
28 марта 1972 г.

ТИПОВЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ И УЧЕТУ ПОТЕРЬ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПРИ ДОБЫЧЕ

Типовые методические указания по определению и учету потерь твердых полезных ископаемых при добыче разработаны АН СССР с участием научно-исследовательских организаций отраслевых министерств горнодобывающей промышленности и утверждены Госгортехнадзором СССР.

Типовые методические указания являются обязательными при разработке соответствующих отраслевых инструкций министерств и ведомств, осуществляющих добычу твердых полезных ископаемых.

Решение практических вопросов рационального использования ресурсов минерального сырья, месторождения которых являются общенациональным достоянием, должно основываться на достоверном учете полноты и качества извлечения твердых полезных ископаемых из недр. В настоящих типовых методических указаниях, призванных унифицировать учет извлечения и потерь различных

видов твердых полезных ископаемых, изложены основные положения и принципы, предназначенные для составления отраслевых инструкций. Под отраслевой инструкцией понимается документ, действующий в конкретной отрасли горнодобывающей промышленности, определяющий порядок и методы расчета показателей извлечения полезных ископаемых из недр и их потерь при добыче с учетом основных принципов и положений, принятых в Типовых методических указаниях, а также специфических условий, характерных для соответствующей отрасли.

Типовые методические указания предусматривают: использование в качестве учетных показателей извлечение количества и изменение качества полезных ископаемых при их разработке, кроме ранее принятого показателя потерь полезных ископаемых из балансовых запасов; классифицирование потерь по месту их образования, дифференцированное определение потерь по видам наиболее достоверными методами.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Типовые методические указания предназначаются для унификации определения и учета показателей, характеризующих полноту и качество извлечения из недр твердых полезных ископаемых при добыче на всех горных предприятиях СССР.

1.2. Типовые методические указания содержат требования к полноте и достоверности определения и учета использования запасов полезных ископаемых из недр, общие для всех отраслей горнодобывающей промышленности; предназначены для организаций, ведущих проектирование, строительство горных предприятий и разработку месторождений твердых полезных ископаемых, а также организаций, осуществляющих частичную (попутную) разработку месторождений при производстве геологоразведочных работ.

1.3. Извлечение полезного ископаемого из недр. Полнота извлечения запасов полезного ископаемого из недр выражается коэффициентом извлечения полезного ископаемого из недр $К_н$. Для полезных ископаемых, качество которых характеризуется содержанием полезного компонента, этот коэффициент выражается отношением количества полезного компонента в добытом полезном ископаемом $Да$ к количеству полезного компонента в погашаемых при разработке балансовых запасах $Бс$

$$К_н = \frac{Да}{Бс}, \qquad (1)$$

где $Д$ — количество добытого полезного ископаемого, т, м³;

$Б$ — количество погашаемых при добыче балансовых запасов полезного ископаемого, т, м³.

Количество погашаемых балансовых запасов определяется по результатам их подсчета на основе данных, полученных при подготовке запасов к добыче (запасы, готовые к выемке):

$а$ — среднее содержание полезных компонентов в добытом полезном ископаемом, %, кг/т, кг/м³, г/т, г/м³;

c — среднее содержание полезных компонентов в погашенных при добыче балансовых запасах полезного ископаемого, %, кг/т, кг/м³, г/т, г/м³.

Этот коэффициент характеризует полноту извлечения полезного ископаемого из недр при добыче и одновременно учитывает: фактические потери полезного ископаемого в недрах из балансовых запасов и привнос полезного компонента с примешиваемыми породами, частично компенсирующий потери; он отражает также снижение качества извлекаемого полезного ископаемого, вследствие оставления в недрах обогащенных участков месторождений или потери обогащенной мелочи, равно как и повышение качества вследствие оставления в недрах неизвлеченными более бедных частей месторождения.

При разработке угольных месторождений коэффициент извлечения из недр определяется по формуле

$$K_{\text{н}} = \frac{Д(100 - A_{\text{д}}^{\text{с}})}{Б(100 - A_{\text{б}}^{\text{с}})}, \qquad (2)$$

где $A_{\text{б}}^{\text{с}}$ и $A_{\text{д}}^{\text{с}}$ — зольность соответственно балансовых запасов и добытого угля, %.

Если известно количество породы, засорившей добытый уголь, извлечение угля из балансовых запасов можно определить по формуле

$$K_{\text{б}} = \frac{Д - В}{Б},$$

где $В$ — количество разубоживающих пород, т, м³.

Для полезных ископаемых, качество которых при разработке не характеризуется содержанием полезного компонента, коэффициент извлечения из недр выражается отношением валовой ценности 1 т добытого полезного ископаемого $ц_{\text{д}}$ к валовой ценности 1 т погашаемых при разработке балансовых запасов $ц_{\text{б}}$

$$K_{\text{н}} = \frac{Д ц_{\text{д}}}{Б ц_{\text{б}}}. \qquad (3)$$

1.4. **Изменение качества** полезного ископаемого при добыче выражается **коэффициентом изменения качества** при добыче $K_{\text{к}}$ — отношением показателей качественной характеристики добытого полезного ископаемого и погашенных балансовых запасов.

При разработке всех монометаллических, некоторых полиметаллических месторождений, а также месторождений горнохимического сырья коэффициент изменения качества при добыче можно выражать отношением содержаний полезного компонента в добытом полезном ископаемом и в погашенных балансовых запасах

$$K_{\text{к}} = \frac{a}{c}. \qquad (4)$$

При разработке угольных месторождений

$$K_к = \frac{100 - A_д^c}{100 - A_б^c}. \quad (5)$$

При разработке сланцевых месторождений коэффициент изменения качества можно выражать как отношение теплоты сгорания добытого сланца $T_д$ к теплоте сгорания его балансовых запасов $T_б$

$$K_к = \frac{T_д}{T_б}. \quad (6)$$

Коэффициент изменения качества можно выражать также отношением валовых ценностей 1 т добытого полезного ископаемого $ц_д$ и 1 т балансовых запасов $ц_б$:

$$K_к = \frac{ц_д}{ц_б}. \quad (7)$$

Такое выражение $K_к$ удобно для определения изменения качества тех полезных ископаемых, ценность которых определяется не содержанием полезных компонентов, а сортностью, например выходом товарных блоков (при добыче стройматериалов), размером добытых кусков (при добыче пластин слюды), показателями физико-механических свойств (при добыче строительного щебня) и др. Через отношение валовых ценностей целесообразно выражать также коэффициент изменения качества многокомпонентных руд.

1.5. Коэффициент извлечения из недр и коэффициент изменения качества полезного ископаемого являются для каждого предприятия, ведущего разработку месторождений твердых полезных ископаемых, учетными показателями наряду с показателем потерь полезного ископаемого при добыче.

1.6. Определение и учет показателей извлечения и потерь твердых полезных ископаемых при добыче ведутся в целях:

а) контроля за соблюдением проектных и нормативных показателей полноты и качества отработки запасов полезных ископаемых;

б) совершенствования технологии процессов добычи и переработки на основе технико-экономических расчетов с целью достижения наибольшей экономической эффективности работы предприятий, ведущих добычу и переработку минерального сырья с учетом интересов народного хозяйства в целом.

1.7. Потери при добыче:

а) **потери полезного ископаемого** — это часть балансовых запасов полезного ископаемого, не извлеченная из недр при разработке месторождений, добытая и направленная в породные отвалы, оставленная в местах складирования, погрузки, на транспортных путях горного производства. Потери полезного ископаемого характеризуются коэффициентом потерь n, который выражается отношением количества потерянных балансовых запасов $П$ к количеству погашенных балансовых запасов $Б$;

б) потери полезного компонента — это количество полезного компонента, содержащегося в потерянном полезном ископаемом.

Потери полезного компонента характеризуются коэффициентом потерь полезного компонента $n_к$, выражающимся отношением количества потерянного полезного компонента $Пс_п$ к количеству полезного компонента в погашенных балансовых запасах $Бс$

$$n_к = \frac{Пс_п}{Бс},$$

где $c_п$ — среднее содержание полезных компонентов в потерянном полезном ископаемом, %, кг/т, кг/м³, г/т, г/м³.

1.8. Потери качества полезного ископаемого (разубоживание) — это происходящее в процессе добычи снижение содержания полезного компонета или полезной составляющей в добытом полезном ископаемом по сравнению с содержанием их в массиве (в балансовых запасах) вследствие примешивания к нему пустых пород или некондиционного полезного ископаемого, а также вследствие потерь части полезного компонента или полезной составляющей в виде обогащенной мелочи, вследствие выщелачивания полезного компонента и т. п.

Разубоживание полезного ископаемого характеризуется коэффициентом разубоживания (коэффициентом потерь качества), который выражается отношением разности между содержаниями полезного компонента в погашенных балансовых запасах c и в добытом полезном ископаемом a к содержанию в погашенных балансовых запасах

$$p = \frac{c - a}{c}.$$

Как следует из формулы (4), коэффициент изменения качества

$$p = 1 - K_к.$$

При разработке угольных, сланцевых и торфяных месторождений коэффициент потерь качества можно соответственно определить по теплотворной способности или по зольности топлива:

$$p = \frac{A^c_д - A^c_б}{100 - A^c_б}; \quad p = \frac{T_б - T_д}{T_б}.$$

1.9. Учет потерь и разубоживания также является обязательным для всех горнодобывающих предприятий.

1.10. Методические указания по оперативному определению исходных величин и размеров потерь и разубоживания при добыче изложены в приложениях 2 и 3.

1.11. Определение величины и учета потерь и разубоживания полезных ископаемых при добыче ведется главным образом с целью

выявления мест потерь, определения сверхнормативных потерь, причин их образования; разработки конкретных мероприятий по их уменьшению, а также для решения вопросов, связанных с извлечением ранее потерянных запасов полезных ископаемых при повторной разработке месторождения (участка).

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОТЕРЬ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1. Классифицирование потерь твердых полезных ископаемых производится для:

единообразного учета потерь полезных ископаемых по видам в процессе разработки месторождений;

контроля за полнотой извлечения полезного ископаемого из недр на различных стадиях технологического процесса добычи;

решения практических задач по рациональному использованию недр — сравнения уровня и анализа видов потерь на различных предприятиях горной промышленности при различных системах и технологии разработки; выявления экономических последствий, вызываемых потерями; установления нормативов потерь определения сверхнормативных потерь и причин их образования.

2.2. Классификация потерь твердых полезных ископаемых является единой для всех отраслей горнодобывающей промышленности, ведущих разработку месторождений твердых полезных ископаемых.

2.3. На основе «Единой классификации» в отраслевых инструкциях могут составляться отраслевые классификации, учитывающие особенности и специфику данной отрасли.

2.4. Под общешахтными (общерудничными, общекарьерными, общеприисковыми) потерями понимаются запасы в различного рода охранных целиках, которые оставляются в недрах после погашения горизонта, участка или ликвидации горнодобывающего предприятия и безвозвратно теряются. До этого они должны находиться на учете, как временно неактивные запасы.

Если охранные целики являются временными и проектом предусмотрена полная или частичная их отработка, запасы в них не относятся к потерям и числятся как временно неактивные запасы.

Общешахтные потери исчисляются в весовых единицах и в процентах от общих балансовых запасов шахты (карьера, рудника, прииска).

2.5. К эксплуатационным относятся потери при добыче полезного ископаемого. Они исчисляются в весовых единицах и в процентах по отношению к погашаемым балансовым запасам полезного ископаемого.

2.6. По физическому состоянию теряемого полезного ископаемого и стадии технологического процесса добычи, на которой потери возникли, эксплуатационные потери делятся на две группы:

потери полезного ископаемого в массиве;

потери отделенного от массива (отбитого) полезного ископаемого.

2.7. Потери в каждой группе разделяются на виды по единому признаку — месту их образования.

2.8. Фактические потери сопоставляются с нормативными. Превышение фактических потерь над нормативными (сверхнормативные потери) следует считать результатом неправильного ведения горных работ или непредвиденных изменений горно-геологических условий.

2.9. Уровень потерь (нормативных и фактических) по применяемым системам разработки устанавливается суммированием потерь 1-го, 2-го, 3-го, 5-го и 6-го видов первой группы, а также 1-го и 2-го видов второй группы.

2.10. При составлении отраслевых классификаций допускается сокращение или дальнейшее деление видов, обусловленное горно-геологическими или технико-экономическими особенностями эксплуатации месторождений полезных ископаемых данной отрасли или применяемых способов разработки.

ЕДИНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПОТЕРЬ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

I класс. Общешахтные (общерудничные, общекарьерные, общеприисковые) потери

Потери в охранных целиках около капитальных горных выработок, скважин, под зданиями, техническими и хозяйственными сооружениями, водоемами, водоносными горизонтами, коммуникациями, заповедными зонами; в барьерных целиках между шахтными полями.

II класс. Эксплуатационные потери

Группа I.
Потери полезного ископаемого в массиве

1. В недоработанной части целиков у подготовительных выработок (междублоковые, междупанельные, междуэтажные целики).
2. В целиках внутри выемочного участка (блока, камеры, панели, столба, карьерного поля, дражного полигона).
3. В лежачем, висячем боках (в почве, кровле), по верхней и нижней границам контура рудного тела, пласта, залежи, в бортах карьера.
4. В местах выклинивания и на флангах пласта, залежи, рудного тела.
5. Между выемочными слоями.
6. В подработанных частях залежи (пласта, рудного тела).
7. В целиках пожарных, затопленных, заваленных участков.
8. В целиках у геологических нарушений.

Группа II

Потери отделенного от массива (отбитого) полезного ископаемого

1. В подготовительных и очистных забоях при совместной выемке и смешивании с вмещающими породами.

2. Оставленного в выработанном пространстве:

а) от смешивания с обрушенными породами при выпуске;

б) на лежачем боку (почве), на уступах, на днище блока.

3. В местах обрушений, в завалах, в пожарных и затопленных участках.

4. В местах погрузки, разгрузки, складирования, сортировки, на транспортных путях горного предприятия.

3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К УЧЕТУ

3.1. Организации, ведущие проектирование и строительство горнодобывающих предприятий, а также разработку месторождений полезных ископаемых, обязаны:

а) включать в технические проекты отработки месторождений, блоков, панелей, уступов и других выемочных единиц расчеты экономически целесообразных значений показателей извлечения и потерь полезных ископаемых;

б) применять наиболее достоверные методы контроля за полнотой и качеством извлечения твердых полезных ископаемых из недр при добыче.

3.2. Обязательными условиями для обеспечения оперативного и достоверного определения показателей полноты и качества извлечений, а также потерь полезных ископаемых при добыче являются:

а) достоверность подсчета готовых к выемке запасов полезных ископаемых;

б) организация на предприятии точного учета количества и качества добываемого полезного ископаемого раздельно по каждому участку, уступу, блоку, лаве, забою.

Если по горнотехническим или геологическим условиям разработки месторождения невозможно или трудно обеспечить достоверное определение количества извлекаемых полезных ископаемых раздельно по каждой выемочной единице, допускается с разрешения вышестоящей организации и по согласованию с органами Госгортехнадзора СССР учет этих показателей производить по группам смежных выемочных единиц (двух, трех и более) или по горизонту, или по предприятию в целом.

3.3. Определение, учет и оценку достоверности показателей полноты и качества извлечения, а также потерь твердых полезных ископаемых при добыче осуществляют маркшейдерская и геологическая службы горных предприятий с привлечением при необходимости других подразделений и служб.

Ответственным лицом за организацию своевременного и досто-

верного учета является главный инженер горнодобывающего предприятия.

3.4. Методы определения исходных величин, используемых при расчете потерь и коэффициентов извлечения полезных ископаемых, должны быть изложены в отраслевых инструкциях и методиках по определению:

а) количества добытых и погашенных балансовых запасов;

б) объемного веса полезного ископаемого;

в) содержания полезных и вредных компонентов в добываемом полезном ископаемом;

г) теплоты сгорания топлива;

д) влажности полезного ископаемого в массиве и отбитом виде;

е) коэффициентов разрыхления,

а также по опробованию отвалов и закладки и т. д.

3.5. При многокомпонентных рудах извлечение и потери должны учитываться по всем полезным компонентам, имеющим промышленное значение.

Конкретное решение данного вопроса должно быть рассмотрено в отраслевой инструкции.

3.6. Величина погашенных балансовых запасов устанавливается после отработки блока, уступа, панели, слоя, этажа, участка, залежи и т. д. К погашенным запасам относятся как извлеченные, так и оставшиеся не извлеченными из недр балансовые запасы полезного ископаемого, величина которых должна быть откорректирована в процессе эксплуатации месторождения.

3.7. К потерям твердых полезных ископаемых при добыче относятся все виды потерь в недрах, а также на поверхности в отвалах, на транспортных путях горного предприятия, при сортировке, выборке породы, складировании и других технологических процессах горного производства.

3.8. Учет потерь полезных ископаемых должен отражать конкретные места их образования, состояние потерянного полезного ископаемого, стадию производственного процесса и отклонение от нормативного уровня.

3.9. Причины отклонения потерь от нормативного уровня в необходимых случаях должны устанавливаться на основе специального изучения этого вида потерь техническим руководством предприятия, его геолого-маркшейдерской службой. Причины сверхнормативных потерь устанавливаются в порядке, определяемом отраслевыми инструкциями.

Нормативы потерь полезных ископаемых разрабатываются горнодобывающим предприятием и утверждаются вышестоящей организацией в соответствии с установленной методикой по согласованию с органом Госгортехнадзора СССР.

3.10. Потери неотбитого полезного ископаемого в недоработанных участках и контуре месторождения подлежат отражению в маркшейдерской и геологической документации с соблюдением принятых условных обозначений.

КНИГА

полноты извлечения и потерь запасов при разработке . . . . .

Наименование пласта, залежи, рудного тела и т. д.	Горизонт, № блока, лавы, камеры, панели, уступа	Дата погашения (акт № . . от)	Погашено запасов		Извлечено (добыто)	
			полезного ископаемого, тыс. т, м³	среднее содержание полезных компонентов, % гр/т, гр/м, руб/т	полезного ископаемого тыс. т, м³	среднее содержание полезных компонентов, % гр/т, гр/м, руб/т

3.11. Определение потерь должно производиться преимущественно прямыми методами.

При невозможности по условиям технологии ведения горных работ применения прямых методов могут быть использованы косвенные методы.

Методы определения отдельных видов фактических потерь полезных ископаемых при добыче рассмотрены в приложении 2.

3.12. Номенклатура (перечень) учитываемых предприятием видов потерь устанавливается отраслевой инструкцией и обусловливается, в первую очередь, народнохозяйственной ценностью добываемого вида полезного ископаемого, причем потери высокоценных полезных ископаемых должны определяться с наибольшей тщательностью и достоверностью.

3.13. Порядок учета полноты использования запасов полезных ископаемых. Горнодобывающие предприятия учитывают полноту использования запасов и потерь полезных ископаемых по показателям, характеризующим извлечение запасов из недр: коэффициенту извлечения из недр, коэффициенту изменения качества, а также по потерям полезных ископаемых при добыче. Значения показателей должны быть соответственно определены согласно формулам (1—4) для погашенных запасов блока, уступа, панели, слоя, этажа, участка, залежи после полного завершения в них очистных работ или цикла.

3.14. Учет показателей извлечения и потерь полезных ископаемых ведется в специальной книге, типовая форма которой приведена в приложении 1. Эта форма может быть уточнена в отраслевых инструкциях.

По отработанным полностью блокам, панелям, лавам, уступам предприятие определяет величину извлечения и размеры эксплуатационных потерь и заносит их в указанную книгу. Конкретные сроки заполнения книги устанавливаются в отраслевых инструк-

Приложение 1
(примерная форма)

УЧЕТА

месторождений (шахтного, карьерного поля, отдельного участка)

Коэффициент извлечения из недр $K_н$		Коэффициент изменений качества $K_к$		Потеряно			
				Всего полезного ископаемого, тыс. т (% к погашенным запасам)		В том числе по видам	
нормативный	фактический	нормативный	фактический	норматив	фактически	норматив	фактически

циях. Данные книги учета используются при списании запасов с баланса горнодобывающих предприятий.

Горнодобывающее предприятие в процессе вскрытия и отработки месторождения заполняют устанавливаемую отраслевой инструкцией форму учета общешахтных целиков, в которую заносятся также общешахтные (общерудничные, общекарьерные, общеприисковые) потери.

Фактические общешахтные потери отражаются в книге (приложение 1) при определении итоговых потерь по погашенному горизонту, залежи, рудному телу и по месторождению в целом.

3.15. К потерям относятся запасы во временных целиках при:

а) полной потере целиков запасы в них списываются по мере погашения охраняемых целиками выработок;

б) при частичной потере запасов в целиках — по мере отработки этих целиков.

3.16. Балансовые запасы, оказавшиеся в процессе разработки некондиционными или не подтвердившимися как потери, не учитываются, а списываются в соответствии с требованиями Положения о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса горнодобывающих предприятий.

Приложение 2

Методы определения размеров потерь полезных ископаемых

Прямые методы. Количество полезного ископаемого, оставленного в недрах (потери), может быть установлено замерами в натуре или по геолого-маркшейдерским планам и разрезам при достоверном оконтуривании и опробовании залежей полезного ископаемого или очистных участков на стадии эксплуатационной разведки и после окончания очистных работ.

В междуэтажных, междублоковых, междукамерных, междупанельных целиках и целиках внутри выемочного участка потери полезного ископаемого

определяются на основе результатов маркшейдерских инструментальных, звуколокационных и радиолокационных съемок, нанесенных на планы и разрезы [1].

Потери в целике

$$П_ц = S_ц h \gamma_м, \text{ т},$$

где $S_ц$ — средняя площадь сечения целика, м²;
h — средняя высота целика, м;
$\gamma_м$ — объемный вес полезного ископаемого в массиве, т/м³.

Потери по контуру рудного тела, пласта, залежи — в лежачем и висячем боках (в почве, кровле) определяются на основе замеров площадей обнажения полезного ископаемого. Мощность потерянной части устанавливается: задиркой (при малой мощности); опробованием пройденных в ней горных выработок, скважин, шпуров; способами звуколокации, радиолокации, геофизической разведки.

Потери в кровле, почве, залежи

$$П_{к, п} = S_{об} m_{ср} \gamma_м, \text{ т},$$

где $S_{об}$ — площадь обнажения, м²;
$m_{ср}$ — средняя мощность потерянной части полезного ископаемого, м.

При разработке простых и выдержанных по мощности месторождений полезных ископаемых потери по контуру определяются по геолого-маркшейдерским планам и разрезам путем сопоставления контуров залежи и очистного участка полезного ископаемого и выработанной его части.

Потери между двумя соседними разрезами

$$П_{1-2} = \frac{S_1 + S_2}{2} l \gamma_м, \text{ т},$$

где $S_{1, 2}$ — площадь потерянной части месторождения, определенная на разрезе, м²;
l — расстояние между разрезами, м.

Общие потери устанавливаются суммированием потерь между соседними разрезами.

При сложной гипсометрии висячего и лежачего боков (кровли, почвы) месторождений полезных ископаемых потери по контуру определяются с помощью нанесенных на планы изомощностей потерянной части месторождения, построенных вычитанием изогипс поверхности контакта полезного ископаемого с вмещающими породами и поверхности, образованной в массиве после выемки полезного ископаемого.

Если участок уступа, отнесенный к вскрыше, включает полезное ископаемое, то потери

$$П_в = \sum_{i}^{n} l_i v_i \gamma_м, \text{ т},$$

где n — число скважин, вскрывших полезное ископаемое;
l_i — длина интервала полезного ископаемого в каждой скважине, вскрывшей полезное ископаемое, м;
v_i — выход горной массы с 1 м скважины, м³.

Потери полезного ископаемого, происходящие при совместной выемке его с вмещающими породами, направляемыми в отвалы или используемыми

---

[1] Если в потерянном целике полезного ископаемого пройдены выработки, то суммарный объем этих выработок вычитается из объема целика; из объема целика исключаются также суммарные объемы включений пустых пород и некондиционного полезного ископаемого, не учтенные при подсчете балансовых запасов.

в качестве закладочного материала, могут быть определены непосредственно в отвалах или транспортных сосудах:

$$П = М - В,$$

где $М$ — количество некондиционной горной массы (смеси полезного ископаемого и вмещающих пород), направляемой в отвалы или закладку;
$В$ — количество вмещающих пород в горной массе.

Такое определение потерь может быть рекомендовано для тех случаев, когда возможно простое и надежное установление количества полезного ископаемого или вмещающих пород, находящихся в отвалах или транспортных сосудах.

Потери полезного ископаемого, оставленного в выработанном пространстве на лежачем боку, почве, днище блока, уступе, определяются на основе инструментальных съемок поверхностей развалов или замеров их профиля.

Потери полезного ископаемого

$$П_{отб} = S_о \frac{\sum h_о}{n} \gamma_о, \text{ т},$$

где $S_о$ — отработанная площадь (за отчетный период), м²;
$\Sigma h_о$ — сумма измеренных толщ теряемого отбитого полезного ископаемого, м;
n — число замеров;
$\gamma_о$ — объемный вес отбитого полезного ископаемого, т/м³.

Потери полезного компонента в закладке, образующиеся при проникновении в нее мелких фракций полезного ископаемого, определяются по результатам опробования закладки (до укладки настила перед выемкой очередного слоя и после снятия настила). Потери полезного компонента (металла) в закладке

$$П_{м.\,з} = S_з h_{пр} \frac{c_з - c'_з}{100} \gamma_з, \text{ т},$$

где $S_з$ — среднее сечение заложенного выработанного пространства, м²;
$h_{пр}$ — глубина проникновения обогащенной мелочи в закладку, м;
$c_з$, $c'_з$ — среднее содержание полезного компонента соответственно до укладки и после снятия настила, %;
$\gamma_з$ — объемный вес обогащенной закладки, т/м³.

Потери полезного ископаемого (полезного компонента), смешанного при выпуске с обрушенными породами и оставленного в очистном пространстве, могут быть определены с помощью графиков изменения качества горной массы, выпускаемой через выработки блока (панели) [1].

По достижении браковочного содержания в дозах полезного ископаемого выпуск прекращается и оставшееся в выработанном пространстве полезное ископаемое, смешанное с породой, относится в потери.

Определение этого вида потерь графо-аналитическим методом состоит в следующем.

А. Проводятся наблюдения в горно-геологических условиях конкретного предприятия, в результате которых получают зависимость так называемого идеального процесса изменения качества полезного ископаемого при выпуске под обрушенными породами. Для этого, во-первых, выбирается выпускная выработка таким образом, чтобы выпуск полезного ископаемого через нее осуществлялся только под налегающими обрушенными породами (без проникновения в гравитационный поток разубоживающих пород из боковых контактов; во-вторых, ведется регулярный учет количества выпущенной горной массы и периодический контроль ее качества [2]; в-третьих, результаты наносятся на

[1] Для конкретных условий должна быть организована предварительная производственная проверка метода.

[2] Периодичность представительного опробования зависит от конкретных горно-геологических условий. Можно рекомендовать ежесменное взятие проб.

график, по оси абсцисс которого откладывается количество выпущенной массы $Д$, а по оси ординат — коэффициент изменения качества $K_к$; в-четвертых, строится эмпирическая кривая идеального процесса для данных горно-геологических условий.

Пример. На рисунке представлены зависимости 1 и 1′, характеризующие идеальный процесс снижения качества выпускаемого полезного ископаемого[1].

По оси абсцисс отложены количества выпущенной горной массы; по оси ординат — вниз (в убывающем порядке) коэффициент изменения качества, вверх (в возрастающем порядке) коэффициент разубоживания.

Б. Строится зависимость идеального процесса изменения качества для балансовых запасов полезного ископаемого, включенных по проекту в контур отбойки, для чего изменяется цена деления значений, откладываемых по оси абсцисс.

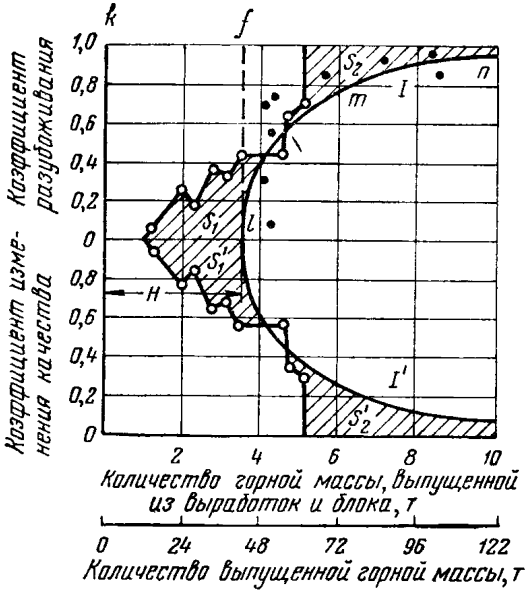

График для определения потерь полезного ископаемого, смешанного при выпуске с породами

Коэффициент пересчета цены деления

$$t = \frac{З_{от} S_{okfl}}{H S_{oknl}},$$

где S_{okfl}, S_{oknl} — площади, замеряемые на графике;

$З_{от}$ — балансовые запасы полезного ископаемого в блоке, включенные в контур отбойки;

H — количество неразубоженного полезного ископаемого, выпущенного из одиночной выработки при наблюдениях за выпуском из одиночной выработки.

Цена деления оси абсцисс u_2 изменяется в сравнении с ценой деления u_1

$$u_2 = t u_1.$$

---

[1] Уравнение идеального процесса $K_к = e^{-\beta Д}$,
где e — основание натуральных логарифмов;
β — показатель, характеризующий процесс снижения качества;
Д — количество разубоженной горной массы.

Если выпуск из выработки прекращен при наличии в дозах горной массы полезного ископаемого, то участок кривой экстраполируется с учетом этого уровня.

В. На основе результатов учета количества и определения качества горной массы, выпускаемой из конкретного блока, на график наносятся и соединяются отрезками прямой соответствующие точки (ломаные линии на рисунке).

Г. Площади S_1 и S_2, представленные на рисунке, суммируются. Полученное значение соответствует потерям полезного ископаемого в очистном пространстве.

Потери

$$П_о = \frac{S_1 + S_2}{M}, \text{ т},$$

где M — масштаб, т/мм².

Потери полезного компонента

$$П_{м.\,о} = \frac{S_1' + S_2'}{M}, \text{ т}.$$

Потери в местах погрузки, разгрузки, складирования и сортировки, а также на транспортных путях горного предприятия определяются на основе специально поставленных наблюдений и опытных работ. Целесообразность определения этих потерь устанавливает предприятие. Потери в этих местах определяются, как правило, опытным путем.

В местах обрушений, завалов, в пожарных и затопленных участках потери устанавливаются на основании имеющейся на горном предприятии геолого-маркшейдерской документации.

Контроль за качеством добываемого полезного ископаемого может осуществляться:

1) взятием проб с последующими химическими, минералогическими или геофизическими анализами;

2) геофизическими, фотоминералогическими анализами непосредственно в навалах или транспортных средствах;

3) определением количества породы в транспортных средствах.

Количество пород (некондиционного полезного ископаемого) в добытом полезном ископаемом в отдельных случаях может быть установлено замерами их объемов, включаемых в контур отбойки.

Косвенный метод определения потерь из балансовых запасов

Косвенный метод определения размеров потерь полезных ископаемых основан на сопоставлении количества металла в погашенных балансовых запасах руды в учетной единице и количества его в добытой из нее рудной массе, т. е. размеры данных показателей устанавливаются непосредственно в натуре или по геолого-маркшейдерской графической документации, а косвенно — по формуле

$$n = 1 - \frac{Д(a-b)}{Б(c-b)},$$

где c — содержание полезного компонента в балансовых запасах;
a — содержание полезного компонента в добытом полезном ископаемом;
b — содержание полезного компонента в примешанных породах.

Приложение 3

Рекомендации по способам определения исходных данных для расчета величины потерь и оценки точности

Средняя мощность рудного тела M_{pl} определяется среднеарифметическим способом из ее частных значений. Частные значения мощности определяются либо с помощью рулетки в натуре с точностью отсчитывания не менее ±0,1 мм

(при четких контактах), либо по планам опробования. В последнем случае длина пограничных интервалов опробования не должна превышать 0,5—1,0 м, а число частных значений мощности должно быть не менее 10—15 при мощности рудного тела 5—10 м.

Объемный вес руды γ_{V_i} определяется методом гидростатического взвешивания или аналитически (при наличии зависимости объемного веса руды от содержания полезных компонентов. В первом случае среднее по блоку значение объемного веса руды определяют среднеарифметическим способом из 10—15 частных его значений, характеризующих все разновидности руды в блоке; во втором— по уравнению регрессии (или графику), используя среднее содержание полезных компонентов в рудном массиве блока. Для надежного определения среднего значения данного показателя во всех случаях требуется достаточное количество проб, равномерно распределенных по всему блоку.

Определение доли примешанных пород в добытой руде при разработке жильных месторождений. Для определения доли примешанных пород при разработке жильных месторождений применяется прямой метод, основанный на замерах мощности рудного тела (жилы) и толщины слоя вовлеченных в добычу вмещающих пород.

Частные значения мощности рудного тела и толщины слоя, вовлекаемых в добычу, должны устанавливаться с погрешностью не более $\pm 0{,}1$ м, а общее число их в блоке не должно быть менее 25.

Петрографический метод определения доли примешанных пород. Необходимым условием применения данного метода является макроскопическое различие руд и пород (по цвету, текстуре) при крупности исследуемого материала не менее +7 мм.

При решении вопроса о возможности применения петрографического метода в условиях конкретного месторождения необходимо провести исследования в такой последовательности:

1) исследование принципиальной возможности применения метода на рассматриваемом месторождении;

2) производственные испытания.

Исследование принципиальной возможности применения данного метода проводится в блоке с наиболее характерными для месторождения горно-геологическими условиями. Для этого отбирается 100—150 проб рудной массы (весом 2—3 кг) под выпускными выработками, выпуск руды из которых вступил в завершающую стадию. Обработка проб состоит в следующем. После взвешивания каждую пробу разделяют на мелкую (—7 мм) и крупную (+7 мм) фракции. Затем последнюю макроскопически сортируют на рудную и породную составляющие. Полученные составные части каждой пробы (мелочь, чистая руда и порода) оформляются как самостоятельные пробы и анализируются на содержание полезных компонентов.

Если в результате анализа окажется, что крупная фракция проб (+7 мм) хорошо поддается сортировке на руду и породу, а содержание полезных компонентов в мелкой фракции проб примерно равно содержанию их в исследуемой рудной массе или в крупной рудной фракции проб, то применение петрографического метода определения разубоживания руды на исследуемом месторождении в принципе возможно.

Испытание петрографического метода в производственных условиях организуется в нескольких эксплуатационных блоках, запасы руды в которых отрабатываются системами с открытым очистным пространством. В этих блоках разубоживание добытой руды в течение одного-двух месяцев определяется двумя методами: на основе съемок и замеров объемов вовлекаемых в добычу пород и петрографическим. Сопоставлением соответствующих частных (за смену, сутки) и средних (за неделю, месяц) значений, полученных двумя методами, решается вопрос о возможности применения петрографического метода в условиях данного месторождения при системах разработки с массовым обрушением руд и вмещающих пород.

Весовой метод определения доли примешанных пород. Необходимым условием применения данного метода является существенное различие в объемных весах руды и разубоживающих пород.

Весовой метод в зависимости от условий конкретных месторождений может применяться в трех вариантах.

Первый вариант применяется на месторождениях с постоянными значениями объемного веса руды и разубоживающих пород. В этом случае определение доли примешанных пород сводится к следующему. Определяется вес чистой руды и разубоживающей породы в объеме шахтной вагонетки стандартной емкости. Полученные при этом значения веса вагонетки (нетто) с рудой и породой принимаются за крайние значения веса вагонетки с рудной массой при разубоживании ее, равном соответственно 0 и 100%. По известным значениям веса вагонетки с рудой и породой легко составить таблицу доли примешанных пород в добытой руде, в зависимости от веса рудной массы в объеме вагонетки. По таблице можно производить определение качества руды на приемной площадке и решать вопрос о ее кондиционности.

В основу второго варианта положено систематическое определение не только веса вагонетки с рудной массой, но и определение объемного веса руды. Определение доли примешанных пород при этом сводится к следующему. От взвешенного состава руды отбирается представительная проба руды (из всех вагонеток состава). С помощью специального пикнометра, смонтированного на весах, определяется объемный вес руды по пробе весом 3—4 кг, а затем вычисляется величина доли примешанных пород. В этом случае от состава руды, прибывшего на учетный пункт рудника, отбираются пробы руды и рудной массы. Проба рудной массы отбирается в решетчатое ведро с включением в нее материала из всех вагонеток состава. Общий вес пробы составляет 10—15 кг. Взвесив эту пробу в воздухе и в воде, получают необходимые исходные данные для определения величины $\gamma_т$, а затем и доли примешанных пород.

Оценка точности определения потерь полезных ископаемых при применении прямого метода. Подавляющая часть полезного ископаемого (до 99%) при применении систем разработки с открытым очистным пространством, как правило, теряется в целиках.

Для оценки точности определения потерь для данного класса систем разработки необходимо найти ошибки в определении величин S, $m_р$, γ_v. Величина S находится суммированием площадей всех целиков, в связи с этим относительную ошибку в определении величины S можно найти по обычной формуле

$$m_S = \frac{m_{S_i}}{\sqrt{n}},$$

где m_{S_i} — относительная ошибка в определении площади отдельного целика, %;

n — число всех целиков и недоработанных участков в блоке (камере).

Ошибка в определении мощности рудного тела $\mu_р$ включает в себя ошибки техническую и аналогии. Первую из них можно находить по формуле

$$\mu_р = \frac{l}{2}\sqrt{2},$$

где l — принятый на месторождении интервал опробования рудного тела, м.

Для определения ошибки аналогии данного показателя $\mu_р^A$ можно использовать метод последовательных разностей, поскольку всегда известно пространственное положение всех частных его значений.

Оценка точности определения объемного веса руды приведена ниже.

По известным значениям относительных ошибок определения площади целиков, мощности рудного тела и объемного веса руды можно найти относительную погрешность в определении потерь руды в целиках, которую можно принять за величину погрешности в определении потерь руды в блоке, поскольку, как уже выше было сказано, потери отбитой руды в блоке пренебрегаемо малы по сравнению с потерями руды в целиках.

Оценка точности определения размеров потерь, подсчитанных на основе использования графической документации, производится примерно так же, как было изложено выше. При этом величина ошибок в определении потерь,

как правило, того же порядка, что и при определении по маркшейдерским замерам.

Оценка точности петрографического метода определения потерь применительно к полностью отработанному блоку производится следующим образом.

Исходя из того, что погрешность частного значения доли примешанных пород при петрографическом методе определения не превышает ±10%, погрешность среднего значения показателя по отработанному полностью блоку

$$m_p = \frac{m_{pi}}{\sqrt{\frac{Д}{\Delta Д}}},$$

где $Д$ — количество рудной массы, добытой из блока за весь период его отработки, т;

$\Delta Д$ — количество добытой рудной массы, характеризуемое одной пробой, т.

Петрографический метод определения доли примешанных пород по точности сопоставим с прямым методом, основанным на использовании маркшейдерских съемок и замеров.

Точность определения размеров потерь и доли примешанных пород на жильных месторождениях по замерам мощностей рудных тел и толщины слоев отбиваемой пустой породы соответствует обычной точности прямого метода.

В общем, погрешность определения размеров потерь прямыми методами обычно не выходит за пределы 10—15% относительных (к самим величинам потерь или 1—3% абсолютных к погашенным запасам полезных ископаемых).

Количество погашаемых балансовых запасов руды определяется по формуле

$$Б = V\gamma_V,$$

где V — объем погашаемых балансовых запасов полезного ископаемого в учетной единице, м³;

γ_V — объемный вес полезного ископаемого в массиве, т/м³.

Величина V определяется методом параллельных (вертикальных или горизонтальных) сечений по формуле

$$V = \sum V_i,$$

где V_i — элементарный объем (заключенный между двумя смежными сечениями), определяемый по формуле

$$V_i = \frac{S_i + S_{i+1}}{2} l_i,$$

где S_i, S_{i+1} — площади смежных сечений, м²;

l — расстояние между смежными сечениями, м.

Величины S_i и l_i определяются на основе маркшейдерской графической документации, составляемой в масштабе 1 : 200—1 : 1000 в зависимости от размера разрабатываемых рудных залежей.

Для определения величины S_i используется палетка или планиметр.

Величина l_i определяется с помощью масштабной линейки на плане (разрезе) с точностью 0,2 мм, что соответствует 0,04—0,2 м в натуре.

Для надежного определения величины V ($m_V \leqslant \pm 3\%$) число используемых при этом сечений S_i должно быть не менее:

4— на рудных залежах относительно простой формы (при коэффициенте вариации до 10—15%);

8 — на рудных залежах сложной формы (при коэффициенте вариации свыше 20%).

Объемный вес руды в массиве γ_V определяется по каждой учетной единице аналитически или методом гидростатического взвешивания по образцам весом 1—2 кг, отбираемым по всем выработкам блока.

Для надежного определения среднего значения показателя по учетной единице ($m_\gamma \leqslant \pm 1\%$) необходимо использовать не менее 50—70 частных значений.

Содержание полезных компонентов в рудном массиве блоков устанавливается на основе опробования разведочных, подготовительных и нарезных выработок, проводимых вкрест простирания рудных тел на основных и промежуточных горизонтах, а также опробования взрывных скважин. Пробы отбираются бороздовым, линейно-точечным, пленочным (на залежах рыхлых руд) или текстурно-штуфным методом. Длина интервала опробования (единичная или частная проба), в зависимости от мощности рудного тела и его вещественного состава, может колебаться в пределах 0,5—10 м. Содержание полезных компонентов может определяться геофизическими и другими новейшими методами опробования.

Для надежного определения среднего значения показателя по учетной единице ($m_c \leqslant \pm 4\%$) число частных его значений (n_c) должно доводиться до 100—250.

Количество добытой руды из учетной единицы на горнодобывающих предприятиях устанавливается поблочно на основе ее взвешивания на специальных весах, либо по числу принятых к учету (в пункте приема) нагруженных рудой вагонеток. В последнем случае количество добытой из блока руды за смену, сутки и нарастающим итогом с начала месяца и с начала отработки блока находится умножением соответствующего числа учтенных вагонеток на средний вес вагонетки (нетто), систематически определяемый по шахте (руднику) в целом. В последнем случае необходимо принимать меры к качественной загрузке и разгрузке вагонеток. Для устранения возможных ошибок при учете количества добытой руды необходимо данные оперативного учета ежемесячно корректировать по данным обогатительных фабрик и других потребителей руды, получаемым на основе ее взвешивания на специальных весах.

При выполнении указанных выше требований определение данного показателя по полностью отработанной единице производится с допустимой погрешностью ($m_д \pm 1\%$).

Содержание полезных компонентов в добытой руде a обычно устанавливается на основе ее опробования горстевым, геофизическим и другими новейшими методами, производимыми в вагонетках на приемной площади. При этом опробование должно производиться посменно или посуточно (в блоках с запасами руды более 500 тыс. т).

Сменные пробы составляются из отдельных порций, отбираемых от каждой вагонетки состава и надежно представляющих характеризуемую ими руду как по гранулометрическому, так и по вещественному составу. Вес сменной пробы по блоку должен быть не менее 20—30 кг. Материал сменных (суточных) проб накапливается в течение смены (суток) в специальных ящиках, число которых соответствует числу действующих блоков.

Среднее содержание полезных компонентов в добытой руде на сутки и нарастающим итогом с начала месяца определяется способом средневзвешенного.

При выполнении указанных выше требований относительная погрешность в определении данного показателя по отработанному полностью блоку не превысит $\pm 2\%$, что вполне достаточно для надежного определения размеров потерь и разубоживания руды.

Для установления степени соответствия размеров учтенных потерь и разубоживания полезных ископаемых их действительным значениям производится оценка точности конечных результатов учета названных показателей.

На величину погрешности любого показателя обычно оказывают влияние два рода ошибок: технические и аналогии. Однако, как показали исследования ВНИМИ, в данном случае технические ошибки весьма малы, обычно они в 5—20 раз меньше ошибок аналогии и поэтому с ними можно не считаться, а за ошибки определения размеров любого показателя принимать соответствующие ошибки аналогии.

За меру ошибки аналогии изменяющегося в пространстве показателя обычно принимают среднеквадратическую величину его изменчивости σ в точках (местах)

наблюдения (сечениях, пробах, образцах и т. п.), определяемую по формуле

$$\sigma = \pm \sqrt{\frac{\sum \delta_i^2}{n-1}},$$

где δ_i — отклонения частных значений показателей от среднеарифметического его значения;

n — число частных значений показателя.

Однако при этом следует иметь в виду, что при проведении всех необходимых выработок в эксплуатационном блоке, используемых для построения сечений, опробования рудного массива, в большинстве случаев полностью вскрываются плавные (закономерные) изменения указанных показателей.

Поскольку подсчет средних значений показателей выполняется по способу среднего арифметического, вскрытые закономерные изменения показателей почти полностью механически учитываются способом подсчета, а ошибки среднеарифметических значений показателя обусловлены наличием их случайной изменчивости. Поэтому, естественно, для оценки точности средних показателей недопустимо пользоваться величиной σ, так как получаемые при этом значения ошибок показателей могут оказаться существенно завышенными.

Таким образом, за меру ошибки аналогии показателей оруденения следует принимать среднеквадратическую величину случайной изменчивости, для определения которой можно использовать метод последовательных разностей. Сущность его состоит в следующем. При независимых значениях показателя Y, для выявления случайной погрешности его определения можно использовать ряд значений $\sigma_l\ (Y)$:

$$\sigma_1(Y) = \pm \sqrt{\frac{\sum (\Delta^{\mathrm{I}})^2}{2n}};$$

$$\sigma_2(Y) = \pm \sqrt{\frac{\sum (\Delta^{\mathrm{II}})^2}{6n}};$$

$$\sigma_n(Y) = \pm \sqrt{\frac{\sum (\Delta^k)^2}{C_{2k}^k n}},$$

где $\sigma_1(Y)$, $\sigma_2(Y)$, $\sigma_k(Y)$ — среднеквадратическая ошибка определения показателя;

$\sum (\Delta^{\mathrm{I}})^2$, $\sum (\Delta^{\mathrm{II}})^2$, $\sum (\Delta^k)^2$ — сумма квадратов последовательных разностей между основными значениями показателя;

n — число последовательных разностей.

$$C_{2k}^k = \frac{(2k)!}{(k!)^2}.$$

Значения $\sigma_l\ (Y)$ должны быть равными между собой при случайном характере изменения показателя. При наличии закономерной изменчивости показателя они до некоторого определенного порядка разностей образуют убывающий ряд. Из сравнения значений $\sigma_l\ (Y)$ можно установить порядок разностей, при котором значения $\sigma_l\ (Y)$ уже не обнаруживают тенденции к убыванию. Последовательные разности установленного порядка и нужно составить, чтобы добиться соблюдения условия случайности.

Для определения ошибки аналогии любого показателя оруденения обычно оказывается достаточным ограничиваться первыми или вторыми разностями.

Для надежного определения ошибки аналогии показателя необходимо использовать данные не менее чем по 10—16 блокам.

Оценка точности определения размеров потерь и разубоживания полезных ископаемых производится особенно в тех случаях, если допускаются отклонения

от изложенных в «Методических указаниях» методов определения средних значений исходных величин.

Погрешности определения размеров потерь и разубоживания полезных ископаемых при косвенном методе вычисляются по следующим формулам:

$$m_{П} = \pm \frac{100 - П}{100} \sqrt{m_V^2 + m_\gamma^2 + m_д^2 + m_c^2 + m_a^2};$$

$$m_P = \pm \frac{100 - P}{100} \sqrt{m_c^2 + m_a^2},$$

где $П$ и P — размеры потерь и разубоживания полезных ископаемых, %; m_V, m_γ, $m_д$ — относительные ошибки определения величин V, γ, ∂, %.

Относительная погрешность определения объема погашенных балансовых запасов руды в учетной единице вычисляется по формуле

$$m_V = \pm \frac{0{,}7 t \sigma_S}{S_0 \sqrt{n-1}} 100,$$

где t — коэффициент вероятности (при вероятности 90% $t = 1{,}7$);

S_0 — среднее значение площади сечений, используемых для определения величины, м²;

n — число сечений в учетной единице (число частных значений показателя использованных для определения среднего его значения);

σ_S — среднеквадратическое отклонение площади сечений от среднего его значения (среднеквадратическое отклонение частных значений показателя от среднего его значения) вычисляется по формуле (15) по первым или чаще вторым разностям.

Относительная погрешность определения объемного веса руды в массиве (m_γ) вычисляется по формуле

$$m_\gamma = \pm \frac{t \sigma_\gamma}{\gamma_р \sqrt{n}} 100\%,$$

$\gamma_р$ — среднее значение объемного веса руды в массиве.

Относительная погрешность определения количества добытой руды вычисляется по формуле

$$m_Д = \pm \frac{t \sigma_Д}{Д \sqrt{\frac{Д}{\Delta Д}}} 100\%,$$

где $Д$ — количество рудной массы, добытой из учетной единицы за весь период ее отработки;

$\Delta Д$ — количество рудной массы в вагонетке стандартной емкости, т;

$\sigma_Д$ — среднеквадратическая ошибка определения количества рудной массы в вагонетке.

При наличии на руднике весового хозяйства можно считать, что количество добытой руды устанавливается практически безошибочно.

Относительная погрешность в определении среднего содержания полезных компонентов в рудном массиве вычисляется по формуле

$$m_c = \pm \frac{t \sigma_c}{c_0 \sqrt{n}} 100\%,$$

c_0 — среднее значение содержания полезного компонента в массиве.

Аналогично вычисляется и относительная погрешность в определении среднего содержания полезных компонентов в добытой руде по формуле

$$m_a = \pm \frac{t\sigma_a}{a_0 \sqrt{n}} 100\%,$$

a_0 — среднее значение содержания полезного компонента в добытой руде.

УТВЕРЖДЕНО
Госгортехнадзором СССР
28 марта 1972 г.

ТИПОВЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ПОТЕРЬ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Использование природных ресурсов становится все более важной сферой общественного производства, в которой в нашей стране заняты миллионы трудящихся. Темпы технического прогресса и развитие производительных сил страны в значительной мере зависят от того, насколько правильно и эффективно мы осваиваем и будем осваивать природные, в том числе и минеральные, ресурсы.

В условиях социалистической собственности на природные ресурсы и планового ведения народного хозяйства имеются широкие возможности для экономической оптимизации природопользования, для приведения в действие с этой целью экономических стимулов в интересах всего общества.

За последние два десятилетия высокий уровень потерь полезных ископаемых в процессе их добычи и первичной переработки (обогащения) не снижается, или снижается недостаточно, несмотря на общий технический прогресс в горной промышленности и все более широкое применение открытого способа разработки месторождений.

Одной из главных причин допускаемых высоких потерь является отсутствие методики оценки экономических последствий, вызываемых потерями, для горного предприятия и народного хозяйства.

Применяемая в практике оценка последствий потерь по изменению себестоимости добытого полезного ископаемого не отражает в полной мере, а часто существенно искажает истинные размеры экономического ущерба от потерь, который складывается из двух частей. Одна из них отражается на себестоимости и прибыли горного предприятия; вторая же, обычно более значительная по величине часть, на экономических показателях горного предприятия не отражается, оказывая влияние только на экономику народного хозяйства. Поэтому с точки зрения интересов горного предприятия высокие потери нередко представляются экономически оправданными, между тем как на самом деле для народного хозяйства они приносят значительный экономический ущерб.

Этим объясняются главным образом высокие потери, которые допускают на горных предприятиях при добыче ценных полезных

ископаемых. Этим же вызваны и явления прямо противоположного характера, когда к горным предприятиям предъявляются требования по снижению потерь полезных ископаемых невысокой ценности вопреки экономическим интересам и горного предприятия, и народного хозяйства.

Современное состояние горной и экономической науки в нашей стране позволяет создать необходимую для практических целей методику оценки экономических последствий, вызываемых потерей полезных ископаемых при добыче и первичной переработке.

Следует подчеркнуть, что к экономической оценке последствий потерь приходится прибегать не только с целью выявления и устранения неоправданных потерь при добыче. Оценка последствий потерь не менее нужна для правильного решения многих задач, связанных с повышением эффективности использования недр, улучшением экономических результатов работы горных предприятий и в целом отраслей промышленности по добыче и переработке полезных ископаемых. Особенно часто приходится обращаться к ней для обоснования кондиций и цен на полезные ископаемые; для установления оптимальных нормативов потерь и разубоживания при добыче; для экономического стимулирования за улучшение показателей полноты и качества извлечения полезных ископаемых из недр; при выборе оптимальных способов, систем и технологии разработки месторождений.

Указанные задачи возникают в проектных, научно-исследовательских организациях и государственных органах или непосредственно на производстве применительно к горному предприятию в целом или его части.

Методика должна отвечать всем указанным задачам и быть вполне доступной для использования непосредственно на производстве: на рудниках, шахтах, карьерах, приисках.

Важным условием является возможность получения необходимых для оценки экономических последствий потерь расчетных технико-экономических показателей по данным существующей на горных предприятиях отчетности или по данным, принятым в проекте.

Излагаемые «Типовые методические указания по оценке экономических последствий потерь полезных ископаемых при разработке месторождений» составлены с учетом изложенного выше.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. В настоящих «Типовых методических указаниях» изложены основные положения расчета экономических последствий, вызываемых изменением степени полноты извлечения из недр полезных ископаемых при их добыче и первичной переработке (далее для краткости именуемых экономическими последствиями потерь полезных ископаемых) на работающих и проектируемых горных предприятиях с целью повышения эффективности использования недр и улучшения экономических результатов деятельности предприятий и отраслей промышленности по добыче и переработке полезных ископаемых.

Примечание. Учитываются экономические последствия от количественных и качественных потерь полезного ископаемого.

I.2. Типовые методические указания предназначены для оценки экономических последствий потерь всех видов полезных ископаемых. Они содержат положения, общие для всех отраслей горнодобывающей промышленности, и являются основой для составления соответствующих отраслевых инструкций применительно к условиям и особенностям каждой отрасли.

Примечание. Приводимые ниже Методические указания конкретизированы применительно к условиям разработки месторождений твердых полезных ископаемых.

I.3. Типовые методические указания разработаны с учетом требований экономической реформы, действующих принципов планирования и материального стимулирования и предназначены для министерств, ведомств, предприятий, научных учреждений и организаций, осуществляющих проектирование горных, горнообогатительных и горнометаллургических предприятий и эксплуатацию месторождений полезных ископаемых.

I.4. Установленные на основе настоящих методических указаний экономические последствия потерь должны служить средством выявления и устранения экономически неоправданных потерь при добыче и обязательно учитываться при: обосновании кондиций на полезные ископаемые; оценке деятельности горных предприятий в целом и входящих в их состав частей (шахт, эксплуатационных участков и т. п.), установлении технико-экономических нормативов потерь при добыче и переработке полезных ископаемых; обосновании мероприятий по экономическому стимулированию за улучшение показателей полноты и качества извлечения запасов из недр; выборе способов, систем и технологии разработки месторождений полезных ископаемых.

I.5. Типовые методические указания составлены с учетом возможности их использования как в условиях проектных и научно-исследовательских организаций, так и непосредственно на горных предприятиях, рудниках, шахтах, карьерах и приисках, где необходимость в экономической оценке последствий потерь возникает повседневно.

I.6. В зависимости от продолжительности своего воздействия на экономику народного хозяйства последствия потерь определяются без учета или с учетом фактора времени в соответствии с разделами II и III настоящих методических указаний.

I.7. В зависимости от полноты охвата экономических последствий потерь они подразделяются на народнохозяйственные (отраслевые и межотраслевые) и хозрасчетные экономические последствия.

I.8. Под народнохозяйственными (отраслевыми и межотраслевыми) экономическими последствиями потерь полезных ископаемых понимается изменение затрат на получение заданного объема конеч-

ной продукции в масштабе отрасли или группы взаимосвязанных отраслей, возникающее в результате изменения величины потерь на данном горном предприятии.

Под группой взаимосвязанных отраслей понимается совокупность отраслей, производящих взаимозаменяемую продукцию (например, топливодобывающие), или отраслей, образующих единую технологическую цепь (добыча и первичная переработка данного вида полезных ископаемых). Круг взаимосвязанных отраслей для определения народнохозяйственных последствий потерь по каждому виду полезных ископаемых определяется в отраслевых инструкциях.

В народнохозяйственных экономических последствиях потерь полезных ископаемых отражается полнота и качество использования недр. Количественным выражением народнохозяйственных последствий потерь полезных ископаемых является изменение величины дифференциальной горной ренты или совокупного чистого дохода в целом по отрасли или группе взаимосвязанных отраслей в расчете на единицу погашаемых балансовых запасов данного месторождения (участка, блока). Если при повышении степени извлечения полезных ископаемых из недр дифференциальная рента в расчете на единицу запасов возрастает, то повышение степени извлечения (уменьшение потерь) целесообразно с народнохозяйственных позиций и наоборот.

1.9. Народнохозяйственные экономические последствия потерь следует определять по изменению совокупного чистого дохода на всех стадиях добычи и переработки полезных ископаемых. При подсчете совокупного чистого дохода следует пользоваться утвержденными оптовыми ценами на конечную продукцию горных, горнодобывающих и горнометаллургических предприятий.

После установления показателей замыкающих затрат на продукцию добывающих отраслей промышленности определение народнохозяйственных экономических последствий потерь целесообразно будет производить исходя из этих показателей (приложение 2).

1.10. Хозрасчетные последствия потерь полезных ископаемых выражаются изменением величины прибыли на данном горном предприятии в расчете на единицу погашаемых балансовых запасов. Определяются они для тех предприятий, на продукцию которых установлены оптовые цены.

Если при повышении степени извлечения полезных ископаемых из недр прибыль в расчете на единицу запасов возрастает, то повышение степени извлечения (уменьшение потерь) для данного предприятия является хозрасчетно выгодным, и наоборот.

1.11. Народнохозяйственные и хозрасчетные последствия потерь полезных ископаемых количественно, как правило, не совпадают, поэтому возникает необходимость параллельного их расчета.

Примечание. Несовпадение народнохозяйственных и хозрасчетных последствий потерь объясняется тем, что часть совокупного чистого дохода, образуемая величиной дифференциальной ренты, поступает непосредственно в бюджет, являясь формой реализации общенародной собственности на недра.

Кроме того, при действующей системе цен и расчетов горных предприятий с бюджетом часть дифференциальной ренты реализуется не в добывающих, а в перерабатывающих отраслях промышленности в форме свободного остатка прибыли, фиксированных платежей и налога с оборота на продукцию этих отраслей.

I.12. Определяющим для принятия решений при оценке экономических последствий потерь является расчет народнохозяйственных последствий потерь полезных ископаемых.

Если хозрасчетные последствия в условиях действующей системы цен оказываются для предприятия невыгодными (например, выгодное с народнохозяйственных позиций уменьшение потерь приводит к ухудшению хозрасчетных показателей работы данного предприятия), то разрабатываются предложения по соответствующему изменению хозрасчетных условий работы предприятия, изменению порядка материального стимулирования работников предприятия, введению платы за погашаемые балансовые запасы, изменению действующих оптовых цен и т. д. Порядок и методы согласования хозрасчетных показателей работы горных предприятий с народнохозяйственными последствиями потерь конкретизируются в отраслевых инструкциях.

II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ПОТЕРЬ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ БЕЗ УЧЕТА ФАКТОРА ВРЕМЕНИ

II.1. Оценка экономических последствий потерь без учета фактора времени допускается в оперативных планово-производственных расчетах на действующих горных предприятиях, если сроки отработки запасов в сравниваемых вариантах одинаковы или не превышают двух-трех лет.

II.2. Определение экономических последствий потерь полезных ископаемых состоит в сопоставлении размеров ущерба $У_п$, вызванного потерей части запасов и получаемого при допущенных потерях возмещения $В$ на добытую часть запасов.

Указанный принцип оценки основан на том, что допущенные потери полезного ископаемого в конечном итоге не всегда и не обязательно приводят к экономическому ущербу для предприятия и народного хозяйства, так как они обычно возмещаются частично или полностью: снижением затрат на добычу полезного ископаемого; снижением разубоживания и зависящих от него расходов на транспортирование и переработку; уменьшением потерь в процессе переработки и др.

Допущенные потери экономически оправданы, если вызванный потерями ущерб меньше полученного возмещения ($У_п < В$). Обратное положение означает наличие экономического ущерба от потерь ($У_п > В$).

II.3. Ущерб от потерь выражается произведением количества недоизвлеченного полезного ископаемого на ценность его 1 т

$$У_п = Б\left(К_н - К_{н_{II}}\right) ц_{п_1}, \text{ руб.}, \qquad (1)$$

где $К_{н_I}$ и $К_{н_{II}}$ — коэффициенты извлечения запасов из недр для сравниваемых вариантов с разным уровнем потерь;

$Б$ — величина погашаемых балансовых запасов.

Методы определения коэффициентов $К_{н_I}$ и $К_{н_{II}}$ изложены в приложении 1.

Примечание. Во всех приводимых далее обозначениях и формулах индекс I присваивается варианту с максимальным значением коэффициента $К_н$.

II.4. Величина получаемого возмещения на добытую часть запасов определяется как произведение количества извлеченного полезного ископаемого при варианте с повышенным уровнем потерь на величину получаемого возмещения на 1 т ($в_п$)

$$В = БК_{н_{II}} в_п, \text{ руб.} \tag{2}$$

II.5. Экономические последствия потерь полезных ископаемых могут определяться в расчете на теряемую часть запасов $Э_п$ и в расчете на погашенные балансовые запасы $Пр$, которые являются критерием экономической эффективности использования недр, поскольку они показывают изменение величины получаемой дифференциальной ренты или прибыли при изменении величины допущенных потерь.

II.6. Экономические последствия потерь в расчете на все потерянное количество полезного ископаемого определяются из выражения

$$Э_п = Б\left(К_{н_I} - К_{н_{II}}\right) ц_{п_1} - БК_{н_{II}} в_п, \text{ руб.} \tag{3}$$

II.7. Экономические последствия потерь 1 т запасов определяются разностью между понесенным ущербом от потери 1 т запасов и получаемым возмещением в расчете на 1 т потерянных запасов:

$$э_п = ц_{п_1} - в_п \frac{К_{н_{II}}}{К_{н_I} - К_{н_{II}}}, \text{ руб.} \tag{4}$$

II.8. Экономические последствия потерь в расчете на 1 т погашаемых балансовых запасов определяются по формуле

$$\Delta пр = э_п \left(К_{н_I} - К_{н_{II}}\right) = ц_{п_1} \left(К_{н_I} - К_{н_{II}}\right) - в_п К_{н_{II}}, \text{ руб.} \tag{5}$$

II.9. Величина $ц_{п_1}$ определяется по-разному при исчислении народнохозяйственных и хозрасчетных последствий потерь полезных ископаемых.

II.10. При установлении народнохозяйственных последствий потерь полезных ископаемых ценность 1 т недоизвлеченных запасов $ц_{п_1}$ при наличии утвержденных для данной отрасли замыкающих затрат Z определяется по формуле

$$ц_{п_1} = Ц_б - С_{б_1}, \text{ руб.,} \tag{6,а}$$

где $С_{б_1}$ — суммарные приведенные затраты на разведку, добычу, транспортирование и переработку 1 т полезного ископаемого с балансовым содержанием.

Валовая ценность 1 т балансовых запасов ($Ц_б$) определяется в данном случае по величине замыкающих затрат на единицу конечной продукции.

Для однокомпонентных полезных ископаемых

$$Ц_б = 0{,}1cZ, \text{ руб.} \qquad (7а)$$

Для многокомпонентных полезных ископаемых

$$Ц_б = 0{,}01c_1Z_1 + 0{,}01c_2Z_2 + \ldots + 0{,}01c_nZ_n, \text{ руб.} \qquad (7б)$$

Для месторождений угля, стройматериалов и других нерудных месторождений

$$Ц_б = Z, \text{ руб.} \qquad (7в)$$

Рекомендуемый порядок разработки и утверждения показателей замыкающих затрат приведен в приложении 2.

При отсутствии для данной отрасли замыкающих затрат показатель $ц_{п_1}$ определяется по разности между извлекаемой из балансовых запасов ценностью конечной продукции, подсчитанной по оптовым ценам и суммой затрат на разведку, добычу и переработку полезного ископаемого с балансовым содержанием

$$ц_{п_1} = Ц_б И_1 - С_{б_1}, \text{ руб.,} \qquad (6б)$$

где $И_1$ — сквозной коэффициент извлечения полезного ископаемого (компонента) на всех стадиях его переработки.

Валовая ценность 1 т балансовых запасов $Ц_б$ определяется по прейскуранту оптовых цен на конечную продукцию $Ц_0$.

Для рудных месторождений цена 1 т готового металла

$$Ц_б = 0{,}01cЦ_0, \text{ руб.} \qquad (8а)$$

или

$$Ц_б = 0{,}01c_1Ц_{0_1} + 0{,}01c_2Ц_{0_2} + \ldots + 0{,}01c_nЦ_{0_n}, \text{ руб.} \qquad (8б)$$

Для нерудных и угольных месторождений принимается цена 1 т полезного ископаемого

$$Ц_б = Ц_0, \text{ руб.} \qquad (8в)$$

II.11. Затраты, понесенные на разведку 1 т балансовых запасов, можно выражать долей от их оптовой цены или оптовой цены полезных компонентов, которые содержатся в 1 т балансовых запасов:

$$З_р = Ц_б p, \text{ руб.,} \qquad (9)$$

где p — доля затрат на геологоразведочные работы в оптовой цене.

Для горнорудных предприятий величина p исчисляется по отношению к оптовой цене 1 т металла. По статистическим данным ее рекомендуется принимать для железных руд в пределах 0,02—0,05; для руд медно-никелевых и других полиметаллических руд цветных и благородных металлов 0,05—0,1; для вольфрамово-молиб-

деновых 0,08—0,12; для оловянных, ртутных, сурьмяных и редкометальных 0,1—0,15.

Для угольных месторождений величина p исчисляется по отношению к оптовой цене 1 т добытого угля; ее рекомендуется принимать: для коксующихся углей 0,02—0,03; для энергетических, каменных и бурых углей 0,01—0,02. Для пьезокварца, мусковита, флогопита, плавикового шпата величина p равна 0,15—0,25; для фосфоритов и аппатитов — 0,05—0,08; для калийных солей и серы — 0,02—0,04; для строительных материалов 0,01—0,03.

Нижние цифры в приведенных пределах значений p для всех полезных ископаемых соответствуют месторождениям с неблагоприятными горно-геологическими условиями и труднообогатимым, требующим повышенных затрат на переработку полезных ископаемых. Значения p в верхнем пределе — для противоположных условий.

Методы определения затрат на геологоразведочные работы подлежат уточнению в отраслевых инструкциях.

II.12. При установлении хозрасчетных последствий потерь полезных ископаемых ценность 1 т потерянных запасов $u_{\text{п}}$, по варианту с наименьшими потерями определяется по формуле (6*б*). Валовая ценность 1 т балансовых запасов $Ц_{б}$ принимается по прейскуранту оптовых цен на продукцию данного горного или горнообогатительного предприятия.

II.13. Величина возмещения на 1 т добытого полезного ископаемого $в_{\text{п}}$ при определении народнохозяйственных и хозрасчетных последствий потерь исчисляется как сумма:

1) возмещения $в_{\text{д}}$ в форме снижения себестоимости добычи в расчете на 1 т полезного ископаемого с балансовым содержанием:

$$в_{\text{д}} = C_{\text{д}_{\text{I}}} \frac{1}{K_{\text{к}_{\text{I}}}} - C_{\text{д}_{\text{II}}} \frac{1}{K_{\text{к}_{\text{II}}}}, \text{ руб.;} \qquad (10)$$

2) возмещения $в_{\text{тр}}$ в форме снижения затрат на транспортирование в расчете на 1 т полезного ископаемого с балансовым содержанием:

$$в_{\text{тр}} = C_{\text{тр}_{\text{I}}} \frac{1}{K_{\text{к}_{\text{I}}}} - C_{\text{тр}_{\text{II}}} \frac{1}{K_{\text{к}_{\text{II}}}}, \text{ руб.;} \qquad (11)$$

3) возмещения $в_{\text{пер}}$ в форме снижения себестоимости переработки (обогащения, металлургического передела) в расчете на 1 т полезного ископаемого с балансовым содержанием:

$$в_{\text{пер}} = C_{\text{пер}_{\text{I}}} \frac{1}{K_{\text{к}_{\text{I}}}} - C_{\text{пер}_{\text{II}}} \frac{1}{K_{\text{к}_{\text{II}}}}, \text{ руб.;} \qquad (12)$$

4) возмещения $в_{\text{и}}$ в форме уменьшения ущерба от потерь полезных компонентов при переработке (обогащении, металлургическом переделе) в расчете на 1 т полезного ископаемого с балансовым содержанием:

$$в_{\text{и}} = Ц_{б}(И_{\text{II}} - И_{\text{I}}), \text{ руб.,} \qquad (13)$$

где $K_{\text{к}}$ — коэффициент изменения качества полезного ископаемого.

Методы определения коэффициента $K_к$ изложены в приложении 1.

В расчетах по экономической оценке потерь виды возмещения подсчитываются до той стадии, для которой определены замыкающие затраты или оптовые цены на конечную продукцию.

II.14. В некоторых случаях потери полезных ископаемых происходят без экономического возмещения, т. е. не совпровождаются снижением себестоимости добычи, улучшения качества полезного ископаемого, сокращением затрат на транспортирование и переработку. Такие потери происходят в практике обычно из-за неправильного ведения работ, нарушения установленной технологии и др.

