



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

РАСПОРЯЖЕНИЕ

01.02.2016 г. МОСКВА № 3-р

**Об утверждении методических рекомендаций по применению
Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной
приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской
Федерации от 01.11.2013 № 477**

В целях реализации Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 регистрационный № 30943):

1. Утвердить прилагаемые методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477.

2. Федеральному агентству по недропользованию, его территориальным органам и подведомственным организациям руководствоваться настоящими Методическими рекомендациями.

Министр



С.Е.Донской

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

I. Общие сведения

1. Настоящие Методические рекомендации разработаны в целях реализации Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 г. № 477 (далее – Классификация).

2. Методические рекомендации направлены на оказание практической помощи Федеральному агентству по недропользованию, его территориальным органам и организациям, находящимся в ведении Федерального агентства по недропользованию.

3. Пластовой нефтью, как правило, признаётся смесь углеводородных компонентов и растворенных в ней примесей, которая находится в залежи при пластовом давлении и пластовой температуре в жидком состоянии. Неуглеводородные соединения в нефти присутствуют в виде сернистых, азотистых, кислородных, металлоорганических комплексов, парафинов, 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 1, 2, 3).

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°C, и масляных фракций (дистиллятов) с температурой кипения выше 350°C.

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа и более высоких температуры и давления в недрах. Поэтому для целей подсчета запасов, рациональной разработки месторождений, первичной подготовки, транспортировки

и переработки нефтей эти свойства определяются отдельно. В стандартных условиях основными параметрами нефтей являются плотность, молекулярная масса, вязкость, температуры застывания и кипения; в пластовых условиях - давление насыщения растворенным газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

По плотности и вязкости нефти подразделяются на пять групп (приложения 4, 5).

4. Горючим (природный) газом (газовой, газоконденсатной и нефтегазоконденсатной залежей), как правило, признаётся смесь углеводородных C_1-C_4 и неуглеводородных компонентов, находящихся в пластовых условиях в газообразном состоянии и в растворенном виде в нефти и воде, а при стандартных условиях только в газовой фазе. Основными углеводородными компонентами газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи - этан, пропан, бутаны. Кроме углеводородных компонентов, в газе могут содержаться сероводород, гелий, диоксид углерода и инертные газы. Этан, пропан и бутаны являются сырьем для производства сжиженного газа и продукции нефтехимической промышленности.

Основными свойствами газа являются молекулярный вес, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, критические температура и давление, вязкость, способность к гидратообразованию, теплота сгорания, а также параметры, характеризующие изменение объема газа при изменении давления и температуры - коэффициент сжимаемости и объемный коэффициент.

5. Конденсатом (газоконденсатной и нефтегазоконденсатной залежей), как правило, признаётся смесь углеводородных C_{5+} и неуглеводородных компонентов, находящихся при начальных термобарических условиях в газообразном состоянии в пластовом газе и переходящих в жидкое состояние при снижении давления ниже давления начала конденсации. Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, кроме перечисленных выше, являются конденсатногазовый фактор, потенциальное содержание углеводородов C_{5+} и давление начала конденсации. Важным свойством конденсата является его плотность в стандартных условиях.

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

К основным полезным ископаемым относится нефть, свободный газ газовых залежей и газовых шапок.

Попутными полезными ископаемыми, как правило, являются ископаемые, содержащиеся в одних пластах с нефтью и газом и извлечение которых технически

возможно и экономически эффективно, к ним могут относиться, в том числе подземные воды.

Попутные полезные компоненты подразделяются на две группы:

К первой группе относятся попутные полезные компоненты, заключенные в полезном ископаемом и выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В нефтяных залежах это растворённый газ, а в газоконденсатных – конденсат. Растворенный газ с содержанием азота более 50% является негорючим и не подлежит постановке на государственный баланс.

Ко второй группе относятся попутные полезные компоненты, присутствующие в составе основных и попутных полезных ископаемых, а также в попутных полезных компонентах первой группы и выделяемые при их переработке. В нефти такими компонентами могут быть сера (в форме сероводорода и других сернистых соединений), ванадий, титан, никель и др. Свободный и растворённый газы содержат этан, пропан, бутаны, а также могут содержать сероводород, диоксид углерода, гелий, аргон, иногда ртуть. В подземных водах месторождений нефти и газа могут присутствовать повышенные концентрации йода, брома, бора, соединений магния, калия, лития, рубидия, стронция и других попутных полезных компонентов.

Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных полезных компонентов приведены в приложении 6.

7. Нефть и газ аккумулируются в коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, образуя природные скопления – залежи углеводородного сырья (далее – залежь). Залежь может быть приурочена к одному или нескольким пластам-коллекторам, представляющим собой единую гидродинамическую систему.

8. Месторождение может быть однопластовым и многопластовым, однозалежным и многозалежным.

9. В зависимости от фазового состояния и соотношения основных полезных ископаемых углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на 6 типов (табл.1).

