

## МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

### ВВЕДЕНИЕ

Настоящие Методические рекомендации составлены с учетом действующих нормативных документов и предназначены для использования при подсчете запасов и оценке ресурсов, составлении отчетов по подсчету запасов и проведении государственной экспертизы материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов (далее – горючие газы или газы).

В Методических рекомендациях изложены:

- требования Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов к подсчету, оценке и учету запасов и ресурсов нефти и газа и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов;
- Рекомендации по выделению категорий запасов и ресурсов по геологической изученности;
- Методы технико-экономической оценки запасов углеводородов, которые включают:
  - определение показателей технико-экономической оценки запасов углеводородов;
  - порядок проведения технологических и экономических расчетов;
  - выбор оптимального варианта разработки по величине экономически эффективных запасов углеводородов;
- Рекомендации по выделению групп запасов по экономической эффективности;
- Основные термины и определения.

### I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Полезные ископаемые, содержащиеся в залежах нефти и горючих газов, по условиям залегания и технологии извлечения подразделяются на основные и попутные полезные ископаемые и компоненты.
2. Основные полезные ископаемые – нефть и свободный горючий газ.
3. Попутные полезные ископаемые – газовый конденсат (далее – конденсат), растворенный газ, минеральные комплексы (подземные пластовые воды, рассолы и др.), содержащиеся в одних пластах с нефтью и газом и извлечение которых технически возможно и экономически эффективно.
4. Попутные компоненты – компоненты, выделяемые из нефти, конденсата, горючих газов, подземных пластовых вод (далее – пластовые воды) в результате переработки.
5. Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных компонентов приведены в приложении 1.

6. Оценка и учет качества нефти, горючих газов, попутных полезных ископаемых и компонентов производится в соответствии с требованиями технических регламентов, положениями стандартов или условиями договоров, принятыми в установленном законодательством порядке, в которых учитываются технология добычи, способы транспортировки и переработки сырья, обеспечивающие их комплексное использование.

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, парафинов, асфальтенов и смол.

Групповой 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, выкипающих при разгонке до 350<sup>0</sup>С и масляных фракций (дистиллятов) с температурой кипения выше 350<sup>0</sup>С.

По содержанию серы нефти подразделяют на малосернистые (до 0,6%), сернистые (0,61-1,8%), высокосернистые (1,81-3,5%), особо высокосернистые (более 3,5%).

По количеству парафинов нефти подразделяются на малопарафинистые (не свыше 1,5%), парафинистые (1,51-6%), высокопарафинистые (выше 6%).

По содержанию смол и асфальтенов нефти подразделяют на малосмолистые (менее 5%), смолистые (5-15%), высокосмолистые (выше 15%).

7. Классификации нефтей по плотности и вязкости нефти приведены в приложениях 2 и 3.

8. При применении Классификации для выделения категорий запасов рекомендуется использовать элементарный участок, под которым понимается квадратный участок залежи со стороны, равной расстоянию между скважинами эксплуатационной сетки, и ориентированный по линии юг-север (запад-восток). Для линейно вытянутых геологических объектов (узкие складки, нефтяные оторочки и т.п.) элементарные участки рекомендуется ориентировать по линии простирания геологической структуры. Размер эксплуатационной сетки определяется проектным документом на разработку, а при его отсутствии принимается по аналогии с залежами, имеющими сходные геолого-промысловые характеристики по близлежащим разрабатываемым месторождениям или экспертно.

9. Совокупность элементарных участков запасов одинаковых категорий определяет границы запасов разных категорий.

10. В однородных пластах, выдержанность которых по площади подтверждена данными геолого-геофизических исследований, размеры элементарных участков могут быть увеличены до удвоенного расстояния между скважинами эксплуатационной сети.

11. В однородных пластах элементарные участки объединяются, если расстояния между границами участков меньше, чем расстояние между эксплуатационными скважинами.

12. На залежах, разбуренных горизонтальными скважинами, размеры элементарного участка принимаются равными размеру зоны дренирования залежи горизонтальным стволом.

13. Оценка ресурсов категории D0 проводится для отдельных ловушек, подготовленных для поискового бурения.

14. Оценка ресурсов категории D1 проводится для зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносных районов, нефтегазоносных областей или их частей.

15. Оценка ресурсов категории D2 проводится для нефтегазоносных областей, нефтегазоносных провинций (бассейнов) или их частей.

## **II. ТРЕБОВАНИЯ К ПОДСЧЕТУ, ОЦЕНКЕ И УЧЕТУ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ, КОНДЕНСАТА И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ И СОДЕРЖАЩИХСЯ В НИХ КОМПОНЕНТОВ**

16. Подсчет и учет запасов нефти, конденсата, горючих газов и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производят по каждой залежи отдельно и месторождению в целом.

17. Подсчет запасов и оценка ресурсов проводятся детерминистским методом. При детерминистском методе подсчета запасы залежи характеризуют одной величиной, которую рассчитывают по средним значениям параметров, определенных по геологическим, геофизическим и промысловым данным. Запасы нефти и газа открытых и разведываемых залежей подсчитываются объемным методом, а находящихся в разработке - объемным методом или, на поздних стадиях разработки и в зависимости от режима работы залежей, методом материального баланса и различными вариантами статистического метода.

18. Объемный метод подсчета запасов является основным и применяется, как правило, с использованием цифровых геологических и фильтрационных моделей. Метод материального баланса является вспомогательным и применяется для оценки запасов участков залежи, охваченных дренированием на дату подсчета запасов. Подсчет запасов нефти методом материального баланса неприемлем для залежей, разработка и эксплуатация которых сопровождается активным проявлением водонапорного или упруго - водонапорного режима. Подсчет запасов свободного газа методом падения пластового давления применяется для газовых залежей, работающих на газовом режиме или в период работы на этом режиме.

19. Оценка подготовленных ресурсов нефти и газа (категория D0) на площадях, изученных сейсморазведочными работами, проводится только объемным методом.

20. Оценка перспективных (категория D1) и прогнозируемых (категория D2) ресурсов производится с использованием методов, изложенных в методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

21. Подсчет запасов проводится отдельно по залежам с выделением запасов газовой, газонефтяной, газонефтеводяной, газовой, нефтяной и во-

донефтяной зон. Сумма запасов по зонам является запасами залежи. В целом по месторождению запасы складываются из суммы запасов всех залежей. Выделение категорий запасов проводится отдельно для нефтяной и газовой частей залежи.

22. Залежь может быть разделена на подсчетные объекты в случаях:

- наличия непроницаемых глинистых прослоев, разделяющих продуктивный пласт на самостоятельные объекты;
- резкого различия фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов, слагающих продуктивные пласты.

23. При подсчете запасов нефти и газа в продуктивных пластах, имеющих различные геолого-физические и фильтрационно-емкостные свойства, для повышения достоверности проектирования разработки необходимо проводить дифференцированный подсчет запасов. Дифференциация запасов нефти и газа в зависимости от решаемой задачи может проводиться по различным критериям (типу коллектора, классам проницаемости, характеру насыщения коллекторов, типу разреза и др.).

24. Подсчет запасов нефти производится с использованием объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий. В отдельных случаях по согласованию с органами государственной экспертизы допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов.

25. Подсчет запасов растворенного в нефти 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 по согласованию с органами государственной экспертизы допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов.

