

Охрана окружающей среды и природопользование. Недра

**ПРАВИЛА ПРИМЕНЕНИЯ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ,
ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Нетры

**ПРАВИЛЫ ЎЖЫВАННЯ КЛАСІФІКАЦЫІ ЗАПАСАЎ, ПЕРСПЕКТЫЎНЫХ
І ПРАГНОЗНЫХ РЭСУРСАЎ ВУГЛЕВАДАРОДАЎ**

Издание официальное



Минприроды

Минск

Ключевые слова: классификация запасов, перспективные и прогнозные ресурсы углеводородов, углеводороды, запасы углеводородов, попутные компоненты, месторождения углеводородов, стадийность геологоразведочных работ, буровые скважины - поисковые, разведочные, водонефтяной, газонефтяной контакты, рациональный комплекс геофизических исследований скважин, категории запасов нефти, газа, конденсата, тип коллектора.

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению техническим нормированием и стандартизацией в области охраны окружающей среды установлены Законом Республики Беларусь «Об охране окружающей среды».

1 РАЗРАБОТАН Научно-производственным республиканским унитарным предприятием «БЕЛГЕО» Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь.

ВНЕСЕН Департаментом по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь.

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Минприроды Республики Беларусь от _____ 20__ г. № _____.

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ (с отменой «Инструкции по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М.; Недра, 1984 г.»)

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Минприроды Республики Беларусь

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	1
3	Термины и определения	1
4	Общие положения	3
5	Правила применения классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов.....	5
6	Требования к изученности месторождений углеводородов.....	6
7	Правила подсчета запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов.....	10
	Библиография.....	13

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

**Охрана окружающей среды и природопользование. Недра
ПРАВИЛА ПРИМЕНЕНИЯ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ,
ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ****Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Нетры
ПРАВІЛЫ ЎЖЫВАННЯ КЛАСІФІКАЦЫІ ЗАПАСАЎ, ПЕРСПЕКТЫЎНЫХ І
ПРАГНОЗНЫХ РЭСУРСАЎ ВУГЛЕВАДАРОДАЎ**

Environmental protection and nature use. Subsoil
regulation use of classification of safe yield and
forecast resources hydrocarbons to the reservoir

Дата введения 2011-07-01**1 Область применения**

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает правила применения классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов.

Положения настоящего технического кодекса обязательны для применения недропользователями, осуществляющими поиск и разведку в Республике Беларусь месторождений углеводородов и их разработку.

2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее – ТНПА):

СТБ ГОСТ Р 51858-2003 Нефть. Общие технические условия.

ТКП 17.04-21-2010 (02120) Охрана окружающей среды и природопользование. Недра. Правила проектирования, сооружения (строительства), ликвидации и консервации буровых скважин различного назначения (за исключением нефтяных и газовых)

Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяются термины, установленные в [1] - [8], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 углеводороды: Органические соединения, состоящие из углерода, водорода и неуглеродных соединений и по их соотношению и отношению к термобарическим условиям, подразделяются на нефть, природный газ, газовый конденсат и нефтяной попутный газ [1];

3.2 нефть: Природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которые в пластовых и стандартных (0,1 МПа при 20°) условиях находятся в жидкой фазе [7].

3.3 горючие природные газы: 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 [7].

3.4 газовый 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 [7].

3.5 месторождение углеводородов: Естественное скопление углеводородов, по качеству, количеству и условиям залегания пригодное для промышленного и иного хозяйственного использования [1].

3.6 залежь углеводородов: Естественное скопление углеводородов, заполняющее полностью или частично некоторый объем проницаемых горных пород и изолированное непроницаемыми горными породами [1].

3.7 ресурсы углеводородов: Количество углеводородов в неоткрытых месторождениях, наличие которых в недрах с различной степенью вероятности предполагается на основе общих геологических представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований [2].

3.8 перспективные ресурсы (ресурсы категории D₀): Ресурсы ловушек, находящихся в пределах нефтегазоносного района и подготовленных к поисковому бурению проверенными для данного района методами геолого-геофизических исследований в горизонтах, продуктивность которых доказана на соседних залежах, расположенных в одинаковых геологических условиях, а также извлекаемые ресурсы месторождений углеводородов в не вскрытых бурением пластах, продуктивность которых доказана на сходных по строению залежах других месторождений углеводородов [2].