Таблица 1

Тип месторождения (залежи)	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)	газ и нефть: газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи
газовое (Г)	только свободный газ
газоконденсатное (ГК)	газ с конденсатом
нефтегазоконденсатное (НГК)	нефть, газ и конденсат

Для нефтегазоконденсатных месторождений нефтяная часть залежи определяется как нефтяная залежь с газовой шапкой в случае, когда нефтяная часть залежи превышает по объему газоконденсатную часть залежи или как нефтяная оторочка в случае, когда газоконденсатная часть залежи превышает по объему нефтяную часть залежи.

10. По содержанию конденсата (C₅₊) выделяются 4 группы: низкоконденсатные, среднеконденсатные, высококонденсатные и уникальноконденсатные. Критерии классификации по содержанию конденсата приведены в приложении 7.

11. Определение состава нефти и газа, 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.

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

Таблица 2

Полезное ископаемое	Единица измерения	Группы месторождений				
		уникальные	крупные	средние	мелкие	очень мелкие
Нефть	млн. т	>300	30 - 300	5 - 30	1 - 5	< 1
Газ	млрд м ³	>300	30 - 300	5 - 30	1 - 5	< 1

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

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

Таблица 3

Тип месторождения (залежи)	Описание
Простого строения	однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу;
Сложного строения	одно- и двухфазные, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов 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, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, развитием тектонических нарушений, а также коллекторами со сложной структурой порового пространства.

II. Изученность объектов, подготовленных к глубокому бурению, и месторождений, находящихся на стадии разведки и разработки

15. В процессе изучения месторождений нефти и газа соблюдаются этапы и стадии геологоразведочных работ, выполняются все требования к их полноте и качеству, осуществляется рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, проводится постадийная геолого-экономическая оценка результатов работ. Изученность месторождения обеспечивается комплексностью

работ по геологическому изучению недр при обязательном соблюдении требований по охране недр и окружающей среды.

Размещение скважин на площади ловушки проводится в соответствии с утвержденным проектом поисковых работ. Изучение всего перспективного разреза объекта обеспечивает глубина поисковых скважин с учетом технических возможностей бурения. Результатом проведения поисковых и оценочных работ является открытие месторождения (залежи) полезных ископаемых или установление бесперспективности вскрытых скважинами отложений. Открытием месторождения (залежи) считается установление промышленного значения скопления углеводородов в результате получения в скважине притоков, позволяющих оценить необходимость дальнейшего проведения работ по изучению открытого месторождения (залежи).

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

17. 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.

18. Количество, система размещения и последовательность бурения разведочных скважин направлено на обеспечение получения 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.

19. Бурение разведочных скважин проводится с учетом материалов сейсморазведки и данных ранее пробуренных скважин, особенно при разведке залежей очень сложного строения. В случае несовпадения данных сейсморазведки с данными бурения, превышающее допустимые погрешности, делается переобработка материалов сейсморазведки с целью уточнения геологической модели месторождения.

20. При бурении поисковых и разведочных скважин из перспективных на нефть и газ 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.

21. По каждой разведочной скважине проводится комплекс исследований, необходимый для подсчета запасов:

а) детальное изучение керна для определения литологических особенностей, минерального состава, механических 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;

б) 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, определение положения флюидалных контактов;

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

г) объем и качество проводимых исследований должны обеспечивать возможность проведения в дальнейшем, по результатам эксплуатации залежи, подсчета запасов нефти методами материального баланса и статистическим, а запасов газа - методом падения давления, и перевода их в более высокие категории, а так же построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей.

22. В скважинах проводится отдельное 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 флюидалных 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.

23. Для получения эксплуатационной характеристики каждой залежи проводится 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 продуктивного интервала пласта.

При низких дебитах скважин применяется интенсификация притоков нефти и газа.

24. При проведении испытаний соблюдается согласованный в установленном порядке комплекс мероприятий по охране окружающей среды, предусматривать утилизацию всех получаемых флюидов.

25. При изучении состава нефти и газа определяется 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).

26. В процессе исследования отобранных проб нефти, газа и конденсата определяются:

а) для нефти, приведенной к стандартным условиям методом дифференциального, или ступенчатого, разгазирования - фракционный и групповой состав жидкой фазы, а в пластовых условиях - компонентный состав пластовой нефти, 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 изучения товарных свойств нефти необходимо отбирать и исследовать специальные пробы;

б) для газа (свободного и растворенного в нефти) — плотность по воздуху, теплота сгорания, содержание (в молярных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, диоксида углерода; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференциальном, или ступенчатом, разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий: для свободного газа, содержащего в промышленных количествах C_{5+} , состав и свойства газа изучаются по рекомбинированной пробе отобранной при исследованиях на газоконденсатность;

в) для конденсата (стабильного) - фракционный и групповой состав, содержание парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации, изменение содержания C_{5+} и их свойств от давления определенное методом дифференциальной конденсации;

г) для газоконденсатной смеси – плотность по воздуху, содержание (в молярных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, пентана и вышекипящих углеводородов, а также гелия, сероводорода, углекислого газа, потенциальное содержание и коэффициент извлечения конденсата. Состав пластового газа определяется расчетным методом, по результатам лабораторных газоконденсатных исследований проб газа сепарации и конденсата газового нестабильного.

27. При получении из скважин притоков подземных вод определяется химический состав подошвенных и краевых подземных вод, минерализация, 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.

28. При разведке месторождений, расположенных в зонах многолетнемерзлых пород, изучаются 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.