26. Подсчет запасов нефти и газа проводится на подсчетных планах, составленных на основе структурных карт. Масштабы планов (1:5000—1:50000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи. По согласованию с органами государственной экспертизы допускается представление подсчетных планов в масштабе 1:100000.

27. При подсчете запасов залежей и месторождений нефти и газа, а также оценке ресурсов нефтегазоперспективных объектов подлежат обязательному разделению подсчету, оценке и учету запасы и ресурсы: нефти, газа (растворенного, свободного и газа газовых шапок), конденсата и попутных компонентов, содержащихся в нефти (сера, тяжелые металлы и др.), конденсате, свободном и растворенном газе (этан, пропан, бутаны, сероводород, сера, гелий, азот, двуокись углерода и др.) и попутных водах (йод, бром, бор, легкие металлы и др.).

28. Ресурсы и запасы нефти и конденсата, а также этана, пропана, бутанов, серы и металлов учитываются в единицах массы (тыс. тонн). Ресурсы и запасы

сы газов учитываются в единицах объема, приведенных к стандартным условиям (давлению 0,1МПа и температуре 20<sup>0</sup> С) в млн.м<sup>3</sup>. Подсчет сухого газа, сероводорода, двуокиси углерода, азота ведется в млн. м<sup>3</sup>, гелия - в тыс.м<sup>3</sup>.

29. Учитывая разную степень достоверности запасов и ресурсов различных категорий, учет запасов и ресурсов различных категорий ведется раздельно.

30. При оценке запасов по отдельным залежам и месторождениям допускается сложение только запасов категорий В и С1, отдельно отражаются запасы категории С2.

31. Суммирование запасов и ресурсов различных категорий по выделенным регионам (определение начальных суммарных ресурсов и запасов) допускается для оценки общего потенциала запасов и ресурсов недр и решения задач перспективного развития.

32. При определении запасов месторождений подлежат обязательному раздельному подсчету и учету все виды полезных ископаемых, находящихся в залежах нефти и газа (основные полезные ископаемые, попутные полезные ископаемые и компоненты).

### **III. ВЫДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИЙ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ**

#### **Определение накопленной добычи**

33. Количество добытых на дату подсчета запасов из залежи (месторождения) за всю историю разработки запасов основных и попутных полезных ископаемых и попутных компонентов для целей учета принимается по данным недропользователя без экспертизы и учитывается государственным балансом запасов. Накопленная добыча используется при определении степени выработки начальных запасов и начальных запасов и ресурсов недр.

#### **Выделение запасов категории В**

34. Для отнесения запасов к категории В (достоверные) должны быть установлены:

- а) размеры и форма залежи; положение тектонических нарушений и их амплитуды (форма и размеры каждого тектонического блока); для литологически ограниченных залежей – границы выклинивания пласта и замещения проницаемых пород непроницаемыми, для стратиграфически экранированных залежей – границы стратиграфического экранирования пластов;
- б) закономерности изменения по площади и разрезу литологических особенностей продуктивного пласта – его вещественного состава, общей эффективной и эффективной нефти – и

газонасыщенной толщины, типа коллектора, фильтрационно-емкостных свойств (открытой пористости, проницаемости), нефти- и газонасыщенности продуктивных пластов;

- в) геофизические критерии выделения пород-коллекторов, увязанные с данными по керну;
- г) фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, коэффициенты вытеснения и кривые фазовых проницаемостей;
- д) гидропроводность и пьезопроводность;
- е) начальные и текущие дебиты нефти и воды, свободного газа и содержание в нем сырого и стабильного конденсата; коэффициенты продуктивности скважин, величины начальных пластовых давлений, давления насыщения и начала конденсации, начальное газосодержание нефти, газовый фактор и его изменение во времени;
- ж) состав и свойства нефти, газа, конденсата, воды, а также содержащихся в них попутных компонентов в пластовых и стандартных условиях;
- з) высотное положение контактов газ-нефть-вода и отсутствие или наличие промышленно значимой нефтяной оторочки в газовых залежах;
- и) суммарная добыча нефти, газа, конденсата и воды по скважинам и пластам;
- к) гидродинамическая связь отдельных продуктивных пластов и тектонических блоков;
- л) наиболее эффективные методы воздействия на эксплуатационные объекты.

Границы запасов категории В выделяются:

- а) для разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами, граница запасов категории В проводится по контуру залежи (рис. 1а);

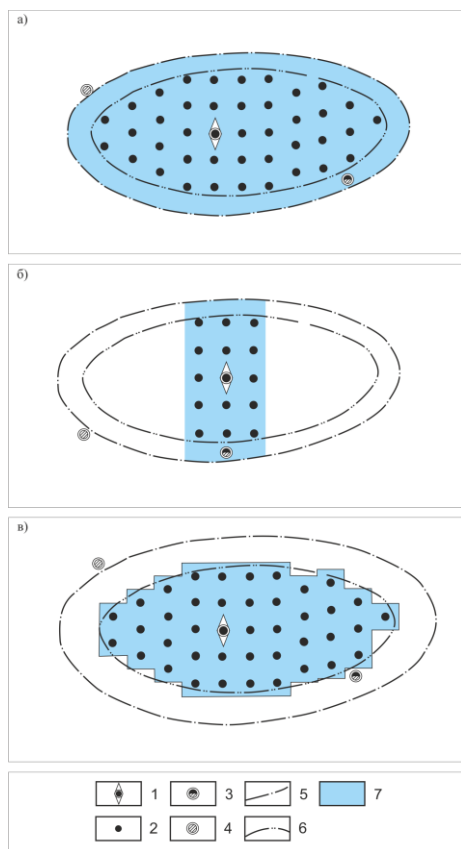


Рис. 1. Выделение запасов категории В на разрабатываемых залежах (а) и частично разбуренных эксплуатационными скважинами (б), при ширине межконтурной зоны большей, чем радиус дренирования эксплуатационных скважин (в).

Условные обозначения: 1 – поисковая скважина, давшая промышленный приток, 2 – эксплуатационная скважина, 3 – разведочная межконтурная скважина, давшая обводненный приток, 4 – разведочная законтурная скважина, 5 – внешний контур нефтеносности, 6 – внутренний контур нефтеносности, 7 – запасы категории В.

- б) на разрабатываемой части залежи, разбуренной эксплуатационными скважинами, запасы категории В ограничиваются зоной дренирования добывающих скважин (рис. 1б, 1в);
- в) запасы категории В в зоне дренирования единичной эксплуатационной (или переведенной в эксплуатационную) скважины выделяются в случае, если она эксплуатируется согласно проектному документу на разработку. Граница запасов категории В проводится по границе квадратного элемента со стороны, равной шагу эксплуатационной сетки с эксплуатируемой скважиной в центре;
- г) в случае, если гидродинамическими исследованиями (гидропрослушиванием и др.) доказана сообщаемость между скважинами, к категории В рекомендуется относить запасы всей части залежи, охваченной дренированием (рис.2);

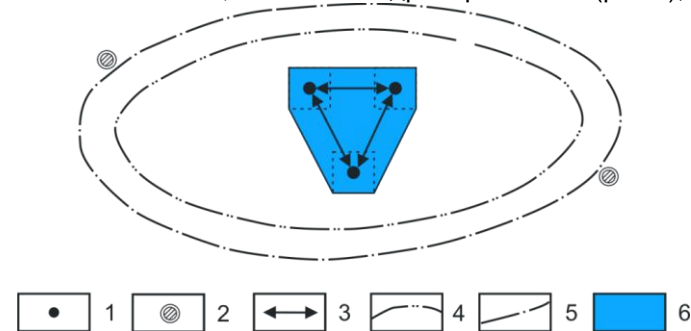


Рис. 2. Выделение запасов категории В на участке разрабатываемой залежи, для которого доказана гидродинамическая сообщаемость между эксплуатационными скважинами.