3.9 прогнозные ресурсы: Подразделяются на категории D₁ и D₂.

Ресурсы категории D₁ – это ресурсы углеводородов на локализованных и не локализованных объектах нефтегазоносного района в горизонтах, продуктивность которых доказана на залежах данного нефтегазоносного района [2].

Ресурсы категории D₂ – это ресурсы углеводородов нефтегазоперспективного района в литолого-стратиграфических комплексах, продуктивность которых еще не доказана, но предполагается по аналогии с соседними нефтегазоносными районами [2].

3.10 запасы углеводородов; геологические запасы: Количество углеводородов в недрах, подсчитанное в результате геологического изучения недр [1].

3.11 классификация запасов: Группирование запасов по степени изученности, обоснованности и экономическому значению [2].

3.12 извлекаемые запасы: Часть геологических запасов углеводородов, которые на момент оценки могут быть извлечены из недр на основе конкретных геологических условий залежи при рациональной технологии добычи и с учетом экономической целесообразности уровня затрат [2].

3.13 трудноизвлекаемые запасы: Запасы залежей с высоковязкой нефтью, подгазовых залежей, залежей с низкопроницаемыми и низкопродуктивными коллекторами, которые являются сложноразрабатываемыми.

3.14 балансовые запасы: Та часть запасов месторождения (залежи), извлечение которых на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам

экономически рентабельно [2].

3.15 забалансовые запасы: Та часть геологических запасов месторождения (залежи), извлечение которых на момент оценки не обеспечивает экономически приемлемую эффективность их добычи, но которые при изменении технико-экономических условий могут быть переведены в рентабельные (балансовые), а также недоступные к разработке в данный момент [2].

3.16 геологоразведочные работы: Комплекс специальных геологических, инженерно-геологических и других работ, которые выполняются в целях поиска и разведки углеводородов.

3.17 буровая скважина: Образующая в результате бурения горных пород горная выработка, имеющая цилиндрическую форму, глубиной более 5 м и диаметром более 59 миллиметров [1].

3.18 плотность сетки поисковых и разведочных скважин: Расстояния между буровыми скважинами, принятые при поисковых и разведочных работах.

4 Общие положения

4.1 Правила применения Классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов (далее – Правила) разработаны в соответствии с [2].

4.2 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.

4.3 Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

4.4 Перспективные и прогнозные ресурсы оцениваются и учитываются отдельно по нефти, газу и конденсату.

4.5 Качество нефти, газа и конденсата изучается в соответствии с требованиями государственных отраслевых стандартов и технических условий с учетом технологии добычи и переработки, обеспечивающей их комплексное использование.

4.6 Подсчет и учет запасов месторождений, а также оценка перспективных и прогнозных ресурсов нефти, конденсата, этана, пропана, бутана, серы и металлов производится в единицах массы, а газа и гелия в единицах объема согласно [9]. Подсчет, учет и оценка производится при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20 °С).

4.7 Нефть и газ аккумулируются в коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, образуя природные скопления – залежи. Под залежью понимается любое естественное скопление нефти или газа в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из слабопроницаемых пород. Залежь может быть приурочена к одному или нескольким пластам-коллекторам с единой гидродинамической системой.

4.8 Месторождение может быть однозалежным и многозалежным.

4.9 В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения Республики Беларусь подразделяются на:

– нефтяные, содержащие только нефть, насыщенную в различной степени растворенным газом;

– нефтегазоконденсатные, содержащие нефть, газ и конденсат.

4.10 Состав нефти и газа – один из основных показателей, определяющих направление их применения, регламентируется требованиями технических нормативных правовых актов, которые определяют технологию добычи, способы

ТКП 17.04-29-2011

транспортировки и переработки сырья, обеспечивающие их комплексное использование.

Неуглеводородные соединения в нефти присутствуют в виде сернистых, азотистых, кислородных, металлоорганических комплексов, смол и асфальтенов. В большинстве нефтей в пластовых условиях содержится в том или ином количестве растворенный газ.