Размер экономического ущерба от потерь 1 т запасов без возмещения на любой стадии процесса добычи и переработки может быть выражен разностью между извлекаемой ценностью 1 т балансовых запасов и затратами, которые на потерянное полезное ископаемое еще не понесены:

$$э_п = Ц_б И - С_н, \text{ руб.} \qquad (14)$$

II.15. Подсчет экономических последствий потерь полезных ископаемых по формулам (3—5) производится для оценки потерь в повседневной практике горных предприятий при отработке выемочных участков, группы блоков или отдельных блоков, когда сравниваемые величины потерь не вызывают существенных изменений размера капиталовложений по горному предприятию и предприятиям, перерабатывающим полезные ископаемые.

Если варианты с разным уровнем потерь в целом для месторождения или горного предприятия значительно отличаются размером потребных капиталовложений, для подсчета экономических последствий потерь следует пользоваться следующей формулой:

$$\Delta пр_к = ц_{п_1}(К_{н_I} - К_{н_{II}}) - в_п К_{н\ 1} + E_н (К_{у_{II}} - К_у), \text{ руб.}, \qquad (15а)$$

где $К_{у_I}$ и $К_{у_{II}}$ — удельные капиталовложения суммарно по горнодобывающим и перерабатывающим предприятиям при расчете народнохозяйственных последствий или удельная величина производственных фондов по данному горному предприятию (при расчете хозрасчетных последствий) на 1 т годовой добычи балансовых запасов по вариантам I и II;

$E_н$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (при расчете народнохозяйственных последствий) или норматив платы за производственные фонды (при расчете хозрасчетных последствий).

Заменяя в формуле (15а) два первых слагаемых согласно формуле (5) через $\Delta пр$, получим:

$$\Delta пр_к = \Delta пр + E_н (К_{у_{II}} - К_{у_I}), \text{ руб.} \qquad (15б)$$

III. УЧЕТ ФАКТОРА ВРЕМЕНИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ПОТЕРЬ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

III.1. В разделе II были приведены методические указания по определению экономических последствий потерь полезных ископаемых без учета фактора времени. Необходимость учета фактора времени при оценке экономических последствий потерь возникает в следующих случаях:

1) при длительном (свыше трех лет) периоде отработки балансовых запасов месторождений или его участка в рассматриваемых вариантах разработки;

2) при неодинаковой продолжительности периодов отработки (погашения) балансовых запасов в рассматриваемых вариантах разработки месторождения или его участка.

III.2. Если погашение балансовых запасов при рассматриваемых вариантах извлечения запасов происходит в течение T лет ($T > 3$), причем T одинаково для всех вариантов, а показатели, используемые при расчете экономических последствий по формулам (5, 15), могут считаться постоянными для периода погашения запасов, то экономические последствия потерь в расчете на 1 т погашаемых балансовых запасов с учетом фактора времени могут быть вычислены по формуле

$$\Delta\overline{np} = \Delta np M_T, \tag{16}$$

где Δnp — экономические последствия, вычисленные по формулам (5) или (15);

M_T — коэффициент учета фактора времени при данном сроке отработки запасов T, исчисляемый по формуле:

$$M_T = \frac{(1+E_{\text{н. п}})^T - 1}{TE_{\text{н. п}}(1+E_{\text{н. п}})^T}, \tag{17}$$

где $E_{\text{н. п}}$ — норматив для приведения разновременных затрат ($E_{\text{н. п}} = 0{,}08$).

Значения коэффициента M_T для различных сроков погашения запасов (разработки месторождения или его участка) приведены в приложении 3.

Полученные по формуле (16) значения экономических последствий представляют их суммарное значение за период погашения запасов с учетом фактора времени.

III.3. Если за период погашения запасов показатели, используемые для расчета экономических последствий, существенно меняются (например, величина $K_{\text{н}}$, C_6, Z, $Ц_0$ и т. д.), то для учета экономических последствий с учетом фактора времени необходимо погодовое исчисление экономических последствий и их последующее суммирование за весь срок погашения запасов с учетом фактора времени в соответствии с рекомендациями «Типовой методики определения экономической эффективности капитальных вложений».

III.4. При наличии вариантов разработки балансовых запасов с разной продолжительностью (T_{I} — число лет отработки запасов по варианту с меньшими потерями, T_{II} — число лет отработки запасов по варианту с большими потерями) экономические последствия с учетом фактора времени в расчете на 1 т погашенных балансовых запасов определяются по формуле

$$\Delta\overline{np} = np_{\text{I}} M_{T_{\text{I}}} - np_{\text{II}} M_{T_{\text{II}}}, \text{ руб.} \qquad (18)$$

где $M_{T_{\text{I}}}$ и $M_{T_{\text{II}}}$ — коэффициенты учета фактора времени при сроках отработки запасов T_{I} и T_{II} (формула 17, приложение 3);

np_{I} и np_{II} — рента, чистый доход или прибыль при сроках отработки запасов T_{I} и T_{II}.

Величина np по сравниваемым вариантам устанавливается по формуле

$$np = (Ц_б И - C_б) K_{\text{н}}, \text{ руб.}, \qquad (19)$$

где входящие в нее показатели определяются с учетом уровня экономической оценки потерь (принятых критериев оценки) и подсчитываются согласно рекомендациям пунктов II.6, II.7, II.8 и приложения 1.

III.5. Изменение величины дифференциальной горной ренты является количественной характеристикой изменения затрат на получение заданного объема конечной продукции. Поэтому прирост (уменьшение) ренты (чистого дохода) с учетом фактора времени в варианте с длительным сроком отработки запасов является одновременно показателем прироста (снижения) затрат с учетом фактора времени, возникающего при принятии варианта с ускоренным сроком отработки запасов.

Отсюда следует, что учитывать прирост затрат на получение заданного объема продукции при варианте с ускоренным сроком отработки запасов (капиталовложения в строительство новых горных предприятий и др.) наряду с применением ренты (чистого дохода) при определении экономических последствий не следует, так как это означало бы повторный счет экономических последствий.

III.6. В инструкциях по экономической оценке последствий потерь для отдельных отраслей горнодобывающей промышленности должны быть предусмотрены детализированные рекомендации по учету фактора времени на основе имеющихся апробированных методических решений для отражения специфики отраслей.

IV. ПОРЯДОК РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ПОТЕРЬ

IV.1. Оценке народнохозяйственных или хозрасчетных экономических последствий потерь по сравниваемым вариантам предшествует получение необходимых исходных данных, перечень которых приведен в табл. 1. Обязательным условием является выравнивание вариантов по величине погашаемых балансовых запасов.

Таблица 1

Исходные показатели для расчета экономических последствий потерь полезных ископаемых

Исходные показатели	Единицы измерения	Условные обозначения	Источники или формулы для получения исходных показателей
Балансовые запасы . . .	т	$Б$	По данным подсчета запасов
Содержание полезного компонента в балансовых запасах	% (усл. %)	c	То же
Добыто полезного ископаемого	т	$Д$	По данным учета или по проекту
Содержание полезного компонента в добытом полезном ископаемом . .	% (усл. %)	a	То же
Коэффициент изменения качества	доли ед.	$K_к$	$K_к=\frac{a}{c}$; $K_к=\frac{Ц_т}{Ц_б}$; $K_к=\frac{1-A_т^c}{1-A_б^c}$; $K_к=\frac{a_у}{c_у}$;
Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	то же	$K_н$	$K_н=\frac{Да}{Бc}$; $K_н=\frac{ДЦ_т}{БЦ_б}$; $K_н=\frac{Д(1-A_т^c)}{Б(1-A_б^c)}$
Валовая ценность 1 т балансовых запасов месторождения	руб.	$Ц_б$	$Ц_б=0{,}01cЦ_0$; $Ц_б=0{,}01c_уЦ_0$; $Ц_б=Z$; $Ц_б=Z:K_к$ $Ц_б=0{,}01cZ$; $Ц_б=0{,}01c_1Z_1+$ $+0{,}01c_2Z_2+\ldots+0{,}01c_nZ_n$.

Продолжение табл. 1

Исходные показатели	Единицы измерения	Условные обозначения	Источники или формулы для получения исходных показателей
Коэффициент извлечения в процессе переработки полезного ископаемого (на обогатительной фабрике и металлургическом заводе)	доли ед.	$И_{0,м}$	По фактическим или проектным данным
Себестоимость 1 т добытого полезного ископаемого .	руб.	$С_д$	То же
Себестоимость транспортирования 1 т добытого полезного ископаемого .	»	$С_{тр}$	»
Себестоимость переработки 1 т добытого полезного ископаемого	»	$С_{пер}$	»
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т добытого полезного ископаемого	»	$С$	»
Затраты на разведку 1 т балансовых запасов . .	»	$З_р$	$З_р = Ц_б p$, где p — доля затрат на геологоразведочные работы в оптовой цене
Удельные капиталовложения (суммарные) на горнодобывающих и перерабатывающих предприятиях	руб.	$К_у$	По фактическим или проектным данным

Таблица 2

Расчет экономических последствий потерь полезных ископаемых

Показатели расчета	Единицы измерения	Условные обозначения	Формулы для определения расчетных показателей
Недоизвлечено запасов полезного ископаемого . .	т	$Б_п$	$Б_п = Б\left(K_{н_I} - K_{н_{II}}\right)$
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т балансовой руды	руб.	$C_б$	$C_б = C\frac{1}{K_к}$
Ценность 1 т потерянных балансовых запасов . .	»	$ц_{п_1}$	$ц_{п_1} = Ц_б И_1 - C_{б_1}$
Возмещение за потери на снижении себестоимости добычи 1 т балансовой руды	»	$в_д$	$в_д = C_{д_I}\frac{1}{K_{к_I}} - C_{д_{II}}\frac{1}{K_{к_{II}}}$
Возмещение за потери на снижении себестоимости транспортирования 1 т балансовой руды	»	$в_{тр}$	$в_{тр} = C_{тр_I}\frac{1}{K_{к_I}} - C_{тр_{II}}\frac{1}{K_{к_{II}}}$
Возмещение за потери на снижении себестоимости переработки 1 т балансовой руды	»	$в_{пер}$	$в_{пер} = C_{пер_I} \times \frac{1}{K_{к_I}} - C_{пер_{II}}\frac{1}{K_{к_{II}}}$
Возмещение за потери на снижении потерь полезных компонентов при переработке	»	$в_и$	$в_и = Ц_б\left(И_{II} - И_I\right)$
Суммарное возмещение за потери	»	$в_п$	$в_п = в_д + в_{тр} + в_{пер} + в_и$

Продолжение табл. 2

Показатели расчета	Единицы измерения	Условные обозначения	Формулы для определения расчетных показателей
Суммарное возмещение в расчете на 1 т потерянных запасов	руб.	—	$в_{п} = \frac{K_{н_{II}}}{K_{н_I} - K_{н_{II}}}$
Экономические последствия от потерь в расчете на 1 т потерянных запасов . .	»	$э_{п}$	$э_{п} = ц_{п_I} - в_{п} \frac{K_{н_{II}}}{K_{н_I} - K_{н_{II}}}$
Экономические последствия от потерь в расчете на 1 т балансовых запасов	»	$\Delta пр$	$\Delta пр = э_{п}(K_{н_I} - K_{н_{II}}) =$ $= ц_{п_I}(K_{н_I} - K_{н_{II}}) - в_{п} K_{н_{II}}$
Экономические последствия на все потерянное количество запасов (на все балансовые запасы) . .	»	$Э_{п}(\Delta Пр)$	$Э_{п}(\Delta Пр) = э_{п} Б \times$ $\times (K_{н_I} - K_{н_{II}}) = \Delta пр Б$
Разница в удельных капиталовложениях суммарно по горнодобывающим и перерабатывающим предприятиям	»	—	$E_{н}(K_{у_{II}} - K_{у_I})$
Экономические последствия потерь с учетом разницы в капиталовложениях .	»	$\Delta пр_{к}$	$\Delta пр_{к} = ц_{п_I}(K_{н_I} - K_{н_{II}}) -$ $- в_{п} K_{н_{II}} + E_{н} \times$ $\times (K_{у_{II}} - K_{у_I}) =$ $= \Delta пр + E_{н}(K_{у_{II}} - K_{у_I})$

IV.2. При оценке хозрасчетных экономических последствий потерь исходные данные для расчетов по горному предприятию обычно известны как фактические или проектные (расчетные) данные.

IV.3. Для проведения расчетов по оценке народнохозяйственных экономических последствий потерь необходимо располагать дополнительными данными и зависимостями между потерями и последствиями потерь, возникающими на данном предприятии, и изменением технико-экономических показателей на последующих стадиях переработки минерального сырья. Эти данные и зависимости должны содержаться в отраслевых инструкциях.

IV.4. Для удобства расчеты по оценке экономических последствий потерь ведутся согласно табл. 2. За основной (с индексом I) принимается вариант с максимальным значением коэффициента $K_н$, и по отношению к нему подсчитывается количество недоизвлеченного полезного ископаемого во всех остальных вариантах: $Б\,(K_{н_I} - K_{н_{II}})$ — для варианта II; $Б\,(K_{н_I} - K_{н_{III}})$ — для варианта III и т. д.

IV.5. Учитывая уровень решаемой задачи (оцениваются народнохозяйственные или хозрасчетные экономические последствия потерь) и положений раздела II (пункт 10) настоящих Методических указаний, по исходным данным основного варианта подсчитывается показатель $ц_п$.

IV.6. Расчет показателей возмещения при оценке народнохозяйственных экономических последствий потерь ведется по всем стадиям технологического процесса: добычи, транспортирования, обогащения и металлургического передела. При оценке хозрасчетных экономических последствий показатели возмещения учитываются по стадиям добычи и транспортирования руды, в более редких случаях — обогащения. В рассматриваемых вариантах (II, III и т. д.) подсчет сначала ведется по учитываемым составляющим возмещения, затем определяется суммарное возмещение — на добытое полезное ископаемое $в_{п_{II}} K_{н_{II}}$ — для варианта II; $в_{п_{III}} K_{п_{III}}$ — для варианта III и т. д. и исчисленное на дополнительно потерянное полезное ископаемое: $в_{п_{II}} \frac{K_{н_{II}}}{K_{н_I} - K_{н_{II}}}$ для варианта II; $в_{п_{III}} \frac{K_{н_{III}}}{K_{н_I} - K_{н_{III}}}$ — для варианта III и т. д.

IV.7. По рассчитанным значениям показателей, характеризующих ущерб от потерь и величину возмещения за допущенные потери, устанавливаются искомые показатели экономических последствий потерь по рассматриваемым вариантам. На 1 т потерянного полезного ископаемого они равны:

$$э_{п_{II}} = ц_{п_1} - в_{п_{II}} \frac{K_{н_{II}}}{K_{н_I} - K_{н_{II}}} \text{ — для варианта II;}$$

$$э_{п_{III}} = ц_{п_1} - в_{п_{III}} \frac{K_{н_{III}}}{K_{н_I} - K_{н_{III}}} \text{ — для варианта III и т. д.}$$

При расчете на 1 т балансовых запасов экономические последствия составят:

$$\Delta пр_{II} = э_{п_{II}} (К_{н_I} - К_{н_{II}}) = ц_{п_1} (К_{н_I} - К_{н_{II}}) - в_{п_{II}} К_{н_{II}} \text{ — для варианта II;}$$

$$\Delta пр_{III} = э_{п_{III}} (К_{н_I} - К_{н_{III}}) = ц_{п_1} (К_{н_I} - К_{н_{III}}) -$$

$$- в_{п_{III}} К_{н_{III}} \text{ — для варианта III и т. д.}$$

IV.8. Если при оценке экономических последствий потерь необходим учет капиталовложений, существенно отличающихся для сравниваемых вариантов, итоговая оценка вариантов производится по формуле (15 *б*).

IV.9. Фактор времени учитывается в соответствии с рекомендациями раздела III.

Приложение 1

Исходные показатели для расчетов

1. Степень полноты извлечения из недр твердых полезных ископаемых характеризуется коэффициентом извлечения запасов полезного ископаемого из недр $К_н$, равным отношению извлеченного из недр количества полезного компонента в добытом ископаемом *Да* к количеству полезного компонента, заключенного в погашенных балансовых запасах *Бс*

$$К_н = \frac{Да}{Бс}, \qquad (1)$$

где *Д* — количество добытого (товарного) полезного ископаемого из месторождения или рассматриваемой его части (горизонта, панели, блока), т;

Б — количество погашенных балансовых запасов месторождения или его части, т;

а, *с* — содержание полезного компонента соответственно в добытом полезном ископаемом, в погашенных балансовых запасах, %, весовые или условные единицы.

2. Изменение природного качества полезного ископаемого в процессе добычи характеризуется коэффициентом изменения качества $К_к$, равным отношению содержания полезного компонента в добытом полезном ископаемом *а* и в погашенных балансовых запасах *с*:

$$К_к = \frac{а}{с}. \qquad (2,а)$$

Этот коэффициент можно подсчитать и через отношение оптовых цен 1 т товарного (добытого) полезного ископаемого и 1 т балансовых запасов

$$К_к = \frac{Ц_т}{Ц_б} \qquad (2,б)$$

В связи с особенностями полезных ископаемых в разных отраслях горнодобывающей промышленности коэффициент изменения качества может быть выражен через другие исходные показатели.

А. В многокомпонентных полезных ископаемых содержания всех компонентов в балансовых запасах и в добытом ископаемом могут быть переведены

в условные содержания ($c_у$, $a_у$) основного компонента, пользуясь формулами:

$$c_у = c_1 + c_2 \frac{Ц_{о_2}}{Ц_{о_1}} + c_3 \frac{Ц_{о_3}}{Ц_{о_1}} + \ldots + c_n \frac{Ц_{о_n}}{Ц_{о_1}}; \quad (3)$$

$$a_у = a_1 + a_2 \frac{Ц_{о_2}}{Ц_{о_1}} + a_3 \frac{Ц_{о_3}}{Ц_{о_1}} + \ldots + a_n \frac{Ц_{о_n}}{Ц_{о_1}}, \quad (4)$$

где $c_1, c_2, c_3, \ldots, c_n$ — содержания 1-го (основного), 2-го, 3-го ... полезных компонентов в погашенных балансовых запасах;

$a_1, a_2, a_3, \ldots, a_n$ — то же в добытом полезном ископаемом;

$Ц_{о1}, Ц_{о2}, Ц_{о3}, \ldots, Ц_{оn}$ — оптовые цены 1-го (основного), 2-го, 3-го ... полезных компонентов.

Коэффициент изменения качества

$$K_к = \frac{a_у}{c_у}. \quad (5)$$

Б. Для угольных, сланцевых и торфяных месторождений коэффициент $K_к$ может быть подсчитан по формуле (2, *б*) или из выражения

$$K_к = \frac{1 - A_т^с}{1 - A_б^с}, \quad (6)$$

где $A_т^с$ и $A_б^с$ — зольность добытого горючего полезного ископаемого и балансовых запасов в долях единицы по весу (в обозначениях, принятых в угольной промышленности).

В. Для полезных ископаемых (слюда, полевой шпат), при определении цены которых особое значение имеет сортность, характеризующая физико-механические свойства, гранулометрический состав и другие признаки,

$$K_к = \frac{Ц_т}{Ц_к}, \quad (7)$$

где $Ц_к$ — оптовая цена 1 т полезного ископаемого с установленной наиболее высокой кондицией качества по прейскуранту.

3. С учетом определения коэффициента $K_к$ по формулам (2—7) коэффициент извлечения запасов из недр может быть установлен также по формулам:

$$K_н = \frac{ДЦ_т}{БЦ_б}; \quad (8)$$

$$K_к = \frac{Д(1 - A_т^с)}{Б(1 - A_б^с)}; \quad (9)$$

$$K_н = \frac{ДЦ_т}{БЦ_к}. \quad (10)$$

4. Валовая ценность 1 т полезного ископаемого в добытом виде $Ц_т$ и в балансовых запасах $Ц_б$ при отсутствии утвержденных для данной отрасли показателей замыкающих затрат (приложение 2) определяется по прейскурантным оптовым ценам на конечную продукцию горнодобывающего предприятия: 1 т полезного ископаемого (уголь, большинство нерудных полезных ископаемых), 1 т металла (или полезного минерала) в концентрате (полезные ископаемые горной химии, горнообогатительные комбинаты цветной металлургии), 1 т извлекаемого металла (большинство рудных месторождений).

Для многокомпонентных полезных ископаемых валовая ценность подсчитывается как сумма всех компонентов:

$$Ц_б = 0{,}01c_1Ц_{о_1} + 0{,}01c_2Ц_{о_2} + \ldots + 0{,}01c_nЦ_{о_n}; \quad (11)$$

$$Ц_т = 0{,}01a_1Ц_{о_1} + 0{,}01a_2Ц_{о_2} + \ldots + 0{,}01a_nЦ_{о_n}. \quad (12)$$

Если все компоненты переведены на условное содержание основного компонента, то валовая ценность определяется по условному содержанию полезного компонента и его оптовой цене по формулам:

$$Ц_б = 0{,}01c_уЦ_о; \quad (13)$$

$$Ц_т = 0{,}01a_уЦ_о, \quad (14)$$

где $c_у$ и $a_у$ — условное содержание полезного компонента соответственно в балансовых запасах и в добытом полезном ископаемом, %;

$Ц_{о_1}$ — оптовая цена 1 т полезного компонента.

При наличии утвержденных для данной отрасли замыкающих затрат Z валовая ценность 1 т балансовых запасов определяется на единицу конечной продукции.

Для однокомпонентных полезных ископаемых

$$Ц_б = 0{,}01cZ. \quad (15)$$

Для многокомпонентных полезных ископаемых

$$Ц_б = 0{,}01c_1Z_1 + 0{,}01c_2Z_2 + \ldots + 0{,}01c_nZ_n. \quad (16)$$

Для месторождений угля, стройматериалов и других нерудных месторождений

$$Ц_б = Z; \quad (17)$$

$$Ц_б = Z : K_к. \quad (18)$$

5. В определении экономических последствий потерь полезных ископаемых участвуют показатели затрат на добычу $C_д$, транспортирование $C_{тр}$ и переработку $C_{пер}$ (обогащение, металлургический передел) полезного ископаемого, которые на предприятиях обычно исчисляются на 1 т добытого (товарного) полезного ископаемого. По предлагаемой методике все стоимостные показатели пересчитываются на 1 т полезного ископаемого с балансовым содержанием. Для пересчета следует пользоваться зависимостями:

$$C_б = C\frac{c}{a}; \quad (19)$$

$$C_б = C\frac{1}{K_к}, \quad (20)$$

где $C_б$ — стоимостный показатель (себестоимость, приведенные затраты), исчисляемый на 1 т полезного ископаемого с балансовым содержанием c;

C — стоимостной показатель, исчисленный на 1 т добытого полезного ископаемого с содержанием a.

6. Капитальные вложения на 1 т годовой добычи балансовых запасов $K_у$ в расчетах принимаются суммарно по горным и перерабатывающим предприятиям. Обычно они известны на единицу конечной продукции. На 1 т годовой добычи капитальные вложения пересчитываются в соответствии с рекомендациями отраслевых инструкций, учитывающих специфику отрасли.

7. Точность определения исходных показателей по различным видам полезных ископаемых и степень их влияния на результаты экономических расчетов приводятся в отраслевых инструкциях.

Приложение 2

Рекомендации по методам расчета замыкающих затрат на продукцию добывающих отраслей

1. Замыкающими затратами называется величина предельно допустимых с точки зрения народного хозяйства затрат на увеличение наличия данной продукции в рассматриваемом районе на определенном отрезке времени.

Замыкающие затраты учитывают совокупность народнохозяйственных последствий, возникающих при малом приросте (или уменьшении) ресурсов данной продукции и являются в конечном счете количественной характеристикой народнохозяйственных последствий малого изменения наличия данного ресурса.

2. Наиболее совершенным из практически доступных в ближайшей перспективе методов определения замыкающих затрат на продукцию добывающих отраслей является метод расчета оптимальных оценок продукции в процессе оптимизации крупных территориально-производственных комплексов, охватывающих одновременно отраслевой и региональный аспекты развития группы добывающих отраслей, взаимосвязанных друг с другом по условиям производства и (или) потребления продукции.

При разработке экономико-математических моделей оптимизации территориально-производственных комплексов следует руководствоваться «Основными положениями оптимального планирования развития и размещения производства» [1].

3. Впредь до завершения исследований и расчетов замыкающих затрат по всему комплексу добывающих отраслей промышленности с применением экономико-математических методов оптимизации для целей экономической оценки потерь полезных ископаемых рекомендуетея пользоваться следующими значениями замыкающих затрат и методами их определения:

в качестве замыкающих затрат на продукцию топливно-добывающих отраслей промышленности следует использовать показатели, рассчитанные ведущими экономическими организациями СССР и рекомендованные к использованию Научным Советом АН СССР по комплексным проблемам энергетики;

замыкающие затраты на железную руду следует определять, исходя из проектируемого уровня приведенных затрат на прирост добычи железной руды (с учетом затрат на разведку) на замыкающих предприятиях по основным железорудным бассейнам страны плюс затраты на транспортировку руды с этих предприятий до пункта, для которого рассчитываются замыкающие затраты; в роли замыкающих должны выступать мощные и технически передовые горные предприятия, запроектированные для работы (или работающие) в наименее благоприятных горно-геологических условиях по сравнению с другими крупными предприятиями данного бассейна;

по отдельным видам руд цветных металлов, оптовые цены на которые установлены с учетом их дефицитности, в качестве показателей замыкающих затрат следует использовать действующие оптовые цены цветных металлов за вычетом приведенных затрат на металлургический передел и топливно-сырьевой (без стоимости руды) составляющей;

по рудам цветных металлов, оптовые цены которых построены всецело исходя из среднеотраслевой себестоимости производства металла без учета его дефицитности и экономической эффективности, пользоваться действующими оптовыми ценами для расчета замыкающих затрат на эти виды руд не следует, и замыкающие затраты должны определяться так же, как и замыкающие затраты на железную руду.

Аналогично определяются замыкающие затраты на продукцию горной химии и промышленности нерудных полезных ископаемых; при этом для высокотранспортабельных видов минерального сырья замыкающие предприятия целесообразно определять не для каждого отдельно взятого бассейна (района) добычи, а для крупных экономических районов.

[1] Москва — Новосибирск, «Наука», 1968.

При определении уровня замыкающих затрат следует принимать во внимание мировые цены на соответствующие виды минерального сырья, в особенности те, которые являются предметом внешнеторговых операций.

Замыкающие затраты на продукцию добывающих отраслей должны возможно точнее отражать качество соответствующих видов топлива и минерального сырья. Впредь до разработки специальных методов учета качества добываемых полезных ископаемых и продуктов их обогащения (переработки) при определении замыкающих затрат на конкретные виды продукции допускается использование ценностных коэффициентов и шкал приплат и скидок из действующих прейскурантов оптовых цен.

Приложение 3

Значения коэффициента M_T для различных сроков погашения запасов по формуле $M_T = \dfrac{(1+E_{н.\,п})^T - 1}{TE_{н.\,п}(1+E_{н.\,п})^T}$

Число лет погашения запасов T	M_T	Число лет погашения запасов T	M_T
3	0,83	15	0,55
4	0,81	16	0,54
5	0,77	17	0,52
6	0,75	18	0,51
7	0,73	19	0,49
8	0,70	20	0,48
9	0,68	21	0,47
10	0,66	22	0,46
11	0,64	23	0,44
12	0,61	24	0,43
13	0,59	25	0,43
14	0,58		

Приложение 4

Общие замечания

В приложении 4 даны примеры расчета народнохозяйственных экономических последствий потерь полезных ископаемых с использованием оптовых цен на конечную продукцию горнодобывающих предприятий. В примерах принято, что конечной продукцией рудников цветной металлургии являются концентраты обогащения, черной металлургии — передельный чугун, угольных шахт по добыче энергетических углей — отправляемый потребителям товарный уголь.

Рассмотрены наиболее типичные виды потерь и их последствия на различных стадиях технологического процесса, встречающиеся в практике разработки месторождений угля, руды черных и цветных металлов.

Исходные данные для расчетов приняты с определенной степенью условности, поскольку получение точных количественных оценок экономических последствий потерь не является целью этих расчетов, имеющих показательный характер.

Пример 1. Определение экономических последствий потерь при камерно-столбовой системе разработки

При разработке медного месторождения камерно-столбовой системой в рудных целиках теряется до 25—30% балансовых запасов. Применение этой же системы, но с искусственными целиками или с твердеющей закладкой повышает себестоимость добычи, но позволяет резко снизить потери.

Расчеты по экономической оценке потерь проведены при извлечении запасов условного блока (панели) тремя системами: 1) камерно-столбовой системой

Таблица 1

Исходные данные для расчета экономических последствий потерь руды на медном руднике

№ п. п.	Исходные данные	Единицы измерения	Условные обозначения	Значения показателей по вариантам разработки		
				I	II	III
1	Балансовые запасы . .	тыс. шт.	$Б$	600	600	600
2	Содержание меди в балансовых запасах . .	%	c	1,64	1,64	1,64
3	Добыто товарной руды	тыс. шт.	$Д$	600	630	440
4	Содержание меди в добытой руде	%	a	1,59	1,42	1,56
5	Коэффициент изменения качества	доли ед.	$K_к$	0,968	0,872	0,951
6	Коэффициент извлечения меди из недр . .	то же	$K_н$	0,968	0,915	0,696
7	Валовая ценность 1 т балансовых запасов .	руб.	$Ц_б$	14,4	14,4	14,4
8	Коэффициент извлечения меди в концентрат	доли ед.	$И_0$	0,922	0,913	0,922
9	Себестоимость добычи 1 т товарной руды .	руб.	$С_д$	5,27	4,77	3,42
10	Себестоимость транспортирования и переработки 1 т товарной руды	»	$С_{пер}$	1,83	1,83	1,83
11	Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т товарной руды	»	$С$	7,10	6,60	5,25
12	Затраты на разведку 1 т балансовых запасов	»	$З_р$	0,86	0,86	0,86

Таблица 2

Расчет экономических последствий потерь на медном месторождении

№ п. п.	Показатели расчета	Единицы измерения	Условные обозначения	Формулы для определения расчетных показателей	Значения показателей по вариантам разработки		
					I	II	III
1	Недоизвлечено полезного ископаемого	тыс. руб.	$Б_п$	$Б_п = Б\,(K_{н_I} - K_{н_{II,\,III}})$	—	31,8	163,2
2	Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т балансовой руды	руб.	$С_б$	$С_б = С\,\frac{1}{K_к}$	7,33	7,57	5,52
3	Ценность 1 т потерянных запасов		$ц_{п_I}$	$ц_{п_I} = Ц_б И_0 - С_{б_I}$	5,94	—	—
4	Возмещение за потери на снижении себестоимости добычи 1 т балансовой руды	»	$в_д$	$в_д = С_{д_I}\,\frac{1}{K_{к_I}} - С_{д_{II,\,III}}\,\frac{1}{K_{к_{II,\,III}}}$	—	0,026	1,848
5	Возмещение за потери на снижении транспортирования и переработки 1 т балансовой руды	»	$в_{пер}$	$в_{пер} = С_{пер_I}\,\frac{1}{K_{к_I}} - С_{пер_{II,\,III}}\,\frac{1}{K_{к_{II,\,III}}}$	—	—0,208	—0,034
6	Возмещение за счет снижения потерь меди при переработке . . .	»	$в_и$	$в_и = Ц_б\,(И_{II,\,III} - И_I)$	—	—0,13	—
7	Суммарное возмещение за потери		$в_п$	$в_п = в_д + в_{пер} + в_и$	—	—0,364	1,814
8	Суммарное возмещение — в расчете на 1 т потерянных запасов . . .	»	$в_п$	$в_п \frac{K_{н_{II,\,III}}}{K_{н_I} - K_{II,\,III}}$	—	—6,283	4,641
9	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т потерянных запасов	»	$э_п$	$э_п = ц_{п_I} - в_п\,\frac{K_{н_{II,\,III}}}{K_{н_I} - K_{н_{II,\,III}}}$	—	12,23	1,30
10	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т балансовых запасов	»	$\Delta пр$	$\Delta пр = э_п\,(K_{н_I} - K_{н_{II,\,III}})$	—	0,648	0,354
11	Экономические последствия потерь при отработке всех балансовых запасов	тыс. руб.	$\Delta П р$	$\Delta П р = \Delta пр Б$	—	388,8	212,4

с применением твердеющей закладки (вариант I); 2) с обрушением руды и покрывающих пород при торцовом выпуске (вариант II); 3) камерно-столбовой с панельной выемкой и оставлением рудных целиков (вариант III).

Исходные данные и результаты расчетов приведены в табл. 1 и 2. Полученные данные свидетельствуют об экономической целесообразности перехода на камерную систему с применением твердеющей закладки. Наиболее высокое извлечение меди из недр ($K_и = 0{,}968$) при максимальном ее содержании в добытой руде обеспечивают данной системе максимальную экономическую эффективность. Применяемая камерно-столбовая система с оставлением рудных целиков характеризуются значительно меньшей полнотой и качеством извлечения запасов. Ценность теряемых запасов при этой системе настолько велика (5,94 руб.), что она лишь частично возмещается снижением стоимости добычи 1 т балансовой руды (4,64 руб.). В результате и величина прибыли на 1 т балансовых запасов на 0,35 руб. меньше.

Система разработки с обрушением руды и покрывающих пород по экономичности уступает и той и другой системе. Ущерб от потерь полезного ископаемого при данной системе не возмещается, а увеличивается вследствие более высоких затрат на добычу и переработку 1 т балансовой руды, а также ухудшения извлечения меди при обогащении.

Пример 2. Определение экономических последствий потерь при системах разработки с обрушением руды и вмещающих пород

Известно, что для всех систем подземной разработки с выпуском руды под обрушенными породами, на долю которых приходится свыше 50% общей добычи руды черных, цветных и редких металлов, характерна взаимосвязь между потерями и разубоживанием: чем полнее извлекаются запасы из очистных блоков, тем больше они разубоживаются вмещающими породами.

Возмещением за высокие потери невыпущенной руды при этих системах служат в основном снижение зависящих от разубоживания затрат на транспорт и переработку руд и уменьшение потерь полезных компонентов при переработке руды.

Расчет применительно к условиям данного примера приведен для одного блока свинцово-цинкового рудника, отработанного системой этажного обрушения (табл. 1).

Экономические последствия повышенных потерь при отработке запасов блока по второму варианту определяются соотношением между ценностью 1 т потерянных запасов (22,02 руб.) и суммарным возмещением (6,75 руб.) на 1 т потерянных запасов (табл. 2). Результаты показывают, что при принятых исходных данных вариант с повышенными потерями экономически не выгоден: ущерб от потерь значительно превышает возмещение за допущенные потери.

Пример 3. Определение экономических последствий потерь при системах разработки с обрушением и закладкой

Подземная разработка железорудных месторождений Кривбасса ведется в основном системами с обрушением с потерями в среднем 20%. Для снижения потерь наиболее ценных руд в Кривбассе неоднократно выдвигались предложения о замене систем с обрушением системами с закладкой. Однако это привело бы к резкому увеличению затрат на добычу. Для оценки последствий от разной степени потерь в результате такой замены рассмотрим два варианта отработки участка месторождения в Кривбассе системой с закладкой и системой подэтажного обрушения (табл. 1 и 2). В расчетах, доведенных до стадии получения передельного чугуна, использованы данные НИГРИ, Днепропетровского

Таблица 1

Исходные показатели для расчета экономических последствий потерь полезных ископаемых при системе с массовым обрушением руды и вмещающих пород на свинцово-цинковом месторождении

№ п. п.	Исходные показатели	Единицы измерения	Условные обозначения	Источники или формулы для получения исходных показателей	Значения показателей по вариантам извлечения запасов блока	
					I	II
1	Балансовые запасы	т	$Б$	По подсчету запасов	100000	100000
2	Содержание полезного компонента в балансовых запасах	усл. %	c	То же	7,38	7,38
3	Добыто полезного ископаемого	т	$Д$	По данным учета	120200	89000
4	Содержание полезного компонента в добытом полезном ископаемом	усл. %	a	То же	5,37	6,68
5	Коэффициент изменения качества	доли ед.	$K_к$	$K_к = \frac{a}{c}$	0,79	0,91
6	Коэффициент извлечения запасов	то же	$K_н$	$K_н = \frac{Да}{Бc}$	0,96	0,81
7	Валовая ценность 1 т балансовых запасов месторождения	руб.	$Ц_б$	$Ц_б = 0{,}01cЦ_0$	38,4	38,4
8	Коэффициент извлечения в процессе переработки полезного ископаемого (на обогатительной фабрике)	доли ед.	$И_0$	По фактическим данным	0,78	0,80
9	Себестоимость 1 т добытого полезного ископаемого	руб.	$C_д$	То же	5,69	6,38
10	Себестоимость транспортирования и переработки 1 т добытого полезного ископаемого	»	$C_{пер}$	»	2,45	2,45
11	Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т добытого полезного ископаемого	»	C	$C = C_д + C_{тр} + C_{пер}$	8,14	8,83
12	Затраты на разведку 1 т балансовых запасов	»	$З_р$	$З_р = 0{,}06Ц_б$	2,3	2,3

Таблица 2

Расчет экономических последствий потерь полезных ископаемых для системы с массовым обрушением руды и вмещающих пород

№ п. п.	Показатели расчета	Единицы измерения	Условные обозначения	Формулы для определения расчетных показателей	Значения показателей по вариантам извлечения запасов блока	
					I	II
1	Недоизвлечено запасов полезного ископаемого	т	$Б_п$	$Б_п = Б(К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	15000
2	Полная себестоимость добычи, транспортирования и обогащения 1 т балансовой руды	руб.	$С_б$	$С_б = С\frac{c}{a}$	10,23	9,75
3	Ценность 1 т потерянных запасов	»	$ц_п$	$ц_п = Ц_б И_0 - С_б$	19,72	20,97
4	Ценность 1 т потерянных запасов с учетом затрат на разведку . .	»	$ц_{п_I}$	$ц_{п_I} = З_р + (Ц_б И_{0_I} - С_{б_I})$	22,02	
5	Возмещение за потери на снижении полной себестоимости добычи, транспортирования и обогащения	»	$в_{д_{II}} + в_{пер_{II}}$	$в_{д_{II}} + в_{пер_{II}} = С_{б_I} - С_{б_{II}}$	—	0,48
6	Возмещение за потери на снижении потерь полезных компонентов при переработке	»	$в_{и_{II}}$	$в_{и_{II}} = Ц_б(И_{0_{II}} - И_{0_I})$	—	0,77
7	Суммарное возмещение за потери	»	$в_{п_{II}}$	$в_{п_{II}} = в_{д_{II}} + в_{пер_{II}} + в_{и_{II}}$	—	1,25
8	Суммарное возмещение в расчете на 1 т потерянных запасов . . .	»	$в_{п_{II}}$	$в_{п_{II}} \frac{К_{н_{II}}}{К_{н_I} - К_{н_{II}}}$	—	6,75
9	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т потерянных запасов	»	$э_{п_{II}}$	$э_{п_{II}} = ц_{п_I} - в_{п_{II}} \frac{К_{н_{II}}}{К_{н_I} - К_{н_{II}}}$	—	15,27
10	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т балансовых запасов блока	»	$\Delta пр_{II}$	$\Delta пр_{II} = э_{п_{II}}(К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	2,29
11	Экономические последствия на все потерянное количество руды . . .	»	$Э_{п_{II}}$ $(\Delta П р_{II})$	$Э_{п_{II}}(\Delta П р_{II}) = э_{п_{II}} Б(К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	229 000

Таблица 1

Исходные данные для расчета экономических последствий потерь на одном из рудников Кривбасса

№ п. п.	Исходные данные	Единицы измерения	Условные обозначения	Значения данных при системе разработки	
				с закладкой (вариант I)	с обрушением (вариант II)
1	Балансовые запасы . . .	т	$Б$	40 000	40 000
2	Содержание железа в балансовых запасах . . .	%	c	61,85	61,85
3	Добыто товарной руды . .	т	$Д$	39 600	34 400
4	Содержание железа в добытой руде	%	a	60,32	58,90
5	Коэффициент изменения качества в процессе добычи	доли ед.	$К_к$	0,972	0,952
6	Коэффициент извлечения железа из недр в процессе добычи	то же	$К_н$	0,965	0,820
7	Валовая ценность 1 т балансовых запасов . . .	руб.	$Ц_б$	39,68	39,68
8	Коэффициент извлечения железа при металлургическом переделе	доли ед.	$И_м$	0,955	0,955
9	Себестоимость добычи 1 т товарной руды	руб.	$С_д$	5,18	4,19
10	Себестоимость транспортирования 1 т руды до металлургического завода	»	$С_{тр}$	0,9	0,9
11	Себестоимость металлургического передела 1 т товарной руды	»	$С_{пер}$	23,5	24,1
12	Затраты на разведку 1 т балансовых запасов . .	»	$З_р$	1,2	1
13	Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т товарной руды	»	$С$	29,58	29,19
14	Капитальные затраты на добычу и металлургический передел, отнесенные на 1 т годовой добычи балансовых запасов	»	$К_у$	51,4	53

металлургического института и УКРгипромеза. Затраты на металлургический передел 1 т товарной руды определялись из выражения

$$C_{\text{пер}} = (C_{\text{ч}} - \alpha_{\text{р}}\alpha_{\text{а}}C_{\text{д}})\frac{1}{\alpha_{\text{р}}\alpha_{\text{а}}}, \text{ руб.},$$

где $C_{\text{ч}}$ — себестоимость 1 т чугуна, руб. ($C_{\text{ч}_{\text{I}}} = 46{,}92$ руб., $C_{\text{ч}_{\text{II}}} = 47{,}26$ руб.);

$\alpha_{\text{р}}$ — расход руды на 1 т агломерата, т ($\alpha_{\text{р}_{\text{I}}} = 0{,}847$ т, $\alpha_{\text{р}_{\text{II}}} = 0{,}835$ т);

$\alpha_{\text{а}}$ — расход агломерата на 1 т чугуна, т ($\alpha_{\text{а}_{\text{I}}} = 1{,}926$ т, $\alpha_{\text{а}_{\text{II}}} = 2$ т).

По данным ДМИ, при выплавке чугуна из руд подземной добычи суммарные капиталовложения на 1 т годового производства чугуна (до пересмотра оптовых цен в 1967 г.) составляли 84,5 руб. при содержании железа в руде 58,9% и 81,4 руб. при содержании железа 60,32%. В расчете на 1 т добытой руды удельные капиталовложения равны: 81,4 : 1,632 = 49,8 руб., по варианту I, где 1,632 — расход руды с содержанием железа 60,32% на 1 т чугуна и 84,5 : 1,672 = = 50,5 руб. по варианту II, где 1,672 — расход руды на 1 т чугуна при содержании железа 58,9%. С учетом капиталозатрат на строительство закладочного комплекса удельные капиталовложения на 1 т товарной руды по варианту I составят 50 руб.

В пересчете на 1 т годовой добычи руды с балансовым содержанием удельные капиталовложения составят: по I варианту $K_{\text{у}_{\text{I}}} = 50 : K_{\text{к}_{\text{I}}} = 50 : 0{,}972 =$ $= 51{,}4$ руб.; по II варианту $K_{\text{у}_{\text{II}}} = 50{,}5 : K_{\text{к}_{\text{II}}} = 50{,}5 : 0{,}952 = 53$ руб.

Оценка экономических последствий потерь показывает (см. табл. 2), что применение системы с обрушением по сравнению с системой с закладкой по критерию прибыли невыгодно ввиду значительной ценности теряемых запасов и более высоких затрат на транспортирование и металлургический передел руды, превосходящих снижение себестоимости добычи. Так как к тому же и удельные капиталовложения на 1 т годовой добычи с балансовым содержанием при системе с обрушением оказались выше, чем при выемке запасов системой с закладкой, то с учетом разницы в капиталовложениях экономический ущерб от повышенных потерь при разработке с обрушением оказывается еще больше, что свидетельствует о целесообразности перехода на систему с закладкой выработанного пространства.

Пример 4. Определение экономических последствий потерь при открытой разработке месторождений

При открытом способе разработки месторождений полнота извлечения запасов связана с количеством извлекаемых вместе с ними вмещающих пород. С увеличением количества примешиваемых пород обычно возрастает коэффициент извлечения запасов и снижается себестоимость добычи, но ухудшается качество добытого полезного ископаемого. В случае правильных плоских контактов рудного тела полноту извлечения полезного ископаемого можно связать с высотой треугольника этих пустых пород. Увеличение его высоты обеспечит повышение коэффициента извлечения при ухудшении качества руды.

Расчет выполнен применительно к условиям одного из карьеров Алтая. Сравнивается разница в потерях для трех вариантов разработки выемочного участка длиной 100 м при мощности рудного тела 26 м и высоте уступа 7,5 м. Варианты отличаются тем, что в первом из них высота треугольника пустых пород равна 7,5 м, во втором — 6 м и в третьем — 4,5 м (табл. 1, стр. 116).

Результаты экономической оценки последствий потерь показывают (табл. 2, стр. 117), что при II варианте по сравнению с I вариантом ценность теряемой руды возмещается снижением себестоимости добычи и переработки. В результате при уменьшении высоты треугольника пустых пород с 7,5 до 6 м сумма прибыли возрастает на 3660 руб., т. е. на 0,06 руб. на 1 т балансовых запасов.

При III варианте ценность теряемой руды не перекрывается снижением себестоимости добычи и переработки руды. При отработке запасов участка по этому варианту был бы нанесен убыток в размере более 13 000 руб.

Таблица 2

Расчет экономических последствий потерь на одном из рудников Кривбасса

№ п. п.	Показатели расчета	Единицы измерения	Условные обозначения	Формулы для определения расчетных показателей	Значения показателей при системе разработки: с закладкой (вариант I)	Значения показателей при системе разработки: с обрушением (вариант II)
1	Недоизвлечено запасов полезного ископаемого	т	$Б_п$	$Б_п = Б\,(К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	5800
2	Полная себестоимость добычи, транспорта и переработки 1 т балансовой руды	руб.	$С_б$	$С_б = С\,\frac{c}{a}$	30,33	30,65
3	Ценность 1 т потерянных запасов . .	»	$ц_п$	$ц_п = Ц_б И_м - С_б$	8,56	8,24
4	Ценность 1 т потерянных запасов с учетом затрат на разведку	»	$ц_{п_I}$	$ц_{п_I} = З_р + (Ц_б И_{м_I} - С_{б_I})$	9,76	
5	Возмещение за потери на снижении полной себестоимости добычи, транспортирования и переработки 1 т балансовой руды	»	$в_{п_{II}}$	$в_{п_{II}} = С_{б_I} - С_{б_{II}}$	—	—0,32
6	В том числе за счет снижения:					
	себестоимости добычи	руб.	$в_{д_{II}}$	$в_{д_{II}} = С_{д_I}\frac{c}{a_I} - С_{д_{II}}\frac{c}{a_{II}}$	—	0,91
7	затрат на транспортирование . . .	»	$в_{тр_{II}}$	$в_{тр_{II}} = С_{тр_I}\frac{c}{a_I} - С_{тр_{II}}\frac{c}{a_{II}}$	—	—0,02
8	себестоимости металлургического передела	»	$в_{пер_{II}}$	$в_{пер_{II}} = С_{пер_I}\frac{c}{a_I} - С_{пер_{II}}\frac{c}{a_{II}}$	—	—1,21
9	Возмещение за потери на снижении полной себестоимости добычи, транспортирования и переработки в расчете на 1 т потерянных запасов	»	$в_{п_{II}}$	$в_{п_{II}}\frac{К_{н_{II}}}{К_{н_I} - К_{н_{II}}}$	—	—1,81
10	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т потерянных запасов	»	$э_{п_{II}}$	$э_{п_{II}} = ц_{п_I} - в_{п_{II}}\frac{К_{н_{II}}}{К_{н_I} - К_{н_{II}}}$	—	11,57
11	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т балансовых запасов	»	Δnp_{II}	$\Delta np_{II} = э_{п_{II}}(К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	1,677
12	Разница удельных капиталовложений	»		$E_н\,(К_{у_{II}} - К_{у_I})$	—	—0,732
13	Экономические последствия на 1 т балансовых запасов с учетом разницы капитальных вложений	»	$\Delta np_к$	$\Delta np_к = \Delta np_{II} + E_н\,(К_{у_{II}} - К_{у_I})$	—	0,938

Таблица 1

Исходные данные для расчета экономических последствий потерь при открытой разработке полиметаллического месторождения

№ п. п.	Исходные данные	Единицы измерения	Условные обозначения	Значения данных при высоте треугольника пустых пород, м		
				7,5 (вариант I)	6 (вариант II)	4,5 (вариант III)
1	Балансовые запасы выемочного участка (блока)	т	$Б$	61 000	61 000	61 000
2	Содержание свинца в балансовых запасах	усл. %	$с$	12,50	12,50	12,50
3	Добыто рудной массы	т	$Д$	65 300	64 200	62 800
4	Содержание свинца в добытой рудной массе	усл. %	$а$	11,57	11,88	12,14
5	Коэффициент изменения качества добытой руды	доли ед.	$К_к$	0,925	0,95	0,971
6	Коэффициент извлечения свинца в процессе добычи	то же	$К_н$	1	0,996	0,986
7	Валовая ценность 1 т балансовых запасов участка	руб.	$Ц_б$	59,53	59,53	59,53
8	Коэффициент извлечения металла в концентрат	доли ед.	$И_о$	0,854	0,854	0,854
9	Себестоимость добычи 1 т рудной массы . .	руб.	$С_д$	7,19	7,27	7,37
10	Себестоимость транспортирования и переработки 1 т рудной массы	»	$С_{пер}$	4	4	4
11	Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т рудной массы	»	$С$	11,19	11,27	11,37
12	Затраты на разведку 1 т балансовых запасов	»	$З_р$	3,5	3,5	3,5

Таблица 2

Расчет экономических последствий при открытой разработке полиметаллического месторождения

№ п. п.	Показатели расчета	Единицы измерения	Условные обозначения	Формулы для определения расчетных показателей	Значения показателей при высоте треугольника пустых пород, м		
					7,5 (вариант I)	6 (вариант II)	4,5 (вариант III)
1	Недоизвлечено запасов полезного ископаемого	т	$Б_{п_{II,\ III}}$	$Б_{п_{II,\ III}} = Б(К_{н_I} - К_{н_{II-III}})$	—	244	854
2	Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т балансовой руды	руб.	$С_{б_{I,\ III}}$	$С_{б_{I,\ III}} = С_{I-III}\frac{c}{a_{I,\ III}}$	12,09	11,86	11,70
3	Ценность 1 т потерянных запасов	»	$ц_{п_{I,\ III}}$	$ц_{п_{I,\ III}} = Ц_б И_о - С_{б_{I,\ III}}$	38,75	38,98	39,14
4	Ценность 1 т потерянных запасов с учетом затрат на разведку . .	»	$ц_{п_I}$	$ц_{п_I} = З_р + (Ц_б И_{о_I} - С_{б_I})$	42,35		
5	Возмещение за потери на снижении себестоимости добычи, транспортирования и переработки 1 т балансовой руды	»	$в_{п_{II,\ III}}$	$в_{п_{II,\ III}} = С_{б_I} - С_{б_{II,\ III}}$	—	0,23	0,39
6	Возмещение за потери на снижении себестоимости добычи, транспортирования и переработки в расчете на 1 т потерянных запасов	»	$в_{п_{II,\ III}}$	$в_{п_{II,\ III}} \frac{К_{н_{II,\ III}}}{К_{н_I} - К_{н_{II,\ III}}}$	—	57,25	26,76
7	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т потерянных запасов	»	$э_{п_{II,\ III}}$	$э_{п_{II,\ III}} = ц_{п_I} - в_{п_{II,\ III}} \times \times \frac{К_{н_{II,\ III}}}{К_{н_I} - К_{н_{II,\ III}}}$	—	—15	15,5
8	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т балансовых запасов	»	$\Delta пр_{II,\ III}$	$\Delta пр_{II,\ III} = э_{п_{II,\ III}} \times \times (К_{н_I} - К_{н_{II,\ III}})$	—	—0,06	0,21
9	Экономические последствия на все потерянное количество запасов	»	$Э_{п_{II,\ III}}$ $(\Delta П р_{II,\ III})$	$Э_{п_{II,\ III}}(\Delta П р_{II,\ III}) = = э_{п_{II,\ III}} Б (К_{н_I} - К_{н_{II,\ III}})$	—	3660	13230

Пример 5. Определение экономических последствий потерь угля применительно к условиям угольной шахты с пологим падением пласта

При выемке пласта мощностью 8 м возможно применение нескольких вариантов систем и технологии разработки, отличающихся технико-экономическими показателями и уровнем полноты извлечения угля из недр. Рассмотрим два возможных варианта. При I варианте выемка угля в пласте ведется двумя слоями: верхний отрабатывается комбайном с индивидуальной крепью, а нижний слой повышенной мощности (5 м) извлекается сдвоенными комплексами ОМКТ. При II варианте уголь добывается системой длинных столбов с разделением пласта на два слоя и оставлением межслоевой пачки мощностью 1 м. В слоевых лавах работают комбайны «Украина» и К-58 в сочетании с индивидуальной крепью (табл. 1).

Ущерб от повышенных потерь при II варианте (3,53 руб.) целиком возмещается снижением себестоимости добычи (5,03 руб.), что свидетельствует о целесообразности оставления межслоевой пачки и увеличения потерь угля на 11% при II варианте (табл. 2).

Пример 6. Определение экономических последствий потерь угля применительно к условиям шахты с крутым падением пластов

Метод расчета экономических последствий потерь угля в данном примере использован для оценки систем разработки мощных крутопадающих угольных пластов. Здесь может применяться шесть вариантов сочетаний различных систем разработки при выемке девяти сближенных угольных пластов.

Номер варианта	Состав пластосистем разработки в нисходящем порядке	Примечание
1	ДСО—ДСО—ДСЗ—НСЗ—НСЗКП—ПНСЗ—НСЗКП—СО—СО	ПНСЗ — поперечно-наклонные слои с закладкой; НСЗКП — наклонные слои с закладкой короткими полосами по простиранию; НСЗ — наклонные слои с закладкой — подэтажными лавами; ДСО — длинные слои с обрушением; ЩО — щитовая система с обрушением; СО — сплошная система; КГП — комбинированная система с гибким перекрытием; ЩГП — управляемое гибкое перекрытие с наложенными щитами; КАМ — камерная система с анкерованием кровли
2	ДСО—ДСО—ДСО—ЩО—НСКПЗ—ЩО—НСКПЗ—СО—СО	
3	ДСО—ДСО—ДСО—ЩО—НСКПЗ—ЩО—КГП—СО—СО	
4	ДСО—ЩО—ЩО—КГП—ЩО—ЩГП—СО; один пласт не извлекается	
5	ДСО—ЩО—ЩО—КАМ—ЩГП—ЩО—КАМ—СО; один пласт не извлекается	
6	ЩО—ЩО—КАМ—ЩГП—ЩО—КАМ; три пласта не извлекаются	

В комплексе систем по варианту I все пласты разрабатываются со значительным объемом закладки выработанного пространства. В комплексе систем разработки по варианту VI не извлекаются тонкие пласты. Комплексы систем при вариантах II—V отражают постепенный переход от полной закладки к полному обрушению.

Таблица 1

Исходные данные для расчета экономических последствий потерь угля на угольной шахте с пологим падением пласта

№ п. п.	Исходные данные	Единицы измерения	Условные обозначения	Значения данных по вариантам разработки	
				I	II
1	Балансовые запасы участка	т	B	600 000	600 000
2	Содержание полезного компонента в балансовых запасах	усл. %	c	79	79
3	Добыто товарного угля	т	$Д$	598 700	530 100
4	Содержание полезного компонента в товарном угле	усл. %	a	76	76
5	Коэффициент изменения качества	доли ед.	$K_к$	0,96	0,96
6	Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	То же	$K_н$	0,96	0,85
7	Валовая ценность 1 т балансовых запасов	руб.	$Ц_б$	12	12
8	Себестоимость добычи 1 т товарного угля по шахте	»	$C_д$	8,23	7,6
9	Затраты на разведку 1 т балансовых запасов	»	$З_р$	0,1	0,1

Таблица 2

Расчет экономических последствий потерь угля на угольной шахте с пологим падением пласта

№ п. п.	Показатели расчета	Единицы измерения	Условные обозначения	Формулы для определения расчетных показателей	Значения показателей по вариантам разработки	
					I	II
1	Недоизвлечено запасов угля . . .	т	$Б_{п_{II}}$	$Б_{п_{II}} = Б\,(К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	66 000
2	Полная себестоимость добычи 1 т балансовых запасов угля	руб.	$С_б$	$С_б = С\,\frac{1}{К_к}$	8,57	7,92
3	Ценность 1 т потерянных запасов	»	$ц_п$	$ц_п = Ц_б - С_б$	3,43	4,08
4	Ценность 1 т потерянных запасов с учетом затрат на разведку . .	»	$ц_{п_I}$	$ц_{п_I} = З_р + (Ц_б - С_{б_I})$	3,53	—
5	Возмещение за потери на снижении себестоимости добычи 1 т балансовых запасов угля	»	$в_{д_{II}}$	$в_{д_{II}} = С_{б_I} - С_{б_{II}}$	—	0,65
6	Возмещение за потери на снижении себестоимости добычи в расчете на 1 т потерянных запасов угля	»	$в_{д_{II}}$	$в_{д_{II}} \frac{К_{н_{II}}}{К_{н_I} - К_{н_{II}}}$	—	5,02
7	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т потерянных запасов угля	»	$э_{п_{II}}$	$э_{п_{II}} = ц_{п_I} - в_{д_{II}} \frac{К_{н_{II}}}{К_{н_I} - К_{н_{II}}}$	—	—1,49
8	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т балансовых запасов	»	Δnp_{II}	$\Delta np_{II} = э_{п_{II}} (К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	—0,16
9	Экономические последствия на все потерянное количество запасов	»	$Э_{п_{II}}(\Delta Пр)$	$Э_{п_{II}}(\Delta Пр) = э_{п_{II}} Б\,(К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	100 000

По принятым исходным данным (табл. 1) получены результаты (табл. 2, стр. 122), которые свидетельствуют, что оптимальным с учетом экономических последствий от потерь является вариант IV, в котором ценность потерянных запасов в наибольшей мере возмещается снижением затрат на добычу угля. Экономическая эффективность остальных вариантов распределялась в зависимости от соотношения между величиной ущерба от потерь и величиной возмещения за допущенные потери.

Таблица 1

Исходные данные для расчета экономических последствий потерь угля в условиях угольной шахты с крутым падением пластов

№ п. п.	Исходные данные	Единицы измерения	Условные обозначения	Значения данных по вариантам технологии (систем) разработки					
				I	II	III	IV	V	VI
1	Балансовые запасы участка	тыс. т.	$Б$	5000	5000	5000	5000	5000	5000
2	Содержание полезного компонента в балансовых запасах	усл. %	$с$	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
3	Добыто товарного угля	тыс. т.	$Д$	4350	4151	3847	3435	3171	2897
4	Содержание полезного компонента в товарном угле	усл. %	$а$	0,82	0,81	0,81	0,80	0,75	0,75
5	Коэффициент изменения качества	доли ед.	$К_к$	1,0	0,99	0,99	0,98	0,92	0,92
6	Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	то же	$К_н$	0,87	0,82	0,76	0,68	0,58	0,53
7	Валовая ценность 1 т балансовых запасов	руб.	$Ц_б$	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12	7,12
8	Себестоимость добычи 1 т товарного угля	»	$С_д$	6,51	6,31	5,87	5,31	5,18	5,08
9	Затраты на разведку 1 т балансовых запасов . . .	»	$З_р$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Пример 7. Определение экономических последствий потерь при решении задачи об извлечении или оставлении в недрах отдельных участков (рудных тел) месторождения

В практике встречаются случаи, когда вследствие сильной геологической нарушенности отдельных участков месторождения, удаленности или низкого содержания, но в пределах промышленной кондиции, или других причин возникает вопрос о целесообразности их отработки.

Применительно к данному случаю рассмотрим конкретный пример по данным практики полиметаллического рудника, когда решается вопрос об оставлении или отработке участка с запасами 100 000 т. Содержание в нем полезного компонента 1,2 усл. %, среднее содержание в добытой руде по руднику планируется на уровне 1,8 усл.%.

Сравниваются два варианта: первый — участок с балансовыми запасами 100 000 т вовлекается в эксплуатацию. На восстановление транспортных, вентиляционных и других горноподготовительных выработок дополнительно затрачивается 50 000 руб., после чего он отрабатывается совместно с соседним участком, запасы которого составляют 1 000 000 т с содержанием полезного компонента 2 усл.%. Второй вариант — участок с запасами 100 000 т не извлекается, отрабатывается лишь второй участок с содержанием полезного компонента 2 усл.% (табл. 1).

Таблица 2

Расчет экономических последствий потерь угля на угольной шахте с крутым падением пластов

№ п. п.	Показатели расчета	Единицы измерения	Условные обозначения	Формулы для определения расчетных показателей	Значения показателей по вариантам технологии (систем) разработки					
					I	II	III	IV	V	VI
1	Недоизвлечено запасов угля	тыс. т	$Б_{п}$	$Б_{п_{II-VI}} = Б\,(К_{н_I} - К_{н_{II-VI}})$	—	250	550	950	1450	1700
2	Полная себестоимость добычи 1 т балансовых запасов . .	руб.	$С_{б}$	$С_{б_{I-VI}} = С_{д_{I-VI}} \frac{1}{К_{к_{I-VI}}}$	6,51	6,38	5,96	5,44	5,66	5,56
3	Ценность 1 т потерянных запасов	»	$ц_{п_{I-VI}}$	$ц_{п_{I-VI}} = Ц_{б} - С_{б_{I-VI}}$	0,61	0,74	1,13	1,70	1,49	1,60
4	Ценность 1 т потерянных запасов с учетом затрат на разведку	»	$ц_{п_{I}}$	$ц_{п_{I}} = З_{р} + (Ц_{б} - С_{б_{I}})$	0,71	—	—	—	—	—
5	Возмещение за потери на снижении добычи 1 т балансовых запасов	»	$в_{д_{II-VI}}$	$в_{д_{II-VI}} = С_{б_{I}} - С_{б_{II-VI}}$	—	0,13	0,53	1,07	0,85	0,95
6	Возмещение за потери на снижении добычи в расчете на 1 т потерянных запасов	»	$в_{д_{II-VI}}$	$в_{д_{II-VI}} \frac{К_{н_{II-VI}}}{К_{н_I} - К_{н_{II-VI}}}$	—	2,13	3,63	3,84	1,68	1,47
7	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т потерянных запасов	»	$э_{п_{II-VI}}$	$э_{п_{II-VI}} = ц_{п_{I}} - в_{д_{II-VI}} \times \times \frac{К_{н_{II-VI}}}{К_{н_I} - К_{н_{II-VI}}}$	—	—1,10	—2,92	—3,23	—0,97	—0,76
8	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т балансовых запасов	»	Δnp_{II-VI}	$\Delta np_{II-VI} = э_{п_{II-VI}} \times \times (К_{н_I} - К_{н_{II-VI}})$	—	—0,05	—0,32	—0,60	—0,28	—0,26
9	Экономические последствия на все потерянное количество запасов	Тыс. руб.	$Э_{п_{II-VI}}$ $(\Delta П р_{II-VI})$	$Э_{п_{II-VI}} (\Delta П р_{II-VI}) = = э_{п_{II-VI}} Б\,(К_{н_I} - К_{н_{II-VI}})$	—	—275	—1586	—2973	—1406,5	—1292

Таблица 1

Исходные показатели для расчета экономических последствий потерь при решении задачи об извлечении или оставлении в недрах участка месторождения

№ п. п.	Исходные показатели	Единицы измерения	Условные обозначения	Источники или формулы для получения исходных показателей	Значения показателей по вариантам разработки	
					I	II
1	Балансовые запасы	тыс. т	$Б$	По подсчету запасов	1100	1100
2	Содержание полезного компонента в балансовых запасах	усл. %	c	То же	1,93	1,93
3	Добыто полезного ископаемого	тыс. т.	$Д$	По проекту	1210	1101
4	Содержание полезного компонента в добытом полезном ископаемом	усл. %	a	То же	1,54	1,60
5	Коэффициент извлечения качества	доли ед.	$К_к$	$К_к = \frac{a}{c}$	0,80	0,83
6	Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	то же	$К_н$	$К_н = \frac{Да}{Бс}$	0,88	0,83
7	Валовая ценность 1 т балансовых запасов месторождения	руб.	$Ц_б$	$Ц_б = 0{,}01 c Ц_о$ ($Ц_о = 500$ руб.)	9,65	9,65
8	Коэффициент извлечения в процессе переработки полезного ископаемого на обогатительной фабрике	доли ед.	$И_о$	По проектным данным	0.839	0,84
9	Себестоимость 1 т добытого полезного ископаемого	руб.	$С_д$	То же	2,55	2,50
10	Себестоимость транспортирования и переработки 1 т добытого полезного ископаемого	»	$С_{пер}$	»	1,5	1,5
11	Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т добытого полезного ископаемого	»	$С$	$С = С_д + С_{пер}$	4,05	4,00
12	Затраты на разведку 1 т балансовых запасов	»	$З_р$	$З_р = 0{,}1 Ц_б$	0,96	0,96

Таблица 2

Расчет экономических последствий потерь при решении задачи об оставлении или извлечении участка месторождения

№ п. п.	Показатели расчета	Единицы измерения	Условные обозначения	Формулы для определения расчетных показателей	Значения показателей по вариантам разработки	
					I	II
1	Недоизвлечено запасов полезного ископаемого	тыс. т	$Б_п$	$Б_п = Б\,(К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	55
2	Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т балансовой руды	руб.	$С_б$	$С_б = С\,\frac{c}{a}$	5,07	4,82
3	Ценность 1 т потерянных запасов . .	»	$ц_п$	$ц_п = Ц_б И_о - С_б$	3,02	3,29
4	Ценность 1 т потерянных запасов с учетом затрат на разведку	»	$ц_{п_I}$	$ц_{п_I} = З_р + (Ц_б И_о - С_{б_I})$	3,98	—
5	Возмещение за потери на снижении себестоимости добычи, транспортирования и переработки 1 т балансовой руды	»	$в_{д_{II}} + в_{пер}$	$в_{д_{II}} + в_{пер} = С_{б_I} - С_{б_{II}}$	—	0,25
6	Возмещение за потери на снижении потерь полезных компонентов при переработке	»	$в_{и_{II}}$	$в_{и_{II}} = Ц_б\,(И_{о_{II}} - И_{о_I})$	—	0,01
7	Суммарное возмещение за потери . . .	»	$в_{п_{II}}$	$в_{п_{II}} = в_{д_{II}} + в_{пер_{II}} + в_{и_2}$	—	0,26
8	Суммарное возмещение за потери в расчете на 1 т потерянных запасов	»	$в_{п_{II}}$	$в_{п_{II}} \frac{К_{н_{II}}}{К_{н_I} - К_{н_{II}}}$	—	4,32
9	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т потерянных запасов	»	$э_{п_{II}}$	$э_{п_{II}} = ц_{п_I} - в_{п_{II}} \frac{К_{н_{II}}}{К_{н_I} - К_{н_{II}}}$	—	—0.34
10	Экономические последствия потерь в расчете на 1 т балансовых запасов	»	$\Delta пр_{II}$	$\Delta пр_{II} = э_{п_{II}}\,(К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	—0,17
11	Экономические последствия на все потерянное количество запасов	»	$Э_{п_{II}}$ $(\Delta П р_{II})$	$Э_{п_{II}}\,(\Delta П р_{II}) = э_{п_{II}} Б\,(К_{н_I} - К_{н_{II}})$	—	—18 700

Из результатов расчета следует (табл. 2), что при оставлении в недрах участка с относительно бедной рудой ущерб от потери 1 т балансовых запасов (3,98 руб.) полностью возмещается снижением добычи, транспорта и переработки (4,32 руб.), поэтому его отрабатывать не целесообразно.

Более типичен случай, когда решение задачи об оставлении отдельных участков в недрах или их извлечении заключается в обычном сравнении двух, трех или более возможных вариантов их отработки, отличающихся уровнем полноты извлечения запасов и технико-экономическими показателями по вариантам (см. примеры 1—3, 5—6 приложения 4).

Пример 8. Определение экономического ущерба от неоправданных (без возмещения) потерь рудной мелочи в закладке выработанного пространства

На жильном месторождении в блоке с балансовыми запасами $Б = 15\,000$ т при содержании олова $c = 0{,}8\%$ потери олова в закладке в виде рудной мелочи из-за небрежной укладки (или отсутствия) настила составили 8% вместо 3% при тщательной укладке настила. В данном случае рост потерь на 5% ничем экономически не возмещается.

Определим размер экономического ущерба от роста потерь в расчете на 1 т и на весь потерянный запас при следующих условиях. Валовая ценность 1 т балансовых запасов $Ц_б = 0{,}01cЦ_0 = 0{,}01 \cdot 0{,}8 \cdot 8500 = 68$ руб., где 8500 — оптовая цена 1 т олова в концентрате; коэффициент извлечения олова из руды в концентрат $И_0 = 0{,}85$; извлекаемая ценность 1 т балансовых запасов $Ц_б И_0 = 68 \cdot 0{,}85 = 57{,}8$ руб.; затраты на разведку 1 т балансовых запасов в расчете 10% от $Ц_б$ равны $0{,}1 \cdot 68 = 6{,}8$ руб.; затраты на вскрытие, подготовку и очистную выемку на 1 т балансовой руды 8,2 руб.; полные затраты на добычу $С_д = 12{,}2$ руб.; затраты на транспортирование и обогащение $С_{тр} + С_{пер} = 14{,}4$ руб.