Условные обозначения: 1 – эксплуатационная скважина, 2 - разведочная законтурная скважина, 3 – установленная гидродинамическая сообщаемость между скважинами, 4 – внешний контур нефтеносности, 5 – внутренний контур нефтеносности, 6 – запасы категории В.

- д) на разрабатываемой нефтяной залежи (части залежи), контур нефтеносности которой не установлен, граница запасов категории В проводится по условному уровню подсчета (по подошве перфорированного нефтенасыщенного интервала, из которого получен промышленный приток нефти);
- е) для газовых залежей, учитывая особенности систем размещения скважин, применяемых для их разработки, границу за-

пасов газа категории В рекомендуется проводить по границе зоны дренирования, которая определяется либо по данным замеров пластового давления в наблюдательных скважинах, либо рассчитывается по данным гидродинамического моделирования (рис. 3).

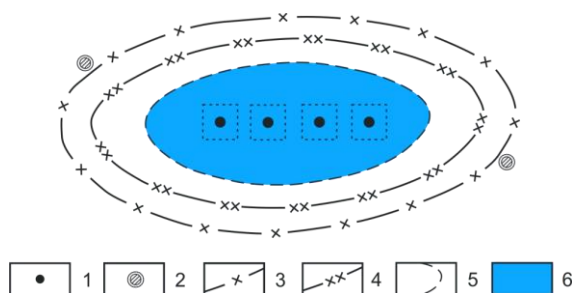


Рис. 3. Выделение запасов категории В на участке разрабатываемой газовой залежи

Условные обозначения: 1 – эксплуатационная скважина, 2 - разведочная законтурная скважина, 3 – внешний контур газоносности, 4 – внутренний контур газоносности, 5 – установленная зона дренирования залежи эксплуатационными скважинами, 6 – запасы категории В.

В случае, если доказано, что область дренирования охватывает всю газовую залежь, границу запасов категории В рекомендуется проводить по контуру залежи (рис. 4).

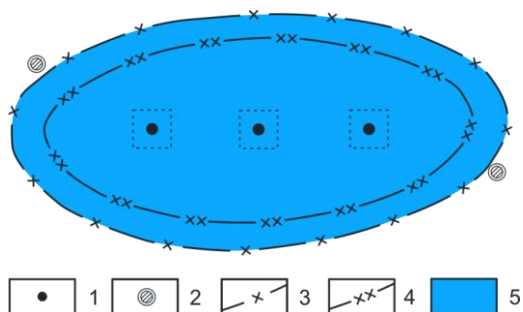


Рис. 4. Выделение запасов категории В для разрабатываемой газовой залежи

Условные обозначения: 1 – эксплуатационная скважина, 2 - разведочная законтурная скважина, 3 – внешний контур газоносности, 4 – внутренний контур газоносности, 5– запасы категории В.

На залежах, разрабатываемых горизонтальными скважинами, элементарные участки рекомендуется принимать равными размеру зоны дренирования залежи горизонтальными скважинами. При этом горизонтальную скважину необходимо рассматривать как совокупность вертикальных скважин, размещенных на прямой линии между точкой входа в пласт и забоем в пласте (рис. 5).

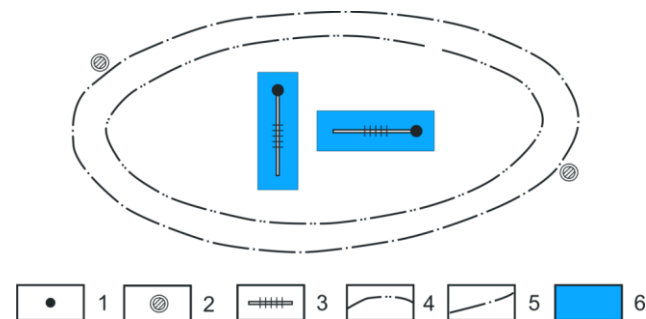


Рис. 5. Выделение запасов категории В в районе скважины с горизонтальным стволом

Условные обозначения: 1 – эксплуатационная скважина, 2 - разведочная законтурная скважина, 3 – проекция горизонтального ствола эксплуатационной скважины, 4 – внешний контур нефтеносности, 5 – внутренний контур нефтеносности, 6 – запасы категории В.

### Выделение запасов категории С1

35. Для отнесения запасов к категории С1 (установленные) по подсчетному объекту необходимо установить:

- положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;
- литологические особенности продуктивного пласта – вещественный состав, общую эффективную и эффективную нефте- и газонасыщенную толщину, тип коллектора, фильтрационно-емкостные свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость), нефте- и газонасыщенность про-

- дуктивных пластов, коэффициент вытеснения, кривые фазовых проницаемостей;
- в) высотное положение контактов (или условных уровней подсчета) газ-нефть-вода по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических материалов;
- г) состав и свойства нефти, газа, конденсата, воды, а также содержащихся в них попутных компонентов в пластовых и стандартных условиях;
- д) 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.

36. К запасам категории С1 относятся:

- а) запасы участков разведываемых или разрабатываемых залежей, которые ожидается извлечь из пластов, вскрытых поисковыми, разведочными скважинами или разрабатываемых залежей, разбуренных эксплуатационными скважинами, давшими при испытании или освоении промышленные притоки нефти и газа;
- б) при совместном опробовании двух продуктивных пластов (рис. 6а) - запасы в районе опробованной скважины, если приток из обоих пластов доказан ГИС-контролем за испытаниями или при последовательном испытании (сначала пласт I, затем совместно I и II или сначала пласт II, а затем совместно I и II) и при совместном испытании установлено увеличение дебита или коэффициента продуктивности, указывающее на совместную работу обоих пластов.
- в) запасы неразбуренных частей разрабатываемых и разведываемых залежей, примыкающих к запасам категории В, при условии подтверждения выдержанности пласта в исследуемой части залежи.

37. Границы запасов категории С1 проводятся по границе квадратного элементарного участка со стороной, равной шагу эксплуатационной сетки со скважиной в центре с учетом следующего:

- а) на разрабатываемых залежах шаг эксплуатационной сетки определяется в соответствии с проектным документом на разработку данной залежи;
- б) на разведываемых залежах величина шага эксплуатационной сетки может приниматься по аналогии с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разрабатываемого месторождения (рис. 6 б);

- в) в однородных пластах элементарные участки объединяются, если расстояние между границами участков меньше размера эксплуатационной сетки (рис.6в);
- г) в неразбуренной части залежи, непосредственно примыкающей к участкам запасов категории В, на расстоянии шага эксплуатационной сетки (рис. 7а);
- д) в однородных выдержанных по площади пластах, изученных детальными сейсморазведочными работами, поле запасов категории С1 может быть увеличено на один - два шага эксплуатационной сетки (рис. 7б);
- е) отдельные участки запасов категории С1 могут объединяться, если расстояние между границами участков меньше размера элементарной ячейки и продуктивные пласты однозначно коррелируются по данным ГИС (рис. 7 в).

