«УТВЕРЖДАЮ»
Председатель ГКЗ СССР
А. М. БАБОЧКИН
14 октября 1983 г.

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

I. Общие сведения

1.1. Нефть — природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которые в пластовых и стандартных (0,1 МПа при 20 °С) условиях находятся в жидкой фазе. Неуглеводородные соединения в нефти присутствуют в виде сернистых, азотистых, кислородных, металлоорганических комплексов, смол и асфальтенов. Постоянным компонентом в нефти является сера, которая содержится как в виде различных соединений, так и в свободном виде. В большинстве нефтей в пластовых условиях содержится в том или ином количестве растворенный газ.

По различиям состава и физических свойств нефти подразделяются на ряд типов. Их типизация проводится по групповому углеводородному составу, фракционному составу, содержанию серы и других неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол.

Групповой углеводородный состав отражает содержание (в процентах по массе) трех основных групп углеводородов — метановых, нафтеновых и ароматических. Существенное значение имеет наличие растворенных в нефти твердых углеводородов — парафинов. По количеству парафинов нефти подразделяются на малопарафиновые (не выше 1,5 %), парафиновые (1,51—6 %) и высокопарафиновые (выше 6 %).

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

По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (до 0,5 %), сернистые (0,51—2 %) и высокосернистые (выше 2 %). При содержании более 0,5 % сера в нефтях имеет промышленное значение.

По количеству смол нефти подразделяются на малосмолистые (менее 5 %), смолистые (5—15 %) и высокосмолистые (выше 15 %). Концентрация редких металлов (ванадия, титана, никеля и др.) в некоторых высокосмолистых нефтях может достигать промышленных значений.

gost.e-ecolog.ru

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа и повышенных температуры и давления в недрах, поэтому для целей подсчета запасов, рациональной разработки месторождений, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей эти свойства определяются раздельно. В стандартных условиях основными параметрами нефтей являются плотность, молекулярная масса, вязкость, температуры застывания и кипения; в пластовых условиях — давление насыщения растворенным газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

1.2. Горючие газы (в дальнейшем называются газом) — природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе либо в растворенном в нефти или воде виде, а в стандартных условиях — только в газообразной фазе. Основными компонентами газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи — этан, пропан, бутаны. Газ часто содержит сероводород, гелий, углекислый газ, азот и инертные газы, иногда ртуть. Этан, пропан и бутаны являются сырьем для производства сжиженного газа и продукции нефтехимической промышленности.

Содержание этана в газе 3 % и более, гелия в газе свободном и растворенном в нефти при его концентрациях, соответственно, 0,050 и 0,035% и сероводорода более 0,5 % (по объему) представляют промышленный интерес. При высоких содержаниях углекислого газа и азота возможно их промышленное извлечение и, соответственно, необходим учет запасов.

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

1.3. Конденсат — природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации. Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, являются потенциальное содержание углеводородов $C_{5+высшие}$, плотность конденсата в стандартных условиях и давление начала конденсации.

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

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

1.6. В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на:

— нефтяные, содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;

— газонефтяные и нефтегазовые (двухфазные): в газонефтяных основная часть залежи нефтяная, а газовая (газовая шапка) занимает меньший объем; в нефтегазовых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть системы; к нефтегазовым относятся также газовые залежи с нефтяной оторочкой;

— газовые, содержащие только газ;

— газоконденсатные, в газе которых содержится конденсат;

— нефтегазоконденсатные, содержащие нефть, газ и конденсат.

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

2. Подразделение месторождений (залежей) нефти и газа для целей разведки по величине запасов и сложности строения

2.1. По величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа месторождения подразделяются на 4 группы (табл. 1).