4.10.1 Нефть. 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. По количеству растворенных в нефти твердых углеводородов – парафинов – нефти подразделяются на малопарафиновые (не выше 1,5 %), парафиновые (1,51–6 %) и высокопарафиновые (выше 6 %) [7].

– фракционный состав отражает преобладающее содержание (в процентах по массе) фракций нефтей, вскипающих при разгонке до 350 °С, и масляных фракций (дистиллятов) с температурой кипения выше 350 °С [7].

– по содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (до 0,60 % включительно), сернистые (0,61–1,80 %), высокосернистые (от 1,81–3,50 %) и особо высокосернистые (свыше 3,50 %) [согласно СТБ ГОСТ Р 51858-2003 Нефть. Общие технические условия.].

– по количеству смол нефти подразделяются на малосмолистые (менее 5 %), смолистые (5–15 %) и высокосмолистые (выше 15 %) [7].

– по плотности нефти подразделяются на пять типов: особо легкие (не более 830 кг/м³ при 20 °С и не более 834,5 кг/м³ при 15 °С), легкие (830,1–850,0 кг/м³ при 20 °С и 834,6–854,4 кг/м³ при 15 °С), средние (850,1–870,0 кг/м³ при 20 °С и 854,5–874,4 кг/м³ при 15 °С), тяжелые (870,1–895,0 кг/м³ при 20 °С и 874,5–899,3 кг/м³ при 15 °С) и битуминозные (более 895 кг/м³ при 20 °С и более 899,3 кг/м³ при 15 °С) [согласно СТБ ГОСТ Р 51858-2003 Нефть. Общие технические условия.].

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, вязкость, температуры застывания и кипения; в пластовых условиях – давление насыщения растворенным газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

4.10.2 Газ. Основными компонентами газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи – этан, пропан, бутаны, являющиеся сырьем для производства сжиженного газа и продукции нефтехимической промышленности.

Содержание этана в газе 3% и более, гелия в газе свободном и растворенном в нефти при его концентрациях, соответственно, 0,050 и 0,035 % и сероводорода более 0,5% (по объему) представляют промышленный интерес [7].

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

Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, являются потенциальное содержание углеводородов C_{5+высшие}, плотность конденсата в

стандартных условиях и давление начала конденсации.

Промышленная ценность содержащихся в нефти и газе компонентов определяется на основании их кондиционного содержания в соответствии с [8].

5 Правила применения классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов

При составлении отчетов по нефтегеологическому изучению недр в части разграничения запасов углеводородов по степени их изученности и промышленно-экономического их значения, месторождений (залежей) углеводородов – по величине извлекаемых запасов и сложности их геологического строения и ресурсов углеводородов – по степени их обоснованности необходимо руководствоваться [2].

5.1 По степени изученности запасы углеводородов подразделяются на разрабатываемые, разведанные и предварительно оцененные.

5.1.1 К разрабатываемым месторождениям (залежам) нефти и газа относятся месторождения (залежи), полностью или частично разбуренные эксплуатационной сеткой буровых скважин в соответствии с технологической схемой или проектом промышленной разработки.

Примечание – Детальность изученности залежей позволяет классифицировать запасы месторождения по категориям А или В (для очень мелких месторождений – С₁).

5.1.2 К разведанным месторождениям (залежам) нефти и газа относятся месторождения (залежи), запасы, добывные возможности, качество полезного ископаемого, гидрогеологические, экологические и другие условия разработки которых изучены в процессе разведочных работ с полнотой, достаточной для достоверного технико-экономического обоснования, необходимого для их вовлечения в промышленное освоение.

Примечание – Детальность изучения геологического строения месторождения (залежи) должна обеспечивать возможность классификации не менее 80 процентов его запасов по категории С₁ и до 20 процентов категории С₂ согласно [2].

5.1.3 К предварительно оцененным месторождениям (залежам) относятся месторождения (залежи) запасы и добывные возможности, качество нефти и газа, гидрогеологические, экономические, экологические и другие условия разработки которых изучены в степени, позволяющей обосновать целесообразность дальнейшей их разведки и разработки с использованием аналогий с разрабатываемыми или разведанными объектами в данном районе.