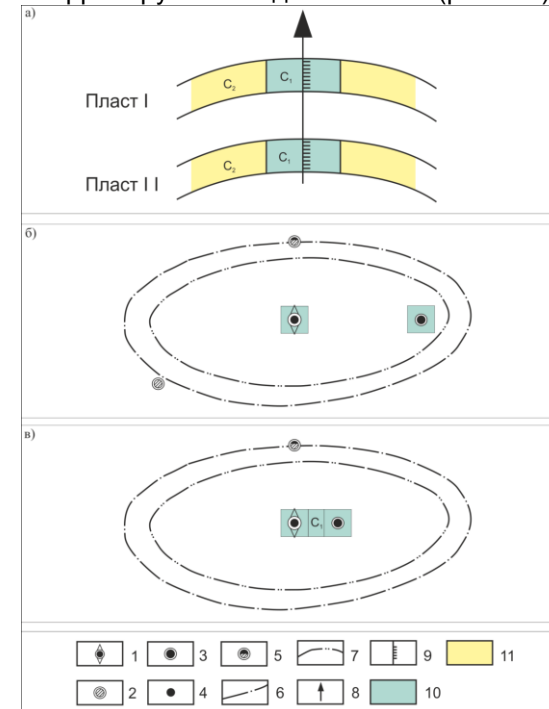


Рис. 6. Выделение запасов категории С1 при совместном испытании двух объектов (а), в районе единичной поисковой или разведочной скважины (б), в случае, если расстояние между элементарными блоками меньше размера эксплуатационной сети (в).

Условные обозначения: 1 – поисковая скважина, давшая промышленный приток, 2 – разведочная законтурная скважина, 3 – разведочная, давшая промышленный приток, 4 – эксплуатационная скважина, 5 – разведочная межконтурная скважина, давшая обводненный приток, 6 – внешний контур нефтеносности, 7 – внутренний контур нефтеносности, 8 – испытанная скважина, 9 – интервал перфорации, 10 – запасы категории С1.

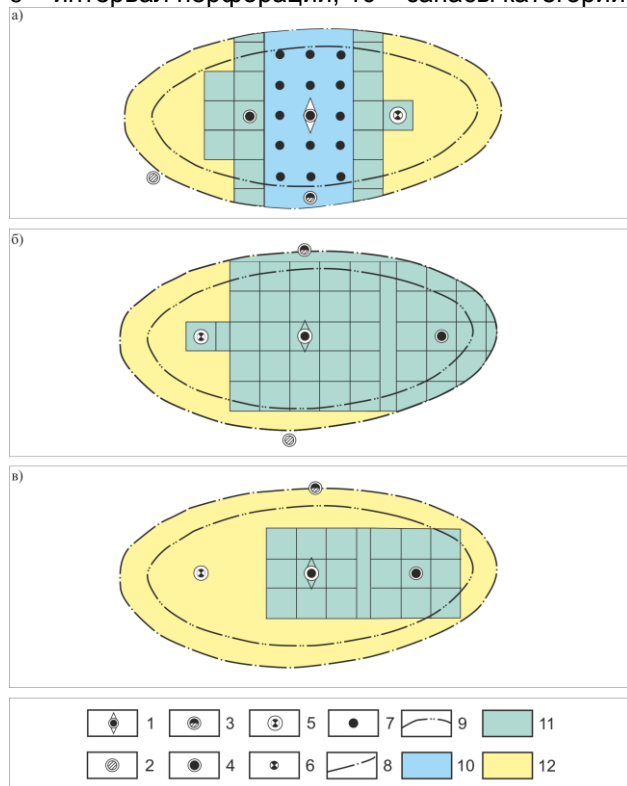


Рис. 7. Выделение запасов категории С1 на залежах, разбуренных поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами (а), при однородном резервуаре (б), в случае, если расстояние между участками запасов С1 меньше размера эксплуатационной сети (в).

Условные обозначения: 1 – поисковая скважина, давшая промышленный приток, 2 – разведочная законтурная скважина, 3 – разведочная, давшая приток нефти с водой, 4 – разведочная, продуктивная, 5 – разведочная скважина, продуктивная по ГИС, 6 – транзитная эксплуатационная неопробованная скважина с положительной характеристикой по ГИС, 7 – эксплуатационная скважина, 8 – внешний контур нефтеносности, 9 – внутренний контур нефте-

носности, 10 – запасы категории В, 11 - запасы категории С1; 12 - запасы категории С2.

### Выделение запасов категории С2

38. Для запасов нефти и газа категории С2 (предполагаемые) необходимо обосновать:

- непрерывность (выдержанность) пласта в оцениваемой части залежи;
- контуры нефтегазоносности, а в случае недостаточной изученности - определить условный уровень подсчета с учетом косвенной информации или по аналогии с соседними месторождениями;
- эффективную нефте- и газонасыщенную толщину, пористость и другие подсчетные параметры по аналогии с разбуренными участками залежей (для неразбуренных блоков залежи) или по данным ГИС в транзитных скважинах;
- свойства нефти - по аналогии с изученными участками залежи (для неразбуренных блоков залежи) или с использованием аналогий с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разведываемого или разрабатываемого месторождения.

39. К запасам категории С2 относятся запасы:

- в районе неиспытанных разведочных скважин и транзитных эксплуатационных скважин, не примыкающие к запасам категории В, нефтегазоносность в которых предполагается по промыслово-геофизическим характеристикам;
- неразбуренных участков разрабатываемых и разведываемых залежей;
- пластов с недоказанной продуктивностью, но изученных по материалам геофизических исследований скважин в транзитных эксплуатационных скважинах;
- неразбуренных тектонических блоков на залежах с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

40. Границы запасов категории С2 проводятся:

- на неразбуренных участках разрабатываемых и разведываемых залежей между границами залежи и границами участков запасов более высоких категорий, если имеется достаточно

геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности пласта (рис. 8а, 8б);

- б) в неразрабатываемых залежах разрабатываемого месторождения, изученных по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных эксплуатационных скважинах, в границах залежи (рис. 8в);
- в) в районе скважин, по результатам опробования которых продуктивность не установлена, а характеристика по ГИС аналогична скважинам, давшим промышленные притоки;
- г) в пределах неразбуренных тектонических блоков на залежах с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи (рис. 8г).