Таблица 1

Месторождения	Запасы	
	Нефти извлекаемые, млн. т	Газа балансовые, млрд. м³
Уникальные	Более 300	Более 500
Крупные	30—300	30—500
Средние	10—30	10—30
Мелкие	до 10	до 10

2.2. По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов независимо от величины запасов выделяются месторождения (залежи):

— простого строения, связанные с ненарушенными или слабо нарушенными структурами; продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

— сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, литологическими замещениями коллекторов слабопроницаемыми породами или наличием тектонических нарушений;

— очень сложного строения, для которых характерны как литологические замещения или тектонические нарушения, так и невыдержанность толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

2.3. Степень сложности геологического строения месторождения устанавливается по соответствующим характеристикам основных залежей, заключающих преобладающую часть (больше 70 %) запасов месторождения.

3. Требования к изученности месторождений

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

3.2. Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры (ловушки), подготовленной для глубокого бурения в соответствии с действующими требованиями комплексом геолого-геофизических исследований, и подсчитанных перспективных ресурсов категории C_3.

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

3.3. На новых месторождениях нефти и газа, а также выявленных залежах уже известных месторождений по данным поискового и оценочно-разведочного бурения проводится изучение геологического строения площади, дается оценка продуктивного разреза и предварительная оценка объема залежей, определяются основные природные факторы, влияющие на выбор методики дальнейших разведочных работ. По данным поискового и оценочно-разведочного бурения подсчитываются запасы нефти, газа и конденсата по категориям C_1 и C_2 и дается геолого-экономическая оценка месторождений (залежей) для определения целесообразности их разведки и подготовки к разработке.

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

3.5. По разведанным месторождениям составляются структурные карты по основным продуктивным пластам, карты равных толщин продуктивной части разреза, геологические разрезы и другие документы, дающие достаточное представление о закономерностях распространения и залегания продуктивных пластов и особенностях строения природного резервуара, составе нефти, газа и воды, пластовом давлении и температуре. На структурные карты наносятся все пробуренные и находящиеся в строительстве скважины. Масштабы карт (как правило, 1 : 5000—1 : 50 000) и разрезов определяются размерами месторождения, сложностью их геологического строения и изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пластов.

3.6. При разведке месторождений глубина, способ бурения и конструкция скважин определяются в каждом конкретном случае проектом разведки. При этом конструкция скважин должна обеспечить возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости и газа как в открытом стволе, так и в колонне, гидродинамических исследований и отбора глубинных проб.

3.7. При поэтапном освоении уникальных и крупных месторождений нефти и газа наиболее детально разведываются залежи, или их части, намечаемые к первоочередному освоению.

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

3.9. Расстояния между разведочными скважинами, необходимые для детального изучения месторождения (залежи), оценки его (ее) объема, обоснования подсчета запасов и подготовки объекта для промышленного освоения, определяются размерами залежи и сложностью ее геологического строения. В табл. 2 приведены обобщенные данные о средних расстояниях между разведочными скважинами, которые принимались при разведке нефтяных и газовых месторождений СССР. Эти данные могут учитываться при проектировании геологоразведочных работ, но их нельзя рассматривать как обязательные. Для каждого месторождения на основании все-

стороннего анализа имеющейся геологической и геофизической информации обосновывается рациональная система размещения разведочных скважин.

Поиски и разведка месторождений нефти и газа, расположенных в пределах шельфовой зоны, в связи со сложностью их проведения и высокой стоимостью поисково-разведочных работ осуществляются по разреженной сети скважин (относительно приведенной в табл. 2) с предварительным выполнением на площади высоко-

Таблица 2

Месторождения	Запасы извлекаемые нефти, млн. т; / балансовые газа, млрд. м³	Площадь месторождения (залежи), км² / толщина продуктивного пласта, м	Средние расстояния между скважинами, км для месторождений		
			Простого строения	Сложного строения	Очень сложного строения
Уникальные	Более 300 / Более 500	Более 100 / 10—15	10—12	8—10	5—8
Крупные	100—300 / 100—500	Более 100 / 10—15	4,0 (3,5—4,5)	2,9 (2,7—3,2)	1,8 (1,5—3,0)
Крупные	30—100	25—100 / 8—12	3,0 (2,7—3,3)	2,1 (1,8—2,5)	1,2 (0,8—1,5)
Средние	10—30	10—50 / 5—10	2,2 (1,5—2,5)	1,5 (1,2—1,7)	1,0 (0,8—1,3)
Мелкие	до 10	3—25 / 3—8	1,5 (1,2—1,7)	1,5 (1,2—1,7)	1,0 (0,5—1,5)

точных сейсморазведочных работ и с доизучением месторождения в процессе его разработки.