Примечание – По степени изученности запасы таких месторождений (залежей) относятся, главным образом, к категории С₂ и являются основанием для проектирования дальнейших разведочных работ и частично для проектирования разработки.

5.2 При подсчете запасов месторождений нефти, газа и конденсата подсчитываются и учитываются как общие геологические запасы, находящиеся в недрах, так и извлекаемые запасы.

5.2.1 Извлекаемые запасы нефти, газа и конденсата и попутных компонентов по их промышленно-экономическому значению подразделяются на две основные группы согласно [2]:

- экономические (рентабельные);
- потенциально экономические (условно рентабельные).

5.2.1.1 Экономические (рентабельные) извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата – это та часть запасов (залежи), извлечение которых на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при существующих системе налогообложения и уровне цен,

ТКП 17.04-29-2011

при использовании современной техники и технологии добычи, обеспечивающих соблюдение требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды.

В зависимости от возможности вовлечения в разработку экономические (рентабельные) извлекаемые запасы подразделяются на:

- доступные к разработке в данный момент;
- недоступные к разработке в данный момент.

5.2.1.2 Потенциально экономические (условно рентабельные) извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата – это та часть запасов (залежи), извлечение которых на момент оценки не обеспечивает экономически приемлемую эффективность их добычи в условиях рынка из-за низких технико-экономических показателей разработки, но которые при изменении технико-экономических условий могут быть переведены в рентабельные.

5.2.2 Экономические (рентабельные) извлекаемые запасы, доступные к разработке в данный момент, образуют группу балансовых запасов.

Потенциально экономические (условно рентабельные) и экономические (рентабельные) извлекаемые запасы, но недоступные к разработке в данный момент, образуют группу забалансовых запасов.

5.3 По величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа месторождения подразделяются на четыре группы, а по сложности геологического строения месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на три группы [2].

5.4 Ресурсы углеводородов по степени их обоснованности подразделяются на:

- перспективные ресурсы;
- прогнозные ресурсы.

5.4.1 Перспективные ресурсы – ресурсы категории D_0 .

5.4.2 Прогнозные ресурсы подразделяются на категории D_1 и D_2 .

6 Требования к изученности месторождений нефти и газа

6.1 Для достижения наибольшей эффективности в изучении месторождений необходимо соблюдать установленные этапы и стадии геологоразведочных работ согласно ТКП 17.04-21-2010 и [4], точно выполнять требования к их полноте и качеству, осуществлять рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, своевременно проводить постадийную геолого-экономическую оценку результатов работ. Степень изученности месторождения должна обеспечить возможность его комплексного освоения при обязательном соблюдении требований по охране окружающей среды.

6.2 Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры (ловушки), подготовленной для глубокого бурения комплексом геолого-геофизических исследований, и подсчитанных перспективных ресурсов категории D_0 .

Размещение буровых скважин на площади ловушки проводится в соответствии с утвержденным проектом поисковых работ. Глубина поисковых скважин должна обеспечивать изучение всего перспективного разреза площади с учетом технических возможностей бурения.

6.3 На новых месторождениях нефти и газа, а также выявленных залежах уже известных месторождений по данным поискового и разведочного бурения проводится изучение геологического строения площади, дается оценка продуктивного разреза и предварительная оценка объема залежей.

По данным поискового и разведочного бурения подсчитываются запасы нефти, газа, конденсата по категориям C_1 и C_2 и дается геолого-экономическая оценка месторождений (залежей) для определения целесообразности их разведки и подготовки к разработке [4].

6.4 На стадии подготовки месторождения (залежи) к разработке изучаются структура месторождения и литологические особенности продуктивных пластов, их общая и эффективная толщина, коллекторские свойства, нефтегазонасыщенность и изменение этих параметров по площади и разрезу; определяются положение контактов газ-нефть-вода, дебиты нефти, газа, воды и конденсата, пластовое давление, давление насыщения и другие параметры; физико-химические свойства нефти, газа, конденсата и пластовой воды, определенные по результатам испытания и исследования буровых скважин [4].

