**ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КЛАССИФИКАЦИИ**

**ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ**

**ВВЕДЕНИЕ**

Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации приказом от 01.11.2013 г. № 477 утвердило «Классификацию запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (далее – Классификация).

В соответствие с положениями Классификации Роснедра совместно с подведомственными им органами и учреждениями разработали «Инструкцию по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (далее - Инструкция).

Настоящая Инструкция предназначена для использования при подсчете и учёте запасов, ресурсов нефти и горючих газов (далее газа), сопутствующих компонентов.

Настоящая Инструкция обязательна для использования всеми организациями (независимо от ведомственной принадлежности и формы собственности), проводящими подсчет запасов и ресурсов нефти и газа и представляющими отчеты по подсчету запасов и ресурсов нефти и газа в органы государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр.

**I. Общие сведения**

**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 °С) условиях находятся в жидкой фазе. Неуглеводородные соединения в нефти присутствуют в виде сернистых, азотистых, кислородных, металлоорганических комплексов, смол и асфальтенов. В большинстве нефтей в пластовых условиях содержится растворенный газ.

По составу и физическим свойствам нефти подразделяются на ряд типов. Их типизация проводится по свойствам, по групповому углеводородному составу, фракционному составу, содержанию серы и других неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол (приложения 2, 3, 4).

Групповой углеводородный состав отражает содержание (в процентах по массе) трех основных групп углеводородов - метановых, нафтеновых и ароматических.

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

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.

По плотности и вязкости нефти подразделяются на пять групп (приложения 5, 6).

**1.2.** Горючие газы (в дальнейшем называются 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. Основными компонентами углеводородного газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи - этан, пропан, бутаны. Кроме того в залежах, кроме углеводородного, может содержаться сероводород, гелий, углекислый газ, азот и инертные газы. Этан, пропан и бутаны являются сырьем для производства сжиженного газа и продукции 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.

**1.4.** Полезные ископаемые, содержащиеся в залежах углеводородов, подразделяются на основные, попутные полезные ископаемые и попутные полезные компоненты.

Основные полезные ископаемые – нефть и свободный газ, газ газовых шапок.

Попутные полезные ископаемые – ископаемые, содержащиеся в одних пластах с нефтью и газом и извлечение которых технически возможно и экономически эффективно. Попутные полезные ископаемые делятся на две группы:

К первой группе относятся попутные полезные ископаемые, заключённые в полезном ископаемом и выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В нефтяных залежах это растворённый (попутный) газ, а в газоконденсатных – конденсат.

Ко второй группе - попутные полезные ископаемые в виде подземных вод продуктивных пластов и горизонтов, содержащих попутные полезные компоненты с повышенными концентрациями, а также подземных вод, пригодных для бальнеологических, теплоэнергетических и иных целей.

Попутные полезные компоненты – компоненты, выделяемые из нефти, конденсата, горючих газов, подземных пластовых вод (далее – пластовых вод) в результате промысловой подготовки и/или переработки. Концентрация попутных полезных компонентов может достигать промышленных значений. Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных полезных компонентов приведены в приложении 1.

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

**1.6.** Месторождением является совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к единой тектонической структуре и расположенных в пределах одной площади. Месторождение может быть однозалежным и многозалежным.

**1.7.** В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на 6 типов (табл.1).

Таблица 1

|  |  |
| --- | --- |
| Тип месторождения | Состав основных углеводородных соединений |
| нефтяное (Н), | только нефть, насыщенная в различной степени газом |
| газонефтяное (ГН) | нефть и газ: основная часть залежи нефтяная, газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи; |
| нефтегазовое (НГ) | нефть и газ: газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи (нефтяная оторочка) |
| газовое (Г) | только газ |
| газоконденсатное (ГК) | газ с конденсатом |
| нефтегазоконденсатное (НГК) | нефть, газ и конденсат |

**1.8.** В газовых залежах по содержанию конденсата (С5+высшие) выделяются следующие 4 группы газоконденсатных залежей (приложение 7).

**1.9.** Состав нефти и газа — один из основных показателей, определяющих направление их применения, - регламентируется требованиями действующих 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 попутных полезных компонентов определяется на основании их кондиционного содержания в соответствии с инструкциями по подсчету и учету запасов полезных ископаемых и технико-экономических расчетов рентабельности их извлечения и использования.

**1.10.** По величине извлекаемых запасов нефти и газа месторождения подразделяются на 5 групп (табл. 2).

Таблица 2

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Полезное  ископаемое | Единица измерения | Категория месторождений | | | | |
| уникальные | крупные | средние | мелкие | очень мелкие |
| Нефть | млн. т | >300 | 30 - 300 | 5 - 30 | 1 - 5 | <1 |
| Газ | млрд. м3 | >300 | 30 - 300 | 5 - 30 | 1 - 5 | <1 |

**1.11.** По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов независимо от величины запасов месторождения (залежи) разделяются на три типа (табл. 3).

Таблица 3

|  |  |
| --- | --- |
| Тип месторождения | Описание |
| Простого строения | однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу; |
| Сложного строения | одно- и двухфазные, характеризующиеся невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений; |
| Очень сложного строения | одно- и двухфазные, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. |

**1.12.** Степень сложности геологического строения месторождения устанавливается по соответствующим характеристикам основных залежей, заключающих большую часть (более 70 %) запасов месторождения.

**2. Выделение категорий запасов и ресурсов**

**2.1.** В Классификации категории запасов нефти и газа устанавливаются на основе следующих признаков:

• степень геологической изученности;

• степень промышленного освоения.