3.10. Для нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных залежей при выборе системы размещения разведочных скважин и расстояний между ними должна учитываться необходимость обязательной оценки промышленного значения нефтяной или газовой части этих залежей.

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

3.12. При бурении поисковых и разведочных скважин из перспективных на нефть и газ нефтегазонасыщенных отложений проводится отбор керна в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследова-

ний скважин. Нормы отбора, выноса керна и детальность его лабораторных исследований регламентируются действующей «Инструкцией по отбору, документации, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керна скважин колонкового и разведочного бурения». (М., 1973).

В необходимых случаях следует осуществлять бурение скважин со сплошным отбором керна по продуктивному пласту и отбором образцов пород для лабораторных исследований через 0,1—0,25 м толщины пласта, применять промывочные жидкости на безводной основе для повышения информативности отобранного керна и сохранения природных фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта.

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

— детальное изучение керна для определения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и покрышек продуктивного пласта; в интервалах отбора образцов на лабораторные исследования следует определять геофизические параметры для получения эталонных (петрофизических) зависимостей, являющихся основой интерпретации материалов геофизических исследований скважин;

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

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

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

3.15. Для получения эксплуатационной характеристики каждой залежи, имеющей промышленное значение, необходимо проводить поинтервальное испытание на приток продуктивных плас-

тов залежи, находящихся на различных гипсометрических отметках в различных частях оцениваемой площади. Для определения максимально возможных дебитов нефти или газа в отдельных скважинах испытание ведется по всей толщине продуктивного пласта.

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

3.16. При проведении испытаний необходимо соблюдать согласованный в установленном порядке с местными органами комплекс мероприятий по охране окружающей среды, предусмотреть утилизацию получаемых продуктов.

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

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

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

— для конденсата (стабильного) — фракционный и групповой состав, содержание парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации.

При оценке промышленного значения содержащихся в нефти, газе и конденсате компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов) должны соблюдаться «Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов» (ГКЗ СССР, 1982).

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

3.19. При получении из скважин притоков подземных вод должны быть определены химический состав подошвенных и крае-

вых подземных вод, содержание в них йода, брома, бора, магния, калия, лития, рубидия, цезия, стронция, германия и др., а также состав растворенного в воде газа, дебиты воды, температура, давление, коэффициент упругости вод, газосодержание и другие показатели для обоснования проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

В процессе разработки залежи в скважинах, давших приток воды за контуром нефте- или газоносности, должны быть проведены систематические наблюдения за изменением пластового давления. Определение гидродинамической связи нефтегазосодержащих пластов необходимо проводить в соответствии с требованиями действующей «Инструкции по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин» (ВНИИ, 1982). Гидродинамическую характеристику и химический состав подземных вод месторождений следует сопоставлять с аналогичными данными по другим месторождениям района; с учетом этого сопоставления должны быть охарактеризованы вероятные области питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

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

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

3.22. На разрабатываемых месторождениях нефти и газа (в том числе газовых, находящихся на стадии опытно-промышленной разработки), в обязательном порядке должно проводиться всестороннее доизучение залежей эксплуатационными, а в необходимых случаях и разведочными скважинами:

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

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

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

— изучение изменения пластового давления;

— изучение изменения текущих и годовых отборов продукции.

Объем и качество проводимых исследований должны обеспечивать возможность проведения подсчета запасов нефти методами материального баланса и статистическим, а запасов газа — методом падения давления, и перевода их в более высокие категории.

