

Предложения по внесению изменений в «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 № 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. К пластовой нефти относится 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. 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 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 содержания растворенного газа и более высоких температуры (кроме залежей в районе вечной мерзлоты и с малыми глубинами залегания) 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 начала 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. К горючему (природному) газу (газовой, газонефтяной, газоконденсатной и нефтегазоконденсатной залежей) относится 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. К газовому конденсату (далее – конденсат) (газоконденсатной и нефтегазоконденсатной залежей) относится 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 газ газовых шапок.

К попутным полезным ископаемым относятся ископаемые, содержащиеся в одних пластах с нефтью и газом, и извлечение которых технически возможно и экономически эффективно, в том числе подземные воды.

Попутные полезные компоненты подразделяются на две группы.

К первой группе относятся попутные полезные компоненты, заключенные в основном полезном ископаемом и выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В нефтяных залежах и нефтяных оторочках – это

растворенный газ, а в газоконденсатных и нефтегазоконденсатных – конденсат и растворенный газ.

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 другие. Свободный газ, газ газовых шапок и растворенный газ содержат этан, пропан, бутаны, могут содержать в качестве попутных полезных компонентов второй группы: 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 второй группы.

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).

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, 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 (C_{5+}) 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

Отнесение нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений к определенной группе осуществляется в зависимости от объема запасов преобладающего основного полезного ископаемого (1000 м³ газа = 1 т нефти).

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

Таблица 3

Тип месторождения (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	одно- и двухфазные, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных

строения	свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, развитием тектонических нарушений, а также коллекторами со сложной структурой порового пространства
----------	---

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

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.

На поисковом этапе 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, отбора керна, опробований перспективных отложений на приток жидкости (нефти, воды) и/или газа в

открытом стволе, испытаний в колонне, гидродинамических исследований и отбора глубинных проб пластовых флюидов.

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 поисковых и разведочных скважин проводится с учетом материалов сейсморазведки и данных ранее пробуренных скважин.

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 определяются соответствующими регламентирующими 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 межфлюидных контактов;

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

г) объем и качество проводимых исследований должны обеспечивать возможность проведения в дальнейшем, по результатам разработки залежи, подсчета запасов методами

материального баланса и статистическим, а запасов газа – также методом падения давления, перевода запасов в более высокие категории и построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей.

22. В скважинах проводится раздельное испытание нефте-, газо- и водонасыщенных интервалов пластов на приток при разных режимах работы скважин, в том числе приборами на каротажном кабеле, отбор поверхностных и глубинных проб нефти, газа и пластовых вод (не менее трех глубинных проб по каждому испытанному в скважине объекту) для определения характера насыщенности, положения межфлюидных контактов, газоконденсатной характеристики, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур, состава, минерализации и свойств пластовых вод.

При значительной литологической изменчивости и большой толщине продуктивного пласта отбор проб и их исследование проводится по интервалам с различающимися геофизическими характеристиками.

23. Для изучения возможностей разработки 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 применяются различные методы интенсификации притоков нефти и газа, оценивается их эффективность и целесообразность дальнейшего применения.

24. При проведении опробования и испытания скважин соблюдается согласованный в установленном порядке комплекс мероприятий по охране окружающей среды, предусматривающий утилизацию всех получаемых флюидов.

25. При изучении состава нефти, газа и пластовых вод определяется наличие и содержание в них попутных полезных компонентов, а также компонентов, оказывающих вредное влияние на оборудование, применяемое 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 (по глубинным пробам, а при невозможности их отбора – по рекомбинированным поверхностным пробам):

- фракционный и групповой состав жидкой фазы в стандартных условиях (при давлении 0,1 МПа и температуре 20°C) при однократном, дифференциальном или

ступенчатом разгазировании;

- компонентный состав пластовой нефти, содержание (в процентах по массе) силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы, металлов, величина давления насыщения нефти газом, газосодержание, объемный коэффициент в пластовых условиях;

- плотность и вязкость нефти в пластовых и стандартных условиях, температура застывания и начала кипения;

- товарные свойства нефти;

б) для газа (свободного, газовых шапок 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; на месторождениях, расположенных 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 допускается использование проб, отобранных пластоиспытателем на кабеле;

в) для конденсата (стабильного) – фракционный и групповой состав, содержание парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях;

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, давление начала конденсации, изменение содержания C_{5+} и их свойств от давления, определенное методом дифференциальной конденсации, потенциальное содержание и коэффициент извлечения конденсата. Состав пластового газа определяется расчетным методом, по результатам лабораторных газоконденсатных исследований проб газа сепарации и конденсата газового нестабильного.