29. В районе разведанного месторождения оценивается сырьевая база 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.

30. В процессе разработки залежи в скважинах, давших приток воды за контуром нефте- или газоносности, проводятся систематические наблюдения за изменением пластового давления. Гидродинамическая характеристика и химический состав подземных вод месторождений сопоставляются с аналогичными данными по другим месторождениям района; с учетом этого составляется характеристика вероятных областей питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

III. Выделение категорий запасов

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

- а) степень геологической изученности;
- б) степень промышленного освоения.

32. 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.

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

34. Запасы залежей разрабатываемых месторождений по степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на три категории: категория А (разбуренные, разрабатываемые), категория В₁ (разрабатываемые отдельными скважинами, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной разработке), категория В₂ (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные), С₁ (разведанные) и С₂ (оцененные).

35. 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).

36 Для отнесения запасов к категории А устанавливаются:

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 общих толщин пластов и их коллекторов, а также нефтегазонасыщенных толщин коллекторов; расчлененности и песчаности разреза в границах подсчетного объекта; интервалы изменения, средние значения, коэффициенты вариаций; объемы выборки), толщины пород-покрышек;

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

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

д) гидропроводность и пьезопроводность;

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

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

з) 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, 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 и термохимических методов воздействия на пласт, средние значения коэффициента теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости (раздельно для пород и жидкости);

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

к) начальные и текущие дебиты нефти, растворенного 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;

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

м) возможная гидродинамическая связь отдельных продуктивных пластов и тектонических блоков;

н) проектная добыча нефти, газа и конденсата в соответствии с утвержденным проектным документом на разработку;

о) наиболее эффективные методы повышения коэффициентов извлечения (КИН, КИГ, КИК) по лабораторным и промысловым данным.

37. Границы запасов категории А устанавливаются:

а) для разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами, и ранее числящимися в эксплуатационном фонде на данную залежь - по контуру залежи (рис. 1);

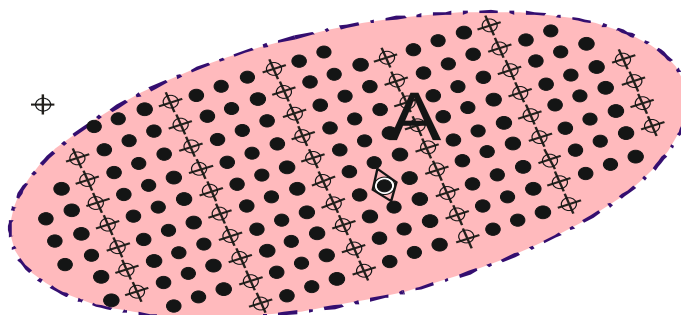


Рис.1. Выделение запасов категории А на разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами

б) для разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами - на расстоянии равном половине шага сетки эксплуатационных скважин согласованной действующим проектным документом, от линии, проходящей через крайние скважины, в сторону неизученной части залежи ($0,5 L$, где L – расстояние между эксплуатационными скважинами) (рис. 2); В качестве крайних скважин в каждом пласте принимаются эксплуатационные скважины (добывающие, бездействующие, нагнетательные, пьезометрические и другие), запроектированные именно на этот пласт. Транзитные эксплуатационные скважины, запроектированные на другой пласт и не вскрытые перфорацией в данном пласте, не используются в качестве крайних при определении границы категории А;

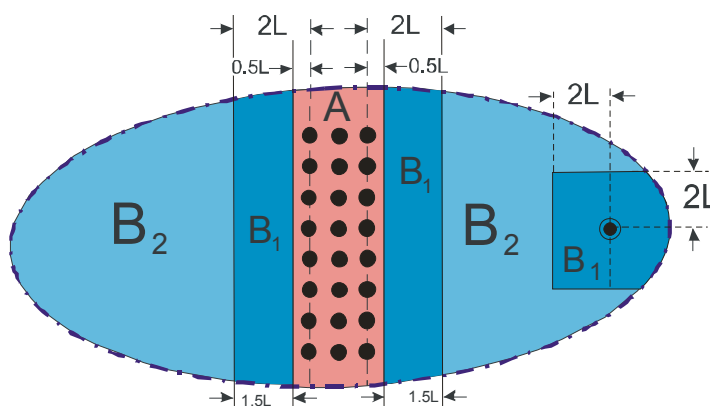


Рис. 2. Выделение запасов категорий А, В₁ и В₂ на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами

в) 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);

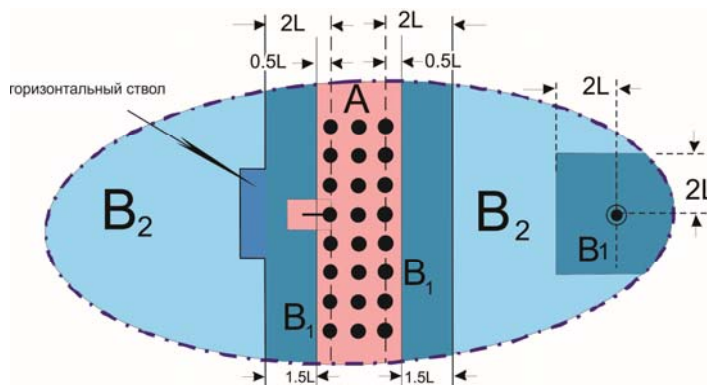


Рис. 3. Выделение запасов категорий А, В₁ и В₂ на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами и скважинами с горизонтальным окончанием

г) если эксплуатационные скважины, отнесенные к категории А, расположены на расстоянии меньше или равном $2L$ от контура залежи, то границы категории А можно распространить до этого контура;

д) для газовых и газоконденсатных 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.