Экономический ущерб от потерь 1 т запасов в закладке, происходящих без возмещения, определим по формуле

$$э_п = З_р + (Ц_б И_0 - С_н), \text{ руб.}$$

где $С_н$ — затраты, которые на потерянную часть балансовых запасов предприятием не будут сделаны. Они складываются из полных затрат на транспортирование и обогащение $С_{пер} + С_{тр} = 14{,}4$ руб. и части затрат на добычу, которые на потерянную руду не будут понесены. Они равны полным затратам на добычу 1 т балансовых запасов $С_д$ за вычетом затрат на вскрытие, подготовку и очистную выемку (8,2 руб.)

$$С_н = 14{,}4 + (12{,}2 - 8{,}2) = 18{,}4 \text{ руб.}$$

Следовательно,

$$э_п = 6{,}8 + (57{,}8 - 18{,}4) = 46{,}2 \text{ руб.}$$

Полный экономический ущерб от повышенных потерь в закладке составит для блока

$$Э_п = э_п Б (К_{н_I} - К_{н_{II}}) = 46{,}2 \cdot 15\,000 \cdot 0{,}05 = 34\,650 \text{ руб.}$$

УТВЕРЖДЕНО
Госгортехнадзором СССР
28 марта 1972 г.

ТИПОВЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО НОРМИРОВАНИЮ ПОТЕРЬ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПРИ ДОБЫЧЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Задачей «Типовых методических указаний по нормированию потерь твердых полезных ископаемых» при добыче является установление единого методологического подхода к определению экономически обоснованных нормативов потерь и разубоживания при разработке месторождений твердых полезных ископаемых.

«Типовые методические указания» разработаны с учетом требований экономической реформы по повышению рентабельности работы горных предприятий.

1.2. Проблема повышения полноты и качества извлечения полезных ископаемых из недр возникает на различных стадиях освоения месторождения. В связи с этим различаются аспекты технико-экономического обоснования рационального уровня извлечения полезных ископаемых из недр, возникающие при:

а) народнохозяйственном планировании и проектировании строительства горнодобывающих предприятий, в задачу которого входит обоснование выбора для промышленного освоения месторождений полезных ископаемых, установление кондиций — минимального промышленного и бортового содержаний полезных компонентов, минимальной мощности залежи при подсчете балансовых запасов и установлении технических условий на добываемое полезное ископаемое;

б) оперативно-производственном нормировании потерь и разубоживания на горнодобывающих предприятиях.

Настоящие «Типовые методические указания» предназначены для установления уровня потерь и разубоживания в проектах строительства рудников и карьеров и для технико-экономического нормирования потерь разубоживания в процессе производственной деятельности горнодобывающих предприятий.

1.3. Нормирование потерь и разубоживания твердых полезных ископаемых осуществляется с учетом горно-геологических и экономических условий разработки месторождений и базируется на технико-экономическом обосновании рационального уровня извлечения балансовых запасов из недр.

1.4. За нормативные потери и разубоживание полезного ископаемого принимается такой их уровень, который технически возможен и экономически оправдан при современном состоянии техники и технологии добычи и переработки полезных ископаемых.

1.5. «Типовые методические указания по нормированию потерь и разубоживания твердых полезных ископаемых при добыче» обязательны для всех министерств, ведомств, предприятий и организаций, осуществляющих проектирование горных работ и эксплуатацию месторождений твердых полезных ископаемых, а также для организаций, ведущих частичную (попутную) разработку этих месторождений при производстве геологоразведочных работ. Исключением являются предприятия, разрабатывающие месторождения общераспространенных полезных ископаемых, необходимость нормирования потерь и разубоживания на которых устанавливается специальным решением органов Госгортехнадзора СССР.

1.6. «Типовые методические указания» являются основой для разработки отраслевых инструкций по нормированию потерь и разубоживания, которые по согласованию с органами Госгортехнадзора СССР вводятся министерством (ведомством) в действие в качестве обязательного руководства для подведомственных горнодобывающих предприятий.

1.7. Нормативы потерь и разубоживания полезного ископаемого рассчитываются горным предприятием для каждого блока (выемочного участка), намечаемого к разработке, и по согласованию с местными органами Госгортехнадзора СССР утверждаются в установленном порядке. При изменении горно-геологических условий залежи в пределах разрабатываемого блока (участка), а также технико-экономических показателей добычи ранее установленные нормативы потерь и разубоживания должны быть пересмотрены и утверждены заново.

1.8. В соответствии с «Единой классификацией потерь твердых полезных ископаемых при разработке месторождений» потери разделяются на общешахтные (общерудничные, общекарьерные, общеприисковые) и эксплуатационные.

1.9. Эксплуатационные потери при подземной добыче полезного ископаемого зависят от системы разработки и ее параметров, а при открытой — от технологии и организации горных работ.

Нормированию подлежат потери неотбитого полезного ископаемого:

а) в целиках у подготовительных и нарезных выработок (междублоковые, междупанельные, междуэтажные целики);

б) в целиках внутри выемочного участка (блока, камеры, панели, столба, карьерного поля, дражного полигона);

в) в лежачем, висячем боках (в почве, кровле) по верхней и нижней границам контуров рудного тела, пласта, залежи;

г) между выемочными слоями, в подработанных частях залежи.

Нормируются также потери отбитого полезного ископаемого:

д) в подготовительных и очистных забоях при совместной выемке и смешивании с вмещающими породами;

е) в выработанном пространстве — от смешивания с обрушенными породами при выпуске, на лежачем боку (почве), на уступах, в закладке: на днище блока (магазина).

В необходимых случаях могут нормироваться также потери в местах погрузки, разгрузки, складирования, сортировки и на транспортных путях предприятия.

1.10. Плановые показатели потерь и разубоживания полезного ископаемого по руднику (карьеру, шахте или разрезу) устанавливаются в соответствии с планом развития горных работ на отчетный период и утвержденными нормативами потерь и разубоживания.

Если блок (участок) разрабатывается в течение нескольких периодов времени, то среднее значение плановых показателей потерь и разубоживания по блоку (участку) должно быть тождественно их нормативным значениям в том же контуре.

1.11. Контроль за соблюдением утвержденных нормативов потерь и разубоживания, а также за правильным отражением их в годовых технических отчетах и при списании погашенных балансовых запасов производится геолого-маркшейдерской службой и ОТК горного предприятия.

1.12. В проектах на строительство или реконструкцию горного предприятия необходимо устанавливать показатели потерь и разубоживания по выбранным системам подземной разработки и технологии открытых работ на основе методики экономической оценки последствий потерь.

1.13. Обязательным условием установления нормативных показателей является высокая достоверность оконтуривания залежи в пределах выемочного блока (участка), а также подсчетов балансовых запасов и содержания в них полезных компонентов.

2. ПРИНЦИПЫ И ОБЩЕМЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО НОРМИРОВАНИЮ ПОТЕРЬ И РАЗУБОЖИВАНИЯ ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО ПРИ ДОБЫЧЕ

2.1. Нормативы потерь и разубоживания, зависящие от системы и ее параметров или технологии и организации горных работ, устанавливаются для каждого выемочного блока (участка) с учетом его геологических, горнотехнических и экономических условий разработки.

При постоянстве геологических и горнотехнических условий разработки нормативы эксплуатационных потерь и разубоживания могут устанавливаться для более крупной части месторождения (этажа, панели, уступа).

2.2. Нормирование потерь и разубоживания полезного ископаемого заключается в определении их величин, которые для горно-геологических условий рассматриваемого блока (участка) соответствуют наиболее эффективному, с экономической точки зрения, варианту его разработки.

2.3. Нормативы потерь и разубоживания определяются на основе экономического сравнения технически возможных вариантов разработки с различными уровнями потерь и разубоживания; при этом

отобранные варианты должны отвечать требованиям правил безопасности.

2.4. Для расчетов технически возможные варианты разработки устанавливаются для одного и того же контура балансовых запасов, подлежащих отработке.

Величина потерь и разубоживания в возможных вариантах разработки может изменяться за счет:

назначения различного браковочного содержания выдаваемого из блока (участка) полезного ископаемого;

изменения контура совместно отбиваемых полезных ископаемых и вмещающих пород;

различных способов изоляции закладки от проникновения в нее отбитого полезного ископаемого (системы разработки с закладкой);

изменения мероприятий по предотвращению проникновения вмещающих пород и их смешивания с полезным ископаемым (укрепление пород висячего и лежачего боков, применение перекрытий и т. д.);

применения искусственных целиков взамен различных целиков из полезного ископаемого;

специальных мероприятий по извлечению потерянных запасов в блоке (смыв рудной мелочи с лежачего бока залежи, проведение дополнительных выпускных выработок по лежачему боку, дополнительный выпуск разубоженных рудных масс и т. д.);

валовой или селективной выемки полезного ископаемого;

изменения параметров отдельных конструктивных элементов (размеров целиков и камер при камерно-столбовых системах разработки, размеров днища и его выпускных выработок при системах с обрушением руды и вмещающих пород, а также камерных системах с открытым очистным пространством или с магазинированием руды и др.).

2.5. Нормативы потерь и разубоживания полезного ископаемого при отобранных вариантах отработки блока (участка) могут определяться:

а) существующими в отраслях горнодобывающей промышленности различными расчетными методами прогнозирования потерь и разубоживания, хорошо зарекомендовавшими себя на практике;

б) непосредственным замером на геолого-маркшейдерских планах и разрезах теряемых объемов полезного ископаемого и прихватываемых пустых пород (или некондиционного полезного ископаемого);

в) на основе статистических данных, накопленных на горном предприятии, если потери и разубоживание невозможно определить указанными выше способами.

2.6. Уровень потерь в сравниваемых вариантах разработки устанавливается в целом по блоку (участку) на основе потерь по отдельным их видам по формуле

$$n = \frac{П_1 + П_2 + \ldots + П_n}{Б}, \text{ доли ед.,} \qquad (1)$$

где $П_1, П_2, \ldots, П_n$ — теряемые запасы по видам потерь, т/м³;

$Б$ — погашаемые балансовые запасы блока (участка), уточненные по данным эксплуатационной разведки, т/м³.

Если содержание полезных компонентов в отдельных видах потерь отличается от среднего содержания в погашаемых запасах блока, уровень потерь в целом по блоку (участку) определяется по формуле

$$n = \frac{П_1 c_1 + П_2 c_2 + \ldots + П_n c_n}{Бc}, \text{ доли ед.,} \qquad (2)$$

где $c_1, c_2, \ldots c_n$ — содержание полезного компонента по видам потерь, %;

c — среднее содержание полезного компонента в погашаемых балансовых запасах блока (участка), %

2.7. Величина разубоживания в сравниваемых вариантах разработки блока (участка) определяется:

а) по содержанию полезных компонентов

$$p = \frac{c - a}{c}, \text{ доли ед.,} \qquad (3)$$

или

$$p = \frac{c - a}{c - b}; \qquad (4)$$

б) по валовой ценности полезного ископаемого (для многокомпонентных руд, стройматериалов)

$$p = \frac{Ц_б - Ц_т}{Ц_б}, \text{ доли ед.,} \qquad (5)$$

где c и a — содержание полезных компонентов соответственно в погашаемых балансовых запасах и в добываемом полезном ископаемом (%, вес. или усл. ед.);

$П_т$ и $Ц_б$ — валовая ценность 1 т (м³) соответственно товарной (добытой) и балансовой руды, руб.;

в) по количеству разубоживающих пород

$$p = \frac{B}{A + B} = \frac{B}{D} \quad \text{доли ед.,} \qquad (6)$$

где B — суммарное количество разубоживающих пород, совместно извлекаемых с запасами полезного ископаемого блока (участка), т,

A — извлекаемые запасы полезного ископаемого из блока (участка), т,

D — количество добытого товарного полезного ископаемого (рудной массы), т;

г) при отработке маломощных залежей

$$p = \frac{(m_o - m_ж)\,\gamma_п}{m_ж\gamma_р + m_п\gamma_п}, \qquad (7)$$

где m_o — выемочная мощность, м;

$m_ж$ — мощность жилы, м;

$m_п$ — мощность породного слоя, включенного в контур эксплуатационного блока, м;

$\gamma_р$, $\gamma_п$ — объемный вес руды и разубоживающих пород, т/м³.

2.8. В основу экономического сравнения вариантов разработки, необходимого для определения нормативов потерь и разубоживания, положены «Типовые методические указания по оценке экономических последствий потерь полезных ископаемых при разработке месторождений». При этом для нормирования потерь и разубоживания их экономические последствия допускается оценивать без учета фактора времени вследствие непродолжительной (не более 2—3 лет) отработки отдельного блока (участка).

2.9. Критерием оценки экономической эффективности сравниваемых вариантов разработки (системы, технологии) блока (участка) является величина прибыли $Пр$ (чистого дохода) народного хозяйства или дифференциальной горной ренты R в расчете с единицы погашаемых балансовых запасов.

Прибыль следует определять по формуле

$$Пр = Ц_н - С, \text{ руб.}, \qquad (8)$$

где $Ц_н$ — ценность конечной продукции, извлекаемая из 1 т погашаемых запасов полезного ископаемого, руб.;

$$Ц_н = Ц_б K_н И,$$

$Ц_б$ — валовая ценность 1 т балансовых запасов (руб.) определяется по прейскуранту оптовых цен на готовую конечную продукцию $Ц_о$;

для однокомпонентной руды

$$Ц_б = 0{,}01 c Ц_о;$$

для многокомпонентных руд

$$Ц_б = \sum_{i=1}^{n} 0{,}01 c_i Ц_{o_i}; \qquad (9)$$

где c_i — содержание i-го компонента (даже если он и не извлекается на данном предприятии) с ценой $Ц_{o_i}$, %;

n — число полезных компонентов;

для месторождений угля, стройматериалов и им подобных

$$Ц_б = Ц_о.$$

$c, c_1, c_2, \ldots, c_n$ — содержание соответствующих полезных компонентов в 1 т погашаемых запасов полезного ископаемого;

$K_н$ — коэффициент извлечения запасов недр при добыче;

$И$ — коэффициент извлечения полезного компонента при переработке добытого полезного ископаемого;

C — себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т полезного ископаемого, отнесенная к единице балансовых запасов.

Дифференциальная горная рента R определяется по формуле

$$R = Ц'_и - C'_б, \tag{10}$$

где $Ц'_и$ — ценность конечной продукции, извлекаемая из 1 т погашаемых запасов (руб.), определяемая на основе утвержденных для данной отрасли замыкающих затрат Z на единицу продукции;

$$Ц'_и = Ц'_б K_н И, \tag{11}$$

для однокомпонентных руд

$$Ц'_б = 0{,}01 c_1 Z; \tag{12}$$

для многокомпонентных руд

$$Ц'_б = 0{,}01 c_1 Z_1 + 0{,}01 c_2 Z_2 + \ldots + 0{,}01 c_n Z_n;$$

$C'_б$ — сумма приведенных затрат на добычу, транспортирование, переработку 1 т полезного ископаемого, отнесенная к единице балансовых запасов.

Показатели	Условные обозначения	Формулы для определения показателей или источники их получения	Технико-экономические показатели по вариантам разработки блока (участка)		
			I	II	III
Балансовые запасы блока (участка), подлежащие погашению, т	$Б$	Уточненные данные эксплуатационной разведки			

Продолжение

Показатели	Условные обозначения	Формулы для определения показателей или источники их получения	Технико-экономические показатели по вариантам разработки блока (участка)		
			I	II	III
Содержание полезного* компонента в балансовых запасах, %	c	То же			
Содержание полезных компонентов в разубоживающих породах, %	b				
Коэффициент потерь	n	$n=\frac{П}{Б}$; $П$ — количество теряемых балансовых запасов по сравниваемым вариантам разработки			
Отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам	$Л$	$Л=\frac{В}{Б}$; $В$ — количество разубоживающих пород по сравниваемым вариантам разработки			
Количество добытого полезного ископаемого, т	$Д$	$Д=Б(1-n+Л)$			
Содержание полезного компонента в добываемом полезном ископаемом (%) при:					
$b=0$	a	$a=\frac{Бc(1-n)}{Д}$			
$b\neq0$		$a=\frac{Б(c-cn+bЛ)}{Д}$			
Коэффициент разубоживания	p	$p=\frac{c-a}{c}$ или $p=\frac{c-a}{c-b}$			
Коэффициент изменения качества	$K_к$	$K_к=\frac{a}{c}$			

Продолжение

Показатели	Условные обозначения	Формулы для определения показателей или источники их получения	Технико-экономические показатели по вариантам разработки блока (участка)		
			I	II	III
Коэффициент извлечения запасов из недр	$К_н$	$К_н = \frac{Да}{Бс}$; $К_н = \frac{ДЦ_т}{БП_б}$, где $Ц_т$ — ценность 1 т товарного полезного ископаемого			
Валовая ценность 1 т балансовых запасов полезного ископаемого, руб.	$Ц_б$	$Ц_б = 0{,}01\ сЦ_о$, где $Ц_о$ — оптовая цена единицы конечной продукции			
Коэффициент извлечения полезного компонента при разработке полезного ископаемого	$И$	По технологическим данным переработки полезного ископаемого			
Извлекаемая ценность *, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Ц_и$	$Ц_и = Ц_б И К_н$			
Суммарная себестоимость добычи $С_д$, транспортирования $С_{тр}$ и переработки $С_{пер}$ 1 т, руб.:					
добытого полезного ископаемого	$С_{тов}$	$С_{тов} = С_д + С_{тр} + С_{пер}$			
погашаемых балансовых запасов	$С$	$С = \frac{Д}{Б} С_{тов} = (1 - п + Л) С_{тов}$			
Прибыль (+) или убытки (—), отнесенные к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Пр$	$Пр = Ц_и - С$			

* Для многокомпонентного полезного ископаемого нормативные потери и разубоживание устанавливаются с учетом всех извлекаемых полезных компонентов.

Если затраты на разведку данного полезного ископаемого учтены в затратах C, но не учтены в оптовых ценах $Ц_о$ или замыкающих затратах Z конечной продукции, то прибыль (ренту), определенную по формуле (10), следует увеличить на величину затрат на разведку. Если затраты на разведку учтены в оптовых ценах или замыкающих затратах, но не учтены в себестоимости C, то из итогов по формуле (10) следует вычесть затраты на разведку.

Затраты на разведку 1 т балансовых запасов $З_р$ устанавливаются по фактическим данным горнодобывающих отраслей. Они могут быть подсчитаны также через известную по отрасли долю p затрат на геологоразведочные работы в оптовой цене конечной продукции

$$З_р = Ц_б p. \tag{13}$$

2.10. Последовательность сравнения технико-экономических показателей возможных вариантов разработки блока (участка) для определения нормативов потерь и разубоживания приведена в таблице.

2.11. Нормативы потерь в местах погрузки, разгрузки, складирования и сортировки, а также потерь на транспортных путях горного предприятия определяются на основе опытных работ и специально поставленных наблюдений. Вопрос о целесообразности определения нормативов этих потерь решается предприятием.

Методические рекомендации по нормированию потерь и разубоживания на подземных и открытых горных работах, а также примеры их расчета приведены в приложениях 1 и 2.

Приложение 1

Методические рекомендации по нормированию потерь и разубоживания полезного ископаемого на подземных горных работах

Нормативы потерь и разубоживания для намечаемого к отработке блока (участка) рекомендуется устанавливать в следующей последовательности. Сначала применительно к горно-геологическим и горнотехническим условиям данного блока (участка) устанавливаются наиболее приемлемые варианты его отработки. Обычно в результате этой операции намечаются два — три варианта. Затем для каждого из отобранных вариантов определяются технико-экономические показатели, в том числе значения потерь и разубоживания, которые могут иметь место при отработке рассматриваемого блока (участка).

Далее, сопоставлением технико-экономических показателей, полученных по вариантам, выявляется рациональный вариант, который принимается для отработки данного блока (участка), а его показатели потерь и разубоживания принимаются в качестве нормативных.

При определении потерь и разубоживания по вариантам рекомендуется использовать существующие методы прогнозирования показателей извлечения.

Для систем разработки с открытым очистным пространством, магазинированием руды, с закладкой, с закладкой и креплением очистного пространства потери и разубоживание по вариантам определяются построением на геолого-

Таблица 1

Потери и разубоживание при отработке камерных запасов руды (доли ед.)

Способы отбойки	Камеры, расположенные по простиранию		Камеры, расположенные вкрест простирания	
	Потери	Разубоживание	Потери	Разубоживание
Выпуск руды из камеры до обрушения целиков				
Мелкими шпурами:				
а) залежь с углом падения 80—90°, с четкими и ровными контактами:				
в открытых камерах	0,02	0,05	—	—
в камерах-магазинах	0,04	0,04	—	—
б) залежь с углом падения 65—75° с четкими и ровными контактами:				
в открытых камерах	0,04	0,05	—	—
в камерах-магазинах	0,06	0,05	—	—
Штанговыми шпурами:				
а) залежь с углом падения 80—90°, с четкими и ровными контактами:				
в открытых камерах	0,03	0,04	0,03	0,03
в камерах-магазинах	0,04	0,04	0,04	0,03
б) залежь с углом падения 65—70°, с четкими и ровными контактами:				
в открытых камерах	0,04	0,04	0,05	0,03
в камерах-магазинах	0,06	0,04	0,05	0,03
в) залежь с углом падения до 45°, со слабоустойчивой кровлей открытые камеры	0,05	0,05	—	—
Глубокими скважинами, послойно или веерно расположенными	0,07 *			
	0,05	0,05	0,04	0,04
Минными зарядами	0,07	0,09	0,06	0,06
Выпуск замагазинированной руды после обрушения целиков (потолочины и междукамерных целиков)				
Штанговыми шпурами, пробуренными из открытых камер	0,15 *			
	0,10	0,08	0,08	0,05
Глубокими скважинами, послойно или веерно расположенными	0,20 *			
	0,12	0,09	0,10	0,06
Минными зарядами	0,22 *			
	0,15	0,10	0,13	0,06

* Наибольшие значения потерь даны для залежей с углом падения 55—65°.

маркшейдерских планах и разрезах конструктивных элементов системы разработки и прямых замеров объемов извлекаемой и теряемой части полезного ископаемого и прихватываемых пород и некондиционных руд; для систем разработки с обрушением руды и вмещающих пород — с помощью существующих методов прогнозирования, основанных на теории выпуска.

Потери полезного компонента рассчитываются, если содержание его в рудных целиках и камерных запасах отличается от среднего содержания в погашаемых запасах блока. В этом случае величина запасов каждого элемента блока и погашаемых запасов умножается на соответствующие значения содержания в них полезного компонента.

Вопрос о целесообразности оставления в выработанном пространстве или извлечения запасов полезного ископаемого из целиков решается технико-экономическими расчетами. Затраты, связанные с выемкой целиков или замены их искусственными целиками, включаются в себестоимость добычи 1 т полезного ископаемого сравниваемого варианта систем разработки. Коэффициенты потерь при извлечении запасов полезных ископаемых из камер, междукамерных целиков, потолочин и днищ, а также коэффициенты разубоживания, как правило, определяются опытным путем или на основе статистических данных, накопленных на горном предприятии. Если на руднике системы разработки применяются впервые, можно пользоваться данными, приведенными в табл. 1—5, но эти данные в дальнейшем должны быть уточнены.

Таблица 2

Потери и разубоживание при выемке междукамерных целиков массовым обрушением (доли ед.)

Способ отбойки	Потери		Разубоживание	
	по простиранию	вкрест простирания	по простиранию	вкрест простирания
Скважинными зарядами	0,46—0,40	0,38—0,35	0,14	0,12
Минными зарядами	0,55—0,50	0,48—0,40	0,18	0,15
Совместное обрушение междукамерных целиков и потолочины	0,40	—	—	—

Таблица 3

Потери и разубоживание при выемке междукамерных целиков различными вариантами системы подэтажного обрушения (доли ед.)

Варианты системы подэтажного обрушения	Потери	Разубоживание
Камера над дучками при ширине целика:		
более 10 м	0,15	0,06—0,10
до 10 м	0,20	0,08—0,10
Закрытый веер при ширине целика:		
более 10 м	0,20	0,06—0,10
до 10 м	0,25	0,08—0,12
Вариант системы с гибким настилом	0.13	0.06—0,08

При системах разработки с обрушением руды и налегающих пород потери и разубоживание по вариантам определяются и рассчитываются с использованием теории выпуска руды.

Таблица 4

Потери и разубоживание руды при выемке днищ (доли ед.)

Способ выемки	Потери	Разубоживание
Системой разработки подэтажным обрушением . . .	0,22	0,10
Массовым обрушением скважинными зарядами	0,40	0,13

Таблица 5

Потери и разубоживание руды при выемке потолочин массовым обрушением для залежей с углом падения более 60° (доли ед.)

Способ выемки потолочины	По простиранию и при мощности залежи				Вкрест простирания и при мощности залежи			
	более 20 м		менее 20 м		более 20 м		менее 20 м	
	Потери	Разубоживание	Потери	Разубоживание	Потери	Разубоживание	Потери	Разубоживание
При массовом обрушении независимо от междукамерного целика:								
шпуровыми зарядами	0,35—0,30	0,12	0,38—0,33	0,12	—	—	—	—
скважинными зарядами . .	0,45	0,12	0,47	0,12	0,42	0,12	0,44	0,12
минными зарядами	0,53	0,15	0,55	0,12	0,50	0,14	0,52	0,14
При обрушении вместе с междукамерными целиками:								
скважинными зарядами . . .	0,60	0,15	0,62	—	0,58	0,15	0,60	0,15
минными зарядами	0,66	0,15	0,67	—	0,64	0,15	0,65	0,15

При разработке блока (участка) с многостадийной выемкой потери по сравниваемым вариантам представляют собой сумму потерь по стадиям выемки. Нормативные потери и разубоживание устанавливаются в целом по блоку. Потери и разубоживание по стадиям выемки рационального варианта (по которому устанавливались нормативы по блоку) являются нормативными для этих стадий.

Ниже приведены примеры расчета нормативных потерь и разубоживания для блоков, отрабатываемых камерно-столбовой системой разработки и системой с обрушением руды и налегающих пород.

Пример расчета нормативных потерь и разубоживания при отработке блока камерно-столбовой системой рабработки

Исходные данные: балансовые запасы блока $Б = 6540$ т; мощность рудного тела $m = 8$ м; угол падения залежи $\alpha = 25 \div 40°$; объемный вес руды 2,64 т/м³; содержание полезного компонента в балансовых запасах 1,99%.

По горно-геологическим условиям залегания рудного тела для отработки данного блока можно применять три варианта камерно-столбовой системы разработки.

При первом варианте предохранительная рудная корка оставляется лишь в местах с неустойчивой кровлей, при втором — предохранительная рудная корка в кровле оставляется по всей площади камеры, при третьем — рудная корка не оставляется, кровля крепится штанговой крепью (рис. 1).

Определяем потери и разубоживание полезного ископаемого, которые могут иметь место при отработке данного блока каждым из намеченных вариантов камерно-столбовой системы разработки.

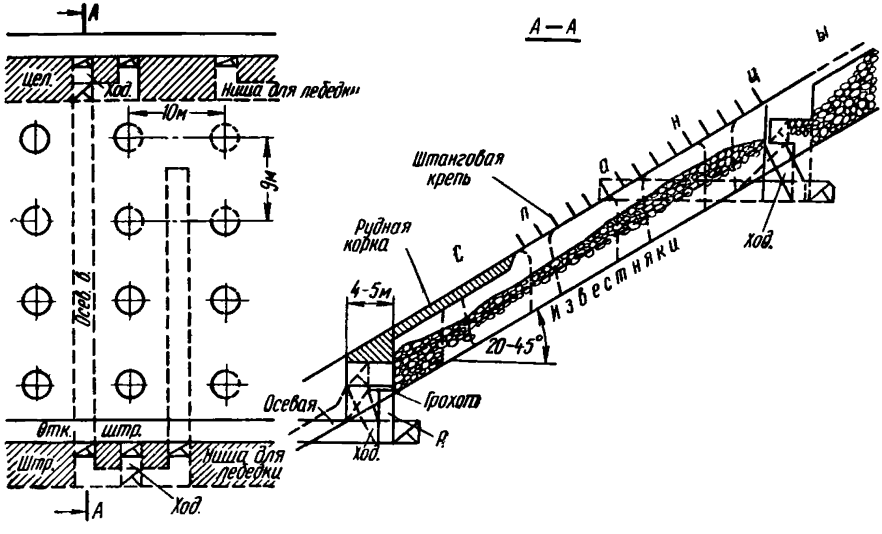

Рис. 1. Схема к расчету потерь при отработке блока камерно-столбовой системой разработки

I вариант. При этом варианте системы разработки остаются в недрах неизвлеченными: запасы в предохранительной корке $П_{кор} = 520$ т; запасы в круглых целиках $П_{цел} = 468$ т; запасы в верхнем панельном целике $П_{пан} = 472$ т; потери отбитой руды в камере $П_{отб} = 200$ т определены на основании данных табл. 1.

Запасы рудного целика нижнего панельного штрека извлекаются при отработке камерных запасов нижнего блока, поэтому в рассматриваемых вариантах в виде потерь не учитываются.

Потери определяем по формуле (1)

$$n = \frac{П_{цел} + П_{кор} + П_{отб} + П_{пан}}{Б} \cdot 100 = \frac{468 + 520 + 200 + 472}{6540} \cdot 100 =$$

$$= \frac{1600}{6540} \cdot 100 = 25\%.$$

Разубоживание $р = 8\%$ принимаем на основании опытных данных, накопленных на предприятии в результате применения указанного варианта отработки блоков. При отсутствии этих данных можно пользоваться данными табл. 1.

Количество добытой из данного блока рудной массы $Д$ и содержание металла в ней a находим по формулам:

$$Д = Б\frac{1-n}{1-p} = 6540\,\frac{1-0{,}25}{1-0{,}08} = 5300 \text{ т};$$

$$a = \frac{Бc(1-n)}{Д} = \frac{6540 \cdot 1{,}99\,(1-0{,}25)}{5\,300} = 1{,}83\%.$$

II вариант. По аналогии с приведенным расчетом по первому варианту определяем потери и разубоживание по второму и третьему вариантам. При этом варианте системы разработки остаются в недрах неизвлеченными запасы руды: 1190 т в рудной корке; 468 т в круглых целиках; 200 т отбитой руды в камере; 472 т в верхнем панельном целике; в нижнем панельном целике запасы будут извлечены при отработке нижележащей камеры; общие потери составят 2330 т, или 35,7%.

Таблица 6

Показатели	Условные обозначения и формулы расчета	Технико-экономические показатели по вариантам		
		I	II	III
Балансовые запасы, т	$Б$	6540	6540	6540
Содержание полезного компонента в балансовых запасах, %	c	1,99	1,99	1,99
Коэффициент потерь	n	0,25	0.36	0,17
Коэффициент разубоживания	p	0,08	0,04	0,10
Количество добываемого полезного ископаемого, т	$Д = Б\frac{1-n}{1-p}$	5300	4390	6000
Содержание полезного компонента в добываемом полезном ископаемом, %	$a = \frac{Бc\,(1-n)}{Д}$	1,83	1,91	1,79
Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	$K_н = \frac{Да}{Бc}$; $K_н = 1-n$	0,75	0,64	0,83
Валовая ценность 1 т балансовых запасов полезного ископаемого, руб. ($Ц_о = 1200$ руб.)	$Ц_б = 0{,}01cЦ_о$	23,88	23,88	23,88
Извлечение полезного компонента при переработке полезного ископаемого, доли ед.	u	0,877	0,880	0,875
Извлекаемая ценность, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Ц_и = Ц_б$ и $K_н$	15,60	13,53	17,24
Суммарная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т полезного ископаемого, руб.	$C_{тов} = C_д + C_{тр} + C_{пер}$	13,95	13,95	14,03
Суммарная себестоимость добычи, транспортирования и переработки, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$C_б = \frac{Д}{Б} = C_{тов}$	11,30	9,36	12,86
Прибыль, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Пр = Ц_и - C_б$	+4,30	+4,17	+4,38

Разубоживание добытого полезного ископаемого при данном варианте системы разработки непосредственным замером определить невозможно. Поэтому коэффициент разубоживания принимается согласно табл. 1 равным 4%.

Добыто рудной массы 4390 т, содержание металла в добытой рудной массе 1,91%.

III вариант. При этом варианте разработки остаются в недрах неизвлеченными запасы руды: 468 т в круглых целиках; 200 т отбитой руды в камере; 472 т в целике верхнего панельного штрека; в целике нижнего панельного штрека запасы будут извлечены при отработке нижележащей камеры; общие потери составят 1140 т, или 17%.

Разубоживание $p = 10\%$ принимаем на основании опытных данных, накопленных на предприятии в результате применения указанного варианта отработки блоков.

Добыто рудной массы 6000 т, содержание металла в добытой рудной массе 1,79%.

Затраты на добычу по рассматриваемой системе разработки, транспортирование и переработку по каждому варианту берутся по фактическим данным рудника и обогатительной фабрики.

Сравнительные технико-экономические показатели вариантов представлены в табл. 6. Как видно из этой таблицы, отработка участка третьим вариантом (со штанговой крепью) дает максимальную прибыль. Данный вариант принимаем к отработке блока. Показатели потерь и разубоживания при этом варианте ($n = 17\%$, $p = 10\%$) являются нормативными для рассматриваемого блока.

Примеры расчета нормативных потерь и разубоживания при выемке блока системой разработки с обрушением руды и налегающих пород

При выемке блока системой разработки с обрушением сравниваемые варианты могут отличаться друг от друга количеством и качеством выпускаемой из блока руды.

Для расчета потерь и разубоживания при этой системе разработки необходимо использовать различные аналитические зависимости, основанные на теории выпуска, или графо-аналитический метод.

Для первого примера взят блок со следующими параметрами:

балансовые запасы блока $Б = 450\,000$ т; длина блока $l = 100$ м; высота этажа $H = 50$ м; высота обрушиваемого слоя $h = 45$ м; расстояние между дучками $S = 6{,}2$ м; диаметр дучек $d = 1{,}8$ м; число дучек $N = 130$; объемный вес руды $\gamma_р = 2$ т/м^3; объемный вес вмещающих пород $\gamma_п = 1{,}8$ т/м^3; содержание металла в балансовых запасах $c = 2\%$, во вмещающих породах $b = 0$.

Последовательность расчета потерь и разубоживания по дозам выпуска следующая.

1. Определяется объем чистой руды $Q_ч$, выпускаемой из блока. Для этого определяется:

а) критическая высота выпускаемого слоя $h_{кр}$ (рис. 2), на которой поверхность контакта руды и налегающих пород параллельна плоскости днища, по формуле

$$h_{кр} = 3{,}3\,(S - d),\ м,$$

где S — расстояние между осями выпускных отверстий, м;

d — диаметр выпускных отверстий, м,

$$h_{кр} = 3{,}3\,(6{,}2 - 1{,}8) = 14{,}5\ м;$$

б) коэффициент извлечения чистой руды из запасов, приходящихся на одну дучку, по формуле

$$И = 1 - h_{кр}\frac{0{,}476 - 1{,}57\frac{r_0^2}{S^2}}{h},\ доли\ ед.,$$

где r_0 — радиус выпускного отверстия, м;
h — высота отбиваемого слоя, м;

$$И = 1 - 14{,}5\frac{0{,}476 - 1{,}57\dfrac{0{,}92^2}{6{,}2^2}}{45} = 0{,}857;$$

в) объем руды в блоке, подлежащий выпуску из одного отверстия,

$$Q_б = hS^2 = 45 \cdot 6{,}2^2 = 1730 \text{ м}^2.$$

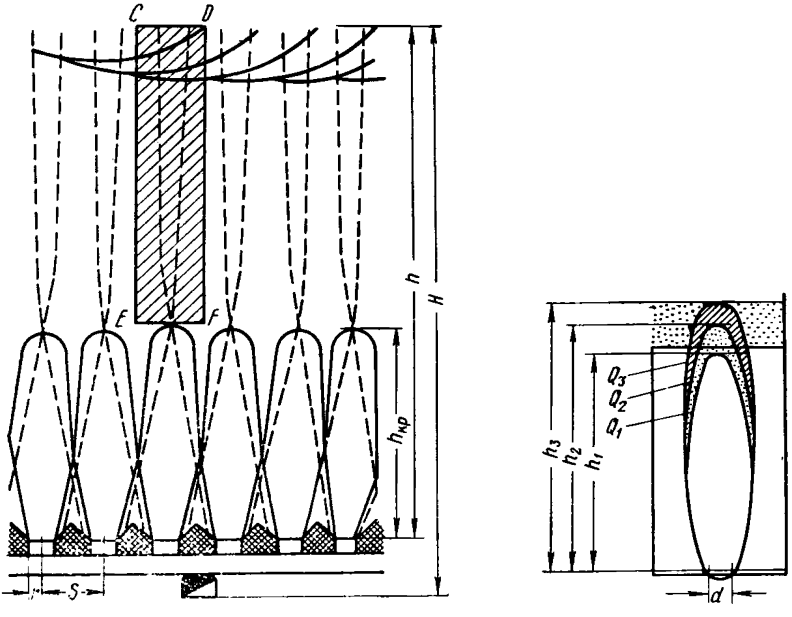

Рис. 2. Схема к расчету потерь с использованием теории выпуска для условий отработки эксплуатационных блоков системами с обрушением

Зная величины $И$ и $Q_б$, находят искомый объем чистой руды $Q_ч$ по формуле

$$Q_н = ИQ_б = 0{,}857 \cdot 1730 = 1480 \text{ м}^3$$

2. Определяется объем выпущенной руды Q_1 для расчетной высоты h_1, соответствующей началу разубоживания.

Расчетную высоту определяем по формуле

$$h_1 = 0{,}75h_{кр} = 0{,}75 \cdot 14{,}5 = 10{,}9 \text{ м}.$$

Зная h_1, находим величину Q_1 по формуле

$$Q_1 = \left(\frac{h_1}{2{,}73} + 0{,}85d\right)^3, \text{ м};$$

$$Q_1 = \left(\frac{10{,}9}{2{,}73} + 0{,}85 \cdot 1{,}8\right)^3 = 170 \text{ м}^3.$$

Приняв последующую дозу выпуска, равной 100 м³ (дозу выпуска лучше принимать равной сменному объему добычи), имеем:

$$Q_2 = Q_1 + 100 = 170 + 100 = 270 \text{ м}^3;$$

$$Q_3 = Q_2 + 100 = 270 + 100 = 370 \text{ м}^3;$$

$$Q_4 = 470 \text{ м}^3;\ Q_5 = 570 \text{ м}^3;\ Q_6 = 670 \text{ м}^3;\ Q_7 = 770 \text{ м}^3;\ Q_8 = 870 \text{ м}^3.$$

Зная объемы выпуска, находим соответствующие им высоты эллипсоидов выпуска по формуле

$$h_2 = 2{,}73\ (\sqrt[3]{Q_2} - 0{,}85d),\ \text{м};$$

$$h_2 = 2{,}73\ (\sqrt[3]{270} - 0{,}85 \cdot 1{,}8) = 13{,}4 \text{ м}.$$

Аналогично $h_3 = 15{,}4$ м; $h_4 = 17$ м; $h_5 = 18{,}4$ м; $h_6 = 19{,}7$ м; $h_7 = 20{,}8$ м; $h_8 = 21{,}8$ м.

3. Определяется разубоживание руды в дозах выпуска. Для этого:

а) вычисляется объемное разубоживание в этих дозах по формуле

$$p_o = 1 - \frac{3h_1^2}{h_n^2 + h_n h_{n+1} + h_{n+1}^2},$$

где h_n, h_{n+1} — высота эллипсоида выпуска разубоживания руды, соответствующая объемам Q_n и Q_{n+1}.

Разубоживание в первой дозе выпуска равно нулю, поэтому определяем его для второй и следующих доз:

$$p_{o_2} = 1 - \frac{2 \cdot 10{,}9^2}{13{,}4^2 + 13{,}4 \cdot 15{,}4 + 15{,}4^2} = 0{,}428;$$

аналогично $p_{o_3} = 0{,}548$; $p_{o_4} = 0{,}620$; $p_{o_5} = 0{,}672$; $p_{o_6} = 710$; $p_{o_7} = 737$; $p_{o_8} = 0{,}761$;

б) определяется весовое разубоживание для каждой дозы по формуле

$$p_{в_n} = p_o \frac{\gamma_п}{\gamma_{р.\,м_n}},$$

где $\gamma_{р.\,м_n}$ — объемный вес рудной массы в n-й дозе выпуска;

$$\gamma_{р.\,м_n} = \gamma_п p_{o_n} + \gamma_р (1 - p_{o_n}).$$

Объемный вес рудной массы во второй и последующих дозах выпуска составит:

$$\gamma_{р.\,м_2} = 1{,}8 \cdot 0{,}428 + 2\,(1 - 0{,}428) = 1{,}91 \text{ т/м}^3;$$

аналогично $\gamma_{р.\,м_3} = 1{,}89$ т/м³; $\gamma_{р.\,м_4} = 1{,}88$ т/м³; $\gamma_{р.\,м_5} = 1{,}87$ т/м³; $\gamma_{р.\,м_6} = 1{,}85$ т/м³; $\gamma_{р.\,м_7} = \gamma_{р.\,м_8} = 1{,}86$ т/м³.

Весовое разубоживание во второй и последующих дозах выпуска составит:

$$p_{в_2} = 0{,}428 \frac{1{,}8}{1{,}91} = 0{,}404;$$

аналогично $p_{в_3} = 0{,}522$, $p_{в_4} = 0{,}594$; $p_{в_5} = 0{,}647$; $p_{в_6} = 0{,}687$; $p_{в_7} = 0{,}713$; $p_{в_8} = 740$.

4. Определяется содержание металла в дозах выпуска по формуле

$$a_n = c - p_{в_n}(c - b).$$

Таблица 7

Нормативные показатели потерь и разубоживания при отработке блока системой с обрушением

Показатели	Условные обозначения и формулы расчета	Значения технико-экономических показателей по вариантам							
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Балансовые запасы, тыс. т	$Б$	450	450	450	450	450	450	450	450
Содержание полезного компонента в балансовых запасах, %	c	2	2	2	2	2	2	2	2
Коэффициент потерь	n	0,401	0,370	0,342	0,318	0,296	0,280	0,272	0,267
Коэффициент разубоживания	p	0	0,035	0,070	0,105	0,139	0,172	0,220	0,250
Количество добываемого полезного ископаемого, тыс. т	$Д$	269,5	294,3	318,8	343,2	267,6	391,7	415,9	440,0
Содержание полезного компонента в добываемом полезном ископаемом, %	a	2,0	1,93	1,86	1,79	1,72	1,65	1,56	1,50
Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	$K_н = \frac{Да}{Бс}$	0,599	0,630	0,658	0,682	0,704	0,720	0,722	0,733
Валовая ценность 1 т балансовых запасов полезного ископаемого, руб. ($Ц_о$ = =1900 руб.)	$Ц_б = 0{,}01 c Ц_о$	38	38	38	38	38	38	38	38
Извлечение полезного компонента при переработке полезного ископаемого, доли ед.	$и$	0,880	0,880	0,878	0,878	0,877	0,876	0,874	0,871
Извлекаемая ценность, отнесенная на 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Ц_и = Ц_б \; и \; K_н$	20,03	21,07	22,01	22,75	23,46	23,97	24,09	24,26
Суммарная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т полезного ископаемого, руб.	$С_{тов} = С_д + С_{тр} + С_{пер}$	9,28	9,21	9,14	9,06	8,93	8,90	8,87	8,81
Суммарная себестоимость добычи, транспортирования, отнесенная на 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$С_б = \frac{ДС_{тов}}{Б}$	5,57	6,02	6,48	6,92	7,30	7,73	8,18	8,61
Прибыль (+), отнесенная на 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Пр = Ц_и - С_б$	+14,46	+15,05	+15,53	+15,83	+16,16	+16,24	+15,91	+15,65

Содержание металла в первой дозе выпуска a_1 равно балансовому, поэтому сразу определяем содержание во второй и последующих дозах выпуска

$$a_2 = 2 - (2 - 0)\,0{,}404 = 1{,}19\%;$$

аналогично $a_3 = 0{,}93\%$; $a_4 = 0{,}82\%$; $a_5 = 0{,}7\%$; $a_6 = 0{,}62\%$; $a_7 = 0{,}58\%$; $a_8 = 0{,}52\%$.

Для проведения технико-экономического анализа эксплуатации блока все стадии по выпуску руды представим в виде нескольких вариантов.

за первый вариант отработки принимается выпуск чистой руды. Объем добычи руды при этом варианте

$$Д_{\text{I}} = Q_{\text{ч}}\gamma_{\text{р. м}_{\text{I}}}N = 1480 \cdot 2 \cdot 130 = 269\,500 \text{ т}.$$

Для второго и следующих вариантов объем добычи определяется по формуле

$$Д_i = Д_{i-1} + Q\gamma_{\text{р. м}_n}N, \text{ т},$$

где Q — принятая доза выпуска ($Q = 100$ м³);

$$Д_{\text{II}} = 269\,500 + 100 \cdot 1{,}91 \cdot 130 = 294\,330 \text{ т};$$

$$Д_{\text{III}} = 318\,350 \text{ т}; \; D_{\text{IV}} = 343\,250 \text{ т}; \; D_{\text{V}} = 367\,550 \text{ т};$$
$$D_{\text{VI}} = 391\,720 \text{ т}; \; D_{\text{VII}} = 415\,890 \text{ т}; \; D_{\text{VIII}} = 439\,960 \text{ т}.$$

Содержание металла в руде по вариантам определяем по формуле

$$a'_i = \frac{a'_{i-1}Д_{i-1} + a_n Q\gamma_{\text{р. м}_n}N}{Д},$$

где a'_{i-1} — содержание полезного компонента в руде предыдущего варианта, % (содержание для первого варианта равно содержанию в чистой, балансовой руде, т. е. $a'_{\text{I}} = 2\%$);

$$a'_{\text{II}} = \frac{2 \cdot 269\,500 + 1{,}19 \cdot 100 \cdot 1{,}91 \cdot 130}{294\,300} = 1{,}93\%;$$

аналогично $a'_{\text{III}} = 2{,}86\%$; $a'_{\text{IV}} = 1{,}79\%$; $a'_{\text{V}} = 1{,}72\%$; $a_{\text{VI}} = 1{,}65\%$; $a'_{\text{VII}} = 1{,}56\%$; $a'_{\text{VIII}} = 1{,}5\%$.

Затраты на добычу, транспортирование и переработку рудной массы по каждому варианту берутся по фактическим данным рудника (по рассматриваемой системе разработки) и обогатительной фабрики.

Нормативные потери по блоку приведены в табл. 7.

Как видно из табл. 7, максимальная прибыль получена при VI варианте отработки блока (16,24 руб.). Следовательно, нормативными показателями для рассматриваемого блока будут: $n = 13\%$; $p = 17{,}2\%$.

Для второго примера взят блок с балансовыми запасами 300 000 т, содержание полезного компонента (свинца) в них 1,8%, содержание металла во вмещающих породах $в = 0$, объемный вес руды $\gamma_{\text{р}} = 2$ т/м³, объемный вес вмещающих пород $\gamma_{\text{п}} = 1{,}8$ т/м³.

При использовании графо-аналитического метода потери и разубоживание по возможным вариантам отработки блока определяются с помощью графической зависимости, построенной по результатам наблюдений за изменением качества полезного ископаемого, выпускаемого через выработки под обрушенными породами, в зависимости от количества извлеченной горной массы.

Этот график строится следующим образом. На оси абсцисс откладывается количество выпускаемой из блока руды по дозам выпуска (Q_1, Q_2, Q_3, . . ., Q_n). Вверх по оси ординат откладывается разубоживание, а вниз по той же оси — содержание полезного компонента, соответствующее дозам выпуска, и строятся кривые изменения разубоживания (точки *1*, *2*, *3* . . .) и содержания (точки *1'*, *2'*, *3'* . . .) в зависимости от объема выпущенной руды (рис. 3). Такой график

может быть использован только для определения потерь и разубоживания при отработке блоков с аналогичными параметрами.

Как видно из графика, объем чистой руды $Q_ч$, выпущенной из блока, составляет 90 000 м³. Этот объем руды соответствует первой дозе выпуска, т. е. $Q_1 = Q_ч$. Последующие дозы выпуска (Q_2, Q_3, . . ., Q_n) при отработке блока приняты равными 13 000 м³.

Для экономического анализа эксплуатации блока все стадии по выпуску руды представим в виде нескольких вариантов. За первый вариант отработки примем выпуск чистой руды. Объем добычи руды при этом варианте (см. рис. 3)

$$Д_I = Q_ч \gamma_р, \text{ т},$$

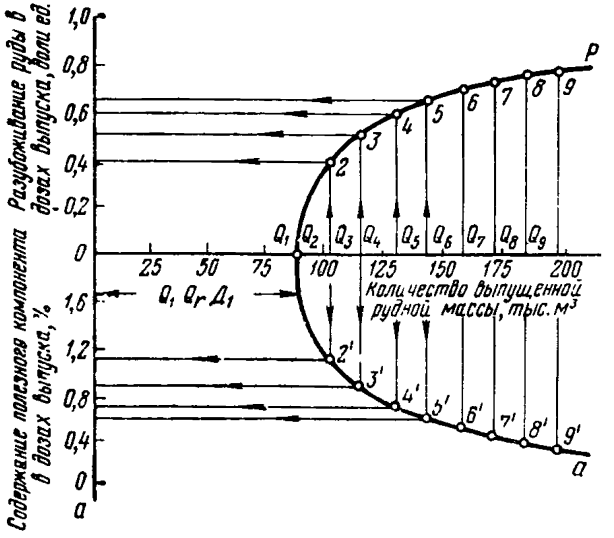

Рис. 3. График изменения содержания полезного компонента в руде и ее разубоживания по дозам выпуска

где $Q_ч$ — объем чистой руды, выпускаемой из блока, определяется по графику выпуска ($Q_ч$ = 90 000 м³);

$$Д_I = 90\,000 \cdot 2 = 180\,000 \text{ т}.$$

Для второго и следующих вариантов добычу определяем по формулам

$$Д_{II} = Д_I + Q\gamma_{р.\,м_{II}};$$

$$Д_{III} = Д_{II} + Q\gamma_{р.\,м_{III}};$$

$$Д_n = Д_{n-1} + Q\gamma_{р.\,м_n},$$

где Q — принятая доза выпуска, равная 13 000 м³;

$\gamma_{р.\,м_n}$ — объемный вес горной массы в n-й дозе выпуска, определяемый по формуле

$$\gamma_{р.\,м_n} = \frac{\gamma_п V_{п_n} + \gamma_р V_{р_n}}{V_{п_n} + V_{р_n}}, \text{ т/м}^3,$$

где $V_{п_n}$, $V_{р_n}$ — объем пород и объем чистой руды в n-й дозе выпуска (определяется по графику), м³.

Таким образом, добыча во втором и последующих вариантах составит:

$$Д_{II} = 180\,000 + 13\,000 \cdot 1{,}91 = 204\,800 \text{ т};$$

аналогично $Д_{III} = 229\,400$; $Д_{IV} = 253\,800$ т; $Д_V = 278\,100$ т; $Д_{VI} = 302\,300$ т; $Д_{VII} = 326\,500$ т; $Д_{VIII} = 350\,500$ т; $Д_{IX} = 374\,400$ т.

Разубоживание в сравниваемых вариантах определяем через разубоживание в дозах выпуска, которое принимаем по графику: для первой дозы Q_1, равной 90 000 м³, разубоживание $p_1 = 0$; для последующих доз $Q_2, Q_3, \ldots, Q_l$ разубоживание составит (см. рис. 3): $p_2 = 0{,}404$; $p_3 = 0{,}522$; $p_4 = 0{,}594$; $p_5 = 0{,}647$; $p_6 = 0{,}687$; $p_7 = 0{,}713$; $p_8 = 0{,}740$; $p_9 = 0{,}763$.

Зная разубоживание в дозах выпуска, а также значение добытой рудной массы по сравниваемым вариантам, находим разубоживание для этих вариантов.

Разубоживание руды, добытой при первом варианте, $p'_I = 0$. Разубоживание руды, добытой при втором и последующих вариантах, находим по формулам

$$p'_{II} = \frac{p'_I Д_I + Q\gamma_{р.\,м_{II}} p_{II}}{D_{II}}; \qquad p'_{III} = \frac{p'_{II} Д_{II} + Q\gamma_{р.\,м_{III}} p_{III}}{Д_{III}};$$

$$p'_l = \frac{p'_{l-1} Д_{l-1} + Q\gamma_{р.\,м_l} p_l}{Д_l},$$

где p'_l — разубоживание руды при l-м варианте, %.

Разубоживание руды в первом сравниваемом варианте равно нулю. Разубоживание во втором и последующих вариантах составит:

$$p'_{II} = \frac{0 + 13\,000 \cdot 1{,}9 \cdot 0{,}404}{204\,800} = 0{,}049 = 4{,}9\%;$$

$$p'_{III} = \frac{0{,}49 \cdot 204\,800 + 1300 \cdot 1{,}89 \cdot 0{,}522}{229\,400} = 0{,}099 = 9{,}9\%;$$

аналогично $p'_{IV} = 14{,}7\%$; $p'_V = 19{,}1\%$; $p'_{VI} = 23{,}1\%$; $p'_{VII} = 26{,}7\%$; $p'_{VIII} = 29{,}9\%$; $p'_{IX} = 32{,}7\%$.

Содержание полезного компонента в горной массе по сравниваемым вариантам определяем по формуле

$$a_l = c\,(1 - p_l),\ \%.$$

Тогда $a_I = 0{,}018\ (1-0) = 1{,}8\%$; $a_{II} = 0{,}018\ (1 - 0{,}049) = 1{,}7$; аналогично $a_{III} = 1{,}62$; $a_{IV} = 1{,}54$; $a_V = 1{,}45$; $a_{VI} = 1{,}38$; $a_{VII} = 1{,}31$; $a_{VIII} = 1{,}28$; $a_{IX} = 1{,}21\%$.

Потери при сравниваемых вариантах определяем по формуле

$$n = Б - Д\,(1 - p'_l).$$

Таким образом, потери при первом варианте отработки составят $n_I = 300\,000 - 180\,000 \cdot 1 = 120\,000$ т, или 40%.

При втором варианте

$$n_{II} = 300\,000 - 204\,800\,(1 - 0{,}049) = 105\,235, \text{ или } 35{,}1\%;$$

аналогично $n_{III} = 31{,}1\%$; $n_{IV} = 27{,}8\%$; $n_V = 25\%$; $n_{VI} = 22{,}5\%$; $n_{VII} = 20{,}2\%$; $n_{VIII} = 18{,}1\%$; $n_{IX} = 16\%$.

Затраты на добычу, транспортирование и переработку рудной массы по каждому варианту берутся по фактическим данным рудника (по рассматриваемой системе разработки) и обогатительной фабрики.

Результаты определения нормативных потерь по блоку даны в табл. 8.

Как видно из табл. 8, максимальная прибыль получена при четвертом варианте отработки блока (6,92 руб.). Следовательно, нормативные показатели для рассматриваемого блока $n = 15{,}4\%$, $p = 14{,}4\%$.

Таблица 8

Показатели	Условные обозначения и формулы расчета	Значения технико-экономических показателей по вариантам						
		I	II	III	IV	V	VI	VII
Балансовые запасы, тыс. т	$Б$	300	300	300	300	300	300	300
Содержание полезного компонента в балансовых запасах, %	c	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Коэффициент потерь	n	0,400	0,351	0,311	0,278	0,250	0,225	0,202
Коэффициент разубоживания	p	0	0,05	0,10	0,144	0,194	0,233	0,272
Количество добываемого полезного ископаемого, тыс. т	$Д$	180	204,8	229,4	253,8	278,1	302,3	326,5
Содержание полезного компонента в добываемом полезном ископаемом, %	a	1,8	1,71	1,62	1,54	1,45	1,38	1,31
Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	$K_н = \frac{Да}{Бс}$	0,600	0,649	0,689	0,724	0,747	0,773	0,792
Валовая ценность 1 т балансовых запасов полезного ископаемого, руб. ($Ц_о = 1200$ руб.)	$Ц_б = 0{,}01cЦ_о$	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Извлечение полезного компонента при переработке полезного ископаемого, доли ед.	u	0,880	0,879	0,878	0,876	0,874	0,871	0,866
Извлекаемая ценность, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Ц_и = Ц_б u K_н$	11,40	12,32	13,07	13,70	14,10	14,54	14,81
Суммарная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т полезного ископаемого, руб.	$С_{тов} = С_д + С_{тр} + С_{пер}$	8,16	8,11	8,06	8,01	7,92	7,90	7,88
Суммарная себестоимость добычи, транспортирования и переработки, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$С_б = \frac{Д}{Б} С_{тов}$	4,90	5,54	6,17	6,78	7,34	7,96	8,57
Прибыль (+) или убытки (—), отнесенные к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Пр = Ц_и - С_б$	+6,50	+6,78	+6,90	+6,92	+6,76	+6,58	+6,24

Пример расчета нормативных потерь применительно к условиям разработки участка угольного пласта

Нормативные потери определялись применительно к условиям отработки участка пласта Садового шахты им. Дзержинского (Кузбасс) мощностью 2,5 м и углом падения 63—66°. Длина выемочного участка по простиранию 145 м.

При определении нормативного уровня потерь и качества сравниваемых вариантов отработки участка сравнивались две системы разработки — длинными столбами по простиранию (I вариант) и щитами (II вариант).

Потери по сравниваемым системам разработки определялись конструктивным методом. Исходными материалами служили данные эксплуатационной разведки, маркшейдерские планы и разрезы.

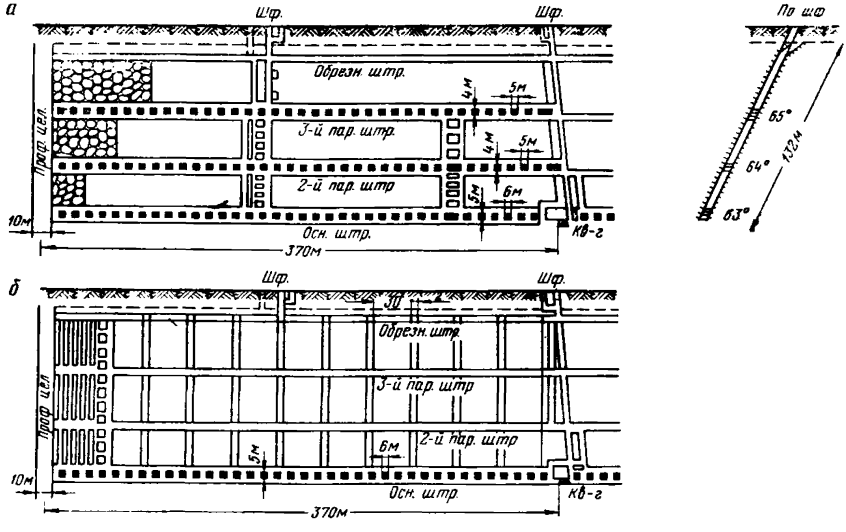

Рис. 4. К определению нормативных показателей извлечения для условий отработки эксплуатационного участка:

а — длинными столбами по простиранию (I вариант); *б* — щитовой системой разработки (II вариант)

Геологические запасы выемочного участка определялись по формуле

$$Б = LHm\gamma,$$

где L — длина выемочного участка по простиранию, м (L = 370 м);
H — наклонная высота выемочного участка, м (H = 132 м);
m — мощность пласта, м (m = 2,5 м);
γ — объемный вес угля, т/м³ (γ = 1,3 т/м³).

Таким образом,

$Б = 370 \cdot 132 \cdot 2{,}5 \cdot 1{,}3 = 159\,000$ т.

I вариант. Потери угля складываются из потерь в целиках над параллельными и основными штреками, в целике у шурфа, профилактическом целике и целике над квершлагом (рис. 4).

1. Потери угля в целиках над параллельными штреками определяются по формуле

$$V_{п.\,ш} = Lhm\gamma n - d,$$

где h — наклонная высота целика над параллельным штреком, м ($h = 4$ м);
n — число параллельных штреков ($n = 2$);
d — добыча угля из печей;

$$d = KhS\gamma, \text{ т},$$

K — общее число печей в целиках над параллельными штреками ($K = 140$);
S — поперечное сечение печи, м² ($S = 1$ м²).
Тогда

$$V_{\text{п. ш}} = 370 \cdot 4 \cdot 2{,}5 \cdot 1{,}3 \cdot 2 - 140 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 1{,}3 = 8900 \text{ т}.$$

2. Потери угля в целиках над основными штреками

$$V_{\text{о. ш}} = 370 \cdot 5 \cdot 2{,}5 \cdot 1{,}3 - 100 \cdot 5{,}7 \cdot 1 \cdot 1{,}3 = 5400 \text{ т}.$$

3. Потери угля в целике у шурфа при ширине целика по простиранию 8 м и наклонной высоте 132 м за вычетом общей высоты семи штреков, равной 16 м (четыре штрека высотой 2,5 м и три штрека высотой 2 м)

$$V_{\text{шф}} = 8 \cdot 116 \cdot 2{,}5 \cdot 1{,}3 = 3200 \text{ т}.$$

4. Потери угля в профилактическом целике

$$V_{\text{п. ц}} = 5 \cdot 132 \cdot 2{,}5 \cdot 1{,}3 = 2140 \text{ т}.$$

5. Потери в целике над квершлагом (см. рис. 4)

$$V_{\text{кв}} = 17 \cdot 12 \cdot 2{,}5 \cdot 1{,}3 = 700 \text{ т}.$$

Таким образом, общие потери угля при I варианте составят:

$$n = 8900 \text{ т} + 3200 \text{ т} + 5400 \text{ т} + 2100 \text{ т} + 700 \text{ т} = 20\,400 \text{ т}, \text{ или } 12{,}8\%.$$

II вариант. Потери угля при щитовой системе разработки складываются из потерь в межщитовых целиках, в пачке угля толщиной 0,5 м, оставляемой в кровле пласта при подвигании щита, в целиках над параллельными штреками, в профилактическом целике, в целике над квершлагом и в целике шурфа (см. рис. 4).

Целик над основным штреком при отработке участка щитовой системой разработки не оставляется. Посадка щита производится непосредственно на крепь штрека.

1. Потери угля в межщитовых целиках определялись по формуле

$$V_{\text{м. ц}} = lhm\gamma n,$$

где l — ширина межщитового целика, м ($l = 2$ м);
h — наклонная высота межщитового целика на всю высоту этажа, м ($h = 116$ м);
n — число межщитовых целиков ($n = 11$).
Тогда

$$V_{\text{м. ц}} = 2 \cdot 116 \cdot 2{,}5 \cdot 1{,}3 \cdot 11 = 8300 \text{ т}.$$

2. Потери в пачке угля, оставляемой в кровле пласта,

$$V_{\text{пач}} = l_l h_l m n \gamma,$$

где l_l — общая длина щитового перекрытия по простиранию,

$$l_l = bn,$$

b — длина одного щитового перекрытия, м ($b = 30$ м);
n — число щитов ($n = 11$);
h_1 — расстояние подвигания щита при отработке всего этажа;

$$h_1 = H - (16 \text{ м} + 6 \text{ м}) = 110 \text{ м};$$

H — наклонная высота выемочного участка по падению, м (H = 132 м);
16 м — общая высота семи штреков (см. рис. 4);
6 м — наклонная высота двух целиков по 3 м, составляемых над параллельными штреками, щит не доходит до них на 3 м.

Тогда

$$V_{\text{пач}} = 330 \cdot 110 \cdot 0{,}5 \cdot 1{,}3 = 23\,600 \text{ т}.$$

3. Потери угля в целиках над параллельными штреками

$$V_{\text{п. ш}} = (Lh_2m\gamma - d)\, n_3,$$

где h_2 — высота целика над параллельными штреками при работе щитам (h_2 = 3 м);
d — добыча при проходе печей, т;

$$d = h_3 S_l \gamma n_2,$$

h_3 — высота печи, пройденной в целике над параллельным штреком,

$$h_3 = h_2 = 3 \text{ м};$$

S_l — сечение печи, м² (S_l = 2,25 м²);
n_2 — общее число печей над штреками;
n_3 — число параллельных штреков (n_3 = 2).

Тогда

$$V_{\text{п. ш}} = (370 \cdot 3 \cdot 2{,}5 \cdot 1{,}3 - 3 \cdot 2{,}25 \cdot 1{,}3 \cdot 55)\, 2 = 6000 \text{ т}.$$

4. Потери угля в целиках профилактическом, над квершлагом и у шурфа те же, что и при I варианте, т. е. соответственно равны 2140, 700 и 3200 т или всего 6000 т.

Тогда общие потери угля в недрах при II варианте составят:

$$n = 8300 \text{ т} + 23\,600 \text{ т} + 6000 \text{ т} = 43\,900 \text{ т, или } 27\%.$$

Величина зольности угля в балансовых запасах взята по данным эксплуатационной разведки. Зольность в добытом угле определялась по статистическим данным отработки пласта Садового при применении щитовой системы разработки и длинных столбов по простиранию. Как правило, при щитовой системе разработки зольность на 2,0—2,5% ниже, чем при работе длинными столбами.

Расчет технико-экономических показателей по вариантам для условий отработки угольных месторождений имеет некоторые особенности.

За величину $Ц_0$ следует принимать оптовую цену 1 т угля, по которой шахта ведет расчет с потребителями. В примере цена 1 т угля марки $К_2$ (коксующийся) установлена в размере 11,62 руб. при зольности 15,1%. При снижении (увеличении) зольности на 1% цена повышается (снижается) на 3%, или на 0,35 руб. Таким образом, $Ц_б = Ц_0 = 11{,}62$ руб.

Определяем извлекаемую валовую товарную ценность по вариантам с учетом качества добываемого угля.

Зольность угля при I варианте $З_I = 18{,}6\%$, т. е. на 3,5% выше зольности, при которой определена величина $Ц_0 = Ц_б = 11{,}62$. Следовательно, величина $Ц_т$ будет на 0,35·3,5 = 1,22 руб. меньше $Ц_б$, т. е. $Ц_{т_I} = 11{,}62 - 1{,}22 = 10{,}4$ руб.

Зольность угля, добываемого при II варианте, $З_{II} = 16{,}6\%$, т. е. на 1,5% ниже исходной зольности, при которой определена величина $Ц_0 = 11{,}62$ руб. Поэтому $Ц_{т_{II}} = 11{,}62 - (0{,}35 \cdot 1{,}5) = 11{,}09$ руб.

Сравнительные технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов приведены в табл. 9.

При благоприятных горно-геологических условиях щитовая система разработки высокопроизводительна, при ее применении достигается низкая себестоимость добытого угля. Однако, как показали расчеты, выбор системы разработки с учетом экономических данных потерь угля показывает, что иногда

Таблица 9

Показатели	Условные обозначения и формулы расчета	Значения технико-экономических показателей по вариантам	
		I	II
Балансовые запасы, т	$Б$	159 000	159 000
Зольность угля в балансовых запасах, %	$З_б$	16,6	16,6
Зольность добываемого угля, %	$З_д$	18,6	16,6
Коэффициент засорения	$К_з$	0,08	—
Коэффициент потерь	$п$	0,128	0,27
Количество добытого угля, т	$Д = Б\frac{(1-п)}{(1-К_з)}$	151 050	116 070
Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	$К_н$	0,95	0,73
Товарная ценность 1 т добытого угля, руб.	$Ц_т$	10,4	11,09
Товарная ценность, отнесенная к 1 т погашенных балансовых запасов, руб.	$Ц_{т.б}$	$10,4 \cdot 0,95 = 9,88$	$11,09 \cdot 0,73 = 8,09$
Себестоимость добычи 1 т угля, руб.	$С_д$	3,06	2,03
Себестоимость добычи, отнесенная к 1 т погашенных балансовых запасов	$С_б = С_д\frac{Д}{Б}$	2,91	1,81
Прибыль, отнесенная к 1 т погашенных балансовых запасов, руб.	$Пр = Ц_{т.б} - С$	6 97	6,28

следует отдать предпочтение системе, менее производительной, с более высокой себестоимостью 1 т добываемого угля, но дающей большую прибыль от эксплуатации участка. В нашем случае к применению была рекомендована система разработки длинными столбами по простиранию с обрушением кровли.

Приложение 2

Методические рекомендации по нормированию потерь и разубоживания полезного ископаемого на открытых горных работах

На открытых горных работах нормированию подлежат:

потери неотбитого полезного ископаемого в почве или лежачем боку залежи, в целиках внутри выемочного участка;

потери отбитого полезного ископаемого при выемке вмещающих пород в подготовительных выработках, с породами или некондиционным полезным ископаемым в очистных забоях при селективной разработке блока (участка), оставленного в почве или лежачем боку залежи, а также в местах погрузки, разгрузки, складирования и сортировки;

разубоживание от примешивания пустых пород или некондиционного полезного ископаемого при добыче с целью снижения потерь погашаемых балансовых запасов.

Вопрос о целесообразности снижения потерь за счет увеличения разубоживания, и наоборот, в каждом конктерном случае решается сопоставлением технико-экономических показателей возможных вариантов ведения горных работ в приконтактных зонах блока (участка).

Сравниваемые варианты должны отличаться как размерами потерь и разубоживания, так и их соотношением, т. е. в одних вариантах потери выше, чем разубоживание, а в других — наоборот. Достигается это за счет изменения границ извлекаемых балансовых запасов и прихватываемых вмещающих пород, а также технологии основных производственных процессов.

На пологопадающих месторождениях потери представляют собой слой теряемого полезного ископаемого, а разубоживание — примешиваемых вмещающих пород по всей площади блока (участка) при зачистке кровли и почвы залежи.

При использовании на вскрышных и добычных работах роторных экскаваторов потери и разубоживание полезного ископаемого на контактах с вмещающими породами зависят от положения роторного колеса и величины подачи ротора на забой, т. е. от толщины срезаемой полосы.