Для нефти вязкостью 10 000 мПа×с и более допускается использование результатов исследования проб нефти, полученных методом центрифугирования из кернового материала.

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 других попутных компонентов, 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, керновыми исследованиями, лабораторными исследованиями пластовых флюидов и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить подсчет запасов и подготовить технический проект разработки месторождения (далее – проектный документ) 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 (разрабатываемые, разбуренные), категория В₁ (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), категория В₂ (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные).

Запасы залежей разведываемых месторождений по степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на две категории С₁ (разведанные) и С₂ (оцененные).

35. Запасы категории А (разрабатываемые, разбуренные) 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 – геологическая макронеоднородность продуктивных пластов, общие и эффективные толщины, эффективные газо- и нефтенасыщенные толщины коллекторов, расчлененность и песчанистость разреза в границах подсчетного объекта; 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 межфлюидных 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 или ступенчатого разгазирования (допускается использование физико-химических свойств нефти, дегазированной способом однократного разгазирования, для месторождений, отбор проб на которых осуществлялся до выхода регламентирующих документов, требующих исследовать глубинные пробы нефти способом дифференциального или ступенчатого 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) накопленная добыча нефти и газа по скважинам, в том числе, пребывавшим в

добыче;

м) возможная гидродинамическая связь различных участков залежи, тектонических блоков и отдельных продуктивных пластов;

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

о) наиболее эффективные методы повышения коэффициентов извлечения нефти, газа, конденсата (далее – коэффициенты извлечения УВС) по лабораторным и промысловым данным.

37. Границы площади запасов (далее – границы запасов) категории А устанавливаются:

а) для разрабатываемой залежи, на которой в соответствии с действующим проектным документом полностью реализован эксплуатационный фонд скважин, для данной геологической модели, по контуру залежи (рис. 1); условные обозначения к рисункам приведены в приложении 8;

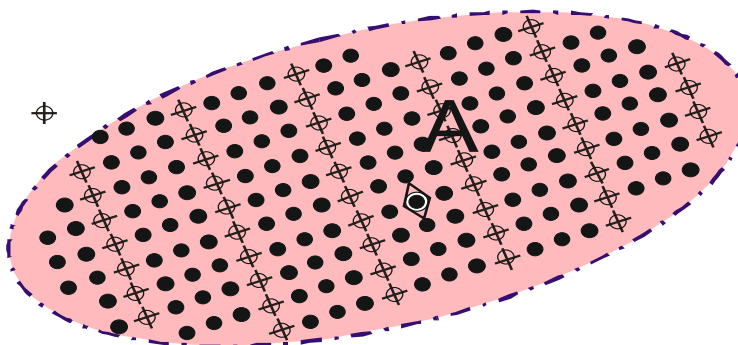


Рис. 1. Выделение запасов категории А на разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами

б) для разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами – на расстоянии, равном половине шага сетки эксплуатационных скважин, в соответствии с ранее согласованным или представленным на государственную экспертизу проектным документом совместно с подсчетом геологических запасов или оперативным изменением состояния запасов (далее – подсчет запасов), от линии, проходящей через крайние скважины и/или отдельно стоящей скважины, в сторону неизученной части залежи ($0,5L$, где L – расстояние (шаг сетки) между эксплуатационными скважинами) (рис. 2). В качестве крайних скважин принимаются эксплуатационные скважины (добывающие, бездействующие, нагнетательные, пьезометрические и другие по назначению), запроектированные именно на эту залежь, в том числе ранее осуществлявшие добычу из данной залежи.

Транзитные эксплуатационные скважины, не вскрытые перфорацией в интервале данной залежи и запроектированные на другой объект разработки, не используются в качестве крайних при определении границы категории А;