6.5 По разведанным месторождениям составляются структурные карты по основным продуктивным пластам, карты равных толщин продуктивной части разреза, геологические разрезы и другие документы, дающие достаточное представление о закономерностях распространения и залегания продуктивных пластов и особенностях строения природного резервуара, составе нефти, газа и воды, пластовом давлении и температуре. На структурные карты наносятся все пробуренные и находящиеся в строительстве буровые скважины.

Масштабы карт (1:10000-1:25000) и разрезов определяются размерами месторождения, сложностью их геологического строения и изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пластов [5].

6.6 При разведке месторождений глубина, способ бурения и конструкция буровых скважин определяются в каждом конкретном случае проектной документацией на геологическое изучение недр. При этом конструкция буровых скважин должна обеспечить возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости и газа как в открытом стволе, так и в колонне, гидродинамических исследований и отбора глубинных проб.

6.7 Количество, система размещения и последовательность бурения разведочных скважин должны обеспечить получение надежных данных для установления особенностей тектоники месторождения, строения продуктивных пластов, выявления закономерностей изменения их толщин, коллекторских свойств, характера насыщения нефтью, газом и водой, а также добывные их возможности.

6.8 Расстояния между разведочными скважинами, необходимые для детального изучения месторождения (залежи), оценки его (ее) объема, обоснования подсчета запасов и подготовки объекта для разработки, определяются размерами залежи и сложностью ее геологического строения.

6.9 Бурение разведочных скважин следует проводить с учетом данных по ранее пробуренным скважинам, особенно при разведке невыдержанных и тектонически нарушенных нефтегазонасыщенных пластов с резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств.

6.10 При бурении поисковых и разведочных скважин из перспективных на нефть и газ отложений проводится отбор керн в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований буровых скважин.

6.11 По каждой разведочной скважине должен быть проведен комплекс исследований, необходимый для подсчета запасов, а именно:

– детальное изучение керн для определения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и покрышек продуктивного пласта; в интервалах отбора образцов на лабораторные исследования следует определять геофизические параметры для получения эталонных (петрофизических) зависимостей:

– рациональный комплекс геофизических исследований буровых скважин, по данным которых осуществляется литологическое расчленение разреза, выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубины залегания, общей,

ТКП 17.04-29-2011

эффективной, нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщин продуктивных пластов, оценка положения и абсолютных отметок водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) контактов, определение открытой пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;

– комплекс гидродинамических исследований для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов.

6.12 В буровых скважинах проводится отдельное испытание нефте-, газо- и водонасыщенных пластов на приток при разных режимах работы буровых скважин для определения характера насыщения, положения контактов газ-нефть-вода, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур, а также отбор глубинных проб нефти. При значительной литологической изменчивости и большой толщине продуктивного пласта испытание проводится по интервалам с различными геофизическими характеристиками.

6.13 Для получения эксплуатационной характеристики каждой залежи, имеющей промышленное значение, необходимо проводить поинтервальное испытание на приток продуктивных пластов залежи, находящихся на различных гипсометрических отметках в различных частях оцениваемой площади. Для определения максимально возможных дебитов нефти или газа в отдельных буровых скважинах испытание проводится по всей толщине продуктивного пласта с интенсификацией притоков.

6.14 При проведении испытаний необходимо соблюдать требования законодательства об охране окружающей среды.

6.15 В процессе исследования отобранных проб нефти, газа и конденсата должны быть определены:

– для нефти, приведенной к стандартным условиям методом дифференциального разгазирования, – фракционный и групповой состав, а в пластовых условиях – компонентный состав, содержание (в процентах по массе) смол силикагелевых, масел, асфальтенов, парафинов, серы, металлов, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, газосодержание, изменение объема, плотности и вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях, растворимость газа в нефти, температура застывания и начала кипения; исследование нефти проводится по глубинным пробам; для изучения товарных свойств нефти необходимо отбирать и исследовать специальные пробы. Содержание смол, асфальтенов, парафинов, серы определяется в поверхностных условиях;

– для газа (свободного и растворенного в нефти) – плотность по воздуху, молекулярный объем, теплота сгорания, содержание (в молярных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, углекислого газа и азота; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференциальном разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий;

– для конденсата – фракционный и групповой состав, содержание парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации.