При разработке залежей наклонного падения и производстве горных работ механическими лопатами потери и разубоживание образуются за счет создания горизонтальных площадок, необходимых для нормальной работы экскаваторов. Если же применяют экскаваторы типа драглайнов, то потери и разубоживание образуются так же, как и на пологопадающих месторождениях, в виде слоя.

При крутом падении залежей потери и разубоживание зависят в основном от технологии ведения горных работ на контактах залежи (в приконтактных зонах) и обычно представляют «треугольники» теряемого полезного ископаемого и примешиваемых вмещающих пород.

Размеры потерь и разубоживания в зависимости от характера их образования определяются различными способами. Потери в виде слоя на всей площади определяются непосредственно опытным путем. Потери в виде треугольников определяются по замерам на геолого-маркшейдерской документации или расчетами по соответствующим формулам. Обязательным условием достоверности определения потерь и разубоживания в этом случае является уточнение контактов залежи и содержания полезных компонентов в погашаемых балансовых запасах по данным эксплуатационной разведки.

В практике эксплуатации месторождений полезных ископаемых разрабатываются залежи самой разнообразной формы и геологического строения. Однако в пределах уступа они могут быть подразделены на блоки (участки) простого и сложного строения.

Простые блоки (участки) характеризуются однородным строением и не содержат существенных включений пустых пород и некондиционного полезного ископаемого. Их разработка всегда ведется валовым способом выемки по всей мощности залежи.

Сложные блоки (участки) характеризуются неоднородным строением и содержат наряду с кондиционным полезным ископаемым некондиционные сорта, а также прослойки или включения пустых пород. В этом случае целесообразна селективная выемка кондиционного и некондиционного полезного ископаемого и пустых пород.

При разработке месторождений, сложенных скальными породами, валовая выемка наиболее проста и обеспечивает высокую производительность труда. Тем не менее из-за значительного разубоживания полезного ископаемого нормативные показатели необходимо определять технико-экономическим обоснованием возможных вариантов разработки валового и селективного способов выемки.

При валовой выемке потери по сравниваемым вариантам определяются только по контакту залежи, а примешивание вмещающих пород — по контакту залежи и прослоям и включениям, находящимся внутри блока (участка).

При селективной выемке потери и примешивание вмещающих пород определяются по сравниваемым вариантам ведения горных работ в приконтактных зонах как залежи, так и селективно вынимаемых прослоев и включений пустых пород и некондиционного полезного ископаемого, находящихся внутри блока (участка).

В зависимости от геометрической формы залежь на геолого-маркшейдерских планах может быть разделена на блоки или участки.

Б л о к — это произвольная часть залежи с относительно выдержанными (прямолинейными) контактами по простиранию, в пределах которой возможно выделение представительного сечения.

У ч а с т о к — это произвольная часть залежи со сложной конфигурацией контактов по простиранию, в пределах которой невозможно выделение представительного сечения.

Коэффициент потерь и отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам по блоку определяются через отношение площади теряемого полезного ископаемого и примешиваемых пород к площади полезного ископаемого блока, а по участку — через отношение количества теряемого полезного ископаемого и примешиваемых вмещающих пород к количеству погашаемых балансовых запасов этого участка.

Под примешиванием вмещающих пород следует понимать примешивание к полезному ископаемому в процессе его добычи пустых пород и некондиционного полезного ископаемого как по контакту залежи, так и внутри эксплуатационного блока (участка).

Контакты залежи, а также прослоев и включений в пределах рассматриваемого блока (участка) могут иметь между собой согласное и несогласное падения. В зависимости от этого характер установления нормативных потерь и разубоживания различен.

При согласном падении приконтактных зон нормативные потери и разубоживание рассчитываются сразу для блока (участка) в целом, а при несогласном — устанавливаются по сумме коэффициентов потерь и примешивания вмещающих пород рациональных вариантов раздельно разрабатываемых контактов.

Если залежь, имеющая углы падения контактов от 50 до 80°, разрабатывается экскаваторами механическая лопата, то нормативные потери и разубоживание должны устанавливаться с учетом угла черпания в зависимости от изменения наклона стрелы экскаватора.

Ниже приведены примеры расчета нормативных потерь и разубоживания при разработке залежей пологого, наклонного и крутого падения.

Примеры расчета нормативных потерь и разубоживания при разработке горизонтальной или слабонаклонной залежи

В примере рассмотрено установление нормативных потерь и разубоживания при разработке пластовой залежи экскаваторами механическая лопата и роторным экскаватором.

Параметры залежи при разработке механической лопатой приняты следующие: угол падения 0°, мощность 5 м, среднее содержание свинца в погашаемых балансовых запасах 2%.

Для установления нормативных потерь и разубоживания произведена технико-экономическая оценка шести вариантов ведения горных работ в приконтактных зонах, имеющих различное соотношение потерь и примешивания вмещающих пород.

В первых двух вариантах принята разработка без разубоживания (рис. 5, *а*). Высота теряемого слоя полезного ископаемого по вариантам различна: в I варианте $h_{п.\,к} = h_{п.\,п} = 0{,}2$ м, а во II варианте $h_{п.\,к} = h_{п.\,п} = 0{,}4$ м. В этом случае коэффициенты потерь могут быть определены по формуле

$$n = \frac{h_{п.\,к} + h_{п.\,п}}{m}, \text{ доли ед.,}$$

где $h_{п.\,к}$, $h_{п.\,п}$ — высота слоя теряемого полезного ископаемого соответственно в кровле и почве пласта, м;

m — мощность залежи, м.

Подставляя в формулу числовые значения, получим:
для I варианта

$$n = \frac{0{,}2 + 0{,}2}{5} = 0{,}08;$$

для II варианта

$$n = \frac{0{,}4 + 0{,}4}{5} = 0{,}16.$$

В III и IV вариантах принята разработка без потерь полезного ископаемого (рис. 5, *б*). Высота примешиваемого слоя вмещающих пород в III варианте $h_{в.\,к} = h_{в.\,п} = 0{,}2$ м, а в IV варианте $h_{в.\,к} = h_{в.\,п} = 0{,}4$ м. Отношение

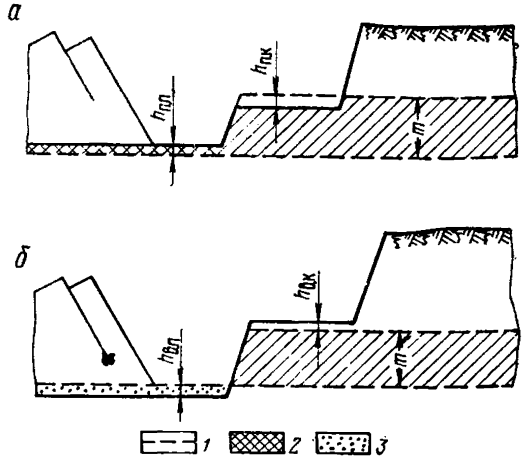

Рис. 5. Схема к расчету потерь и разубоживания при разработке горизонтальной или слабонаклонной залежи:

1 — контакт залежи; *2* — теряемое полезное ископаемое; *3* — примешиваемые вмещающие породы

количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам определяется по формуле

$$в = \frac{(h_{в.\,к} + h_{в.\,п})\,\gamma_в}{m\gamma_п}, \text{ доли ед.},$$

где $h_{в.\,к}$ и $h_{в.\,п}$ — высота примешиваемого слоя вмещающих пород соответственно в кровле и почве пласта, м;

$\gamma_в$, $\gamma_п$ — объемный вес соответственно разубоживающих пород и полезного ископаемого, т/м³.

Тогда для III варианта

$$в = \frac{(0{,}2 + 0{,}2)\,2{,}5}{5 \cdot 2{,}5} = 0{,}08;$$

для IV варианта

$$в = \frac{0{,}4 + 0{,}4}{5} = 0{,}16.$$

В V и VI вариантах предусматривается разработка залежи с потерями и разубоживанием полезного ископаемого. Высота теряемого слоя полезного ископаемого в кровле пласта и примешиваемого слоя вмещающих пород в почве пласта равны между собой и приняты в V варианте $h_{п.\,к} = h_{в.\,п} = 0{,}2$ м, а в VI варианте — $h_{п.\,к} = h_{в.\,п} = 0{,}4$ м. Соответствующие им коэффициенты потерь определяются по формулам:

$$n = \frac{h_п}{m}; \quad в = \frac{h_в \gamma_в}{m\gamma_п}, \text{ доли ед.}$$

Таблица 10

Показатели	Условные обозначения и формулы расчета	Значения технико-экономических показателей по вариантам разработки					
		I	II	III	IV	V	VI
Балансовые запасы, т	$Б$	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Содержание свинца в балансовых запасах, %	c	2	2	2	2	2	2
Коэффициент потерь	$п$	0,08	0,16	0	0	0,04	0,06
Отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам	$Л$	0	0	0,08	0,16	0,04	0,08
Количество добываемого полезного ископаемого, т . . .	$Д = Б(1-п+Л)$	9200	8400	10 800	11 600	10 000	10 000
Содержание свинца в добываемом полезном ископаемом, %	$a = \frac{Бс(1-п)}{Д}$	2,0	2,0	1,85	1,72	1,92	1,84
Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	$К_н = \frac{Да}{Бс}$	0,92	0,84	1,00	1,00	0,96	0,92
Валовая ценность 1 т балансовых запасов полезного ископаемого, руб.	$Ц_б = 0{,}01cЦ_о$	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
Коэффициент извлечения свинца в концентрат на обогатительной фабрике	$и$	0,8	0,8	0,78	0,77	0,79	0,78
Извлекаемая ценность, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Ц_и = Ц_б и К_н$	7,65	6,99	8,11	8,01	7,89	7,46
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т полезного ископаемого, руб.	$С = С_д + С_{тр} + С_{пер}$	5,0	4,8	5,0	4,8	5,0	4,8

Продолжение табл. 10

Показатели	Условные обозначения и формулы расчета	Значения технико-экономических показателей по вариантам разработки					
		I	II	III	IV	V	VI
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$C_б = \frac{ДС}{Б}$	4,60	4,03	5,4	5,57	5,0	4,8
Прибыль (+), отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Пр = Ц_и - C_б$	+3,05	+2,96	+2,71	+2,44	+2,89	+2,66

Подсчитанные по этим уравнениям коэффициенты в V варианте равны:

$$n = \frac{0,2}{5} = 0,04; \quad в = \frac{0,2 \cdot 2,5}{5 \cdot 2,5} = 0,04;$$

в VI варианте

$$n = \frac{0,4}{5} = 0,08; \quad в = \frac{0,4 \cdot 2,5}{5 \cdot 2,5} = 0,08.$$

Нормативные потери и разубоживание устанавливаются по результатам технико-экономической оценки указанных выше вариантов разработки. Исходные данные и необходимые расчеты приведены в табл. 10, из которой видно, что максимальная прибыль (3,05 руб. на 1 т балансовых запасов) достигается при ведении горных работ по I варианту. Следовательно, нормативными показателями для рассматриваемых условий разработки залежи будут:

$$n = n_1 \cdot 100 = 0,08 = 8\%,$$

$$p = \frac{в_1 Б}{Д_1} \cdot 100 = \frac{0 \cdot 10\,000}{9200} = 0\%.$$

При использовании роторного экскаватора параметры залежи и разработки следующие: угол падения 0°, мощность 8 м, среднее содержание свинца в погашаемых балансовых запасах 2%, радиус роторного колеса 5 м, толщина срезаемой полосы 6 м.

Для определения нормативных показателей при разработке пологой залежи роторным экскаватором произведена технико-экономическая оценка четырех вариантов разработки с различными соотношениями потерь и разубоживания.

I вариант характеризуется отсутствием разубоживания (см. рис. 5, *а*). Потери полезного ископаемого имеются в кровле и в почве залежи. Коэффициенты потерь могут быть определены по следующим формулам:

$$n_к = \frac{r^2}{2lm}\left(\frac{\pi\varphi}{90} - \sin 2\varphi\right), \text{ доли ед.},$$

$$n_п = \frac{r}{m}\left[\left(1 - \frac{\cos\varphi}{2}\right) - \frac{\pi r\varphi}{180l}\right], \text{ доли ед.},$$

где r — радиус роторного колеса, м;

l — толщина срезаемой полосы, м;

φ — угол, равный $\arcsin\frac{l}{2r}$, градусы.

Подставляя соответствующие значения, получим

$$n_к = \frac{5^2}{2{,}6 \cdot 8}\left(\frac{3{,}14 \cdot 36{,}87}{90} - 0{,}96\right) = 0{,}088;$$

$$n_п = \frac{5}{6}\left(1 - \frac{0{,}78}{2}\right) - \frac{3{,}14 \cdot 5 \cdot 36{,}87}{180{,}6} = 0{,}039.$$

В целом по варианту коэффициент потерь

$$n = n_к + n_п = 0{,}088 + 0{,}039 = 0{,}127.$$

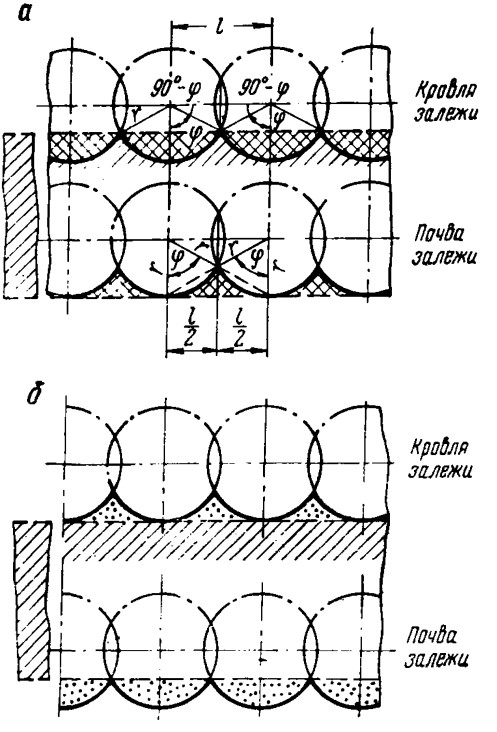

Рис. 6. Схема к расчету потерь и разубоживания при разработке пологопадающей залежи роторным экскаватором

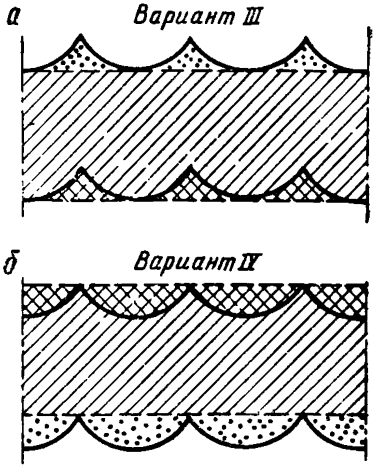

Рис. 7. Схема к расчету нормативных потерь и разубоживания по III и IV вариантам при разработке залежи роторным экскаватором

II вариант характеризуется отсутствием потерь полезного ископаемого (рис. 6, *б*). Отношения количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам могут быть рассчитаны по следующим формулам:

$$Л_к = \frac{r\gamma_в}{m\gamma_п}\left[\left(1 - \frac{\cos\varphi}{2}\right) - \frac{\pi r\varphi}{180l}\right] = 0{,}039,$$

$$Л_н = \frac{r^2\gamma_в}{2lm\gamma_п}\left(\frac{\pi\varphi}{90} - \sin 2\varphi\right) = 0{,}088.$$

Суммарный коэффициент примешивания вмещающих пород в этом случае $в = в_к + в_п = 0{,}039 + 0{,}088 = 0{,}127$.

В III и IV вариантах предусмотрена такая организация работ, при которой имеются как потери, так и разубоживание. Причем в каждом из вариантов абсолютные значения потерь и разубоживания равны между собой, но не равны по вариантам (рис. 7). Коэффициент потерь и примешивания вмещающих пород рассчитаны в вариантах с использованием ранее приведенных формул:

Таблица 11

Показатели	Условные обозначения и формулы расчета	Технико-экономические показатели по вариантам разработки			
		I	II	III	IV
Балансовые запасы, т . .	$Б$	100 000	100 000	100 000	100 000
Содержание свинца в балансовых запасах, %	c	2	2	2	2
Коэффициент потерь . . .	$п$	0,127	0	0,039	0,088
Отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам . . .	$Л$	0	0,127	0,039	0,088
Количество добываемого полезного ископаемого, т	$Д = Б(1 - п + Л)$	87 300	112 700	100 000	100 000
Содержание свинца в добываемом полезном ископаемом, %	$a = \frac{Бc(1-п)}{Д}$	2	1,775	1,922	1,824
Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	$К_н = \frac{Да}{Бc}$	0,873	1,00	0,961	0,912
Валовая ценность 1 т балансовых запасов полезного ископаемого, руб.	$Ц_б = 0{,}01 c Ц_о$	10,4	10,4	10,4	10,4
Коэффициент извлечения свинца в концентрат на обогатительной фабрике	$и$	0,80	0,77	0,79	0,78
Извлекаемая ценность, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Ц_и = Ц_б и К_н$	7,26	8,01	7,90	7,40
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т полезного ископаемого, руб.	$С = С_д + С_{тр} + С_{пер}$	3,5	3,5	3,5	3,5
Полная себестоимость добычи транспортирования и переработки, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$С_б = \frac{ДС}{Б}$	3,06	3,94	3,5	3,5
Прибыль (+), отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб. . .	$Пр = Ц_и - С_б$	+4,2	+4,07	+4,4	+3.9

Таблица 12

Показатели	Условные обозначения и формулы расчета	Значения технико-экономических показателей по вариантам разработки		
		I	II	III
Балансовые запасы, т	$Б$	10 000	10 000	10 000
Содержание свинца в балансовых запасах, %	c	2	2	2
Коэффициент потерь	$п$	0,26	0	0,13
Отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам	$Л$	0	0,26	0,13
Количество добываемого полезного ископаемого, т	$Д = Б(1 - п + Л)$	7400	12 600	10 000
Содержание свинца в добываемом полезном ископаемом, %	$a = \frac{Бc(1-п)}{Д}$	2	1,59	1,74
Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр . .	$К_н = \frac{Да}{Бc}$	0,74	1,00	0,87
Валовая ценность 1 т балансовых запасов полезного ископаемого, руб.	$Ц_б = 0{,}01cЦ_о$	10,4	10,4	10,4
Коэффициент извлечения свинца в концентрат на обогатительной фабрике	$и$	0,80	0,75	0,77
Извлекаемая ценность, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Ц_и = Ц_б и К_н$	6,16	7,80	6,96
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т полезного ископаемого, руб.	$С = С_д + С_{тр} + С_{пер}$	4,8	4,8	4,8
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$С_б = \frac{ДС}{Б}$	3,55	6,05	4,80
Прибыль (+), отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Пр = Ц_и - С_б$	+2,61	+1,75	+2,16

для III варианта

$$n = Л = \frac{r\gamma_в}{m\gamma_п}\left[\left(1 - \frac{\cos\varphi}{2}\right) - \frac{\pi r\varphi}{180l}\right] = 0{,}039;$$

для IV варианта

$$n = Л = \frac{r^2\gamma_в}{2lm\gamma_п}\left(\frac{\pi\varphi}{90} - \sin 2\varphi\right) = 0{,}088.$$

По результатам технико-экономической оценки указанных выше вариантов разработки устанавливаются нормативные потери и разубоживание. Из табл. 11, где приведены исходные данные и необходимые расчеты, видно, что наиболее экономичным вариантом является вариант III, по коэффициенту потерь и отношению количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам которого принимаются нормативные показатели

$$n = n_{II} \cdot 100 = 0{,}039 \cdot 100 = 3{,}9\%,$$

$$p = \frac{e_{III}Б}{Д_{III}}100 = \frac{0{,}039 \cdot 100\,000}{100\,000} \cdot 100 = 3{,}9\%.$$

Пример расчета нормативных потерь и разубоживания при разработке наклонной залежи

В примере рассмотрена разработка залежи мощностью 10 м с углом падения 10° и средним содержанием свинца в погашаемых балансовых запасах 2%. Ширина заходки экскаватора принята равной 15 м.

Для определения нормативных показателей при разработке наклонной залежи произведена технико-экономическая оценка трех вариантов ведения горных работ в приконтактных зонах с различными соотношениями потерь и примешивания вмещающих пород.

В I варианте принята разработка залежи без засорения полезного ископаемого вмещающими породами, т. е. отсутствует разубоживание (рис. 8, *а*), а по II варианту разработка залежи ведется без потерь полезного ископаемого (рис. 8, *б*).

Коэффициент потерь и отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам по вариантам могут быть рассчитаны по формулам:

$$n = \frac{Ш_{зах}\sin\alpha}{m}, \text{ доли ед.},$$

$$Л = \frac{Ш_{зах}\sin\alpha\gamma_в}{m\gamma_п}, \text{ доли ед.},$$

где $Ш_{зах}$ — ширина заходки экскаватора, м;
α — угол падения залежи, град.

Подставляя числовые значения, получаем для I варианта

$$n = \frac{15 \cdot 0{,}1736}{10} = 0{,}26;$$

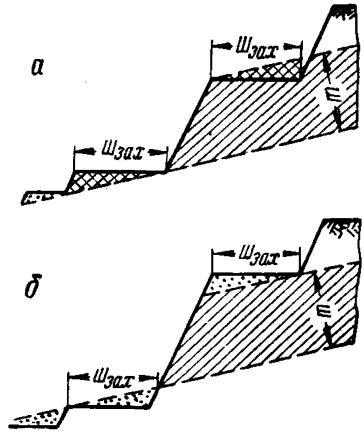

Рис. 8. Схема к расчету потерь и разубоживания при разработке наклонной залежи

для II варианта

$$e = \frac{15 \cdot 0{,}1736}{10} = 0{,}26.$$

По III варианту разработка залежи ведется с равным соотношением потерь полезного ископаемого и примешивания вмещающих пород. Коэффициенты

потерь и примешивания вмещающих пород, в этом случае, могут быть определены по формуле

$$n = Л = \frac{Ш_{зах} \sin \alpha}{2m}, \text{ доли ед.},$$

$$\text{т. е. } n = \frac{15 \cdot 0{,}1736}{2{,}1} = 0{,}13.$$

По результатам технико-экономической оценки вариантов разработки залежи (исходные данные и необходимые расчеты приведены в табл. 12) видно, что наиболее экономичным является I вариант, по которому достигается наибольшая прибыль (2,61 руб.). Следовательно, нормативные показатели для рассматриваемых условий разработки наклонной залежи будут:

$$n = n_I \cdot 100 = 0{,}26 \cdot 100 = 26\%,$$

$$p = \frac{e_I Б}{Д_I} 100 = \frac{0 \cdot 10\,000}{12\,600} 100 = 0\%.$$

Примеры расчета нормативных потерь и разубоживания при разработке крутопадающей залежи

Потери и разубоживание при разработке крутопадающих залежей в большинстве случаев представляют собой «треугольник» теряемого полезного ископаемого и примешиваемых вмещающих пород, образующихся в приконтактных зонах из-за несовпадения углов черпания экскаватора и падения контакта

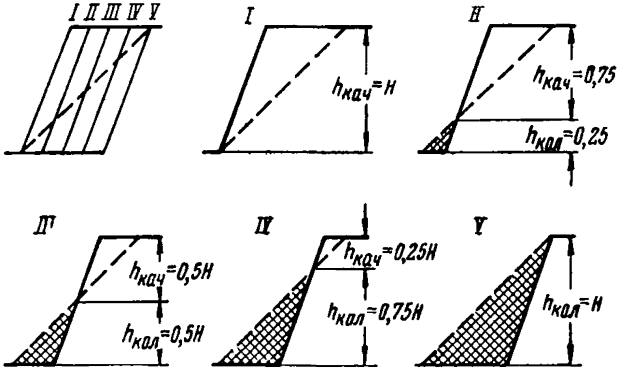

Рис. 9. Пятивариантная схема разработки приконтактной зоны крутопадающей залежи

залежи. Их величина по вариантам разработки зависит от высоты, на которой пересекаются линии откоса уступа и контакта залежи.

Точность расчета нормативных показателей по блокам (участкам), как и при разработке пологих и наклонных залежей, зависит от числа сравниваемых вариантов ведения горных работ в приконтактной зоне, отличающихся между собой различным соотношением количества теряемого полезного ископаемого и примешиваемых вмещающих пород. С этой целью высота уступа может быть разделена на три и более частей, по высоте которых могут быть приняты значения высоты «треугольников» теряемого полезного ископаемого и примешиваемых вмещающих пород (рис. 9).

Ниже приведены два примера расчета нормативных потерь и разубоживания при пятивариантной схеме разработки приконтактных зон блоков с согласным и несогласным падением. Кроме того, в конце расчетов приведены формулы для определения коэффициента потерь и отношения количества примешиваемых

вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам при разработке участка, а также и другие формулы.

При согласном падении контактов (рис. 10, *а*) приняты следующие параметры залежи и разработки: мощность 10 м, угол падения 50°, среднее содержание свинца в погашаемых балансовых запасах 2%, высота уступа 10 м, угол откоса уступа 65°.

Для более точного определения нормативных потерь и разубоживания нами принята пятивариантная схема ведения горных работ в приконтактных зонах, при которой высота «треугольников» будет следующей:

для I варианта

$$h_п = 0; \quad h_в = 10 \text{ м};$$

для II варианта

$$h_п = 2{,}5 \text{ м}; \quad h_в = 7{,}5 \text{ м};$$

для III варианта

$$h_п = 5 \text{ м}; \quad h_в = 5 \text{ м};$$

для IV варианта

$$h_п = 7{,}5 \text{ м}; \quad h_в = 2{,}5 \text{ м};$$

для V варианта

$$h_п = 10 \text{ м}; \quad h_в = 0.$$

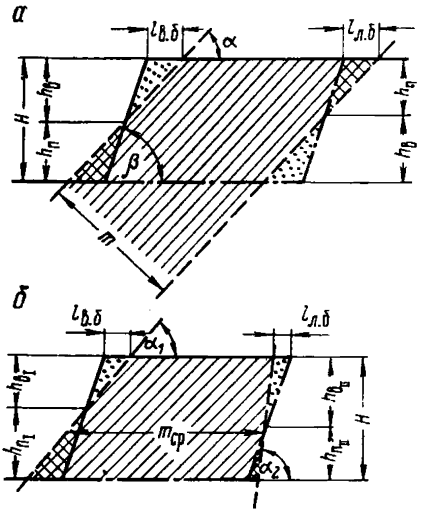

Рис. 10. Схема к расчету потерь и разубоживания при разработке крутопадающей залежи с падением контактов:

а — согласным; *б* — несогласным

Коэффициент потерь и отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам при согласном падении контактов блока могут быть определены по формулам:

$$n = h_п^2 \frac{\sin \delta}{mH \sin \beta}, \text{ доли ед.},$$

$$Л = h_в^2 \frac{\sin \delta \gamma_в}{mH \sin \beta \gamma_п}, \text{ доли ед.},$$

где $h_п$ — высота «треугольника» теряемого полезного ископаемого, м;

$h_в$ — высота «треугольника» примешиваемых вмещающих пород, м

β — угол откоса уступа, градусы;

δ — угол, который при $\alpha > \beta$ равен $\alpha - \beta$, а при $\alpha < \beta$ равен $\beta - \alpha$, градусы.

Подставляя в формулы числовые значения, получим для I варианта:

$$n = 0^2 \frac{0{,}2588}{10 \cdot 10 \cdot 1{,}9063} = 0;$$

$$Л = 10^2 \frac{0{,}2588 \cdot 2{,}5}{10 \cdot 10 \cdot 0{,}9063 \cdot 2{,}5} = 0{,}286;$$

для II варианта

$$n = 2{,}5^2 \frac{0{,}2588}{10 \cdot 10 \cdot 0{,}9063} = 0{,}018;$$

$$Л = 7{,}5^2 \frac{0{,}2588 \cdot 2{,}5}{10 \cdot 10 \cdot 0{,}9063 \cdot 2{,}5} = 0{,}161.$$

для III варианта $n=0{,}072$, $Л=0{,}072$;
для IV варианта $n=0{,}161$, $Л=0{,}018$;
для V варианта $n=0{,}286$, $Л=0$.

Нормативные потери и разубоживание устанавливаются по результатам технико-экономической оценки указанных выше вариантов разработки. Исходные данные и необходимые расчеты приведены в табл. 13. Из табл. 13 видно, что наиболее экономичным для разработки блока является IV вариант, при котором достигается наибольшая прибыль (2,7 руб.) на 1 т погашаемых балансовых запасов. Следовательно, нормативными показателями для рассматриваемого блока будут:

$$n=n_{IV}100=0{,}161\cdot 100=16{,}1\%;$$

$$p=\frac{Л_{IV}Б}{Д_{IV}}100=\frac{0{,}018\cdot 10\,000}{8570}100=2{,}1\%.$$

Для достижения соответствия выемки полезного ископаемого блока (участка) параметрам рационального (нормативного) варианта разработки на кровле уступа по границе разделения вскрышных и добычных работ, а также селективно вынимаемых породных пропластков должны быть выставлены репера. Они являются как ориентирами при производстве буровзрывных и выемочно-погрузочных работ, так и средствами оперативного контроля за правильным ведением горных работ.

Расстояние от контура балансовых запасов до указанной границы определяется по высоте верхнего «треугольника» потерь нормативного варианта разработки приконтактной зоны (см. рис. 10, *а*) и может быть подсчитано по формуле

$$l_{в.\,б\,(л.\,б)}=\frac{h_п\sin\delta}{\sin\alpha\sin\beta},\ м.$$

В данном случае это расстояние

$$l_{в.\,б}=\frac{2{,}5\cdot 0{,}2588}{0{,}766\cdot 0{,}9063}=0{,}93\ м;$$

$$l_{л.\,б}=\frac{7{,}5\cdot 0{,}2588}{0{,}766\cdot 0{,}9063}=2{,}79\ м.$$

Во втором примере при несогласном падении приконтактных зон (рис. 10, *б*) взята залежь с различными углами падения контактов, т. е. висячего бока — $\alpha_1=50°$, а лежачего — $\alpha_2=80°$.

Коэффициент потерь и отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам для приконтактной зоны висячего и лежачего боков определяются раздельно по формулам

$$n_{в.\,б}\,(n_{л.\,б})=h^2_{п_1}(B_1)\frac{\sin(\beta-\alpha_1)}{2m_{ср}H\sin\alpha_1\sin\beta};$$

$$Л_{в.\,б}\,(в_{л.\,б})=h^2_{п_2}(B_2)\frac{\sin(\alpha_2-\beta)\,\gamma_в}{2m_{ср}H\sin\alpha_2\sin\beta\gamma_п},$$

где $m_{ср}$ — средняя горизонтальная мощность залежи в пределах блока, м.

Подсчитанные по этим формулам коэффициенты, а также исходные данные и необходимые расчеты для выявления рационального варианта сведены в табл. 14, из которой видно, что наиболее экономичным для разработки приконтактной зоны висячего бока оказался IV вариант, где $n=0{,}105$ и $в=0{,}012$; для разработки лежачего бока — также IV вариант, но со значением $n=0{,}081$ и $в=0{,}009$.

Нормативные потери и разубоживание для блока с несогласным падением контактов определяются по сумме коэффициента потерь и отношения количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам рациональных вариантов приконтактных зон висячего и лежачего боков залежи.

Таблица 13

Показатели	Условные обозначения и формулы расчета	Значения технико-экономических показателей по вариантам разработки				
		I	II	III	IV	V
Балансовые запасы, т	$Б$	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Содержание свинца в балансовых запасах, %	c	2	2	2	2	2
Коэффициент потерь . .	n	0	0,018	0,072	0,161	0,286
Отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам	$Л$	0,286	0,161	0,072	0,018	0
Количество добываемого полезного ископаемого, т	$Д = Б(1-n+Л)$	12 860	11 430	10 000	8570	7140
Содержание свинца в добываемом полезном ископаемом, % . . .	$a = \frac{Бc(1-n)}{Д}$	1,56	1,72	1,86	1,96	2,0
Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр . . .	$К_н = \frac{Да}{Бc}$	1,00	0,982	0,928	0,839	0,714
Валовая ценность 1 т балансовых запасов полезного ископаемого, руб.	$Ц_б = 0{,}01cЦ_о$	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
Коэффициент извлечения свинца в концентрат на обогатительной фабрике	$и$	0,74	0,77	0,79	0,80	0,80
Извлекаемая ценность, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Ц_и = Ц_б и К_н$	7,7	7,86	7,63	6,98	5,94
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т полезного ископаемого, руб.	$С = С_д + С_{тр} + С_{пер}$	5	5	5	5	5
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб. . .	$С_б = \frac{ДС}{Б}$	6,43	5,72	5,00	4,29	3,57
Прибыль (+), отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Пр = Ц_и - С_б$	+1,27	+2,14	+2,63	+2,69	+2,37

Таблица 14

Показатели	Условные обозначения и формулы расчета	Значения технико-экономических показателей по вариантам разработки приконтактной зоны										Показатели нормативного варианта
		висячего бока ($\alpha_1 = 50°$)					лежачего бока ($\alpha_2 = 80°$)					
		I	II	III	IV	V	I	II	III	IV	V	
Балансовые запасы, т	$Б$	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Содержание свинца в балансовых запасах, %	c	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Коэффициент потерь	$п$	0	0,012	0,047	0,105	0,186	0	0,009	0,036	0,081	0,145	0,186
Отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам	$Л$	0,186	0,105	0,047	0,012	0	0,145	0,081	0,036	0,009	0	0,021
Количество добываемого полезного ископаемого, т . . .	$Д = Б(1 - п + Л)$	11 860	10 930	10 000	9070	8140	11 450	10 720	10 000	9280	8550	8350
Содержание свинца в добываемом полезном ископаемом, %	$a = \frac{Бс(1-п)}{Д}$	1,69	1,81	1,91	1,97	2,00	1,75	1,85	1,93	1,98	2,00	1,94
Коэффициент извлечения полезного ископаемого из недр	$К_н = \frac{Да}{Бс}$	1,0	0,989	0,955	0,893	0,814	1,0	0,992	0,965	0,919	0,855	0,810
Валовая ценность 1 т балансовых запасов полезного ископаемого, руб.	$Ц_б = 0{,}01c\ Ц_о$	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
Коэффициент извлечения свинца в концентрат на обогатительной фабрике	$и$	0,76	0,78	0,79	0,80	0,80	0,77	0,78	0,79	0,80	0,80	0,79
Извлекаемая ценность, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Ц_и = Ц_б и К_н$	7,90	8,02	7,85	7,43	6,77	8,01	8,05	7,93	7,65	7,11	6,65
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки 1 т полезного ископаемого, руб.	$С = С_д + С_{тр} + С_{пер}$	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Полная себестоимость добычи, транспортирования и переработки, отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб. . . .	$С_б = \frac{ДС}{Б}$	5,93	5,47	5,00	4,54	4,07	5,73	5,36	5,00	4,64	4,28	4,05
Прибыль (+), отнесенная к 1 т погашаемых балансовых запасов, руб.	$Пр = Ц_и - С_б$	+1,97	+2,55	+2,85	+2,89	+2,70	+2,28	+2,69	+2,93	+3,01	+2,83	+2,60

В данном случае нормативные показатели потерь и разубоживания

$$n = (n_{в.\,б} + n_{л.\,б})\,100 = (0{,}105 + 0{,}081)\,100 = 18{,}6\%;$$

$$p = \frac{(Л_{в.\,б} + Л_{л.\,б})\,Б}{Д} \cdot 100 = \frac{(0{,}012 + 0{,}009)\,10000 \cdot 100}{8350} 2{,}5\%.$$

Соответственно по высоте верхних треугольников найдем:

$$l_{в.\,б} = \frac{h_в \sin(\beta - \alpha_1)}{\sin\alpha_1 \sin\beta} = \frac{2{,}5 \cdot 0{,}2588}{0{,}766 \cdot 0{,}9063} = 0{,}93 \text{ м}.$$

$$l_{л.\,б} = \frac{h_в \sin(\alpha_2 - \beta)}{\sin\alpha_2 \sin\beta} = \frac{2{,}5 \cdot 0{,}2588}{0{,}9848 \cdot 0{,}9063} = 0{,}72 \text{ м}.$$

Если потери и разубоживание устанавливаются не по блоку, а по участку, то коэффициент потерь и отношение количества примешиваемых вмещающих пород к погашаемым балансовым запасам тогда можно рассчитывать по следующим формулам:

$$n = h_п^2 \frac{\sin\delta}{2\sin\alpha\sin\beta} \cdot \frac{L_к \gamma_п}{Б}, \text{ доли ед.},$$

$$Л = h_в^2 \frac{\sin\delta}{2\sin\alpha\sin\beta} \cdot \frac{L_к \gamma_в}{Б}, \text{ доли ед.},$$

где $Б$ — погашаемые балансовые запасы полезного ископаемого, т;
$L_к$ — длина погашаемых контактов участка залежи, м;
$\gamma_п$ — удельный вес полезного ископаемого, т/м³;
$\gamma_в$ — удельный вес примешиваемых вмещающих пород, т/м³.

УТВЕРЖДЕНО:
Министр геологии СССР
А. Сидоренко
4 ноября 1971 г.

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель Министра
цветной металлургии СССР
Н. Чепеленко
27 сентября 1971 г.

Заместитель Министра
черной металлургии СССР
В. Виноградов
14 сентября 1971 г.

Заместитель Министра
химической промышленности СССР
В. Коваль
23 сентября 1971 г.

Заместитель Министра
угольной промышленности СССР
И. Полуэктов
21 сентября 1971 г.

Заместитель Министра
промышленности строительных
материалов СССР
В. Аникеев
24 сентября 1971 г.

Заместитель начальника
ЦСУ СССР
А. Бутов
20 октября 1971 г.

ИНСТРУКЦИЯ ПО УЧЕТУ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ И ПО СОСТАВЛЕНИЮ ОТЧЕТНЫХ БАЛАНСОВ ПО ФОРМАМ № 5-гр И 5-гр (УГОЛЬ)

I. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

§ 1. Все выявленные в недрах СССР запасы полезных ископаемых, утвержденные в установленном порядке, подлежат государственному учету.

§ 2. Основной задачей учета запасов полезных ископаемых является получение полных и достоверных данных о состоянии на

1 января каждого года минерально-сырьевой базы предприятия, отрасли и страны в целом, степени разведанности и подготовленности месторождения для промышленного освоения, обеспеченности горнодобывающих предприятий разведанными запасами.

§ 3. Государственный учет запасов полезных ископаемых, выявленных, разведанных и добываемых на территории СССР предприятиями и организациями всех министерств и ведомств, производится Всесоюзным и территориальными геологическими фондами Министерства геологии СССР в соответствии с постановлениями Совета Министров СССР от 24 октября 1968 г. № 834 и от 25 июня 1971 г. № 438.

§ 4. Учету подлежат:

а) разведанные в недрах запасы всех видов полезных ископаемых (приложение 1), утвержденные в установленном порядке Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР) для предприятий союзного и республиканского подчинения;

б) запасы по месторождениям строительных материалов (за исключением цементного и стекольного сырья, огнеупорных и тугоплавких глин для строительной керамики и облицовочного камня) для всех предприятий, независимо от их ведомственной подчиненности, а также запасы полезных ископаемых для предприятий местного подчинения, утвержденные территориальными комиссиями по запасам полезных ископаемых Министерства геологии СССР (ТКЗ);

в) запасы, оперативно подсчитанные в соответствии с требованиями ГКЗ СССР и апробированные комиссиями по запасам, создаваемыми в министерствах, управлениях и других организациях.

§ 5. Государственный учет запасов полезных ископаемых включает:

а) учет запасов полезных ископаемых по месторождениям и отдельным участкам, горнодобывающим предприятиям, комбинатам и объединениям, по областям, краям, автономным и союзным республикам, крупным экономическим районам и СССР в целом по состоянию на 1 января каждого года с подразделением запасов по степени их разведанности, пригодности для промышленного использования и фактическому их освоению промышленностью;

б) учет запасов, утвержденных ГКЗ СССР (ТКЗ);

в) ежегодный учет добычи и потерь полезного ископаемого в недрах при эксплуатации месторождений, а также изменений запасов в результате их переоценки, произведенных эксплуатационных и разведочных работ и по другим причинам;

г) учет обеспеченности действующих, строящихся и проектируемых горнодобывающих предприятий разведанными запасами минерального сырья.

§ 6. Государственный учет запасов полезных ископаемых производится на основании отчетных балансов, порядок и сроки представления которых горнодобывающими предприятиями и

геологоразведочными организациями изложен в разделе VI настоящей инструкции.

§ 7. Территориальные геологические фонды осуществляют контроль за своевременным представлением предприятиям и организациям отчетных балансов запасов полезных ископаемых, проверяют соответствие полученных сведений требованиям инструкции и составляют балансы запасов минерального сырья по обслуживаемой ими территории.

§ 8. Всесоюзный геологический фонд осуществляет методическое руководство и инструктаж по учету запасов полезных ископаемых, а также составляет сводный баланс запасов минерального сырья по всей территории Союза ССР.

§ 9. Контроль за правильностью учета состояния и движения запасов на действующих и строящихся горных предприятиях осуществляют соответствующие отраслевые министерства и органы Госгортехнадзора СССР. Контроль за правильностью учета состояния и движения запасов на разведываемых месторождениях, не переданных в промышленное освоение, осуществляют министерства и ведомства, в ведении которых находятся разведываемые месторождения.

§ 10. Форма отчетного баланса запасов полезных ископаемых разрабатывается Всесоюзным геологическим фондом и утверждается Центральным статистическим управлением при Совете Министров СССР.

II. ГРУППЫ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, ПОДЛЕЖАЩИЕ УЧЕТУ

§ 11. Учет запасов минерального сырья производится в соответствии с классификацией запасов месторождений твердых полезных ископаемых, утвержденной ГКЗ СССР 5 сентября 1960 г.

В соответствии с указанной классификацией запасы полезных ископаемых по их народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие раздельному учету: балансовые и забалансовые, а в зависимости от степени разведанности месторождений, изученности качества сырья и горнотехнических условий разработки месторождений — на четыре категории: А, В, C_1 и C_2.

УЧЕТ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ

§ 12. Балансовыми являются запасы, использование которых экономически целесообразно и которые удовлетворяют кондициям, устанавливаемым для подсчета запасов в недрах.

§ 13. Учету подлежат:

1) запасы всех категорий по эксплуатируемым и неэксплуатируемым месторождениям, утвержденные ГКЗ СССР (ТКЗ);

2) запасы всех категорий, не проходившие утверждения в ГКЗ СССР (ТКЗ):

а) новых месторождений, выявленных в процессе предварительной разведки, при наличии временных кондиций, утвержденных заинтересованными отраслевыми министерствами по согласованию с Министерством геологии СССР;

б) ранее разведанных неэксплуатируемых месторождений, уже числящихся на балансе;

в) эксплуатируемых месторождений;

г) охранных целиков шахт, транспортных магистралей и других капитальных сооружений вне технических границ шахт и разрезов, если они в дальнейшем могут быть вовлечены в промышленное освоение (за исключением месторождений местных строительных материалов).

Учет забалансовых запасов

§ 14. Забалансовыми являются такие запасы, использование которых при достигнутом техническом уровне экономически нецелесообразно вследствие их малого количества, малой мощности залежей, низкого содержания ценных компонентов, особой сложности условий эксплуатации или необходимости применения очень сложных процессов переработки, но которые в дальнейшем могут явиться объектом промышленного освоения.

§ 15. Учету подлежат:

1) запасы эксплуатируемых и неэксплуатируемых месторождений, утвержденные ГКЗ СССР (ТКЗ);

2) запасы всех категорий, не проходившие утверждения в ГКЗ СССР (ТКЗ);

а) не соответствующие стандартам и кондициям для балансовых запасов (некондиционное сырье), но удовлетворяющие кондициям для забалансовых запасов;

б) соответствующие действующим стандартам и кондициям (кондиционное сырье), но залегающие в сложных геологических (горнотехнических) условиях, не позволяющих вести рентабельную разработку месторождения на современном уровне техники эксплуатации;

в) запасы сырья, для которого в настоящее время отсутствуют промышленные методы переработки.

III. УСЛОВИЯ ПРАВИЛЬНОГО УЧЕТА ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

16. Учет состояния и движения запасов всех полезных ископаемых, кроме угля, горючих сланцев, нефти и газов, ведется по форме № 5-гр — приложение 2.

Учет запасов угля и горючих сланцев ведется по форме № 5-гр (уголь) — приложение 3.

Учет запасов нефти, горючих газов и гелия ведется по формам № 6-гр, 7-гр и 8-гр в соответствии с инструкциями по учету запасов этих видов сырья.

§ 17. Отчетный баланс запасов по формам № 5-гр и 5-гр (уголь) составляется горнодобывающими предприятиями и геологоразведочными организациями по данным первичного геолого-маркшейдерского учета запасов, по данным подсчета запасов и годовых отчетов предприятий и геологоразведочных организаций, а также с учетом протоколов ГКЗ (ТКЗ) по утверждению запасов.

§ 18. Учет запасов, производимый предприятиями и геологоразведочными организациями по формам № 5-гр и 5-гр (уголь), должен осуществляться раздельно:

1) по месторождениям, а в случае необходимости по участкам, отдельным рудным телам, шахтным полям и т. д.;

2) по основным промышленным типам и сортам полезного ископаемого.

Так, например, для уральских месторождений медных руд должны приводиться отдельно данные о запасах руд сплошных сульфидных, вкрапленных, а также медноколчеданных, цинково-медных, серно-колчеданных и т. п.

По железным рудам, кроме запасов по типам руд, должны выделяться запасы руд, не требующих обогащения, легкообогатимых и труднообогатимых, а также запасы руд, пригодных для мартеновского производства.

В запасах марганцевых руд должны выделяться запасы, пригодные для выплавки ферромарганца.

Запасы углей должны быть распределены по маркам и технологическим группам в соответствии с действующими государственными стандартами (ГОСТами), кроме того, отдельной строкой должны показываться запасы углей, пригодных для коксования;

3) по способам отработки, с выделением запасов сырья, пригодных для отработки открытым способом.

Так, например, запасы россыпных месторождений золота должны подразделяться на следующие группы:

а) пригодные для сплошной отработки драгами;

б) то же гидравлическим способом;

в) пригодные для раздельной выемки на открытых работах;

г) то же на подземных работах;

4) по категориям запасов: А, В, C_1 и C_2, установленным классификацией запасов месторождений полезных ископаемых.

§ 19. Все запасы, подсчитанные по месторождению, участку или шахтному полю, в отчетном балансе должны быть отнесены к одной из групп в зависимости от степени их разведанности или промышленного освоения (§ 30).

§ 20. Особое внимание должно быть уделено учету запасов полезных ископаемых, утвержденных ГКЗ СССР.

§ 21. Запасы полезных ископаемых учитываются по наличию в недрах независимо от возможного разубоживания при добыче и потерь при добыче и переработке.

§ 22. Учет запасов производится в установленных настоящей инструкцией единицах измерения (приложение 1).

Количество запасов по большинству металлических полезных ископаемых и некоторым неметаллическим полезным ископаемым (алмазы, апатиты, асбест, бораты, вермикулит, высокоглиноземное сырье, графит, гранат, корунд, плавиковый шпат, сера, серный колчедан, соль калийная, соль магниевая, фосфориты) показывается в виде дроби: в числителе — руда, в знаменателе — металл, минерал, окислы или другие химические соединения. По остальным неметаллическим полезным ископаемым, а также по железным и марганцевым рудам, хромитам, нефелиновым, алунитовым рудам и бокситам указываются запасы руды, минерала или горной породы. Для йода и брома, заключенных в глубинных водах, указывается дебит эксплуатационных скважин.

§ 23. Запасы полезных ископаемых, используемых в естественном виде (глины, пески, известняки и др.), а также минеральных солей учитываются при естественной влажности с указанием величины последней. Запасы остальных видов минерального сырья, ценность в которых представляет заключенный в них полезный компонент, учитываются, как правило, по сухому весу руды. Однако, если учет добычи этих видов сырья на горнодобывающих предприятиях ведется при естественной влажности, как, например, бокситов, силикатных никелевых, железных, марганцевых и некоторых других руд, то учет запасов этих руд ведется также при естественной влажности с указанием величины последней.

§ 24. Учет добычи, потерь при добыче и разубоживания полезного ископаемого производится в соответствии с действующими инструкциями; списание части числящихся на балансе горнодобывающего предприятия запасов (в результате их переоценки, неподтверждения и др.) производится в соответствии с положением о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса горнодобывающих предприятий, утвержденным Госгортехнадзором СССР 14 апреля 1970 г.

§ 25. Снятие с учета всех запасов, а также полный перевод балансовых запасов в группу забалансовых по месторождениям, утратившим промышленное значение, производятся:

а) по месторождениям, запасы которых были утверждены ГКЗ СССР, при наличии соответствующего решения ГКЗ СССР;

б) по месторождениям с не утвержденными ГКЗ СССР запасами, находящимися на балансе горнодобывающих предприятий, по решению промышленных министерств на основании согласованных с органами Госгортехнадзора СССР материалов, представляемых непосредственно подчиненными предприятиями или организациями (объединениями, комбинатами, трестами);

в) по месторождениям с не утвержденными ГКЗ СССР запасами и не переданными в промышленное освоение, по решению Министерства геологии СССР или соответствующего промышленного министерства на основании материалов, представленных подчиненными им организациями или предприятиями (министерствами или

управлениями геологии союзных республик, объединениями, комбинатами, трестами).

§ 26. Запасы всех сопутствующих полезных компонентов, в том числе и рассеянных элементов, утвержденные ГКЗ СССР (ТКЗ) или комиссиями по запасам, создаваемыми в министерствах, подлежат учету независимо от их извлечения в процессе обогащения и дальнейшей переработки.

Учет запасов рассеянных элементов производится по специальной форме в соответствии с установленными для каждого месторождения кондициями, а при отсутствии таких кондиций — с учетом содержаний или соотношений отдельных компонентов, которые утверждены ГКЗ СССР для аналогичных месторождений.

Сведения представляются в порядке, предусмотренном в § 29 настоящей инструкции.

§ 27. Представляемые в ВГФ промышленными министерствами данные о состоянии обеспеченности разведанными запасами минерального сырья действующих, строящихся и проектируемых горнодобывающих и металлургических предприятий должны быть увязаны с запасами, учитываемыми Всесоюзным геологическим фондом.

IV. ПОРЯДОК ЗАПОЛНЕНИЯ ОТЧЕТНЫХ БАЛАНСОВ ПО ФОРМАМ № 5-ГР И 5-ГР (УГОЛЬ)

§ 28. Отчетный баланс запасов по формам № 5-гр и 5-гр (уголь) заполняется промышленными предприятиями и геологоразведочными организациями министерств, ведомств и учреждений союзного, союзно-республиканского и местного подчинения по всем месторождениям (участкам, шахтным полям, площадям), находящимся в их ведении.

Отчетный баланс подписывается руководителем и главным геологом организации (предприятия), а на действующих предприятиях также руководителем маркшейдерской службы, отвечающим за правильность учета добычи, потерь и разубоживания.

Если на одном и том же эксплуатируемом месторождении одновременно ведут геологоразведочные работы организации двух министерств, то отчетный баланс запасов по формам № 5-гр и 5-гр (уголь) с выделением участков детальной или перспективной разведки составляется в целом по месторождению горнодобывающей организацией. Геологоразведочная организация представляет горнодобывающему предприятию, ведущему учет запасов, сведения о количестве разведанного минерального сырья по каждому из объектов за отчетный год. Отчетный баланс обсуждается на заседаниях совместной комиссии по запасам или технических совещаниях при руководстве предприятия и геологоразведочной организации, и протокол комиссии (совещания) за подписями руководителей предприятия и организации высылается в те же адреса, что и отчетные балансы.

§ 29. Отчетный баланс запасов по формам № 5-гр и 5-гр (уголь) заполняется отдельно по каждому полезному ископаемому. Не допу-

скается объединение одноименных, но разных по качеству и промышленному использованию полезных ископаемых, например: строительных, цементных и флюсовых известняков; строительных и стекольных песков; различных глин и т. п.

Однако запасы такого сырья, как цементное, учитываются комплексно по видам полезных ископаемых, относящихся к цементному сырью (известняк, глина, мергель и др.).

Запасы свинца и цинка также учитываются совместно (в одной сводке) с указанием отдельно запасов свинца и цинка. По согласованию с Всесоюзным геологическим фондом могут представляться в одной сводке сведения о запасах и по некоторым другим комплексным месторождениям.

Если сырье одного и того же месторождения используется в нескольких отраслях промышленности, например, известняки (цементные, флюсовые, технологические, строительные) или пески (стекольные, формовочные, строительные), запасы этого месторождения учитываются только в одном балансе (известняков флюсовых, цементного сырья и т. д.) по преимущественному использованию сырья (за исключением тех случаев, когда запасы утверждены по участкам отдельно для каждой из отраслей промышленности).

В графе «Добыча» в отчетном балансе горнодобывающего предприятия указывается все количество сырья, добытого на месторождении, но в объяснительной записке к балансу указывается, какое количество сырья было добыто для других отраслей промышленности.

§ 30. В сводных балансах запасов, представляемых объединениями, комбинатами (трестами), геологическими управлениями, месторождения группируются по союзным и автономным республикам, краям и областям. Предприятия такой группировки не производят.

Месторождения, имеющие значительное территориальное распространение (угольные, железорудные), объединяются в рудоносные (угленосные) районы и бассейны. Россыпные месторождения золота группируются по видам отработки в пределах комбинатов (трестов, приисковых управлений), геологических управлений.

Внутри указанных групп месторождения располагаются по степени их промышленного освоения в следующем порядке:

1) эксплуатируемые (шахты, карьеры);

2) подготавливаемые к освоению, в том числе месторождения и участки, на базе которых предприятия строятся и проектируются;

3) резервные разведанные (по углю — резерв подгрупп «а» и «б»);

4) разведываемые, с обязательным выделением месторождений, находящихся в детальной разведке;

5) не намечаемые к освоению (по углю — месторождения, участки, площади, перспективные для поисков и разведки, и прочие месторождения).

§ 31. Подготовляемыми к освоению являются месторождения с утвержденными ГКЗ СССР запасами, на базе которых строятся или проектируются горнодобывающие предприятия.

§ 32. К резервным относятся месторождения, запасы которых утверждены ГКЗ СССР (ТКЗ) с правом проектирования предприятий и приняты по акту промышленным министерством, а также месторождения, освоение которых предусматривается перспективными планами.

К резерву подгруппы «а» формы № 5-гр (уголь) относятся такие запасы углей и горючих сланцев, на базе которых возможно строительство типовых шахт или разрезов. К резерву подгруппы «б» относятся такие запасы, на базе которых возможно строительство нетиповых шахт и разрезов или они могут являться прирезкой к действующим шахтам (разрезам) для их реконструкции и продления срока эксплуатации.

§ 33. Предприятия и геологоразведочные организации должны представлять отчетный баланс запасов полезных ископаемых в законченном виде с подведением всех итогов по объектам учета, видам запасов и по способам отработки.

§ 34. В сводных отчетных балансах, представляемых предприятиями, комбинатами и объединениями (трестами), суммирование запасов производится по месторождениям, бассейнам, областям (краям), автономным и союзным республикам с выделением итоговых данных о запасах по эксплуатируемым месторождениям и месторождениям, подготавливаемым к эксплуатации.

В сводных отчетных балансах по углю приводятся итоговые данные по каждой группе промышленного освоения с указанием марок и выделением коксующихся углей и, кроме того, дается общий итог по группе разрабатываемых и подготавливаемых к освоению запасов. В итоговых данных по месторождению выделяются отдельной строкой запасы, находящиеся в охранных целиках транспортных магистралей, под заповедниками, селениями и подобными объектами, например: «К роме того, в охранных целиках под р. Иней (под г. Новокузнецком)».

§ 35. В графе «Б» формы № 5-гр указываются республика, область (край), на территории которых находятся месторождения, названия бассейнов, угленосных или рудных районов, названия месторождений, а также названия или номера шахт, карьеров (разрезов) и отдельных участков месторождений. Если месторождение (участок) имеет несколько названий, рядом с основным в скобках указываются и другие его наименования. Приводится расположение месторождения, участка, площади, шахты с указанием, в каком направлении, на каком расстоянии от ближайшего населенного пункта, железнодорожной станции или пристани расположено месторождение.

Для месторождений (бассейнов), расположенных в нескольких краях, областях или состоящих из отдельно учитываемых угленосных (рудоносных) районов, распределение запасов по степени промышленного освоения осуществляется в пределах каждого края, области, автономной республики и угленосного (рудоносного) района.

В графе «Б» указываются также наименование организации, эксплуатирующей или разведывающей месторождение, и год ввода месторождения в эксплуатацию.

§ 36. В графе 1 указывается степень промышленного освоения месторождения (участка). В ней же указывается годовая проектная или производственная мощность предприятия. Для строящихся предприятий — год начала строительства рудника, для разведываемых — с какого года разведывается, для разведанных — год окончания и степень разведанности, например: «С 1964 г. строится рудник», «В 1959 г. разведано предварительно (детально) Северо-Западным геологическим управлением».

Месторождения, на которых осуществляется только попутная или опытная добыча, в группу эксплуатируемых не включаются. В примечании к графе 6 в этом случае нужно указать: «Попутная (или опытная) добыча».

§ 37. В графе 2 приводится тип полезного ископаемого по принятой классификации. Например, по железным рудам: магнетиты, бурые железняки, железистые кварциты, сидериты и т. д.; по цветным металлам: руды окисленные, смешанные или сульфидные с подразделением на богатые и бедные, сплошные и вкрапленные и т. д.

По углям указывается соответствующая марка или технологическая группа углей с выделением пригодных для коксования. По всем выявленным разновидностям и сортам полезного ископаемого запасы показываются отдельной строкой.

Для каждого типа полезного ископаемого дается отдельно (для балансовых запасов категорий $A + B + C_1$) среднее содержание полезных компонентов и вредных примесей или выход полезного ископаемого (например, выход каолина в процентах, выход блоков облицовочного камня в процентах, для слюды — выход забойного сырца в килограммах на 1 $м^3$ и т. п.). Среднее содержание указывается по состоянию на начало следующего за отчетным года. При наличии на месторождении балансовых и забалансовых запасов содержание для балансовых запасов указывается в графе 2, для забалансовых запасов — в объяснительной записке к форме № -5гр.

Содержание металлов или минералов в россыпях указывается в граммах, килограммах, каратах на кубический метр пласта или на массу.

В графе 2, кроме того, указываются глубина подсчета запасов и достигнутая глубина эксплуатации месторождения. Глубина подсчета запасов и глубина эксплуатации указываются в метрах (от поверхности земли).

Для пластовых и горизонтально залегающих месторождений, пригодных для открытых разработок, указываются мощность вскрыши и мощность полезной толщи.

§ 38. В графе 3 указываются категории запасов по действующей классификации. Учет и суммирование запасов по категориям осуществляются в следующем порядке: А, В, $A + B$, C_1, $A + B + C_1$ и C_2.

Необходимо вести надлежащий учет состояния запасов категории C_2 и ежегодных их изменений, поскольку неправильный учет запасов этой категории ведет к неправильной оценке перспектив месторождений. Запасы категории C_2 даются отдельной строкой и с другими категориями не суммируются.

§ 39. В графе 4 приводятся данные об общем количестве балансовых запасов на 1 января отчетного года, причем указанные в этой графе запасы должны совпадать с запасами, приведенными в сводном государственном балансе запасов, составленном Всесоюзным геологическим фондом.

§ 40. В графе 6 даются сведения о фактической добыче полезных ископаемых.

К добыче следует относить все количество сырья, выданное из недр на поверхность (при открытых работах — вывезенное из карьера), но без учета пустых пород, разубоживающих полезное ископаемое, если они не были включены в балансовые запасы. Разубоживающие породы и заключенные в них полезные компоненты учтенные в числе балансовых запасов, включаются в добычу. Сведения о количестве добытой разубоженной (сырой) руды и товарной руды в графе 6 не отражаются, а приводятся в объяснительной записке к отчетному балансу.

Наряду с промышленной добычей указывается также добыча, попутная с разведкой. При этом добыча относится к той же категории, по которой добытые запасы были учтены на 1 января отчетного года.

Добычу полезного ископаемого за прошлые годы, не учтенную ранее по каким-либо причинам, нужно показать в графе 6 вместе с добычей за отчетный год, но в примечании указать количество добытого сырья за предыдущий период.

Если сопутствующие компоненты в комплексных рудах, числящиеся на учете в балансе запасов, добываются из недр попутно с добычей основного полезного ископаемого, но при дальнейшей обработке руд полностью теряются, необходимо добычу этих компонентов отражать в графе 6, а в примечании указать, что списываемые запасы добыты, но полностью потеряны при переработке руды.

Если добытое сырье не поступает на обогатительную фабрику, а складируется в специальные отвалы, то по некоторым видам сырья (как, например, алмазы, окисленные железистые кварциты) рекомендуется вести учет движения запасов также и в отвалах. В этих случаях добытое из недр сырье списывается по графе «Добыча», а в примечании к этой графе указывается, сколько в том числе складировано. Одновременно в другой строке баланса («Отвалы») количество складированного в отвалы сырья ставится на учет со знаком плюс в графе 11. При организации добычи из отвалов в последующие годы количество сырья, поступившего на обогатительную фабрику, снимается с учета запасов в отвалах по графе «Добыча», но в общем итоге по месторождению эта добыча не суммируется с добычей из недр.

Если добыча ведется на месторождениях, запасы которых не учитываются балансом, то количество добытого сырья указывается по категориям C_1 и $A + B + C_1$ в графе 6 и со знаком плюс в графе 8.

Если добыча ведется из запасов, ранее списанных по графе «Потери при добыче (в недрах)», то количество добытой руды показывается в графе 6 и со знаком плюс в графе 11.

Если добыча ведется из забалансовых запасов и добытые руды используются промышленностью, то количество добытого сырья указывается в графе 6 и со знаком плюс в графе 9 (изменения за счет переоценки) или в графе 8 (если производилась доразведка участка) и на это же количество уменьшаются забалансовые запасы в графе 13. Если забалансовые руды добываются попутно с балансовыми, но не используются промышленностью или поступают в переработку как разубоживающие породы вместе с кондиционным сырьем, добыча их в графе 6 не отражается, но в графе 13 количество забалансовых запасов уменьшается на количество забалансовой руды, добытой в отчетном году.

Учет изменений запасов в результате добычи на месторождениях, разрабатываемых старателями, осуществляется в том же порядке, что и для месторождений, разрабатываемых государственными предприятиями (запасы отражаются в графах 4 и 12 как балансовые или в графах 5 и 13 как забалансовые, а добыча списывается по графе 6). Количество добытого старателями полезного ископаемого на объектах, не имеющих учтенных запасов, отражается в графе 6 и графе 11 (со знаком плюс). В сводном отчетном балансе старательская добыча учитывается не по отдельным объектам (месторождениям), а в целом по району деятельности комбината (треста, приискового управления).

§ 41. В графе 7 указываются потери при добыче полезных ископаемых за отчетный год.

К потерям при добыче относится та часть погашенных балансовых запасов полезного ископаемого, которая оставлена в недрах в процессе разработки горным предприятием месторождения или при ликвидации горного предприятия. К потерям при добыче относится также полезное ископаемое, вывезенное в отвал вместе с вмещающими породами.

Потери при транспортировании добытого полезного ископаемого, а также при переработке руды в эту графу не включаются.

Фактические потери и разубоживание полезного ископаемого определяются в соответствии с «Временными основными положениями по определению и учету потерь и разубоживания твердых полезных ископаемых при добыче», утвержденными Госгортехнадзором СССР 10 февраля 1970 г.

§ 42. В графе 8 указывается увеличение и уменьшение балансовых запасов в результате разведочных работ.

В этой графе отражаются:

а) увеличение или уменьшение запасов в результате предварительной и детальной разведки, горно-капитальных или эксплуата-

ционно-разведочных работ независимо от источника финансирования разведочных работ (капитальные затраты, операционные средства госбюджета, основная деятельность). В пояснительной записке к балансу указывается по каждому месторождению количество запасов, приращенных за счет средств госбюджета и отдельно за счет капитальных вложений и средств основной деятельности;

б) увеличение или уменьшение запасов в результате утверждения их ГКЗ СССР (ТКЗ). Если изменения запасов при утверждении их в ГКЗ СССР (ТКЗ) произошло в результате изменения кондиций или по другим причинам, не связанным с производством геологоразведочных работ, то эти изменения показываются не в графе 8, а в графе 9;

в) изменения запасов месторождений или отдельных участков, разведанных до отчетного года, но не учтенных своевременно из-за отсутствия химических анализов проб, технологических исследований, задержки с камеральной обработкой материалов или по другим причинам;

г) изменения запасов в связи с их переводом из одной категории в другую;

д) изменения в запасах сопутствующих компонентов, если эти изменения связаны с производством разведочных работ на основной компонент.

Уменьшение запасов, разведанных организациями одного министерства, происшедшее в результате дальнейших разведочных и эксплуатационных работ, выполненных организациями того же министерства, отраженное в графе 8, учитывается при оценке выполнения плана прироста запасов предприятия, министерства и отражается в отчете о приросте запасов (форма № 4-гр).

Увеличение запасов за счет эксплуатационно-разведочных работ (основная деятельность) также учитывается при оценке выполнения плана прироста запасов горнодобывающего предприятия.

§ 43. В графе 9 приводится количество запасов, изменившихся в результате переоценки. В этой графе отражаются:

а) изменения (увеличение +, уменьшение —), подсчитанные в связи с пересмотром кондиций на минеральное сырье (по содержанию полезных компонентов в руде, по зольности, мощности пласта и др.), без производства дополнительных геологоразведочных или эксплуатационных работ; по этой же графе списываются запасы, разведанные (поставленные на баланс) по временным кондициям, но в дальнейшем оказавшиеся непромышленными в связи с утверждением постоянных кондиций;

б) снятые с учета запасы, признанные нецелесообразными для отработки по технико-экономическим причинам, обоснованным при проектировании горного предприятия;

в) снятые с учета запасы, числившиеся на балансе горнодобывающих предприятий, признанные нерентабельными для отработки вследствие изменившихся экономических или горно-геологических условий.

В объяснительной записке к балансу должны быть указаны причины списания запасов по графе 9.

§ 44. В графе 10 указывается количество списанных с баланса горнодобывающего предприятия или геологоразведочной организации балансовых запасов, не подтвердившихся в результате:

а) эксплуатационной деятельности горнодобывающего предприятия, оформленное специальным актом на списание и согласованное с органами Госгортехнадзора СССР;

б) последующих геологоразведочных или эксплуатационно-разведочных работ в связи с получением новых данных о содержании полезного компонента, размерах или мощности залежи, объемном весе, качестве сырья. Списание запасов, не подтвердившихся по указанным причинам, отражается в графе 10 лишь при условии, если запасы, разведанные организациями одного министерства, например Министерства геологии СССР, и переданные для промышленного освоения другому министерству, в дальнейшем не подтвердились. Это списание также должно быть оформлено актом и согласовано с органами Госгортехнадзора СССР.

§ 45. В графе 11 указывается движение запасов, связанное с изменением технических границ и другими причинами. В ней отражаются перечисление запасов с одного участка на другой, передача запасов одной организацией другой, а также изменения в запасах, связанных с добычей руд, ранее списанных по графе «Потери при добыче», и изменения, вызванные спецификой учета запасов в отвалах и старательской добыче (см. § 40).

§ 46. Исправление ошибок, допущенных при составлении отчетного баланса в предыдущие годы, производится в той же графе, в которой они были допущены. Так, если ошибка была допущена в данных по добыче или разведке, то исправление ошибок производится в этих же графах.

§ 47. В графе 12 показывается количество балансовых запасов на 1 января текущего года. При этом необходимо проверить правильность составления отчетного баланса как по каждой категории запасов, так и в целом по месторождению. Эта проверка осуществляется следующим образом: из числа, обозначающего запасы на 1 января отчетного года, вычитается количество запасов, добытых из недр и потерянных при добыче за отчетный год, и к разности прибавляются (или вычитаются из нее) все изменения в запасах, происшедшие в результате разведки, переоценки, изменения технических границ и списания неподтвердившихся запасов. В итоге должна быть получена цифра запасов, указанная в графе 12.

§ 48. В графах 5 и 13 приводятся сведения о количестве забалансовых запасов, учитываемых по состоянию на 1 января отчетного года и по состоянию на 1 января текущего года.

Причины изменения забалансовых запасов (доразведка, переоценка, добыча) должны быть приведены в объяснительной записке.

§ 49. В графе 14 форм № 5-гр и 5-гр (уголь) даются сведения о балансовых запасах, утвержденных ГКЗ СССР (ТКЗ), по данному

месторождению (участку) в тех количествах и категориях, в каких они были утверждены ГКЗ СССР (ТКЗ).

При наличии по одному и тому же месторождению нескольких протоколов утверждения следует точно установить, во избежание дублирования, к каким участкам они относятся, и при совпадении объектов, площадей и глубин подсчета — пользоваться данными последнего (по дате) протокола утверждения запасов.

В графе 14 форм № 5-гр и 5-гр (уголь) указываются также дата утверждения запасов и номер протокола ГКЗ СССР (ТКЗ) и установленная ГКЗ СССР (ТКЗ) группа сложности, определяющая необходимое соотношение разведанных запасов категорий А, В и C_1 для проектирования и промышленного освоения месторождений.

§ 50. В графе 15 форм № 5-гр и 5-гр (уголь) указывается количество запасов по сумме категорий А + В + C_1, утвержденных ГКЗ СССР (ТКЗ), оставшихся на эксплуатируемых месторождениях. Сведения о количестве этих запасов приводятся по состоянию на 1 января 1972 г., а в последующем—по состоянию на 1 января первого года нового пятилетия (1 января 1976 г., 1 января 1981 г. и т. д.).