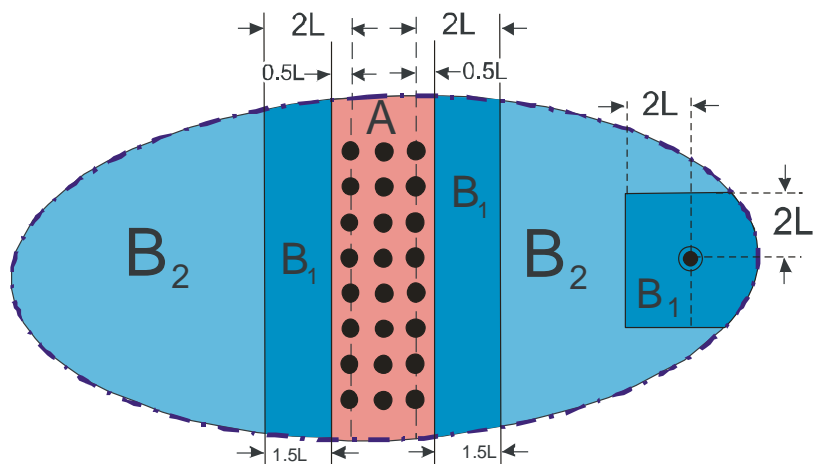
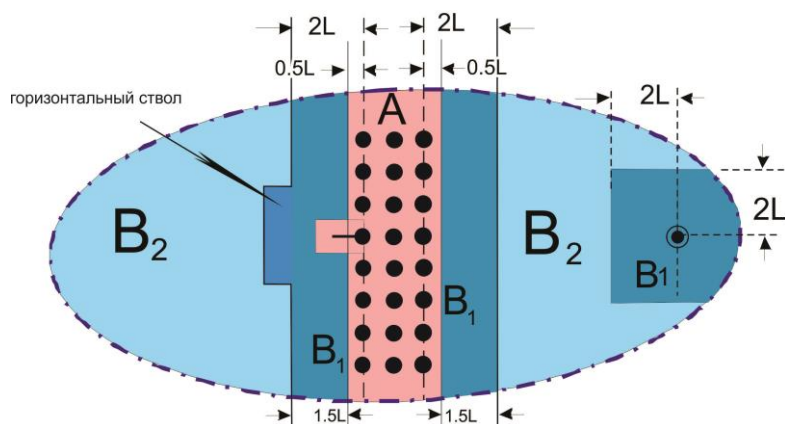


Рис. 2. Выделение запасов категорий А, В₁ и В₂ на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами

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

Для залежей, разрабатываемых рядной системой горизонтальных скважин, допустимо использование L по двум направлениям, учитывающим расстояние между эксплуатационными скважинами в ряду (L_c) и между рядами эксплуатационных скважин (L_p). L_c определяется как расстояние между серединами горизонтальных стволов скважин, выделение границ категорий осуществляется от середины горизонтального ствола скважины (рис. 3б)

а)



б)

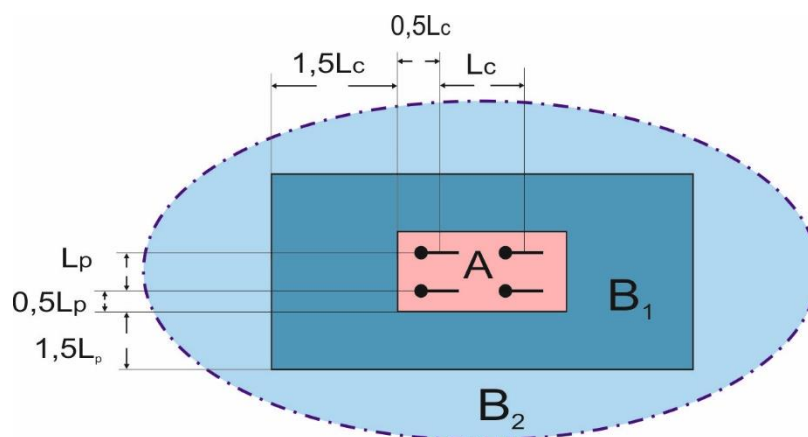


Рис. 3. Выделение запасов категорий А, В₁ и В₂ на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами и скважинами с горизонтальным окончанием

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 допускается 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 или газоконденсатную залежь, границу запасов категории А допускается проводить по контуру залежи;

е) если расстояние между различными участками запасов категории А меньше двойного шага проектной эксплуатационной сетки ($2L$), то такие участки могут объединяться в один участок;

ж) если доказана гидродинамическая связь между различными участками запасов категории А, такие участки могут объединяться в один участок;

з) для залежей с газовой шапкой, для которых в соответствии с действующим или представленным совместно с подсчетом геологических запасов и оперативным изменением состояния запасов проектным документом предусмотрена добыча газа из газовой шапки (прорывного газа) и выработка газовой шапки через нефтяные добывающие скважины, граница запасов категории А для газа газовой шапки проводится на расстоянии $0,5L$ от нефтяных скважин, осуществляющих такую добычу, где L – расстояние между проектными газовыми скважинами. Использование другой величины требует дополнительного обоснования.

38. Запасы категории В₁ (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные) 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 на разработку (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 керн).

39. Для отнесения запасов к категории B_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) высотное положение межфлюидных контактов (или условных подсчетных уровней) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических данных;

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

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

е) 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;

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

з) коэффициент вытеснения нефти водой (газом) и кривые фазовых проницаемостей.