При оценке промышленного значения содержащихся в нефти, газе и конденсате компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия) должны соблюдаться требования [8].

6.16 При получении из буровых скважин притоков подземных вод должны быть определены химический состав подошвенных и краевых подземных вод, содержание в них йода, брома, бора, магния, натрия, кальция, калия, лития, рубидия, цезия, стронция и др., а также состав растворенного в воде газа, дебиты воды, температура, давление, газосодержание и другие показатели с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических

и иных целей.

В процессе разработки залежи в буровых скважинах, давших приток воды за контуром нефте- или газоносности, должны быть проведены систематические наблюдения за изменением пластового давления; охарактеризованы вероятные области питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

6.17 В районе разведанного месторождения необходимо оценить сырьевую базу строительных материалов и возможные источники питьевого и технического водоснабжения.

6.18 На разрабатываемых месторождениях нефти и газа обязательно должно проводиться всестороннее доизучение залежей эксплуатационными, а в необходимых случаях и разведочными скважинами:

- детальное и комплексное изучение керна с целью уточнения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивного пласта и пород-покрышек;

- геофизические исследования буровых скважин, рациональный комплекс которых определяется, исходя из поставленных задач и конкретных геолого-геофизических условий;

- комплекс гидродинамических исследований, уточняющих коллекторские свойства пород, положение контактов газ-нефть-вода;

- изучение изменения пластового давления;

- изучение изменения текущих и годовых отборов продукции.

6.19 Для каждого месторождения (залежи) по данным бурения, испытания и исследования буровых скважин и разработки должны быть установлены:

- литолого-стратиграфический разрез, положение нефтегазонасыщенных пластов в разрезе, места их слияния, замещения, выклинивания;

- положение контактов газ-нефть-вода в разных частях залежи, контуры нефтегазоносности, форма и размеры залежи;

- толщина (общая, эффективная, нефтегазонасыщенная) продуктивного пласта, литологические особенности, минеральный и гранулометрический состав коллектора, пористость и трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов;

- тип коллектора;

- характер литологических свойств пород-покрышек: вещественный состав, пористость, литологический состав и проницаемость пород-покрышек и др.;

- физико-химические свойства пластовой нефти: давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент, усадка, сжимаемость;

- физико-химические свойства нефти, дегазированной способом дифференциального разгазирования до стандартных условий: плотность, кинематическая вязкость, температура начала кипения и начала застывания, процентное содержание парафинов, асфальтенов, смол, серы, фракционный и компонентный состав;

- физико-химические свойства газа: компонентный состав, плотность абсолютная и по воздуху, сжимаемость;

- физико-химические свойства конденсата: усадка сырого конденсата, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, количество газа дегазации, компонентный и углеводородный состав, содержание парафинов, смол, серы.

6.20 Для своевременной и полноценной обработки информации, получаемой при

ТКП 17.04-29-2011

разведке месторождения, используются математические методы ее обработки и компьютерная техника, с помощью которых осуществляются:

- подготовка исходной информации к подсчету запасов, включая интерпретацию результатов геофизических исследований;
- первичная обработка данных испытаний, контроль и оценка качества опробования;
- геометризация залежей, включая их оконтуривание, построение карт в изолиниях и других графических материалов;
- подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов в границах залежей или их частей, в том числе с использованием цифровых геологических моделей залежей;
- статистические исследования для оценки точности подсчета запасов, сопоставление разведочных данных с результатами, полученными при разработке месторождения.

7 Правила подсчета запасов и оценки, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов

7.1 Подсчет запасов и оценка, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов проводится в соответствии с требованиями [2] исходя из степени их изученности и обоснованности.

