

## ВВЕДЕНИЕ

Перед работниками нефтяной и газовой промышленности, а также геологической службой страны стоит ответственная задача по наращиванию запасов углеводородного сырья – нефти, газа и конденсата.

Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти, газа и конденсата основывается на детальном изучении недр и синтезируют в себе все сведения, полученные в процессе поисков, разведки и разработки залежей: данные изучения минералогических и петрографических особенностей пород, физики пласта и физико-химических свойств флюидов, результаты полевых и промыслово-геофизических исследований, сведения об условиях формирования залежей нефти, газа и конденсата, о закономерностях размещения их в недрах и т.д., данные петрофизического изучения нефтегазоносных толщ, опробования и испытания скважин, опытно-промышленных работ и разработки залежей, результаты промыслово-геологического изучения залежей и процессов, протекающих при их разработке.

Решение этих задач в значительной мере зависит от достоверности осуществляемых подсчетов запасов месторождений и перспективных ресурсов, а также оценок прогнозных ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов.

Таким образом, совершенно очевидна непосредственная связь рассматриваемого курса, представляющего собой составную часть промысловой геологии нефти и газа, с фундаментальными теоретическими и прикладными науками.

## I. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ «КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ»

### 1.1 СУЩНОСТЬ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ

Характерная черта применяемых в России классификаций запасов месторождений полезных ископаемых вообще и нефти и газа в частности - их научная обоснованность. Классификация запасов - это нормативные научно-методические документы, синтезирующие накопленный опыт и определяющие тактику и стратегию поисков, разведки, геолого-экономической оценки и разработки месторождений нефти и газа, научные принципы планирования прироста запасов и масштабы добычи нефти и газа. Советские классификации послужили основой таких же классификаций в странах СЭВ.

«Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» 1983 г. устанавливает:

- единые для РФ принципы подсчета и государственного учета запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти и горючих газов в недрах по степени их изученности и народнохозяйственному значению;
- условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений для промышленного освоения;
- основные принципы оценки прогнозных ресурсов нефти и газа.

Ее применение к запасам месторождений и перспективным ресурсам нефти и газа определяется *«Инструкцией по применению Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»*, а методические принципы количественной оценки прогнозных ресурсов—*«Методическими указаниями по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата»*.

В существующей Классификации запасов и ресурсов нашли отражение современные научные положения о необходимости прослеживания последовательного ряда в зависимости от степени изученности и обоснованности: запасы месторождений - перспективные ресурсы и прогнозные ресурсы.

**Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и газа подсчитываются и учитываются в государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ по результатам**

геологоразведочных работ и разработки месторождений.

Прогнозные ресурсы нефти и газа, наличие которых лишь предполагается на основе общих геологических представлений, теоретических предпосылок и по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований, оцениваются в пределах крупных регионов, нефтегазоносных провинций, акваторий, областей, районов. **Порядок проверки произведенных оценок прогнозных ресурсов определяется Министерством геологии РФ, Министерством нефтяной промышленности, Министерством газовой промышленности.**

## 1.2. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В Классификации запасов и ресурсов 1983 г. отражены требования комплексного и рационального использования природных ресурсов, на что обращено особое внимание в «*Основах законодательства РФ о недрах*».

Рациональное и комплексное использование природных ресурсов основывается на комплексном изучении месторождений и в значительной мере определяется вовлечением в промышленное освоение наряду с основными попутных ископаемых и компонентов. Это способствует повышению экономического потенциала месторождений, созданию безотходной и малоотходной технологии, повышению эффективности мероприятий по охране окружающей среды.

**На нефтяных и газовых месторождениях к основным полезным\_ископаемым относятся нефть и горючие газы.**

В соответствии с «Требованиями к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов» утвержденными ГКЗ СССР в 1982 г., **к попутным полезным ископаемым относятся минеральные комплексы** (горные породы, руды, подземные воды, рассолы), **добыча которых** при разработке основного полезного ископаемого и использование в народном хозяйстве **являются экономически целесообразными**. К попутным полезным компонентам относятся заключенные в полезных ископаемых минералы, металлы и другие химические элементы и их соединения, которые при переработке полезных ископаемых могут быть рентабельно извлечены и использованы в народном хозяйстве страны.