40. Границы запасов категории B_1 устанавливаются:

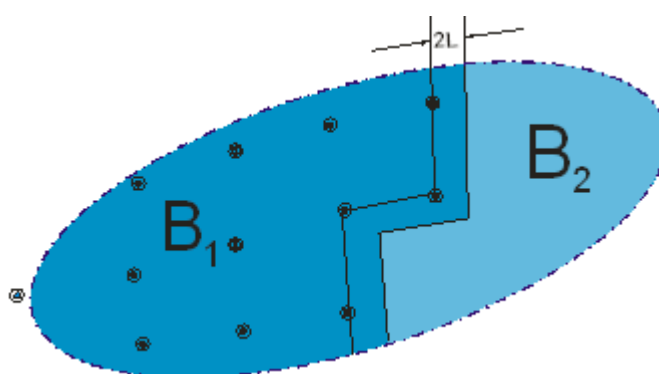
а) для неразбуренных эксплуатационными скважинами частей разрабатываемой залежи, непосредственно примыкающих к участкам запасов категории A – на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки – $2L$ от линии, проходящей через крайние скважины,

или $1,5L$ от границы категории А в сторону неизученной части залежи (рис. 2, 3);

Для залежей, разрабатываемых рядной системой горизонтальных скважин, допустимо использование L по двум направлениям, учитывающим расстояние между эксплуатационными скважинами в ряду (L_c) и между рядами эксплуатационных скважин (L_p). L_c определяется как расстояние между серединами горизонтальных стволов скважин, выделение границ категорий осуществляется от середины горизонтального ствола скважины (рис. 3б);

б) для частей залежи разрабатываемого месторождения, разбуренных скважинами различного назначения, в которых получены промышленные притоки нефти и/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 керн) – на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи (рис. 4а); отдельно расположенные не опробованные скважины различного назначения в категорию B_1 не включаются (рис. 4б); для 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, 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. Промышленная значимость притока обосновывается недропользователем;

а)



б)

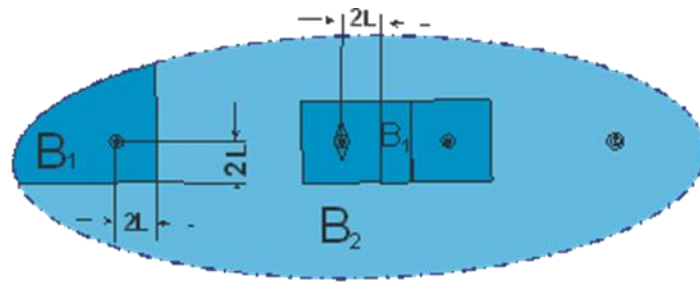


Рис. 4. Выделение запасов категорий B_1 и B_2 по данным разведочного бурения на разрабатываемых месторождениях

в) если расстояние между границами запасов категории B_1 меньше двойного шага проектной эксплуатационной сетки ($2L$), то такие участки могут объединяться;

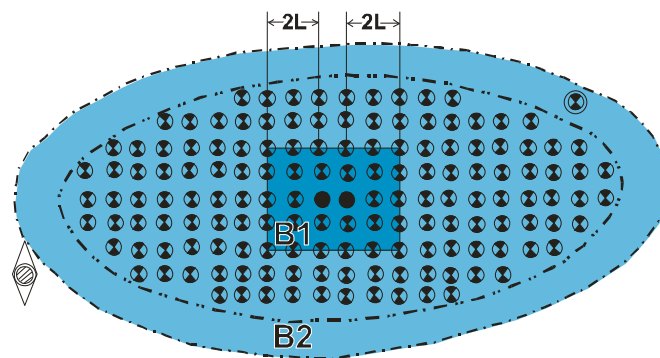


Рис. 5. Выделение запасов категорий B_1 и B_2 по данным транзитных эксплуатационных скважин, в части которых получены промышленные притоки

г) если скважина, давшая 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. 4б);

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

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;

з) для участков залежей, где по данным комплекса геолого-геофизических исследований, в том числе высокочастотной сейсморазведки 3D, доказана непрерывность (выдержанность) распространения коллектора по площади и обоснована надежность и подтверждаемость данных геофизических исследований скважин (далее – ГИС)

результатами испытания скважин (с промышленными притоками), категория B_1 может выделяться в отдельных неиспытанных скважинах, нефтегазоносность которых обоснована по данным ГИС.

41. Запасы категории B_2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные) выделяются и подсчитываются в пределах неизученных частей залежи разрабатываемых месторождений, неразбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых предусмотрена согласованным ранее или представленным на государственную экспертизу проектным документом на разработку месторождения (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, и/или данными ГИС отдельных неиспытанных скважин (при их наличии).