Остаток запасов определяется вычитанием из количества запасов, утвержденных ГКЗ СССР (ТКЗ), суммарных добычи и потерь при добыче, имевших место после утверждения запасов, а также списанных запасов в результате их переоценки или неподтверждения.

При оценке остатка запасов, утвержденных ГКЗ СССР (ТКЗ), не учитывается количество добытых, потерянных при добыче и списанных запасов по другим причинам за пределами контуров блоков, утвержденных ГКЗ СССР (ТКЗ) по категориям А, В и C_1.

§ 51. В графе 16 формы № 5-гр указываются проектные потери и проектное разубоживание при добыче (в процентах).

Графа «Разубоживание» заполняется данными по цветным, благородным и редким металлам, железным, марганцевым и хромитовым рудам, алмазам, бариту, графиту, плавиковому шпату, сере, доломитам, каолину, кварцитам, магнезиту, флюсовым известнякам.

Данные о проектных потерях и разубоживании полезного ископаемого вносятся в графу 16 формы № 5-гр по данным утвержденных проектов горных предприятий.

В графе 16 формы № 5-гр (уголь) приводятся сведения о количестве промышленных запасов категорий А + В + C_1 по действующим и строящимся шахтам и разрезам с выделением запасов действующих горизонтов.

§ 52. В графе 17 формы № 5-гр указывается обеспеченность предприятия по годам всеми балансовыми запасами категорий А + + В + C_1 и балансовыми запасами в проектных контурах отработки из расчета проектных мощностей предприятия, потерь и разубоживания.

Обеспеченность разведанными балансовыми запасами предприятий цветной металлургии вычисляется по формуле

$$T = \frac{A(100-n)}{(100-p)M},$$

где A — количество балансовых запасов руды, тыс. т;
n — потери, %;
p — разубоживание, %;
M — мощность предприятия, тыс. т.

По углю и горючим сланцам в графе 17 указывается обеспеченность промышленными запасами как всей шахты (разреза), так и действующих горизонтов шахты (разреза).

V. СХЕМА ОБЪЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ К ОТЧЕТНОМУ БАЛАНСУ ЗАПАСОВ ПО ФОРМАМ № 5-ГР И 5-ГР (УГОЛЬ)

§ 53. К каждому отчетному балансу запасов по формам № 5-гр и 5-гр (уголь) должна быть приложена краткая объяснительная записка.

§ 54. Для месторождений (участков), которые включаются в отчетный баланс запасов впервые, объяснительная записка должна даваться примерно по следующей схеме:

1) местоположение месторождения (расстояние и направление от ближайших железнодорожной станции, пристани и населенного пункта и от основных потребителей полезного ископаемого). Абсолютная отметка месторождения;

2) с какого времени известно месторождение, когда и кем оно открыто, когда и кем проводились на нем геологоразведочные или другие исследовательские работы;

3) экономическая характеристика месторождения и района (освоенность района, транспортные условия, наличие энергетических ресурсов, леса и т. д.);

4) геологическое строение района и месторождения (слагающие породы, условия залегания, структура рудного поля или продуктивной площади, генезис и возраст месторождения);

5) количество залежей (зон, линз, жил) полезного ископаемого, их протяженность по простиранию и падению, глубина залегания от поверхности (минимальная, максимальная), мощность, форма, элементы залегания, наличие раздувов, пережимов, разветвлений; общая площадь месторождения;

6) минеральный и химический состав полезного ископаемого (какими минералами представлен тот или иной полезный компонент, минимальное, максимальное и среднее содержание основных и сопутствующих полезных компонентов, содержание вредных примесей, шлакообразующих компонентов и другие показатели, которые могут иметь практическое значение — влажность, зольность, калорийность и т. д.);

7) типы и промышленные сорта полезного ископаемого;

8) технологические свойства полезного ископаемого (обогатимость, переработка концентратов);

9) гидрогеологические условия месторождения; питьевое и техническое водоснабжение;

10) горнотехнические условия разработки месторождения; факторы, затрудняющие эксплуатацию и требующие проведения специальных мероприятий при отработке месторождения; возможность отработки месторождения (или части его) открытым способом; соотношение вскрыши и полезной толщи;

11) степень разведанности месторождения; разведочная сеть; объем и характер выполненных работ;

12) установленные кондиции на сырье, кем и когда утверждены;

13) площадь и глубина подсчета запасов; по каким основным и сопутствующим компонентам подсчитаны запасы;

14) суммарные затраты на разведку по законченным этапам ее проведения (предварительная, детальная); себестоимость разведки 1 т руды и 1 т металла по категориям $A + B + C_1$;

15) перспективы месторождения;

16) предполагаемый срок освоения месторождения и возможный уровень добычи;

17) перечень отчетов, специальной литературы и других материалов, использованных при составлении объяснительной записки.

Описание месторождения дается в сжатом, конспективном виде. В записке должны быть помещены сведения о месторождениях, не включенных в табличную часть баланса, если эти месторождения заслуживают внимания и требуют дальнейшей разведки и изучения.

§ 55. Для эксплуатируемых месторождений и неэксплуатируемых месторождений, которые уже числятся в отчетном балансе запасов, в объяснительной записке должны быть кратко отражены новые данные геологического или технико-экономического характера, необходимые для правильного представления о месторождении, его промышленном значении, перспективах разведки и освоения; в частности, должны быть освещены следующие вопросы:

1) новые данные по геологическому строению месторождения;

2) характеристика вновь выявленных и оконтуренных залежей полезных ископаемых, их форма, размеры, протяженность по простиранию и падению; возможность разработки залежей открытым способом; характеристика изменения контуров ранее выявленных залежей в связи с проведенными разведочными работами;

3) качество (состав, процентное содержание, сорт, марка) вновь разведанных запасов полезного ископаемого;

4) за счет чего произошли изменения в запасах за отчетный год: геологоразведочные работы за счет бюджета, основная деятельность, списание неподтвердившихся запасов, пересчет, переоценка и т. п. (см. § 42—45 настоящей инструкции);

5) годовая проектная (I, II очереди) или производственная мощность предприятия (рудника, обогатительной фабрики); добыча товарной (в черной металлургии — сырой) руды, плановая и фактическая (с учетом разубоживания); количество добытого сырья (руды и металла) начиная с даты последнего утверждения запасов ГКЗ СССР (ТКЗ), количество товарной продукции (по черным металлам

и неметаллическим полезным ископаемым), отправленной потребителям (каким именно);

6) сведения о переработке добытой товарной руды на обогатительной фабрике (количество переработанной руды, содержание металла в переработанной руде, количество полученного концентрата и содержащегося в нем металла);

7) характеристика потерь полезного ископаемого в недрах при добыче, транспортировании, технологической переработке и т. д.; сопоставление проектных (или плановых) потерь и разубоживания с фактическими;

8) характеристика комплексного использования добываемого минерального сырья (перечень компонентов — химических элементов или их соединений, используемых промышленностью при добыче и обработке сырья; процент извлечения важнейших компонентов при обогащении; перечень полезных компонентов, которые не используются, но могли бы быть использованы);

9) характеристика обеспеченности горнорудного предприятия разведанными балансовыми запасами (по углю — промышленными запасами). Необходимо также привести данные о количестве запасов по состоянию на 1 января следующего за отчетным года в проектных контурах отработки месторождения и, кроме того, о количестве балансовых запасов, которые могут быть использованы в ближайшей перспективе для поддержания или увеличения производственной мощности предприятия;

10) промышленные перспективы месторождения и дальнейшее направление разведочных работ.

§ 56. Объяснительные записки, составляемые геологическими управлениями, трестами и другими организациями, объектами деятельности которых являются не единичные месторождения, а группы месторождений, рудные районы, угленосные и железорудные бассейны, в первой части должны отражать характеристику общего состояния сырьевой базы, степени ее разведанности и промышленного освоения, а во второй части — характеристику отдельных месторождений или участков.

В первой части записки должны быть освещены следующие вопросы:

1) состояние сырьевой базы и степень ее разведанности;

2) разделение разведанных запасов по степени промышленного их освоения с указанием количества запасов, находящихся в разработке, на строящихся рудниках, на запроектированных к разработке (намечаемый срок разработки) разведанных месторождениях, на резервных разведанных месторождениях, на разведываемых месторождениях и на месторождениях, не намечаемых к промышленному освоению;

3) обеспеченность минеральносырьевыми ресурсами объединений (комбинатов, трестов) с указанием проектной их производительности;

4) потребность республики, области (края) в минерально-сырьевых ресурсах;

5) результаты работы промышленности по добыче минерального сырья и геологоразведочных организаций по выявлению новых ресурсов минерального сырья; изменения в запасах за отчетный год; выполнение решений правительства о разведке данного полезного ископаемого и отдельных месторождений; выполнение плана прироста запасов; какие месторождения закончены разведкой и переданы промышленности для освоения; на какую мощность и для каких заводов (обогатительных фабрик, шахт) подготовлена сырьевая база в отчетном году;

6) основные направления дальнейших поисково-разведочных и эксплуатационных работ, имеющих целью полное промышленное использование уже выявленных минерально-сырьевых ресурсов и увеличение количества разведанных запасов; при этом особое внимание уделяется возможности промышленного использования новых разведанных месторождений и участков, рекомендации перспективных участков и площадей для постановки поисково-разведочных работ, а также вопросам комплексного использования сырья и максимального использования местных сырьевых ресурсов в целях сокращения дальних перевозок минерального сырья.

Характеристика отдельных месторождений составляется по схеме, приведенной в § 54 и 55 настоящей инструкции.

VI. ПОРЯДОК И СРОКИ РАССМОТРЕНИЯ ГОДОВЫХ ОТЧЕТНЫХ БАЛАНСОВ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

А. ПО ОРГАНИЗАЦИЯМ И ПРЕДПРИЯТИЯМ ПРОМЫШЛЕННЫХ МИНИСТЕРСТВ

§ 57. Предприятия, рудоуправления, шахтоуправления, партии, экспедиции и другие первичные организации, производящие разведку или разработку месторождений полезных ископаемых, составляют годовые отчетные балансы запасов по формам, утвержденным ЦСУ СССР, и не позднее 15 января (по углю — 20 января) высылают их своей вышестоящей организации — комбинату, объединению, тресту, горному (приисковому) управлению.

§ 58. Комбинаты, объединения, тресты, управления проверяют и уточняют отчетные балансы запасов полезных ископаемых, акты на списание запасов и другие геологические материалы, представленные первичными организациями, и составляют сводный пообъектный отчетный баланс запасов, который высылается не позднее 5 февраля (по углю — 20 февраля):

а) своей вышестоящей организации;

б) территориальному геологическому управлению, а в союзных республиках, где территориальных геологических управлений не имеется, — министерству (управлению) геологии союзной республики;

в) Всесоюзному геологическому фонду.

§ 59. Предприятия и организации, не входящие в трест, комбинат, объединение, подчиненные непосредственно главному управлению

(управлению) союзного, союзно-республиканского или республиканского министерства, высылают годовые отчетные балансы запасов полезных ископаемых в те же адреса и в те же сроки, которые указаны в § 58 настоящей инструкции.

§ 60. К годовому отчетному балансу запасов первичной организации, а также к сводному балансу объединения, треста, комбината должна быть приложена объяснительная записка, составленная по схеме, установленной V разделом инструкции (§ 53—56).

Материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов полезных ископаемых за отчетный год, акты на списание балансовых запасов и отчеты о выполнении плана прироста запасов полезных ископаемых высылаются только вышестоящим организациям.

§ 61. Прирост и перевод запасов и отчетные балансы запасов полезных ископаемых эксплуатируемых месторождений, на которых геологоразведочные работы проводятся одновременно предприятиями промышленных министерств и экспедициями (партиями) системы Министерства геологии СССР, должны рассматриваться и приниматься на совместных технических совещаниях при руководстве предприятия и экспедиции (партии). Протоколы этих совместных совещаний высылаются в те же адреса, что и балансы.

§ 62. Министерство (управление, объединение) союзной республики рассматривает отчетные балансы запасов полезных ископаемых, акты на списание запасов, а также материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов полезных ископаемых за отчетный год, данные об обеспеченности (в годах) предприятий разведанными запасами, представленные подчиненными им предприятиями и организациями, на совещании комиссии по запасам полезных ископаемых с участием представителей заинтересованных министерств.

Решения комиссии оформляются протоколами, в которых указываются:

а) принятые комиссией данные о приросте и переводе запасов основного и сопутствующего компонентов и данные о выполнении плана прироста запасов по категориям;

б) количество списанных запасов и причины их списания;

в) состояние запасов по месторождению с учетом принятого прироста и других изменений, внесенных в отчетный баланс.

Протоколы комиссии не позднее 20 февраля (по углю — 1 марта) высылаются:

а) союзному или союзно-республиканскому министерству;

б) Всесоюзному геологическому фонду;

в) территориальному геологическому управлению, а в союзных республиках, где территориальных геологических управлений не имеется, — министерству (управлению) геологии союзной республики;

г) предприятию (организации), представившему отчет.

Примечание. Союзному и союзно-республиканскому министерствам кроме протоколов комиссии и актов по списанию запасов высылаются: не позднее 20 февраля (а по углю — 1 марта) — сводный (пообъектный) годовой отчет

о приросте и переводе запасов по формам № 3-гр и № 4-гр и к 25 февраля — сводный (пообъектный) отчетный баланс запасов по формам № 5-гр и 5-гр (уголь) с внесенными изменениями и данными по обеспеченности балансовыми запасами (в годах) действующих, строящихся и проектируемых предприятий.

§ 63. Союзные, союзно-республиканские министерства и ведомства на совещаниях комиссий по запасам полезных ископаемых с участием представителей заинтересованных министерств рассматривают и утверждают представленные министерствами союзных республик, главными управлениями и управлениями по непосредственно подчиненным им объединениям, комбинатам, трестам и предприятиям;

а) материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов полезных ископаемых за отчетный год;

б) акты и необходимые материалы по обоснованию списания запасов;

в) отчетные балансы запасов, составленные по формам № 5-гр и 5-гр (уголь).

Решения комиссии оформляются протоколами, в которых указываются:

а) принятые комиссией данные о приросте и переводе запасов как основного, так и сопутствующего компонента и данные о выполнении плана прироста запасов;

б) количество запасов, подлежащих списанию, и причины их списания.

Протоколы комиссии не позднее 15 марта высылаются:

а) Министерству геологии СССР;

б) Всесоюзному геологическому фонду;

в) предприятию (организации), представившему отчет.

Союзные, союзно-республиканские министерства и ведомства, ведущие геологоразведочные работы, представляют ежегодно не позднее 15 марта следующего за отчетным года Министерству геологии СССР и Всесоюзному геологическому фонду данные:

а) об основных результатах проводимых ими геологоразведочных работ и о выполнении плана прироста запасов полезных ископаемых по месторождениям, разведуемым и эксплуатируемым подчиненными организациями и предприятиями;

б) о состоянии обеспеченности разведанными запасами минерального сырья действующих, строящихся и проектируемых горнодобывающих и металлургических предприятий;

в) о распределении разведанных месторождений, учитываемых в балансе запасов полезных ископаемых СССР, по степени их промышленного освоения, с выделением месторождений, намеченных к освоению в текущем пятилетии и предполагаемых к освоению (резервных) в последующие годы.

б. по организациям системы министерства геологии ссср

§ 64. Партии, экспедиции, ведущие разведку месторождений полезных ископаемых, высылают годовые отчетные балансы запасов по формам, утвержденным ЦСУ СССР, не позднее 15 января (по

углю — не позднее — 20 января) своей вышестоящей организации.

Комплексные экспедиции и тресты, входящие в территориальные геологические управления и имеющие в своем подчинении геологоразведочные партии и экспедиции, высылают сводные отчетные балансы запасов не позднее 5 февраля (по углю — не позднее 20 февраля) территориальному геологическому управлению. В эти же сроки представляют отчетные балансы предприятия и организации, не входящие в тресты.

Объединения и тресты, подчиненные непосредственно министерству (управлению) геологии союзной республики, высылают сводные отчетные балансы запасов не позднее 5 февраля (по углю — не позднее 20 февраля) министерству (управлению) геологии союзной республики.

К годовому отчетному балансу запасов прилагается объяснительная записка и материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов за отчетный год.

Примечание. По эксплуатируемым месторождениям, на которых геологоразведочные работы проводятся оганизациями системы Министерства геологии СССР и предприятиями промышленных министерств, отчетные балансы запасов составляются и оформляются в соответствии с § 61 настоящей инструкции.

§ 65. Территориальные геологические управления, непосредственно подчиненные министерствам геологии союзных республик, а также управления геологии союзных республик и министерства геологии союзных республик, в составе которых нет территориальных геологических управлений:

а) рассматривают и утверждают на совещаниях комиссий по запасам полезных ископаемых отчетные балансы запасов и материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов, представленные подчиненными им организациями;

б) составляют с учетом отчетных балансов запасов, полученных от промышленных предприятий, и протоколов министерств союзных республик сводные отчетные балансы запасов по месторождениям, областям, краям, автономным республикам и союзной республике в целом и отчеты о выполнении плана прироста запасов полезных ископаемых по организациям системы Министерства геологии СССР.

Сводные отчетные балансы запасов с объяснительной запиской, составленной в соответствии с инструкцией по учету запасов полезных ископаемых, представляются не позднее 1 апреля:

а) территориальными геологическими управлениями, непосредственно подчиненными министерству геологии союзной республики, — министерству геологии союзной республики и Всесоюзному геологическому фонду;

б) управлениями геологии союзных республик и министерствами геологии союзных республик, в составе которых нет территориальных геологических управлений, — Всесоюзному геологическому фонду.

Примечание. Отчеты о выполнении плана прироста запасов полезных ископаемых и подготовки угольных (сланцевых) полей для закладки шахт и разрезов высылаются к 20 февраля только своей вышестоящей организации.

§ 66. Министерства и управления геологии союзных республик не позднее 15 марта представляют:

1) Министерству геологии СССР — годовые отчеты о геологических результатах проводимых ими работ, данные о выполнении плана прироста запасов (формы № 3-гр, 4-гр), материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов, и протоколы комиссий по рассмотрению запасов полезных ископаемых;

2) Всесоюзному геологическому фонду — годовые отчеты о геологических результатах работ и протоколы комиссий по рассмотрению прироста запасов полезных ископаемых.

§ 67. Центральная комиссия по запасам полезных ископаемых Министерства геологии СССР рассматривает и утверждает с участием представителей заинтересованных министерств отчетные данные о выполнении плана прироста и перевод запасов полезных ископаемых по организациям системы Министерства геологии СССР, а также решает вопросы о снятии с баланса запасов месторождений, утративших промышленное значение, и о переводе запасов из группы балансовых в забалансовые по организациям своей системы по материалам, представленным министерствами (управлениями) геологии союзных республик.

Протоколы Центральной комиссии не позднее 25 апреля направляются Всесоюзному геологическому фонду, Госплану СССР и соответствующим министерствам (управлениям) геологии союзных республик, которые сообщают подчиненным организациям о всех изменениях, внесенных в представленные ими отчетные материалы о выполнении плана прироста запасов.

Министерство геологии СССР на основании материалов союзных, союзно-республиканских министерств и ведомств и республиканских геологических организаций составляет сводные отчеты о выполнении плана прироста запасов полезных ископаемых и подготовки угольных (сланцевых) полей для закладки шахт и разрезов в целом по СССР, союзным республикам, экономическим районам, областям и важнейшим месторождениям, министерствам и представляет их в установленные адреса не позднее 1 мая следующего за отчетным года.

§ 68. Всесоюзный геологический фонд на основе отчетных балансов запасов полезных ископаемых и протоколов их рассмотрения, а также протоколов утверждения годовых отчетных данных о выполнении плана прироста запасов и данных по обеспеченности предприятий разведанными запасами минерального сырья, а также данных о распределении разведанных месторождений по степени их промышленного освоения, полученных от Министерства геологии СССР и других союзных, союзно-республиканских и республиканских министерств и ведомств, с учетом протоколов ГКЗ СССР составляет сводный баланс запасов полезных ископаемых СССР, который

представляется Совету Министров СССР, Госплану СССР и ЦСУ СССР к 1 июля по черным, цветным, редким и благородным металлам, алмазам и неметаллам и к 1 августа — по углю, нефти и природному газу.

Балансы запасов полезных ископаемых СССР издаются Всесоюзным геологическим фондом и высылаются Госпланом союзных республик, союзным и союзно-республиканским министерствам и другим заинтересованным организациям и ведомствам в порядке, устанавливаемом Министерством геологии СССР.

Приложение 1

Перечень полезных ископаемых, по которым составляются сводные балансы запасов, с указанием единиц измерения запасов

А. Полезные ископаемые, по которым составляются сводные балансы по отдельным республикам, краям, областям и в целом по СССР

Абразивы:	
гранат и корунд	руда, тыс. т минерал, тыс. т
наждак	руда, тыс. т.
Алмазы	руда, тыс. т. пески, тыс. м³ алмазы, тыс. каратов
Алунит	руда, тыс. т
Апатит	руда, тыс. т P_2O_5, тыс. т
Асбест	руда, тыс. т асбест, тыс. т
Асфальтиты и битум (битуминозные пески, песчаники, глины, известняки, копал, кир)	тыс. т
Барит и витерит	руда, тыс. т
Бериллий	руда, тыс. т BeO, т
Бокситы	руда, тыс. т
Бораты (борсодержащее сырье)	руда, тыс. т B_2O_3, тыс. т
Бром	Запасы в каменной соли и озерах — тыс. т, в глубинных водах — тыс. м³/сут; добыча брома — тыс. т воды — тыс. м³/сут

Брусит	тыс. т
Ванадий	руда, тыс. т / V_2O_5, тыс. т
Вермикулит	руда, тыс. т / вермикулит, тыс. т
Висмут	руда, тыс. т / висмут, т
Вольфрам	руда, тыс. т / пески, тыс. м³ / WO_3, т
Высокоглиноземное сырье (кианит, андалузит, силлиманит, дюмортьерит, диаспор)	руда, тыс. т / минерал, тыс. т
Гипс, ангидрит и глиногипс (гажа, ганч)	тыс. т
Глины абсорбционные (бентонитовые, флоридиновые, кил)	тыс. т
Глины огнеупорные и тугоплавкие	тыс. т
Графит	руда, тыс. т / графитный углерод, т
Доломит для металлургии	тыс. т
Железные руды	тыс. т
Золото	руда, тыс. т / пески, тыс. м³ / золото, кг
Известняк флюсовый	тыс. т
Йод	Запасы в глубинных водах — тыс. м³/сут, добыча йода — т, воды — тыс. м³/сут
Камни строительные пильные	тыс. м³
Каолин	тыс. т
Карбонатное сырье для химической промышленности (известняк, мел)	тыс. т
Кварц и кварциты	тыс. т
Кварц для плавки	тыс. т
Кобальт	руда, тыс. т / кобальт, т
Литий	руда, тыс. т / Li_2O, тыс. т
Магнезит	тыс. т
Марганцевые руды	тыс. т
Медь	руда, тыс. т / медь, тыс. т
Мел	тыс. т

Минеральные краски:	
а) мумия, охра, сурик, умбра, вивианит, глауконит и др.	тыс. т
б) волконскоит	т
Молибден	руда, тыс. т молибден, т
Мышьяк	руда, тыс. т мышьяк, тыс. т
Нефелин	руда, млн. т
Никель	руда, тыс. т никель, тыс. т
Ниобий	руда, тыс. т пески, тыс. м^3 Nb_2O_5, т
Озокерит	т
Олово	руда, тыс. т пески, тыс. м^3 олово, т
Перлит	тыс. м^3
Пески и песчаники стекольные	тыс. т
Пирофиллит	тыс. т
Плавиковый шпат	руда, тыс. т CaF_2, тыс. т
Платина и платиноиды	руда, тыс. т пески, тыс. м^3 платина, кг
Полевой шпат и пегматиты	тыс. т
Пьезооптическое сырье:	
а) исландский шпат	минерал, кг
б) оптический кварц	моноблоки, кг
в) оптический флюорит	минерал, кг
Рассеянные элементы (галлий, гафний, германий, индий, кадмий, рений, рубидий, селен, скандий, таллий, теллур, цезий)	руда, тыс. т элементы, т
Ртуть	руда, тыс. т ртуть, т
Свинец и цинк	руда, тыс. т свинец, тыс. т цинк, тыс. т
Сера самородная	руда, тыс. т сера, тыс. т
Серебро	руда, тыс. т серебро, т

Серный колчедан	руда, тыс. т сера, тыс. т
Сланцы горючие	тыс. т
Слюда (мусковит и флогопит)	слюда — забойный сырец, т
Сода природная	тыс. т
Соль глауберова (мирабилит, тенардит, сернокислый натрий)	тыс. т
Соль калийная (карналлит, сильвинит, полигалит, сернокислые соли)	сырые соли, тыс. т соли в пересчете на K_2O, тыс. т
Соль магниевая (хлористый и бромистый магний, сернокислый магний, эпсомит, астраханит)	сырые соли, тыс. т $MgCl_2$, тыс. т
Соль поваренная (каменная, садочная в рассолах, рапа)	каменная и в рапе, тыс. т рассолы, м³/сут
Стронций	руда, тыс. т SrO, тыс. т
Сурьма	руда, тыс. т сурьма, т
Тальк, тальковый камень	тыс. т
Тантал	руда, тыс. т пески, тыс. м³ Ta_2O_5, т
Титан (рутил, ильменит, сфен, перовскит, титаномагнетит)	руда, тыс. т пески, тыс. м³ TiO_2, тыс. т
Уголь (каменный, бурый)	тыс. т
Формовочные материалы (формовочные пески, глины, пылевидный кварц)	тыс. т
Фосфориты	руда, тыс. т P_2O_5, тыс. т
Хромиты	руда, тыс. т
Цементное сырье (известняк, мергель, мел, глина, гажа, гидравлические добавки, пески для песчанистого цемента, железные руды)	тыс. т
Цирконий	руда, минерал, тыс. т пески, тыс. м³ ZrO_2, тыс. т

Б. Полезные ископаемые, по которым составляются сводные балансы запасов лишь по отдельным республикам, краям и областям

Балластное сырье	тыс. м³
Глины	тыс. м³

Гравий, галька, песок	тыс. м³
Диатомит, трепел, опока	тыс. м³
Доломит строительный	тыс. м³
Дунит	тыс. м³
Змеевик (серпентин)	тыс. м³
Известняк и травертин (кроме цементных и для химической промышленности)	тыс. м³
Известняк для обжига на известь	тыс. т
Известняк для инертной пыли	тыс. т
Камни драгоценные, полудрагоценные и поделочные:	
изумруд, сапфир, рубин	карат
аквамарин, топаз, горный хрусталь, морион, турмалин, агат, нефрит	кг
халцедон, яшма, агальматолит, малахит, лазурит, гагат	т
Камни кислотоупорные (андезит, базальт и др.)	тыс. м³
Камни строительные (гранит, гнейс, диабаз, гранодиорит, диорит, лабрадорит, порфирит, габбро, траппы, туфы и другие вулканические породы)	тыс. м³
Камни литографские	м³
Камни точильные и жерновые	тыс. м³
Керамзитовое сырье	тыс. м³
Мергель (кроме цементного)	тыс. м³
Мрамор и другие естественные облицовочные камни	тыс. м³
Пемза и вулканический пепел	тыс. м³
Пески	тыс. м³
Песок для карбида кремния	тыс. т
Песчаники	тыс. м³
Сланцы кровельные	тыс. м³
Сланцы огнеупорные	тыс. м³

Примечания: 1. Запасы, добыча и потери при добыче должны выражаться в одних и тех же единицах измерения.

2. Запасы асбеста, алмазов Урала, окиси бора, пятиокиси ванадия, окиси лития, окиси стронция, минеральных красок, мышьяка, меди, никеля, рассеянных элементов, свинца и цинка, серебра, окиси циркония учитываются с точностью до 0,1, остальных полезных ископаемых — с округлением до целых единиц.

3. Сводные балансы запасов гравия, гальки и песка, диатомита, трепела и опок, строительных камней, керамзитового сырья, облицовочных камней в целом по СССР составляются один раз в пять лет.

Кому высылается _____
(наименование и адрес получателя)

Партия (экспедиция), предприятие (рудоуправление) _____

Трест, комбинат, объединение, управление _____

Министерство (ведомство) _____

Адрес _____

Отчетный баланс запасов полезных ископаемых за 197—год

_____
(наименование полезного ископаемого)

№ п/п	Наименование месторождений и их участков (по новым месторождениям указать точный адрес). Наименование организации, разведывающей или эксплуатирующей месторождение. Год ввода в эксплуатацию.	Степень промышленного освоения (эксплуатируется, строится, проектируется, разведанное резервное, разведывается, не намечается к освоению). Годовая проектная производительность предприятия.	а) Тип полезного ископаемого, сорт, марка; б) среднее содержание полезных компонентов и вредных примесей (выход полезного ископаемого); в) глубина подсчета запасов; г) максимальная глубина эксплуатации фактическая).	Категории запасов: А, В, А+В, C_1, А+В+C_1, C_2	Запасы на 1 января 197_г.		Движение за 197_г.	
					балансовые	забалансовые	добычи	потерь при добыче
А	Б	1	2	3	4	5	6	7

Примечание. В графе 15 сведения об остатке запасов, утвержденных ГКЗ на начало каждого пятилетия (на 1 января 1976 г., на 1 января 1981 г. и т. д.).

« » _____197—г.

Приложение 2

	Шифр отрасли	Шифр республики, (области, края, АССР)	Шифр министерства (ведомства)	Шифр главного управления (объединения)	Шифр предприятия	Шифр

Статистическая отчетность

Форма № 5-гр

Утверждена ЦСУ СССР 6 августа 1971 г., № 441

Почтовая-годовая

Высылают партии (экспедиции) и предприятия, ведущие разведку и эксплуатацию месторождений полезных ископаемых (кроме нефти, природного газа, гелия, угля и горючих сланцев), 15 января своей вышестоящей организации.

Комбинат, объединение (трест) и предприятия (организации), не входящие в трест, комбинат, объединение, высылают 5 февраля сводный баланс запасов:

1. Территориальному геологическому управлению, а в союзных республиках, где территориальных геологических управлений не имеется, министерству (управлению) геологии союзной республики.
2. Своей вышестоящей организации.
3. Всесоюзному геологическому фонду Министерства геологии СССР.

Единица измерения запасов _____

балансовых запасов в результате				Запасы на 1 января 197_г.		Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР или ТКЗ		Проектные потери при добыче (числитель) / разубоживание (знаменатель) %	Обеспеченность предприятия в годах балансовыми запасами категорий А+В+C_1, из расчета проектной мощности, потерь при добыче и разубоживания: а) всеми запасами; б) запасами в проектных контурах разработки
разведки (+ или —)	переоценки (+ или —)	списания неподтвердившихся запасов	изменения технических границ и по другим причинам (+ или —)	балансовые	забалансовые	а) всего; б) дата утверждения и № протокола, группа сложности	остаток запасов категорий А+Б+С, по эксплуатируемым месторождениям		
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

СССР (ТКЗ), указываются по состоянию на 1 января 1972 г., а в дальнейшем Сведения о разубоживании (графа 16) указываются по цветным, редким и черным

Руководитель Главный геолог

Кому высылается _____
(наименование и адрес получателя)

Партия (экспедиция), предприятие (рудоуправление) _____

Трест, комбинат, объединение, управление _____

Министерство (ведомство) _____

Адрес _____

Отчетный баланс запасов полезных ископаемых за 197__ год

_____
(наименование полезного ископаемого)

№ п/п	Республика, край, область. Наименование бассейна, комбината, треста, месторождения, участка, шахты, разреза. Год ввода в эксплуатацию	Степень промышленного освоения (эксплуатируется, строится, резерв подгруппы «а» и «б», разведывается, перспективные для разведки, прочие). Производственная мощность шахты, разреза	а) Марка угля, технологическая группа; б) содержание золы в %; в) содержание серы в %; г) глубина подсчета запасов; д) максимальная глубина эксплуатации (фактическая)	Категории запасов А, В, А+В, C_1, А+В+C_1, C_2	Запасы на 1 января 197__ г.		Движение за 197__ г.	
					балансовые	забалансовые	добычи	потерь при добыче
А	Б	1	2	3	4	5	6	7

Примечание. В графе 15 сведения об остатке запасов, утвержденных ГКЗ СССР (ТКЗ), указываются по состоянию на 1 января 1972 г., а в дальнейшем на начало каждого пятилетия (на 1 января 1976 г., на 1 января 1981 г. и т. д.)

«__» _____ 197__ г.

Приложение 3

Шифр отрасли	Шифр республики, (области, края, АССР)	Шифр министерства (ведомства)	Шифр главного управления (объединения)	Шифр предприятия	Шифр

Статистическая отчетность

Форма № 5-гр (уголь)

Утверждена ЦСУ СССР 6 августа 1971 г., № 441

Почтовая—годовая

Высылают партии (экспедиции) и предприятия, ведущие разведку и эксплуатацию месторождений угля и горючих сланцев, 20 января своей вышестоящей организации (комбинату, тресту).

Комбинаты и тресты высылают 20 февраля сводный баланс запасов:

1. Территориальному геологическому управлению, а в союзных республиках, где территориальных геологических управлений не имеется, министерству (управлению) геологии союзной республики.
2. Своей вышестоящей организации.
3. Всесоюзному геологическому фонду Министерства геологии СССР

Единица измерения запасов _____

балансовых запасов в результате				Запасы на 1 января 197__ г.		Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР или ТКЗ		Промышленные запасы кат. А+В+C_1	Обеспеченность шахты, разреза в годах промышленными запасами категорий А+В+C_1 из расчета производственной мощности
разведки (+ или −)	переоценки (+ или −)	списания неподтвердившихся запасов	изменения технических границ и по другим причинам (+ или −)	балансовые	забалансовые	а) всего; б) дата утверждения и № протокола, группа сложности	остаток запасов категорий А+В+C_1 по эксплуатируемым месторождениям	а) всей шахты (разреза): б) действующих горизонтов	
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Руководитель Главный геолог

УТВЕРЖДЕНО:
Председатель Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР
И. Малышев
5 сентября 1960 г.

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Классификация запасов месторождений твердых полезных ископаемых устанавливает единые принципы подсчета и учета запасов полезных ископаемых в недрах, а также принципы определения подготовленности запасов для промышленного освоения в зависимости от изученности месторождения.

2. Запасы полезных ископаемых подсчитываются и учитываются раздельно для каждого вида минерального сырья.

По полезным ископаемым, используемым для извлечения содержащихся в них ценных компонентов (металлов, минералов), подсчитываются и учитываются как запасы руды, так и запасы ценных компонентов.

В комплексных рудах подлежат обязательному подсчету и учету, помимо основных, также и сопутствующие ценные компоненты.

3. Качество полезных ископаемых определяется в зависимости от их назначения и технологии переработки, а также с учетом необходимости наиболее полного и комплексного использования основных и сопутствующих ценных компонентов.

4. Запасы полезных ископаемых подсчитываются и учитываются по наличию их в недрах без вычета потерь при добыче, обогащении или переработке; состав и свойства полезных ископаемых определяются в их природном состоянии независимо от возможного разубоживания при добыче.

5. Запасы полезных ископаемых подсчитываются и учитываются в весовом выражении, за исключением минерального сырья, измеряемого при использовании в объемных единицах.

6. Применение настоящей классификации к отдельным видам минерального сырья определяется инструкциями Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР.

II. ГРУППЫ ЗАПАСОВ

7. Запасы полезных ископаемых по их народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету, утверждению и учету:

б а л а н с о в ы е з а п а с ы — запасы, использование которых экономически целесообразно и которые должны удовлетворять кондициям, устанавливаемым для подсчета запасов в недрах;

з а б а л а н с о в ы е з а п а с ы — запасы, использование которых в настоящее время экономически нецелесообразно вследствие малого количества, малой мощности залежей, низкого содержания ценных компонентов, особой сложности условий эксплуатации, необходимости применения очень сложных процессов переработки, но которые в дальнейшем могут явиться объектом промышленного освоения.

Примечание. Запасы полезных ископаемых в охранных целиках шахт, транспортных магистралей и других капитальных сооружений подсчитываются отдельно и относятся к балансовым, если они удовлетворяют кондициям. Запасы широко распространенных строительных материалов в указанных целиках могут не подсчитываться.

8. Кондиции для подсчета запасов полезных ископаемых в недрах устанавливаются соответствующими государственными органами для каждого месторождения (или для группы месторождений, аналогичных по геологическим и экономическим условиям) на основании технико-экономических расчетов, исходя из условий эксплуатации месторождения, количества запасов полезного ископаемого в нем, необходимости наиболее полного комплексного использования полезного ископаемого, его ценности и технологии переработки.

III. КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ

9. Запасы месторождений полезных ископаемых подразделяются в зависимости от степени разведанности месторождений, изученности качества сырья и горнотехнических условий разработки месторождений на четыре категории (А, В, C_1 и C_2), которые характеризуются следующими условиями.

Категория А — запасы, разведанные и изученные с детальностью, обеспечивающей полное выяснение условий залегания; формы и строения тел полезного ископаемого; полное выявление природных типов и промышленных сортов минерального сырья, их соотношения и пространственного положения; выделение и оконтуривание безрудных и некондиционных участков внутри тел полезного ископаемого; полное выяснение качества, технологических свойств полезного ископаемого и природных факторов (гидро-геологических, инженерно-геологических и др.); определяющих условия ведения горноэксплуатационных работ.

Контур запасов полезных ископаемых определен скважинами или горными выработками.

Категория В — запасы, разведанные и изученные с детальностью, обеспечивающей выяснение основных особенностей условий залегания; формы и характера строения тел полезного ископаемого; выявление природных типов и промышленных сортов минерального сырья и закономерности их распределения без точного отображения пространственного положения каждого типа; выяснение соотношения и характера безрудных и некондиционных участков внутри тел

полезного ископаемого без точного их оконтуривания; выяснение качества, основных технологических свойств полезного ископаемого и основных природных факторов, определяющих условия ведения горно-эксплуатационных работ.

Контур запасов полезных ископаемых определен по данным разведочных выработок с включением, при устойчивой мощности и выдержанном качестве полезного ископаемого, ограниченной зоны экстраполяции.

Категория C_1 — запасы, разведанные и изученные с детальностью, обеспечивающей выяснение в общих чертах условий залегания, формы и строения тел полезного ископаемого, его природных типов, промышленных сортов, качества, технологических свойств, а также природных факторов, определяющих условия ведения горно-эксплуатационных работ.

Контур запасов полезных ископаемых определен на основании разведочных выработок и экстраполяции по геологическим и геофизическим данным.

Категория C_2 — запасы, предварительно оцененные; условия залегания, форма и распространение тел полезного ископаемого определены на основании геологических и геофизических данных, подтвержденных вскрытием полезного ископаемого в отдельных точках, либо по аналогии с изученными участками.

Качество полезного ископаемого определено по единичным пробам и образцам или по данным примыкающих разведанных участков.

Контур запасов полезных ископаемых принят в пределах геологически благоприятных структур и комплексов горных пород.

Примечание. Кроме запасов полезных ископаемых категорий А, В, C_1 и C_2, подсчитываемых по отдельным месторождениям, в необходимых случаях для оценки потенциальных возможностей рудных зон, полей, бассейнов и районов на основе общих геологических представлений определяются прогнозные запасы.

10. Запасы комплексных руд и содержащихся в них основных ценных компонентов подсчитываются и учитываются по одним и тем же категориям, а запасы сопутствующих ценных компонентов в зависимости от степени изученности могут подсчитываться и учитываться по другим категориям.

11. На разрабатываемых месторождениях запасы полезных ископаемых, вскрытые при проходке горнокапитальных выработок, а также запасы, находящиеся в контурах горноподготовительных и очистных выработок, подсчитанные по принятой в маркшейдерском учете номенклатуре, должны быть отнесены к категориям в зависимости от степени их изученности.

IV. ПОДГОТОВЛЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (УЧАСТКОВ) ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ

12. Составление проектов и выделение капитальных вложений на строительство новых и реконструкцию действующих горнодобывающих предприятий должны производиться при наличии на место-

рождении или его участке утвержденных Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (или в соответствующих случаях территориальными комиссиями по запасам полезных ископаемых) балансовых запасов полезного ископаемого категорий А, В и C_1. При этом для отдельных групп месторождений устанавливается приведенное ниже соотношение запасов указанных категорий.

Группа 1. К этой группе относятся месторождения (участки) простого строения с выдержанной мощностью тел полезных ископаемых и равномерным распределением полезных компонентов. Для месторождений этой группы не менее 30% запасов должно быть разведано по категориям А и В, в том числе не менее 10% по категории А. Значительное превышение количества разведанных запасов категорий А и В по сравнению с указанным пределом без должного обоснования нецелесообразно, за исключением небольших месторождений, разработка которых производится без эксплуатационной разведки.

Группа 2. К этой группе относятся месторождения (участки) сложного строения с невыдержанной мощностью тел полезных ископаемых или неравномерным распределением полезных компонентов, на которых выявление запасов полезных ископаемых категории А в процессе детальной разведки нецелесообразно вследствие очень высокой стоимости разведочных работ. Для месторождений этой группы не менее 20% запасов должно быть разведано по категории В.

Группа 3. К этой группе относятся месторождения (участки) очень сложного строения с резко изменчивой мощностью тел полезных ископаемых или исключительно невыдержанным содержанием полезных компонентов, на которых в процессе разведки нецелесообразно выявлять запасы категории В. Проектирование горнодобывающих предприятий и выделение капитальных вложений на строительство новых и реконструкцию действующих горнодобывающих предприятий допускается на базе категории C_1.

На месторождении, вовлекаемом в промышленное освоение не полностью, указанное соотношение запасов различных категорий должно выдерживаться для той его части, на базе которой намечается строительство горнодобывающего предприятия.

Для месторождений коксующихся углей запасы по категориям А и В должны составлять не менее 60% суммы запасов категорий А, В и C_1, в том числе не менее 30% по категории А.

13. Возможность проектирования и строительства горнодобывающих предприятий при наличии меньших количеств запасов категории А или В против запасов, указанных в пункте 12 настоящей классификации, устанавливается Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (или в соответствующих случаях территориальными комиссиями по запасам полезных ископаемых) при утверждении запасов.

14. На месторождениях (участках), подлежащих промышленному освоению, гидрогеологические и горнотехнические условия их эксплуатации, качество и технология переработки полезного ископаемого во всех случаях должны быть изучены с детальностью, достаточной для составления проекта горнодобывающего предприятия.

Наиболее детально должны быть разведаны участки и горизонты месторождения, намечаемые по предварительным данным для первоочередной отработки.

Наряду с разведкой участка, передаваемого в промышленное освоение, должны быть оценены общие запасы месторождения.

15. При проектировании горнодобывающих предприятий для определения возможных перспектив их развития в дальнейшем (определения наибольшей глубины и площади разработки, выбора способа вскрытия и места заложения шахтных стволов, при определении контуров карьера, зон обрушения, расположении сооружений, подъездных путей и отвалов), а также для более полного использования минеральных ресурсов должны учитываться запасы категории C_2 и забалансовые запасы.

16. Соотношение запасов различных категорий на разрабатываемых месторождениях устанавливается в каждом отдельном случае предприятиями, осуществляющими эксплуатацию месторождений, исходя из необходимости обеспечения нормального ведения горно-подготовительных и очистных работ в соответствии с производственными планами предприятий.

Раздел третий

ПОЛОЖЕНИЯ, ИНСТРУКЦИИ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДЕНО
постановлением
Совета Министров СССР
от 13 мая 1970 г. № 322

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

А. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Классификация запасов месторождений нефти и горючих газов определяет единые принципы подсчета и учета запасов нефти и горючих газов в недрах, исходя из степени изученности и подготовленности этих запасов для промышленного освоения.

Примечание. Под горючим газом подразумевается природный газ — свободный, газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти.

2. При определении запасов нефти и горючих газов подлежат обязательному подсчету и учету запасы всех содержащихся в них сопутствующих компонентов (конденсата, гелия, серы и др.).

3. Подсчет запасов нефти и горючих газов, а также содержащихся в них сопутствующих компонентов производится по каждой залежи раздельно и по месторождению в целом.

4. Запасы нефти и конденсата подсчитываются и учитываются в тысячах тонн, запасы горючих газов — в миллионах кубических метров, запасы гелия — в тысячах кубических метров, исходя из стандартных условий (одна атмосфера при 20° С).

5. Характеристика качества нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов дается с учетом их назначения, технологии переработки и необходимости наиболее полного и комплексного использования.

6. Применение настоящей классификации к отдельным типам месторождений нефти и горючих газов определяется инструкцией Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР.

Б. ГРУППЫ ЗАПАСОВ

7. Запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов по народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету: на балансовые запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна, и на забалансовые запасы, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

В балансовых запасах нефти, растворенного в ней газа, а также конденсата в свободном газе выделяются и учитываются извлекаемые запасы, т. е. запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии.

8. Коэффициенты извлечения нефти и конденсата устанавливаются Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР на основании технико-экономических расчетов, апробированных по нефти Министерством нефтедобывающей промышленности СССР, а по конденсату — Министерством газовой промышленности.

В. КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ

9. Запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов по степени изученности подразделяются на четыре категории — А, В, C_1 и C_2, которые определяются следующими условиями:

Категория А — запасы залежи (или ее части) изучены с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного состава нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия разработки ее, — режим работы залежи, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов, гидро- и пьезопроводность и другие особенности.

Запасы категории А подсчитываются в процессе разработки залежи.

Категория В — запасы залежи (или ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических данных и керна. Форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов и другие параметры, а также основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены приближенно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи. Состав нефти, горючих

газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов в пластовых условиях и условиях поверхности изучены детально. По нефтяным залежам проведена пробная эксплуатация отдельных скважин. По газовым залежам установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность.

Категория C_1 — запасы залежей, нефтегазоносность которых установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в отдельных скважинах (часть скважин может быть опробована испытателем пластов) и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин, а также запасы части залежи (тектонического блока), примыкающей к площадям с запасами более высоких категорий.

Условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями.

Категория C_2 — запасы нефти и горючих газов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных не разведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах в пределах известных нефтегазоносных районов, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований.

Забалансовые запасы категории C_2 не подсчитываются.

10. Запасы сопутствующих компонентов, содержащихся в нефти и горючих газах, подсчитываются и учитываются по категориям, соответствующим степени изученности запасов этих компонентов.

11. Условия отнесения запасов нефти и горючих газов к категориям по степени изученности запасов определяются инструкцией Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР.

12. Кроме запасов нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов категорий А, В, C_1 и C_2, подсчитываемых по отдельным месторождениям и площадям, для оценки потенциальных возможностей нефтегазоносных провинций, областей и районов на основе общих геологических представлений определяются прогнозные запасы, которые апробируются Министерством геологии СССР совместно с Министерством нефтедобывающей промышленности СССР и Министерством газовой промышленности.

Г. ПОДГОТОВЛЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЗАЛЕЖЕЙ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ

13. Утверждение проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений должны

производиться при наличии по месторождению (залежи) утвержденных Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР запасов нефти и горючих газов категорий В и C_1. При этом для отдельных групп месторождений устанавливается следующее соотношение запасов указанных категорий.

I группа. К этой группе относятся месторождения простого геологического строения, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью мощности и коллекторских свойств по площади и разрезу.

Для месторождений этой группы должно быть разведано по категории В в новых районах не менее 30%, а в районах с развитой нефтегазодобывающей промышленностью не менее 20% запасов.

Значительное превышение разведанных запасов категории В по сравнению с указанными пределами без должного обоснования нецелесообразно.

II группа. К этой группе относятся месторождения сложного геологического строения, характеризующиеся невыдержанностью мощности и коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов).

Для месторождений этой группы выявление запасов категории В нецелесообразно вследствие высокой стоимости разведочных работ. Утверждение проектов и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений допускаются на базе запасов категории C_1.

Проектирование разработки и обустройства месторождений обеих групп по согласованию с Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР может осуществляться на базе апробированных Министерством нефтедобывающей промышленности СССР оперативно подсчитанных запасов.

14. Нефтяные и нефтегазовые месторождения с извлекаемыми запасами до 5 млн. тонн, находящиеся в районах действующих нефтепроводов, газопроводов и нефтепромыслов, могут вводиться по согласованию с Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР в разработку на срок до трех лет на базе оперативно подсчитанных запасов, с последующим подсчетом запасов и утверждением их в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР.

15. По газовым месторождениям (залежам), не имеющим запасов нефти промышленного значения:

а) проектные и изыскательские работы по строительству промысловых объектов и промышленных сооружений, а также составление проектов опытно-промышленной эксплуатации и проектов разработки месторождений (залежей), находящихся в новых районах, производятся на базе оперативно подсчитанных запасов газов категорий $B + C_1$ и 50% запасов категории C_2;

б) утверждение проектов разработки месторождений (залежей) и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений осуществляются только при

наличии запасов категорий В и C_1, утвержденных в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР. При этом для месторождений I группы с простым геологическим строением и выдержанными мощностями и коллекторскими свойствами продуктивных пластов не менее 20% запасов должно быть разведано по категории В, а для месторождений II группы со сложным геологическим строением и невыдержанными мощностями и коллекторскими свойствами продуктивных пластов утверждение проектов и выделение капитальных вложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений допускаются на базе запасов категории C_1;

в) ввод в разработку месторождений (залежей), находящихся в районах действующих газопроводов, может производиться на срок до трех лет на базе оперативно подсчитанных запасов, с последующим подсчетом запасов и утверждением их в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР.

16. Возможность проектирования и строительства нефтедобывающего или газодобывающего предприятия при наличии на месторождении I группы меньших количеств запасов категории В против количеств запасов, указанных в пунктах 13 и 15 настоящей классификации, устанавливается Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР при утверждении запасов.

17. По многопластовым месторождениям, введенным в эксплуатацию на основании утвержденных в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР запасов нефти или горючих газов, разработка запасов, содержащихся во вновь выявленных промежуточных и вышезалегающих пластах (горизонтах), при отсутствии необходимости в связи с этим дополнительного выделения большого объема капитальных вложений на реконструкцию промысловых объектов и промышленных сооружений может осуществляться на базе оперативного подсчета запасов, произведенного по данным бурения эксплуатационных скважин.

18. По нефтяным и газовым месторождениям (залежам), введенным в разработку, перевод запасов в более высокие категории должен производиться по данным бурения и исследования эксплуатационных скважин, а в необходимых случаях — по данным бурения дополнительных разведочных скважин.

УТВЕРЖДЕНО:
Председатель
Государственной комиссии
по запасам полезных ископаемых
при Совете Министров СССР
И. Малышев
13 июля 1971 г.

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ К МЕСТОРОЖДЕНИЯМ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Месторождения нефти и горючих газов в большинстве случаев содержат несколько залежей.

Залежь может быть приурочена к одному или нескольким пластам-коллекторам с единой гидродинамической системой.

Залежи нефти и горючих газов подразделяются на:

а) нефтяные, если пласты-коллекторы содержат нефть с тем или иным количеством растворенного в ней газа;

б) нефтегазовые, если пласты-коллекторы содержат нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью («газовая шапка») или когда газовые залежи окаймлены нефтью («нефтяные оторочки»);

в) газовые, если пласты-коллекторы содержат свободный газ. В отдельных случаях могут иметь место и «нефтяные оторочки» непромышленного значения.

Для промышленной оценки запасов месторождений или отдельных залежей нефти и газов определяющее значение имеют: форма и площадь, а также мощность, коллекторские свойства, нефтегазонасыщенность и эксплуатационная характеристика продуктивных пластов (горизонтов).

Мощности продуктивных горизонтов или отдельных пластов-коллекторов весьма разнообразны и колеблются от нескольких сантиметров до десятков, а иногда и сотен метров.

Различают общую мощность продуктивного пласта, включающую от кровли до подошвы все прослои проницаемых и непроницаемых пород; эффективную (полезную), состоящую из суммы мощностей проницаемых пластов-коллекторов, и нефте- или газонасыщенную мощность пластов-коллекторов, включающую только те прослои пород, которые содержат нефть или газ.

Пористость в зависимости от сообщаемости пор и их насыщенности нефтью или газом разделяется на общую, открытую и эффективную. При подсчете запасов принимается открытая пористость.

В соответствии с классификацией запасов месторождений нефти и горючих газов месторождения или залежи нефти и газа подразделяются на две группы.

К I группе относятся месторождения простого геологического строения, продуктивные пласты которых характеризуются выдер-

жанностью мощности и коллекторских свойств по площади и разрезу.

Ко II группе относятся месторождения сложного геологического строения, характеризующиеся невыдержанностью мощности и коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов).

Все разведанные запасы нефти, горючих газов, конденсата, а также содержащихся в них сопутствующих компонентов, которые служат или могут служить сырьевой базой для действующих, реконструируемых и проектируемых предприятий, подлежат обязательной проверке и утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР).

Запасы нефти, горючих газов и сопутствующих компонентов по их народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету:

б а л а н с о в ы е, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна;

з а б а л а н с о в ы е, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

В балансовых запасах нефти, растворенного в ней газа, а также конденсата в свободном газе выделяются и учитываются извлекаемые запасы, т. е. запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии добычи.

Коэффициенты извлечения нефти и конденсата устанавливаются Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР на основании технико-экономических расчетов, апробированных по нефти Министерством нефтяной промышленности, а по конденсату — Министерством газовой промышленности.

Содержащиеся в настоящей инструкции положения по определению степени изученности месторождений нефти и горючих газов, отнесению их запасов к различным категориям, а также по определению степени подготовленности запасов нефти и газов для обоснования проектирования разработки месторождений и выделения капиталовложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений основываются на требованиях, изложенных в классификации запасов месторождений нефти и горючих газов.

Порядок внесения, содержание и оформление материалов по подсчету запасов нефти и газов, представляемых на утверждение в ГКЗ СССР, определяются соответствующей инструкцией.

II. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗУЧЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. Геологоразведочные работы должны дать оценку общих перспектив нефтегазоносности месторождения по площади и на глубину, выделить и подготовить для промышленного освоения наиболее продуктивные и основные по запасам залежи. Геологоразведочные работы проводятся в два этапа — поисковый и разведочный.

§ 2. Обоснованием для постановки поискового бурения является положительная оценка перспектив нефтегазоносности площади по совокупности данных геологических и геофизических исследований. По материалам указанных работ должна быть составлена структурная карта площади в масштабе, как правило, не менее 1 : 50 000.

Основными задачами поискового этапа являются:

а) изучение геологического строения площади;

б) выявление продуктивных и перспективных на нефть и газ пластов (горизонтов);

в) предварительная геолого-экономическая оценка выявленного месторождения и содержащихся в нем залежей нефти и газа.

§ 3. На поисковом этапе скважины целесообразно располагать на взаимно пересекающихся опорных профилях для определения приближенных размеров и форм структур и положения в разрезе нефтегазоносных пластов.

Глубина поисковых скважин должна обеспечивать наиболее полное вскрытие разреза продуктивных отложений; часть скважин при технической возможности должна быть пробурена до кристаллического фундамента.

§ 4. В начальном периоде разведочного этапа работ должны быть определены общие перспективы месторождения, возможные масштабы его, установлена степень сложности геологического строения месторождения, выяснены основные природные факторы, влияющие на методику дальнейших разведочных работ в части выбора первоочередных объектов разработки и наиболее рационального расположения и глубин разведочных скважин, объемов и направлений дальнейших исследований.

§ 5. В результате разведочных работ должно быть обеспечено получение необходимых исходных данных для количественной и качественной оценки запасов, обоснования проектирования разработки месторождения и выделения капиталовложений на строительство промысловых объектов и промышленных сооружений.

§ 6. Число разведочных скважин и расстояния между ними должны обеспечить получение надежных данных для выявления закономерностей изменения морфологии продуктивных пластов, их мощности, коллекторских свойств и особенностей тектоники месторождения.

§ 7. Сеть разведочных скважин на относительно изометричных структурах обычно применяется равномерная, а на вытянутых структурах расстояния между разведочными профилями допускаются большими, чем расстояния между скважинами на поперечных профилях.

§ 8. Расстояния между скважинами, необходимые для детального изучения геологического строения месторождения, обоснования подсчета запасов и подготовки их к промышленному освоению, а также составления технологической схемы разработки, определяются рядом факторов, важнейшими из которых являются:

а) сложность тектоники месторождения;

б) степень выдержанности мощности и коллекторских свойств нефтегазонасыщенных пластов;

в) размеры залежей.

Как правило, сгущение разведочных скважин на опорных профилях следует проводить как по падению, так и по простиранию нефтегазоносных пластов с интервалами, обеспечивающими получение надежных данных для изучения закономерностей изменения мощности, коллекторских свойств и характеристики тектоники месторождения.

§ 9. При выборе системы расположения разведочных скважин и расстояний между ними для газовых залежей должна учитываться необходимость обязательного установления наличия или отсутствия в этих залежах запасов нефти промышленного значения.

§ 10. Для залежей, приуроченных к тектоническим сложным, солянокупольным, рифовым структурам, а также литологически и стратиграфически экранированным ловушкам, расположение разведочных скважин и расстояния между ними должны обеспечить выяснение тектоники месторождения (положения и типы разрывных нарушений, амплитуды смещения пород, контуры нефтегазоносной площади, границы выклинивания пластов-коллекторов) и определение количества запасов, заключенных в отдельных тектонических блоках.

В зонах крутого падения пластов расстояния между скважинами на поверхности земли сокращаются с учетом углов падения пород, а в нарушенных участках проходятся дополнительные скважины с целью выяснения положений разрывных нарушений и определения размеров тектонических блоков.

§ 11. Бурение разведочных скважин должно производиться с учетом данных пробуренных скважин, особенно при разведке невыдержанных и тектонически нарушенных нефтегазосодержащих пластов.

§ 12. Для многопластовых месторождений система расположения разведочных скважин и объем разведочного бурения должны определяться с учетом необходимости получения более высокой изученности в первую очередь той группы пластов, которая является наиболее продуктивной и заключает основные запасы нефти или газа. По остальным продуктивным пластам должны быть получены материалы для оценки их запасов не ниже чем по категориям C_1 и C_2.

§ 13. В процессе бурения поисковых и разведочных скважин по нефтегазосодержащим и перспективным на нефть и газ отложениям необходимо производить сплошной отбор керна, количество которого должно обеспечить установление изменчивости литологии и физических свойств коллекторов, а также надежную интерпретацию материалов промыслово-геофизических исследований. Образцы пород для лабораторного исследования должны быть отобраны через каждые 0,5 м мощности продуктивной части выдержанного пласта и через 0,25—0,3 м невыдержанного пласта. В необходимых случаях следует производить отбор образцов боковыми грунтоносами.

При разведке месторождений со сложным строением пород-

коллекторов необходимо в отдельных скважинах производить вскрытие продуктивных пластов с применением безводных промывочных жидкостей.

§ 14. По каждой скважине должен быть произведен комплекс исследований в объеме, необходимом для количественной оценки запасов, а именно:

а) детальное и комплексное изучение керна и образцов пород, взятых боковым грунтоносом, с целью определения литолого-минералогического состава продуктивных пород и вмещающих их отложений (гранулометрического и минералогического состава, особенно глинистости и карбонатности), а также открытой пористости, трещиноватости, кавернозности, проницаемости (параллельно и перпендикулярно напластованию, нефте-, газо- и водонасыщенности); наряду с определением коллекторских свойств необходимо на тех же образцах керна производить измерение геофизических параметров, необходимых для получения эталонных зависимостей между геофизическими параметрами и коллекторскими свойствами, являющихся основой интерпретации промыслово-геофизических материалов;

б) промыслово-геофизические исследования комплексом методов, предусмотренным действующими инструкциями; в зависимости от необходимости и целесообразности комплекс дополняется другими геофизическими методами, эффективными для решения поставленных геологических задач;

в) комплекс гидродинамических исследований, уточняющих коллекторские свойства пород, положения контактов (ГВК, ВНК) и режимы работы залежей.

§ 15. В скважинах должно быть произведено раздельное опробование пластов с установленной или предполагаемой нефтегазоносностью на приток пластовой жидкости или газа с целью определения: дебитов нефти, газов, конденсата и воды на разных режимах работы скважин и суточного рабочего дебита нефти и газа по замерам фактической непрерывной суточной добычи, коэффициентов продуктивности, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур. Кроме того, должен быть произведен отбор глубинных проб нефти, а также отбор проб газа и конденсата методом промышленных отборов газа при промысловых исследованиях на газоконденсатность. При значительной литологической изменчивости и большой мощности продуктивного пласта опробование производится по интервалам с учетом различий их промыслово-геофизической характеристики. Измерения давлений в газовых скважинах (замеры пластовых и статических давлений, снятие кривых нарастания давления и дебит — давление) должны производиться высокоточными приборами.

Расчетные суточные дебиты по скважинам, основанные на материалах, полученных по методу прослеживания уровня, при малых дебитах должны быть проверены пробной эксплуатацией скважин.

§ 16. По каждой из залежей, имеющих промышленное значение, должно быть произведено исследование на приток (пробная эксплу-

атация) отдельных скважин, расположенных на различных гипсометрических отметках и в различных частях оцениваемой площади, с целью получения эксплуатационной характеристики пласта.

При низкой производительности скважин должны быть проведены работы по интенсификации притоков нефти и газа.

§ 17. В процессе опробования и пробной эксплуатации должны быть определены:

а) для нефти — фракционный и групповой состав, содержание силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафина, серы, а также вязкость и удельный вес (вязкость и удельный вес определяются как в поверхностных, при температуре 20° С и давлении в 1 кгс/см^2, так и в пластовых условиях), величина давления насыщения нефти газом, растворимость газа в нефти, изменение объема и вязкости нефти при различных давлениях в пластовых и поверхностных условиях, пластовая температура, а также коэффициенты упругости нефти и воды; при отборе глубинных проб — забойные давления и температура, газовый фактор;

б) для газа, растворенного в нефти, и свободного газа — удельный вес по воздуху, теплота сгорания, химический состав (содержание в объемных процентах метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и более тяжелых углеводородов, а также гелия, сероводорода в граммах на 100 м^3 газа, углекислоты и азота); давление начала конденсации пластового газа при пластовой температуре;

в) для конденсата — содержание его в граммах в 1 м^3 газа в пластовых условиях, фракционный состав, групповой состав, содержание парафина, серы, а также удельный вес и вязкость при температуре 20° С и давлении 760 мм рт. ст. конденсатогазовый фактор (выход конденсата) в граммах на 1 м^3 отсепарированного газа при различных режимах сепарации.

§ 18. В процессе разведки должны быть изучены подошвенные, краевые пластовые воды — установлены их гидродинамические особенности и химический состав (включая определения ценных попутных компонентов — йода, брома, бора, лития и других элементов), количество и состав растворенного в воде газа, замерены температура и электрическое сопротивление вод.

При получении воды из нефтегазосодержащих пластов в скважинах, находящихся в контуре нефтегазоносной площади, необходимо провести работы по определению места притока воды и причин проникновения ее в скважины.

В процессе разработки залежи из числа скважин, давших приток воды за контуром нефтеносности или газоносности, не менее чем в двух-трех скважинах должны быть проведены систематические наблюдения за изменением пластового давления (пьезометрические скважины).

Для определения гидродинамической связи нефтегазосодержащих пластов по площади и разрезу (особенно по месторождениям II группы) необходимо проводить исследования в соответствии с

требованиями действующей инструкции по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин.

Гидродинамические особенности и химический состав подземных вод месторождений должны быть рассмотрены и сопоставлены с соответствующими данными по другим месторождениям района; на основе этого сопоставления должны быть охарактеризованы вероятные области питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

§ 19. Разведочные скважины, в которых получены промышленные притоки нефти или газа, как правило, вводятся в пробную эксплуатацию с целью получения исходных данных для составления технологических схем или проектов разработки.

§ 20. На основе данных бурения, геологических, промыслово-геофизических, гидрогеологических и лабораторных исследований, опробования и пробной эксплуатации должны быть установлены:

а) литолого-стратиграфический разрез, положение нефтегазосодержащих пластов в разрезе, структурные формы отдельных стратиграфических комплексов и продуктивных пластов;

б) высотные положения газо-водяных, газо-нефтяных и водонефтяных контактов, контуры нефтегазоносности, формы и размеры залежей;

в) мощность (общая, эффективная и нефтегазонасыщенная), литолого-минералогический и гранулометрический состав, пористость и трещиноватость, проницаемость, карбонатность и глинистость, нефтенасыщенность и газонасыщенность продуктивных пластов, а также изменения перечисленных параметров по площади и разрезу этих пластов;

г) оптимальные условия эксплуатации скважин (рабочие суточные дебиты нефти и газа, оптимальные газовые факторы, допускаемые депрессии на пласт), режим работы залежей; по разрабатываемым залежам — динамика суточных дебитов и пластовых давлений, фактическая добыча нефти на 1 кгс/см^2 падения пластового давления, зависимость изменения приведенного пластового давления от суммарной добычи газа во времени, а также динамика обводненности скважин.

III. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ, КОНДЕНСАТА, ГАЗА И СОДЕРЖАЩИХСЯ В НИХ СОПУТСТВУЮЩИХ КОМПОНЕНТОВ

§ 21. Запасы нефти и газа подсчитываются на структурных планах, составленных в зависимости от размера месторождения, в масштабе, обеспечивающем необходимую точность замера площадей (1 : 5000—1 : 50 000). Границы подсчета запасов по месторождению, отдельным залежам и тектоническим блокам принимаются по данным разведки и должны быть увязаны с геологическими особенностями месторождения.

§ 22. Подсчет и учет запасов нефти, газов, конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов должны производиться раздельно для каждой изолированной залежи. Запасы нефти и конденсата подсчитываются в тысячах тонн. Запасы горючих газов подсчитываются в миллионах, а гелия — в тысячах кубических метров, приведенных к стандартным условиям (к одной физической атмосфере и 20° С).

§ 23. Подсчет запасов нефти, растворенного в ней газа, а также конденсата и свободного газа залежей с промышленными запасами нефти производится объемным методом, а при наличии фактических (полноценных) геолого-промысловых данных, подсчет запасов может производиться параллельно статистическим методом или методом материального баланса.

Подсчет балансовых запасов газа, растворенного в нефти, производится по насыщенности нефти газом в пластовых условиях. Извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, месторождений с водонапорным режимом подсчитываются по извлекаемым запасам нефти, а месторождений с другими режимами — по балансовым запасам нефти с учетом степени ее дегазации.

§ 24. Подсчет запасов газа газовых залежей производится объемным методом, а при наличии фактических полноценных геолого-промысловых данных и по методу падения давления. По методу падения давления подсчет запасов производится по залежам, в которых доказано отсутствие запасов нефти промышленного значения и резко выраженного водонапорного режима, определено изменение приведенного пластового давления от суммарного отбора газа из залежи во времени, установлено снижение средневзвешенного пластового давления и оценено количество пластовой воды, поступившей в залежь за период эксплуатации.

§ 25. Забалансовые запасы нефти, газа, конденсата подсчитываются по степени их изученности с объяснением причин отнесения их к забалансовым.

Забалансовые запасы нефти и газа по категории C_2 не подсчитываются.

§ 26. При подсчете запасов газа методом падения давления должны быть установлены:

а) размеры и форма залежи;

б) тектонические особенности и литологический состав продуктивного пласта и изолированность отдельных частей (блоков) залежи;

в) начальное и текущие высотные положения газо-водяного контакта;

г) характеристика газогидродинамической связи залежей месторождения;

д) начальное статическое и пластовое давление и пластовая температура, а также изменение приведенного пластового давления по скважинам и средневзвешенного по залежи во времени;

е) отбор газа и конденсата по скважинам и по залежи в целом;

ж) графическая зависимость средневзвешенного приведенного пластового давления газа от отбора его по залежи — $p = f(\Sigma Q_г)$;

з) степень дренируемости скважинами объема газовой залежи;

и) при наличии конденсата — содержание его в газе, состав и коэффициент извлечения его при текущем пластовом давлении;

к) газогидродинамические условия и режим работы залежи и отдельных ее частей;

л) дата начала вторжения пластовой воды и количество ее, поступившее в пласт за период эксплуатации, рассчитанное различными методами;

м) перетоки и потери газа.

IV. УСЛОВИЯ ОТНЕСЕНИЯ ЗАПАСОВ К ОТДЕЛЬНЫМ КАТЕГОРИЯМ

§ 27. В соответствии с классификацией запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов по степени изученности подразделяются на четыре категории — А, В, C_1 и C_2.

Запасы сопутствующих компонентов, содержащихся в нефти и горючих газах, подсчитываются и учитываются по категориям, соответствующим степени изученности этих компонентов.

§ 28. Согласно классификации к категории А относятся запасы залежи (или ее части), изученные с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, эффективной и нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного состава нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия разработки ее — режим работы залежи, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов, гидро- и пьезопроводность и другие особенности.

Запасы категории А подсчитываются в процессе разработки залежи.

§ 29. Запасы категории А должны быть детально изучены разведочными и эксплуатационными скважинами, пробуренными на всей площади залежи по сети, принятой в соответствии с проектом разработки. Границы запасов категории А в этом случае определяются достоверно установленным контуром залежи.

Для залежи, разбуривание которой эксплуатационными скважинами не закончено, запасы категории А подсчитываются в пределах той ее части, которая полностью разбурена в соответствии с проектом разработки эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа.