3.23. Для каждого месторождения (залежи) по данным бурения, испытания и исследований скважин (геологических, геофизических, гидрогеологических и лабораторных), а также данным разработки должны быть установлены:

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

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

— толщина (общая, эффективная, нефтегазонасыщенная) продуктивного пласта в пределах выделенных зон, литологические особенности, минеральный и гранулометрический состав коллектора, состав цемента, пористость и трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, геологическая макронеоднородность продуктивных пластов (статистические показатели общей и нефтегазонасыщенной толщины пластов, расчлененности и песчанистости разреза в границах эксплуатационного объекта, интервалы изменения, средние значения, коэффициенты вариаций, объемы выборки);

— тип коллектора;

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

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

— физико-химические свойства нефти, дегазированной способом дифференциального разгазирования до стандартных условий: плотность, кинематическая вязкость, 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, компо-

нентный и углеводородный состав, содержание парафинов, серы, смол;

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

— физико-гидродинамические характеристики: фазовые проницаемости, коэффициенты вытеснения нефти водой (газом), смачиваемость (гидрофобность, гидрофильность).

3.24. Для своевременной и полноценной обработки всей информации, получаемой при разведке месторождения, могут быть использованы математические методы ее обработки и электронно-вычислительная техника, с помощью которых осуществляются:

— подготовка исходной информации к подсчету запасов, включая интерпретацию результатов геофизических исследований;

— первичная обработка данных испытаний, контроль и оценка качества опробования, обоснование поправочных коэффициентов к данным опробования;

— геометризация залежей, включая их оконтуривание, построение на ЭВМ карт в изолиниях и других графических материалов;

— подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов в границах залежей или их частей, в том числе с использованием математических моделей месторождений;

— использование корреляционного анализа для оценки подсчетных параметров;

— статистические исследования для оценки точности подсчета запасов, сопоставление разведочных данных с результатами, полученными при разработке месторождения.

При использовании математических методов и электронно-вычислительной техники следует обосновать применяемые алгоритмы и программы и привести их описание, обеспечивающее возможность проверки промежуточных и окончательных результатов. Применение этих методов должно рационально сочетаться с неформальными методами исследований, необходимыми для корреляции геологических разрезов, категоризации запасов и т. д.

4. Требования к подсчету запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов

4.1. Подсчет запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов проводится в соответствии с требованиями разделов I, II, III «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» при следующих условиях.

4.1.1. Запасы категории А подсчитываются только на разрабатываемых месторождениях (залежах), степень изученности которых отвечает требованиям «Классификации», в границах залежи, а для части залежи — в границах, проведенных по эксплуатационным скважинам.

4.1.2. Запасы категории В подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), степень изученности которых отвечает требованиям «Классификации», в границах залежи, а для части залежи — в границах, проведенных по эксплуатационным скважинам.

4.1.3. Запасы категории C_1 выделяются на разведанных и разрабатываемых месторождениях (залежах), степень изученности которых отвечает требованиям «Классификации», в границах, проведенных по данным испытаний и геофизических исследований скважин, достоверно обосновывающим гипсометрическое положение контактов газ-нефть-вода, а для неисследованной части залежи — в границах, проведенных на расстоянии, равном удвоенному интервалу между эксплуатационными скважинами, предусмотренному технологической схемой или проектом разработки.

Запасы категории C_1 могут быть выделены на новой площади по данным бурения и испытания одной скважины при условии получения в ней промышленного притока нефти или газа (открытие месторождения). В этом случае параметры подсчета запасов определяются по данным геофизических исследований скважин, изучения керна или принимаются по аналогии с соседними разведанными месторождениями. Границы участка подсчета запасов проводятся в радиусе, равном удвоенному расстоянию между эксплуатационными скважинами, принятому в данном районе для аналогичных месторождений.

4.1.4. Запасы категории C_2 выделяются на неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий, в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных месторождений, степень изученности которых отвечает соответствующим требованиям «Классификации»; к ним относятся также запасы отдельных неопробованных куполов многокупольных месторождений, если доказана их полная аналогия с изученными частями данного месторождения по геологическому строению и коллекторским свойствам пластов-коллекторов. Границы запасов проводятся по контурам выявленных залежей.

