

**Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа**

***Утративший силу***

Утверждена приказом Министра энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 августа 1997 г. N 99 Зарегистрированa в Министерстве юстиции Республики Казахстан 14.02.1998 г. за N 463. Утратила силу - приказом и.о. Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 27 октября 2005 года N 283

      Настоящая Классификация устанавливает единые для Республики Казахстан принципы изучения запасов и ресурсов нефти, природного углеводородного газа\* (свободный газ, газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти) и конденсата, их государственного учета в недрах по степени изученности, освоения и значению для экономики Республики.

      Примечание. В дальнейшем именуется "газ".

      Классификация является обязательным документом для всех недропользователей, выполняющих нефтяные операции на территории Республики Казахстан на основе действующего законодательства, независимо от форм собственности, ведомственной принадлежности и подчинения.

                           1. Основные понятия

      1.1. Нефть - природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которые в пластовых и стандартных (0,1 МПа при 20оС) условиях находятся в жидкой фазе. Неуглеводородные соединения в нефти присутствуют в виде сернистых, азотистых, кислородных, металлоорганических комплексов, смол и асфальтенов. Постоянным компонентом в нефти является сера, которая содержится как в виде различных соединений, так и в свободном виде. В большинстве нефтей в пластовых условиях содержится в том или ином количестве растворенный газ.

      По различиям состава и физических свойств нефти подразделяются на ряд типов. Их типизация проводится по групповому углеводородному составу, фракционному составу, содержанию серы и других неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол.

      Групповой углеводородный состав отражает содержание (в процентах по массе) трех основных групп углеводородов - метановых, нафтеновых и ароматических. Существенное значение имеет наличие растворенных в нефти твердых углеводородов - парафинов. По количеству парафинов нефти подразделяются на малопарафиновые (не выше 1,5%), парафиновые (1,51 - 6 %) и высокопарафиновые (выше 6%).

      Фракционный состав отражает относительное содержание (в процентах по массе) фракций нефтей, вскипающих при разгонке до 350оС, и масляных фракций (дистиллятов) с температурой кипения выше 350оС.

      По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (до 0,5%), сернистые (0,51-2%) и высокосернистые (выше 2%). При содержании более 0,5% сера в нефтях имеет промышленное значение.

      По количеству смол нефти подразделяются на малосмолистые (менее 5%), смолистые (5-15%) и высокосмолистые (выше 15%). Концентрация редких металлов (ванадия, титана, никеля и др.) в некоторых высокосмолистых нефтях может достигать промышленных значений.

      Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа и повышенных температуры и давления в недрах, поэтому для целей подсчета запасов, рациональной разработки месторождений, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей эти свойства определяются раздельно. В стандартных условиях основными параметрами нефтей являются плотность, молекулярная масса, вязкость, температуры застывания и кипения; в пластовых условиях - давление насыщения растворенным газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

      1.2. Газ - природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе либо в растворенном в нефти или воде виде, а в стандартных условиях - только в газообразной фазе. Основными компонентами газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи - этан, пропан, бутаны. Газ часто содержит сероводород, гелий, углекислый газ, азот и инертные газы, иногда ртуть. Этан, пропан и бутаны являются сырьем для производства сжиженного газа и нефтехимической промышленности.

      Основными свойствами газа являются молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, критические температура и давление, коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, способность к гидратообразованию, теплота сгорания.

      1.3. Конденсат - природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации. Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, являются потенциальное содержание углеводородов С5+ высшие, плотность конденсата в стандартных условиях и давление начала конденсации.

      Различают конденсат сырой и стабильный.

      Сырой конденсат представляет собой жидкость, получаемую непосредственно в промысловых сепараторах при данных давлении и температуре. Он состоит из жидких при стандартных условиях (0,1 МПа и 20оС) углеводородов, в которых растворено то или иное количество газообразных углеводородов.

      Стабильным конденсатом называется углеводородный конденсат, состоящий из углеводородов С5+, в котором растворено не более 3-4% пропан-бутановой фракции. Стабильный конденсат получается из сырого путем его дегазации.

      Потенциальное содержание стабильного конденсата определяется как отношение углеводородов С5+ в см3 или в гр. на м3 сухого газа, т.е. газа, лишенного углеводородов С5+.