На площади подсчета запасов категории А должны быть детально изучены и достоверно определены:

а) размеры и форма залежи; при нарушенности нефтегазосодержащих пластов — положение тектонических нарушений и их

амплитуды (форма и размеры каждого тектонического блока); для ловушек литологического и стратиграфического типов — границы выклинивания, замещения и перекрытия проницаемых пород непроницаемыми;

б) закономерности изменения по площади и разрезу литологических особенностей продуктивного пласта — его вещественного состава, эффективной и нефтегазонасыщенной мощности, коллекторских свойств (открытой пористости, проницаемости) и нефтегазонасыщенности;

в) геофизические критерии оценки продуктивности пластов, увязанные с данными по керну, а также нижние пределы пористости и проницаемости нефтегазоотдающих пород (с учетом их гранулометрического состава и карбонатности);

г) начальные и текущие дебиты нефти и воды, начальные и текущие рабочие дебиты свободного газа и содержание в нем конденсата и гелия, а также изменение содержания конденсата во времени (в зависимости от изменения пластового давления), коэффициенты продуктивности скважин, величины начальных пластовых давлений, давления насыщения, газовых факторов и их изменение во времени;

д) качество нефти, газа, конденсата, воды и содержание в них сопутствующих компонентов;

е) изменения во времени дебитов нефти, газа и воды, изменения положений водо-нефтяного и газо-водяного контактов, контуров нефтеносности и газоносности и пластового давления;

ж) суммарная добыча нефти, газа, конденсата и воды по скважинам и пластам;

з) гидрогеологические условия — гидродинамическая связь отдельных продуктивных пластов и тектонических блоков, высотное положение контактов газ — нефть — вода, естественный режим работы залежи;

и) наиболее эффективные методы воздействия на пласт и залежь в процессе ее разработки.

§ 30. Согласно классификации к категории В относятся запасы залежи (или ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических данных и керна. Форма и размеры залежи, эффективная и нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов и другие параметры, а также основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены приближенно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи; состав нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов в пластовых условиях и условиях поверхности изучены детально. По нефтяным залежам проведена пробная эксплуатация отдельных скважин. По газовым залежам установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность.

При выполнении указанных условий по залежи (месторождению) I группы и получении промышленных притоков нефти или газа не менее чем в трех скважинах, расположенных в разных частях залежи, к категории В относятся запасы, подсчитанные в контуре изогипсы, соответствующей наиболее низкой отметке пласта, с которой скважинами получен промышленный приток безводной нефти или газа. По залежи (месторождению) II группы к категории В относятся запасы, подсчитанные на площади, оконтуренной скважинами, давшими промышленные притоки безводной нефти или газа.

На площади подсчета запасов категории В по материалам поисковых и разведочных скважин должны быть изучены и установлены в степени, достаточной для проектирования разработки:

а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади, положения тектонических нарушений и их амплитуды;

б) литологические особенности продуктивного пласта — вещественный состав его, общая, эффективная и нефтегазонасыщенная мощность, коллекторские свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость), нефтегазонасыщенность и характер их изменения по площади и разрезу;

в) высотное положение контактов газ — нефть — вода по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических материалов;

г) качество нефти, газа, конденсата, воды, а также содержание в них сопутствующих компонентов;

д) по данным опробования пробуренных скважин и пробной эксплуатации отдельных скважин — начальные и текущие дебиты нефти и воды, начальные рабочие (оптимальные) дебиты газа, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления, давления насыщения, газовые факторы;

е) гидрогеологические условия и естественный режим работы залежи.

§ 31. Согласно классификации к категории C_1 относятся запасы залежей, нефтегазоносность которых установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в отдельных скважинах (часть скважин может быть опробована испытателем пластов) и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин, а также запасы части залежи (тектонического блока), примыкающей к площадям с запасами более высоких категорий.

Условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями.

Для отнесения запасов к категории C_1 по вновь выявленным залежам, оценка запасов которых дается только по этой категории, необходимо:

а) установить строение и размеры структуры, определить по отдельным скважинам положение продуктивных пластов в разрезе, литологические особенности — вещественный состав пласта, мощность, пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность продуктивного пласта;

б) определить фактические суточные дебиты нефти и газа по скважинам и коэффициенты продуктивности;

в) определить высотное положение контактов нефть — вода, нефть — газ, газ — вода;

г) получить данные о пластовых давлениях, давлениях насыщения нефти и давлениях конденсации пластового газа;

д) изучить качество нефти, конденсата и газа, а также установить содержание в них сопутствующих компонентов;

е) обосновать гидрогеологические условия и режим работы залежи материалами исследования скважин или данными соседних, аналогичных, хорошо изученных месторождений.

Контуры нефтеносности и газоносности залежи проводятся по результатам опробования скважин и материалам промыслово-геофизических исследований с учетом геологического строения структуры.

Для запасов категории C_1, подсчитываемых по блокам и полям, непосредственно примыкающим к площадям с запасами более высоких категорий, размер зоны экстраполяции определяется на основе общих геолого-структурных построений с учетом выдержанности литологического состава и коллекторских свойств продуктивных пластов до уверенно установленного внешнего контура нефть — газ — вода, или не более чем на удвоенном расстоянии между эксплуатационными скважинами, предусмотренном проектом разработки или временной технологической схемой разработки.

§ 32. При подсчете запасов газа методом падения давления для отнесения запасов к категории А все перечисленные в § 26 характеристики должны быть определены достоверно, к категории В — в степени, достаточной для составления проекта разработки, и к категории C_1 — приближенно.

§ 33. Согласно классификации к категории C_2 относятся запасы нефти и горючих газов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах (в пределах известных нефтегазоносных районов), оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований.

Подсчет запасов нефти и горючих газов по категории C_2 производится только объемным методом.

По новым структурам к категории C_2 могут быть отнесены запасы нефти и газов, отвечающие следующим условиям:

а) наличие структуры и общие контуры ее (структурной, стратиграфической или литологической ловушки) установлены достоверными для данного района методами геологических и геофизи-

ческих исследований; в пределах района степень подтверждаемости размеров и форм этих структур установлена данными глубокого бурения;

б) наличие коллекторов, перекрытых непроницаемыми породами, предполагаемых в пределах выявленной структуры на основании структурно-фациального анализа района, а в отдельных случаях по данным бурения;

в) возможность промышленного нефтенасыщения или газонасыщения коллекторов, а также коэффициент заполнения структур нефтью или газом обосновывается аналогией с изученными месторождениями на основании анализа условий формирования нефтяных и газовых залежей в пределах данной структурно-фациальной зоны;

г) на площадях, в пределах которых притоки нефти и газа получены только при помощи испытателей пластов в процессе бурения скважины;

д) подсчет запасов произведен по отдельным пластам, промышленная продуктивность которых установлена на других уже изученных аналогичных по геологическому строению месторождениях, находящихся в пределах структурно-фациальной зоны данной нефтегазоносной провинции.

По нефтяным и газовым месторождениям с установленными запасами более высоких категорий запасы категории C_2 подсчитываются:

а) по продуктивным пластам — на перспективных участках и по тектоническим блокам, примыкающим к площадям с запасами, оцененными по более высоким категориям;

б) по вскрытым бурением пластам, нефтегазоносность которых предполагается по данным промыслово-геофизических исследований;

в) по невскрытым пластам, продуктивность которых определяется по аналогии с соседними хорошо изученными месторождениями.

При подсчете запасов нефти и газа категории C_2 необходимо обосновать:

а) контуры нефтегазоносности, определяющие площадь подсчета, анализом геолого-структурных условий залегания и литологических особенностей пласта;

б) нефтегазонасыщенную мощность, пористость и другие подсчетные параметры на новых структурах с использованием данных по изученным месторождениям, аналогичным по геологическому строению, и с учетом закономерностей тектонического строения и изменения фаций на территории структурно-фациальной зоны, в пределах которой расположена данная структура; на известных же месторождениях — по аналогии с изученными участками этих месторождений и с учетом выявленных закономерностей тектонического строения и изменений литологического состава пород.

Кроме запасов нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов категорий А, В, C_1 и C_2, подсчитываемых по отдельным месторождениям и площадям, для оценки потенциальных возможностей нефтегазоносных провинций, областей и районов

на основе общих геологических представлений определяются прогнозные запасы, которые апробируются Министерством геологии СССР совместно с Министерством нефтяной промышленности и Министерством газовой промышленности.

УТВЕРЖДЕНО:
Председатель
Государственной комиссии
по запасам полезных ископаемых
при Совете Министров СССР
И. Малышев
13 июля 1971 г.

ИНСТРУКЦИЯ О ПОРЯДКЕ ВНЕСЕНИЯ, СОДЕРЖАНИИ И ОФОРМЛЕНИИ МАТЕРИАЛОВ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ, ПРЕДСТАВЛЯЕМЫХ ДЛЯ УТВЕРЖДЕНИЯ В ГОСУДАРСТВЕННУЮ КОМИССИЮ ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПРИ СОВЕТЕ МИНИСТРОВ СССР ГКЗ СССР

I. ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

1. Разведанные запасы нефти, горючих газов и сопутствующих компонентов, которые служат или могут служить сырьевой базой для действующих, реконструируемых и проектируемых предприятий, подлежат обязательному утверждению ГКЗ СССР в соответствии с классификацией запасов.

2. Представление подсчета запасов на повторное рассмотрение производится в случаях:

а) когда оценка месторождения за время, истекшее после предыдущего утверждения запасов, существенно изменилось в результате разведочных и эксплуатационных работ;

б) когда при утверждении запасов ГКЗ СССР не было принято решение о возможности проектирования и строительства нефтедобывающего или газодобывающего предприятия, ввиду недоразведанности месторождения или низкого качества представленных материалов.

3. Материалы по подсчету запасов вносятся на рассмотрение ГКЗ СССР организациями, которые производили разведку, эксплуатацию и подсчет запасов месторождения.

Министерства, предполагающие внести материалы по подсчету запасов на рассмотрение ГКЗ СССР, обязаны до 1 января наступающего года представить в ГКЗ СССР список месторождений, подсчеты запасов по которым подлежат рассмотрению в течение года, с указанием календарных сроков представления материалов; желательно предусмотреть равномерное представление отчетов по кварталам.

4. Материалы подсчета запасов перед направлением их в ГКЗ СССР рассматриваются с представителями заинтересованных геологических, проектных и эксплуатационных организаций. Результаты рассмотрения и заключения по отчету в обязательном порядке представляются в ГКЗ СССР одновременно с отчетом.

К отчету с подсчетом запасов должны быть приложены апробированные по нефти Министерством нефтяной промышленности, а по конденсату — Министерством газовой промышленности технико-экономические расчеты и обоснования величин коэффициентов извлечения нефти и конденсата из нефтегазосодержащих пластов. Коэффициенты извлечения нефти определяются по месторождениям с начальными балансовыми запасами категорий $A + B + C_1$ до 50 млн. т — по специальным графикам и таблицам, изложенным во «Временном методическом руководстве по определению коэффициентов нефтеотдачи при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ», а по более крупным месторождениям — путем технико-экономических расчетов для нескольких вариантов плотности сети эксплуатационных скважин с учетом различных наиболее прогрессивных методов воздействия на пласт.

5. Материалы по подсчету запасов должны быть представлены в четырех экземплярах.

В сопроводительном письме к материалам должны быть указаны наименование и расчетный счет организации, с которой необходимо заключить договор.

По получении материалов подсчета запасов ГКЗ СССР составляет смету расходов на их рассмотрение и заключает договор. Расчет по договору производится после рассмотрения представленных материалов.

ГКЗ СССР рассматривает материалы в течение месяца, а по месторождениям, требующим дополнительной специальной экспертизы, — в течение двух месяцев со дня поступления. Материалы, поступившие вне заявок или с нарушением намеченных заявками сроков, рассматриваются по мере возможности.

II. СОДЕРЖАНИЕ МАТЕРИАЛОВ

Материалы по подсчету запасов должны содержать все данные, необходимые для проверки подсчета, и должны быть представлены в таком виде, чтобы можно было проверить все выводы авторов.

Материалы по подсчету запасов должны содержать:

1) текст отчета;

2) таблицы к подсчету запасов;

3) графические материалы;

4) документацию геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических, исследовательских и опробовательских работ и другие исходные данные, необходимые для подсчета запасов, а по эксплуатируемым месторождениям, кроме того, данные эксплуатации.

1. ТЕКСТ ОТЧЕТА

В тексте отчета должны быть даны характеристика месторождения, описание проведенных геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических, исследовательских и эксплуатационных работ и их результатов, обоснование подсчета запасов, а также оценка перспектив месторождения в целом и предложения по намечаемой или осуществляемой системе разработки; по месторождениям, запасы которых утверждались ГКЗ СССР, ранее должен быть дан подробный анализ изменений параметров подсчета и цифр запасов по сравнению с ранее утвержденными.

Текст отчета должен быть кратким, содержащим анализ имеющегося фактического материала и выводы. Основное внимание в нем должно быть уделено вопросам, связанным с обоснованием подсчетных параметров и представляемых на утверждение цифр запасов. Рекомендуется широко использовать табличную форму изложения фактических данных разведки и исследований, сопровождение текста графиками и иллюстрациями. Текст отчета должен быть тщательно отредактирован и откорректирован, исключены повторения, противоречия и несоответствия с документацией, графическими и табличными приложениями.

При составлении текста отчета рекомендуется пользоваться следующей схемой:

Введение.

Общие сведения о месторождении.

Геологическое строение района и месторождения.

Геологоразведочные работы.

Промыслово-геофизические исследования скважин и методика интерпретации полученных данных.

Нефтегазоносность месторождения.

Гидрогеологическая характеристика месторождения.

Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов по керну.

Физико-химическая характеристика нефти, газов и конденсата.

Сведения об эксплуатации месторождения.

Обоснование параметров подсчета и подсчет запасов.

Анализ баланса вновь подсчитанных запасов по сравнению с ранее утвержденными.

Эффективность геологоразведочных работ.

Заключение.

Объем и содержание каждого раздела определяются авторами в зависимости от сложности геологического строения месторождения и объема проведенных геологоразведочных, исследовательских и эксплуатационных работ. Описание результатов разведки месторождения, запасы которого впервые представляются на утверждение, должно быть дано с возможной полнотой. При повторном представлении материалы, оставшиеся без изменения с момента предыдущего рассмотрения, могут быть даны в сокращенном объеме, но

в достаточном для характеристики особенностей геологического строения месторождения и обоснования подсчетных параметров пластов.

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

Введение

Задачи проведенных на месторождении геологоразведочных работ и обоснование необходимости представления запасов на утверждение. Сведения о намечаемых сроках промышленного освоения запасов месторождения. В случае повторного рассмотрения материалов указывается: утверждались ли запасы по этому месторождению (в этом случае их цифры и обоснование причин пересчета) или в утверждении было отказано, с указанием мотивировки отказа, даты и номера протокола. Сведения о выполнении рекомендаций ГКЗ СССР.

Общие сведения о месторождении

Географическое и административное положение месторождения, расстояния от контуров месторождения до ближайшего крупного населенного пункта, железнодорожной станции, пристани, газо- и нефтепровода, ближайшего нефтяного или газового месторождения, запасы которого утверждались в ГКЗ СССР. Сведения о рельефе, гидросети и климате. Условия водоснабжения, энергетическая база, местные строительные материалы и др.

Краткие сведения о геологическом изучении месторождения; история открытия и разведки месторождения с указанием организаций, открывших и разведавших его.

Сведения о разработке месторождения, год ввода в эксплуатацию, добытое количество нефти, газа, конденсата и воды.

Геологическое строение района и месторождения

Стратиграфия. Принятая стратиграфическая схема. Краткая характеристика слагающих разрез отложений с указанием литологических особенностей пород, их возраста и мощности.

Тектоника. Характеристика основных элементов тектоники района и месторождения. Пликативные дислокации — форма и размеры складок, простирание их осей, изменение углов падения на крыльях складок. Дизъюнктивная нарушенность — характер, амплитуды и элементы залегания выявленных разрывных нарушений, закономерности в проявлении мелкоамплитудной нарушенности. Влияние нарушений на морфологию и условия залегания нефтегазоносных пластов.

Наиболее подробно характеризуются условия залегания продуктивных отложений и типы ловушек.

Геологоразведочные работы

Объем, методика, качество геофизических исследований и структурно-картировочного бурения, а также основные их результаты, на основании которых на площади начато глубокое разведочное бурение; этот раздел можно сопроводить таблицей (табл. 1).

Таблица 1

Виды работ	Время начала и окончания работ	Объем проведенных работ	Основные результаты работ
1	2	3	4

Методика поисково-разведочных работ и ее обоснование: число и расположение скважин, их глубины и расстояние между ними [1]. Целевое назначение, конструкция и техническое состояние пробуренных скважин, данные о выносе керна по скважинам по всему разрезу и отдельно по продуктивным пластам. Освещенность керном нефтегазонасыщенных пород по площади и разрезу. Сведения о выполненных объемах бурения и его результаты сводятся в таблицы (приложение, табл. 1 и 2).

Состояние фонда пробуренных скважин на дату подсчета запасов, количество ликвидированных скважин и указание причин их ликвидации.

Методика и результаты опробования скважин: условия вскрытия пластов и вызова притока, непрерывность и продолжительность замеров притоков нефти или газа, производительность скважин и устойчивость дебитов при работе на разных режимах, пластовые и забойные давления, депрессии, газовые факторы, содержание

Таблица 2

Индекс пласта	Отношение опробованной мощности к общей нефтегазонасыщенной мощности	Число опробованных скважин	Из них дали			Среднесуточные дебиты (диаметр штуцера, мм)		
			нефть (газ)	нефть (газ) с водой	воду	нефти, т (газа, тыс. м³)	нефти (газа) с водой, м³ (газ, тыс. м³)	воды, м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9

[1] Описание методики поисково-разведочных работ следует иллюстрировать структурной картой, послужившей основой для проекта разведки, с нанесением на нее проектных разведочных скважин и фактически пробуренных с указанием начала и конца бурения.

конденсата и т. д. Подробные сведения об объемах и результаты опробования и исследования скважин приводятся в таблице (см. приложение, табл. 3).

Краткие сведения об объеме и результаты опробовательских работ рекомендуется оформлять в виде таблицы (табл. 2).

Промыслово-геофизические исследования скважин и методика интерпретации полученных данных

Методика и объем промыслово-геофизических исследований: обоснование проведенного комплекса и число скважин, исследованных различными методами (электрокаротаж, БКЗ, микрозондирование, радиокаротаж, инклинометрия, термометрия, кавернометрия и др.). Техника проведенных работ (типы и размеры зондов, масштабы и скорости записи кривых и т. п.), их качество и результаты. Сведения об объемах выполненных исследований и результаты интерпретации сводятся в таблицы (см. приложение, табл. 4 и 5). Методика интерпретации полученных диаграмм — принципы и критерии, положенные в основу выделения реперов и продуктивных пластов, определения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности, определения положений разделов нефть — вода, нефть — газ, газ — вода, обоснование нижних пределов параметров, принимаемых по данным промысловой геофизики.

Нефтегазоносность месторождения

Краткие сведения о нефтегазоносности района. Характеристика нефтегазоносности всего разреза: перечень продуктивных пластов (горизонтов) и залежей нефти и газа, имеющих промышленное значение, а также пластов (горизонтов) с предполагаемой продуктивностью; предположение об их продуктивности — обосновывается данными исследования единичных скважин, нефтегазопроявлениями при бурении, по материалам промыслово-геофизических исследований и лабораторного изучения керна.

Характеристика каждой залежи: тип залежи, ее размеры, обоснование принятого положения контактов, а также контуров нефтеносности или газоносности. Сведения о каждой оцененной залежи рекомендуется оформлять в виде таблицы (табл. 3).

Для обоснования положения контактов приводятся таблицы с характеристикой всех скважин; по испытанным скважинам — условия опробования, интервалы перфорации в глубинах и абсолютных отметках, результаты опробования, по неиспытанным скважинам — характеристика продуктивных отложений по данным каротажа. В случае сложной поверхности ВНК или ГВК прилагаются карты поверхностей этих контактов.

Оценка перспектив нефтегазоносности невскрытой части разреза дается по аналогии с соседними площадями, где эти отложения изучены.

Таблица 3

Возраст продуктивных отложений	Индекс пласта (горизонта)	Глубина залегания пласта в своде, м	Высотное положение ВНК, ГНК, ГВК (абс. отм.), м	Размеры залежей			Пределы и средние величины нефтегазонасыщенных мощностей, м	Тип залежи
				длина, км	ширина, км	высота, м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Гидрогеологическая характеристика месторождения

Объем, содержание и методика гидрогеологических исследований и наблюдений, выполненных при разведке. Краткое описание водоносных горизонтов: вещественный состав и эффективные мощности водовмещающих пород, дебиты скважин и соответствующие им депрессии или уровни; характеристика гидродинамической системы — напоры вод в отдельных водоносных горизонтах, гидродинамическая связь горизонтов и их положение в гидродинамической системе района. Характеристика физических свойств и химического состава подземных вод (обязательны определения содержаний йода, брома и окиси бора и оценка возможности их промышленного использования). Данные о пластовом давлении в законтурной части залежи.

Сведения о химическом составе и физических свойствах пластовых вод сводятся в таблицу (см. приложение, табл. 6). Характеристика естественных режимов работы залежей и их обоснование.

Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов по керну

Привязка образцов керна в продуктивной части разреза, освещенность керном продуктивных отложений, а также анализ отбора и качество керна. По каждому продуктивному пласту (горизонту) приводятся: вещественный и гранулометрический состав с подробной характеристикой распространения глинистого материала в пласте, тип и состав цемента, коллекторские свойства (пористость, трещиноватость, проницаемость) и выявленные закономерности изменения их по площади и разрезу; общее число исследованных образцов, из них — учтенное при обосновании средних величин пористости и проницаемости (принцип отбраковки непредставительных образцов), увязка исследованных образцов с выделенной эффективной мощностью; степень равномерности освещенности поднятым и изученным керном по каждой скважине в целом по разрезу и площади, число образцов на 1 м продуктивного разреза; методика обоснования

нижнего предела проницаемости и пористости для коллекторов. Сведения об объемах и результатах работ по исследованию коллекторских свойств сводятся в таблицы (см. приложение, табл. 7 и 8).

Методика изучения и характеристика пористости и трещиноватости карбонатных пород. Методика и результаты определения связанной воды по керну. Характеристика нефтегазонасыщенности пород.

Физико-химическая характеристика нефти, газов и конденсата

Методика и условия отбора глубинных проб, методы их исследования. Число и качество глубинных и отобранных на поверхности проб по пластам (горизонтам). Качественная характеристика нефти, газов и конденсата в пластовых условиях и в условиях поверхности; изменчивость отдельных показателей состава и свойств по площади залежи и по разрезу и их средние величины по каждой залежи. Результаты исследования физико-химических свойств нефти, газа и конденсата сводятся в таблицы (см. приложение, табл. 9—12).

Товарная характеристика нефти, газа и конденсата — теплотворная способность, содержание серы и масел (методика определения последних); фракционный и групповой состав нефти и конденсата. Вывод об отнесении нефти, газа и конденсата к определенным классам в соответствии с существующими ГОСТами.

Краткие сведения о результатах изучения свойств нефти и газа следует приводить в виде сводных таблиц (для нефти — см. табл. 4, для газа — см. табл. 5).

Сведения об эксплуатации месторождения

Краткий анализ опытной эксплуатации разведочных скважин: продолжительность опытной эксплуатации каждой скважины, число скважин, перебывавших в опытной эксплуатации, количества добытой нефти, газа, конденсата и воды по каждой скважине и по залежам, изменение дебитов и пластового давления в процессе опытной эксплуатации, результаты обработки призабойных зон; в случае аварийного фонтанирования или утечки нефти и газа — сведения о размерах потерь.

По разрабатываемым месторождениям приводится характеристика системы разработки, краткий анализ разработки — динамика добычи нефти, газа, конденсата и воды, изменения пластового давления, газового фактора и обводненности; темпы закачки и продвижения вод, депрессии на пласт, методы интенсификации добычи нефти, газа и конденсата, взаимовлияние эксплуатационных скважин, эффективность методов воздействия на пласт (или залежь); текущие коэффициенты нефтеотдачи. Приводятся данные о систематических замерах уровней в пьезометрических скважинах. Все данные по эксплуатации должны быть сведены в таблицу (см. приложение, табл. 13).

Таблица 4

Горизонт	Число проб		Плотность нефти, г/см³		Вязкость, сп		Содержание, % вес.					Выход легких фракций при нагреве до 300° С, % вес.	Давление насыщения, кгс/см²	Газонасыщенность пластовой нефти, м³/т
	отобранных на поверхности	глубинных	на поверхности	в пластовых условиях	на поверхности	в пластовых условиях	асфальтенов	смол	парафина	серы	масел			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Таблица 5

Горизонт	Число проб	Удельный вес газа по воздуху	Содержание, % объемн.									
			метана	этана	пропана	бутана	изобутана	пентана + высшие	сероводорода	гелия	углекислого газа	азота
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Обоснование параметров подсчета и подсчет запасов

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов должен производиться раздельно для каждой залежи с обязательной оценкой перспектив месторождения в целом.

На основании анализа представительности результатов, полученных разными методами (по керну, промысловой геофизике), должно быть дано обоснование принятых величин подсчетных параметров для количественной оценки запасов по выделенным категориям: площади нефтегазоносности в соответствии с принятыми положениями контактов и линиями выклинивания коллекторов, нефтегазонасыщенной мощности и объема продуктивных пластов, средних величин коэффициентов открытой пористости (трещиноватости) и нефтегазонасыщенности. Сопоставления средних величин пористости, проницаемости, трещиноватости и нефтегазонасыщенности, определенных разными методами, сводятся в таблицу (см. приложение, табл. 14). Кроме того, для залежей нефти — по данным исследования представительных проб должно быть дано обоснование средних величин плотности нефти, пересчетного коэффициента и газового фактора.

При подсчете запасов свободного газа должны быть приведены достоверные сведения о начальных и текущих пластовых давлениях с указанием условий их замеров, расчеты средних значений давлений, расчеты давлений по напорам вод в законтурных скважинах, а также расчеты поправок на температуру и сверхсжимаемость газов и определение в них среднего содержания конденсата.

При обосновании подсчетных параметров должно быть произведено по интервалам глубин в скважинах сопоставление величин пористости и нефтегазонасыщенности, определенных по промыслово-геофизическим данным и по результатам лабораторного исследования керна.

Обоснование способа (средневзвешенного по мощности, площади, объему, среднеарифметического) вычисления средних величин пористости, трещиноватости и нефтегазонасыщенности, принимаемых для подсчета запасов.

При подсчете запасов с применением метода аналогии должны быть приведены количественные исходные данные, обосновывающие параметры подсчета по месторождениям или пластам, с которыми проводится аналогия, и обоснование возможности ее применения.

Должны быть сделаны выводы об изученности подсчетных параметров по каждому пласту, приведено обоснование выделения балансовых и забалансовых запасов и их категорий в соответствии с действующей инструкцией по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. Запасы залежи с большой водо-нефтяной зоной необходимо подсчитывать раздельно — в пределах внутреннего контура и для межконтурной зоны.

При подсчете запасов средние подсчетные значения мощности в метрах, пористости и нефтегазонасыщенности в процентах, давления в абсолютных атмосферах должны быть ограничены целыми величинами с округлением последней цифры по известным правилам; если целые части величин мощности и пористости выражены однозначными числами, их следует брать с точностью до десятых долей единицы; площадь следует брать в квадратных километрах с точностью до сотой доли или в гектарах с точностью до единицы; удельные веса нефти, газа, конденсата и воды — с точностью до тысячных долей единицы.

Запасы нефти и конденсата подсчитываются в тысячах тонн, газа — в миллионах кубических метров и гелия — в тысячах кубических метров.

В этом разделе приводятся обоснование и расчет коэффициентов нефтеотдачи и извлечения конденсата.

Параметры подсчета и цифры запасов должны быть сведены в таблицы (см. приложение, табл. 15 и 16).

Анализ баланса вновь подсчитанных запасов по сравнению с ранее утвержденными

При повторном подсчете запасов должны быть произведены сопоставление принятых подсчетных параметров и запасов с параметрами и утвержденными запасами предыдущего подсчета, а также анализ причин изменения подсчетных параметров и запасов с приведением конкретного фактического материала, явившегося основанием для изменения принятых ранее величин. Сопоставления параметров и цифр запасов сводятся в таблицы (см. приложение, табл. 17—19).

В случае значительных изменений, вносимых в первоначальные представления о геологическом строении месторождения и его нефтегазоносности, в результате дополнительно проведенных работ, при повторном представлении материалов в ГКЗ СССР, приводятся схемы, иллюстрирующие изменения, и дается их объяснение.

Эффективность геологоразведочных работ

Денежные затраты на все виды геологопоисковых и разведочных работ: геологическую съемку, полевые геофизические работы, структурное, поисковое и разведочное бурение, гидрогеологические, промыслово-геофизические лабораторные, научные и другие исследования. Запасы нефти и газа, приходящиеся на одну скважину и 1 м проходки. Стоимость подготовки 1 т балансовых и извлекаемых запасов нефти и одной тысячи кубических метров запасов газа суммарно по категориям $A + B + C_1$. Анализ недостатков разведочных работ и предложения по повышению их эффективности.

Заключение

Выводы о степени разведанности месторождения и подготовленности запасов к промышленному освоению, оценка перспектив и основные направления дальнейших работ, рекомендации по совершенствованию исследовательских работ — пересмотру применяемого комплекса и внедрению новых методов каротажа, методов интерпретации, проведению лабораторных определений и т. п.

2. ТАБЛИЦЫ К ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ

Табличные материалы к подсчету запасов представляются по формам 1—19, приведенным в приложении к настоящей инструкции. В случае необходимости допускается представление и других табличных материалов, обосновывающих подсчет и выводы авторов.

3. ГРАФИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

В отчете по подсчету запасов должны содержаться следующие графические материалы:

1. Обзорная карта района месторождения с указанием местоположения его, ближайших месторождений, нефтегазопромыслов, нефтегазопроводов, железных и шоссейных дорог и населенных пунктов.

2. Структурная карта по данным полевой геофизики, структурного бурения или иных методов, послужившая основой для разведки глубоким бурением. На этой карте должны быть нанесены проектные и фактически пробуренные разведочные скважины с указанием начала и конца их бурения и фактического материала, положенного в основу построения карты.

3. Структурная карта по кровле наиболее характерного и изученного горизонта (свиты, яруса) с указанием отметок кровли во всех скважинах (структурных, разведочных, эксплуатационных), а также названий тектонических блоков, куполов и других обособленных полей.

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

5. Геологические профили (поперечные и один — два продольных) по месторождению с нанесением стратиграфического расчленения отложений, литологических особенностей, тектонических нарушений, а также положений залежей нефти и газа, водо-нефтяного, газо-нефтяного или газо-водяного контактов.

6. Корреляционные профили продуктивных пластов, составленные по данным каротажа с учетом описания керна в масштабе

1 : 200, с выделением проницаемых пород, нефтегазонасыщенных интервалов, а также с указанием данных лабораторных исследований керна, интервалов перфорации, результатов опробования и положений ВНК, ГНК, ГВК и их абсолютных отметок и глубин.

По малоизученным месторождениям составляется при возможности схема сопоставления отложений с разрезами соседних хорошо изученных месторождений, аналогичных по геологическому строению.

7. Структурные карты по подошве коллекторов каждого продуктивного горизонта в масштабе подсчетного плана представляются по пластовым залежам для контроля за внутренними контурами нефтегазоносности.

8. Схема опробования каждого пласта (горизонта), по которому обосновывается положение контактов; на ней должны указываться глубины залегания пластов-коллекторов, интервалы перфорации, результаты опробования и характеристика нефтегазонасыщенности по данным каротажа; по неиспытанным пластам должна приводиться характеристика нефтегазонасыщенности их по данным каротажа. Все интервалы должны быть даны в глубинах и абсолютных отметках.

9. Карты изолиний суммарной эффективной мощности и нефтенасыщенной (газонасыщенной) мощности в масштабе подсчетных планов. При небольшом числе скважин эти карты можно представлять на одном плане. На картах должны быть нанесены границы категорий запасов и исходные данные для построения указанных карт.

10. Подсчетные планы по каждому пласту в масштабе, зависящем от размеров месторождения и сложности его строения. Подсчетные планы составляются на основе структурной карты по кровле (поверхности) продуктивных пластов-коллекторов или же хорошо прослеживающемуся реперу вблизи (при колебании не более 10 м) кровли пласта. На подсчетных планах показываются внешний и внутренний контуры нефтегазоносности, границы категорий запасов и все пробуренные скважины (в условных обозначениях) на дату подсчета запасов:

а) разведочные;

б) эксплуатационные;

в) законсервированные в ожидании организации промысла;

г) нагнетательные и наблюдательные;

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

е) находящиеся в опробовании;

ж) неопробованные с указанием характеристики нефте-, газо-, водонасыщенности пластов-коллекторов по данным интерпретации материалов комплекса методов промыслово-геофизических исследований;

з) вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами;

и) ликвидированные с указанием причины ликвидации.

По испытанным скважинам указываются интервалы глубин и отметок кровли и подошвы коллектора и интервалов перфорации, начальный и текущий дебиты нефти, свободного газа и воды, диаметр

штуцера, депрессии, продолжительность эксплуатации, добыча и процент воды; количество учтенных при подсчете запасов определений пористости, проницаемости. При совместном опробовании двух и более пластов (горизонтов) указываются их индексы. Дебиты нефти и газа обязательно указываются рабочие и при одинаковых штуцерах.

По эксплуатационным скважинам приводятся дата вступления в эксплуатацию, начальные и текущие дебиты и пластовые давления, добытое количество нефти, газа, воды, дата начала обводнения и текущий процент обводнения (в случае большого числа скважин эти сведения приводятся в таблице на подсчетном плане или на листе, прилагаемом к нему).

На подсчетном плане должно быть точно нанесено положение устьев, забоев скважин и точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта.

Кроме того, на нем помещается таблица с указанием принятых авторами величин подсчетных параметров, количество подсчитанных запасов, их категории, а также эти же данные, принятые по решению ГКЗ СССР; указывается дата, на которую подсчитаны запасы.

При повторном подсчете запасов на подсчетных планах должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных по предыдущему подсчету, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов.

11. Графики, характеризующие динамику добычи по отдельным залежам и месторождению в целом, а также изменения пластовых давлений и дебитов нефти, воды и газа за период эксплуатации (могут быть помещены в тексте). В основу этих графиков должны быть положены данные по месяцам.

12. Характерные индикаторные диаграммы и кривые восстановления давления по скважинам (могут быть помещены в тексте).

13. Графики корреляционной зависимости удельных коэффициентов продуктивности от проницаемости пластов, зависимости промыслово-геофизических показателей от пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности пластов.

14. Графики изменения свойств пластовой нефти и конденсата в зависимости от давления и температуры.

15. Карта разработки и состояние фонда пробуренных скважин.

16. При подсчете запасов газа по методу падения давления должны быть представлены:

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

б) индикаторные кривые по скважинам;

в) карта изобар начального пластового давления;

г) карта изобар текущего пластового давления;

д) профили падения пластового давления;

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

ж) графики изменения пластового давления во времени по скважинам;

з) график для определения коэффициента сверхсжимаемости газа при снижении пластового давления;

и) изотермы конденсации стабильного конденсата.

4. ДОКУМЕНТАЦИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ, ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ И ОПРОБОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ И ДРУГИЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

К подсчету запасов должны быть приложены следующие материалы первичной документации:

1. Описание керна по продуктивным пластам (горизонтам), а также породам, залегающим выше и ниже каждого продуктивного пласта на 10—15 м.

2. Диаграммы стандартного каротажа в масштабе 1 : 500 по всем скважинам с указанием на них стратиграфических границ и интервалов продуктивных пластов с их наименованием.

3. Диаграммы БКЗ, микрозондирования, радиоактивного каротажа и термокаротажа, кавернометрии и других видов исследования в масштабе не менее 1 : 200 с их интерпретацией. При тонкослоистом строении продуктивных пластов (мощности прослоев менее 0,5 м) диаграммы БКЗ, микрозондирования и других детальных методов каротажа в отдельных скважинах должны быть записаны в более крупном масштабе (до 1 : 50). Все диаграммы каротажа, по данным интерпретации которых определяются эффективная мощность продуктивных пластов, положение контактов и т. п., помещаются на одном листе с увязкой по глубине. На этих планшетах указываются интервалы отбора и вынос керна в метрах в соответствии с его привязкой, границы и номенклатура пластов, интервалы залегания пород-коллекторов и их литологические особенности, величины общей, эффективной и нефтегазонасыщенной мощностей, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности по керну и каротажу, интервалы и дата перфорации, результаты опробования, положение контактов нефть (газ) — вода, положение цементных мостов. В отдельной графе должны быть даны заключения по БКЗ по отдельным интервалам. Кроме того, должны быть представлены развернутые заключения по БКЗ в виде таблиц обработки.

4. Акты об испытании скважин, содержащие сведения о состоянии скважин, условиях испытания, продолжительности непрерывного притока нефти, газа или воды на каждом режиме, условиях замеров статических уровней, проверке герметичности эксплуатационных колонн и установке и проверке герметичности цементных мостов.

5. Акты на проверку точности манометров (по газовым месторождениям).

6. Данные лабораторных определений пористости, проницаемости, нефте-, газо- и водонасыщенности и результаты механических

анализов пород, анализов нефти, газа, конденсата и воды (см. приложение, табл. 8—12, 14).

7. Данные об усадке нефти, растворимости газа в нефти, газоконденсатной характеристике, отклонении углеводородных газов от идеальных газов.

8. Данные замеров дебитов, пластовых давлений, газовых факторов и температуры пласта.

9. Корреляционные и прочие таблицы и диаграммы при подсчете запасов статистическим методом или методом материального баланса.

При повторном подсчете запасов первичная документация приводится только по скважинам, пробуренным после предыдущего подсчета; по ранее пробуренным скважинам сведения могут быть представлены в виде сводных таблиц. Комплекс каротажных диаграмм приводится только по вновь пробуренным скважинам. По ранее пробуренным скважинам, по которым отмечаются изменения величин эффективной мощности, пористости, положений контактов и других подсчетных параметров в результате новой интерпретации, должны приводиться каротажные диаграммы и при повторном подсчете запасов с соответствующим обоснованием причин новой интерпретации. При этом на диаграммах должны быть указаны интервалы эффективной мощности, положение контактов и другие параметры, принятые в предыдущем подсчете запасов и в представляемом.

На время рассмотрения материалов повторного подсчета запасов должен быть представлен в ГКЗ СССР предыдущий отчет в одном экземпляре.

III. ОФОРМЛЕНИЕ МАТЕРИАЛОВ

1. На титульном листе отчета должны быть указаны: организации, производившая разведку и выполнившая подсчет запасов, полное наименование месторождения и район его расположения, дата, на которую произведен подсчет запасов. Титульные листы должны быть подписаны должностными лицами организаций, утвердивших отчет. Подписи должны быть скреплены печатью. После титульного листа помещается аннотация отчета, оглавление и перечень всех приложений в конце текста — список использованной литературы и рукописных материалов.

2. Текст отчета и все таблицы к подсчету запасов должны быть подписаны авторами. Материалы первичной документации и табличные данные, составленные по материалам первичной документации, должны быть подписаны руководителем работ и главным геологом организации, производившей разведку или эксплуатацию месторождения, и скреплены печатью.

3. На чертежах должны быть указаны: их название, номер чертежа, численный и линейный масштабы, ориентировка по странам

Приложение

ФОРМЫ ТАБЛИЦ К ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ

Таблица 1

Сведения о выполненных объемах бурения и его результаты

Объект разведки	Расстояние между скважинами, км		Число пробуренных скважин по пластам (горизонтам)		
				в том числе	
				ликвидированных	
	от — до	в том числе обоснования запасов категорий В, C_1	всего	в том числе по техническим причинам *	неопробованных
1	2	3	4	5	6

Продолжение

Число пробуренных скважин по пластам (горизонтам)							Число скважин, находящихся в бурении	Примечание
в том числе								
опробованных и давших								
нефть	нефть с водой	нефть с газом	газ	газ с конденсатом	газ с водой	воду		
7	8	9	10	11	12	13	14	15

* Подробная расшифровка причин ликвидации должна быть дана в тексте отчета.

Таблица 2

Отбор и вынос керна по скважинам (по всему разрезу и продуктивным пластам — горизонтам *)

Скважина и ее категория **	Глубина скважины, м	Линейный вынос керна		Интервал залегания продуктивного пласта (горизонта), м	Мощность общая продуктивного пласта (горизонта), м
		в м	в % к проходке с отбором керна	Интервал отбора керна, м	Мощность суммарная нефтегазонасыщенной части пласта (горизонта), м
1	2	3	4	5	6

Продолжение табл. 2

Проходка с отбором керна по продуктивному пласту (горизонту)		Линейный вынос керна, м		Освещенность керном продуктивного пласта (горизонта), %		Примечание
в м	в % от общей мощности продуктивного пласта (горизонта)	от кровли до принятого ВНК (ГВК) продуктивного пласта (горизонта)	только для нефтегазонасыщенной части пласта (горизонта)	общей мощности (от кровли пласта до принятого ВНК, ГВК)	нефтегазонасыщенных интервалов	
7	8	9	10	11	12	13

* Составляется по каждому пласту (горизонту) в порядке нумерации скважин.

** Условные обозначения: картировочная — К, структурная — СТ, поисковая — П, разведочная — Р, оценочная — О, эксплуатационная — Э, параметрическая — ПР, нагнетательная — Н.

Таблица 3

Сведения о результатах опробования и исследования скважин

№ скважины	Пласт, горизонт	Абсолютная отметка с учетом искривления, м кровли / подошвы	Мощность пласта, м нефтегазонасыщенная / эффективная	Интервал опробования, м глубина / абсолютная отметка	Способ вскрытия пласта	Диаметр (мм) и глубина (м) спуска фонтанных труб	Диаметр штуцера, мм (способы вызова притока)	Фактическое время непрерывной работы, ч (сут)	Давление, приведенное к середине интервала опробования, кгс/см² пластовое / забойное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продолжение табл. 3

Депрессия, кгс/см²	Дебит нефти, м³/сут	Газовый фактор, м³/сут	Дебит воды м³/сут	Дебит воды при динамическом уровне, м³/сут	Дебит газа, тыс. м³/сут / конденсата, м³/сут	Коэффициент продуктивности	Положение ВНК, ГНК, ГВК, абсолютные отметки: по опробованию / по каротажу	Положение ВНК, ГНК, ГВК, абсолютные отметки: принятое	Количество, добытое за время опробования: нефти, т / воды, м³ / газа, тыс. м³ (конденсата, т)
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Таблица 4

Перечень методов геофизических исследований, выполненных по каждому продуктивному пласту (горизонту)

№ скважины	Методы и масштабы записи диаграмм				
1	2	3	4	5	

Таблица 5

Сведения о пластах-коллекторах; общей, эффективной и нефтегазонасыщенной мощности по скважинам, результаты интерпретации данных промыслово-геофизических исследований и оценка коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности

№ скважины	Название пласта (горизонта)	Глубина залегания продуктивного пласта, м		Мощность продуктивного пласта, м			Исходные геофизические данные	Результаты интерпретации комплекса геофизических исследований (БКЗ, БК, МЗ и т. д.)	Определение пористости и нефтегазонасыщенности	Примечание
		абсолютная отметка, м		общая	эффективная	нефтенасыщенная / газонасыщенная				
		кровля	подошва							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 6

Сведения о химическом составе и физических свойствах пластовых вод

№ скважины	Пласт (горизонт)	Интервал опробования, м	Глубина и абсолютная отметка отбора проб, м	Дата отбора проб	Дата исследований	Содержание ионов (мг/л; мг-экв/л; %; мг-экв)													
						Сумма	Na+K	Ca	Mg	Cl	SO_4	HCO_3	NH_4	B	J	Br	B_2O_3		нафтеновые и другие кислоты
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Продолжение табл. 6

Устьевое статическое давление, кгс/см²		Пластовая температура, °С	Удельный вес воды, г/см³		Расчетное пластовое давление, кгс/см²	Давление, приведенное к отметке . . . , кгс/см²	Вязкость в пластовых условиях, сп
статический уровень, м			при 20° С	в пластовых условиях			
21		22	23	24	25	26	27

Таблица 7

Сведения об объемах выполненных работ для изучения коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов)

Продуктивный пласт (горизонт)	Число пробуренных скважин, вскрывших продуктивный пласт (горизонт) с отбором керна					Средняя освещенность разрезов керном (в числителе — отношение суммарного выноса керна (м) к суммарной мощности пласта или горизонта во всех скважинах, в знаменателе — то же самое, но только для газонефтенасыщенных интервалов)	Общее число определений по керну (в числителе), в том числе количество определений из нефтегазонасыщенной части пласта, учтенных при подсчете запасов * (в знаменателе)	
	в чистонефтяной (газовой) части залежи	в водонефтяной части залежи	в газонефтяной части залежи	в газоводяной части залежи	за контуром		пористости	проницаемости
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение табл. 7

Число определений по образцам керна *			Число определений, учтенных при подсчете запасов, приходящихся в среднем на одну скважину и на 1 м нефтегазонасыщенной мощности пласта (горизонта)		Число проинтерпретированных интервалов для определения по промыслово-геофизическим данным		Число опробованных интервалов
гранулометрического состава	связанной воды	коэффициента вытеснения	пористости	проницаемости	пористости	нефтегазонасыщенности	
10	11	12	13	14	15	16	17

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

Таблица 8

Сведения о литолого-физических свойствах продуктивных пластов (горизонтов)

№ скважины	Пласт (горизонт)	Интервал отбора керна, м: глубина / отметка	Вынос керна, м	Дата отбора образцов на исследование	Описание образцов	Гранулометрический состав, %: более 1 мм	1,0—0,5	0,5—0,25	0,25—0,1	0,1—0,01	менее 0,01 мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение табл. 8

Пористость, %: открытая / полная	Карбонатность, %	Газопроницаемость, мд / водопроницаемость, мд (II напластованию, I напластованию)	Водонасыщенность, %	Учтенные и неучтенные образцы при подсчете запасов (почему не учтен)
13	14	15	16	17

Таблица 9

Физико-химические свойства нефти по пробам (в числителе — в пластовых условиях, в знаменателе — сепарированной нефти)

Горизонт	№ скв.	Глубина отбора проб, м	Интервал опробования, м	Дата отбора проб	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, кгс/см²	Пластовое давление, кгс/см²	Объемный коэффициент пластовой нефти	Пластовый газовый фактор, м³/т	Плотность нефти, г/см³		Динамическая вязкость, сп	Коэффициент сжимаемости $\frac{см^2}{10^{-5}, кгс}$	Коэффициент растворимости газа, м³/м³, кгс/см²	Температура застывания, °С
										в пластовых условиях	на поверхности (в стандартных условиях)				
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Продолжение табл. 9

Начало кипения, °С	Содержание светлых фракций (в % объемн.) при температуре, °С					Содержание % объемн.							Температура плавления парафина, °С	Примечание
	100	150	200	250	300	асфальтенов	смол силикагелевых	масел	парафина	серы	воды	механических примесей		
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30

Таблица 10

Состав газа, растворенного в нефти

Горизонт, пласт	№ скважины	Число проб	Условия отбора проб	Абсолютный удельный вес, г/л / относительный удельный вес по воздуху.	Содержание, % объемн.			
					метана	этана	пропана	бутана
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение табл. 10

Содержание, % объемн.								Примечание
изобутана	пентана	изопентана	гелия	сероводорода	азота	углекислого газа	других компонентов (указать каких)	
10	11	12	13	14	15	16	17	18

Таблица 11

Характеристика свободного газа

№ скважины	Условия отбора проб	Горизонт: интервал опробования	Абсолютный удельный вес, г/л: относительный удельный вес, газа по воздуху	Содержание, % объемн.: метана	этана	пропана	бутана	изобутана	пентана + высшие	сероводорода	гелия	аргона	углекислого газа	азота	других компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Продолжение табл. 11

Пластовое давление, кгс/см²	Пластовая температура, °С	Критическая температура, °С	Критическое давление, кгс/см²	Приведенное давление на ___ кгс/см²	Приведенная температура на ___ °С	Коэффициент сверхсжимаемости	Поправки: на отклонение от закона Бойля-Мариотта	Поправки: на температуру	Объемный коэффициент пластового газа
17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

Таблица 12

Характеристика конденсата

Горизонт, пласт	№ скважины	Интервал опробования, м	Пробы: глубина отбора, м	Пробы: число проб	Удельный вес конденсата, г/см³	Пластовое давление p_0, кгс/см²	Пластовая температура T_0, °С	Состав газа до C_5+ высшие, % мольн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение

Относительный удельный вес для C_5+высшие	Молекулярный для C_5+высшие	Коэффициент сжимаемости газа	Давление начала конденсации в пласте $P_{н.к}$, кгс/см²	Содержание конденсата, см³/м³	Давление максимальной конденсации $P_{м.к}$, кгс/см²	Групповой состав конденсата	Примечание
10	11	12	13	14	15	16	17

Таблица 14

Средние величины пористости, проницаемости, трещиноватости, нефтегазонасыщенности

Горизонт	№ скважины	Интервал, м	Пористость, %: по керну	Пористость, %: по геофизическим данным	Пористость, %: число определений по керну всего / учтенных	Пористость, %: число определений по геофизическим данным всего / учтенных	Проницаемость, мд: по керну	Проницаемость, мд: по геофизическим данным	Проницаемость, мд: по гидродинамическим исследованиям	Проницаемость, мд: число определений всего / учтенных: по керну	Проницаемость, мд: число определений всего / учтенных: по геофизическим данным
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение табл. 14

Трещиноватость, %: число определений по керну всего / учтенных	Нефтегазонасыщенность, %: по керну	Нефтегазонасыщенность, %: по геофизическим данным	Нефтегазонасыщенность, %: число определений: по керну всего / учтенных	Нефтегазонасыщенность, %: число определений: по геофизическим данным всего / учтенных	Примечание
13	14	15	16	17	18

Таблица 13

Данные по эксплуатации скважин по горизонтам

№ скважины	Горизонт, пласт	Интервал вскрытия, м	Дата начала эксплуатации	Диаметр штуцера, мм (или динамический уровень и др.)	Начальный дебит / дебит на дату подсчета: нефти, т/сут	газа, м³/сут	воды, м³/сут	Газовый фактор, м³/т начальный / на дату подсчета	Пластовое давление, кгс/см² начальное / на дату подсчета	Забойное давление, кгс/см² начальное / на дату подсчета	Депрессия, кгс/см² начальная / на дату подсчета
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение табл. 13

Коэффициент продуктивности начальный / на дату подсчета	Буферное давление, кгс/см² начальное / на дату подсчета	Затрубное давление, кгс/см² начальное / на дату подсчета	Суммарная добыча на дату подсчета: нефти, тыс. т	газа, млн. м³	воды, тыс. м³	свободного газа, млн. м³	конденсата, тыс. т	Примечание (простои, ремонты и т. п.)
13	14	15	16	17	18	19	20	21

Таблица 15

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа по состоянию на———

Горизонт, пласт	Зона (нефтяная и водо-нефтяная раздельно *)	Участок, блок	Категория запасов	Площадь нефтеносности, га	Средняя нефтенасыщенная мощность, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м³	Коэффициент			Удельный вес нефти, г/см³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т	Коэффициент нефтеотдачи	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т
							открытой пористости	нефтенасыщенности	учитывающий усадку нефти				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Продолжение табл. 15

Добыча нефти на дату подсчета запасов, тыс. т	Остаточные запасы нефти на дату подсчета запасов, тыс. т		Газонасыщенность пластовой нефти, м³/т	Газовый фактор по промысловым данным, м³/т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м³		Добыча газа на дату подсчета запасов, млн. м³	Остаточные запасы растворенного газа, на дату подсчета, млн. м³	
	балансовые	извлекаемые			балансовые	извлекаемые		балансовые	извлекаемые
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

* Для залежей с большой водо-нефтяной зоной.

Таблица 16

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов свободного газа по состоянию на———

Горизонт, пласт	Зона (газовая, газонефтяная, газоводяная)	Участок, блок	Категория запасов газа	Площадь газоносности, га	Средняя газонасыщенная мощность, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м³	Коэффициент открытой пористости
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение

Коэффициент газонасыщенности	Пластовое давление, кгс/см²		Поправка		Начальные балансовые запасы газа, млн. м³	Добыча газа на дату подсчета запасов, млн. м³	Остаточные балансовые запасы газа на дату подсчета запасов, млн. м³
	начальное	остаточное	на температуру	на отклонение от закона Бойля-Мариотта			
9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица 17

Сопоставление параметров, принятых при подсчете запасов нефти и растворенного газа и по предыдущему подсчету

Горизонт, пласт	Зона (нефтяная, водо-нефтяная)	Участок, блок	Категория запасов нефти, утвержденная ранее / представленная	Площадь нефтеносности, га принятая ранее / представленная	Средняя нефтенасыщенная мощность, м принятая ранее / представленная	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м³ принятый ранее / представленный	Коэффициент открытой пористости принятый ранее / представленный
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение

Коэффициент нефтенасыщенности принятый ранее / представленный	Удельный вес нефти, г/см³ принятый ранее / представленный	Пересчетный коэффициент принятый ранее / представленный	Коэффициент нефтеотдачи, принятый ранее / представленный	Газонасыщенность пластовой нефти, м³/т принятая ранее / представленная	Газовый фактор, м³/т принятый ранее / представленный	Дата предыдущего подсчета / нового подсчета
9	10	11	12	13	14	15

Таблица 18

Сопоставление представляемых на утверждение запасов нефти и растворенного газа и ранее утвержденных

Горизонт, пласт	Зона (нефтяная, водонефтяная)	Участок, блок	Категория запасов нефти утвержденная ранее / представленная	Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т утвержденные ранее / представленные	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т выделенные ранее / представленные	Начальные балансовые запасы растворенного газа, млн. м³ утвержденные ранее / представленные	Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м³ выделенные ранее / представленные	Дата предыдущего подсчета / нового подсчета
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 19

Сопоставление параметров и цифр балансовых запасов свободного газа, принятых при подсчете * и ранее утвержденных

Горизонт, пласт	Участок, блок	Категория запасов утвержденная ранее / представленная	Площадь газоносности, га принятая ранее / представленная	Средняя газонасыщенная мощность, м принятая ранее / представленная	Объем газонасыщенных пород, тыс. м³ принятый ранее / представленный	Коэффициент открытой пористости принятый ранее / представленный
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение

Коэффициент газонасыщенности принятый ранее / представленный	Начальное пластовое давление, кгс/см² принятое ранее / представленное	Поправка на температуру принятая ранее / представленная	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта принятая ранее / представленная	Начальные запасы газа, млн. м³ утвержденные ранее / представленные	Дата предыдущего подсчета / нового подсчета
8	9	10	11	12	13

* В тексте отчета должен быть дан подробный анализ причин изменения подсчетных параметров и цифр запасов.

света, министерство и организация, производившая подсчет запасов, авторы, составившие чертеж, и лица, утвердившие его, их подписи, скрепленные печатью. Условные обозначения помещаются либо на каждом чертеже, либо на отдельном листе.

4. Один экземпляр графических материалов, предназначенный для Всесоюзного геологического фонда, представляется в черной туши на кальке или в виде копий, отпечатанных типографским способом; остальные три экземпляра могут быть представлены в светокопиях.

5. Текст отчета, табличные и текстовые приложения должны быть переплетены. Графические приложения должны быть помещены в папки, но не сшиты; каждый чертеж должен легко извлекаться для рассмотрения.

В каждой папке должна быть опись, содержащая порядковые номера и наименование чертежей с указанием их масштабов. В конце описи должно быть указано общее число листов.

6. Все экземпляры отчета должны быть оформлены одинаково.

7. К представляемому в ГКЗ СССР отчету должны быть приложены решение организации, предварительно рассматривавшей отчет, и отзывы рецензентов.

УТВЕРЖДЕНО:
Первый заместитель Министра нефтяной промышленности СССР
С. А. Оруджев
29 декабря 1971 г.

УТВЕРЖДЕНО:
Первый заместитель Министра геологии СССР
М. А. Евсеенко
30 декабря 1971 г.

УТВЕРЖДЕНО:
Первый заместитель Министра газовой промышленности СССР
М. В. Сидоренко
30 декабря 1971 г.

ВРЕМЕННОЕ МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО ДАННЫМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

ПРЕДИСЛОВИЕ

Руководство подготовлено в соответствии с постановлением Совета Министров СССР № 322 от 13 мая 1970 г. Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ) (авторы: М. Н. Кочетов, В. К. Гомзиков, В. В. Власенко, В. А. Бреев, Н. Н. Емельянов) с участием институтов ТатНИПИнефть, УфНИПИнефть и УкрНИИ ПНД на основе материалов по нефтеотдаче, имеющихся в отраслевых научно-исследовательских институтах, объединениях и Миннефтепроме.

Руководство обсуждено и принято на расширенном совместном заседании Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений СССР и Комиссии по запасам нефти и газа Министерства нефтяной промышленности с участием представителей всех заинтересованных министерств и ведомств и согласовано с ГКЗ СССР.

Изложенная в руководстве методика определения коэффициента нефтеотдачи применима для определения извлекаемых запасов подавляющего большинства залежей нефти в терригенных и карбонатных коллекторах порового типа, за исключением залежей с особо сложными геолого-физическими условиями (полимиктовые песчаники и т. д.). Руководство составлено с учетом современных методов прогнозирования нефтеотдачи и накопленного опыта разработки нефтяных месторождений.

Указанное руководство является временным. При его практическом использовании могут возникнуть предложения по его дальнейшему совершенствованию. Эти предложения следует направлять в Министерство нефтяной промышленности.

Временное руководство является обязательным для всех предприятий и организаций, осуществляющих подсчет запасов нефти по данным геологоразведочных работ. При получении в процессе промышленного освоения залежей дополнительных данных, существенно изменяющих представление об их строении, коэффициенты нефтеотдачи, определенные с помощью настоящего руководства, могут быть уточнены в проекте разработки с использованием расчетных методов.

Введение

Вопрос определения коэффициентов нефтеотдачи является одним из основных при подсчете запасов нефти. В настоящее время при подсчете извлекаемых запасов нефти коэффициенты нефтеотдачи рассчитываются по различным методикам: с учетом коэффициентов вытеснения и охвата залежи заводнением, с учетом конечной заданной обводненности продукции скважин в зависимости от соотношения вязкостей нефти и воды, мощности и пористости пласта в последнем стягивающем ряду, с учетом вязкостей движущихся жидкостей, вида и параметров кривых фазовых проницаемостей, неоднородности пласта по проницаемости и прерывистости и т. д. или принимаются по аналогии, поскольку на стадии подсчета запасов многие исходные данные неизвестны.

В руководстве приводится методика определения коэффициентов нефтеотдачи для естественного и искусственного водонапорного режима и режима растворенного газа, а также рассматриваются вопросы обоснования коэффициентов нефтеотдачи нефтегазовых залежей и залежей, разрабатываемых при различных режимах дренирования, с учетом коэффициентов вытеснения и охвата.

В первом разделе руководства приводится методика определения коэффициентов нефтеотдачи залежей при водонапорном режиме

с начальными балансовыми запасами нефти категорий А + В + C_1 менее 50 млн. т, разработанная на основании статистического анализа величин нефтеотдачи, принятых в проектах разработки и определенных по фактическим данным разработки по заводненным частям пластов длительно эксплуатируемых залежей. При анализе использованы данные по 455 залежам 21 нефтедобывающего района Советского Союза, в результате чего установлены корреляционные зависимости коэффициентов нефтеотдачи от соотношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях с учетом различных геолого-физических факторов. При этом предполагалось, что учитываемые в качестве исходных данных коэффициенты нефтеотдачи, принятые в проектах разработки и определенные по заводненным частям длительно разрабатываемых залежей, являются реальными величинами, отражающими особенности геологического строения залежей и характер продуктивных пластов и насыщающих их жидкостей. Недостоверные исходные данные были исключены из анализа.

Указанные зависимости отмечаются несмотря на различие методик, применяемых при проектировании разработки нефтяных залежей в разных нефтедобывающих районах Советского Союза. В связи с этим при разработке предлагаемой методики определения нефтеотдачи для водонапорного режима при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ представилось возможным учесть опыт эксплуатации и проектирования разработки залежей нефти различных районов страны с аналогичными геологическими условиями. Данная методика определения нефтеотдачи предназначена для пластовых сводовых залежей, приуроченных к пластам, сложенным в основном кварцевыми песчаниками.

Во втором разделе рассматриваются вопросы обоснования коэффициентов нефтеотдачи нефтегазовых залежей с начальными балансовыми запасами нефти категорий А + В + C_1 менее 50 млн. т.

В третьем разделе рассматриваются вопросы определения коэффициентов нефтеотдачи залежей с начальными балансовыми запасами нефти категорий А + В + C_1 менее 50 млн. т с учетом коэффициентов охвата и вытеснения. Этот раздел посвящен залежам, не предусмотренным в разделах I и II.

В IV разделе приводится методика определения коэффициентов нефтеотдачи при режиме растворенного газа, разработанная лабораторией подземной гидродинамики ВНИИ с учетом физических свойств пластовой нефти.

В V разделе рассматриваются вопросы определения коэффициентов нефтеотдачи залежей с начальными балансовыми запасами нефти категорий А + В + C_1 более 50 млн. т.

Коэффициенты нефтеотдачи для залежей и участков залежей с запасами нефти категории C_2 принимаются по аналогии с коэффициентами нефтеотдачи, определенными для сходных по геологическому строению залежей и участков залежей с запасами категорий А + В + + C_1.

I. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ С НАЧАЛЬНЫМИ БАЛАНСОВЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ КАТЕГОРИЙ А + В + C_1 МЕНЕЕ 50 млн. т

1. ГРУППИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПО ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИМ ФАКТОРАМ

Большое разнообразие геологических особенностей строения залежей, коллекторских свойств пластов, физических свойств нефти и других факторов, влияющих на величину нефтеотдачи, осложняет выбор объективных показателей для группирования залежей, характеризующихся близкими величинами нефтеотдачи. В данном руководстве группирование залежей произведено по следующим геолого-физическим факторам: литологии, степени неоднородности и проницаемости пластов.

а). Группирование залежей по литологии пластов.

В руководстве выделены два крупных типа пород: терригенные и карбонатные.

б). Группирование залежей по степени неоднородности пластов.

В руководстве выделяются две группы объектов по степени неоднородности пластов: сравнительно однородные и неоднородные. В качестве критериев степени неоднородности пластов приняты коэффициент песчанистости, коэффициент расчлененности и число характерных прослоев. К характерным относятся прослои, встречающиеся в большинстве скважин. Число характерных прослоев использовано ввиду ограниченности данных по коэффициентам песчанистости и расчлененности по рассмотренным объектам. Как показал анализ, между указанными показателями и другими показателями неоднородности (долей объема непрерывной части пласта-коллектора, коэффициентом распространения коллекторов по площади) отмечается достаточно четкая корреляционная связь, на основании чего можно считать, что они являются вполне объективными показателями неоднородности. Установлена также тесная связь между нефтеотдачей и коэффициентами песчанистости и расчлененности, подтверждающая влияние этих показателей на нефтеотдачу пластов.

Выделение групп пластов по степени неоднородности произведено на основе разделения неоднородного ряда коэффициентов песчанистости на два однородных ряда по данным 116 пластов по методике А. Хальда. Границе, разделяющей неоднородный ряд песчанистости на два однородных ряда, соответствует значение коэффициента песчанистости 0,75. Этому значению по корреляционным зависимостям соответствуют коэффициент расчлененности 2,1 и число характерных прослоев 3—4.

К сравнительно однородным отнесены объекты с коэффициентом песчанистости более 0,75, коэффициентом расчлененности менее 2,1 и числом характерных прослоев 3 и менее. К неоднородным отнесены объекты с коэффициентами песчанистости менее 0,75,

коэффициентом расчлененности более 2,1 и числом характерных прослоев более 3.

При группировании залежей по степени неоднородности пластов карбонатные коллекторы отнесены к неоднородным объектам.

в) Группирование залежей по проницаемости пластов.

С учетом лабораторных данных по коэффициентам вытеснения нефти водой и практики подсчета запасов нефти в руководстве выделяются следующие группы залежей по проницаемости терригенных коллекторов: 20—50 мд, 50—100 мд, 100—300 мд, 300—800 мд и более 800 мд.

Для карбонатных коллекторов ввиду ограниченности исходных данных выделены три группы залежей по проницаемости пород: 20—50 мд, 50—100 мд и более 100 мд.

2. Расчет кривых зависимости коэффициентов нефтеотдачи от соотношения вязкостей нефти и воды для различных групп залежей

Для выделенных групп залежей рассчитаны зависимости коэффициентов нефтеотдачи y от соотношения вязкостей нефти и воды x, характеризующиеся уравнением регрессии:

$$y = A + Bx. \qquad (1)$$

Расчеты уравнений регрессии указанных зависимостей произведены на электронно-вычислительной машине БЭСМ-3м по программе, составленной О. П. Иоффе. В том случае, когда уравнений регрессии на ЭВМ получить не удалось из-за недостаточного количества данных по величинам коэффициентов нефтеотдачи, кривые зависимости коэффициентов нефтеотдачи от соотношения вязкостей нефти и воды проведены условно через наиболее достоверные точки параллельно расчетным кривым других групп залежей. В дальнейшем полученные зависимости могут быть уточнены на основе более детального анализа коэффициентов нефтеотдачи по большему количеству залежей.

3. Практические рекомендации по определению коэффициентов нефтеотдачи при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ

Приведенные на рис. 1, 2, 3 графики рекомендуются для определения ориентировочных величин коэффициентов нефтеотдачи по новым залежам на стадии первого подсчета запасов нефти по промышленным категориям.

Полученные зависимости обладают достаточно тесной связью, однако как и любые корреляционные зависимости, они являются приближенными и характеризуются определенной погрешностью. При этом следует иметь в виду, что наиболее надежные результаты дают левые и центральные части кривых, менее надежные результаты

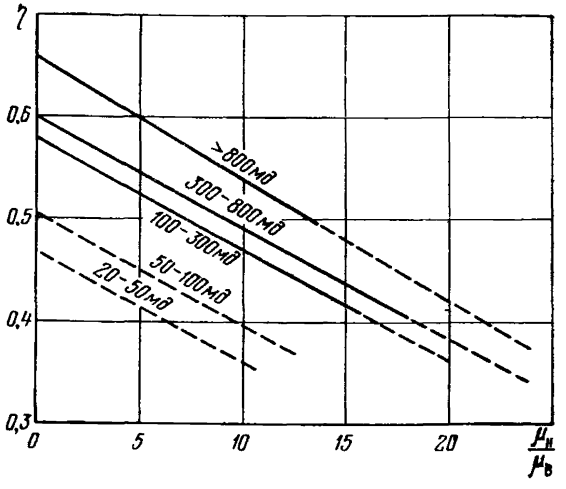

Рис. 1. График зависимости проектных коэффициентов η от соотношения вязкостей нефти и воды $\frac{\mu_н}{\mu_в}$ для сравнительно однородных терригенных поровых коллекторов с различной проницаемостью, разрабатываемых при водонапорном режиме

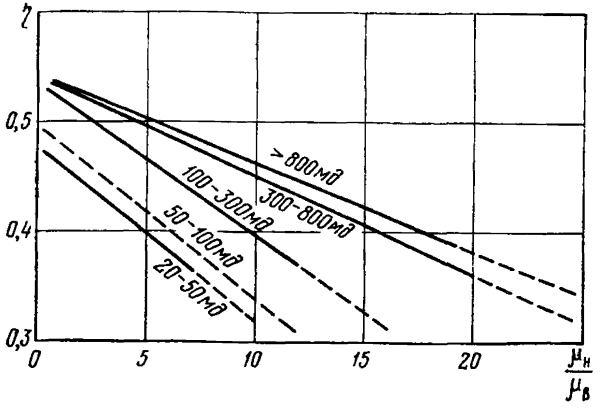

Рис. 2. График зависимости проектных коэффициентов нефтеотдачи η от соотношения вязкостей нефти и воды $\frac{\mu_н}{\mu_в}$ для неоднородных терригенных поровых коллекторов с различной проницаемостью, разрабатываемых при водонапорном режиме

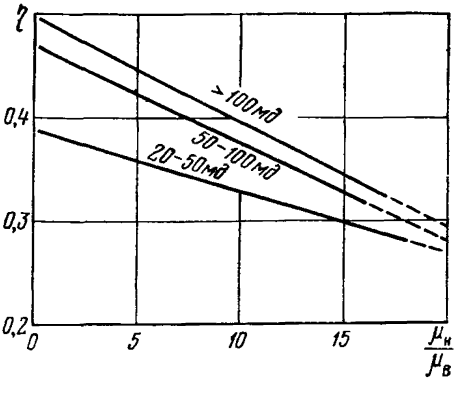

Рис. 3. График зависимости проектных коэффициентов нефтеотдачи η от соотношения вязкости нефти и воды $\frac{\mu_н}{\mu_в}$ для карбонатных поровых коллекторов с различной проницаемостью, разрабатываемых при водонапорном режиме

получаются при использовании правых частей кривых и кривых, проведенных условно с учетом аналогии с другими графиками.

При граничных значениях проницаемости (попадающих на две соседние зависимости, например, для проницаемости 50 мд, 100 мд и т. д.) следует брать отсчеты по обеим зависимостям и значение нефтеотдачи принимать как среднеарифметическое из двух отсчетов. При определении коэффициентов нефтеотдачи по данным графикам следует пользоваться только приведенными на них кривыми, не прибегая к интерполяции и экстраполяции этих кривых. Метод интерполяции между приведенными кривыми исключается ввиду того, что эти кривые показывают зависимость величины нефтеотдачи от соотношения вязкостей нефти и воды не для какого-то отдельного значения проницаемости, а для интервала проницаемости. Метод экстраполяции предлагаемых кривых не рекомендуется из-за того, что область больших соотношений вязкостей нефти и воды не подтверждена фактическими данными зависимости между указанными параметрами и характер этой зависимости в данной области может быть иным, чем в области меньших соотношений вязкостей нефти и воды.