38. Запасы категории В₁ (разрабатываемые отдельными скважинами, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной 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).

39. Для отнесения запасов к категории V_1 устанавливаются:

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

б) литологические особенности продуктивного пласта – вещественный состав, тип коллектора, общие толщины пластов и их коллекторов, а также нефтегазонасыщенные толщины коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость), нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов;

в) коэффициент вытеснения нефти водой (газом) 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/или 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) геофизические критерии выделения пород-коллекторов, увязанные с данными по керну.

40. Границы запасов категории V_1 устанавливаются:

а) для неразбуренных частей разрабатываемой залежи, непосредственно примыкающих к участкам запасов категории A – на расстоянии равном двойному шагу эксплуатационной сетки - $2L$ от линии, проходящей через крайние скважины, или $1,5L$ от границы категории A в сторону неизученной части залежи (рис.2, 3);

б) для частей залежи разрабатываемого месторождения, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа при опробовании в колонне, или опробованными испытателем пластов в процессе бурения (некоторые соседние скважины могут

быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна) – на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки - $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи (рис.4,а); отдельно расположенные не опробованные разведочные скважины в категорию B_1 не включаются (рис.4,б); для месторождений в акваториях морей граница запасов категории B_1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования и/или на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки – $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи;

в) если расстояние между квадратами запасов категории B_1 около скважин с промышленными притоками меньше двойного шага проектной эксплуатационной сетки ($2L$), то такие участки могут объединяться;

г) если скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена вблизи границ залежи (расстояние от границы категории B_1 до границы залежи меньше двойного шага эксплуатационной сетки $2L$), то границы категории B_1 можно распространить до границы залежи (рис.4,б);

д) если доказана гидродинамическая связь между различными участками запасов категории B_1 , такие участки могут объединяться;

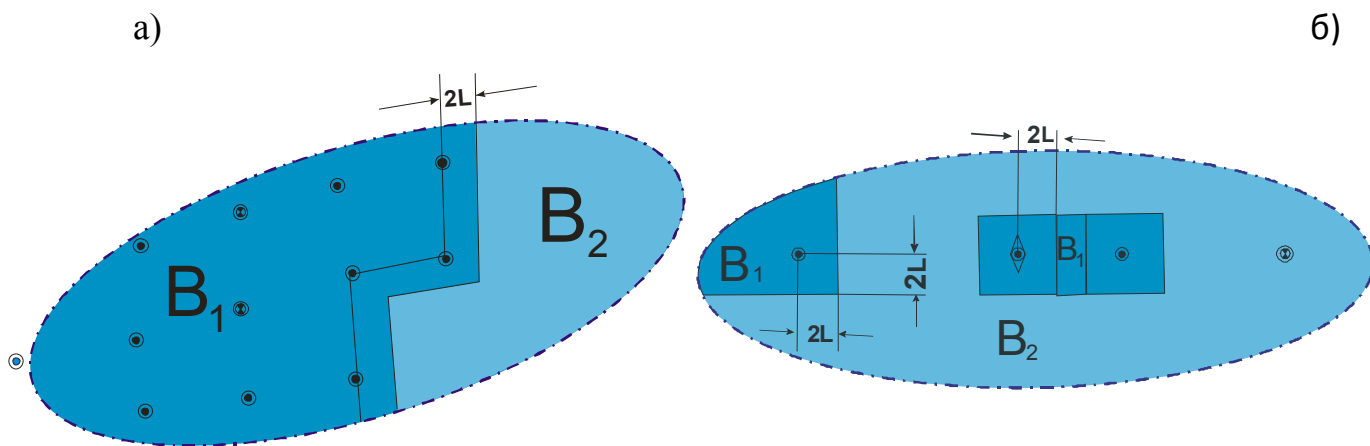


Рис.4. Выделение запасов категорий B_1 и B_2 по данным разведочного бурения на разрабатываемых месторождениях

е) 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;

ж) если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории B_1 проводят по нижней отметке интервала перфорации в пределах вскрытого перфорацией проницаемого прослоя.

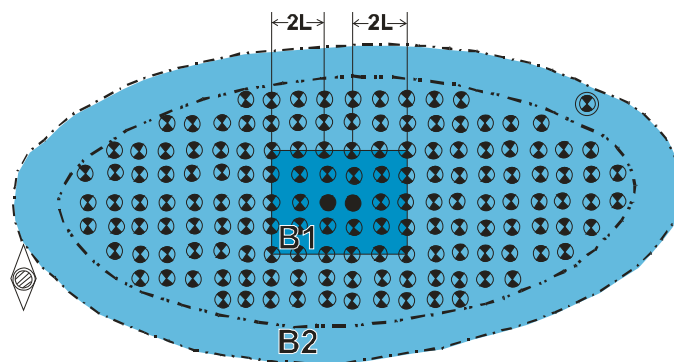


Рис.5. Выделение запасов категорий B_1 и B_2 по данным транзитных эксплуатационных скважин, в части которых получены промышленные притоки

41. Запасы категории B_2 (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 положительными результатами испытания отдельных скважин в процессе бурения.