      Состав нефти, газа и конденсата - один из основных показателей, определяющих направление их применения, регламентируется требованиями государственных и отраслевых стандартов и технических условий, в которых учитываются технология добычи, способы транспортировки и переработки сырья, обеспечивающие их комплексное использование. Промышленная ценность содержащихся в нефти и газе компонентов определяется на основании их кондиционного содержания и технико-экономических расчетов рентабельности их извлечения и использования.

      1.4. Попутные компоненты - различного рода металлические и другие соединения и элементы, содержащиеся в нефти, газе, конденсате и подземных водах месторождений.

      1.5. Залежь - любое естественное скопление нефти или газа в природном резервуаре, образованном породой-коллектором под покрышкой из слабопроницаемых пород. Залежь может быть приурочена к одному или нескольким пластам-коллекторам, образующим единую гидродинамическую систему.

      Нефть и газ аккумулируются в коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанных типов.

      1.6. Месторождением является залежь или совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к единой геологической структуре и расположенных в пределах одной площади.

      В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах, залежи нефти и газа подразделяются на:

      - нефтяные, содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;

      - газонефтяные или нефтегазовые (двухфазные) - залежи, одна часть объема занята нефтью, а другая - газом в свободном состоянии;

      - газовые, содержащие только газ;

      - газоконденсатные, в газе которых содержится конденсат;

      - нефтегазоконденсатные, содержащие нефть, газ и конденсат.

      1.7. Запасы - масса нефти, конденсата и попутных компонентов и объем газа в выявленных, разведываемых и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным (0,1 МПа и 20оС) условиям.

      1.8. Ресурсы - масса нефти, конденсата и попутных компонентов и объем газа на дату оценки предполагаемых залежей, не вскрытых бурением на установленных месторождениях или на подготовленных к бурению площадях, а также в литолого-стратиграфических комплексах с доказанной или предполагаемой нефтегазоносностью в пределах крупных геоструктурных элементов.

      1.9. Коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата - величины, показывающие, какая часть запасов или ресурсов может быть извлечена из недр при оптимальном режиме разработки залежей до предела экономической рентабельности с применением передовых апробированных для данных конкретных условий технологий и техники добычи, а также с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

                         2. Общие положения

      2.1. Классификация предусматривает дифференциацию запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата по группам, категориям, по величине, сложности строения и степени освоения месторождений с учетом экологической опасности, возникающей при разработке углеводородного сырья и попутных компонентов.

      2.2. Запасы и ресурсы нефти, газа, конденсата и попутных компонентов подсчитываются (оцениваются) и учитываются в государственном балансе полезных ископаемых Республики Казахстан по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений и ресурсах нефти, газа и конденсата используются при разработке схем развития и размещения отраслей экономики, проектировании добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья, планировании геологоразведочных работ.

      2.3. При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико- экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, производятся по каждой залежи раздельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

      2.4. Запасы и ресурсы нефти, газа, конденсата и попутных компонентов подлежат государственной экспертизе. Государственная экспертиза может проводиться на любой стадии геологического изучения территории и месторождений для объективной оценки количества и качества, запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата, их экономической ценности, горно-технических, гидрогеологических и экологических условий их добычи.

      При изменении в результате дополнительно проведенных на месторождении геологоразведочных работ или по данным разработки начальных геологических и (или) рентабельных (извлекаемых) запасов нефти или газа категорий А+В+С1 более чем на 20% для месторождений с запасами более 30 млн.т нефти или 30 млрд. м3 газа, производится повторный подсчет и его государственная экспертиза. Пересчет запасов и их государственная экспертиза производятся и в случае принципиальных изменений в представлении о распределении запасов в продуктивном разрезе, влияющих на выработку запасов и осуществляемую систему разработки месторождения (залежи).

           3. Группы запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата

      3.1. Запасы и ресурсы нефти, газа и конденсата, находящиеся в недрах, называются геологическими.

      3.2. В геологических запасах выявленных месторождений и ресурсах перспективных и прогнозных объектов выделяются две группы: рентабельные (извлекаемые) и нерентабельные.

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

      3.2.2. Нерентабельные - запасы и ресурсы, извлечение которых в настоящее время экономически нецелесообразно.