В зависимости от форм нахождения, связи с основными для данного месторождения полезными ископаемыми и с учетом требований, предъявляемых промышленностью к разработке, попутные полезные ископаемые и компоненты подразделяются на группы.

К **первой группе** относятся попутные полезные ископаемые, образующие **самостоятельные пласты залежи или рудные тела** в породах, вмещающих основное полезное ископаемое. Применительно к нефтяным и газовым месторождениям это подземные воды продуктивных пластов или водоносных горизонтов, содержащие повышенные концентрации йода, брома, бора, соединений магния, калия, лития, рубидия, стронция и других компонентов, а также подземные воды, пригодные для бальнеологических, теплоэнергетических и иных целей.

Ко **второй группе**, относится **компоненты,—заклученные в полезном\_ископаемом выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоя-тельные продукты**. В нефтяных залежах это растворенный (попутный) газ, а в газоконденсатных - конденсат. В Классификации запасов и ресурсов 1983 г. они рассматриваются как основные полезные ископаемые.

К **третьей группе** относятся попутные полезные **компоненты, присутствующие в составе основного полезного ископаемого и выделяемые лишь при его переработке**. На многих месторождениях нефти. и битумов такими компонентами могут быть сера (в форме сероводорода и других сернистых соединений), ванадий, титан, никель и др. Свободный и растворенный газы содержат этан, пропан, бутан, а также могут содержать сероводород, гелий, аргон, углекислый газ, иногда ртуть. В подземных водах месторождений нефти и газа могут присутствовать, как отмечалось выше, йод и бром, а также соединения различных металлов, относимые к полезным компонентам III группы.

При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов,

серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов этих полезных ископаемых и компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

Прогнозные ресурсы оцениваются отдельно по нефти, газу и конденсату, а также по содержащимся в них компонентам.

Подсчет, учет и оценка запасов и перспективных ресурсов и оценка прогнозных ресурсов производятся при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20 °С).

### 1.3. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ ОСНОВНЫЕ КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ ПРИЗНАКИ И ПАРАМЕТРЫ

Ценность любого месторождения нефти и газа в первую очередь определяется величиной запасов основных полезных ископаемых, которые слагаются из запасов выявленных в его пределах залежей.

Особенности залегания нефти и газа в недрах требуют проведения исследований, направленных на изучение:

- флюидов основных полезных ископаемых (нефти, газа, конденсата), попутных полезных ископаемых (подземных вод), а также содержащихся в них и других полезных компонентов;
- пород-коллекторов в пределах ловушек, пустотное пространство которых служит вмещением флюидов;
- условий залегания флюидов в ловушках;
- основных особенностей залежей, определяющих условия их разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовое давление, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность пластов и т. д.);
- процессов, протекающих в недрах при формировании залежей и их разработке.

#### 1.3.1 Флюиды

Нефть, газ и конденсат представляют собой природные смеси углеводородных и неуглеводородных соединений.

##### 1.3.1.1. Нефть

**НЕФТЬ** - природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой ( $C_{n}H_{2n+2}$ ), нафтеновой ( $C_{n}H_{2n}$ ) и ароматической ( $C_{n}H_{2n-2}$ ) групп, которые в пластовых и стандартных условиях находятся в жидкой фазе. Кроме углеводородов (УВ) в нефтях присутствуют сернистые, азотистые, кислородные соединения, металлоорганические комплексы. Кислород в нефтях обычно входит в состав нафтеновых и жирных кислот, смол и асфальтенов. К постоянным компонентам нефти относится сера, которая присутствует как в виде различных соединений, так и в свободном состоянии. В большинстве нефтей в пластовых условиях в том или ином количестве содержится растворенный газ.

По составу углеводородной и неуглеводородной частей нефти подразделяются на ряд типов, основными показателями которых являются групповой углеводородный состав, фракционный состав, содержание неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол.

По групповому углеводородному составу (в процентах по массе) выделяются нефти *метановые, нафтеновые и ароматические*.

По содержанию парафинов нефти подразделяются на *малопарафинистые* (содержание парафинов не выше 1,5%), *парафинистые* (1,51—6%) и *высокопарафинистые* (выше 6%).