7.1.1 Месторождения (залежи) нефти и газа по степени изученности подразделяются на:

- разрабатываемые, с запасами категорий $A+B+C_1$;
 - разведанные (подготовленные для промышленного освоения) с запасами категории C_1 ;
 - предварительно-оцененные, с запасами категории C_2 .
- запасы категории A подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), разбуренных эксплуатационной сеткой буровых скважин в соответствии с проектом разработки месторождения, степень изученности которых отвечает требованиям [2], в границах залежи, а для части залежи – в границах, проведенных по эксплуатационным скважинам;
- запасы категории B подсчитываются на месторождениях (залежах) разрабатываемых в процессе пробной эксплуатации, разбуренных эксплуатационной сеткой буровых скважин в соответствии с технологической схемой разработки месторождения, степень изученности которых отвечает требованиям [2], в границах залежи, а для части залежи – в границах, проведенных по эксплуатационным скважинам;
- запасы категории C_1 подсчитываются на разрабатываемых, разведываемых месторождениях (залежах) и на выявленных залежах, степень изученности которых отвечает требованиям [2], в границах, проведенных по данным испытаний и геофизических исследований буровых скважин, достоверно обосновывающих гипсометрическое положение контактов газ-нефть-вода, а для неисследованной части залежи – в границах, проведенных на расстоянии, равном удвоенному расстоянию между эксплуатационными скважинами, предусмотренному технологической схемой (проектом разработки). Запасы категории C_1 могут быть выделены на новой (выявленной) площади по данным бурения и испытания одной буровой скважины при получении в ней промышленного притока нефти или газа (открытие месторождения). В этом случае параметры подсчета запасов определяются по данным геофизических исследований буровой скважины и изучения керна или принимаются по аналогии с соседними разведанными месторождениями. Границы участка подсчета запасов проводятся в радиусе, равном

удвоенному расстоянию между эксплуатационными скважинами, принятому для аналогичных месторождений данного района;

– запасы категории C_2 выделяются на неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий, в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разрабатываемых или разведанных месторождений, степень изученности которых отвечает требованиям [2]. Границы запасов проводятся по контурам выявленных залежей.

7.1.2 Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются на:

- перспективные – категории D_0 ;
- прогнозные – категории D_1 и D_2 ;

7.1.2.1 Перспективные ресурсы (ресурсы категории D_0) – это ресурсы ловушек, находящихся в пределах нефтегазоносного района и подготовленных к поисковому бурению проверенными для данного района методами геолого-геофизических исследований в горизонтах, продуктивность которых доказана на соседних залежах, расположенных в одинаковых геологических условиях, а также извлекаемые ресурсы месторождений углеводородов в не вскрытых бурением пластах, продуктивность которых доказана на сходных по строению залежах других месторождений углеводородов [2]. Форма, размер и условия залегания предполагаемой залежи определяется приблизительно по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства углеводородов принимаются по аналогии с разведанными залежами в том же пласте.

Перспективные ресурсы (ресурсы категории D_0) являются основанием для постановки поискового бурения и планирования прироста запасов категории C_1 и C_2 [2].

7.1.2.2 Прогнозные ресурсы подразделяются на категории D_1 и D_2 .

– прогнозные ресурсы D_1 выделяются на локализованных и не локализованных объектах нефтегазоносного района в горизонтах, продуктивность которых доказана на залежах данного района. Количественная оценка прогнозных ресурсов категории D_1 проводится по результатам региональных исследований по аналогии с разведанными месторождениями углеводородов оцениваемого нефтегазоносного района [2].

Прогнозные ресурсы (ресурсы категории D_1) являются основанием как для проведения региональных геолого-геофизических исследований и бурения параметрических скважин, так и для постановки поискового бурения [2].

– прогнозные ресурсы D_2 выделяются в литолого-стратиграфических комплексах нефтегазоперспективных районов, продуктивность которых еще не доказана, но предполагается по аналогии с соседними нефтегазоносными районами. Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основании общих геологических условий и аналогии с другими более изученными нефтегазоносными районами и областями, где имеются разведанные месторождения углеводородов [2].

Данные о прогнозных ресурсах (ресурсах категории D_2) используются при планировании региональных геологических и геофизических работ и в отдельных случаях для постановки параметрического и поискового бурения [2].

7.2 На подготовленных для глубокого бурения площадях должны быть установлены: общие контуры структуры; наличие коллекторов, перекрытых слабопроницаемыми породами; возможность промышленной нефте- или газонасыщенности – по аналогии с изученными месторождениями и по результатам анализа условий формирования нефтяных и газовых месторождений в пределах изученной структурно-фациальной зоны [4].

