

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 Зарегистрирована 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 20°C) 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 отдельно. 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 C5+ 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 20°C) углеводородов, в которых растворено то или иное количество газообразных углеводородов.

Стабильным конденсатом называется углеводородный конденсат, состоящий из углеводородов C5+, 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 C5+ в см³ или в гр. на м³ сухого газа, т.е. газа, лишенного углеводородов C5+.

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 крышкой 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

г а з о м ;

- 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 20°C) 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 отдельно 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, С1 и предварительно оцененные (неразведанные) - категория С2. В доказанных выделяются разрабатываемые (категории А и В) и разведанные (категория С1)

з а п а с ы .

Ресурсы нефти, газа и конденсата по степени их обоснованности и приуроченности подразделяются на перспективные - категории С3 и прогнозные - категории D 0 , D 1 и D 2 .

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 С1 - 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 газонефтяным 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 С1 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 С1 выделяются в границах, проведенных от скважины на расстоянии, равном удвоенному интервалу между эксплуатационными скважинами, предусмотренному технологической схемой или проектом разработки.

Запасы категории С1 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 С1 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, имеющих 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 результатов 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, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием тектонических нарушений;

- очень сложного строения, характеризующиеся 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 отдельно 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 (C2) 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 C2 в категорию C1, 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, С1 (доказанные)		1. Доказанные запасы (proved reserves)
1.1. Запасы категории А, В		1.1. Освоенные запасы (developed reserves)
1.1.1. Запасы категории А, В (разрабатываемые залежи)		1.1.1. Добываемые запасы (producing reserves)
1.1.2. Запасы категории А, В (законсервированные)		1.1.2. Недобываемые запасы (nonproducing reserves)
1.2. Запасы категории С1		1.2. Неосвоенные запасы

(undeveloped reserves)

2. Запасы категории C2 предварительно оцененные) Ресурсы категории C3 (перспективные) Ресурсы категории D0, D1, D2 (прогнозные)	2. Недоказанные запасы (unproved reserves)
---	---

2.1. Запасы категории C2 (предварительно оцененные)	2.1. Вероятные запасы (probable reserves)
--	--

2.2. Ресурсы категории C3 (перспективные) Ресурсы категории D0, D1, D2 (прогнозные)	2.2. Возможные запасы (possible reserves)
--	--