**2.2.** Критериями выделения категорий запасов по степени геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи сейсмическими и другими полевыми геофизическими исследованиями, бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить подсчет запасов и составить проектный документ на разработку месторождений на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

**2.3.** По степени промышленного освоения выделяются запасы залежей разрабатываемых и разведываемых месторождений.

**2.4.** Запасы залежей разрабатываемых месторождений по степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на три категории: категория А (разбуренные, разрабатываемые), категория В1 (неразбуренные, разведанные), категория В2 (неразбуренные, оцененные).

**2.5.** Запасы категории А (разбуренные, разрабатываемые) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин и разрабатываемых в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектным документом на разработку месторождения (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему).

**2.6.** Границы запасов категории А устанавливаются:

а) для разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами, включая фонд добывающих, бездействующих, нагнетательных, пьезометрических и других скважин - по контуру залежи (рис. 1);



Рис.1 Выделение запасов категории А на разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами

б) для разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами - на расстоянии равном половине шага сетки эксплуатационных скважин согласованной действующим проектным документом в сторону неизученной части залежи (0,5 L, где L – расстояние между эксплуатационными скважинами) (рис. 2);

А

В

2

2

L

В

1

В

1

В

1

В

2

0.5L

2

L

2L

2L

0.5L

2L

2

L

Рис. 2. Выделение запасов категорий А, В1 и В2 на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами.

а) для залежей, разрабатываемых, в том числе скважинами с горизонтальными, субгоризонтальными и пологими окончаниями забоя, границы категории А проводятся на всем протяжении ствола скважины на расстоянии 0,5 L. (рис. 3);

Рис. 3. Выделение запасов категорий А, В1 и В2 на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами и скважинами с горизонтальным окончанием.

А

В

2

1,5L

В

1

В

1

В

1

В

2

0.5L

2

L

2L

2L

0.5L

2L

1,5L

горизонтальный ствол

б) для газовых залежей, учитывая особенности систем размещения скважин, применяемых для их разработки, границу запасов категории А рекомендуется проводить по границе зоны дренирования (определяется по данным замеров пластового давления в наблюдательных скважинах или рассчитывается по данным гидродинамического моделирования). В случае, если доказано, что область дренирования охватывает всю газовую залежь, границу запасов категории А проводят по контуру залежи.

**2.7.** Запасы категории В1 (разрабатываемые, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к разработке) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологической схемой разработки или дополнением к ней, технологическим проектом разработки или дополнением к нему), изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими предварительную апробацию в установленном порядке, и разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими в колонне промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна).

**2.8.** Границы запасов категории В1 устанавливаются:

а) для неразбуренных частей разрабатываемой залежи, непосредственно примыкающих к участкам запасов категории А – в сторону неизученной части залежи на расстоянии равном двойному шагу эксплуатационной сетки - 2 L (рис. 2, 3);

б) для частей залежи разрабатываемых месторождений, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа при опробовании в колонне (некоторые соседние скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна), не примыкающих к запасам категории А – в сторону неизученной части залежи на расстоянии равном двойному шагу эксплуатационной сетки - 2L (рис. 5, а); отдельно расположенные не опробованные разведочные скважины в категорию В1 не включаются (рис. 4, б);

а)



б)

Рис.4. Выделение запасов категорий В1 и В2 по данным разведочного бурения на разрабатываемых месторождениях

в) если расстояние между границами запасов категории В1 меньше двойного шага эксплуатационной сетки, границы запасов категории В1 могут объединяться (рис. 4, б).

г) для частей залежи разрабатываемых месторождений, около опробованных в колонне продуктивных транзитных эксплуатационных скважин (рис.5) – на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки (2L) от опробованных скважин.



Рис.5. Выделение запасов категорий В1 и В2 по данным транзитных эксплуатационных скважин, в части которых получены промышленные притоки

**2.9**. Запасы категории В2 (неразбуренные, оцененные) выделяются и подсчитываются на неизученных частях залежей разрабатываемых месторождений, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему), изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке. Наличие запасов обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения.

К запасам категории В2 относят:

а) неразбуренные участки разрабатываемых залежей между контуром нефтегазоносности и границами участков запасов категории В1;

б) неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, изученную по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных эксплуатационных скважинах – до границ залежи.



Рис.6. Выделение запасов категорий В2 по данным транзитных эксплуатационных скважин

**2.10.** Запасы залежей разведываемых месторождений не введенных в промышленную разработку по степени геологической изученности подразделяются на две категории: категория С1 (разведанные), категория С2 (оцененные).

**2.11**. Запасы категории С1 (разведанные) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются на залежи или части залежи, на которых может осуществляться пробная эксплуатация отдельных скважин или пробная эксплуатация участка залежи. Залежи должны быть изучены сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими в колонне промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины, расположенные рядом с опробованными скважинами, могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна).

Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин изучены по результатам геолого-промысловых исследований скважин в процессе реализации проектов геологоразведочных работ, пробной эксплуатации отдельных скважин или пробной эксплуатации залежи. Запасы категории С1 подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления проектного документа на разработку.

Для открываемых месторождений в акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей РФ, в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, к запасам категории С1 относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой в открытом стволе получены качественные результаты гидродинамического каротажа (ГДК), позволяющие оценить характер насыщенности пласта.

**2.12.** Границы запасов категории С1 устанавливаются:

а) в районе параметрических, поисковых и разведочных скважин, нефтегазоносность в которых установлена по результатам испытаний скважин, давших в колонне промышленные притоки нефти и газа (отдельные соседние скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна) - в сторону неизученной части залежи на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки (2L), согласованных в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей разрабатываемых месторождений (рис.7).Для месторождений в акваториях морей граница запасов категории С1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренажа;

а)



б)



Рис. 7. Выделение запасов категории С1 и С2 на разведываемых залежах

а) если расстояние между границами запасов категории С1 меньше двойного шага предполагаемой эксплуатационной сетки (2L), границы запасов категории С1 могут объединяться (рис.7,б);

б) для залежей, где промышленная нефтегазоносность установлена в одной скважине по данным испытаний в колонне, граница запасов категории С1 проводится по квадратному элементарному участку со стороной, равной двойному шагу эксплуатационной сетки (2L), согласованному в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей (рис.8). Для месторождений в акваториях морей граница запасов категории С1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренажа;



Рис. 8. Выделение запасов категории С1 и С2 на новых залежах

в) в случае, если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории С1 следует проводить по нижней отметке интервала перфорации.