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 до границ залежи, в случае если залежь изучена по материалам промыслово-геофизических исследований в скважинах различного назначения, в которых не получены промышленные притоки нефти или газа, при этом на данном месторождении подтверждена продуктивность нижележащего пласта (залежи) или пласта, в котором выявлена данная залежь, и характеристика по ГИС аналогична скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа (рис. 6). Наличие углеводородов залежи может быть подтверждено опробованием скважин в открытом стволе, в том числе пластоиспытателем на кабеле, либо в колонне;

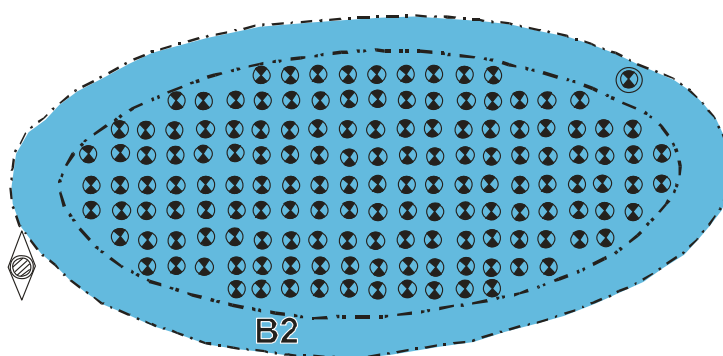


Рис. 6. Выделение запасов категорий B_2 по материалам промыслово-геофизических исследований в неопробованных скважинах различного назначения

в) в пределах неразбуренных тектонических блоков, примыкающих к блокам с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация

указывает, что продуктивные пласты в пределах этих блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

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 межфлюидных контактов, а в случае недостаточной изученности – условный подсчетный уровень;

в) нефте- и(или) газонасыщенные толщины коллекторов, пористость и насыщенность по геологическим моделям или по данным ГИС в скважинах, или по аналогии с разбуренными участками залежи;

г) свойства нефти, газа и конденсата по аналогии с изученными участками разрабатываемой залежи, для неразрабатываемой залежи – с использованием аналогий с залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками рассматриваемого или ближайшего месторождения;

д) коэффициенты извлечения УВС принимаются в соответствии с согласованным ранее или представленным на государственную экспертизу проектным документом на разработку месторождения (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему) или с использованием аналогий с залежью данного или соседнего месторождения со сходными геолого-промысловыми характеристиками, или на основе упрощенных способов (эмпирических, статистических, или инженерных методик). Коэффициенты извлечения УВС должны быть обоснованы в соответствии с проектным документом, подготовленным согласно Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденным приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639 (далее – Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья).

44. Если залежь/участок(ки) залежи разбурены с неравномерным расстоянием между скважинами (нерегулярная сетка скважин), то за расстояние L условно принимается величина 500 метров – для нефтяной, 1000 м – для газовых и газоконденсатных частей залежей. Использование другой величины допустимо в случае представления недропользователем соответствующего дополнительного обоснования.

45. Запасы категории C_1 (разведанные) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются по залежи или части залежи:

- в районе разбуренных и испытанных в колонне скважин способом, предусмотренным проектным документом на выполнение работ, связанных с

пользованием участками недр (пробной эксплуатации отдельных скважин или пробной эксплуатации месторождения (залежи)), за исключением способа опробования в открытом стволе в процессе бурения;

- изученной сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, и разбуренной поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими в колонне притоки нефти или газа (отдельные скважины, расположенные рядом с опробованными скважинами, могут быть не опробованы, но их продуктивность предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна);

- геологическое строение которой, 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 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 скважиной, в которой получены качественные результаты исследований пластоиспытателями на кабеле (замеры пластовых давлений, отбор проб), позволяющие оценить характер насыщенности пласта и продуктивность скважины, в том числе определенную расчетным путем.

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) положение межфлюидных контактов (или условных подсчетных уровней) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических данных;

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

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

е) 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;

ж) для 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 и разведочных скважинах допускается исследование скважин пластоиспытателями на кабеле;

з) 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;

и) коэффициент вытеснения нефти водой (газом) и кривые фазовых проницаемостей.