Фракционный состав отражает относительное содержание (в процентах по массе) различных фракций нефтей, выкипающих при разгонке до 350°С, и масляных фракций (дистиллятов), выкипающих при температуре выше 350 °С.

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

По содержанию смол выделяются нефти *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.

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие повышенного содержания в них растворенного газа при высоких температуре и давлении в недрах. Для подсчета запасов, рациональной их разработки, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей свойства их определяются раздельно для этих условий. В стандартных условиях к основным параметрам нефтей относятся плотность, молекулярная масса, вязкость, температура застывания и кипения, а для пластовых условий определяются газосодержание, давление насыщения растворенным газом, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

### 1.3.1.2. Газы

**ГАЗЫ** - природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в га-зообразной фазе в виде отдельных скоплений либо в растворенном в нефти или воде состоянии, а в стандартных условиях - только в газообразной фазе. К основным компонентам пластового газа относятся метан и его гомологи—этан, пропан, бутаны. Газ часто содержит сероводород, гелий, оксид углерода, азот и инертные газы, иногда ртуть. Этан при содержании в газе 3 % и более, гелий при концентрации в свободном газе 0,05 % и в растворенном в нефти газе 0,035 %, а также сероводород при содержании 0,5 % (по объему) имеют промышленное значение.

Важнейшие параметры газа - молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, среднекритические температура и давление, коэффициент сверхсжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, гидратообразование, теплота сгорания.

### 1.3.1.3. Конденсат

**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. В стандартных условиях конденсат (стабильный) находится в жидком состоянии и не содержит газообразных УВ. В состав конденсата могут входить сера и парафин. Конденсаты различаются по групповому и фракционному составу. К основным параметрам пластового газа, содержащего конденсат, кроме перечисленных выше, относятся также конденсатно-газовый фактор и давление начала конденсации. Конденсат характеризуется плотностью и вязкостью в стандартных условиях.

## 1.4. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

**Природным резервуаром (по И. О. Броду)** называется природная емкость для нефти, газа и воды, внутри которой они могут циркулировать и форма которой обусловлена соотношением коллектора с вмещающим его (коллектор) плохо проницаемыми породами.

Нефть и газ аккумулируются в пустотном пространстве пород—коллекторов природных резервуаров в пределах ловушек, образуя естественные скопления. **Ловушками нефти и газа называются части природных резервуаров, в которых благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а также тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.**

Строение природных резервуаров определяется их типом, вещественным составом слагающих их пород, типом пустотного пространства пород-коллекторов и выдержанностью этих пород по площади.

Различают три основных типа резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные. Они могут быть сложены породами разного вещественного состава: терригенными, карбонатными, эвапоритовыми, вулканогенными.

Породы-коллекторы разного вещественного состава характеризуются соответствующим типом пустотного пространства - поровым, трещин-ным, кавернозным, смешанным в разных сочетаниях.

Всем продуктивным пластам в той или иной мере свойственна неоднородность, выражающаяся в изменчивости формы залегания и физических свойств коллекторов в пределах рассматриваемого пласта.

Изменчивость формы продуктивного пласта определяется неодинаковой его толщиной (общей и эффективной), расчлененностью, выклиниванием всего пласта и слагающих его пропластков, их литолого-фаціальным замещением непроницаемыми разностями.

Изменчивость физических свойств продуктивного пласта обусловливается в первую очередь различием его коллекторских свойств.

## 1.5. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ФЛЮИДОВ В ЗАЛЕЖИ

Любое естественное скопление нефти и газа в ловушке называется залежью.

Газ, нефть и вода в залежи распределяются под воздействием гравитационного фактора, т. е. в зависимости от их плотности. •Обычно газ и нефть занимают верхнюю часть ловушки, а вода подпирает их снизу, заполняя всю остальную часть резервуара. Газ и нефть в свою очередь также распределяются под влиянием гравитационного фактора: газ как более легкий располагается над нефтью.

Условия залегания нефти и газа в залежах определяются гипсометрическим положением водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК) и газонефтяного (ГНК.) контактов; высотой залежи; размерами нефтяной, газовой, водонефтяной, газонефтяной и газоводяной зон, нефтегазонасыщенной толщиной пласта, величинами начальной и остаточной нефтенасыщенности и газонасыщенности пород-коллекторов и их изменением по площади и разрезу; начальными пластовыми давлением и температурой.