**2.13.** К категории С2 (оцененные) в соответствии с требованиями Классификации относятся запасы залежей или частей залежей разведываемых месторождений, изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения. Если на залежи все скважины испытаны в процессе бурения, то её запасы относятся к категории С2 (исключение составляют месторождения в акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей РФ, в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях).

**2.14.** К категории С2 относятся запасы:

а) неразбуренных участков разведываемых залежей, между границами залежи и границами участков запасов категории С1, если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований (рис. 7, 8);

б) разведываемых залежей, изученных по материалам промыслово-геофизических исследований в скважинах;

в) в районе скважин, по результатам опробования которых, продуктивность не установлена, а характеристика по ГИС аналогична скважинам, давшим промышленные притоки;

г) в районе скважин, продуктивность которых предполагается по данным промыслово-геофизических исследований и расположенных на значительном расстоянии от скважин, в которых получены промышленные притоки нефти (рис.7б);

д) в пределах неразбуренных тектонических блоков, примыкающих к блокам с установленной продуктивностью.

**2.15.** Выделение категорий запасов нефти и газа по изученности производится раздельно по залежам. Для двухфазных залежей выделение категорий может проводиться отдельно для их нефтяной и газовой частей.

**2.16.** Критерием выделения категорий ресурсов по геологической изученности является изученность геологического строения и нефтегазоносности участка недр по площади и разрезу параметрическим, разведочным и поисковым бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами региональных и поисково-разведочных работ.

**2.17.** Ресурсы нефти и газа по степени геологической изученности подразделяются на четыре категории: категория D0 (подготовленные), категория DЛ (локализованные), категория D1 (перспективные), категория D2 (прогнозируемые).

**2.18.** Перспективные ресурсы категории D0 выделяются на подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в не вскрытых бурением возможно продуктивных объектах открытых месторождений.

**2.19.** Локализованные ресурсы нефти и газа (категория Dл) – оцениваются по возможно продуктивным пластам в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной и предполагаемой промышленной нефтегазоносностью. Локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геологоразведочных работ с целью подготовки наиболее перспективных объектов для проведения площадных геофизических работ (сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка и пр.).

**2.20.** Категория D1 (перспективные) – ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических горизонтов и комплексов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур первого порядка. Количественная оценка перспективных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с изученными месторождениями, открытыми в пределах оцениваемого региона в соответствии с действующим на момент оценки методическим руководством по количественной оценке ресурсов нефти, газа и конденсата.

Перспективные ресурсы нефти и газа категории D1 отражают возможность открытия месторождений нефти и газа в оцениваемом регионе и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ, выбора наиболее перспективных участков для проведения на них поисковых геологических и геофизических исследований.

**2.21.** Категория D2 (прогнозируемые) – ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур первого порядка, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов предполагаются на основе имеющихся данных геологических, геофизических и геохимических исследований, а также по аналогии с другими, изученными нефтегазоносными районами той же нефтегазоносной области, где установлены месторождения нефти и газа или вышележащими нефтегазоносными комплексами.

Прогнозируемые ресурсы категории D2 отражают потенциальную возможность открытия месторождений нефти и горючих газов в регионе, промышленная нефтегазоносность которого не доказана, и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ.

**3. Требования к изученности месторождений и объектов, подготовленных к глубокому бурению**

**3.1**. В процессе изучения месторождений нефти и газа необходимо соблюдать установленные этапы и стадии геологоразведочных работ, строго 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 недр и окружающей среды.

**3.2.** Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры (ловушки), подготовленной комплексом геолого-геофизических исследований для глубокого бурения в соответствии с действующими требованиями и сделанной оценкой перспективных ресурсов категории D0.

Размещение 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.

**3.3.** Для оценки ресурсов категории D0 должны быть установлены:

а) наличие объекта (структурной, тектонически-экранированной, стратиграфической, литологической ловушки или их совокупности), подготовленного методами, прошедшими апробацию в установленном порядке; в пределах района степень подтверждаемости размеров и форм подобных объектов установлены по данным глубокого бурения; форма и размеры ловушки, изученные кондиционной сеткой сейсмических профилей; условия залегания предполагаемых залежей по результатам геолого-геофизических исследований, прошедших апробацию в установленном порядке;

б) прогнозируемое в пределах подготовленного объекта наличие коллекторов, перекрытых плотными породами, играющими роль флюидоупоров, установлено в результате структурно-фациального анализа, опирающегося на данные глубокого бурения; толщина и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов,

в) прогнозируемые состав и свойства углеводородов принимаются по аналогии с данными по залежам сходного строения открытых месторождений данного нефтегазоносного района;

г) коэффициенты заполнения ловушек нефтью или газом по аналогии с изученными месторождениями на основании анализа условий формирования углеводородов нефтяных и газовых залежей в пределах данной структурно-фациальной зоны данного нефтегазоносного района;

д) положение ВНК, ГВК, ГНК, контролирующих возможную площадь нефтегазоносности, которое определяется путем анализа геолого-структурных условий, закономерностей изменения положения контактов того же пласта в соседних залежах ( по картам изоконтактов или с учетом коэффициентов заполнения ловушек этих залежей на основе известных закономерностей их формирования в пределах данного нефтегазоносного района);

е) коэффициенты извлечения нефти и конденсата принимаются по аналогии с изученным месторождением данного нефтегазоносного района.