II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕОТДАЧИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С НАЧАЛЬНЫМИ БАЛАНСОВЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ КАТЕГОРИЙ А + В + C_1 МЕНЕЕ 50 млн. т

Разработка нефтегазовых залежей имеет свои особенности, обусловленные размерами нефтяной оторочки, действием законтурных вод, размерами «газовой шапки», ее расширением в процессе эксплуатации нефтяной оторочки при снижении пластового давления, соотношением объемов нефтяной и газовых частей. Большое значение при разработке нефтегазовых залежей имеют высота залежи и углы наклона пласта. В пологих пластах вытеснение нефти за счет расширения «газовой шапки» менее эффективно вследствие прорыва газа, чем в крутозалегающих пластах.

В настоящее время выделяются три типа нефтяных оторочек:

тип *А* — нефтяная оторочка, характеризующаяся отсутствием чисто нефтяной (в плане), или «бесконтактной» зоны и наличием «двухконтактной» (нефть — газ, нефть — вода) нефтяной зоны;

тип *Б* — нефтяная оторочка, характеризующаяся наличием нефтяной (в пласте), или «бесконтактной», зоны и отсутствием «двухконтактной» нефтяной зоны;

тип *А — Б* — нефтяная оторочка, характеризующаяся отсутствием чисто нефтяной (в плане), или «бесконтактной», зоны, а также отсутствием «двухконтактной» нефтяной зоны.

Коэффициенты нефтеотдачи нефтяных оторочек колеблются в пределах от 0,1 до 0,3. Коэффициенты нефтеотдачи нефтяных оторочек должны определяться с учетом геологических особенностей залежей, предполагаемого режима работы пласта, его коллекторских свойств и вязкости нефти, а также особенностей самих нефтяных

оторочек. Неучет типа и вертикальной мощности оторочки, которые оказывают большое влияние на разработку, приводит обычно к необоснованному завышению нефтеотдачи.

Нефтеотдача нефтяных оторочек типа *Б*, как правило, выше, чем оторочек типа *А*; выше также нефтеотдача у оторочек с большой высотой вследствие более благоприятных условий их разбуривания и эксплуатации. В большинстве случаев рекомендуется коэффициенты нефтеотдачи нефтяных оторочек принимать в пределах от 0,10—0,12 до 0,20—0,25. При большой вертикальной мощности нефтяной оторочки (15—20 м и более) и очень хороших коллекторских свойствах пласта коэффициент нефтеотдачи нефтяной оторочки может быть равным 0,25—0,30 (особенно для оторочек типа *Б*), а при неблагоприятных коллекторских свойствах пласта, большой вязкости нефти и незначительной вертикальной мощности оторочки (особенно для оторочек типа *А*) коэффициент нефтеотдачи может оказаться менее 0,1.

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ С НАЧАЛЬНЫМИ БАЛАНСОВЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ КАТЕГОРИЙ А + В + C_1 МЕНЕЕ 50 млн. т С УЧЕТОМ КОЭФФИЦИЕНТОВ ОХВАТА И ВЫТЕСНЕНИЯ

При вытеснении нефти из модели однородного пласта в лабораторных условиях может быть извлечено 80—90% нефти от начальных запасов. 10—20% запасов нефти остаются неизвлеченными из-за действия капиллярных сил и фазовой проницаемости для нефти, стремящейся при некотором критическом нефтенасыщении пласта к нулю. Кроме того, часть нефти в реальном пласте остается неизвлеченной вследствие неоднородности продуктивного пласта. В этом случае в пределах залежи остаются невыработанные участки в виде линз, тупиковых зон, в которые не поступает вода или другой вытесняющий агент. Степень заполнения залежи вытесняющим агентом отражает коэффициент охвата пласта заводнением. Под конечным коэффициентом охвата, определяющим конечный коэффициент нефтеотдачи, подразумевается отношение объема промытой части пласта после окончания разработки залежи ко всему объему залежи.

Таким образом, для реальных залежей нефти коэффициент нефтеотдачи η можно приближенно представить в виде произведения коэффициентов вытеснения $\eta_{выт}$ и охвата K_0:

$$\eta = \eta_{выт} K_0. \qquad (2)$$

Для обоснования приближенной величины нефтеотдачи по новой залежи необходимо определить коэффициенты вытеснения и охвата. Коэффициент вытеснения определяется по образцам кернов лабораторным путем. При этом желательно определить коэффициент вытеснения по образцам с различной проницаемостью и определить среднюю его величину.

Коэффициент охвата определяется по различным расчетным методикам. Однако при подсчете запасов нефти по данным ограниченного числа разведочных скважин не всегда можно рассчитать предполагаемый коэффициент охвата. В таких случаях коэффициент охвата может быть принят по аналогии с выработанными или находящимися в длительной разработке залежами. Метод аналогии предполагает, что продуктивный пласт новой залежи по геологическому строению, литологической характеристике, степени неоднородности, коллекторским свойствам аналогичен продуктивному пласту выработанной залежи и что свойства нефти, а также системы разработки этих пластов также аналогичны.

По данной методике могут быть определены коэффициенты нефтеотдачи для групп залежей, не предусмотренных в разделах I и II. К таким группам залежей можно отнести залежи нефти, разрабатываемые при водонапорном режиме с высоким соотношением вязкостей нефти и воды в пластовых условиях, с проницаемостью пластов менее 20 мд, залежи, подстилаемые водой при небольшой нефтенасыщенной мощности, залежи, приуроченные к полимиктовым коллекторам с аномальными величинами начальной и конечной нефтенасыщенности продуктивных пластов и т. п.

К числу таких групп относятся также залежи нефти, на которых предусматривается применение принципиально новых методов разработки или увеличения нефтеотдачи. Для достоверного определения коэффициентов нефтеотдачи в подобных случаях следует правильно обосновать величины коэффициента вытеснения нефти и коэффициента охвата. Коэффициент вытеснения нефти достаточно надежно может быть определен по лабораторным данным. Для надежного определения коэффициента охвата следует правильно обосновать аналогию изучаемого и сопоставляемого объектов.

IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

Нефтеотдача при режиме растворенного газа определяется в основном следующими факторами:

1) величиной вязкости нефти;
2) величиной объемного коэффициента нефти;
3) величиной коэффициента растворимости газа в нефти;
4) особенностями нефтесодержащей породы, которые оказывают влияние на зависимость фазовых проницаемостей для нефти и газа от указанных факторов.

Теоретические исследования, многочисленные эксперименты и ряд промысловых данных устанавливают следующий характер зависимости нефтеотдачи при режиме растворенного газа от указанных факторов:

а) нефтеотдача пластов, содержащих маловязкую нефть, больше нефтеотдачи пластов с более вязкой нефтью;

б) нефтеотдача пластов с нефтью, имеющей более высокий объемный коэффициент, меньше нефтеотдачи пластов с нефтью с меньшим объемным коэффициентом;

в) нефтеотдача пластов с нефтью, имеющей более высокий коэффициент растворимости газа, больше нефтеотдачи пластов, насыщенных нефтью с меньшим коэффициентом растворимости.

В таблице приведены величины нефтеотдачи при режиме растворенного газа по данным лаборатории подземной гидродинамики ВНИИ.

Объемный коэффициент пластовой нефти	Коэффициент растворимости газа	Коэффициент нефтеотдачи при вязкости нефти, спз		
		3—13	1—3	0,5—1
1,0	0,5	0,13—0,16	0,20—0,25	0,25
	1,0	0,16—0,20	0,20—0,30	0,30
1,2	0,5	0,06—0,10	0,10—0,16	0,20
	1,0	—	0,15—0,25	0,25
1,4—1,5	0,5	—	—	0,15
	1,0	—	—	0,20

Значения вязкости нефти и объемного коэффициента, приведенные в таблице, соответствуют давлению насыщения нефти газом.

Нефтеотдача зависит также от давления насыщения. Таблица учитывает эту зависимость, так как значения величин вязкости объемного коэффициента нефти, коэффициента растворимости газа и нефти с достаточной точностью определяет давление насыщения. Данные по нефтеотдаче, приведенные в таблице, не могут охватить всех возможных вариантов свойств нефти залежей. В случае, если свойства нефти на вновь открытой залежи выходят за пределы свойств нефти, приведенных в таблице, можно произвести расчет нефтеотдачи по методике, разработанной в отделе физики и гидродинамики ВНИИ. При расчетах по определению нефтеотдачи пласта при режиме растворенного газа для конкретной залежи необходимы следующие данные:

1) величина давления насыщения нефти газом;

2) зависимость вязкости нефти от давления;

3) зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления;

4) зависимость растворимости газа в нефти от давления.

При наличии указанных данных можно рассчитать зависимость давления в залежи P от насыщенности жидкостью порового пространства, при этом под насыщенностью β в данном случае понимается насыщенность порового пространства только нефтью, т. е.

без учета связанной воды. Указанная зависимость рассчитывается по формуле:

$$\beta_{\kappa_{i+1}} = \frac{\overline{\Gamma} - \frac{S(P_{\kappa_i})}{\gamma_0}}{\beta_{\kappa_i}\frac{\overline{\Gamma} - \frac{S(P_{\kappa_i})}{\gamma_0}}{b(P_{\kappa_i})} - (1-\beta_{\kappa_i})\frac{\gamma_г(P_{\kappa_i})}{\gamma_0} + \frac{\gamma_г(P_{\kappa_{i+1}})}{\gamma_0}}, \qquad (3)$$

$$\frac{\overline{\Gamma} - \frac{S(P_{\kappa_{i+1}})}{\gamma_0}}{b(P_{\kappa_{i+1}})} + \frac{\gamma_г(P_{\kappa_{i+1}})}{\gamma_0}$$

где P_{κ_i} — среднее пластовое давление на начало интервала падения давления;

$P_{\kappa_{i+1}}$ — среднее пластовое давление на конец рассматриваемого интервала падения давления;

β_{κ_i}, $\beta_{\kappa_{i+1}}$ — нефтенасыщенность соответственно на начало и конец рассматриваемого интервала падения давления;

$b(P_{\kappa_i})$, $b(P_{\kappa_{i+1}})$ — объемные коэффициенты пластовой нефти на начало и конец интервала падения давления;

$S(P_{\kappa_i})$, $S(P_{\kappa_{i+1}})$ — количество растворенного в нефти газа соответственно при давлении P_{κ_i} и $P_{\kappa_{i+1}}$, м³/т;

$\frac{S(P_{\kappa_i})}{\gamma_0}$, $\frac{S(P_{\kappa_{i+1}})}{\gamma_0}$ — количество растворенного в нефти газа соответственно при давлении P_{κ_i} и $P_{\kappa_{i+1}}$, м³/м³.

$$\frac{\gamma_г(P_{\kappa_i})}{\gamma_0} = \frac{P_{\kappa_i}}{P_а}, \quad \frac{\gamma_г(P_{\kappa_{i+1}})}{\gamma_0} = \frac{P_{\kappa_{i+1}}}{P_а},$$

где γ_0 — удельный вес газа в нормальных условиях;

$\gamma_0(P_{\kappa_i})$, $\gamma_г(P_{\kappa_{i+1}})$ — удельный вес газа в пластовых условиях;

$P_а$ — атмосферное давление;

$\overline{\Gamma}$ — средний газовый фактор, вычисляемый по среднему давлению $\overline{P}_к = \frac{P_{\kappa_i} + P_{\kappa_{i+1}}}{2}$ за рассматриваемый интервал.

Порядок вычисления нефтенасыщенности на конец заданного интервала падения давления следующий.

1. Расчет ведется от начальной точки, соответствующей давлению насыщения, для которой

$$t_1 = 0;\ \beta_{\kappa_i} = 1;\ P_{\kappa_i} = P_0 = P_{нас}.$$

2. Задается некоторое падение давления до величины $P_{к_{i+1}}$. Обычно это падение давления принимается равным 2 кгс/см^2.

3. По значениям давления на начало $P_{к_i}$ и конец интервала $P_{к_{i+1}}$ определяются:

а) количество растворенного в нефти газа (м^3/м^3):

$$\frac{S(P_{к_i})}{\gamma_0} \text{ и } \frac{S(P_{к_{i+1}})}{\gamma_0};$$

б) объемные коэффициенты пластовой нефти $b(P_{к_i})$ и $b(P_{к_{i+1}})$.

Зависимость этих параметров от давления устанавливается лабораторными анализами пластовых нефтей.

4. Поскольку на начальный момент времени известны $\beta_{к_i} = 1$, $P_{к_i} = P_{нас}$ и $P_{к_{i+1}}$, то средний газовый фактор можно рассчитать по среднему давлению за интервал и начальной нефтенасыщенности по формуле

$$\overline{\Gamma} = \frac{\gamma_г(\overline{P}_к)}{\gamma_0} \psi(\beta_{к_i}) \frac{\mu_н(\overline{P}_к)}{\mu_г(\overline{P}_к)} b(\overline{P}_к) + \frac{S(\overline{P}_к)}{\gamma_0}. \quad (4)$$

5. Оценка отношений фазовых [1] проницаемостей по газу и нефти $\psi(\beta_{к_i}) = \frac{K_{фаз.\,г}}{K_{фаз.\,н}}$ по нефтенасыщенности на начало интервала $\beta_{к_i}$, а не по средней нефтенасыщенности за интервал, несколько снижает величину среднего газового фактора. Однако, как показали расчеты, в этом случае погрешность в определении газового фактора несущественна.

6. После подстановки всех найденных в указанном выше порядке величин в формулу (3) вычисляется средняя нефтенасыщенность в залежи на конец принятого интервала падения давления.

Далее по кривой зависимости давления в залежи от насыщенности, построенной для конкретной залежи на основании вышеизложенной методики, определяется конечная нефтенасыщенность в залежи $\beta_{кон}$, отвечающая конечному давлению в залежи.

Коэффициент нефтеотдачи определяется по формуле

$$\eta = \left(1 - \frac{\beta_{кон}}{\beta_{нач}} \cdot \frac{b_{нач}}{b_{кон}}\right). \quad (5)$$

Поскольку $\beta_{нач} = 1$, то

$$\eta = \left(1 - \beta_{кон} \frac{b_{нач}}{b_{кон}}\right), \quad (6)$$

где η — коэффициент нефтеотдачи;

$b_{нач}$ — объемный коэффициент пластовой нефти при давлении насыщения нефти газом;

$b_{кон}$ — объемный коэффициент пластовой нефти при конечном давлении;

---

[1] Фазовые проницаемости по газу и по нефти находятся по кривым зависимости фазовых проницаемостей от нефтенасыщенности, определяемым по представительным образцам керна конкретной залежи при насыщенности $\beta_{к_i}$.

$\beta_{кон}$ — насыщенность при конечном давлении (определяется по кривой зависимости давления от насыщенности);

$\beta_{нач}$ — начальная насыщенность при давлении, равном давлению насыщения нефти газом ($\beta_{нач} = 1$).

V. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ С НАЧАЛЬНЫМИ БАЛАНСОВЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ КАТЕГОРИЙ А + В + C_1 БОЛЕЕ 50 млн. т

В соответствии с рекомендациями ГКЗ СССР определение коэффициентов нефтеотдачи залежей с начальными балансовыми запасами нефти категорий А + В + C_1 более 50 млн. т должно производиться на основании технологических и технико-экономических расчетов нескольких (не менее трех) вариантов разработки. По результатам расчетов выбирается оптимальный вариант.

Расчеты производятся специализированными научно-исследовательскими институтами по проектированию разработки нефтяных месторождений. Организации, проводящие разведку залежей нефти и подсчет запасов нефти, передают специализированным научно-исследовательским институтам все необходимые данные для проведения технологических и технико-экономических расчетов разработки залежей нефти с начальными балансовыми запасами нефти категорий А + В + C_1 более 50 млн. т (данные о геологическом строении залежей, физических свойствах коллекторов, физико-химических свойствах нефти, воды и газа в пластовых условиях, пластовом давлении, давлении насыщения, положении разделов нефть — вода, газ — нефть, результатах испытания скважин, результатах пробной эксплуатации скважин и залежей и другие необходимые сведения).

По вариантам разработки определяются укрупненные технологические и технико-экономические показатели, отражающие добычные возможности месторождения, темпы разработки, себестоимость 1 т нефти, коэффициенты нефтеотдачи и другие показатели.

Укрупненные технологические и технико-экономические показатели приводятся в виде специального раздела.

ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К СОДЕРЖАНИЮ ЗАПИСКИ «ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ» (ПРИЛОЖЕНИЕ К ОТЧЕТУ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ), ПРЕДСТАВЛЯЕМОЙ В МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ДЛЯ АПРОБАЦИИ

Обоснование проектной нефтеотдачи при подсчете запасов нефти производится в соответствии с «Временным методическим руководством по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ», утвержденным 30 декабря 1971 г.

В «Обосновании» должны содержаться следующие основные данные.

1. Общие сведения о геологическом строении месторождения: размеры и амплитуда поднятия, характеристика тектонических нарушений, характеристики продуктивного горизонта, коллекторов, пластовых жидкостей и газа, результаты опробования скважин.

2. Подсчетный план и типичный геологический профиль продуктивной части разреза.

3. Обоснование выбора метода определения нефтеотдачи.

4. При определении нефтеотдачи в соответствии с разделом I «Временного методического руководства» обосновываются тип коллектора, его средняя проницаемость, степень неоднородности и величина соотношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях. Приводится итоговое значение коэффициента нефтеотдачи, определенное по графикам зависимости нефтеотдачи от указанных параметров.

5. При определении нефтеотдачи в соответствии с разделом IV «Временного методического руководства» обосновываются значения вязкости нефти, объемного коэффициента нефти, коэффициента растворимости газа в нефти и особенности нефтесодержащей породы, оказывающие влияние на фазовую проницаемость нефти и газа и дается итоговое значение коэффициента нефтеотдачи, определенное по специальной таблице, или обосновывается значение давления насыщения нефти газом, зависимости от давления вязкости нефти, объемного коэффициента и растворимости газа в нефти и дается расчет коэффициента нефтеотдачи по формуле.

6. При определении нефтеотдачи в соответствии с разделом II «Временного методического руководства» приводятся размеры и соотношение газовой шапки и нефтяной оторочки, а также коллекторские свойства пласта и вязкость нефти и обосновывается коэффициент нефтеотдачи в зависимости от этих параметров.

7. При определении нефтеотдачи в соответствии с разделом V «Временного методического руководства» приводится краткая характеристика нескольких возможных вариантов разработки месторождения с разной плотностью сетки скважин и применением прогрессивных методов воздействия на пласт. При этом:

указывается принятый метод гидродинамических расчетов;

обосновываются исходные данные для гидродинамических расчетов;

обосновываются исходные данные для определения нефтеотдачи — коэффициента вытеснения и коэффициента охвата;

приводятся повариантно укрупненные данные разработки: ориентировочные уровни добычи нефти и жидкости, фонд скважин, срок разработки, себестоимость добычи нефти, удельные и общие капитальные вложения;

дается расчет проектной нефтеотдачи по вариантам;

обосновывается рациональный вариант разработки с соответствующей ему нефтеотдачей.

Обоснование нефтеотдачи в соответствии с разделом V руководства выполняется с участием отдела разработки нефтяных месторождений того научно-исследовательского и проектного института, который будет осуществлять проектирование разработки месторождения.

8. Итоговые значения проектной нефтеотдачи, полученные в соответствии с «Временным методическим руководством», сопоставляются с фактически достигнутой нефтеотдачей по месторождениям с аналогичными геолого-физическими условиями, а также с проектными коэффициентами нефтеотдачи, принятыми для аналогичных месторождений в предшествующие пять-шесть лет.

9. Записка «Обоснование проектного коэффициента нефтеотдачи» должна иметь небольшой объем (не более 20—25 страниц при определении нефтеотдачи согласно I—IV разделам «Временного методического руководства» и не более 50 страниц при определении согласно V разделу руководства).

УТВЕРЖДЕНО:
Министр геологии СССР
А. Сидоренко
4 ноября 1971 г.

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель Министра
нефтяной промышленности
Н. Ерофеев
11 сентября 1971 г.

Заместитель Министра
газовой промышленности
В. Динков
22 сентября 1971 г.

Заместитель начальника
ЦСУ СССР
А. Бутов
20 октября 1971 г.

ИНСТРУКЦИЯ ПО УЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ И ПО СОСТАВЛЕНИЮ ОТЧЕТНЫХ БАЛАНСОВ ПО ФОРМАМ № 6-гр И 7-гр

I. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

§ 1. Все выявленные в недрах СССР запасы нефти и природных горючих газов, утвержденные в установленном порядке, подлежат государственному учету.

§ 2. Основной задачей учета запасов нефти и горючих газов является получение полных и достоверных данных о состоянии на 1 января каждого года минеральносырьевой базы предприятия, от-

расли и страны в целом, степени разведанности и подготовленности месторождения для промышленного освоения, обеспеченности нефтедобывающих и газодобывающих предприятий разведанными запасами.

§ 3. Государственный учет запасов полезных ископаемых, выявленных, разведанных и добываемых на территории СССР предприятиями и организациями всех министерств и ведомств, производится Всесоюзным и территориальными геологическими фондами Министерства геологии СССР в соответствии с постановлениями Совета Министров СССР от 24 октября 1968 г. № 834 и от 25 июня 1971 г. № 438.

§ 4 Учету подлежат:

а) разведанные в недрах запасы нефти и горючих газов, утвержденные в установленном порядке Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР);

б) запасы, оперативно подсчитанные в соответствии с требованиями ГКЗ СССР и апробированные комиссиями по запасам, создаваемыми в министерствах, управлениях и других организациях.

§ 5. Государственный учет запасов нефти и горючих газов включает:

а) учет запасов нефти и горючих газов по отдельным месторождениям, площадям и горизонтам (пластам), предприятиям, объединениям, областям, краям, автономным и союзным республикам, крупным экономическим районам и СССР в целом по состоянию на 1 января каждого года с подразделением запасов по степени их разведанности, пригодности для промышленного использования и фактическому их освоению промышленностью;

б) учет запасов, утвержденных ГКЗ СССР;

в) ежегодный учет добычи нефти, добычи и потерь горючих газов при эксплуатации месторождений, а также изменений запасов в результате их переоценки, произведенных эксплуатационных и разведочных работ и по другим причинам;

г) учет запасов вновь открытых месторождений и перспективных площадей. К вновь открытым относятся месторождения, имеющие запасы категории C_1, к перспективным площадям — C_2.

§ 6. Государственный учет запасов нефти и горючих газов производится на основании ежегодных отчетных балансов, порядок и сроки представления которых нефтедобывающими предприятиями и геологоразведочными организациями изложены в разделе VI настоящей инструкции.

§ 7. Территориальные геологические фонды осуществляют контроль за своевременным представлением предприятиями и организациями отчетных балансов запасов нефти и горючих газов, проверяют соответствие полученных сведений требованиям инструкции, осуществляют инструктаж предприятий и составляют сводные балансы запасов нефти и горючих газов по обслуживаемой ими территории.

§ 8. Всесоюзный геологический фонд осуществляет методическое руководство и инструктаж по учету запасов полезных ископаемых

и составляет сводный баланс запасов нефти и горючих газов по всей территории Союза ССР.

§ 9. Контроль за правильностью учета состояния и движения запасов по эксплуатируемым и подготовленным к эксплуатации месторождениям осуществляют отраслевые министерства, в ведении которых находятся эти месторождения, и органы Госгортехнадзора СССР.

Контроль за правильностью учета состояния и движения запасов на разведываемых месторождениях нефти и газа, не переданных в промышленное освоение, осуществляют министерства и ведомства, в ведении которых находятся разведываемые месторождения.

§ 10. Формы отчетных балансов запасов нефти и горючих газов разрабатываются Всесоюзным геологическим фондом и утверждаются ЦСУ при Совете Министров СССР.

II. ГРУППЫ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ, ПОДЛЕЖАЩИЕ УЧЕТУ

§ 11. Учет запасов нефти и горючих газов производится в соответствии с классификацией запасов, утвержденной постановлением Совета Министров СССР от 13 мая 1970 г. № 322.

§ 12. В соответствии с указанной классификацией запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов (конденсат, гелий, сера и др.) по народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету: балансовые запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна, и забалансовые запасы, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

В балансовых запасах нефти, растворенного в ней газа, а также конденсата в свободном газе выделяются и учитываются извлекаемые запасы, т. е. запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии.

Запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов по степени изученности подразделяются на четыре категории — А, В, C_1 и C_2.

Запасы сопутствующих компонентов учитываются на основании отдельных инструкций.

III. УСЛОВИЯ ПРАВИЛЬНОГО УЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

§ 13. Учет запасов нефти ведется по форме № 6-гр, а горючих газов — по форме № 7-гр, утвержденным ЦСУ при Совете Министров СССР (приложения 1 и 2).

§ 14. Систематический учет запасов ведется в объединениях, трестах и управлениях. Он производится по каждому месторождению

(площади) и горизонту на основании запасов, утвержденных ГКЗ СССР, и оперативного подсчета запасов по результатам разведочного и эксплуатационного бурения.

На основании новых данных уточняются по каждому горизонту (пласту) границы площадей, входящих в контур запасов по категориям А, В, C_1 и C_2, и другие подсчетные параметры, а также производится уточнение запасов нефти и горючих газов по каждой категории запасов в отдельности.

При подсчетах по месторождениям (площадям) и горизонтам, запасы которых утверждались ГКЗ СССР, применяется методика расчетов и коэффициенты, апробированные ГКЗ СССР.

Для новых месторождений и горизонтов, по которым производится подсчет запасов, методика расчетов и коэффициенты рассматриваются постоянно действующими комиссиями по запасам полезных ископаемых при объединениях и управлениях отраслевых министерств, министерств (управлений) геологии союзных республик и утверждаются отраслевыми министерствами и Министерством геологии СССР.

§ 15. Кроме состояния запасов на 1 января учитываются все изменения запасов, происшедшие в отчетном году в результате:

а) добычи;

б) потерь горючих газов;

в) разведки;

г) переоценки или передачи с баланса на баланс и других причин.

§ 16. Учет добычи и потерь при добыче полезного ископаемого производится в соответствии с действующими инструкциями. Списание части числящихся на балансе нефтегазодобывающих предприятий балансовых, в том числе извлекаемых, запасов производится в соответствии с положением о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса горнодобывающих предприятий, утвержденным Госгортехнадзором СССР 14 апреля 1970 г.

§ 17. Снятие с учета всех запасов, а также полный перевод балансовых запасов в группу забалансовых по месторождениям, утратившим промышленное значение, производится:

а) по месторождениям, запасы которых были утверждены ГКЗ СССР, при наличии соответствующего решения ГКЗ СССР;

б) по месторождениям с не утвержденными ГКЗ СССР запасами, находящимися на балансе нефтегазодобывающих предприятий, по решению отраслевых министерств на основании согласованных с органами Госгортехнадзора СССР материалов, представляемых непосредственно подчиненными предприятиями или организациями (объединениями, трестами, управлениями);

в) по месторождениям с не утвержденными ГКЗ СССР запасами и не переданными в промышленное освоение по решению соответствующего министерства, осуществлявшего геологоразведочные работы.

§ 18. Особое внимание должно быть уделено правильному учету запасов, утвержденных ГКЗ СССР.

IV. ПОРЯДОК ЗАПОЛНЕНИЯ ФОРМ № 6-гр И 7-гр

§ 19. Отчетные балансы запасов по формам № 6-гр и 7-гр заполняются нефтегазодобывающими предприятиями и геологоразведочными организациями министерств, ведомств и учреждений союзного, союзно-республиканского и местного подчинения по всем месторождениям и перспективным структурам, находящимся в их ведении.

Отчетный баланс подписывается руководителем и главным геологом организации (предприятия).

§ 20. Формы № 6-гр и 7-гр заполняются на основании данных о запасах нефти и горючих газов, утвержденных ГКЗ СССР, и оперативных подсчетов запасов на 1 января следующего за отчетным года, апробированных в установленном порядке.

§ 21. В сводных отчетных балансах, представляемых управлениями геологии (территориальными геологическими управлениями), объединениями, трестами, нефтегазодобывающими управлениями, месторождения группируются по союзным и автономным республикам, краям и областям. Предприятия такой группировки не делают.

Внутри указанных групп месторождения располагаются по степени их промышленного освоения в следующем порядке:

а) эксплуатируемые;

б) подготовленные к эксплуатации;

в) разведываемые;

г) законсервированные.

Кроме того, выделяются перспективные площади.

В сводных балансах суммирование запасов производится по месторождениям, предприятиям, трестам, объединениям, нефтегазодобывающим управлениям, территориальным геологическим управлениям, областям, краям, автономным и союзным республикам с выделением итоговых данных по группам месторождений.

§ 22. К эксплуатируемым относятся месторождения нефти и газа, введенные в разработку, для которых составлены проекты разработки или технологические схемы.

§ 23. Подготовленными к эксплуатации являются месторождения, запасы нефти и газа которых утверждены ГКЗ СССР или ЦКЗ отраслевых министерств с правом проектирования. К этой же группе относятся и месторождения, на которых производится пробная или опытно-промышленная эксплуатация с целью получения необходимых данных для составления проекта разработки.

§ 24. Сведения о запасах нефти и горючих газов по категориям в формах № 6-гр и 7-гр располагаются и суммируются в следующем порядке: А, В, А + В, C_1, А + В + C_1 и C_2.

Запасы категории C_2 даются отдельной строкой и с запасами остальных категорий не суммируются.

§ 25. Учет запасов производится: нефти — в тысячах тонн, горючих газов — в миллионах кубических метров.

§ 26. Каждая организация, заполняющая формы № 6-гр и 7-гр, должна представлять их в законченном виде с подведением всех итогов по объектам учета, категориям запасов и по группам промышленного освоения.

ЗАПОЛНЕНИЕ ФОРМЫ № 6-ГР

§ 27. При заполнении формы № 6-гр запасы нефти группируются по следующим типам месторождений:

а) нефтяные;

б) газонефтяные.

§ 28. В графе «Б» формы № 6-гр указываются: республика, область (край), на территории которых находятся месторождения; название месторождения (если имеется несколько названий, то рядом с основным в скобках указываются и другие наименования) и местоположение с указанием, в каком направлении и на каком расстоянии от населенного пункта, железнодорожной станции или пристани расположено месторождение. В этой же графе указываются наименование организации, эксплуатирующей или разведывающей месторождение, и распределение запасов по степени промышленного освоения, а также наименование и возраст продуктивных горизонтов, по унифицированной схеме (сверху вниз). Допускается объединение нескольких горизонтов, являющихся единым объектом разработки.

§ 29. В графе 1 дается качественная характеристика нефти каждого горизонта: а) удельный вес, б) процентное содержание серы.

§ 30. В графе 2 приводятся данные: а) год открытия месторождения или горизонта; б) год ввода месторождения или горизонта в промышленную эксплуатацию; в) суммарная добыча нефти с начала эксплуатации, включая добычу за отчетный год, а также добычу, полученную до начала промышленной эксплуатации; г) суммарная добыча нефти на дату утверждения запасов ГКЗ СССР по каждому горизонту в отдельности и по месторождению в целом.

§ 31. В графе 3 указываются категории запасов в соответствии с классификацией, утвержденной постановлением Совета Министров СССР от 13 мая 1970 г. № 322 в следующем порядке: А, В, $А + В$, $С_1$, $А + В + С_1$ и $С_2$.

§ 32. В графах 4, 7, 8, 9, 12 и 14 приводятся балансовые запасы нефти, которые показываются в виде дроби: в числителе — все балансовые запасы, учитываемые по наличию их в недрах; в знаменателе — извлекаемые запасы.

Не допускается показывать наличие и изменения запасов суммарно по категориям, например $А + В$, $В + С_1$, без указания количества запасов отдельно по каждой категории.

§ 33. В графе 4 запасы нефти на 1 января отчетного года должны совпадать с запасами, приведенными в сводном государственном балансе запасов нефти, составленном Всесоюзным геологическим фондом.

§ 34. В графе 6 даются сведения о фактической добыче нефти за отчетный год по каждому горизонту (пласту) в отдельности и по месторождению в целом.

§ 35. В графах 7 и 8 указываются изменения в балансовых запасах, происшедшие в результате разведки и переоценки.

В графе 7 должны отражаться:

а) запасы, вновь выявленные в результате разведочного и эксплуатационного бурения;

б) перевод запасов из одной категории в другую;

в) списание с баланса некондиционных или неподтвердившихся запасов по данным разведки и эксплуатации;

г) уменьшение или увеличение запасов в результате утверждения их ГКЗ СССР, если эти изменения уточняют ранее показанные данные;

д) запасы месторождений или отдельных участков, разведанных до отчетного года, но не учтенных своевременно из-за отсутствия химических анализов, задержки камеральной обработки материалов или по другим причинам.

В этой графе должно быть отражено действительное положение с приростом запасов, полученным в результате разведочных работ за ряд лет.

В графе 8 приводится количество запасов, изменившихся в результате переоценки и передачи с баланса на баланс.

В этой графе отражаются:

а) снятые с учета запасы, числившиеся на балансе нефтегазодобывающих предприятий, признанные нерентабельными для разработки вследствие изменившихся экономических или горно-геологических условий;

б) изменения, происшедшие в связи с передачей запасов с баланса одной организации на баланс другой организации.

В объяснительной записке к балансу должны быть указаны причины снятия запасов по графам 7 и 8.

§ 36. В графе 9 показываются все балансовые запасы нефти с выделением извлекаемых по состоянию на 1 января текущего года. Данные графы 9 определяются следующим образом: из запасов прошлого года (графа 4) вычитается добыча (графа 6) и прибавляется или вычитается количество запасов, полученных в результате разведки (графа 7) и переоценки (графа 8).

§ 37. В графах 5 и 10 приводятся сведения о количестве забалансовых запасов, учитываемых по состоянию на 1 января отчетного года и по состоянию на 1 января текущего года. Забалансовые запасы категории C_2 не подсчитываются.

Причины изменения забалансовых запасов (доразведка, переоценка и др.) должны быть приведены в объяснительной записке.

§ 38. В графе 11 приводятся установленные параметры нефтеносного горизонта (пласта): площадь нефтеносности по каждой категории запасов в гектарах, эффективная нефтенасыщенная мощность в метрах, нефтенасыщенность в процентах, открытая пористость

в процентах, коэффициент нефтеотдачи, пересчетный коэффициент, проницаемость в миллидарси, а также глубина залегания залежи в метрах.

§ 39. В графе 12 даются сведения о балансовых запасах нефти, утвержденных ГКЗ СССР (ВКЗ), по данному месторождению и отдельным горизонтам в тех количествах и категориях, в каких они были утверждены ГКЗ СССР (ВКЗ).

При наличии по одному и тому же месторождению нескольких протоколов утверждения следует точно установить, во избежание дублирования, к каким горизонтам (пластам) они относятся, и при совпадении горизонтов (пластов) пользоваться данными последнего (по дате) протокола утверждения запасов.

§ 40. В графе 13 указываются дата утверждения запасов ГКЗ СССР (ВКЗ) и номер протокола.

§ 41. В графе 14 указывается количество запасов по сумме категорий А + В + C_1, утвержденных ГКЗ СССР, оставшихся на эксплуатируемых месторождениях по состоянию на 1 января 1972 г., а в последующем по состоянию на 1 января первого года нового пятилетия (1 января 1976 г., 1 января 1981 г. и т. д.).

Остаток запасов определяется путем вычитания из количества запасов, утвержденных ГКЗ СССР, добычи, имевшей место после утверждения запасов; последняя определяется как разница между добычей с начала разработки и добычей на дату утверждения запасов.

ЗАПОЛНЕНИЕ ФОРМЫ № 7-гр

§ 42. При заполнении формы № 7-гр запасы горючих газов группируются по следующим типам месторождений:

а) газовые;

б) газоконденсатные;

в) газонефтяные;

г) нефтяные месторождения, содержащие газ в растворенном состоянии.

Месторождения каждого типа располагаются в очередности, соответствующей степени промышленного освоения, указанной в § 21.

§ 43. В графе Б указываются: республика, область (край), на территории которых находятся месторождения; название месторождения (если имеется несколько названий, то рядом с основным в скобках указываются и другие наименования) и местоположение с указанием, в каком направлении и на каком расстоянии от населенного пункта, железнодорожной станции или пристани расположено месторождение.

В этой же графе указываются наименование организации, эксплуатирующей или разведывающей месторождение, и распределение запасов по степени их промышленного освоения, а также наименование и возраст продуктивных горизонтов по унифицированной схеме (сверху вниз), вид газа (свободный, газовая шапка, растворенный

в нефти). Допускается объединение нескольких горизонтов, являющихся единым объектом разработки.

В отчетном балансе отражаются извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти.

§ 44. В графе 1 дается качественная характеристика газа каждого горизонта: а) удельный вес газа по воздуху; б) низшая теплотворная способность газа в больших калориях; в) процентное содержание сероводорода; г) стабильное содержание конденсата в граммах на кубический метр.

§ 45. В графе 2 приводятся следующие данные: а) год открытия месторождения или горизонта; б) год ввода их в эксплуатацию; в) суммарное извлечение газа из недр (включая добычу и потери газа при добыче) с начала пробной эксплуатации; г) суммарное извлечение газа из недр на дату утверждения запасов ГКЗ СССР по месторождению в целом и по каждому горизонту в отдельности.

§ 46. В графе 3 показываются категории запасов по действующей классификации.

Учет и суммирование запасов по категориям производятся в соответствии с § 24 настоящей инструкции.

§ 47. В графах 4 и 5 приводятся соответственно балансовые и забалансовые запасы газа по категориям, числящиеся на 1 января отчетного года, которые должны совпадать с запасами, приведенными в сводном государственном балансе запасов газа, составленном Всесоюзным геологическим фондом.

§ 48. В графе 6 в числителе показывается фактическая добыча, а в знаменателе — потери при добыче газа за отчетный год в миллионах кубических метров. При этом в добычу включается только то количество газа, которое было использовано для промышленных и хозяйственных целей, а остальная, неиспользованная, часть газа вносится в графу потерь.

§ 49. В графах 7 и 8 указываются изменения в балансовых запасах, происшедшие в результате разведки и переоценки (см. § 35).

§ 50. В графах 9 и 10 показываются соответственно балансовые и забалансовые запасы газа по состоянию на 1 января следующего за отчетным года. Данные графы 9 определяются следующим образом: из запасов прошлого года (графа 4) вычитаются добыча и потери газа (графа 6) и прибавляются или вычитаются запасы газа, полученные в результате разведки (графа 7) и переоценки (графа 8).

§ 51. В графе 11 в числителе показывается количество эксплуатируемых скважин по состоянию на 1 января следующего за отчетным года, а в знаменателе — количество скважин, дающих чистый газ (без нефти).

§ 52. В графе 12 приводятся параметры пласта (горизонта): для свободного газа — площадь газоносности в гектарах, эффективная газонасыщенная мощность в метрах, открытая пористость в процентах, газонасыщенность в процентах, средневзвешенное пластовое давление в абсолютных технических атмосферах, а также глубина

залегания залежи в метрах; для растворенного газа — среднегодовой газовый фактор в кубических метрах на тонну.

§ 53. В графе 13 показываются балансовые запасы газа по данному месторождению и отдельным горизонтам в тех количествах и категориях, в каких они были утверждены ГКЗ СССР с соблюдением указаний, изложенных в § 39.

§ 54. В графе 14 указываются дата утверждения запасов ГКЗ СССР и номер протокола.

§ 55. В графе 15 указывается количество запасов по сумме категорий $A + B + C_1$, утвержденных ГКЗ СССР, оставшихся на эксплуатируемых месторождениях по состоянию на 1 января 1972 г., а в последующем по состоянию на 1 января первого года нового пятилетия (1 января 1976 г., 1 января 1981 г. и т. д.).

Остаток запасов определяется путем вычитания из количества запасов, утвержденных ГКЗ СССР, суммы добычи и потерь при добыче, имевших место после утверждения запасов (добыча определяется как разница между добычей с начала разработки и добычей на дату утверждения запасов).

V. СХЕМА ОБЪЯСНИТЕЛЬНЫХ ЗАПИСОК К ОТЧЕТНЫМ БАЛАНСАМ ЗАПАСОВ ПО ФОРМАМ № 6-ГР И 7-ГР

§ 56. К каждому отчетному балансу запасов по форме № 6-гр (нефть) и 7-гр (горючие газы) должна быть приложена краткая объяснительная записка.

§ 57. Объяснительные записки объединений, геологических управлений, трестов и других организаций, объектами деятельности которых являются не единичные месторождения, а группы месторождений, должны составляться по следующей схеме:

1. Характеристика общего состояния запасов нефти и горючих газов, степени их разведанности и промышленного освоения.

2. Объем выполненных разведочных и эксплуатационных работ и их практическое значение для выполнения плана прироста запасов нефти и газа за отчетный год.

3. Краткая характеристика месторождений, которые включаются в отчетный баланс запасов впервые.

4. Движение запасов по ранее известным месторождениям.

5. Основные направления геологоразведочных работ на следующий год.

§ 58. В разделе 1 объяснительной записки должны быть освещены следующие вопросы:

1) состояние запасов нефти и газа, степень их разведанности;

2) разделение разведанных запасов по степени промышленного освоения с указанием количества запасов, находящихся в эксплуатации, подготовленных к эксплуатации, находящихся в разведке и консервации, а также намечаемых к эксплуатации в текущем пятилетии;

3) разделение разведанных запасов по стратиграфическим комплексам, типам коллекторов, сернистости нефти;

4) характеристика обеспеченности нефтегазодобывающего предприятия разведанными извлекаемыми запасами по категориям А + + В + C_1 и А + В.

§ 59. В разделе 2 объяснительной записки необходимо вначале привести основные показатели выполнения плана геологоразведочных и эксплуатационных работ. Сведения об объеме выполненных работ даются в натуральном и денежном выражении по разведочному (опорному, параметрическому, поисковому, разведочному, структурному) и эксплуатационному бурению. Приводятся данные о выполнении плана геофизических работ, подготовке структур к глубокому бурению и о вводе площадей и структур в глубокое бурение. В этом разделе должны быть указаны данные фактического выполнения плана прироста запасов нефти или горючих газов по организации в целом и по отдельным месторождениям, приведены сведения о том, какие месторождения и горизонты открыты в отчетном году, какие закончены разведкой и переданы для промышленного освоения. Если план прироста запасов не выполнен, то дается анализ причин невыполнения.

§ 60. В разделе 3 объяснительной записки дается краткая характеристика каждого месторождения, включаемого в отчетный баланс запасов впервые, по следующей схеме:

1) наименование месторождения, расстояние его от ближайших населенных пунктов, железнодорожных станций и нефтегазопроводов;

2) с какого времени известно, когда и кем открыто месторождение, когда и кем проводились геологоразведочные или другие работы;

3) экономическая характеристика месторождения и района (освоенность района, транспортные условия, энергетические ресурсы и т. д.);

4) геологическое строение района и месторождения (стратиграфия, литология и тектоника);

5) характеристика нефтеносных и газоносных горизонтов (литологический состав, глубина залегания, дебиты, режим, проницаемость, пластовое давление, температура, вязкость нефти и воды в пластовых условиях);

6) физические свойства и химический состав нефти, газа и воды;

7) степень разведанности месторождения; объем выполненных работ;

8) обоснование метода определения прироста запасов нефти и газа, выделения балансовых (извлекаемых), забалансовых запасов, а также обоснование принимаемых при подсчете запасов параметров (площади нефтегазоносности, эффективной мощности, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщения, коэффициентов извлечения и других), а также обоснование положения контактов нефть — газ — вода и категорий запасов, по которым в отчетном году получен прирост.

В разделе отчета по приросту запасов свободного газа помимо обоснования подсчетных параметров приводятся также величины пластовых давлений, поправок на отклонение газов от идеальных и температуру или результаты определения запасов газа методом снижения пластового давления. Следует указывать, взяты ли параметры пласта по данным лабораторных, промыслово-геофизических определений или по аналогии с другими разрабатываемыми месторождениями;

9) в случае списания запасов дается анализ причин списания по каждому месторождению (горизонту), с приложением актов на списание, оформленных в установленном порядке.

Прирост и перевод запасов по категории А + В должны быть расшифрованы с указанием прироста запасов за счет категорий C_1 и C_2:

10) анализ изменения запасов категории C_2 как по месторождениям, так и по перспективным площадям;

11) перспективы месторождения.

§ 61. В разделе 4 объяснительной записки даются пояснения к движению запасов нефти и газа по каждому месторождению (горизонту), которое было ранее включено в баланс запасов последующей схеме:

1) новые данные о геологическом строении месторождения;

2) характеристика вновь выявленных или оконтуренных горизонтов и залежей нефти или газа, их протяженность, мощность, форма, физические свойства коллекторов;

3) характеристика изменения контуров ранее выявленных залежей в связи с проведенными разведочными работами;

4) физические свойства и химический состав нефти, газа и пластовой воды;

5) годовая добыча нефти и газа;

6) характеристика потерь газа; намечаемые мероприятия для уменьшения потерь;

7) перспективы нефтегазоносности месторождения и дальнейшее направление геологоразведочных работ.

§ 62. В разделе 5 объяснительной записки приводятся основные направления геологоразведочных работ на следующий год и мероприятия, обеспечивающие выполнение плана прироста запасов (в том числе объемы геологоразведочных работ, распределение прироста запасов по месторождениям площадям), а также наиболее полное использование выявленных ресурсов.

§ 63. К отчетным балансам и объяснительным запискам прилагаются:

1) обзорная структурная карта района с указанием месторождений, по которым получен прирост запасов, а также всех месторождений и площадей, на которых проводятся геологоразведочные работы, перспективных площадей и структур;

2) подсчетные планы, составленные на структурной основе по кровле горизонтов (пластов). На планы наносятся все пробуренные

скважины, с выделением скважин отчетного года и скважин, находящихся в бурении и испытании; абсолютные отметки глубины вскрытия пластов и устьев скважин; результаты испытания (нефть, газ, вода, дебит), диаметр штуцера; контуры нефтегазоносности на начало и конец отчетного года; границы площадей нефтегазоносности и категория запасов на начало и конец отчетного года; все параметры пласта и запасы приводятся в виде таблицы;

3) электрокаротажные диаграммы скважин, обосновывающих прирост запасов, с нанесенными стратиграфическими горизонтами, с указанием интервалов отбора керна, границ пластов, интервалов перфорации и результатов испытания (нефть, газ, вода, дебит), диаметр штуцера.

Кроме того, к объяснительной записке должен быть приложен протокол заседания постоянно действующей комиссии при нефтегазодобывающем предприятии по рассмотрению и принятию отчетного баланса запасов нефти, газа и прироста запасов за отчетный год.

Примечание. Всесоюзному геологическому фонду направляются графические приложения, указанные в пунктах 1 и 2.

VI. ПОРЯДОК И СРОКИ РАССМОТРЕНИЯ ГОДОВЫХ ОТЧЕТНЫХ БАЛАНСОВ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ (ФОРМЫ 6-ГР И 7-ГР)

А. ПО ОРГАНИЗАЦИЯМ И ПРЕДПРИЯТИЯМ ОТРАСЛЕВЫХ МИНИСТЕРСТВ

§ 64. Нефте-газодобывающие предприятия и другие первичные организации, производящие разведку или разработку месторождений нефти и природных горючих газов, составляют годовые отчетные балансы запасов по формам, утвержденным ЦСУ СССР, и не позднее 15 января высылают их своей вышестоящей организации — объединению (тресту, управлению).

§ 65. Объединения (тресты, нефтегазодобывающие управления) проверяют и уточняют отчетные балансы запасов полезных ископаемых, акты на списание запасов и другие документы, представленные первичными организациями, составляют сводный пообъектный отчетный баланс запасов и высылают его не позднее 5 февраля:

а) своей вышестоящей организации;

б) территориальному геологическому управлению, а в союзных республиках, где территориальных геологических управлений не имеется, — министерству (управлению) геологии союзной республики;

в) Всесоюзному геологическому фонду.

§ 66. К годовому отчетному балансу запасов первичной организации, а также к сводному балансу объединения (треста, управления) должна быть приложена объяснительная записка, составленная по схеме, изложенной в разделе V настоящей инструкции.

Материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов нефти и газа за отчетный год, акты на списание балансовых запасов и от-

четы о выполнении плана прироста запасов нефти и газа высылаются только вышестоящей организации.

§ 67. По эксплуатируемым месторождениям нефти и газа, на которых геологоразведочные работы осуществляются организацией одного министерства, а добыча — предприятием другого министерства, отчетный баланс составляется организацией, ведущей геологоразведочные работы. Добывающее предприятие представляет организации, ведущей учет запасов, справку о количестве добытых нефти и газа.

Если на месторождении одновременно производят геологоразведочные работы организации двух министерств, то отчетный баланс составляется организацией, производящей одновременно геологоразведочные работы и добычу, а приросты запасов отражаются в графе 7 отчетного баланса с указанием величины прироста, полученного каждой организацией.

Отчетные балансы обсуждаются на заседаниях совместных комиссий по запасам или технических совещаниях при руководстве предприятия и геологоразведочной организации, и протокол комиссии (совещания) за совместными подписями высылается в те же адреса, что и отчетные балансы.

§ 68. Союзные министерства на заседаниях постоянно действующих комиссий по запасам нефти и газа с участием представителей заинтересованных министерств рассматривают и утверждают представленные непосредственно подчиненными им объединениями, трестами, управлениями и предприятиями:

а) материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов нефти и газа за отчетный год;

б) акты и необходимые материалы по обоснованию списания запасов;

в) отчетные балансы запасов, составленные по формам № 6-гр и 7-гр.

Решения комиссии оформляются протоколами, в которых указываются:

а) принятые комиссией данные о приросте и переводе запасов как основного, так и сопутствующих компонентов и данные о выполнении плана прироста запасов;

б) количество запасов, подлежащих списанию, и причины их списания.

Протоколы комиссии не позднее 15 марта высылаются:

а) Министерству геологии СССР;

б) Всесоюзному геологическому фонду;

в) предприятию (организации), представившему отчет.

Союзные министерства, ведущие геологоразведочные работы, представляют ежегодно не позднее 15 марта следующего за отчетным года Министерству геологии СССР и Всесоюзному геологическому фонду данные:

а) об основных результатах проводимых ими геологоразведочных работ и о выполнении плана прироста запасов нефти и газа по

месторождениям, разведуемым и эксплуатируемым подчиненными организациями и предприятиями;

б) о состоянии обеспеченности разведанными запасами нефти и газа;

в) о распределении разведанных месторождений, учитываемых в балансах запасов нефти и газа СССР по степени их промышленного освоения, с выделением месторождений, намеченных к освоению в текущем пятилетии и предполагаемых к освоению (резервных) в последующие годы представляются только Всесоюзному геологическому фонду одновременно с отчетными балансами.

Б. ПО ОРГАНИЗАЦИЯМ СИСТЕМЫ МИНИСТЕРСТВА ГЕОЛОГИИ СССР

§ 69. Экспедиции и другие организации, ведущие разведку месторождений нефти и газа, представляют годовые отчетные балансы запасов своей вышестоящей организации не позднее 15 января.

Тресты, входящие в состав территориальных геологических управлений, и тресты, подчиненные управлениям геологии союзных республик, представляют сводные отчетные балансы запасов соответственно территориальным геологическим управлениям или управлениям геологии союзной республики не позднее 5 февраля.

К годовому отчетному балансу запасов прилагается объяснительная записка и материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов за отчетный год.

Примечание. По эксплуатируемым месторождениям, на которых геологоразведочные работы проводятся организациями системы Министерства геологии СССР и предприятиями отраслевых министерств, отчетные балансы запасов составляются и оформляются в соответствии с § 67 настоящей инструкции.

§ 70. Территориальные геологические управления и нефтегазоразведочные организации, непосредственно подчиненные министерствам геологии союзных республик, а также управления геологии союзных республик:

а) рассматривают и утверждают на заседаниях комиссий по запасам полезных ископаемых отчетные балансы запасов и материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов, представленные подчиненными им организациями;

б) составляют сводные отчетные балансы запасов по месторождениям, областям, краям, автономным и союзной республике в целом с учетом отчетных балансов запасов, полученных от промышленных предприятий, и протоколов министерств союзных республик, а также отчеты о выполнении плана прироста запасов нефти и газа по организациям системы Министерства геологии СССР.

Сводные отчетные балансы запасов с объяснительной запиской, составленной в соответствии с разделом V настоящей инструкции, представляются к 1 апреля:

а) территориальными геологическими управлениями и организациями, непосредственно подчиненными министерству геологии союзной республики, — министерству геологии союзной республики и Всесоюзному геологическому фонду;

б) управлениями геологии союзных республик, в составе которых нет территориальных геологических управлений, — Всесоюзному геологическому фонду.

Примечание. Отчеты о выполнении плана прироста запасов нефти и газа высылаются не позднее 20 февраля только своей вышестоящей организации.

§ 71. Министерства и управления геологии союзных республик 15 марта представляют:

а) Министерству геологии СССР — годовые отчеты о геологических результатах проводимых ими работ, данные о выполнении плана прироста запасов (форма № 4-гр), материалы, обосновывающие прирост и перевод запасов, и протоколы комиссий по рассмотрению запасов нефти и газа;

б) Всесоюзному геологическому фонду — годовые отчеты о результатах геологоразведочных работ и протоколы комиссий по рассмотрению прироста запасов нефти и газа.

§ 72. Центральная комиссия по запасам полезных ископаемых Министерства геологии СССР рассматривает и утверждает с участием представителей заинтересованных министерств отчетные данные о выполнении плана прироста и перевод запасов полезных ископаемых из одной категории в другую по организациям системы Министерства геологии СССР, а также решает вопросы о снятии с баланса запасов месторождений, утративших промышленное значение, и о переводе запасов из группы балансовых в забалансовые по организациям Министерства геологии СССР на основании материалов, представленных министерствами (управлениями) геологии союзных республик.

Протоколы Центральной комиссии не позднее 25 апреля направляются Всесоюзному геологическому фонду, Госплану СССР и соответствующим министерствам (управлениям) геологии союзных республик, которые сообщают подчиненным организациям о всех изменениях, внесенных в представленные ими отчетные материалы о выполнении плана прироста запасов.

Министерство геологии СССР на основании материалов союзных, союзно-республиканских министерств и ведомств и республиканских геологических организаций составляет сводные отчеты о выполнении плана прироста запасов нефти и газа в целом по СССР, союзным республикам, экономическим районам, областям и важнейшим месторождениям, министерствам и представляет их в установленные адреса 1 мая следующего за отчетным года.

§ 73. Всесоюзный геологический фонд на основе отчетных балансов запасов полезных ископаемых и протоколов их рассмотрения, а также протоколов утверждения годовых отчетных данных

Кому высылается _____
(наименование и адрес получателя)

Партия (экспедиция), предприятие _____

Объединение, трест, нефтегазодобывающее управление _____

Министерство (ведомство) _____

Адрес _____

Отчетный баланс запасов нефти за 197 ___ г.

№ п/п	Наименование месторождения, адрес. Горизонт. Степень промышленного освоения (эксплуатируемые, подготовленные к эксплуатации, разведываемые, законсервированные)	Качественная характеристика нефти: а) удельный вес; б) содержание серы, %	а) год открытия; б) год ввода в эксплуатацию; в) добыча с начала эксплуатации; г) добыча на дату утверждения ГКЗ СССР	Категория запасов: A, B, A+B, C_1, A+B+C_1, C_2	Запасы на 1. I 197 ___ г.		Изменение 197 ___ г.
					балансовые (числитель) / в том числе извлекаемые (знаменатель)	забалансовые	добычи
А	Б	1	2	3	4	5	6

Примечание. В графе 14 сведения об остатке запасов, утвержденных начало каждого пятилетия (на 1.I.1976 г., на 1.I.1981 г. и т. д.).

« » _____ 197 ___ г.

Приложение 1

Шифр отрасли	Шифр республики (области, края, АССР)	Шифр министерства (ведомства)	Шифр главного управления (объединения)	Шифр предприятия	Шифр

Статистическая отчетность

Форма № 6-гр

Утверждена ЦСУ СССР 6.VIII. 1971 г., № 441

Почтовая-годовая

Высылают партии (экспедиции) и предприятия, ведущие разведку и эксплуатацию месторождений нефти, 15 января своей вышестоящей организации.

Объединение (трест и нефтегазодобывающее управление, не входящее в объединение) высылает 5 февраля сводный баланс запасов нефти:

1. Территориальному геологическому управлению, а в союзных республиках, где территориальных геологических управлений не имеется, министерству (управлению) геологии союзной республики.
2. Своей вышестоящей организации.
3. Всесоюзному геологическому фонду Министерства геологии СССР.

Единица измерения запасов — тыс. тонн

ния запасов за в результате: разведки (+увеличение, —уменьшение); балансовые (числитель) / в том числе извлекаемые (знаменатель)	ния запасов за в результате: переоценки и передачи с баланса на баланс (+увеличение, —уменьшение); балансовые (числитель) / в том числе извлекаемые (знаменатель)	Запасы на 1.I 197 ___ г.: балансовые (числитель) / в том числе извлекаемые (знаменатель)	Запасы на 1.I 197 ___ г.: забалансовые	I. Параметры пласта: а) площадь нефтеносности, га; б) нефтенасыщенная мощность, м; в) нефтенасыщенность, %; г) открытая пористость, %; д) коэффициент нефтеотдачи; е) пересчетный коэффициент; ж) проницаемость, млд. II. Глубина залегания залежи, м	Запасы, утвержденные ГКЗ СССР: балансовые (числитель) / в том числе извлекаемые (знаменатель)	Запасы, утвержденные ГКЗ СССР: Дата утверждения и № протокола	Запасы, утвержденные ГКЗ СССР: Остаток запасов категории A+B+C_1 по эксплуатируемым месторождениям: балансовые (числитель) / в том числе извлекаемые (знаменатель)
7	8	9	10	11	12	13	14

ГКЗ СССР, указываются по состоянию на 1. I. 1972 г., а в дальнейшем на

Руководитель

Главный геолог

Кому высылается _____
(наименование и адрес получателя)

_____

Партия (экспедиция), предприятие _____

Объединение, трест, нефтегазодобывающее управление _____

Министерство (ведомство) _____

Адрес _____

Отчетный баланс запасов природных горючих газов

за 197____год

№ п/п	Наименование месторождения, адрес. Горизонт. Вид газа. Степень промышленного освоения (эксплуатируемые, подготовленные к эксплуатации, разведываемые, законсервированные)	Качественная характеристика газа: а) удельный вес газа по воздуху; б) низшая теплота сгорания газа в больших калориях; в) содержание сероводорода, %; г) стабильное содержание конденсата, г/м³	а) год открытия; б) год ввода в эксплуатацию; в) добыча с начала эксплуатации; г) добыча на дату утверждения ГКЗ СССР	Категория запасов A B A+B C_1 A+B+C_1 C_2	Запасы на 1.I.197__г.		Изменения запасов в ре
					балансовые	забалансовые	добычи (числитель) потерь при добыче (знаменатель)
А	Б	1	2	3	4	5	6

Примечание. В графе 15 сведения об остатке запасов, утвержденных ГКЗ СССР, указываются по состоянию на 1.I. 1972 г., а в дальнейшем на начало каждого пятилетия (на 1.I. 1976 г., на 1.I. 1981 г. и т. д.)

«____»_____197____г.

Приложение 2

Шифр отрасли	Шифр республики (области, края, АССР)	Шифр министерства (ведомства)	Шифр главного управления (объединения)	Шифр предприятия	Шифр

Статистическая отчетность

Форма № 7-гр

Утверждена ЦСУ СССР 6 августа 1971 г., № 441

Почтовая-годовая

Высылают партии (экспедиции) и предприятия, ведущие разведку и эксплуатацию месторождений природного газа, 15 января своей вышестоящей организации.

Объединение (трест и нефтегазодобывающее управление, не входящие в объединение) высылает 5 февраля сводный баланс запасов природного газа:

1. Территориальному геологическому управлению, а в союзных республиках, где территориальных геологических управлений не имеется, министерству (управлению) геологии союзной республики.
2. Своей вышестоящей организации.
3. Всесоюзному геологическому фонду Министерства геологии СССР.

Единица измерения запасов — млн. м

Балансовых за 197__г. зультате		Запасы на 1.I.197__г.		Количество эксплуатируемых скважин на 1.I.197__г. (числитель) в том числе чисто газовых скважин (знаменатель)	1. Параметры пласта для свободного газа: а) площадь газоносности, га; б) газонасыщенная мощность, м; в) открытая пористость, %; г) газонасыщенность, %; д) средневзвешенное пластовое давление на 1.I.197__г., ата; для растворенного газа среднегодовой газовый фактор, м³/т II. Глубина залегания залежи, м	Балансовые запасы, утвержденные ГКЗ СССР		
разведки (+ увеличение, — уменьшение)	переоценки и передачи с баланса на баланс (+ увеличение, — уменьшение)	балансовые	забалансовые			Всего	Дата утверждения и № протокола	Остаток запасов категорий A+B+C_1 по эксплуатируемым месторождениям
7	8	9	10	11	12	13	14	15

Руководитель

Главный геолог

о выполнении плана прироста запасов, данных по обеспеченности предприятий разведанными запасами нефти и газа, а также данных о распределении разведанных запасов по степени их промышленного освоения, полученных от Министерства геологии СССР и других министерств и ведомств, с учетом протоколов ГКЗ СССР составляет сводный баланс запасов нефти и газа СССР, который представляется Совету Министров СССР, Госплану СССР и ЦСУ СССР к 1 августа.

Балансы запасов нефти и газа издаются Всесоюзным геологическим фондом и высылаются Госпланом союзных республик, союзным и союзно-республиканским министерствам и другим заинтересованным организациям и ведомствам в порядке, устанавливаемом Министерством геологии СССР.

УТВЕРЖДЕНО:
Министр геологии СССР
А. Сидоренко
18 июня 1968 г.

УТВЕРЖДЕНО:
Министр
нефтедобывающей
промышленности СССР
В. Шашин
27 августа 1968 г.

УТВЕРЖДЕНО:
Министр газовой
промышленности
А. Кортунов
3 июля 1968 г.

КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИН, БУРИМЫХ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)

1. Классификация скважин устанавливает единые категории и группы скважин, сооружаемых с целью региональных исследований, выявления и подготовки к разведке структур, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений или залежей.

2. Все скважины, бурящиеся с целью региональных исследований, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений или залежей, независимо от источников финансирования подразделяются на следующие категории и группы:

Категории	Группы
Опорные	Первая, вторая
Параметрические	
Структурные	
Поисковые	
Разведочные	
Эксплуатационные	Оценочные, эксплуатационные, нагнетательные, наблюдательные;
Специальные	для сброса промысловых вод, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, целей подземного хранения газа, на техническую воду

Опорные скважины бурятся для изучения геологического строения и гидрогеологических условий крупных геоструктурных элементов (регионов), определения общих закономерностей распро-

странения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

Бурение опорных скважин является составной частью комплекса региональных геолого-геофизических исследований на нефть и газ.

В зависимости от геологической изученности региона и сложности решаемых задач опорные скважины подразделяются на две группы: первая и вторая.

Первая группа — скважины, закладываемые в районах, не исследованных бурением, с целью всестороннего изучения разреза осадочного чехла и установления возраста и вещественного состава фундамента (в тех случаях, когда последний может быть вскрыт данной скважиной).

При бурении этих скважин осуществляется комплекс геолого-геофизических и лабораторных исследований, предусмотренный «Инструкцией по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения».

Вторая группа — скважины, закладываемые в относительно изученных районах для всестороннего изучения нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для освещения отдельных принципиальных вопросов, с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности района и повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ.

Комплекс исследований этой группы скважин определяется проектом. Для неизученной части разреза комплекс исследований устанавливается в соответствии с указанной выше «Инструкцией по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения».

Как правило, опорные скважины закладываются в благоприятных структурных условиях. Бурение их осуществляется до фундамента, а в областях глубокого его залегания — до технически возможных глубин. Опорные скважины могут буриться как за счет капитальных вложений на поисково-разведочное бурение, так и операционных средств Государственного бюджета.

Результаты бурения и научной обработки материалов опорных скважин используются для выяснения общих закономерностей геологического строения региона и оценки перспектив его нефтегазоносности, а также для подсчета прогнозных запасов нефти и газа.

Параметрические скважины бурятся для изучения глубинного геологического строения и сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности возможных зон нефтегазонакопления, выявления наиболее перспективных районов для детальных геологопоисковых работ, а также для получения необходимых сведений о геолого-геофизической характеристике разреза отложений с целью уточнения результатов сейсмических и других геофизических исследований.

Скважины этой категории следует закладывать в пределах локальных структур или профилями для регионального изучения тектонических зон.

При бурении параметрических скважин производятся следующие исследования:

отбор керна в размерах, обеспечивающих установление и уточнение границ стратиграфических подразделений и составление характеристики комплексов отложений, слагающих разрез до горизонтов включительно, но не менее 20% от глубины скважины. В интервалах возможного вскрытия нефтегазоносных горизонтов производится:

сплошной отбор керна;

отбор шлама через 2—5 м проходки;

отбор образцов пород боковыми грунтоносами;

отбор проб нефти, газа и воды;

опробование пластов в процессе бурения опробователем на каротажном кабеле или пластоиспытателем;

испытание нефтегазоносных горизонтов, выделенных по данным всех видов геолого-геофизических исследований.

Параметрические скважины бурятся за счет капитальных вложений на глубокое бурение или операционных средств государственного бюджета.

В результате бурения параметрических скважин с учетом других видов региональных исследований производится:

уточнение стратиграфического разреза и глубинного строения района;

выявление физических параметров для интерпретации геофизических данных;

установление наличия нефтегазоносных свит и горизонтов, выявление зон и структур, благоприятных для скопления нефти и газа;

оценка перспектив нефтегазоносности района, уточнение прогнозных запасов.

Структурные скважины бурятся для выявления и подготовки к поисково-разведочному бурению перспективных площадей (антиклинальные складки, зоны экранирования, выклинивания и т. д.).

Структурные скважины могут закладываться:

— для подтверждения и подготовки площадей (структур) к поисково-разведочному бурению, где решение этих задач геофизическими методами затруднительно и экономически нецелесообразно;

— в сложных геологических условиях — в комплексе с геофизическими методами для уточнения деталей строения площади, прослеживания нарушений, перерывов в осадконакоплении и др.;

— в комплексе с геофизическими методами для установления возраста разреза, а также получения данных о его физических параметрах, проверки положения опорных горизонтов, выделенных по данным геофизических исследований.

Скважины этой категории, как правило, бурятся до маркирующих горизонтов, по которым производится построение структурных карт.

Бурение структурных скважин осуществляется за счет операционных средств государственного бюджета.

Поисковые скважины бурятся на площадях, подготовленных геологопоисковыми работами (геологической съемкой, структурным бурением, геофизическими и геохимическими исследованиями или комплексом этих методов) с целью открытия новых месторождений нефти и газа.

Поисковые скважины закладываются также и на ранее открытых месторождениях для поисков новых залежей нефти и газа. В результате бурения поисковых скважин могут быть приращены запасы категорий C_2 и C_1.

К поисковым относятся все скважины, заложенные на новой площади, до получения первого промышленного притока нефти или газа из данного горизонта, а также первые скважины, заложенные на те же горизонты в обособленных тектонических блоках, или скважины, заложенные на новые горизонты в пределах месторождения — также до получения первых промышленных притоков нефти или газа.

В поисковых скважинах производятся следующие исследования с целью детального изучения разреза отложений и его нефтегазоносности:

отбор керна поинтервальный по всему разрезу, не изученному бурением, сплошной отбор керна в интервалах предполагаемого залегания нефтегазоносных горизонтов, а также на границах стратиграфических подразделений;

отбор шлама через 2—5 м;

отбор проб нефти, газа и воды;

опробование в процессе бурения перспективных на нефть и газ отложений опробователем пластов на каротажном кабеле или пластоиспытателем;

испытание нефтегазоносных, а также водоносных (в законтурной части залежи) горизонтов, выделенных по данным всех видов геолого-геофизических исследований.

Поисковые скважины бурятся за счет капитальных вложений.

Разведочные скважины бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки запасов нефти и газа промышленных категорий в необходимом соотношении и сбора исходных данных для составления проекта (схемы) разработки залежи.

При бурении разведочных скважин производятся следующие исследования:

отбор керна в интервалах залегания продуктивных пластов в количестве, обеспечивающем достаточное освещение коллекторских свойств;

отбор поверхностных и глубинных проб нефти и газа и проб воды;

опробование в процессе бурения пластов опробователем на каротажном кабеле и пластоиспытателем;

испытание нефтегазоносных, а также водоносных (в законтурной части залежи) горизонтов и пробная эксплуатация продуктивных скважин.

Разведочные скважины бурятся за счет капитальных вложений на глубокое бурение.

Эксплуатационные скважины бурятся для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа. В эту категорию входят оценочные, эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины, которые бурят за счет капитальных вложений на эксплуатационное бурение.

Оценочные скважины бурят на разрабатываемую или подготавливаемую к опытной эксплуатации залежь нефти с целью уточнения параметров и режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, а также оценки выработки отдельных участков залежи для дополнительного обоснования рациональной разработки и эксплуатации залежи.

Эксплуатационные скважины бурятся для извлечения нефти и газа из залежи.

Нагнетательные скважины бурятся для проведения воздействия на эксплуатируемый пласт с помощью закачки воды, газа или воздуха и других агентов.

Наблюдательные скважины бурятся для осуществления систематического наблюдения за изменением давления, положения водо-нефтяного, газо-водяного и газо-нефтяного контактов в процессе эксплуатации пласта.

При бурении эксплуатационных скважин осуществляется необходимый отбор керна по продуктивным пластам и комплекс геолого-геофизических исследований, устанавливаемый в проектах с учетом конкретных задач той или иной группы скважин и степени геологической изученности месторождения.