42. К запасам категории B_2 относят:

а) неразбуренные участки разрабатываемых залежей между внешним контуром нефтегазоносности и границами участков запасов категории B_1 (рис.2, 3, 4,5);

б) неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, изученную по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных неопробованных эксплуатационных скважинах – до границ залежи (рис.6).

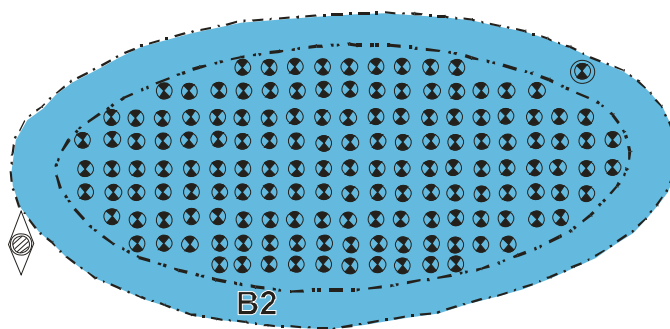


Рис.6. Выделение запасов категорий B_2 по данным транзитных эксплуатационных скважин

43. Для отнесения запасов нефти и газа к категории B_2 устанавливаются:

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) нефтегазонасыщенные толщины коллекторов, пористость и другие подсчетные 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.

44. Запасы залежей разведываемых месторождений, не введенных в промышленную разработку, по степени геологической изученности подразделяются на две категории: категория C_1 (разведанные), категория C_2 (оцененные).

45. Запасы категории C_1 (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 изучаются сейморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими в колонне 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 керн).

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 C_1 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 континентальном шельфе Российской Федерации, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, к запасам категории C_1 относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой получены качественные результаты исследований пластоиспытателями на кабеле (замеры пластовых давлений, отбор проб), позволяющие оценить характер насыщенности пласта.

46. Для отнесения запасов к категории C_1 по залежи устанавливаются:

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

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

в) коэффициент вытеснения нефти водой (газом) 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/или 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 Российской Федерации, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, в первых

поисковых скважинах допускается исследование скважин пластоиспытателями на кабеле;

и) при открытии месторождения и на начальной стадии его оценки, если полученная в первых скважинах информация не позволяет в полном объеме обеспечить выполнения некоторых условий этого пункта, допускается принятие запасов категории C_1 с параметрами, принятыми по аналогии.

47. Границы запасов категории C_1 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, позволяющие на данной стадии изученности дать предварительную оценку нефтегазоносного потенциала залежи, а также по результатам опробования скважин испытателем пластов (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 C_1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования и/или на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки – $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи;

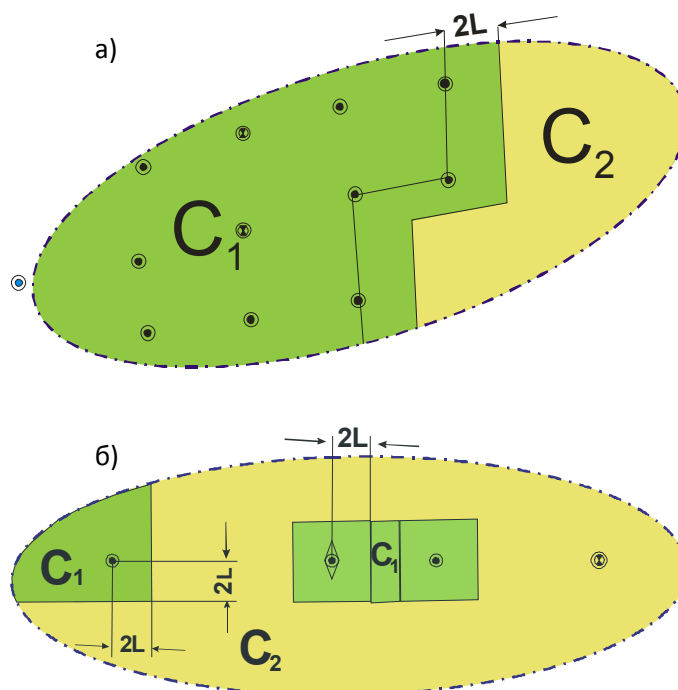


Рис. 7. Выделение запасов категории C_1 и C_2 на разведываемых залежах

б) если расстояние между квадратами запасов категории C_1 около скважин с промышленными притоками меньше двойного шага предполагаемой эксплуатационной сетки ($2L$), то такие участки могут объединяться (рис.7,б), в случае, когда скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена на расстоянии меньше или равном $2L$ от контура залежи, то границы категории C_1 можно распространить до этого контура;

в) если доказана гидродинамическая связь между различными участками запасов категории C_1 , такие участки могут объединяться;