**3.4.** На месторождениях нефти и газа, находящихся в стадии разведки, по данным поисково-оценочного и разведочного бурения проводится изучение геологического строения объекта, дается оценка нефтегазоносности всего продуктивного разреза и предварительная оценка объема залежей, определяются основные природные факторы, влияющие на выбор методики дальнейших разведочных работ.

**3.5.** При разведке месторождений глубина, способ бурения и конструкция скважин определяются проектом разведки. При этом конструкция 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.

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

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

**3.8**. При бурении поисковых и разведочных скважин из перспективных на нефть и газ нефтегазонасыщенных отложений проводится отбор керна в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований скважин. Нормы отбора, выноса керна и детальность его лабораторных исследований регламентируются действующими нормативными документами. В необходимых случаях следует осуществлять бурение скважин со сплошным отбором керна по продуктивному пласту и отбором образцов пород для лабораторных исследований через 0,1—0,25 м толщины пласта, применять промывочные жидкости на безводной основе для повышения информативности отобранного керна и сохранения природных фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта.

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

- детальное изучение керна 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, являющихся основой интерпретации материалов геофизических исследований скважин;

- рациональный комплекс геофизических исследований скважин, по данным которых осуществляется литологическое расчленение разреза, выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубины залегания, общей, эффективной, нефтенасыщенной и (или) газонасыщенной толщин продуктивных пластов в пределах нефтяной, водонефтяной, газонефтяной, газовой и газоводяной зон, определение положения и абсолютных отметок водонефтяного, газоводяного и газонефтяного контактов, определение открытой пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;

- комплекс газогидродинамических исследований для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов «работающих» частей продуктивных пластов, положения контактов газ-нефть-вода.

**3.10.** В скважинах проводится раздельное испытание нефте-, газо- и водонасыщенных пластов на приток при разных режимах работы скважин, в том числе приборами на каротажном кабеле, для определения характера насыщенности, положения флюидальных контактов, газоконденсатной характеристики, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур, а также отбор глубинных проб нефти (не менее двух по каждому испытанному в скважине объекту). При значительной литологической изменчивости и большой толщине продуктивного пласта испытание проводится по интервалам с различными геофизическими характеристиками.

**3.11.** Для получения эксплуатационной характеристики каждой залежи, необходимо проводить поинтервальное испытание продуктивных пластов, находящихся на различных гипсометрических отметках в различных частях оцениваемой залежи. Для определения максимально возможных дебитов нефти или газа в отдельных скважинах проводится испытание всего интервала продуктивного пласта.

При низких дебитах скважин следует проводить работы по интенсификации притоков нефти и газа.

**3.12.** При проведении испытаний необходимо соблюдать согласованный в установленном порядке комплекс мероприятий по охране окружающей среды, предусматривать утилизацию всех получаемых флюидов.

**3.13.** При изучении состава нефти и газа необходимо определять наличие и содержание в них попутных полезных компонентов, а также оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче, транспортировке и переработке нефти и газа (коррозионная агрессивность к металлу и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей и др.).

**3.14.** 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) силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы, металлов, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, газосодержание, объёмный коэффициент, плотность и вязкость нефти в пластовых и стандартных условиях, температура застывания и начала кипения, товарные свойства нефти; исследование нефти проводится по глубинным пробам, а при невозможности их отбора — по рекомбинированным поверхностным пробам;

- для газа (свободного и растворенного в нефти) — плотность по воздуху, 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 (стабильного) - фракционный и групповой состав, содержание парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации.

**3.15.** При получении из скважин притоков подземных вод должны быть определены химический состав подошвенных и краевых подземных вод, содержание в них йода, брома, бора, магния, калия, лития, рубидия, цезия, стронция, германия и др., а также состав растворенного в воде газа, дебиты воды, температура, давление, газосодержание и другие показатели для обоснования проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения попутных полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

**3.16.** При разведке месторождений, расположенных в зонах многолетнемерзлых пород, следует изучать геокриологические условия района месторождения и прилегающих районов для получения данных, необходимых для проектирования предприятий по добыче и транспорту нефти и газа и прогнозирования возможных изменений окружающей среды.

**3.17.** В районе разведанного месторождения необходимо оценить сырьевую базу строительных материалов и возможные источники питьевого и технического водоснабжения для обеспечения потребности будущего предприятия по добыче нефти и газа; эти данные могут быть использованы для обоснования проведения в дальнейшем специальных геологоразведочных, гидрогеологических и изыскательских работ.

**3.18.** Для запасов нефти и газа категории С2 необходимо установить:

а) непрерывность (выдержанность) свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований в оцениваемой части залежи;

б) контуры нефтегазоносности, гипсометрическое положение флюидальных контактов, а в случае недостаточной изученности принять условный уровень подсчета с учетом косвенной информации;

в) эффективную и нефте - и газонасыщенную толщины коллекторов, пористость и другие подсчётные параметры по аналогии с разбуренными участками залежей или по данным ГИС в скважинах;

г) свойства нефти по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разведываемого или разрабатываемого месторождения.

**3.19.** Для отнесения запасов к категории С1 по залежи необходимо установить:

а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;

б) литологические особенности продуктивного пласта – вещественный состав, тип коллектора, общую толщину пласта, эффективную и нефте- и газонасыщенную толщины его коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость), нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов;

в) коэффициент вытеснения и кривые фазовых проницаемостей;

г) высотное положение флюидальных контактов (или условных уровней подсчета) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических данных;

д) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов;

е) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

ж) по данным опробования пробуренных скважин и пробной эксплуатации отдельных скважин – начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления, давления насыщения, начальное газосодержание.