По результатам эксплуатационного бурения производится также перевод запасов нефти и газа из категории C_1 в категории А + В.

Специальные скважины бурят для:

сброса промысловых вод;

ликвидации открытых фонтанов нефти и газа;

подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа;

разведки и добычи технических вод.

Скважины для сброса промысловых вод бурят за счет капитальных вложений на эксплуатационное бурение на разрабатываемых месторождениях с вскрытием поглощающих и непродуктивных горизонтов.

Скважины для ликвидации открытых фонтанов нефти и газа бурят до передачи залежи в разработку за счет капитальных вложений на глубокое разведочное бурение, а после начала разработки — за счет капитальных вложений на эксплуатационное бурение.

Скважины для подземного хранения газа могут буриться за счет операционных средств Государственного бюджета (при поисках и подготовке структур) и капитальных вложений на глубокое бурение (при установлении пригодности структур для хранения газа).

Бурение скважин на техническую воду для водоснабжения разведочных, поисковых, опорных и других скважин финансируется за счет средств, выделяемых на глубокое разведочное или опорное бурение.

Скважины, из которых вода добывается для поддержания пластового давления, бурят за счет капитальных вложений на эксплуатационное бурение. При бурение и по окончании бурения скважин этой категории проводятся необходимые промыслово-геофизические исследования, предусмотренные в индивидуальных и групповых проектах.

3. Промыслово-геофизические исследования скважин различных категорий и групп проводятся в соответствии с «Инструкцией по проведению промыслово-геофизических исследований скважин», утвержденной в 1963 г. Министром геологии и охраны недр СССР, а также комплексом промыслово-геофизических исследований, проводимых в скважинах, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей), утвержденных соответствующим министерством или ведомством.

Объем и вид этих исследований уточняются в соответствии с геологическими условиями и задачами, поставленными перед бурением. При этом учитываются геолого-геофизическая характеристика разреза отложений (литологический состав пород, характер чередования слоев, карбонатность, минерализация пластовых вод, электрическая характеристика разреза и бурового раствора в скважине и др.), степень его изученности и условия промыслово-геофизических исследований.

Новые методы промыслово-геофизических исследований, в том числе индукционный, акустический, гамма-гамма-каротаж и другие применяются по мере их внедрения.

4. Проектирование, заложение, исследование, сбор и обработка материалов и составление отчетов по скважинам всех категорий осуществляются в соответствии с действующими положениями, инструкциями, правилами, методическими указаниями и другими документами, утверждаемыми соответствующими министерствами и ведомствами.

УТВЕРЖДЕНО
постановлением Совета
Министров СССР
от 22 января 1958 г.
№ 91

ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ НАЧАЛА И ПРЕКРАЩЕНИЯ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ ИЛИ ГАЗ НА НОВЫХ ПЛОЩАДЯХ И ВВОДА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРОМЫШЛЕННУЮ РАЗРАБОТКУ

I. О ПОРЯДКЕ НАЧАЛА ГЛУБОКОГО РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ ИЛИ ГАЗ НА НОВЫХ ПЛОЩАДЯХ

1. Для начала глубокого разведочного бурения на нефть или газ на новых площадях должен быть проведен необходимый комплекс геологопоисковых (геологических и геофизических) работ и должны быть определены благоприятные условия возможного скопления залежей нефти или газа и составлены геологические (структурные) карты и отчеты.

2. В районах, где проведение комплекса геологопоисковых работ не позволяет получить необходимые геологические данные для проектирования глубоких разведочных скважин, допускается в первой стадии работ бурение глубоких поисково-структурных скважин.

3. Глубокое разведочное бурение на новых площадях, а также бурение глубоких поисково-структурных и опорных скважин производится на основе проекта разведочных работ на нефть или газ, предусматривающего геологическое и технико-экономическое обоснование указанного бурения.

4. Проекты работ по глубокому разведочному бурению на нефть или газ, а также проекты работ по бурению глубоких структурно-поисковых и опорных скважин утверждаются в зависимости от подчиненности предприятий и организаций, выполняющих эти работы, совнархозом, главным управлением (управлением) геологии и охраны недр при Совете Министров союзной республики, соответствующим министерством союзной республики или Союза ССР.

5. Начало глубокого разведочного бурения на нефть или газ на новых площадях производится по приказам (распоряжениям, постановлениям) органов, указанных в пункте 4, в зависимости от подчиненности предприятий и организаций, выполняющих эти работы.

II. О ПОРЯДКЕ ПРЕКРАЩЕНИЯ ГЛУБОКОГО РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ ИЛИ ГАЗ НА НОВЫХ ПЛОЩАДЯХ

6. Прекращение глубокого разведочного бурения на нефть или газ на новых площадях производится после установления отсутствия промышленных залежей нефти или газа на разведуемой площади или

когда установлено, что разработка выявленных залежей нефти или газа на указанных площадях экономически нецелесообразна.

7. Временное прекращение (консервация) глубокого разведочного бурения на нефть или газ на новых площадях допускается в случаях:

а) если бурение скважин не может быть осуществлено при современной технике буровых работ или носит затяжной характер, влекущий за собой большие неоправдываемые затраты;

б) если возникла необходимость направить оборудование и кадры на более перспективные объекты разведки или построить дополнительно объекты и технически оснастить их на разведуемой площади.

8. Прекращение глубокого разведочного бурения на нефть или газ на новых площадях производится по приказам (распоряжениям, постановлениям органов, указанных в пункте 4) в зависимости от подчиненности предприятий и организаций, выполняющих эти работы.

III. О ПОРЯДКЕ ВВОДА НЕФТЯНЫХ ИЛИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРОМЫШЛЕННУЮ РАЗРАБОТКУ

9. Ввод нового нефтяного или газового месторождения (залежи) в промышленную разработку допускается, если:

а) новое нефтяное или газовое месторождение (залежь) в достаточной степени разведано: на нефтяном месторождении установлено положение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности и газонефтяного контакта, а на газовом месторождении установлено отсутствие в газоносных пластах таких залежей нефти, которые по запасам и экономическому значению требовали бы предварительной разработки нефтяной части и временной консервации газовой части залежи; проведена опытная эксплуатация разведочных скважин по плану и в сроки, согласованные предприятием с управлением соответствующего округа Госгортехнадзора СССР;

б) составлен отчет о результатах разведочного бурения;

в) утверждены запасы нефти или газа в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР;

г) составлен и утвержден проект разработки месторождения (залежи).

По крупным или сложным месторождениям допускается составление технологических схем, являющихся первым этапом проектирования.

Газовые месторождения (расположенные в районе эксплуатируемых месторождений), газ от которых может быть подан по существующим газопроводам, вводятся в разработку на основе временной технологической схемы на срок до двух лет с последующим определением запасов по снижению пластового давления, составлением проекта разработки и генеральной схемы обустройства;

д) оформлены горный и земельный отводы.

10. Ввод в разработку на новом месторождении одного из горизонтов до выяснения промышленного значения других горизонтов допускается в случае экономической целесообразности, устанавливаемой проектом разработки месторождения.

11. Организация добычи нефти или газа на новом месторождении (залежи) должна осуществляться по генеральной схеме строительства нефтяного или газового промысла, составляемой на основе утвержденного проекта разработки (технологической схемы) данного месторождения (залежи). В генеральной схеме строительства нефтяного промысла должен быть решен вопрос о методах использования добываемого газа и на основе этих решений составлен технический проект сбора и утилизации попутного газа.

12. Составление проекта разработки нефтяного или газового месторождения должно осуществляться на основе всесторонних комплексных исследований месторождения и научно обоснованных расчетов с учетом природных условий данного месторождения и данного пласта и в особенности режима нефтяного пласта; в целях повышения отдачи нефти из недр, продления фонтанного периода эксплуатации и повышения эффективности капиталовложений в необходимых случаях должно предусматриваться применением методов поддержания пластового давления. Выбор системы разработки должен быть обоснован также технико-экономическими расчетами. Технологические схемы разработки могут составляться и утверждаться как для месторождения (залежи) в целом, так и для его отдельных частей по рекомендациям проектирующих организаций.

13. Проекты разработки крупных и сложных месторождений нефти или газа должны составляться специализированными научно-исследовательскими организациями.

14. Проекты (технологические схемы) разработки нефтяных и газовых месторождений (залежи) с промышленными запасами (категории А+В) нефти до 25 млн. т и газа до 25 млрд. м³ утверждаются совнархозами или соответствующими министерствами союзной республики.

Проекты разработки нефтяных и газовых месторождений (залежей) с промышленными запасами (категории А + В) нефти от 26 до 50 млн. т и газа от 26 до 50 млрд. м³ утверждаются Советами Министров союзных республик.

Проекты разработки наиболее крупных нефтяных и газовых месторождений (залежей) с промышленными запасами (категории А + + В) нефти свыше 50 млн. т и запасами газа свыше 50 млрд. м³ по представлению советов министров союзных республик утверждаются Советом Министров СССР после получения заключения Госплана СССР.

15. Ввод в промышленную разработку нового нефтяного или газового месторождения осуществляется по решению Совета Министров союзной республики, а ввод в разработку новых нефтяных или газовых залежей на разрабатываемых месторождениях — по решению совнархоза при наличии положительных заключений органов Госгортехнадзора СССР.

УТВЕРЖДЕНО:
Заместитель Председателя
Государственного комитета
Совета Министров СССР
по топливной промышленности
С. Оруджев
27 марта 1962 г.

УТВЕРЖДЕНО:
Заместитель Министра
геологии и охраны недр СССР
Б. Ерофеев
20 марта 1962 г.

ПОЛОЖЕНИЕ О ПЕРЕВОДЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ДРУГИЕ ГОРИЗОНТЫ

1. Перевод скважин на другие нефтеносные или газоносные горизонты (объекты) допускается:

а) при истощении в данной скважине эксплуатируемого горизонта;

б) при прекращении эксплуатации скважины, как дегазирующей нефтеносный горизонт;

в) при обводнении в данной скважине эксплуатируемого горизонта контурной водой;

г) по техническим причинам.

2. Перевод скважин на другие горизонты производится при условии:

а) безуспешности проведения мероприятий для предотвращения или ликвидации причин, указанных в пункте 1;

б) отсутствия потребности или возможности в использовании скважин в качестве нагнетательных, наблюдательных, контрольных или других на данный горизонт;

в) соблюдения проектов разработки залежей.

Предел рентабельности эксплуатации малодебитных нефтяных скважин определяется таким уровнем себестоимости добычи нефти, который позволит при действующих оптовых ценах в промышленности на нефть и нефтепродукты полностью возместить издержки производства. Этот предел определяется с учетом издержек по добыче, транспортировке и переработке нефти, а также качества нефти и оптовых цен промышленности на нефтепродукты.

Для определения пределов рентабельности эксплуатации малодебитных нефтяных скважин могут быть приняты «Рекомендации по рентабельности эксплуатации малодебитных нефтяных скважин», разработанные б. ЦНИИТЭнефть, в которых установлен примерный предел рентабельности добычи 1 т нефти в стоимостном выражении.

Ориентировочно предельным суточным дебитом нефти, не поддающимся увеличению современными методами, считать:

Глубина скважины, м	Дебит нефти, кг
До 500	50
До 800	100
До 1200	200
До 2000	300
Свыше 2000	500

4. Истощением газоносного горизонта в данной скважине следует считать снижение давления на ее устье до 1 кгс/см^2.

5. К дегазирующим залежь скважинам, по которым допускается перевод на другие горизонты, относятся скважины, имеющие газовый фактор выше установленной для данной залежи нормы при оптимальном режиме эксплуатации.

6. К обводненным скважинам, в которых допускается перевод на другие горизонты, относятся:

а) нефтяные скважины, содержащие контурную воду (при разработке с поддержанием пластового давления) в количестве, при котором эксплуатация их становится нерентабельной;

б) газовые скважины, в которых наличие воды делает эксплуатацию их нерентабельной.

Предел рентабельности эксплуатации обводненных нефтяных и газовых скважин устанавливается отдельно по каждому месторождению и скважине в зависимости от геологических и технико-экономических условий.

7. Перевод скважин по техническим причинам как преждевременный и вынужденный допускается:

а) при полной безрезультатности изоляционных работ в скважинах с целью прекращения притока вод, чуждых для данного эксплуатационного горизонта;

б) при наличии слома обсадных колонн, препятствующего продолжению эксплуатации, и технической невозможности исправления скважин;

в) при технической невозможности и безрезультатности ликвидации сложных аварий в скважинах (слом и прихват насосно-компрессорных труб и т. п.).

8. Материалы по обоснованию необходимости перевода каждой скважины на другие горизонты по причинам, указанным в пункте 1 настоящего Положения, рассматриваются комиссией управления нефтяной и газовой промышленности (объединения, комбината) под председательством главного геолога этого управления (объединения, комбината).

9. Перевод на другие горизонты по скважинам, указанным в подпунктах а, б и в пункта 1 настоящего положения, производится после согласования с соответствующими контролирующими органами по охране недр и утверждения начальником управления (объединения, комбината).

Примечание. Ввиду большого числа скважин, переводимых на другие горизонты вследствие многопластовости месторождений, по Азербайджанской ССР установлен следующий порядок оформления перевода скважин на другие горизонты:

1) материалы по обоснованию необходимости перевода каждой скважины на другой горизонт рассматриваются постоянно действующей комиссией нефтепромыслового управления (треста) под председательством главного геолога НПУ (треста);

2) перевод скважин на другие горизонты производится после согласования с соответствующими контролирующими органами по охране недр и утверждения начальником НПУ (управляющим трестом).

10. Перевод на другие горизонты по скважинам, указанным в подпункте г пункта 1 настоящего положения, разрешается после согласования с контролирующими органами по охране недр и утверждения этого перевода руководством совнархоза.

УТВЕРЖДЕНО:
Министр нефтяной
промышленности
Н. Байбаков
2 сентября 1952 г.

УТВЕРЖДЕНО:
Начальник Главного управления
Государственного горного надзора
при Совете Министров СССР
К. Карташев
6 сентября 1952 г.

ИНСТРУКЦИЯ О ПОРЯДКЕ ПРОИЗВОДСТВА ПРИОБЩЕНИЯ НОВЫХ ГОРИЗОНТОВ ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ НЕФТЕНОСНЫХ ИЛИ ГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ОДНОЙ СКВАЖИНЕ

Настоящая инструкция составлена в целях наведения порядка при производстве приобщения новых горизонтов для совместной эксплуатации нескольких нефтеносных или газоносных горизонтов в одной скважине.

1. Приобщение нового нефтяного или газового горизонта к эксплуатирующемуся допускается, если характеристики эксплуатируемого и приобщаемого горизонтов примерно одинаковые, при условии:

а) однородности литологического состава и примерно одинаковой величины проницаемости обоих горизонтов;

б) близких положений контуров водоносности;

в) одинаковой насыщенности нефти газом;

г) однотипности нефти или газа по сорту;

д) близких значений пластового давления, приведенных к одной отметке;

е) отсутствия пробкообразования.

Примечание. К нефтеносным или газоносным горизонтам, указываемым в настоящей инструкции, относятся нефтяные или газовые пласты (а также совокупность их), подвергаемые самостоятельной разработке в соответствии с утвержденной системой разработки и получившие отражение в отчетности по форме Н-57.

Приобщение отдельных пропластков (пик) к уже эксплуатирующимся в пределах одного и того же горизонта настоящей инструкцией не рассматривается и вопрос решается непосредственно руководством треста.

2. Приобщение нового нефтяного или газового горизонта к эксплуатирующемуся может быть утверждено при условии представления следующих доказательств:

а) эксплуатируемая скважина является безводной; малодебитной и эксплуатируется при оптимальном режиме;

б) приобщаемый горизонт в месте расположения данной скважины не обводнен;

в) имеются неоспоримые данные о том, что приобщаемый горизонт является малодебитным и статический уровень его не ниже нормального динамического уровня эксплуатируемого горизонта, а для газовых горизонтов пластовое давление приобщаемого горизонта не ниже нормального забойного давления эксплуатируемого горизонта;

г) после приобщения нового горизонта может быть обеспечен отбор нефти в таком размере, чтобы положение динамического уровня осталось не выше той глубины, которая была при эксплуатации до приобщения нового горизонта, а для газовых горизонтов забойное давление после приобщения должно быть не выше, чем было до приобщения;

д) цемент при тампонаже поднят выше приобщаемого объекта.

3. Указанные доказательства излагаются промыслом в специальной объяснительной записке, к которой прилагаются следующие документы:

а) акт обследования чистоты фильтровой части скважины и замера статического уровня или пластового давления;

б) акт о замерах суточных дебитов скважин за последние три месяца и о состоянии эксплуатации (глубина погружения глубинного насоса, режим эксплуатации, динамический уровень, забойное давление) за тот же срок;

в) справка о проведенных за последние три месяца мероприятиях по повышению дебита скважины и их результатах.

Перечисленные документы подписываются заведующим (директором), главным (старшим) инженером и главным (старшим) геологом промысла и представляются в трест.

4. Приобщение нового нефтяного или газового горизонта к эксплуатирующемуся производится после:

а) рассмотрения материалов главным геологом и главным инженером объединения или треста, непосредственно подчиненного Министерству нефтяной промышленности;

б) согласования приобщения с соответствующим территориальным управлением горного округа;

в) утверждения приобщения начальником объединения или управляющим трестом, непосредственно подчиненного Министерству нефтяной промышленности.

5. Так как одним из основных условий совместной эксплуатации нескольких нефтеносных или газоносных горизонтов в одной скважине является поддержание определенного положения динамиче-

ского уровня или забойного давления, применение периодического способа эксплуатации совместных горизонтов не разрешается.

6. При появлении воды в скважине, в которой было произведено приобщение нового горизонта, вопрос о возможности продолжения совместной эксплуатации должен быть согласован с соответствующим территориальным управлением горного округа, причем дальнейшая эксплуатация без изоляции пропластка, по которому подошла контурная вода, может быть допущена в том случае, когда будет обеспечено положение динамического уровня в скважине ниже безводного горизонта.

7. В случае длительной остановки (консервации) скважины, эксплуатирующей совместно два или более горизонтов с различными статическими уровнями или пластовыми давлениями должны быть приняты меры к разобщению этих горизонтов друг от друга.

УТВЕРЖДЕНО:
постановлением
Совета Министров СССР
от 27 мая 1967 г.
№ 479
Дополнения и изменения
внесены постановлением
Совета Министров СССР
от 27 мая 1971 г.
№ 313

ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ ВРЕМЕННОЙ КОНСЕРВАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Временно консервируются вновь сооруженные нефтяные и газовые скважины (включая скважины на подземных хранилищах газа) в случае невозможности ввода скважин в эксплуатацию в течение одного месяца после окончания испытания или опробования их, а также действующие скважины при необходимости прекращения эксплуатации этих скважин.

1. Могут быть временно законсервированы:

а) разведочные скважины, законченные опробованием и давшие промышленный приток нефти или газа, и разведочные скважины, при бурении которых были выявлены пласты и другие естественные подземные резервуары, благоприятные для хранения газа:

на разведуемых месторождениях (площадях) — до организации на них нефте- и газодобывающих промыслов или сооружения станций подземного хранения газа;

на новых участках разрабатываемых месторождений (площадей) — до ввода в разработку этих участков.

Указанные скважины переводятся с баланса капитального строительства на баланс основной деятельности;

б) разведочные скважины, оказавшиеся за контуром нефтеносности или газоносности, которые могут быть использованы при промышленной разработке месторождения в качестве наблюдательных, нагнетательных, контрольных или гидрогеологических скважин;

в) газовые скважины, законченные сооружением и оборудованные для присоединения их к магистральным газопроводам, до ввода этих газопроводов в действие или до готовности потребителей к приему газа;

нефтяные скважины, пробуренные в соответствии с утвержденным проектом (технологической схемой) разработки месторождений, до ввода в действие (в случае отсутствия других транспортных возможностей) строящихся магистральных нефтепроводов, предназначенных для транспортирования нефти с этих скважин или до готовности потребителей к приему нефти;

г) нефтяные скважины, эксплуатация которых прекращена во избежание дегазации или обводнения нефтяного месторождения, газовые скважины, эксплуатация которых прекращена во избежание обводнения газового месторождения, а также газовые скважины, прекращение эксплуатации которых необходимо для обеспечения разработки нефтяных оторочек;

д) скважины, дающие низкокачественную нефть или газ в связи с ограничением потребления нефти или газа этих скважин;

е) нефтяные и газовые скважины (включая скважины на подземных хранилищах газа), эксплуатация которых прекращена по требованию компетентных организаций в целях противопожарной и санитарной охраны, а также вследствие того, что эти скважины оказались в пределах городской (поселковой) черты соответствующих населенных пунктов;

ж) газовые скважины, используемые для добычи газа из чисто газовых залежей, при наличии возможности обеспечения потребителей попутным газом, добываемым на близлежащих нефтяных месторождениях;

з) газовые скважины с давлением на устье ниже, чем в магистральном газопроводе, до подключения этих скважин к газовым сетям, подающим местным потребителям газ с низким давлением, или до строительства компрессорной станции для этих скважин;

и) нефтяные скважины, полностью обводненные в процессе их эксплуатации или подлежащие остановке вследствие обводнения согласно проекту разработки месторождения, если они могут быть использованы при дальнейшей разработке нефтяного месторождения в качестве нагнетательных скважин или для форсированного отбора жидкости из месторождения;

к) обводненные и малодебитные нефтяные скважины, эксплуатация которых в настоящее время нерентабельна, если временная консервация их не нарушает процесса разработки месторождения;

л) нефтяные и газовые скважины, эксплуатация которых прекращена в связи с проведением экспериментальных работ по разработке месторождения.

2. Временная консервация нефтяных и газовых скважин оформляется актами, которые подписываются (по принадлежности) начальником (управляющим) и главным геологом нефтепромыслового управления (укрупненного нефтепромысла), газопромыслового управления или треста.

3. Акты о консервации нефтяных и газовых скважин на срок до двух лет, а также о последующем оформлении продления срока консервации скважин через каждые два года утверждаются по предприятиям и организациям союзного подчинения — в порядке, устанавливаемом Министерством нефтяной промышленности, Министерством газовой промышленности и Министерством геологии СССР, а по предприятиям и организациям союзно-республиканских министерств (ведомств) союзных республик — в порядке, устанавливаемом соответствующим министерством (ведомством) союзной республики.

При этом консервация нефтяных и газовых скважин на срок свыше трех месяцев, а также продление консервации, когда общий срок консервации при этом составит более двух лет, производится при наличии положительного заключения территориального органа по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору.

4. Устья законсервированных нефтяных и газовых скважин должны быть герметизированы. Ответственность за надлежащее содержание законсервированных скважин несут руководители предприятий и организаций, на балансе которых находятся эти скважины.

5. Прекращение консервации нефтяных и газовых скважин производится по предприятиям и организациям союзного подчинения в порядке, устанавливаемом Министерством нефтяной промышленности, Министерством газовой промышленности и Министерством геологии СССР, а по предприятиям и организациям союзно-республиканских министерств (ведомств) союзных республик — в порядке, устанавливаемом соответствующим министерством (ведомством) союзной республики.

Решение о прекращении консервации скважин, законсервированных на срок свыше трех месяцев, согласовывается с соответствующим территориальным органом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору.

6. Расходы, связанные с временной консервацией нефтяных и газовых скважин, относятся на себестоимость добычи нефти и газа или стоимость строительства подземных хранилищ газа.

7. Фонд нефтяных и газовых скважин, находящихся во временной консервации, пересматривается в I квартале каждого года объединениями и комбинатами нефтедобывающей промышленности, станциями подземного хранения газа и территориальными геологическими управлениями совместно с территориальными органами по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору в целях выяснения возможности ввода в эксплуатацию законсервированных скважин.

8. Амортизационные отчисления по нефтяным и газовым скважинам, перечисленным в подпунктах а, б и в пункта 1 настоящего Положения, не производятся в течение всего времени консервации, до ввода этих скважин в эксплуатацию.

Амортизационные отчисления по временно законсервированным эксплуатационным нефтяным и газовым скважинам, перечисленным в подпунктах г, д, е, ж, з, и, к, л пункта 1 настоящего Положения, производятся в течение всего периода их консервации.

УТВЕРЖДЕНО:
Первый заместитель Министра нефтедобывающей промышленности
С. Оруджев

УТВЕРЖДЕНО:
Первый заместитель Министра геологии СССР
М. Евсеенко

УТВЕРЖДЕНО:
Первый заместитель Министра газовой промышленности
М. Сидоренко

СОГЛАСОВАНО:
Заместитель Министра финансов СССР
И. Гужков

СОГЛАСОВАНО:
Заместитель Председателя Правления Стройбанка СССР
А. Возяков

9 октября 1968 г.
№ 49/П

ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ ВРЕМЕННОЙ КОНСЕРВАЦИИ НАХОДЯЩИХСЯ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1. Нефтяные и газовые скважины, находящиеся в строительстве, могут быть временно законсервированы на срок не более одного года при необходимости приостановления работ по их сооружению в случаях:

а) невозможности подъезда к буровой из-за паводка, оползней и обвалов проезжей части дорог, если на восстановление дорог требуется более пяти суток;

б) нарушения устья скважин и фундаментов в результате стихийных бедствий (оползни, размывы и др.), требующего длительного времени на их восстановление (более пяти суток);

в) возникновения пожара, грифонообразования и открытого фонтанирования на других скважинах разбуриваемой площади, если создается опасность ведения буровых работ на данной скважине;

г) невозможности дальнейшего углубления скважины при установленном оборудовании, когда углубление связано с необходимостью изменения первоначально утвержденного технического проекта.

2. Временная консервация нефтяных и газовых скважин оформляется актом (по прилагаемой форме), который подписывается руководителем организации — титулодержателя. По скважинам, соору-

жаемым подрядным способом, акты на временную консервацию подписываются руководителями организаций — заказчика и подрядчика.

3. Акты о временной консервации нефтяных и газовых скважин утверждаются:

на срок до одного месяца — геологоразведочными трестами, территориальными геологическими управлениями, управлениями геологии советов министров союзных республик и управлениями геологии при советах министров союзных республик.

на срок до трех месяцев — объединениями, Главтюменнефтегазом, Ухтинским комбинатом, трестом «Союзбургаз», производственным управлением «Укргазпром» Министерства газовой промышленности, Управлением нефтедобывающей промышленности при Совете Министров Украинской ССР, Министерством нефтедобывающей промышленности Азербайджанской ССР, Министерством геологии РСФСР, Министерством геологии Украинской ССР, Министерством геологии Узбекской ССР, Министерством геологии Казахской ССР, управлениями геологии советов министров союзных республик и управлениями геологии при советах министров союзных республик;

на срок свыше трех месяцев — Министерством нефтедобывающей промышленности СССР, Министерством газовой промышленности СССР, Министерством геологии СССР.

Консервация скважин на срок свыше трех месяцев производится при наличии положительного заключения территориальных органов по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору.

4. По оборудованию, находящемуся на временно законсервированных скважинах, производятся амортизационные отчисления только на полное восстановление его первоначальной стоимости. Амортизационные отчисления на капитальный ремонт по этому оборудованию прекращаются с момента утверждения в установленном порядке акта о временной консервации скважин.

5. Прекращение консервации (реконсервация) скважин производится по решению организации, утвердившей акт на консервацию. Решение о прекращении консервации скважин (если срок консервации превышает три месяца) согласовывается с соответствующими территориальными органами по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору.

6. Акт на консервацию (решение о реконсервации) скважины служит основанием для разработки подрядчиком и титулодержателем планов работ по консервации и реконсервации, на основании которых составляются сметно-финансовые расчеты на затраты, связанные с временным прекращением работ и выводом скважины из консервации.

7. Расходы, связанные с временной консервацией скважин (включая расходы по реконсервации), возмещаются за счет капитальных вложений на бурение при наличии надлежащим образом

Приложение

УТВЕРЖДЕНО:

(должность и подпись лица, утвердившего акт)

« » _____ 19____

Министерство _____

Объединение (геологическое управление) _____

Трест, НПУ, контора (цех) бурения, разведка, экспедиция _____

Площадь _____

АКТ

о консервации скважины №_____, находящейся в процессе строительства

1. Состояние скважины _____

2. Стоимость _____

3. Назначение, горизонт _____

4. Проектная глубина _____

5. Фактическая глубина _____

6. Конструкция _____

7. Строительство начато _____ прекращено _____

8. Стратиграфия (разрез скважины) _____

_____

_____

_____

9. Техническое состояние _____

10. Причины временной консервации _____

11. _____

_____

_____

12. _____

_____

13. Предложения _____

14. Рекомендации по демонтажу оборудования _____

Акт составлен _____ 19____ г.

_____

Подпись руководителя организации титулодержателя (заказчика и подрядчика)

оформленных актов на консервацию (решений о реконсервации) и сметно-финансовых расчетов.

8. Во избежание осложнений и аварий нефтяные и газовые скважины, находящиеся в консервации, должны быть надлежащим образом оборудованы и предприятиями должны быть приняты необходимые меры по обеспечению нормального состояния ствола в соответствии с утвержденной инструкцией.

9. Ответственность за состояние законсервированных скважин несут предприятия, на балансе которых находятся эти скважины.

УТВЕРЖДЕНО:
Государственным комитетом
по надзору
за безопасным ведением работ
в промышленности
и горному надзору
при Совете Министров СССР
12 декабря 1969 г.

СОГЛАСОВАНО:
Министерством
нефтедобывающей
промышленности
3 декабря 1969 г.
Министерством геологии СССР
21 октября 1969 г.
Государственным комитетом
Совета Министров СССР
по делам строительства
28 октября 1969 г.

Министерством
газовой промышленности
28 октября 1969 г.
Министерством финансов СССР
12 декабря 1969 г.
Правлением
Всесоюзного банка
финансирования капитальных
вложений
21 октября 1969 г.

ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ ЛИКВИДАЦИИ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ДРУГИХ СКВАЖИН И СПИСАНИЯ ЗАТРАТ НА ИХ СООРУЖЕНИЕ

ПОРЯДОК ОТНЕСЕНИЯ К КАТЕГОРИЯМ СКВАЖИН, ПОДЛЕЖАЩИХ ЛИКВИДАЦИИ

1. Все скважины, пробуренные на территории СССР или на континентальном шельфе СССР с целью разведки или разработки месторождений нефти и газа, йодо-бромных, минеральных и геотермальных вод, разведки структур для подземного хранения нефти, газа и газонефтехранилищ сжиженного газа и нефтепродуктов, а также скважины, пробуренные для глушения газонефтяных фонтанов, специального назначения и других целей, делятся при ликвидации и списании затрат на их сооружение на пять категорий.

К I категории относятся поисковые и разведочные скважины, заложенные с целью поисков, разведки и оконтуривания месторождений полезных ископаемых и структур для подземных хранилищ, а также опорные и параметрические скважины:

а) выполнившие свое назначение и оказавшиеся после окончания бурения в неблагоприятных геологических условиях, сухими или водяными (для нефтяных и газовых месторождений);

б) не вскрывшие проектного объекта или горизонта и не доведенные до проектной глубины, но прекращенные бурением вследствие нецелесообразности углубления по геологическим причинам;

в) не вскрывшие проектного объекта или горизонта, но доведенные до проектной глубины, если дальнейшее углубление невозможно при данной конструкции скважин;

г) давшие притоки нефти или газа на месторождениях, запасы нефти и газа которых по всем горизонтам отнесены в установленном порядке к забалансовым;

д) давшие при опробовании нижних объектов нефть или газ, а вышележащих — воду, если возврат на нижний продуктивный объект с целью его эксплуатации невозможен по техническим причинам, а дальнейшие работы (спуск дополнительных колонн, зарезка второго ствола, изоляционные работы, эксплуатация при помощи пакера и т. д.) признаются министерством экономически нецелесообразными;

е) давшие притоки нефти или газа, но эксплуатация которых при промышленной разработке месторождения нерентабельна и использование этих скважин не предусмотрено проектом разработки.

Ко II категории относятся:

а) эксплуатационные и оценочные скважины, пробуренные с целью добычи нефти и газа, оказавшиеся сухими или наполненными водой;

б) скважины нагнетательные, пьезометрические, наблюдательные, контрольные, эксплуатационные на йодо-бромные, минеральные, геотермальные и другие воды, пробуренные для сброса промысловых вод, для эксплуатации подземных хранилищ и оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях.

К III категории относятся все скважины, подлежащие ликвидации по техническим причинам:

а) вследствие некачественной проводки или аварий в процессе бурения;

б) в результате аварий и осложнений в процессе эксплуатации;

в) пробуренные для глушения открытых фонтанов, возникших в процессе бурения или эксплуатации, которые после выполнения своего назначения не могут быть использованы для других целей.

Примечание. Под техническими причинами в бурении следует понимать невозможность дальнейшего углубления скважин вследствие нарушения технической колонны, аварий с бурильным инструментом, ухода раствора, беспрерывных обвалов, сужения ствола, открытого фонтанирования и других причин, в результате которых доведение скважины до проектной глубины становится невозможным.

Под техническими причинами в эксплуатации следует понимать невозможность дальнейшей эксплуатации скважины вследствие нарушения (слома, смятия) эксплуатационной колонны, сложной аварии с насосно-компрессорными трубами, непрерывного пробкообразования, обводнения чуждыми для данного горизонта водами.

Ликвидация скважин по III категории может быть произведена, если проведенные работы по ликвидации аварий и осложнений не дали положительных результатов и дальнейшее проведение их признано объединением, территориальным геологическим управлением и главным управлением (управлениями) министерства, ведомства нецелесообразным.

К IV категории относятся скважины, числящиеся в основных фондах предприятий:

а) после полного обводнения пластовой водой;

б) при снижении дебита нефти или газа до предела рентабельности из-за истощения или обводнения продуктивного пласта;

в) при прекращении приемистости нагнетательных скважин и скважин, предназначенных для сброса промысловых вод, невозможности или экономической нецелесообразности восстановления их приемистости;

г) при снижении дебита воды в гидротермальных, йодо-бромных и водяных скважинах до предела рентабельности;

д) при отсутствии необходимости дальнейшего использования наблюдательных, оценочных и нагнетательных скважин согласно заключению научно-исследовательской организации, осуществляющей авторский надзор за разработкой месторождения;

е) выполнившие свое проектное назначение, обводнившиеся сверх предела, установленного технологической схемой или проектом, после переноса фронта нагнетания и т. п.;

ж) пробуренные на морских месторождениях или на континентальном шельфе СССР в случае разрушения гидротехнических сооружений и технической невозможности или экономической нецелесообразности их восстановления.

Примечание. Предел рентабельности эксплуатации нефтяных, газовых, нагнетательных, водопоглощающих, гидротермальных и других скважин, а также скважин, ликвидируемых по IV категории, утверждается для каждого района соответственно Министерством нефтедобывающей промышленности СССР, Министерством газовой промышленности или другими союзными министерствами и ведомствами по принадлежности объектов.

Подробная расшифровка предусмотренного предела рентабельности, а также экономическая целесообразность дальнейшего ведения работ по ликвидации аварий и осложнений должны быть изложены в инструкции, утвержденной соответствующим министерством, ведомством по согласованию с Госгортехнадзором СССР.

Скважина может быть ликвидирована при достижении минимального предела суточного дебита только в том случае, если невозможно повышение ее дебита, и она не может быть использована в системе разработки данного месторождения в качестве нагнетательной, контрольной или возвращаемой на вышезалегающие горизонты.

К V категории относятся скважины:

а) расположенные в запретных зонах (полигоны, водохранилища и т. д.);

б) ликвидируемые после стихийных бедствий (землетрясения, оползни, наводнения и т. д.);

в) специального назначения, выполнившие свою задачу.

ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН И СПИСАНИЯ ЗАТРАТ НА ИХ СООРУЖЕНИЕ

2. Для оформления ликвидации скважин и списания затрат на их сооружение при нефте- и газопромысловых управлениях, территориальных геологических управлениях, трестах разведочного и эксплуатационного бурения, станциях подземного хранения газа, нефте- и газодобывающих объединениях, газодобывающих производственных управлениях, республиканских геологических организациях (в случае непосредственного подчинения им контор бурения или других первичных организаций) должны быть организованы постоянно действующие комиссии в составе руководителя организации (председатель), главного инженера, заместителя начальника по бурению, главного геолога, главного бухгалтера и постоянного секретаря.

3. Подготовку материалов в комиссию для оформления ликвидации скважин и списания затрат на их сооружение производит организация, осуществляющая буровые работы, а по эксплуатационному фонду скважин — нефте- и газопромысловые управления.

При выполнении работ подрядным способом материал, подготовленный буровой организацией, представляется за совместными подписями заказчика (титулодержателя) и производителя работ; при выполнении работ хозяйственным способом — титулодержателем; а по эксплуатационному фонду — нефтегазопромысловым предприятием, на балансе которого находится скважина.

Указанный материал представляется не позднее месяца после фактического прекращения работ.

4. По каждой скважине, подлежащей ликвидации, должны быть представлены следующие материалы:

А. Для скважин, ликвидируемых по I, II, III и V категориям:

а) акт о заложении скважины;

б) обоснование ликвидации скважины с кратким изложением истории бурения, освоения, ремонтных работ, работ, связанных с ликвидацией аварий, прочих работ и причин ликвидации скважины;

в) акт обследования скважины, составленный комиссией, назначаемой руководителем организации (приложение 1);

г) выкопировка из структурной карты с указанием места расположения скважины, каротажная диаграмма с разбивкой на горизонты и заключение по промысловым геофизическим исследованиям;

д) справка о стоимости скважины за подписью руководителя и главного бухгалтера предприятия.

Для скважин, ликвидируемых по III категории, кроме того, должны быть представлены:

акт расследования аварии при эксплуатации скважины;

акт расследования аварии при бурении скважины;

справка о выполненных работах по ликвидации аварии;

копия приказа по вопросам аварии в скважине с указанием мероприятий по предупреждению подобных аварий, а также принятых, в необходимых случаях, мерах наказания ответственных лиц, допустивших аварию.

Б. Для скважин, ликвидируемых по IV категории:

а) обоснование ликвидации скважины с кратким изложением истории эксплуатации, описанием ремонтных работ, проведенных в последнем объекте эксплуатации, обоснование отсутствия вышележащих объектов для эксплуатации;

б) акт обследования скважины, составленный комиссией, назначаемой руководителем организации, на балансе которой находится скважина (см. приложение 1);

в) каротажная диаграмма с разбивкой на горизонты;

г) справка главного геолога о количестве нефти, воды, газа, добытых из скважины по каждому горизонту, находящемуся в эксплуатации, с указанием среднесуточных дебитов с последнего эксплуатационного объекта за три месяца перед остановкой скважины;

д) выкопировка из карты разработки месторождения с указанием состояния скважин, расположенных вокруг ликвидируемой скважины;

е) справка о стоимости скважины и сумме начисленного износа за подписью руководителя и главного бухгалтера предприятия.

В. По всем ликвидируемым скважинам I, II, III, IV и V категорий представляется план проведения ликвидационных работ с обеспечением условий охраны недр, согласованный с местными органами Госгортехнадзора СССР.

5. Постоянно действующая комиссия на основе перечисленных выше материалов оформляет протокол, в котором дает обоснование необходимости ликвидировать скважину.

6. Все материалы по ликвидации скважины, предусмотренные пунктом 4 настоящего Положения, вместе с протоколом постоянно действующей комиссии хозяйственной организации, имеющей право издавать приказы на ликвидацию скважины, передаются для заключения местным органам госгортехнадзора.

По скважинам I (пункт д), III и V категорий при наличии положительного заключения местного органа госгортехнадзора материалы представляются:

— в Госгортехнадзор СССР (по предприятиям, расположенным на территории РСФСР) министерствами и ведомствами СССР;

— в госгортехнадзоры союзных республик (по предприятиям, расположенным на территории данной республики) союзно-республиканскими органами управления союзных республик и хозяйственными организациями союзного подчинения.

При положительных заключениях местных органов госгортехнадзора (а по скважинам I (пункт д), III и V категорий также заключения Госгортехнадзора СССР или госгортехнадзора союзной

республики) ликвидация скважин и списание затрат на их сооружение производятся:

а) по скважинам I, II, IV категорий — приказом организации, непосредственно подчиненной союзному, союзно-республиканскому министерству, министерству (управлению) союзной республики: объединения, производственного управления, управления магистральных газопроводов, комбината, треста, нефте- и газопромыслового управления, геологического управления;

б) по скважинам I (пункт д), III и V категорий:

приказом министерства или ведомства СССР по предприятиям союзного подчинения;

приказом союзно-республиканского органа управления союзной республики (министерство, управление, союзно-республиканское объединение) по предприятиям, расположенным на территории данной союзной республики.

Приказы на ликвидацию скважин I, II, III и V категорий в одном экземпляре направляются соответственно в Госгортехнадзор СССР или госгортехнадзор союзной республики.

7. Все материалы по ликвидируемым скважинам должны быть оформлены подписями, скреплены печатью и сброшюрованы. Первый экземпляр должен храниться в делах организации, на балансе которой находилась скважина, второй экземпляр — в местном органе госгортехнадзора. Материал на ликвидацию скважин по I (пункт д), III и V категориям направляется в Госгортехнадзор СССР или госгортехнадзор союзной республики в подлиннике.

8. Демонтаж оборудования скважин, предлагаемых к ликвидации по I (пункт д) и III категории, может производиться буровыми предприятиями или производственными управлениями после согласования с соответствующими местными органами Госгортехнадзора СССР и проведения изоляционно-ликвидационных работ с соблюдением условий охраны недр, в соответствии с утвержденным планом.

9. Устья и стволы ликвидируемых скважин оборудуются в соответствии с «Инструкцией по оборудованию устьев и стволов опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных, нагнетательных, наблюдательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации» по планам, согласованным с местными органами госгортехнадзора.

ПОРЯДОК ОТРАЖЕНИЯ В БУХГАЛТЕРСКОМ УЧЕТЕ СПИСАНИЯ ЗАТРАТ НА СООРУЖЕНИЕ СКВАЖИН ПРИ ИХ ЛИКВИДАЦИИ

10. При ликвидации скважин списание затрат на их сооружение отражается в учете и отчетности следующим образом:

затраты на сооружение скважин, относимых к I, II, III (пункт а) категориям, должны числиться у организации — заказчика (титулодержатель) и до получения разрешения на их списание переносятся в балансе по капитальным вложениям из статьи «Незаконченные

работы и приобретения основных фондов» в статью «Законсервированное и окончательно прекращенное строительство» с выделением по отдельной строке «В том числе скважины».

По получении разрешения списание затрат на сооружение указанных выше скважин, за вычетом стоимости возвратной части материалов, производится:

а) по скважинам, ликвидируемым по I и II категориям, т. е. разведочным, опорным, поисковым, параметрическим, эксплуатационным, оценочным, нагнетательным, контрольным, пробуренным для сброса промысловых вод и наблюдательным — за счет финансирования капитальных вложений, как затраты, не увеличивающие стоимости основных средств;

б) по скважинам, ликвидируемым в процессе бурения по III категории (пункты а и в), т. е. по техническим причинам или вследствие некачественной проводки и аварий — за счет финансирования капитальных вложений, как затраты по неосуществленному и окончательно прекращенному строительству;

в) по скважинам III (пункт б) и IV категорий, числящимся в составе основных фондов, — за счет уставного фонда нефтегазодобывающих организаций. Начисление амортизации по этим скважинам производится в соответствии с постановлением Совета Министров СССР № 802 от 1/IX 1961 г. независимо от фактического срока службы;

г) по скважинам V категории, числящимся в составе основных фондов, — за счет уставного фонда хозяйственных организаций с прекращением начисления амортизации.

Примечание. По скважинам, финансируемым за счет операционных средств Госбюджета, списание затрат производится за счет указанного источника финансирования.

Требования настоящего Положения обязательны для исполнения всеми организациями, предприятиями, ведущими бурение скважин, независимо от их ведомственной принадлежности и распространяются на всю территорию СССР и континентальный шельф СССР.

Положение о порядке ликвидации нефтяных и газовых скважин и списании затрат на их сооружение от 14 июля 1964 г. отменяется.

Приложение 1

Объединение, геологическое управление_____

Нефтепромысловое управление, контора бурения, разведка, экспедиция, промысел_____

Акт

обследования скважины №_____площади_____, намеченной к ликвидации

Составлен комиссией, назначенной на основании приказа №_____

от « » _____ 19 г., в составе _____

_____

Состояние скважины _____

Назначение скважины _____

Проектная глубина _____ м, фактическая глубина _____ м

Дата начала бурения _____ Дата окончания бурения _____

эксплуатации _____ (прекращения работ) _____

Конструкция скважины _____

Начало эксплуатации _____

Добыто нефти (газа) _____ т ($м^3$), дебит на момент ликвидации _____

т/сут ($м^3$/сут)

Стратиграфия _____

Нефтегазоносность _____

Сметная стоимость скважины _____ Сметная стоимость

выполненных работ _____

Балансовая стоимость _____ Остаточная стоимость _____

(для скважин эксплуатационного фонда).

После непосредственного осмотра скважины и ознакомления с материалами установлено:

_____

_____

Выводы и предложения комиссии:

_____

_____

Подписи:

« » _____ 19 г.

УТВЕРЖДЕНО:	УТВЕРЖДЕНО:	УТВЕРЖДЕНО:	УТВЕРЖДЕНО:
Заместитель Председателя Госгортехнадзора СССР	Заместитель Министра нефтедобывающей промышленности	Заместитель Министра газовой промышленности	Заместитель Министра геологии СССР
В. Бибилуров	А. Жданов	М. Сидоренко	В. Игревский
	№ 41/И	19 июля 1968 г.	

ИНСТРУКЦИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ УСТЬЕВ И СТВОЛОВ ОПОРНЫХ, ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ, ПОИСКОВЫХ, РАЗВЕДОЧНЫХ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ, НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ, НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ И СПЕЦИАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ИХ ЛИКВИДАЦИИ ИЛИ КОНСЕРВАЦИИ

I. ПО ЛИКВИДИРУЕМЫМ СКВАЖИНАМ

Ликвидация скважин может производиться только после получения разрешения в соответствии с действующим «Положением о порядке ликвидации нефтяных и газовых скважин и списании затрат на их сооружение».

§ 1. Ликвидация скважин без опробования или после опробования пластоиспытателем без спуска эксплуатационной колонны производится следующим образом:

1. В интервалах со слабыми нефтяными и газовыми пластами или оказавшимися в данной скважине непродуктивными устанавливаются цементные мосты. Высота каждого цементного моста должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается на высоту не менее 50 м. Ствол скважины заполняется качественным глинистым раствором с удельным весом, позволяющим создать на забое давление, превышающее пластовое.

2. При отсутствии в разрезе напорных минерализованных или сероводородных вод допускается извлечение промежуточных колонн, при этом в башмаке последней остающейся в скважине колонны устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м.

3. Устье ликвидируемой скважины должно быть оборудовано репером, на котором электросваркой делаются надписи: номер скважины, наименование месторождения (площади) и организации, пробурившей скважину, и дата окончания бурения.

Установка репера производится следующим образом:

а) при оставленной технической колонне — на трехдюймовой сплюснутой сверху трубе опускается на глубину не менее 2 м деревянная пробка и заливается до устья цементным раствором.

Над устьем скважины устанавливается бетонная тумба размером $1 \times 1 \times 1$ м. Высота репера над бетонной тумбой должна быть не менее 0,5 м;

б) при извлеченной технической колонне — репер устанавливается в кондукторе или шахтном направлении и также сооружается бетонная тумба размером 1 × 1 × 1 м.

§ 2. Ликвидация скважин после опробования при наличии эксплуатационной колонны производится следующим образом:

1. Все объекты испытания должны быть изолированы между собой в соответствии с пунктом 1 § 1 настоящей инструкции. Выше последнего объекта испытания устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м.

2. Извлечение обсадных колонн разрешается при отсутствии газовых и газонефтяных залежей, а также напорных минерализованных пластовых вод, могущих загрязнить верхние пресные воды.

3. Последующие работы по оборудованию устья скважины производятся в соответствии с пунктом 3 § 1 настоящей инструкции.

4. При невозможности извлечения обсадных колонн устье скважины завинчивается заглушкой или закрывается глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем. Заглушка или болты, скрепляющие фланец с колонной, должны быть прихвачены сваркой. На устье устанавливается репер.

§ 3. Ликвидация эксплуатационных скважин в связи с полным истощением продуктивных пластов или их обводнением, а также нагнетательных и наблюдательных скважин, которые в дальнейшем не могут быть использованы для других промышленных целей, производится в соответствии с § 1 и 2 настоящей инструкции.

§ 4. Скважины, подлежащие ликвидации вследствие технических причин или некачественной проводки и аварий, должны ликвидироваться по специальным проектам, согласованным с территориальным управлением округа Госгортехнадзора СССР или госгортехнадзором союзной республики.

II. ПО КОНСЕРВИРУЕМЫМ СКВАЖИНАМ

Консервация скважин может производиться только после получения разрешения в соответствии с действующим «Положением о порядке временной консервации нефтяных и газовых скважин», утвержденным постановлением Совета Министров СССР.

Консервация скважины должна производиться таким образом, чтобы была возможность повторного ввода ее в эксплуатацию или производства в ней каких-либо ремонтных и других работ.

§ 5. Консервация газовых скважин глубиной не более 2000 м с пластовыми давлениями, не превышающими гидростатическое, в зависимости от сроков консервации производится следующим образом:

1. При консервации скважины на срок менее трех месяцев задавка скважины глинистым раствором не обязательна.

2. При консервации скважины на срок свыше трех месяцев скважина без установки цементного моста задавливается глинистым раствором, обработанным поверхностно-активными веществами

(ПАВ), исключающими глинизацию призабойной зоны. Удельный вес раствора должен создать давление в скважине на 5—10% выше пластового. Насосно-компрессорные трубы не извлекаются, а поднимаются над забоем скважины на 50 м.

На устье скважины устанавливается фонтанная арматура с контрольным вентилем, штурвалы с задвижек арматуры должны быть сняты, манометры вывернуты и патрубки загерметизированы, фланцы задвижек оборудованы заглушками.

3. Если общая продолжительность консервации скважины составит срок более года — скважина, после установки над интервалом перфорации цементного моста высотой 25 м, задавливается раствором, удельный вес которого позволяет создать давление в скважине на 5—10% выше пластового.

Насосно-компрессорные трубы извлекаются, на устье устанавливается задвижка высокого давления с контрольным вентилем, штурвалы с задвижек арматуры должны быть сняты, манометры вывернуты и патрубки загерметизированы, фланцы задвижек оборудованы заглушками.

§ 6. Консервация газовых скважин глубиной более 2000 м, а также скважин с пластовым давлением, превышающим гидростатическое, независимо от продолжительности сроков консервации, производится следующим образом.

Скважина задавливается раствором, удельный вес которого позволяет создать давление в скважине на 10—15% выше пластового, над интервалом перфорации устанавливается цементный мост высотой 25 м.

Насосно-компрессорные трубы не извлекаются, а приподнимаются над цементным мостом на 50 м. На устье скважины устанавливается фонтанная арматура с контрольным вентилем, штурвалы с задвижек арматуры должны быть сняты, манометры вывернуты и патрубки загерметизированы, фланцы задвижек оборудованы заглушками.

§ 7. Консервация нефтяных скважин осуществляется в соответствии с требованиями, изложенными в § 5 и 6 настоящей инструкции. Цементные мосты при консервации нефтяных скважин не устанавливаются.

§ 8. 1. Устье консервируемой скважины ограждается, на ограждении крепится табличка с указанием номера скважины, наименования месторождения (площади), организации и сроков консервации.

2. Во всех консервируемых скважинах для предохранения от размораживания верхняя часть ствола на глубину 30 м заполняется незамерзающей жидкостью (соляровое масло, 30% раствор хлористого кальция, нефть и т. п.), а в условиях вечной мерзлоты скважины заполняются незамерзающей жидкостью на всю глубину мерзлых пород.

Примечания. 1. На отдаленных разведочных скважинах рекомендуется вокруг устьев сооружать изгородь на высоту устьевой арматуры с засыпкой землей.

Для предохранения арматуры от коррозии она консервируется путем обмазки солидолом, обмотки толем и т. п.

2. По скважинам, находящимся в консервации, не реже одного раза в квартал производится проверка их состояния с соответствующей записью в специальном журнале.

§ 9. Временная остановка (консервация) скважин, находящихся в бурении и вскрывших продуктивный горизонт, производится следующим образом.

1. Выше вскрытого продуктивного горизонта устанавливается цементный мост высотой не менее 30 м (при наличии в скважине двух и более вскрытых продуктивных горизонтов производится изоляция каждого горизонта в отдельности).

2. Ствол скважины заполняется качественным глинистым раствором, удельный вес которого позволяет создать давление в скважине выше гидростатического на 5—10%.

3. Бурильный инструмент спускается в скважину на глубину спуска технической колонны, на бурильный инструмент навинчиваются обратный клапан и заглушка.

4. Устье скважины герметизируется превентерами, задвижки на выкидах закрываются, штурвалы с задвижек и превентеров снимаются.

§ 10. При временной остановке (консервации) скважин, находящихся в бурении и не вскрывших продуктивных отложений, скважина заполняется качественным раствором, устье надежно герметизируется во избежание засорения ствола посторонними предметами.

ПОЛОЖЕНИЕ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЛИКВИДИРОВАННЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ, ПОИСКОВЫХ, ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ И ОПОРНЫХ СКВАЖИН, ДАВШИХ ПРИ ОПРОБОВАНИИ ВОДУ, ДЛЯ КОМПЛЕКСНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Последние достижения советской науки в области гидродинамических исследований дают возможность использовать ликвидированные разведочные, поисковые, параметрические и опорные скважины для получения ценных дополнительных сведений об условиях формирования нефтяных и газовых месторождений, о закономерностях их размещения, о гидродинамике и химическом составе вод глубинных горизонтов.

Установить следующий порядок использования для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований ликвидированных нефтепродуктивных разведочных, поисковых, параметри-

ческих и опорных скважин, обсаженных трубами, имеющих в разрезе водоносные пласты:

1. После испытания водоносного пласта, подлежащего изучению, представители организации, осуществляющей бурение, и организации, принимающей скважину на хранение, проверяют состояние забоя, сообщаемость скважины с пластом и наличие в стволе необходимого столба пластовой воды.

2. Организация, готовящая скважину к сдаче, производит планировку прискважинной площадки и подготовку подъездного пути, а также в присутствии представителя организации, принимающей скважину на хранение, оборудует устье скважины специальной крышкой, обеспечивающей сохранность скважины и возможность спуска в нее исследовательских приборов и аппаратуры. Устье переливающей скважины оборудуется задвижкой высокого давления и кожухом, предотвращающим доступ посторонних лиц к скважине.

3. Подготовленная к сдаче для исследования скважина (вместе с копиями документации к ней) передается пробурившей ее организацией по акту на хранение нефтедобывающей организации (а при отсутствии ее — территориальному управлению), которая несет ответственность за техническое состояние этой скважины.

4. Скважина, переданная на хранение в качестве наблюдательной, считается законченной бурением, и затраты на сооружение ее списываются.

Оформление ликвидации скважины и списание затрат на сооружение ее производятся в порядке, установленном «Положением о порядке ликвидации нефтяных и газовых скважин и списания затрат на их сооружение».

5. Нефтепромысловые управления совнархозов и территориальные геологические управления совместно с органами геологического контроля и органами по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору не менее одного раза в два года обследуют техническое состояние переданных на ответственное хранение наблюдательных скважин, проверяя при этом надежность изоляции наблюдаемого водоносного горизонта. Результаты обследования оформляются актом.

6. Гидродинамические и гидрогеологические исследования в наблюдательных скважинах проводятся по единому плану, утвержденному Государственным комитетом Совета Министров СССР по топливной промышленности и Министерством геологии и охраны недр СССР.

7. Возможность использования ликвидированных скважин, переданных на хранение для сброса сточных вод или для добычи подземных вод, в каждом отдельном случае определяется в соответствии с «Положением о порядке использования и охраны подземных вод на территории СССР».

ПЕРЕЧЕНЬ ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОЛОЖЕНИЙ, ПРАВИЛ, ИНСТРУКЦИЙ И ДРУГИХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ И ОХРАНЕ НЕДР

Временная инструкция по исследованию и установлению технологического режима эксплуатации нефтяных скважин. М., Гостоптехиздат, 1954.

Временная инструкция по геологическому обслуживанию горнорудных предприятий. Изд. Министерства геологии и охраны недр СССР, 1960.

Временная инструкция по гидрогеологическому и инженерно-геологическому обслуживанию горноэксплуатационных работ на месторождениях твердых полезных ископаемых. Изд. Министерства геологии и охраны недр СССР, 1960.

Временная инструкция по геологическому обслуживанию горных предприятий, разрабатывающих месторождения угля и горючих сланцев. Изд. Министерства геологии и охраны недр СССР, 1960.

Временная инструкция по геологическому обслуживанию горных предприятий, разрабатывающих россыпные месторождения полезных ископаемых. Изд. Министерство геологии и охраны недр СССР, 1960.

Временная инструкция по геологическому обслуживанию горных предприятий, разрабатывающих месторождения пьезооптического сырья. Изд. Министерство геологии и охраны недр СССР, 1960.

Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин. М., Гостоптехиздат, 1963.

Временная инструкция по испытанию скважин на герметичность. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов, 1971.

Временная инструкция по исследованию скважин с целью определения содержания конденсата, бутана, пропана и этана в газоконденсатных залежах и подсчета их балансовых и извлекаемых запасов. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов, 1971.

Временное методическое руководство по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ. М., Изд. Миннефтепром, 1972.

Временные правила охраны сооружений от вредного влияния подземных горных разработок железорудных месторождений Урала. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1962.

Временные правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных разработок на рудных месторождениях с неизученным процессом сдвижения горных пород. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1966.

Временные правила охраны сооружений от вредного влияния подземных разработок на рудниках Джезказганского горно-металлургического комбината. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1970.

Временные технические требования угольной промышленности к геологическим работам и исходным геологическим материалам, представляемым для проектирования нового строительства и реконструкции шахт и разрезов. Изд. Минуглепром СССР, 1971.

Временные указания по охране зданий и сооружений от вредного влияния подземных горных разработок Никитовского ртутного месторождения. Изд. Днепропетровский горный институт, 1959.

Временные указания по охране сооружений на земной поверхности и горных выработок от вредного влияния подземных разработок на шахтах Артемовского месторождения каменной соли. Изд. Днепропетровский горный институт, 1962.

Временные указания по охране сооружений и горных капитальных выработок от вредного влияния подземных разработок рудника им. Матросова. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1966.

Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений подземным способом. М., «Недра», 1972.

Единые правила безопасности при взрывных работах. «Недра», 1968.

Единые правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом. М., «Недра», 1969.

Единые технические правила при бурении нефтяных и газовых скважин. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1968.

Инструкция по камеральной обработке материалов опорного бурения. М., Гостоптехиздат, 1950.

Инструкция о порядке возврата скважин на вышележащие горизонты. Изд. Миннефтепром, 1950.

Инструкция о порядке производства приобщения новых горизонтов для совместной эксплуатации нескольких нефтяных или газовых горизонтов в одной скважине. Изд. Миннефтепром, 1952.

Инструкция о порядке утверждения мероприятий по охране сооружений и природных объектов от вредного влияния горных разработок и о порядке ведения горных работ в предохранительных целиках. М., Углетехиздат, 1955.

Инструкция по наблюдениям за сдвижением земной поверхности и за подрабатываемыми сооружениями на угольных и сланцевых месторождениях. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1958.

Инструкция по наблюдениям за сдвижением горных пород и земной поверхности при подземной разработке рудных месторождений.

Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1959.

Инструкция по определению газового фактора и ресурсов попутного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр. М., Гостоптехиздат, 1960.

Инструкция по исследованию газовых скважин. Гостоптехиздат, 1961.

Инструкция по технике безопасности при подземном ремонте скважин. М., Гостоптехиздат, 1962.

Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых. М., Госгортехиздат, 1962.

Инструкция по применению классификации эксплуатируемых запасов подземных вод. М., Госгеолиздат, 1962.

Инструкция по применению Положения о порядке приемки и браковки угля (сланца) и работ, выполняемых на угольных (сланцевых) шахтах и разрезах Министерства угольной промышленности СССР. Изд. Минуглепром СССР, 1968.

Инструкция о порядке внесения, содержании и оформлении материалов по подсчету запасов углей и горючих сланцев, представляемых для утверждения в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ). М., «Недра», 1968.

Инструкция по оборудованию устьев и стволов опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных, наблюдательных, нагнетательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1968.

Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки месторождений полезных ископаемых (кроме общераспространенных). М., «Недра», 1969.

Инструкция о порядке консервации и ликвидации горнодобывающих предприятий (в части обеспечения безопасности и полноты выемки полезных ископаемых). М., «Недра», 1969.

Инструкция о порядке согласования подработки железных дорог на угольных и сланцевых месторождениях СССР. Изд. Минуглепром СССР, 1969.

Инструкция по осуществлению государственного геологического контроля в СССР. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт экономики минерального сырья и геологоразведочных работ, 1969.

Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. М., «Недра», 1971.

Инструкция о порядке выдачи разрешений на застройку площадей залегания полезных ископаемых. М., «Недра», 1971.

Инструкция по наблюдениям за деформациями бортов, откосов уступов и откосов на карьерах и разработке мероприятий по обес-

печению их устойчивости. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1971.

Инструкция по учету запасов полезных ископаемых и по составлению отчетных балансов по формам № 5-гр и 5-гр(уголь). Изд. Всесоюзный геологический фонд, 1971.

Инструкция по учету запасов нефти и природных горючих газов и по составлению отчетных балансов по формам № 6-гр и 7-гр. Изд. Всесоюзный геологический фонд, 1971.

Инструкция по учету добычи угля (сланца) на шахтах (разрезах) Министерства угольной промышленности СССР. Изд. Минуглепром СССР, 1971.

Инструкция о порядке внесения, содержании и оформлении материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ). «Недра», 1972.

Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. «Недра», 1972.

Классификация запасов месторождений твердых полезных ископаемых. М., Госгеолтехиздат, 1960.

Классификация эксплуатационных запасов подземных вод. Госгеолтехиздат, 1962.

Классификация запасов месторождений нефти и горючих газов. «Недра», 1970.

Классификация скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей). Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт экономики минерального сырья и геологоразведочных работ, 1968.

Основы водного законодательства Союза ССР и союзных республик. Издательство «Известия Совета депутатов трудящихся СССР», 1971.

Основы земельного законодательства Союза ССР и союзных республик. Газета «Правда» от 14 декабря 1968 г. № 349 (18396).

Положение о переводе нефтяных и газовых скважин на другие горизонты. Изд. Министерство геологии и охраны недр СССР, 1962.

Положение о порядке использования и охраны подземных вод на территории СССР. М., Госгеолтехиздат, 1962.

Положение о маркшейдерской службе Министерства цветной металлургии СССР. Изд. Минцветмет СССР, 1966.

Положение о геологической службе на горных предприятиях Министерства цветной металлургии СССР. Изд. Минцветмет СССР, 1966.

Положение о маркшейдерско-геологической службе Министерства нефтедобывающей промышленности СССР. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1967.

Положение о порядке временной консервации нефтяных и газовых скважин, находящихся в строительстве. Изд. Всесоюзный научно-

исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1968.

Положение о Госгортехнадзоре СССР. Изд. Госгортехнадзор СССР, 1968.

Положение о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списание затрат на их сооружение. Изд. Миннефтепром, 1969.

Положение о порядке ввода в промышленную разработку новых нефтяных и газовых месторождений. Изд. Миннефтепром, 1970.

Положение о геодезическо-маркшейдерской службе в строительно-монтажных организациях. Изд. Госстрой СССР, 1970.

Положение о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса горнодобывающих предприятий. М., «Недра», 1970.

Положение о порядке передачи разведанных месторождений полезных ископаемых для промышленного освоения. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт экономики минерального сырья и геологоразведочных работ, 1970.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных разработок Черемховского каменноугольного бассейна. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1951.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок в Подмосковном угольном бассейне. М., Углетехиздат, 1958.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок в Карагандинском угольном бассейне. М., Углетехиздат, 1958.

Правила безопасности в нефтяных и озокеритовых шахтах. М., Госгортехиздат, 1960.

Правила охраны сооружений от вредного влияния подземных горных разработок для Уральских медных рудников. Изд. Свердловский совнархоз, 1960.

Правила безопасности в угольных и сланцевых шахтах (с приложением Сборника инструкций). М., «Недра», 1964.

Правила разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин. Изд. ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.

Правила безопасности при разработке морских нефтяных месторождений. М., «Недра», 1965.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок в Кизеловском угольном бассейне. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1967.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок в Печорском угольном бассейне. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1967.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных выработок на Эстонском месторождении

горючих сланцев. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1967.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных выработок в Черемховском буроугольном бассейне. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1967.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок в Кузнецком угольном бассейне. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1968.

Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. М., «Недра», 1968.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных разработок в Криворожском железорудном бассейне. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1968.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок на Буланашском угольном месторождении. Изд. Минуглепром СССР, 1969.

Правила по технике безопасности на топографо-геодезических работах. М., «Недра», 1969.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния горных разработок на Ленинградском месторождении горючих сланцев. Изд. Всесоюзный научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела, 1970.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок в Донецком угольном бассейне. Изд. Минуглепром СССР, 1971.

Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок во Львовско-Волынском бассейне. Изд. Минуглепром СССР, 1971.

Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. «Недра», 1971.

Правила проведения исследований, разведки, осуществления добычи и охраны на шельфе живых организмов «сидячих» видов. Изд. Министерство рыбного хозяйства СССР, 1971.

Правила безопасности при геологоразведочных работах. «Недра», 1972.

Сборник инструкций по технике безопасности при геофизических работах на нефть и газ. М., «Недра», 1971.

Техническая инструкция по производству маркшейдерских работ. М., «Недра», 1971.

Техническая инструкция по производству топографо-геодезических и маркшейдерских работ при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Изд. Миннефтепром, 1973.

Типовые методические указания по определению и учету потерь твердых полезных ископаемых при добыче. Изд. Всесоюзный геологический фонд, 1972.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 3

Раздел первый

Общие положения, инструкции и методические указания

Положение о порядке передачи разведанных месторождений полезных ископаемых для промышленного освоения 5
Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки месторождений полезных ископаемых (кроме общераспространенных) . . 9
Инструкция о порядке выдачи разрешений на застройку площадей залегания полезных ископаемых 20
Инструкция о порядке утверждения площадок под строительство промышленных предприятий, городов, поселков, сооружений, водоемов и других объектов при размещении их на площадях залегания месторождений общераспространенных полезных ископаемых 28
Положение о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса горнодобывающих предприятий 31
Инструкция о порядке консервации и ликвидации горнодобывающих предприятий (в части обеспечения безопасности и полноты выемки полезных ископаемых) 42

Раздел второй

Положения, инструкции и методические указания по охране недр в горнорудной и нерудной промышленности

Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых . . 54
Временное положение о порядке составления и содержании технологических схем эксплуатации месторождений лечебных минеральных вод 62
Типовые методические указания по определению и учету потерь твердых полезных ископаемых при добыче 65
Типовые методические указания по оценке экономических последствий потерь твердых полезных ископаемых при разработке месторождений 86
Типовые методические указания по нормированию потерь твердых полезных ископаемых при добыче 126
Инструкция по учету запасов полезных ископаемых и по составлению отчетных балансов по формам № 5-гр и 5-гр(уголь) 168
Классификация запасов месторождений твердых полезных ископаемых 200

Раздел третий

Положения, инструкции и методические указания по охране недр в нефтяной и газовой промышленности

Классификация запасов месторождений нефти и горючих газов . . 205

Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов 210

Инструкция о порядке внесения, содержании и оформлении материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР 223

Временное методическое руководство по определению коэффициентов нефтеотдачи залежей при подсчете запасов нефти по данным геологоразведочных работ 254

Инструкция по учету запасов нефти и природных горючих газов и по составлению отчетных балансов по формам № 6-гр и 7-гр 268

Классификация скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей) 288

Положение о порядке начала и прекращения разведочного бурения на нефть или газ на новых площадях и ввода нефтяных и газовых месторождений в промышленную разработку 294

Положение о переводе нефтяных и газовых скважин на другие горизонты 297

Инструкция о порядке приобщения новых горизонтов для совместной эксплуатации нескольких нефтеносных или газоносных горизонтов в одной скважине 299

Положение о порядке временной консервации нефтяных и газовых скважин 301

Положение о порядке временной консервации находящихся в строительстве нефтяных и газовых скважин 304

Положение о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружение 308

Инструкция по оборудованию устьев и стволов опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных, наблюдательных, нагнетательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации 316

Положение об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и опорных скважин, давших при опробовании воду, для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований 319

Перечень действующих положений, правил, инструкций и других нормативных документов по эксплуатации месторождений полезных ископаемых и охране недр 321

Госгортехнадзор СССР

СБОРНИК РУКОВОДЯЩИХ МАТЕРИАЛОВ ПО ОХРАНЕ НЕДР

Редактор издательства Л. Ф. Тараканова
Переплет художника А. Е. Чучканова
Технический редактор В. В. Соколова
Корректор П. А. Денисова

Сдано в набор 10/IV 1973 г. Подписано в печать 22/XI 1973 г. Т-17764. Формат 60 × 90¹/₁₆. Бумага № 2. Печ. л. 20,5. Уч.-изд. л. 22,83. Тираж 15 500 экз. Заказ № 202/4912-9. Цена 1 р. 37 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 6 «Союзполиграфпрома» при Государственном комитете [illegible] министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 196006, г. Ленинград, Московский пр., 91

gost.e-ecolog.ru