### 1.5.1. Основные типы залежей

Выделяются следующие основные типы залежей нефти и газа: **пластовый (Рис. 1); массивный; литологически или стратиграфически ограниченный; тектонически экранированный.**

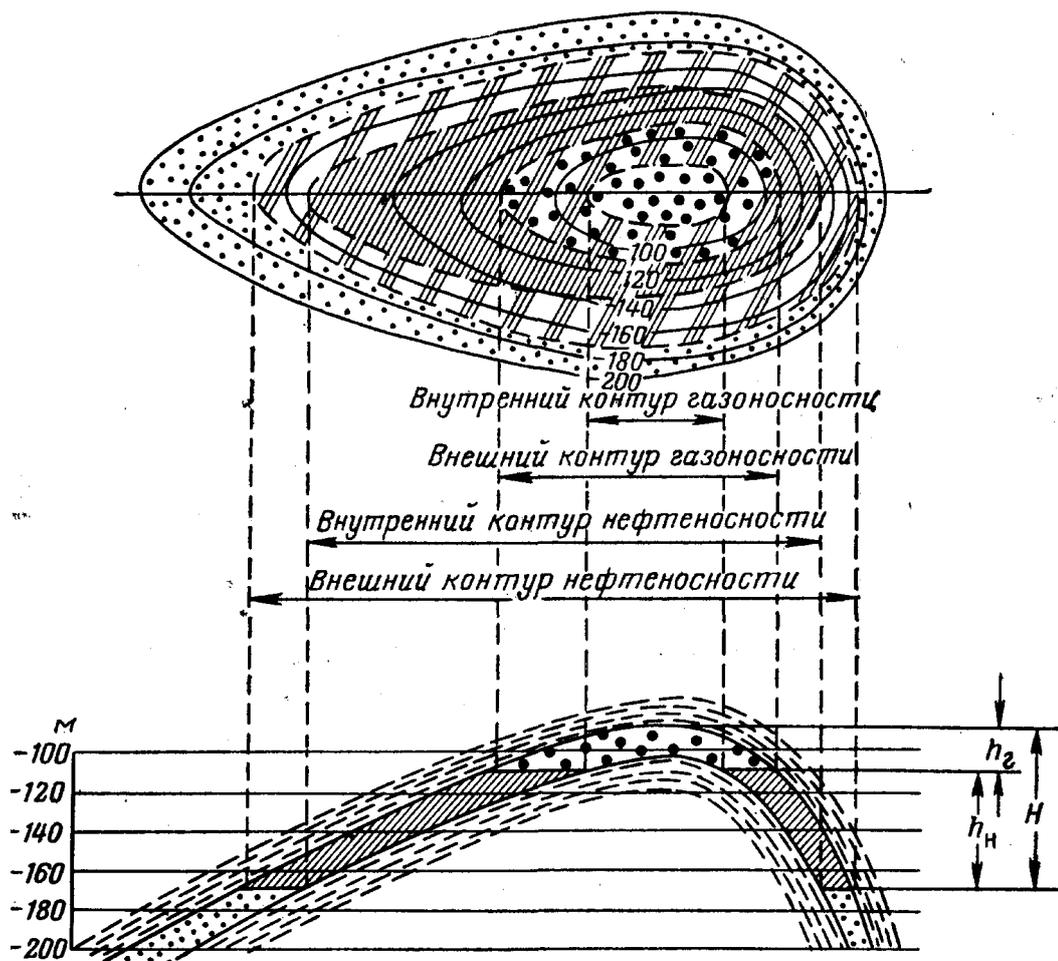


Рис. 1. Схема пластовой сводовой залежи.

Части пласта: 1—водяная, 2 — водонефтяная, 3—нефтяная, 4 —газонефтяная, 5—газовая; 6 — породы-коллекторы;  $H$  — высота залежи;  $H_g$ ,  $H_n$  — высоты соответственно газовой шапки и нефтяной части залежи

Залежь нефти и газа может быть приурочена к одному изолированному природному резервуару или связана с группой гидродинамически сообщающихся природных резервуаров, в которых отметки газожидкостного и водонефтяного контактов соответственно одинаковы. Во втором случае залежь выделяется как массивная или пластово-массивная.