з) для открываемых месторождений в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе РФ, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, в первых поисковых скважинах допускается исследование скважин пластоиспытателями на кабеле.

**3.20.** Для отнесения запасов к категории В1 должны быть установлены:

а) тип, форма и размеры залежи; положение тектонических нарушений и их амплитуды (форма и размеры каждого тектонического блока); для литологически ограниченных залежей – границы выклинивания пласта или замещения проницаемых пород непроницаемыми, для стратиграфически экранированных залежей – границы стратиграфического экранирования пластов;

б) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади - места слияния, выклинивания, замещения, геологическая макронеоднородность продуктивных пластов (статистические показатели общей, эффективной и нефте- и газонасыщенной толщины пластов и коллекторов, расчлененности и песчанистости разреза в границах подсчетного объекта, интервалы изменения, средние значения, коэффициенты вариаций, объемы выборки)

в) литологические особенности продуктивного пласта и вмещающих пород – вещественный состав, тип коллектора, коллекторские свойства пород, слагающих пласт (пористость, проницаемость), минеральный и гранулометрический состав коллектора, состав цемента, пористость и трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов, литологические свойства пород-покрышек: вещественный состав, пористость, проницаемость и др.;

г) физико-гидродинамические характеристики: коэффициент вытеснения нефти водой (газом), кривые фазовых проницаемостей, смачиваемость (гидрофобность, гидрофильность), определенные по собственному керну;

д) положения флюидальных контактов (или условных подсчетных уровней) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических материалов, а также контуры нефтегазоносности;

е) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов:

- 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, молекулярная масса, температура начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафинами, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный состав, компонентный состав;

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

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

- для залежей с повышенной вязкостью нефти, по которым могут быть рассмотрены варианты разработки с применением теплофизических или термохимических методов воздействия на пласт, средние значения коэффициента теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости (раздельно для пород и жидкости);

ж) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

з) геофизические критерии выделения пород-коллекторов, увязанные с данными по керну;

з) по данным опробования пробуренных скважин и пробной эксплуатации отдельных скважин – начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления.

**3.21**. Для отнесения запасов к категории А должны быть установлены:

д) гидропроводность и пьезопроводность;

е) начальные и текущие дебиты нефти, растворённого газа и воды, свободного газа и содержание в нем сырого и стабильного конденсата; коэффициенты продуктивности скважин, величины начальных и текущих пластовых давлений, давления насыщения и начала конденсации, начальное газосодержание нефти, газовый фактор и его изменение во времени;

к) суммарная добыча нефти, газа, конденсата и воды по скважинам и пластам на дату подсчета запасов;

л) гидродинамическая связь отдельных продуктивных пластов и тектонических блоков;

м) наиболее эффективные методы повышения коэффициента извлечения нефти (КИН).

**3.22.** В процессе разработки залежи в скважинах, давших приток воды за контуром нефте- или газоносности, должны быть проведены систематические наблюдения за изменением пластового давления. Гидродинамическую характеристику и химический состав подземных вод месторождений следует сопоставлять с аналогичными данными по другим месторождениям района; с учетом этого сопоставления должны быть охарактеризованы вероятные области питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

**4. Требования к подсчету и учету начальных и текущих запасов, оценке ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов**

**4.1.** Подсчет запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов проводится в соответствии с требованиями «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».

**4.2.** Запасы категории А (разрабатываемые, разбуренные) подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), разбуренных эксплуатационными скважинами и разрабатываемых в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), степень изученности которых отвечает требованиям к изученности месторождений (пункты 3.20, 3.21) и в соответствующих границах (пункт 2.6).

**4.3.** Запасы категории В1 подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), не разбуренных эксплуатационными скважинами залежей/частей залежей, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), степень изученности которых отвечает требованиям к изученности месторождений (пункт 3.20) и в соответствующих границах (пункт 2.8).

**4.4.** Запасы категории В2 подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней) и в соответствующих границах (пункт 2.9).

**4.5.** Запасы категории C1 подсчитываются на не введенных в промышленную разработку месторождениях, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин, степень изученности которых отвечает требованиям к изученности месторождений (пункты 3.19) в границах, проведенных согласно пункту 2.12.

**4.6.** Запасы категории С2 подсчитываются на неразведанных частях не введенных в промышленную разработку месторождениях, степень изученности которых отвечает требованиям к изученности месторождений (пункты 3.18) в границах, проведенных согласно пунктам 2.12 и 2.13.

**4.7.** Основным объектом подсчёта запасов нефти и газа является залежь. Подсчет и учет начальных и текущих геологических и извлекаемых запасов нефти и газа и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов проводят по каждой залежи раздельно и по месторождению в целом.

Если залежь состоит из нескольких пластов, характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), то в качестве подсчётного объекта может рассматриваться каждый из этих пластов. Запасы месторождения в целом определяются как сумма запасов всех залежей (всех подсчетных объектов).

**4.8.** При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчёту и учёту запасы нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов, целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчётами.

**4.9.** Запасы нефти и газа (растворенного, свободного и газа газовых шапок) подсчитываются и учитываются раздельно. Запасы попутных полезных компонентов, подсчитываются и учитываются также раздельно.

**4.10.** Подсчет начальных и текущих запасов нефти и газа проводится раздельно по залежам с выделением запасов газовой, газонефтяной, газонефтеводяной, газоводяной, нефтяной и водонефтяной зон. Сумма запасов по зонам должна соответствовать запасам всей залежи. Запасы месторождения складываются из суммы запасов учтённых в нём залежей.