г) в открытых залежах, где промышленная нефтегазоносность установлена в одной скважине по данным испытаний в колонне, запасы категории C_1 выделяются в квадрате со сторонами на расстоянии равном 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 C_1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования;

д) ориентировка квадратов параллельна осям складки; в случае изометрического строения складки – в направлении север-юг;

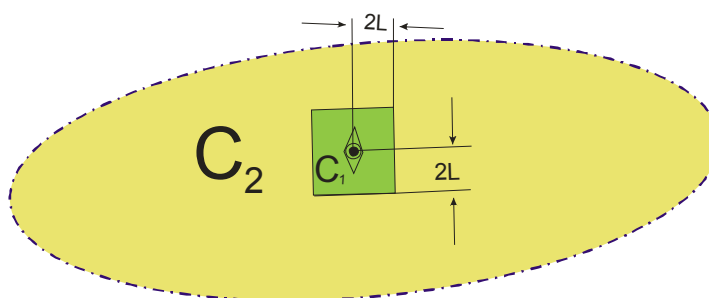


Рис. 8. Выделение запасов категории C_1 и C_2 на новых залежах

е) если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории C_1 проводят по нижней отметке интервала перфорации в пределах вскрытого перфорацией проницаемого прослоя.

48. К категории C_2 (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 все скважины в пределах залежи испытаны в процессе бурения испытателем пластов на кабеле, то её запасы относятся к категории C_2 (исключение составляют месторождения в акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей Российской Федерации, в

территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях).

49. К категории C_2 относятся запасы:

а) неразбуренных участков разведываемых залежей, между границами залежи и границами участков запасов категории C_1 , если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности свойств пласта-коллектора по данным сейсмических и других геофизических исследований (рис. 7, 8);

б) в районе скважин, по результатам опробования которых, продуктивность не установлена, а характеристика по геофизическому исследованию скважин (ГИС) аналогична скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа;

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

г) в пределах неразбуренных тектонических блоков, примыкающих к блокам с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах этих блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

50. Для запасов нефти и газа категории C_2 устанавливаются:

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) нефти - и газонасыщенные толщины коллекторов, пористость и другие подсчетные параметры по аналогии с разбуренными участками залежей или по данным ГИС в скважинах;

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

д) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата принимаются по аналогии с изученными участками залежей.

IV. Подсчет и учет начальных и остаточных запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов

51. Подсчет запасов месторождений и содержащихся в них попутных полезных компонентов проводится в соответствии с требованиями Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

52. Основным объектом подсчета запасов нефти и газа является залежь. Подсчет и учет начальных, остаточных геологических и извлекаемых запасов нефти и газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов проводится по каждой залежи отдельно и по месторождению в целом.

Запасы месторождения в целом определяются как сумма запасов всех залежей (всех подсчетных объектов).

53. При определении запасов месторождений подсчитываются и учитываются запасы нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов, целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

54. Запасы нефти и газа (свободного, газа газовых шапок и растворенного) подсчитываются и учитываются отдельно. Запасы попутных полезных ископаемых и компонентов, подсчитываются и учитываются также отдельно.

55. Подсчет начальных и остаточных запасов нефти и газа проводится отдельно по залежам с выделением запасов газовой, газонефтяной, газоневодяной, газоневодяной, нефтяной и водоневодяной зон. Сумма запасов по зонам должна соответствовать запасам всей залежи. Для очень мелких и мелких многопластовых месторождений подсчет запасов может производиться по полезным ископаемым (нефть, газ) и содержащимся в них попутным полезным компонентам без деления по зонам насыщения.

56. Для учета запасов залежей, часть которых расположена за пределами лицензионного участка, запасы нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов определяются как в целом по месторождению, залежам, так и в границах лицензионных участков (распределенный фонд) всех недропользователей и за их пределами (нераспределенный фонд).

57. Подсчет и учет запасов различных категорий ведется отдельно. Выделение категорий запасов нефти и газа по изученности производится по каждой залежи отдельно. Для двухфазных залежей выделение категорий может проводиться отдельно для их нефтяной и газовой частей.

58. Для нефтяных залежей, содержащих традиционные запасы углеводородов, основным методом подсчета геологических запасов нефти и растворенного газа является объемный метод. Метод материального баланса является вспомогательным и может применяться для контроля подсчета запасов

разрабатываемых залежей или их участков, охваченных на дату подсчета дренированием.

59. Объемный метод применяется для подсчета геологических запасов нефти и газа, содержащих традиционные запасы с использованием трехмерных геологических моделей.

60. Для залежей с накопленным отбором газа более 30% от начальных геологических запасов при условии преобладающего газового режима разработки в отчете по подсчету запасов представляется подсчет запасов на основе методов материального баланса.

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

62. Подсчет геологических запасов нефти производится с учетом объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального, или ступенчатого, разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий. При отсутствии исследований таких проб на месторождениях, находящихся на последних стадиях разработки (3, 4), допускается:

а) применение данных, полученных методом однократного разгазирования;

б) учет данных по результатам моделирования PVT-свойств. В отдельных случаях для запасов категории B₂, C₁ и C₂ допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов.