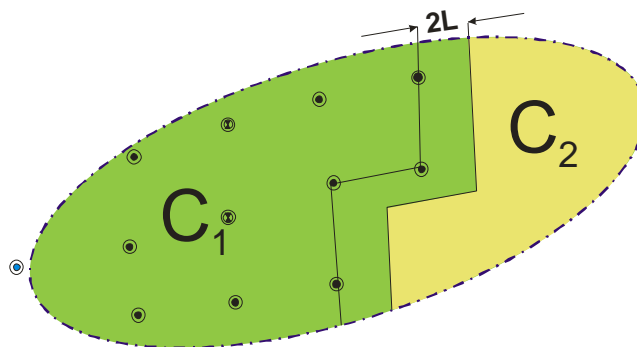
47. Границы запасов категории C_1 устанавливаются:

а) в районе параметрических, поисковых, разведочных и других по назначению 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 скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керн) – в сторону неизученной части залежи на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки $2L$, согласованного в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей (рис. 7, 8, 9). Для 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, 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;

б) если расстояние между границами запасов категории C_1 меньше двойного шага предполагаемой эксплуатационной сетки $2L$, то допускается объединение таких участков (рис. 7б). В случае, когда скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена вблизи границ залежи (расстояние от границы категории C_1 до границы

залежи меньше двойного шага эксплуатационной сетки $2L$), то границы категории C_1 можно распространить до границы залежи;

а)



б)

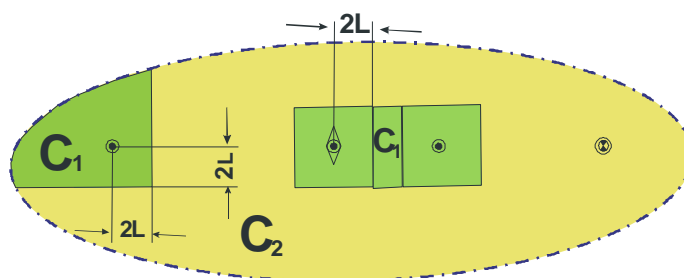


Рис. 7. Выделение запасов категории C_1 и C_2 на разведываемых залежах

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

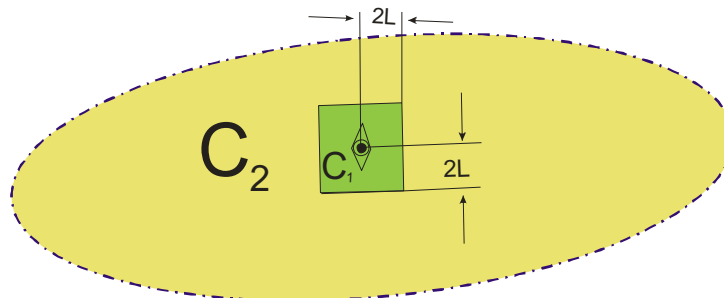


Рис. 8. Выделение запасов категории C_1 и C_2 на новых залежах

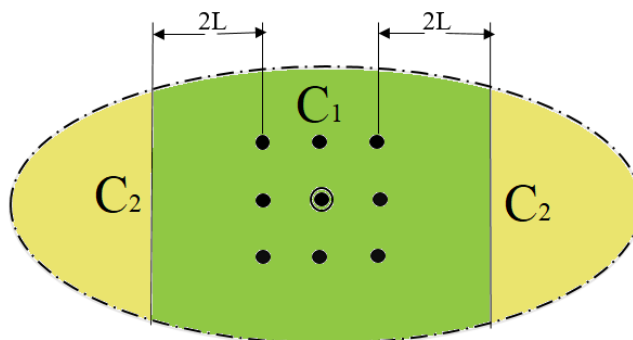


Рис. 9. Выделение запасов категории C_1 и C_2 на разведываемых залежах в районе эксплуатационных скважин, пробуренных согласно проекту пробной эксплуатации

г) 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, 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 ее 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 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;

д) залежи разведываемого месторождения, изученные по материалам промыслово-геофизических исследований в неопробованных скважинах различного назначения – до границ залежи, в случае если подтверждена продуктивность нижележащего пласта (залежи) либо пласта, в котором выявлена данная залежь, и характеристики по ГИС аналогичны скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа. Наличие

углеводородов залежи может быть подтверждено опробованием скважин в открытом стволе, в том числе пластоиспытателем на кабеле, либо в колонне.

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 межфлюидных контактов, а в случае недостаточной изученности – условный подсчетный уровень с учетом косвенной информации;

в) нефте- и/или газонасыщенные толщины коллекторов, коэффициенты пористости и насыщенности – по данным ГИС, по геологическим моделям залежей либо по аналогии с разбуренными участками залежи;

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

д) коэффициенты извлечения УВС принимаются в соответствии с утвержденным ранее или представленным проектным документом или по аналогии с участками залежи с запасами категории C_1 , с залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками, или на основе упрощенных способов (эмпирических, статистических, или инженерных методик). Коэффициенты извлечения УВС должны быть обоснованы в соответствии с проектным документом, подготовленным согласно Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья.

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. Для крупных и уникальных месторождений допускается подготовка и представление на государственную экспертизу документов и материалов подсчета геологических запасов нефти и газа по одной или нескольким стратиграфическим единицам (комплексам).