      3.2.3. Сумма извлекаемых запасов и ресурсов на дату оценки составляет текущее суммарное количество извлекаемых углеводородов. Вместе с добытыми углеводородами она составляет начальное суммарное количество извлекаемых углеводородов.

           4. Категории запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата

      4.1. Запасы нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по степени изученности подразделяются на доказанные - категории А, В, C1 и предварительно оцененные (неразведанные) - категория С2. В доказанных выделяются разрабатываемые (категории А и В) и разведанные (категория C1) запасы.

      Ресурсы нефти, газа и конденсата по степени их обоснованности и приуроченности подразделяются на перспективные - категории С3 и прогнозные - категории D0, D1 и D2.

      4.2. Категория А - запасы разрабатываемой залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей наряду с полной характеристикой строения залежи, параметров коллекторов и насыщающих их флюидов, а также параметров, отражающих продуктивность залежи и обоснование коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата, возможность дифференцированной оценки запасов по параметрам, определяющим выработку запасов в пределах отдельных пластов коллекторов и элементов разработки.

      Запасы категории А подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения и служат основой для оптимизации системы и процесса выработки запасов нефти, газа и конденсата.

      4.3. Категория В - запасы разрабатываемой залежи (ее части) изученной с детальностью, позволяющей наряду с надежной характеристикой строения залежи, параметров коллекторов и насыщающих их флюидов, а также параметров, отражающих продуктивность залежи и обоснование коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата, оценить структуру запасов по основным параметрам, влияющим на их выработку.

      Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части),разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектов опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа и служат основой для составления проекта разработки.

      4.4. Категория C1 - запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти, газа и конденсата и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

      Тип, форма и размеры залежи, условия залегания вмещающих нефть и газ пластов - коллекторов установлены по результатам бурения скважин и проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Литологический состав, тип коллектора, коллекторские свойства, нефте- и газонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по керну и материалам геофизических исследований скважин. Состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях изучены по данным опробования скважин. По газонефтянным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки. Продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовое давление, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

      Запасы категории C1 подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа.

      Для неисследованной части залежи запасы категории C1 выделяются в границах, проведенных от скважины на расстоянии, равном удвоенному интервалу между эксплуатационными скважинами, предусмотренному технологической схемой или проектом разработки.

      Запасы категории C1 могут быть выделены на новой площади по данным бурения и испытания единичных скважин при условии получения в них промышленных притоков нефти или газа. Границы участка подсчета запасов категории C1 проводятся в радиусе, равном удвоенному расстоянию между эксплуатационными скважинами, принятому для аналогичных месторождений.

      4.5. Категория С2 - запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований.

      Форма и размеры залежи, условия залегания, толщина и коллекторские свойства пластов, свойства нефти, газа и конденсата определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии с разведанными месторождениями.

      Запасы категории С2 подсчитываются в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий; в промежуточных, выше- и нижезалегающих неопробованных пластах, имеюших положительную промыслово-геофизическую характеристику на разведанных месторождениях.

      Запасы категории С2 используются для определения перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ или геологопромысловых исследований при переводе скважин на вышезалегающие пласты и частично для проектирования разработки залежи.

      4.6. Категория С3 - перспективные ресурсы подготовленных для поискового бурения площадей.

      Форма, размеры и условия залегания залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

      Ресурсы категории С3 подсчитываются на подготовленных для глубокого бурения площадях, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

      Перспективные ресурсы используются при планировании поисковых работ.

      4.7. Категория D0 - прогнозные ресурсы выявленных локальных объектов (локализованные).

      Форма, размер и условия залегания предполагаемой залежи определены в общих чертах по результатам геофизических (геологических) исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

      Ресурсы категории D0 подсчитываются на выявленных локальных объектах в пределах региона с ресурсами категории D1 и используются для планирования геофизических поисковых исследований с целью подготовки структур под поисковое бурение.

      4.8. Категория D1 - прогнозные ресурсы литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

      Количественная оценка прогнозных ресурсов категории D1 производится по параметрам, принятым на основании резутьтатов региональных геологических, геофизических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

      4.9. Категория D2 - прогнозные ресурсы литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований.

      Количественная оценка прогнозных ресурсов категории D2 производится

по предположительным параметрам на основе общих геологических

представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где

имеются разведанные месторождения нефти и газа.