4.1.5. Перспективные ресурсы категории C_3 выделяются на подготовленных для глубокого бурения площадях, расположенных в единой структурно-фациальной зоне в пределах данного нефтегазоносного района, и на разведанных месторождениях в не вскрытых бурением пластах, продуктивность которых установлена на других месторождениях. Величина коэффициента заполнения ловушки принимается по аналогии с месторождениями, разведанными в данной структурно-фациальной зоне.

На подготовленных для глубокого бурения площадях должны быть установлены:

— общие контуры структуры — достоверными для данного района геологическими и геофизическими методами исследований;

— наличие коллекторов, перекрытых слабопроницаемыми породами — по данным структурно-фациального анализа;

— возможность промышленной нефте- или газонасыщенности коллекторов — по аналогии с изученными месторождениями и по результатам анализа условий формирования нефтяных и газовых месторождений в пределах изученной структурно-фациальной зоны.

В не вскрытых бурением пластах разведанных месторождений их параметры могут быть приняты по аналогии с изученными продуктивными пластами в пределах данной структурно-фациальной зоны с учетом выявленных закономерностей тектоники и изменения литологических особенностей пород.

4.2. Подсчет запасов нефти и газа проводится на планах, составленных на основе структурных карт. Масштабы планов (1 : 5000—1 : 50 000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи.

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

4.3. Подсчет запасов нефти новых нефтяных и газонефтяных залежей (месторождений) проводится объемным методом, а запасов нефти залежей (месторождений), находящихся в разработке,— объемным методом и методом материального баланса. Подсчет запасов нефти производится с использованием объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий. Подсчет извлекаемых запасов нефти залежей, находящихся на поздней стадии разработки, может проводиться статистическим методом.

4.4. Подсчет запасов газа газовых и нефтегазовых новых залежей (месторождений) проводится объемным методом. Для разрабатываемых залежей (месторождений) газа может применяться как объемный метод, так и метод падения давления при отсутствии резко выраженного водонапорного режима. При использовании этого метода должно быть определено изменение во времени приведенного пластового давления в зависимости от суммарного отбора газа, установлено снижение средневзвешенного пластового давления, оценено количество воды, поступившей в пласт за период разработки месторождения.

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

4.5. Подсчет извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, для месторождений с водонапорным режимом проводится по из-

влекаемым запасам нефти, а для месторождений с другими режимами — по балансовым запасам нефти с учетом степени ее дегазации при разработке.

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

4.7. Подсчет перспективных ресурсов нефти и газа на площадях, подготовленных для глубокого бурения в пределах нефтегазоносных районов, а также в пределах не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений проводится только объемным методом.

4.8. При подсчете запасов на разрабатываемых месторождениях необходимо сопоставить данные разведки и разработки по запасам, условиям залегания, эффективной газо- и нефтенасыщенной толщине, площади залежи, коллекторским свойствам нефтегазонасыщенных пород, рассмотреть конкретные причины происшедших изменений в запасах, их категорийности, объеме нефтегазонасыщенных пород, коэффициентах извлечения и других параметрах.

4.9. Запасы и перспективные ресурсы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в соответствии с требованиями «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» и «Требований к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов» (ГКЗ СССР, 1982).

4.10. Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти, конденсата, серы, металлов, этана, пропана, бутанов подсчитываются и оцениваются в тысячах тонн. Запасы месторождений и перспективные ресурсы горючих газов подсчитываются и оцениваются в миллионах кубических метров, гелия и аргона — в тысячах кубических метров.

4.11. Подсчет запасов оформляется в соответствии с «Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов подсчета запасов нефти и горючих газов».

5. Подготовленность разведанных месторождений для промышленного освоения

Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется в соответствии с требованиями раздела IV «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» и «Положением о порядке передачи разведанных месторождений полезных ископаемых для промышленного освоения» (М., «Недра», 1973).

gost.e-ecolog.ru