### 1.5.2. Классификация залежей по фазовому состоянию УВ

В зависимости от **фазового состояния** и основного состава углеводородных соединений в недрах залежи нефти и газа подразделяются на (рис. 2):

- **нефтяные**, содержащие только нефть, в различной степени насыщенную газом;
- **газонефтяные и нефтегазовые** (двухфазные); в газонефтяных

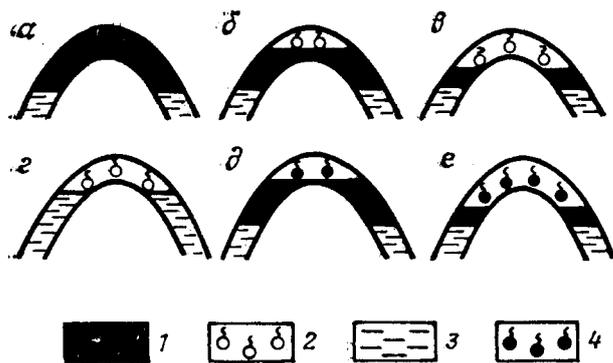


Рис. 2. Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов.

Залежи: а — нефтяные; б — газонефтяные; в — нефтегазовые; г — газовые; д — газоконденсатнонефтяные; е — нефтегазоконденсатные. 1 — нефть; 2 — газ; 3 — вода; 4 — газоконденсат

залежах основная по объему часть нефтяная и меньшая—газовая (газовая шапка); в нефтегазовых—газовая шапка превышает по объему нефтяную часть системы; к нефтегазовым относятся также залежи с крайне незначительной по объему нефтяной частью - нефтяной оторочкой;

- **газовые**, содержащие только газ;
- **газоконденсатнонефтяные и нефтегазоконденсатные**: в первых - основная по объему нефтяная часть, а во вторых - газо-конденсатная.(см. рис. 2).

### 1.5.3. Основные особенности, характеризующие условия разработки залежи

Любая нефтяная или газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе разработки расходуется на вытеснение нефти и газа из резервуара (продуктивного пласта). Вытеснение флюидов из залежи происходит под действием природных сил-носителей пластовой энергии. Такими носителями являются в первую очередь напор краевых вод, а также упругие силы нефти, воды, породы; газа, сжатого в газовых залежах и газовых шапках, и газа, растворенного в нефти. Кроме того, в залежах действует сила тяжести нефти.

Характер проявления движущих сил в пласте, обуславливающих приток флюидов к добывающим скважинам, называется режимом залежи. В соответствии с характером проявления доминирующего источника пластовой энергии в процессе разработки в нефтяных залежах выделяют режимы: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный (газовой шапки), растворенного газа и гравитационный, а в газовых залежах—газовый и упруговодонапорный.

Проявление того или иного режима в залежи обусловлено неоднородностью продуктивного пласта в пределах залежи и вне ее, составом и фазовым состоянием УВ залежи, ее удаленностью от области питания, применяемыми в процессе разработки технологическими решениями. О режимах залежи судят по изменению во времени дебитов нефти, газа и воды, обводненности продукции, пластовых давлений, газовых факторов, по продвижению краевых вод и т. п. Условия разработки залежей определяются также многими другими факторами: фазовыми проницаемостями пород, продуктивностью скважин, гидропроводностью, пьезопроводностью продуктивных пластов, степенью гидрофобизации пород, полнотой вытеснения нефти вытесняющим агентом.

### 1.6. МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ ОСНОВНЫЕ КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ ПРИЗНАКИ

**МАСТОРОЖДЕНИЕ** представляет собой совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к единой тектонической структуре и расположенных в пределах

одной площади.

Месторождения могут быть однозалежными и многозалежными. По величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа месторождения подразделяются на уникальные, крупные, средние и мелкие (табл.1)

Таблица 1

Классификация запасов месторождений нефти и газа по размерам

Месторождения	Запасы	
	извлекаемые нефти, млн. т	Балансовые газа, млрд. м3
Уникальные	Свыше 300	Свыше 500
Крупные	30—300	30—500
Средние	10—30	10—30
Мелкие	До 10	До 10

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

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

сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу **ИЛИ** литологическими замещениями коллекторов плохо проницаемыми 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.