              5. Величина запасов месторождений (залежей)

     Месторождения нефти, газа и конденсата по величине извлекаемых

запасов подразделяются на:

     гигантские    - более 300   млн.т. или млрд. куб. м.

     крупнейшие    - 100,1-300           -"-

     крупные       -  30,1-100           -"-

     средние       -  10,1-30            -"-

     малые         -   3,1-10            -"-

     мелкие        -     1-3             -"-

     очень мелкие  -  до 1               -"-

              6. Сложность строения месторождений (залежей)

     6.1. По сложности строения выделяются месторождения (залежи):

      - простого строения, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

      - сложного строения, характеризирующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием тектонических нарушений;

      - очень сложного строения, характеризирующиеся как наличием тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и наличием сложных типов коллекторов.

      6.2. Величина запасов и сложность геологического строения месторождения (залежи) определяют методику разведочных работ, их объемы, экономические показатели разведки и разработки.

             7. Степень освоения месторождений (залежей)

      По степени освоения месторождения (залежи) разделяются на разрабатываемые, подготовленные к разработке, разведываемые и законсервированные, запасы которых раздельно учитываются государственным балансом.

      7.1. Разрабатываемые - месторождения (залежи), на которых осуществляется добыча нефти, газа и конденсата по запроектированной системе разработки.

      7.2. Подготовленные к разработке - месторождения (залежи), изученность которых обеспечивает составление технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения газа.

      7.3. Разведываемые - месторождения (залежи), на которых ведется поисково-разведочное бурение, пробная или опытно-промышленная эксплуатация отдельных разведочных или опережающих эксплуатационных скважин с целью подготовки месторождений к разработке. При необходимости на разведываемом месторождении могут проводиться опытно-промышленные работы и детальные сейсмические исследования.

      7.4. Законсервированные - месторождения (залежи), на которых временно прекращены разведочные работы или разработка, а также разведанные месторождения, разработка которых в определенный период времени экономически нецелесообразна.

                8. Условия использования запасов нефти, газа и

                             конденсата для добычи

      8.1. Месторождение с разведанными (C1) и предварительно подсчитанными (С2) извлекаемыми запасами может передаваться недропользователю в промышленное освоение в установленном законодательством порядке при следующих условиях:

      - запасы и технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата прошли Государственную экспертизу и месторождение (или часть его) признано Государственной экспертизой подготовленным для промышленного освоения;

      - оценены степень влияния разработки месторождения на окружающую

природную среду и эффективность планируемых природоохранных мероприятий.

     8.2. На месторождениях, введенных в разработку, должен в обязательном

порядке производиться последовательный перевод запасов из категории С2 в

категорию С1, и далее в категории В и А по данным бурения и исследования

эксплуатационных скважин.

             Сопоставление определений "запасов" и "ресурсов",

                используемых в Республике Казахстан и США

---------------------------------------------------------------------------

       Республика Казахстан          !       США

---------------------------------------------------------------------------

1. Запасы категории А, В, C1          1. Доказанные запасы

(доказанные)                          (proved reserves)

---------------------------------------------------------------------------

1.1. Запасы категории А, В            1.1. Освоенные запасы

                                      (developed reserves)

---------------------------------------------------------------------------

1.1.1. Запасы категории А, В          1.1.1. Добываемые запасы

(разрабатываемые залежи)              (producing reserves)

---------------------------------------------------------------------------

1.1.2. Запасы категории А, В          1.1.2. Недобываемые запасы

(законсервированные)                  (nonproducing reserves)

---------------------------------------------------------------------------

1.2. Запасы категории C1              1.2. Неосвоенные запасы

                                      (undeveloped reserves)

---------------------------------------------------------------------------

2. Запасы категории С2                2. Недоказанные запасы

предварительно оцененные)                (unproved reserves)

Ресурсы категории С3 (перспективные)

Ресурсы категории D0, D1, D2

(прогнозные)

---------------------------------------------------------------------------

2.1. Запасы категории C2

(предварительно оцененные)                 2.1. Вероятные запасы

                                            (probable reserves)

---------------------------------------------------------------------------

2.2. Ресурсы категории С3

    (перспективные)                       2.2. Возможные запасы

Ресурсы категории D0, D1, D2               (possible reserves)

       (прогнозные)

---------------------------------------------------------------------------

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