**4.11.** Для учета запасов подсчетных объектов (залежей), границы которых выходят за пределы лицензионных участков, запасы нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов определяются как в целом по месторождению, подсчетным объектам (залежам), так и в границах лицензионных участков (распределенный фонд) и за их пределами (нераспределенный фонд).

**4.12.** В пределах подсчетных объектов подсчёт и учет запасов, а также оценка и учёт ресурсов различных категорий ведется раздельно (D0).

**4.13.** Для разрабатываемых месторождений дополнительно подсчёт и учет запасов ведется раздельно для каждой зоны насыщения, выделенной на данном подсчетном объекте (газовой, газонефтяной, нефтяной, водонефтяной, газоводонефтяной).

**4.14.** Для нефтяных залежей содержащих традиционные запасы основным методом подсчёта начальных геологических запасов нефти и газа является объемный метод. Метод материального баланса является вспомогательным и применяется при необходимости для контроля подсчёта запасов разрабатываемых залежей или их участков, охваченных на дату подсчета дренированием.

**4.15.** Для залежей природного газа содержащих традиционные запасы подсчет геологических запасов газа и конденсата выполняется объемным методом. Для месторождений с отбором газа в количестве 30 % и более от начальных запасов, отчет по подсчету запасов представлять с обязательным приложением подсчета запасов на основе уравнения материального баланса.

**4.16.** Объемный метод применяется для подсчета начальных геологических запасов нефти и газа, содержащих традиционные запасы, как правило, с использованием цифровых трехмерных геологических и фильтрационных моделей.

**4.17.** Для залежей, содержащих нетрадиционные запасы, подсчет, оценка, учет запасов и ресурсов нефти, газа и попутных полезных компонентов производится с использованием методик, изложенных в отдельных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

**4.18.** Подсчет геологических запасов нефти производится с учётом объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий. В отдельных случаях для запасов категории В2, С1 и С2 допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов.

**4.19**. Подсчет геологических запасов растворенного газа производится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий. В отдельных случаях для запасов категории В2, С1 и С2 допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов.

**4.20.** Для подсчета остаточных запасов нефти залежей, находящихся в поздней стадии разработки, в зависимости от режима работы залежи, в качестве дополнительного метода, могут применяться различные варианты статистического метода.

**4.21.** Оценка подготовленных (категории D0) и локализованных (категории Dл) геологических ресурсов нефти и газа на площадях, изученных сейсморазведочными работами, проводится только объемным методом. Форма, размер и условия залегания предполагаемых залежей определяются по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

**4.22.** Оценка перспективных (категории D1) и прогнозируемых (категории D2) ресурсов производится с использованием методов, изложенных в отдельных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

**4.23.** Ресурсы оцениваются и учитываются раздельно по нефти и газу в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек по результатам геологоразведочных работ.

**4.24**. Основным документом подсчёта начальных геологических запасов нефти и газа является подсчётный план, составляемый на основе или структурных карт по кровле подсчётного объекта, или карт поверхности коллекторов этого объекта. Масштабы планов (1:5000—1:50000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи. В отдельных случаях, при подсчёте запасов по крупным и уникальным месторождениям, масштаб подсчетных планов может быть принят равным 1:100000.

**4.25**. Для месторождений, находящихся в разработке (категория запасов А, В1, В2), извлекаемые запасы нефти, газа конденсата и содержащихся в них попутных полезных компонентов определяются по данным технологических документов на разработку залежей (месторождений) (технологическая схема, проект разработки и дополнения к ним), полученных в результате технико-экономических расчетов за расчетный период по варианту разработки, утвержденному в установленном порядке.

При расчете извлекаемых запасов определяется количество нефти, газа, конденсата и попутных полезных компонентов, которое можно извлечь как за весь срок разработки, так и за рентабельный период.

**4. 26.** Технологический документ (технологическая схема, проект разработки и дополнения к ним) для месторождений, находящихся в разработке (категория запасов А, В1, В2), представляется для рассмотрения в Роснедра одновременно с полным подсчетом или оперативным подсчетом геологических запасов.

**4.27.** При изменении ранее утвержденных ГКЗ Роснедра геологических запасов для категорий запасов А, В1, В2 более чем на 20%, на экспертизу представляются подсчет геологических запасов и технологическая схема/проект разработки.

**4.28.** При изменении ранее утвержденных ГКЗ Роснедра геологических запасов менее чем на 20%, на экспертизу представляется оперативный подсчет запасов. При этом для подсчета и учета извлекаемых запасов коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата принимаются утвержденные ранее ГКЗ Роснедра в установленном порядке.

**4.29.** При изменении ранее утвержденных ГКЗ Роснедра извлекаемых запасов и/или изменении проектных решений на экспертизу представляется оперативный подсчет запасов и дополнение к технологической схеме разработки/проекту разработки.

**4.30.** Все технологические документы должны быть выполнены в соответствии с правилами разработки и правилами проектирования разработки, утвержденными в установленном порядке, и с использованием всей имеющейся на дату подсчета геолого-промысловой информации.

В представленных технологических документах должны быть рассчитаны варианты, основанные на современных методах повышения нефтеоотдачи пластов, апробированные на месторождении или месторождениях-аналогах в установленном порядке.

**4.31.** Для месторождений, находящихся в разведке (категории С1 и С2), расчет извлекаемых запасов осуществляется на основании определения конечного технологического коэффициента извлечения нефти, газа и конденсата (КИН, КИГ, КИК). Расчет извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения осуществляется на основании технико-экономических расчетов.

При отсутствии достаточной геолого-промысловой информации для месторождений, находящихся в стадии разведки, допускается использование упрощенных статистических способов определения коэффициента извлечения (КИН, КИГ, КИК):

• метод аналогий;

• покоэффициентный метод;

• эмпирические методы.