**Сложность** геологического строения месторождений **устанавливается** исходя из соответствующих характеристик основных залежей, включающих основную часть (**больше 70 %**) запасов месторождения. Размеры и сложность строения месторождений определяют методику разведочных работ, их объемы и экономические показатели разведки и разработки.

#### **1.7. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЪЕКТЫ, СОДЕРЖАЩИЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА. И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ИХ КЛАССИФИКАЦИИ И НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ**

Нефть и газ крайне неравномерно распределены в недрах. В связи с этим прогнозирование нефтегазоносности и проведение геологоразведочных работ направлены на выявление территорий и частей разреза, характеризующихся максимальной концентрацией месторождений и залежей нефти и газа. Выделение в пределах исследуемой территории отдельных частей по степени сходства геотектонического строения и состава слагающих их формаций, т. е. факторов, в совокупности контролирующей нефтегазоносность недр, называется **нефтегазогеологическим районированием**.

При нефтегазгеологическом районировании следует учитывать четыре основные группы факторов - критериев, контролирующих процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ:

- современное геотектоническое строение изучаемых территорий и особенности формирования их геоструктурных элементов;
- литолого-стратиграфическую характеристику разреза, основанную на палеогеографических, формационных и фациальных условиях формирования осадков в различных частях этих территорий;
- гидрогеологические условия;
- геохимические условия территорий, в том числе фазовое состояние и физико-химические свойства и состав УВ, нефтегазоматеринский потенциал пород и концентрацию, и состав содержащихся в них битумоидов и органического вещества (ОВ).

**Залежи и месторождения**, связанные с геоструктурными элементами соответствующего ранга, относятся к элементам нефтегазгеологического районирования наиболее низкого уровня.

Ассоциация смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, залежи которых приурочены к ловушкам, составляющим единую группу, осложняющую структуру более высокого порядка (уровня), называется **зоной нефтегазонакопления**.

**Нефтегазоносный район** представляет собой ассоциацию зон нефтегазонакопления, характеризующихся общностью геологического строения и развития, литолого-фациальных условий и условий регионального нефтегазонакопления.

**Нефтегазоносная область** - это ассоциация смежных нефтегазоносных районов в пределах крупного геоструктурного элемента более высокого уровня по сравнению с уровнем элемента, соответствующего нефтегазоносному району. Все нефтегазоносные районы в пределах области должны характеризоваться общностью геологического строения и историей развития, включая палеогеографические условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

**Нефтегазоносная провинция** представляет собой ассоциацию смежных нефтегазоносных областей в пределах одного крупнейшего геоструктурного элемента или их группы.

*Зоны, районы, области и провинции, нефтегазоносность которых еще не доказана, но предполагается, принято называть **нефтегазо-перспективными**.*

Наряду с районированием по площади нефтегазгеологическое районирование предусматривает расчленение по разрезу осадочного чехла оцениваемой территории. Основными единицами такого расчленения являются пласт, резервуар<sup>1</sup>, нефтегазоносный комплекс и нефтегазоносная формация.

**Нефтегазоносным пластом** называется толща проницаемых пород-коллекторов, ограниченных сверху (в кровле) и снизу (в подошве) флюидоупорами.

**Нефтегазоносный горизонт** представляет собой группу перекрытых зональной покрывкой и гидродинамически связанных пластов внутри нефтегазоносного комплекса.

**Нефтегазоносный комплекс**—это литолого-стратиграфическое подразделение, перекрытое региональной покрывкой. Комплекс включает один нефтегазоносный горизонт или их группу.

**Нефтегазоносная формация** представляет собой естественно-историческую ассоциацию горных пород, генетически связанных во времени и пространстве региональными палеогеографическими и палеотектоническими условиями,

благоприятными для развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Нефтегазоносная формация может содержать один нефтегазоносный комплекс или их группу.

Пласты, горизонты, комплексы, продуктивность которых еще не доказана, но предполагается, называют **нефтегазоперспективными** пластами, горизонтами и комплексами.