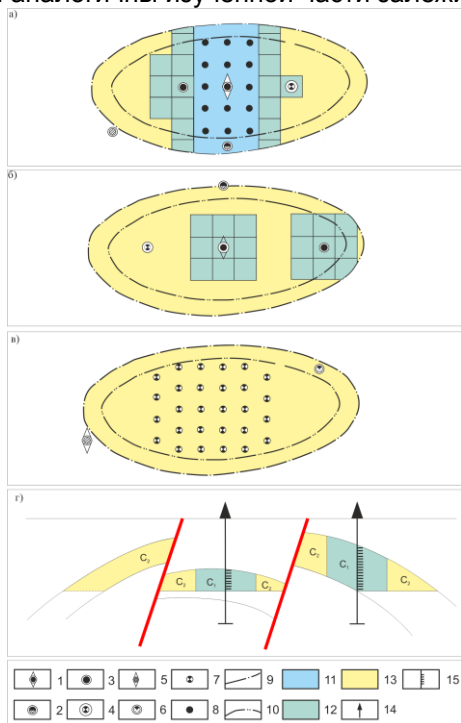


Рис. 8. Выделение категорий запасов С2

Условные обозначения: 1 – поисковая скважина, давшая промышленный приток, 2 – межконтурная скважина, давшая обводненный приток, 3 – разведочная, давшая промышленный приток 4 – разведочная неопробованная сква-

жина с положительной характеристикой по ГИС, 5 – поисковая законтурная скважина, 6 – разведочная, неопробованная, 7 – транзитная эксплуатационная скважина с положительной характеристикой по ГИС, 8- эксплуатационная скважина 9 – внешний контур нефтеносности, 10 – внутренний контур нефтеносности, 11 – запасы категории В, 12 – запасы категории С1, 13 – запасы категории С2, 14 - разведочная скважина, 15 – интервал перфорации.

### Выделение ресурсов категории D0

- 41. К категории D0 (подготовленные) относятся:
  - а) ресурсы перспективных пластов месторождений, не вскрытых скважинами, если продуктивность их установлена на других месторождениях района;
  - б) ресурсы выявленных и подготовленных к бурению ловушек, расположенных в пределах одной структурно-фациальной зоны нефтегазоносного района, в которой имеются разведанные одновозрастные залежи нефти и газа.
- 42. Для оценки ресурсов категории D0 должны быть изучены и определены:
  - а) размеры и форма ловушки, изученные кондиционной сеткой сейсмических профилей или другими методами;
  - б) условия залегания предполагаемых залежей по результатам геолого-геофизических исследований;
  - в) границы распространения ресурсов и границы фазового раздела залежей нефти и газа определяются по предполагаемым контурам, прогнозируемым по комплексу геолого-геофизических исследований, дающих удовлетворительные результаты в изучаемой нефтегазоносной области;
  - г) толщина, коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата, а при необходимости и эксплуатационные параметры принимаются по аналогии с данными по залежам аналогичного строения месторождений данной нефтегазоносной области, которые по условиям залегания и геологическому строению можно сравнить с предполагаемыми.

### Выделение ресурсов категории D1

43. Количественную оценку перспективных ресурсов категории D1 рекомендуется проводить, используя методы аналогий с выбором эталонных участков в прилегающих районах нефтегазоносной провинции. В отдельных случаях возможно применение других методов, регламентируемых соответствующими методическими документами.



## Выделение ресурсов категории D2

44. Количественная оценка прогнозируемых ресурсов категории D<sub>2</sub> производится по аналогии с «внешними» эталонами - нефтегазоносными провинциями (областями), обладающими сходными с оцениваемой территорией геологическим строением, возрастом фундамента и осадочным чехлом, историей развития и другими геологическими характеристиками.

45. Оценку ресурсов категории D2 рекомендуется проводить объемно-статистическим методом, либо любым другим (например, объемно-балансовым, объемно-генетическим), учитывающим зависимость концентрации ресурсов от геологических, геофизических и геохимических параметров.

### IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ. ВЫДЕЛЕНИЕ ГРУПП ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ ПО ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

46. Для определения величины запасов нефти, конденсата, горючих газов и содержащихся в них компонентов, которые могут быть извлечены при сложившихся или прогнозируемых экономических условиях, на основании геологических запасов определяются технологически извлекаемые запасы (извлекаемые запасы категорий В, С1 и С2), в рамках которых выделяются группы запасов по степени экономической эффективности.

47. Выделение групп запасов E1 (группа экономически эффективных извлекаемых запасов), E2 (группа потенциально экономически эффективных извлекаемых запасов) и E3 (группа экономически неэффективных извлекаемых запасов) по залежам производится по результатам проведенной оценки экономической эффективности разработки месторождения в целом.

48. Для определения величины ресурсов нефти и горючих газов на основании геологических ресурсов определяются технологически извлекаемые ресурсы.

49. Группы по экономической эффективности для технологически извлекаемых ресурсов не выделяются.

50. Для определения технологически извлекаемых ресурсов используются упрощенные методы прогноза, такие как:

- метод аналогий;
- инженерные и эмпирические методики.

### **Определение технологически извлекаемых запасов**

51. Технологически извлекаемые запасы категорий В, С1 и С2 - часть геологических запасов нефти, горючих газов и конденсата, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом обоснованных предельных технологических параметров разработки и соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

52. Под обоснованными предельными технологическими параметрами разработки понимаются такие показатели, при которых дальнейшая эксплуатация месторождения, как правило, нецелесообразна:

- обводненность продукции 98%;
- дебит нефти скважин менее 0,5 т/сут.;
- дебит газа скважин менее 2 000 м<sup>3</sup>/сут.

### **Порядок определения технологически извлекаемых запасов**

53. Величина технологически извлекаемых запасов определяется для каждого эксплуатационного объекта/залежи в целом без выделения отдельных зон по результатам технико-экономических расчетов как накопленная добыча по рекомендуемому к реализации варианту разработки, выбранному на основе критерия максимизации величины запасов группы E1 по месторождению в целом за период, в течение которого достигаются предельные технологические параметры, указанные в п. 52.

54. Извлекаемые запасы определяются на основе многовариантных технико-экономических расчетов с использованием гидродинамического моделирования, учитывающего всю информацию, имеющуюся на момент составления проектного документа, с использованием при отсутствии необходимой информации по согласованию с органами государственной экспертизы допустимых аналогий.

55. На ранних стадиях изученности и освоения месторождений по согласованию с органами государственной экспертизы допускается использование упрощенных методов прогноза:

- метод аналогий;
- покоэффициентная методика;
- инженерные и эмпирические методики;
- двумерные гидродинамические модели.

### **Варианты разработки залежи и/или эксплуатационного объекта**

56. Многовариантные технико-экономические расчеты проводятся по каждому эксплуатационному объекту/залежи и по месторождению в целом.

57. Количество вариантов расчетов должно определяться исходя из геологического строения и степени выработанности месторождения, опыта разработки аналогичных объектов.

58. Для разрабатываемых месторождений на актуализированной геологической модели рассматриваются следующие варианты разработки:

- вариант разработки, утвержденный к реализации действующим проектным документом;
- варианты, предусматривающие применение дополнительных методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи на месторождении, вывод скважин из бездействия и дополнительное бурение скважин.

### **Выбор рекомендуемого варианта разработки эксплуатационного объекта/залежи**

59. Выбор рекомендуемого к внедрению варианта разработки проводится по каждому эксплуатационному объекту/залежи с учетом экономических показателей разработки.

60. К внедрению рекомендуется один вариант для каждого эксплуатационного объекта/залежи, обеспечивающий достижение максимального извлечения полезных ископаемых за рентабельный срок разработки.

### **Сводные варианты разработки месторождения и выбор рекомендуемого варианта**

61. При проведении технико-экономических расчетов рассматривается несколько вариантов разработки месторождения в целом. На поздних стадиях разработки допускается представление одного варианта разработки.

62. Рассматриваемые варианты разработки месторождения в целом предусматривают ввод в разработку всех эксплуатационных объектов/залежей.