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

На основании заключения государственной экспертизы залежи могут объединяться в один объект для дальнейшего учета на основе принадлежности к одним стратиграфическим уровням (пластам).

Объединение месторождений осуществляется при представлении недропользователем документов и материалов по подсчету геологических запасов, либо оперативному изменению состояния запасов совместно с проектным документом, в случае если хотя бы одно из них относится к разрабатываемым. Объединение месторождений возможно при соблюдении условий лицензионных соглашений.

При разделении разрабатываемого месторождения на два или более, представляются документы и материалы по подсчету геологических запасов, либо оперативному изменению состояния запасов совместно с проектным(и) документом(и).

53. При подсчете 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 (газовых, газоконденсатных залежей, газовых шапок) и содержащихся в них попутных полезных компонентов подсчитываются и учитываются раздельно.

55. Подсчет начальных и остаточных запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов первой группы (растворенного газа, конденсата) проводится раздельно по залежам. Разделение запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов первой группы (растворенного газа, конденсата) по зонам насыщения (нефтяная, газовая, газонефтяная, газонефтеводная, газоводная и водонефтяная) осуществляется в случае необходимости обоснования различных систем разработки. Сумма запасов по зонам должна соответствовать запасам всей залежи.

56. Для учета запасов залежей, часть которых расположена за пределами лицензионного участка, запасы нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов подсчитываются как в целом по месторождению, залежам, так и в границах лицензионных участков (распределенный фонд) всех недропользователей и за их пределами (нераспределенный фонд), а также по субъектам Российской Федерации в случае если месторождение расположено в разных субъектах Российской Федерации.

57. Подсчет и учет запасов различных категорий ведется раздельно. 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. Основным методом подсчета геологических запасов 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 запасов нефти и газа, с использованием трехмерных геологических моделей.

60. Для залежей с накопленным отбором газа более 30% от начальных геологических запасов при условии преобладающего газового режима разработки 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. Для запасов категории В₂, С₁ и С₂ допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов в случае представления недропользователем дополнительного обоснования.

63. Подсчет геологических запасов растворенного газа производится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального или ступенчатого разгазирования (допускается использование физико-химических свойств нефти, дегазированной способом однократного разгазирования для месторождений, отбор проб на которых осуществлялся до выхода регламентирующих документов, требующих исследовать глубинные пробы нефти способом дифференциального или ступенчатого разгазирования) глубинных проб нефти до стандартных условий. Для подсчета запасов категории В₂, С₁ и С₂ допускается использование данных по свойствам растворенного газа объектов-аналогов в случае представления недропользователем дополнительного обоснования.

При наличии в составе газа (свободного, газовых шапок или растворенного в нефти) содержания азота или углекислого газа более 50 молярных процентов, газ считается не

горючим, не подсчитывается и не учитывается на государственном балансе запасов полезных ископаемых.

64. Основными документами подсчета начальных геологических запасов нефти и газа является подсчетный план и карта эффективных газо- и(или) нефтенасыщенных толщин. Масштабы графических приложений (1:5000 – 1:100000, допускается использование масштаба 1:200000 для крупных и уникальных месторождений) зависят от размера и сложности геологического строения залежи. Выбранный масштаб должен обеспечивать свободное прочтение всех надписей и условных обозначений, нанесенных на графические приложения.

65. При переводе месторождения из категории разведываемого в разрабатываемое, на государственную экспертизу совместно с проектным документом представляются:

- для уникального, крупного и среднего месторождения - документы и материалы по подсчету геологических запасов;

- для мелкого месторождения - документы и материалы по подсчету геологических запасов или по оперативному изменению состояния запасов;

- для очень мелкого месторождения - документы и материалы по оперативному изменению состояния запасов.

66. Для залежей (месторождений), находящихся в разработке (категории запасов А, В₁, В₂), коэффициенты извлечения УВС определяются в проектном документе на основе технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки, согласованному в установленном порядке за рентабельный период разработки и за период полной выработки запасов.

67. В случае открытия новой залежи на разрабатываемом месторождении при представлении на государственную экспертизу документов и материалов оперативного изменения состояния запасов допускается обоснование коэффициентов извлечения УВС с использованием аналогий с залежью данного или соседнего месторождения со сходными геолого-промысловыми характеристиками, или на основе упрощенных способов (эмпирических, статистических, или инженерных методик).

Коэффициенты извлечения УВС должны быть обоснованы в соответствии с проектным документом, подготовленным согласно Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья.