7.3 В нескрытых бурением пластах разведанных месторождений их параметры могут быть приняты по аналогии с изученными продуктивными пластами в пределах данной структурно-фациальной зоны.

7.4 Подсчет запасов углеводородов проводится на планах, составленных на основе структурных карт. Масштабы планов (1:10000–1:25000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи.

Подсчет запасов проводится отдельно по залежам с выделением запасов нефтяной, газовой, водонефтяной, газонефтяной, газонефтеводяной, газовойдяной зон и в целом по месторождению.

7.5 Подсчет запасов углеводородов новых залежей проводится объемным методом (в качестве контрольного - использовать цифровую трехмерную геологическую модель), а подсчет запасов углеводородов залежей (месторождений), находящихся в разработке – объемным методом и с помощью цифровой трехмерной геологической модели. В качестве контрольного (при необходимости) использовать метод материального баланса [2].

При подсчете запасов нефти или природного газа по разрабатываемым месторождениям методом материального баланса обосновывается режим работы залежи, степень ее разбуренности и эксплуатационная характеристика; выбор расчетного варианта, объекта и дат подсчета; данные за период с начала разработки на каждую дату подсчета (накопленная добыча нефти, растворенного газа, свободного газа, воды, общее количество закачанной в пласт воды и газа, количество вошедшей в залежь пластовой воды); средние пластовые давления, пластовая температура, объемный коэффициент и коэффициент сжимаемости пластовой нефти, давление насыщения; начальная и текущая растворимость природного газа в нефти, объемный начальный и текущий коэффициенты природного газа; объемный коэффициент пластовой воды, коэффициент сжимаемости воды и пор пород-коллекторов

Подсчет извлекаемых запасов нефти, находящихся на поздней стадии разработки, может проводиться статистическим методом [3].

7.6 Подсчет запасов природного газа проводится объемным методом.

При подсчете запасов природного газа объемным методом по газовым и нефтегазовым залежам обосновывается коэффициент газонасыщенности, среднее содержание в природном газе конденсата.

Подсчет запасов растворенного в нефти газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий.

Подсчет извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, для месторождений с водонапорным режимом проводится по извлекаемым запасам нефти, а для месторождений с другими режимами – по геологическим запасам нефти с учетом степени ее дегазации при разработке.

7.7 Отнесение к различным категориям забалансовых запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов производится так же, как и балансовых запасов. При подсчете забалансовых запасов должны быть указаны причины отнесения их к этой группе (экономические, технологические и др.)

7.8 Оценка перспективных ресурсов (категория D_0) нефти и газа на площадях, подготовленных для глубокого бурения в пределах нефтегазоносных районов, а также в пределах не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений проводится только объемным методом.

7.9 Запасы и перспективные ресурсы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в соответствии с требованиями [2], [8].

7.10 Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти, конденсата, серы, этана, пропана, бутанов подсчитываются и оцениваются в тысячах тонн. Запасы месторождений и перспективные ресурсы газов – в миллионах кубических метров, гелия – в тысячах кубических метров.

Библиография

- [1] Кодекс Республики Беларусь о недрах от 14 июля 2008 г. №406-3
- [2] Инструкция о классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов, эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод.
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 4 августа 2009 г. № 55
- [3] Положение о Республиканской комиссии по запасам полезных ископаемых.
Утверждено постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 20.07.2009 г. № 52
- [4] Инструкция об этапах и стадиях геологоразведочных работ на углеводороды.
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 11.05.2007 г. № 53
- [5] Инструкция о порядке составления отчетов о геологическом изучении недр.
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 14.05.2007 г. № 58
- [6] Положение о порядке составления и утверждения государственных балансов запасов полезных ископаемых и геотермальных ресурсов недр.
Утверждено постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 30.03.2009 г. № 392
- [7] Геологический словарь, М. Недр, 1978
- [8] Инструкция о порядке комплексного изучения месторождений и подсчета запасов попутных полезных ископаемых и компонентов.
Утверждена постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 11 мая 2007 г. № 51
- [9] ТР 2007/003/ВУ Единицы измерений, допущенные к применению на территории Республики Беларусь