63. На основе рекомендуемых вариантов разработки каждого эксплуатационного объекта/залежи формируется один или несколько вариантов разработки месторождения, различающихся:

- порядком и сроком ввода в разработку эксплуатационных объектов/залежей, разбуриваемых самостоятельными системами скважин;
- порядком и сроком ввода в разработку возвратных объектов;
- отнесением запасов отдельных залежей к непромышленным.

64. Критерием выбора рекомендуемого к внедрению варианта разработки месторождения является максимизация величины запасов группы E1 по месторождению в целом.

### **Экономическая оценка извлекаемых запасов**

65. При проведении экономической оценки запасов углеводородов используются следующие экономические показатели:

- чистый доход (ЧД) и чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- внутренняя норма доходности (ВНД);
- индекс доходности денежных затрат;
- срок рентабельной разработки;
- бюджетная эффективность разработки объекта.

66. Объектом экономической оценки является залежь и/или эксплуатационный объект и месторождение в целом. Валютой расчетов является российский рубль.

67. Экономическая оценка запасов производится в соответствии с требованиями Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов (утверждены 21.06.1999 N ВК 477) за период времени с года, в котором представлены на государственную экспертизу материалы по эконо-

мической оценке запасов, до года, в котором прекращаются технические возможности добычи соответствующего вида углеводородов. Итоговые показатели экономической оценки рассчитываются за весь период оценки с выделением достигаемых показателей за срок рентабельной разработки.

68. Чистый дисконтированный доход (ЧДД, Net Present Value, NPV) определяется как алгебраическая сумма годовых дисконтированных значений денежного потока. Он характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта с учетом их неравноценности из-за разновременности. ЧДД имеет положительные значения при внутренней норме доходности проекта, превышающей норму дисконта.

69. Моментом приведения является первый год периода времени, за который производится экономическая оценка запасов. Шагом расчета денежного потока является год, моментом возникновения денежных потоков – начало года. Денежные потоки от финансовой деятельности не учитываются.

70. Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в постоянных ценах года, в котором проводится экономическая оценка.

71. В целях классификации запасов нефти и горючих газов ЧДД оценивается при следующих условиях:

- при базовых экономических условиях - для отнесения запасов к группе E1;
- при благоприятных изменениях экономических условий - для отнесения запасов к группе E2.

Под базовыми экономическими условиями понимаются сценарные условия, определяемые в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями, а также установленные законодательством условия взимания налогов, пошлин, платежей и сборов применительно к оцениваемому объекту.

Под благоприятными изменениями экономических условий понимаются обоснованные благоприятные изменения налогового режима, создание транспортной инфраструктуры.

72. В целях экономической оценки рассчитывается внутренняя норма доходности (ВНД, Внутренняя норма рентабельности, Internal Rate of Return, IRR) — значение нормы дисконта, при котором алгебраическая сумма годовых значений денежного потока оказывается равной нулю. При оценке эффективности проекта внутренняя норма доходности отражает годовой процент на вкладываемый капитал, который может быть получен от реализации проекта. Разность между ВНД и нормой дисконта характеризует степень устойчивости проекта.

73. Индекс доходности дисконтированных денежных затрат определяется как отношение суммарного положительного дисконтированного денежного потока к величине дисконтированных капитальных вложений.

74. Показатели внутренней нормы доходности и индекса доходности дисконтированных денежных затрат не определяются для месторождений, находящихся в разработке.

75. В целях оценки бюджетной эффективности при проведении экономической оценки запасов рассчитываются поступления, в том числе дисконтированные, в государственный бюджет от налогов, платежей, сборов и пошлин, уплачиваемых в процессе разработки оцениваемого объекта за период оценки.

#### **Порядок выбора исходных экономических сценарных условий реализации добываемого сырья**

76. К сценарным условиям относятся применяемые при проведении экономической оценки:

- цены УВС на внутреннем и внешнем рынках;
- валютные (обменные) курсы;
- транспортные тарифы;
- направления сбыта продукции;
- иные макроэкономические предпосылки, оказывающие влияние на потенциальную выручку от реализации добываемого сырья.

77. Сценарные условия для экономической оценки запасов каждого месторождения/участка недр обосновываются исполнителем технико-экономических расчетов с учетом сложившихся на момент проведения расчетов макроэкономических параметров.

78. При проведении экономической оценки ставка дисконта применяется в размере ставки рефинансирования Центрального Банка Российской Федерации. Ставка рефинансирования определяется на начало года представления технико-экономических расчетов на государственную экспертизу.

79. Дополнительно исполнители технико-экономических расчетов могут приводить результаты расчетов при других ставках дисконтирования.

80. Для проверки обоснованности сценарных условий используются следующие макроэкономические показатели:

- цены на углеводороды определяются согласно прогнозу Минэкономразвития России на год представления технико-экономических расчетов на государственную экспертизу или исторических цен, осредненных за последние 12 месяцев;
- валютные курсы определяются согласно прогнозу Минэкономразвития России или фактических обменных курсов, осредненных за последние 12;
- транспортные тарифы определяются согласно утвержденным в установленном порядке тарифам на услуги по транспортировке полезных ископаемых.

81. Отклонения любого из параметров, входящих в сценарные условия, от среднеотраслевых (в разрезе регионов) на величину более 20% должны обосновываться исполнителями расчетов дополнительно.

#### **Порядок определения цен на УВС, принимаемых в технико-экономических расчетах**

82. В целях определения сценарных условий реализации нефти на экспорт используется цена нефти марки «Юралс». Если экспортная смесь по качеству существенно отличается от «Юралс», а рынки сбыта не ограничиваются странами Европы, то экспортная цена определяется с учетом исторических и прогнозных скидок (премий) цены экспортной смеси к ценам нефти марки «Юралс», «Брент» или других маркерных сортов, характерных для соответствующих экспортных рынков.

83. Прогнозная цена нефти, поставляемой на экспорт, определяется в долларах за баррель и в рублях за 1 тонну с учетом выбранного обменного курса и коэффициента перевода из баррелей в тонны.

84. В целях определения сценарных условий реализации природного газа на экспорт используются среднеконтрактные цены на поставку газа в страны СНГ и дальнего зарубежья в зависимости от предполагаемого направления поставок.

85. В целях определения сценарных условий реализации газа на территории Российской Федерации по регулируемым ценам используются оптовые цены, установленные либо исчисляемые в соответствии с законодательством Российской Федерации.

86. Прогнозная цена газа определяется в рублях за 1000 (одну тысячу) кубических метров газа при давлении 0,1 МПа и температуре 20<sup>0</sup>С.

87. В целях определения сценарных условий реализации газового конденсата на экспорт используется прогнозная экспортная цена стабилизированного газового конденсата, определяемая с учетом прогноза экспортной цены на нефть, а также исторических и прогнозных скидок (премий) цены конденсата соответствующего качества к ценам маркерных сортов нефти на предполагаемых рынках сбыта.

88. В целях определения сценарных условий реализации газового конденсата на внутреннем рынке используется прогнозная цена газового конденсата при продажах на внутреннем рынке Российской Федерации.

#### **Условия исчисления налогов, пошлин, платежей и сборов**

89. При проведении экономической оценки используются условия исчисления налогов, пошлин, сборов и платежей, установленные законодательством Российской Федерации, действующим на дату оценки запасов, с учетом принятого законодательства, вступающего в силу в налоговых периодах, следующих за периодом, в котором произведена оценка запасов.