**4.32.** Оценка извлекаемых ресурсов и коэффициентов извлечения (КИН, КИК и КИГ) подготовленных (категории D0) и локализованных (категории Dл), перспективных (категории D1) и прогнозируемых (категории D2) ресурсов производится с использованием методов, изложенных в отдельных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

**4.33.** Коэффициенты извлечения нефти (КИН), газа (КИГ) и конденсата (КИК) определяется с использованием методов, изложенных в специальных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

**4.34.** Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы природных углеводородов (нефти, газа и конденсата) рассчитываются и учитываются по каждому объекту разработки по рекомендуемым экономически обоснованным вариантам их разработки, обеспечивающим наиболее полное извлечение запасов нефти, газа и конденсата при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

**4.35.** Коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата, определенные в рамках проекта пробной эксплуатации месторождения (залежи) не утверждаются и принимаются для сведения. Проект пробной эксплуатации выполняется и представляется в Роснедра для месторождений находящихся в стадии разведки (категория С1). Основная цель документа – представление на утверждение программы работ по доразведке месторождения и определения его добывных возможностей с целью последующего перевода в разрабатываемые месторождения. Срок действия документа 3-5 лет.

**4.36.** В пробную эксплуатацию месторождения (залежи) может вовлекаться не более 20% от запасов месторождения (залежи).

**4.37.** Запасы месторождений и ресурсы нефти, конденсата, серы, металлов, этана, пропана, бутанов подсчитываются, оцениваются и учитываются в единицах массы (в тысячах тонн).

Запасы месторождений и ресурсы газа приводятся к стандартным условиям (давлению 0,1МПа и температуре 200С). Запасы и ресурсы сухого газа, сероводорода, диоксида углерода, азота подсчитываются, оцениваются и учитываются в миллионах кубических метров, гелия и аргона - в тысячах кубических метров.

**4.38.** Отчеты по подсчету и обоснованию категорий запасов оформляются в соответствии с действующими нормативно методическими документами, утвержденными Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской федерации.

**5. Подготовленность разведанных месторождений к промышленному освоению**

**5.1.** Перевод месторождений из находящихся в разведке в разрабатываемые производится только при условии, что запасы нефти и/ или газа по категории С1 по основному подсчетному объекту и/ или объекту разработки составляют более 50% от всех запасов объекта и при соблюдении требований к изученности для категории В1.

**5.2.** Перевод месторождений из находящихся в разведке в разрабатываемые производится при согласовании в установленном порядке первой Технологической схемы разработки по месторождения.

**Приложения к Инструкции**

**по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов**

**Приложение 1**

**Рекомендуемые минимальные промышленные** **концентрации** **попутных компонентов**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Основное или попутное полезное ископаемое | Попутные компоненты | Промышленная  концентрация\* |
| Нефть | Сера  Ванадий | 0,5 %  120 г/т |
| Конденсат | Сера | 0,5 % |
| Свободный газ  и газ газовых шапок | Этан  Пропан-бутаны  Сероводород  Гелий  Азот  Двуокись углерода | 3 %  0,9 %  0,5 %  0,05 %  15 %  15% |
| Растворенный газ | Этан  Пропан-бутаны  Сероводород  Гелий | 3 %  0,9 %  0,5 %  0,035 % |
| Пластовые воды | Йод  Бром  Окись бора  Литий  Рубидий  Цезий  Стронций  Германий  Вольфрам  Магний  Калий | 10 мг/л  200 мг/л  250 мг/л  10 мг/л  3 мг/л  0.5 мг/л  300 мг/л  0,05 мг/л  0.03 мг/л  100 г/л  1000 мг/л |

\**при утверждении соответствующих регламентирующих документов минимальные промышленные концентрации попутных компонентов принимаются в соответствии с регламентирующими документами.*

**Приложение 2**

**Классификация нефтей по содержанию серы**

|  |  |
| --- | --- |
| Содержание серы в нефти, % | Типы нефти |
| До 0,6 | Малосернистые |
| 0,61-1,8 | Сернистые |
| 1,81-3,5 | Высокосернистые |
| Более 3,5 | Особо высокосернистые |

**Приложение 3**

**Классификация нефтей по количеству парафинов**

|  |  |
| --- | --- |
| Содержание парафинов, % | Типы нефти |
| Менее 1,5 | Малопарафинистые |
| 1,51-6 | Парафинистые |
| более 6 | Высокопарафинистые |

**Приложение 4**

**Классификация нефтей по содержанию смол и асфальтенов**

|  |  |
| --- | --- |
| Содержание смол и асфальтенов, % | Типы нефти |
| Менее 5 | Малосмолистые |
| 5-15 | Смолистые |
| более 15 | Высокосмолистые |

**Приложение 5**

**Классификация нефтей по плотности**

|  |  |
| --- | --- |
| Плотность нефти при 200, г/см3 | Типы нефти |
| до 0.830 | Особо легкая |
| 0.831-0.850 | Легкая |
| 0.851-0.870 | Средняя |
| 0.871-0.895 | Тяжелая |
| более 0.895 | Битуминозная |

**Приложение 6**

**Классификация нефтей по вязкости**

|  |  |
| --- | --- |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа\*с | Типы нефти |
| до 5,0 | Незначительной вязкости |
| от 5,1 до10,0 | Маловязкая |
| от 10,1 до 30,0 | Повышенной вязкости |
| от 30,1 до 200,0 | Высоковязкая |
| более 200,0 | Сверхвязкая |

**Приложение 7**

**Классификация газовых залежей по содержанию конденсата (C5 + в)**

|  |  |
| --- | --- |
| Содержание конденсата (C5 + в), г/м3 | Группы месторождений |
| менее 25 | низкоконденсатные |
| от 25 до100 | среднеконденсатные |
| от 100 до 500 | высококонденсатные |
| более 500 | уникальноконденсатные |

**Приложение 8**

**Основные термины и определения, используемые** **в настоящей Инструкции по применению классификации запасов и ресурсов нефти и газа**

Залежь нефти и газа – естественное промышленное скопление нефти и (или) газа в проницаемых коллекторах ловушек различного типа. Тип, форма и размер залежи определяются типом ловушки и природного резервуара. Выделяют следующие основные типы залежей нефти и газа: пластовые, массивные, литологически ограниченные, стратиграфически и тектонически экранированные; возможна комбинация указанных типов залежей.