63. Подсчет геологических запасов растворенного газа производится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального или ступенчатого разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий. В отдельных случаях для подсчета запасов категории B₂, C₁ и C₂ допускается использование данных по свойствам растворенного газа объектов-аналогов.

64. Основным документом подсчета начальных геологических запасов нефти и газа является подсчетный план, составляемый на основе структурных карт по кровле подсчетного объекта или карт поверхности коллекторов этого объекта. Масштабы подсчетных планов и других графических приложений на их основе (1:5000—1:50000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи. В отдельных случаях, при подсчете запасов по крупным и уникальным месторождениям, масштаб подсчетных планов и других графических приложений на их основе может быть принят равным 1:100000.

65. Для проведения государственной экспертизы геологических и извлекаемых запасов для месторождений, находящихся в разработке (категория

запасов A , B_1 , B_2) совместно представляются подсчет запасов и проектный технический документ (технологическая схема, технологический проект разработки и дополнения к ним).

66. Для залежей (месторождений), находящихся в разработке (категории запасов A , B_1 , B_2), извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных полезных компонентов определяются в результате технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки, утвержденному в установленном порядке, в соответствии с КИН, КИГ, КИК, рассчитанных в проектом технологическом документе на разработку залежей (месторождений) за рентабельный период разработки и за период полной выработки запасов.

67. В случае открытия новой залежи на разрабатываемом месторождении представляется оперативный подсчет запасов и дополнение к проектному технологическому документу в соответствии с Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья.

68. При изменении ранее утвержденных геологических запасов категорий $A+B_1+B_2$ более чем на 20% от начальных запасов по месторождению и/или принципиальном изменении геологической модели месторождения на экспертизу представляются подсчет геологических запасов и технологическая схема/проект разработки. Изменение запасов очень мелких месторождений (таб.2) рассматривается в рамках оперативного подсчета запасов.

Принципиальным изменением геологической модели месторождения признается изменение типов залежей (пликативные, тектонически экранированные, литологически ограниченные), разделение или соединение ранее утвержденных залежей в другие подсчетные объекты, не совпадающие с учтенными в государственном балансе запасов полезных ископаемых.

69. При изменении ранее утвержденных геологических запасов категорий $A+B_1+B_2$ менее чем на 20% от начальных запасов по месторождению, подсчитанных на дату утверждения, на экспертизу полезных ископаемых представляется оперативный подсчет запасов. При этом для подсчета и учета извлекаемых запасов принимаются коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата, ранее утвержденные в установленном порядке.

70. Если ранее утвержденные извлекаемые запасы категорий $A+B_1+B_2$ не подтверждаются при сохранении ранее принятой геологической модели на экспертизу представляется обоснование коэффициентов извлечения (КИН, КИГ, КИК), выполненное в рамках технологического проекта разработки (дополнение к технологической схеме разработки/дополнение к проекту разработки).

71. Все проектные документы должны быть выполнены в соответствии с Правилами разработки месторождений углеводородного сырья и Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного

сырья, утвержденными в установленном порядке, с использованием всей имеющейся геолого-промысловой информации на дату составления проектного документа.

72. Для месторождений, находящихся в разведке (категории C_1 и C_2), расчет извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата (КИН, КИГ, КИК) осуществляется на основании технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки, рассчитанному в Проекте пробной эксплуатации месторождений (залежей), утвержденному в установленном порядке, и экспертных оценок или упрощенных статистических способов определения коэффициентов извлечения:

- а) эмпирических методов;
- б) по коэффициентному методу;
- в) метода аналогий.

73. Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы природных углеводородов (нефти, газа и конденсата) рассчитываются и учитываются по каждой залежи в эксплуатационном объекте по рекомендуемому экономически обоснованному варианту разработки, обеспечивающему рациональное извлечение запасов нефти, газа и конденсата при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

74. Запасы месторождений и ресурсы нефти, конденсата, серы, металлов подсчитываются, оцениваются и учитываются в единицах массы (в тысячах тонн). Запасы месторождений и ресурсы газа приводятся к стандартным условиям (давлению 0,1 МПа и температуре 20⁰С). Запасы и ресурсы сухого газа, этана, пропана, бутанов, сероводорода, диоксида углерода, подсчитываются, оцениваются и учитываются в миллионах кубических метров, гелия и аргона – в тысячах кубических метров.

75. Отчеты по подсчету запасов и их оперативному изменению оформляются в соответствии с действующими нормативно методическими документами, утвержденными Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

76. При графическом отображении площадей в границах различных категорий запасов используется следующая цветовая гамма:

- для категории А - светло-красный цвет;
- для категории B_1 - светло-синий цвет;
- для категории B_2 - голубой цвет;
- для категории C_1 - светло-зеленый цвет;
- для категории C_2 - желтый цвет.

V. Подготовленность месторождений для промышленной разработки

77. Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленной разработки определяется степенью их геолого-промысловой изученности, которая достаточна для составления технологической схемы разработки.

78. Месторождение считается подготовленным к промышленной разработке при условии, что запасы нефти/газа категории C_1 составляют более 30% от всех запасов залежи и при соблюдении требований к изученности для категории B_1 .