90. В случае, если льготы по уплате экспортных пошлин либо иных налогов и платежей установлены без указания срока их применения, для целей эконо-

мической оценки такой срок принимается равным минимальному сроку окупаемости затрат на разработку объекта оценки.

91. В целях определения величины запасов группы E2 используется налоговый режим за вычетом налоговых изъятий, под которыми понимается совокупность платежей за пользование недрами, экспортных пошлин и специфических налогов, применяемых исключительно к налогоплательщикам - пользователям недр при геологическом изучении и добыче соответствующего вида углеводородов (НДПИ, либо иные налоги, которые могут в будущем его заменить).

#### ***Обоснование капитальных затрат на проведение разведки и разработки месторождений, используемых при проведении технико-экономической оценки***

92. При проведении экономической оценки используются экономически обоснованные нормативы капитальных затрат на разведку и разработку месторождений нефти и газа.

93. При проведении экономической оценки рассчитываются капитальные затраты на разведку и разработку месторождений (залежей), учитывающие создание всей инфраструктуры, необходимой для добычи полезных ископаемых из залежи и/или эксплуатационного объекта и месторождения в целом.

94. В случае необходимости строительства объектов обустройства, используемых для добычи углеводородов из более чем одного эксплуатационного объекта, сумма капитальных затрат на строительство данных объектов распределяется между всеми эксплуатационными объектами, и соответствующая их часть учитывается в составе капитальных затрат по каждому из эксплуатационных объектов. При этом распределение затрат, отнесенных к каждому из эксплуатационных объектов, обосновывается разработчиками технико-экономических расчетов самостоятельно.

95. В случае отклонения принятых при расчетах капитальных затрат от среднеотраслевых (в разрезе регионов) более, чем на 20%, такие затраты должны быть обоснованы. В качестве обоснований используются оценки рыночной стоимости в соответствии с законодательством об оценочной деятельности и налоговым законодательством, ссылки на прецеденты и другие общедоступные источники информации, результаты тендеров, справки недропользователей о стоимости строительства скважин и другие материалы.

#### ***Обоснование эксплуатационных затрат, используемых при проведении технико-экономической оценки***

96. При проведении экономической оценки используются нормативы эксплуатационных затрат на разработку месторождений нефти и газа, оцененные на основе затрат года, в котором производится оценка запасов.

97. Используемые недропользователем нормативы эксплуатационных затрат, расценки, тарифы и иные данные должны быть экономически обоснованы.

98. Основные виды эксплуатационных затрат: стоимость обслуживания объектов инфраструктуры, добычи, сбора и технологической подготовки нефти, газа, конденсата и воды, затраты на поддержание пластового давления и сброс подтоварных вод, применение методов интенсификации добычи и повышения нефте-, газо- и конденсатоотдачи.

99. В случае отклонения принятых при проектировании эксплуатационных затрат от среднеотраслевых (в разрезе регионов) более, чем на 20%, такие затраты должны быть обоснованы. В качестве обоснований используются ссылки на общедоступные источники информации, результаты тендеров, справки недропользователей о стоимости отдельных видов работ и другие материалы.

#### ***Порядок проведения экономических расчетов по залежи и/или эксплуатационному объекту***

100. Расчет экономической эффективности разработки залежи и/или эксплуатационного объекта проводится по каждому предлагаемому варианту разработки на основании рассчитанных технологически извлекаемых запасов по сумме категорий В, С1, С2 каждого эксплуатационного объекта, представленного в технико-экономических расчетах.

101. Оценка экономической эффективности разработки залежи проводится для залежи и/или эксплуатационного объекта в целом, без выделения отдельных зон с учетом всех капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с добычей полезных ископаемых.

#### ***Выделение запасов группы E1 по залежи и/или эксплуатационному объекту***

102. Величина запасов группы E1 определяется как количество соответствующего вида УВС, которое может быть добыто за срок рентабельной разработки в рамках оптимальных проектных решений при базовых экономических условиях.

103. При проведении расчета величины запасов группы E1 срок рентабельной разработки определяется на основании значения чистого дисконтированного дохода, рассчитываемого на основе сценарных условий, определяемых в соответствии с настоящими Методическими рекомендациями с учетом действующего налогового режима.

#### ***Выделение запасов группы E2 по залежи и/или эксплуатационному объекту***

104. Запасы группы E2 определяются как потенциально экономически эффективная часть извлекаемых запасов, разработка которых в рамках опти-

мальных проектных решений экономически неэффективна при действующих экономических условиях, но может стать эффективной при условии обоснованных благоприятных изменений налогового режима, создания транспортной инфраструктуры.

105. Величина запасов группы E2 рассчитывается как арифметическая разность между суммой извлекаемых запасов групп E1 и E2, определяемой в соответствии с настоящим разделом, и величиной извлекаемых запасов группы E1.

106. Сумма извлекаемых запасов групп E1 и E2 определяется как количество соответствующего вида УВС, которое может быть добыто за срок рентабельной разработки в рамках оптимальных проектных решений при условии благоприятных изменений параметров оценки, на основании значения чистого дисконтированного дохода, определяемого без учета налоговых изъятий.

Под налоговыми изъятиями для целей данного расчета понимается совокупность платежей за пользование недрами, экспортных пошлин и специфических налогов, применяемых исключительно к налогоплательщикам - пользователям недр при геологическом изучении и добыче соответствующего вида углеводородов.

#### **Выделение запасов группы E3 по залежи и/или эксплуатационному объекту**

107. Запасы группы E3 определяются как часть технологически извлекаемых запасов разрабатываемой или запланированной к разработке залежи с запасами групп E1 и/или E2, добыча которых с использованием созданной или запланированной к созданию на этапах добычи запасов групп E1 и E2 проектным документом системы скважин и обустройства экономически неэффективна даже при условии обоснованных благоприятных изменений налогового режима. Величина запасов группы E3 рассчитывается как разность между величиной технологически извлекаемых запасов и суммой запасов групп E1 и E2, определяемых в соответствующих разделах данных рекомендаций. При отсутствии на залежи/эксплуатационном объекте запасов групп E1 и E2 запасы группы E3 не выделяются, а геологические запасы таких залежей и месторождений учитываются государственным балансом запасов в графе непромышленные запасы.

#### **Порядок проведения анализа чувствительности проекта**

108. При проведении экономической оценки запасов углеводородов в целях оценки устойчивости результатов оценки проводится анализ чувствительности показателей экономической эффективности к изменению значений различных факторов, принятых при расчетах.

109. К факторам, которые рассматриваются при анализе чувствительности, относятся:

- цены на УВС на мировом и внутреннем рынках;

- объемы добычи;
- ставка дисконта;
- размер капитальных вложений на реализацию проекта;
- размер эксплуатационных затрат на добычу углеводородов.

110. Анализ чувствительности предусматривает изменение основных технико-экономических параметров, принятых при технико-экономических расчетах, на 30% в сторону увеличения и снижения.

111. Подтверждением устойчивости оценки величины запасов группы E1 является относительная неизменность этой величины при снижении цены реализации УВС на 10%. Под относительной неизменностью величины запасов в данном случае понимается их допустимое снижение на величину, не превышающую 20% величины запасов, рассчитанной при базовых сценарных условиях.