Запасы:

• геологические – количество нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах и наличие которых в недрах доказано пробной или промышленной эксплуатацией, или испытанием скважины, или обосновывается геолого-геофизическими исследованиями;

• извлекаемые – часть геологических запасов, которые могут быть добыты из залежи (месторождения) за весь срок разработки в рамках оптимальных проектных решений с использованием доступных, на данный момент времени, технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды;

• разрабатываемые – запасы залежей, на которых ведется добыча нефти или газа на основании утвержденного проектного документа;

• разведываемые – запасы залежей, на которых проводятся разведочные работы.

Конденсат – природная смесь углеводородов (С5+В), в пластовых условиях находящаяся в газообразной форме (газоконденсатная смесь). Углеводороды и другие компоненты газоконденсатной смеси переходят в жидкую фазу (сырой конденсат) при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации.

Конденсат сырой - продукт сепарации свободного газа, состоящий при стандартных условиях из жидких углеводородов, в которых растворено определенное количество газообразных продуктов.

Конденсат стабильный состоит из пентанов и вышекипящих углеводородов (С5+В), не содержит газообразных продуктов. Его получают из отсепарированного газа и путем полной дегазации сырого конденсата. При подсчете запасов учитывается стабильный конденсат.

Коэффициент извлечения углеводородов - отношение начальных извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам и выражается в долях единицы.

Ловушка – часть природного резервуара, в котором благодаря структурному фактору, стратиграфическому или (и) тектоническому экранированию и литологическому ограничению или другим осложнениям возможно образование скоплений нефти и газа;

- выявленная – ловушка, подтвержденная, как минимум, сейсмическими исследованиями, структурным бурением или сочетанием этих методов по пересекающимся профилям, другими геолого-геофизическими исследованиями, данные которых на других ловушках подтверждены бурением или сейсморазведкой;

- подготовленная – ловушка, для которой по данным сейсморазведочных и других видов геолого-геофизических исследований составлено представление о строении ловушки, обуславливающее выбор места заложения поисковых скважин и определение их глубины.

Промышленный приток – величина дебита нефти и/или газа из скважины, при котором разработка залежи (скважины) на данном этапе считается рентабельной.

Растворенный газ – природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в растворенном в нефти виде и выделяющаяся из нее при снижении давления ниже давления насыщения. Состав растворенного газа изменяется в широких пределах – от метанового до практически не содержащего метан, но характеризующегося повышенным содержанием С2-С4 и С5+высшие.

Расчетный срок (период) разработки – время, прошедшее с начала ввода в эксплуатацию месторождения (эксплуатационного объекта, залежи) до отключения последних скважин эксплуатационного фонда по обоснованным ограничивающим критериям (минимальный дебит нефти – 0,5 т, обводненность – 98 %, предельный газовый фактор, для месторождений природных газов - достижение технологически обоснованного давления забрасования).

Ресурсы:

• геологические ресурсы – количество нефти, газа и конденсата, содержащееся в невскрытых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах, и наличие которых в недрах предполагается на основе геологических представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований;

• извлекаемые ресурсы – часть геологических ресурсов, которую прогнозируется извлечь из недр с использованием доступных технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Свободный газ – природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых и стандартных условиях в газообразном состоянии. К горючим относятся метан (СН4) и его гомологи: этан (С2Н6), пропан (С3Н8), бутан и изобутан (С4Н10). К этой же группе относятся непредельные газы – этилен (С2Н4), пропилен (С3Н6), бутилен (С4Н8) и ряд горючих неуглеводородных попутных компонентов – водород (Н2), сероводород (Н2S) и окись углерода (СО). К негорючим попутным компонентам газа относят двуокись углерода (СО2), азот (N2), гелий (Не) и др.

Скважина:

• Поисковая – пробуренная с целью опоискования подготовленных перспективных объектов и открытия новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождения;

• Разведочная – пробуренная на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для оценки запасов и сбора исходных данных для составления проектного документа;

• Эксплуатационная – пробуренная для разработки залежей нефти и газа. В эту категорию входят опережающие эксплуатационные, экстуатационные, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические) скважины;

• Эксплуатационная транзитная – пробуренная на разрабатываемую залежь нефти и вскрывшая попутно продуктивные пласты, нефтегазоносность которых установлена по данным ГИС;

• Эксплуатационная опережающая – пробуренная на разрабатываемую или подготовленную 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 и обоснования рациональной разработки и эксплуатации залежи;

• Нагнетательная – пробуренная для проведения воздействия на эксплуатируемый пласт с помощью закачки воды, газа и других агентов;

• Наблюдательная – пробуренная для осуществления систематического наблюдения за изменением давления, положения межфлюидальных контактов и других параметров в процессе эксплуатации пласта;

• Параметрическая – первая скважина на структурах II порядка, бурящаяся с полным отбором керна и максимальным охватом данными ГИС с целью регионального изучения недр и увязкой с другими методами региональных исследований.

Традиционные залежи нефти и газа – это залежи углеводородов, разработка которых возможна традиционными методами, то есть за счет использования распространенных технологий разработки месторождений и с применением стандартных методов интенсификации добычи.

Участок недр – геометризированный блок недр с определенными в установленном порядке пространственными границами.