VI. Выделение категорий и требования к оценке ресурсов нефти и газа

79. Выделение категорий ресурсов нефти и газа осуществляется по степени геологической изученности объектов и их перспектив нефтегазоносности.

80. Критерием выделения категорий ресурсов является соответствующая степень изученность геологического строения и предполагаемая нефтегазоносность ловушек или участка недр по площади и разрезу геофизическими, геохимическими и другими видами региональных и поисково-разведочных работ.

81. Ресурсы нефти и газа по степени геологической изученности и обоснованности подразделяются на четыре категории: категория D_0 (подготовленные), категория $D_{л}$ (локализованные), категория D_1 (перспективные), категория D_2 (прогнозируемые).

82. Ресурсы категории D_0 выделяются на подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в нескрытых бурением возможно продуктивных пластах открытых месторождений.

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 подготовленных ресурсов категории D_0 .

83. Для оценки ресурсов категории D_0 устанавливаются:

а) наличие объекта (структурной, тектонически-экранированной, стратиграфической, литологической ловушки или их совокупности), подготовленного методами, прошедшими апробацию в установленном порядке;

б) степень подтверждаемости размеров и форм подобных объектов в пределах района - по данным глубокого бурения;

в) форма и размеры ловушки, изученные кондиционной сеткой сейсмических профилей; условия залегания предполагаемых залежей по результатам геолого-геофизических исследований, прошедших апробацию в установленном порядке;

г) наличие пластов-коллекторов, их толщины и фильтрационно-емкостные свойства, а также наличие покрышек - на основании структурно-фациального анализа, опирающегося на данные глубокого бурения на объектах-аналогах;

д) состав и свойства углеводородов - по аналогии с данными по залежам сходного строения в тех же пластах открытых месторождений данного нефтегазоносного района;

е) 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;

ж) 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;

з) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата аналогии с изученными залежами в тех же пластах месторождений данного нефтегазоносного района.

84. Локализованные ресурсы нефти и газа (категория D_л) – оцениваются в возможно продуктивных пластах 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.).

85. 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.

86. 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 нефти и газа категории D_2 отражают потенциальную возможность открытия месторождений в регионе, промышленная нефтегазоносность которого не доказана, и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ.

87. Оценка и учет ресурсов различных категорий ведется отдельно.

88. Оценка и учет нетрадиционных ресурсов нефти, газа и попутных полезных компонентов производится с использованием методик, изложенных в специальных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

89. Оценка геологических ресурсов нефти и газа подготовленных (категории D_0) и локализованных (категории $D_{л}$) на площадях, изученных сейсморазведочными работами, проводится объемным методом.

90. Оценка перспективных (категории D_1) и прогнозируемых (категории D_2) ресурсов производится с использованием методов, изложенных в специальных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

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

92. Оценка извлекаемых ресурсов и коэффициентов извлечения (КИН, КИК и КИГ) подготовленных (категории D_0) и локализованных (категории $D_{л}$), перспективных (категории D_1) и прогнозируемых (категории D_2) ресурсов производится с использованием метода аналогии и экспертной оценки.

Приложения к Методическим рекомендациям по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов

Приложение 1

Классификация нефтей по содержанию серы

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
До 0,5	Малосернистые
0,5-1,0	Среднесернист ые

1,0-3,0	Сернистые
Более 3,0	Высокосернистые

Приложение 2

Классификация нефтей по количеству парафинов

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

Приложение 3

Классификация нефтей по содержанию смол и асфальтенов

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

Приложение 4

Классификация нефтей по плотности

Плотность нефти при 20 ⁰ и 0,1 МПа, г/см ³	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 5

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 6

Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных компонентов

Основное или попутное полезное ископаемое	Попутные компоненты	Промышленная концентрация*
Нефть	Сера	0,5 %
	Ванадий	120 г/т
	Никель	120 г/т
	Титан	120 г/т
Конденсат	Сера	0,5 %
Свободный газ и газ газовых шапок	Этан	3 %
	Сероводород	0,5 %
	Гелий	0,05 %
	Диоксид углерода	15%
Растворенный газ	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 принимаются в соответствии с регламентирующими документами.*







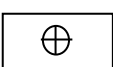
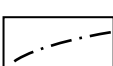
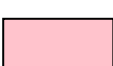

Приложение 7

Классификация газоконденсатных залежей по содержанию конденсата (C_{5+в})

Содержание конденсата (C _{5+в}), г/м ³	Группы месторождений
менее 25	низкоконденсатные
от 25 до 100	среднеконденсатные
от 100 до 500	высококонденсатные
более 500	уникальноконденсатные

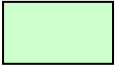
Приложение 8

Условные обозначения

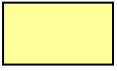
	Поисковая скважина, давшая приток УВС
	Поисковая законтурная скважина, давшая приток воды
	Разведочная скважина, давшая приток УВС
	Разведочная неопробованная скважина, продуктивная по ГИС
	Эксплуатационная, продуктивная по ГИС
	Эксплуатационная скважина, давшая приток УВС
	Нагнетательная скважина
	Внешний контур нефтеносности
	Запасы категории А
	Запасы категории В ₁



Запасы категории B₂



Запасы категории C₁



Запасы категории C₂