68. Ранее утвержденными запасами признаются:

- для уникальных, крупных и средних месторождений - запасы, утвержденные по результатам государственной экспертизы подсчета геологических запасов;

- для месторождения переводимого в категорию среднего из категории мелкого или

очень мелкого месторождения - запасы, утвержденные по результатам государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов.

При изменении ранее утвержденных геологических запасов преобладающего по объему основного полезного ископаемого категорий $A + B_1 + B_2$ более чем на 20% от начальных запасов по месторождению для среднего (или мелкого, переходящего в среднее), крупного или уникального месторождения на государственную экспертизу представляются подсчет геологических запасов и проектный документ. Для мелких месторождений допускается представление документов и материалов как по подсчету геологических запасов, так и по оперативному изменению состояния запасов совместно с проектным документом.

69. При представлении на государственную экспертизу документов и материалов по оперативному изменению состояния запасов по залежи разрабатываемого месторождения без совместного представления проектного документа, коэффициенты извлечения по категориям запасов залежи принимаются в соответствии с последними утвержденными коэффициентами извлечения УВС по каждой категории запасов данной залежи. При этом при увеличении площади категории запасов коэффициент извлечения для категории запасов принимается как средневзвешенное по геологическим запасам значение между коэффициентами извлечения данной категории и категории(ий), за счет которой(ых) произошло увеличение геологических запасов. В случае, если увеличение площади категории запасов происходит не в результате перевода запасов из других категорий, но при этом на данной залежи выделены другие категории запасов, коэффициент извлечения для категории запасов принимается как средневзвешенное по геологическим запасам значение между коэффициентами извлечения данной категории и более «низкой» категории: для категории A – категория B_1 , для категории B_1 – категория B_2 .

При объединении двух и более залежей в единую залежь, технологический и рентабельный коэффициенты извлечения УВС принимаются равными средневзвешенным значениям по геологическим запасам каждой залежи на основании коэффициентов извлечения УВС, установленных для данных залежей в действующем проектном документе (для разрабатываемых месторождений), или в соответствии с ранее утвержденными коэффициентами извлечения УВС (для месторождений, находящихся в разведке).

70. Если ранее утвержденные извлекаемые запасы категорий $A + B_1 + B_2$ не подтверждаются при сохранении ранее принятой геологической модели, на государственную экспертизу представляется технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения УВС, выполненное в рамках проектного документа

(дополнение к технологической схеме разработки и/или дополнение к проекту разработки).

71. Все проектные документы должны быть выполнены 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 УВС осуществляется на основании коэффициентов извлечения УВС, определенных в соответствии с подпунктом «д» пункта 50 настоящих Методических рекомендаций.

73. Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы 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 20 °С). Запасы и ресурсы сухого газа, сероводорода, диоксида углерода подсчитываются, оцениваются и учитываются в миллионах кубических метров, запасов этана, пропана, бутанов – в тысячах тонн, гелия и аргона – в тысячах кубических метров.

75. Отчеты по подсчету геологических запасов и оперативному изменению состояния запасов УВС оформляются в соответствии с действующими нормативно-методическими документами, утвержденными приказами Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

76. При графическом отображении площадей в границах различных категорий запасов используется следующая цветовая гамма (приложение 8):

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 нефти и газа для промышленной разработки определяется степенью их геолого-промысловой изученности, которая достаточна для составления технологической схемы разработки.

78. Месторождение может считаться подготовленным к промышленной разработке при условии, что геологические запасы нефти/газа категории C_1 составляют более 30% от всех запасов месторождения 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 изученности 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_L (локализованные), категория D_1 (перспективные), категория D_2 (прогнозируемые).

82. Ресурсы категории D_0 выделяются на подготовленных к бурению ловушек в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в невоскрывших 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 межфлюидальных контактов, 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_n) – 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 D_1 (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 D_1 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 D_2 (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 УВС 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.

Приложение 1

Классификация нефтей по содержанию серы

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
До 0,5	Малосернистые
0,5 - 1,0	Среднесернистые
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°	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	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	Сверхвязкая
-----------	-------------

Приложение 6

**Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации
попутных полезных 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%
	Пропаны-бутаны	0,9%
	Сероводород	0,5%
	Гелий	0,05%
	Диоксид углерода	15%
Растворенный газ	Этан	3%
	Пропан-бутаны	0,9%
	Сероводород	0,5%
	Гелий	0,035%
	Диоксид углерода	15%
Пластовые воды	Иод	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 нормативных правовых или методических документов, регламентирующих минимальные промышленные концентрации попутных компонентов, минимальные промышленные концентрации попутных компонентов принимаются в соответствии с указанными 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 В ₂
	Запасы категории С ₁
	Запасы категории С ₂