### **ПРИЛОЖЕНИЯ К МЕТОДИЧЕСКИМ РЕКОМЕНДАЦИЯМ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ**

#### **Приложение 1**

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

<b>Основное или попутное полезное ископаемое</b>	<b>Попутные компоненты</b>	<b>Промышленная концентрация*</b>
Нефть	Сера	0,5 %
	Ванадий	120 г/т
Конденсат	Сера	0,5 %
Свободный газ и газ газовых шапок	Этан	3 %
	Пропан-бутаны	0,9 %
	Сероводород	0,5 %
	Гелий	0,05 %
	Азот	15 %
Растворенный газ	Двуокись углерода	15%
	Этан	3 %
	Пропан-бутаны	0,9 %
	Сероводород	0,5 %
	Гелий	0,035 %

Пластовые воды	Йод	10 мг/л
	Бром	200 мг/л
	Окись бора	250 мг/л
	Литий	10 мг/л
	Рубидий	3 мг/л
	Цезий	0.5 мг/л
	Стронций	300 мг/л
	Германий	0,05 мг/л
	Вольфрам	0.03 мг/л
	Магний	100 г/л
Калий	1000 мг/л	

\*при утверждении соответствующих регламентирующих документов минимальные промышленные концентрации попутных компонентов могут корректироваться.

#### Приложение 2

##### Классификация нефтей по плотности

Плотность нефти при 15 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup>	Плотность нефти при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup>	Типы нефти
не более 834,5	не более 830,0	Особо легкая
834,6-854,4	830,1-850,0	Легкая
854,5-874,4	850,1-870,0	Средняя
874,5-899,3	870,1-895,0	Тяжелая
более 899,3	более 895,0	Битуминозная

#### Приложение 3

##### Классификация нефтей по вязкости

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

#### Приложение 4

##### Основные термины и определения, используемые в настоящих Методических рекомендациях

##### Основные понятия, используемые при выделении категорий запасов нефти и горючих газов

**Залежь нефти и газа** – естественное промышленное скопление нефти и (или) газа в проницаемых коллекторах ловушек различного типа. Тип, размер и форма 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, горючих газов и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах, и наличие которых в недрах обосновывается геолого-геофизическими исследованиями и доказано опытной или промышленной эксплуатацией или опробованием в колонне.

- *извлекаемые* – максимальное количество УВС, которое может быть добыто из залежи и/или эксплуатационного объекта (месторождения) в рамках оптимальных проектных решений с использованием доступных технологий.

**Конденсат** – природная смесь углеводородов (C<sub>5+В</sub>), 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 (C<sub>5+В</sub>), не содержит газообразных продуктов. Его получают из отсепарированного газа и путем полной дегазации сырого конденсата. При подсчете запасов учитывается стабильный конденсат.

**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 сейморазведкой;

- 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.

**Нефть** – природная смесь, состоящая в основном из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп с примесью органических, кислородных, сернистых и азотистых соединений, а также гетероатомных соединений (смола, асфальтены, металлоорганических комплексов и т.д.). В пластовых и стандартных (0,1 МПа при 20<sup>0</sup> С) условиях нефть представляет собой жидкую систему, в которой твердые высокомолекулярные УВ, газы, неуглеводородные соединения растворены в жидких углеводородах.

Попутные полезные компоненты – компоненты, выделяемые из основных и попутных полезных ископаемых при сепарации и компоненты, выделяемые из нефти, газа, конденсата, пластовых вод в результате химической переработки (в нефти и газе - сера, ванадий, никель, титан и др. металлы, в пластовых водах - соли, ионы, коллоиды).

**Продуктивный горизонт** – значительный по толщине пласт, в основном представленный однородным коллектором, или группа пластов-коллекторов с разными свойствами, обычно в той или иной мере гидродинамически связанных; горизонт обычно перекрыт региональной покрывкой.

**Продуктивный комплекс** – литолого-стратиграфическое подразделение разреза, включающее один или несколько горизонтов, перекрытое региональной покрывкой.

**Продуктивный пласт** - разновозрастные отложения, отличающиеся какими-либо признаками, имеющие (не всегда) однородный состав, ограниченные более или менее ясно от ниже- и вышележащих отложений, существующие самостоятельно или входящие в состав продуктивного горизонта, нередко перекрытые зональной или локальной покрывкой.

**Разработка залежей (объектов разработки)** - совокупность технологических процессов, предназначенных для эффективного извлечения нефти и газа, осуществляемых с помощью скважин или других горных выработок при использовании естественной энергии пласта или искусственном воздействии на него.

**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 C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> и C<sub>5</sub>+высшие.

**Ресурсы** – количество нефти и горючих газов, которое содержится в невоскрываемых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах, и наличие которых в недрах предполагается на основе геологических представлений, теоретических предпо-

сылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований.

**Свободный газ** – природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых и стандартных условиях в газообразном состоянии. К горючим относятся метан (CH<sub>4</sub>) и его гомологи: этан (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), пропан (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), бутан и изобутан (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>). К этой же группе относятся непредельные газы – этилен (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), пропилен (C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>), бутилен (C<sub>4</sub>H<sub>8</sub>) и ряд горючих неуглеводородных полезных компонентов – водород (H<sub>2</sub>), сероводород (H<sub>2</sub>S) и окись углерода (CO). К негорючим полезным компонентам газа относят двуокись углерода (CO<sub>2</sub>), азот (N<sub>2</sub>), гелий (He) и др.

### **Основные понятия, используемые при оценке экономической эффективности запасов нефти и горючих газов**

**Эксплуатационный объект** — пласт или группа пластов, которые возможно рационально разрабатывать единой сеткой скважин.

**Оптимальное проектное решение** — использование наилучших доступных технологий бурения и эксплуатации, размещения системы добывающих и нагнетательных скважин, строительства и эксплуатации морских платформ, объектов подготовки УВС, межпромысловых трубопроводов и прочих объектов инфраструктуры, при котором достигается максимальный объем добычи углеводородного сырья из недр за рентабельный период разработки при сохранении приемлемого уровня отдачи на вложенный капитал.

**Налоговый режим** — совокупность установленных законодательством налогов, сборов, пошлин и платежей в бюджеты всех уровней, применяемых при геологическом изучении и добыче полезных ископаемых на оцениваемом объекте.

**Срок рентабельной разработки** — период получения положительных значений годового дисконтированного дохода при условии неотрицательного накопленного дисконтированного дохода, соответствующего этому периоду.

**Цена УВС на внешнем рынке** — сложившая на момент проведения оценки цена нефти, газа, конденсата на международных рынках.

**Историческая цена нефти** — уровень цен нефти сорта «Юралс», определяемый как сумма средних арифметических цен покупки и продажи на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за все дни торгов, деленная на количество дней торгов в соответствующем периоде осреднения.

**Прогноз Минэкономразвития России** — наиболее поздний на дату выполнения технико-экономических расчетов вариант публикуемых на сайте Минэкономразвития России основных показателей прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на год составления проектного документа, а также на следующие за ним годы.

**Промышленный приток** – величина дебита нефти и/или газа скважины, позволяющая с учетом допустимых аналогий с высокой степенью вероятности предполагать наличие в разведваемом объекте экономически эффективных извлекаемых запасов.

**Сценарные условия** — совокупность основных исходных экономических предпосылок при проведении экономических расчетов. Сценарные условия включают в себя цены на УВС на внутреннем и внешнем рынке, обменный курс валют, транспортные тарифы, ставку дисконтирования и другие макроэкономические параметры.