## 1.8. КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ И СТАДИЯХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И РАЗРАБОТКИ

Геологоразведочный процесс представляется как совокупность взаимосвязанных последовательно проводимых на различных этапах и стадиях видов работ, обеспечивающих народное хозяйство страны разведанными запасами нефти, конденсата и газа в соответствии с применяемыми для промышленного освоения месторождений (залежей) кондициями. Деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии направлено на установление наиболее рациональной последовательности выполнения разных видов работ и общих принципов оценки их результатов для повышения эффективности прогнозирования нефтегазоносности, поисков и разведки месторождений (залежей) нефти и газа.

Геологоразведочные работы на нефть и газ подразделяются на три этапа - региональный, поисковый и разведочный. На каждом из них выделяется по две стадии. В пределах одной территории возможно совмещение во времени различных этапов и стадий.

### 1.8.1. Региональный этап

На этом этапе проводятся региональные геолого-геофизические работы. В соответствии с задачами региональный этап разделяется на две стадии: прогнозирования нефтегазоносности и оценки зон нефтегазо-накопления.

#### 1.8.1.1. Стадия прогнозирования нефтегазоносности

Основным объектом исследований на этой стадии служат нефтегазоносные провинции и их части.

В процессе исследований решаются следующие **задачи**:

- выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов;
- выявление фациальных зон, определение основных этапов геотектонического развития; тектоническое районирование;
- выделение нефтегазоперспективных комплексов и зон; нефтегазогеологическое районирование;
- качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности;
- выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований.

#### 1.8.1.2. Стадия оценки зон нефтегазонакопления

На этой стадии основными объектами исследования являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления, в пределах которых решаются следующие **задачи**:

- выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами; установление основных закономерностей распространения и изменения свойств пород-коллекторов продуктивных горизонтов и пластов, а также и флюидоупоров; уточнение нефтегазогеологического районирования;
- выделение наиболее крупных ловушек;
- количественная оценка перспектив нефтегазоносности;
- выбор площадей и установление очередности проведения на них поисковых работ.

## 1.8.2 Поисковый этап

Поисковые работы направлены на обеспечение необходимых условий для прироста разведанных запасов нефти и газа. Он разделяется на стадию выявления и подготовки объектов для поискового бурения и стадию поиска месторождений (залежей) нефти и газа.

### 1.8.2.1. Стадия выявления и подготовки объектов для поискового бурения

На этой стадии создается фонд перспективных локальных объектов и оцениваются их ресурсы для выбора и определения очередности их ввода в глубокое бурение. Стадия подразделяется на подстадии: выявление объектов; подготовка к поисковому бурению.

На подстадии выявления объектов работы ведутся на отдельных площадях в пределах нефтегазоперспективных зон и зон нефтегазонакопления с целью:

- выявления условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов;
- выделения перспективных ловушек;
- количественной оценки ресурсов в выявленных ловушках;
- выбора объектов и определения очередности их подготовки к поисковому бурению.

Выявленные ловушки служат объектами работ на подстадии подготовки объектов для поискового бурения, проводимых с целью:

- детализации выявленных перспективных ловушек, позволяющей прогнозировать пространственное положение предполагаемых залежей;
- выбора мест заложения поисковых скважин на подготовленных объектах;
- оценки ресурсов на объектах, подготовленных для глубокого «бурения»;
- выбора объектов и определения очередности их ввода в поисковое бурение.

### 1.8.2.2. Стадия поиска месторождений (залежей)

Объектами работ на этой стадии являются ловушки, подготовленные для поискового бурения. Основанием для постановки поискового бурения служит наличие подготовленной к нему структуры (ловушки) и подсчитанных перспективных ресурсов категории Сз.

Поисковое бурение может проводиться на разведанных и даже разрабатываемых месторождениях с целью поиска залежей в не вскрытых ранее горизонтах и пластах, продуктивных на других месторождениях.

Задачи на этой стадии сводятся к:

- выявлению в разрезе нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов залежей нефти и газа;
- определению геолого-геофизических свойств (параметров) горизонтов и пластов;
- выделению, опробованию и испытанию нефтегазонасыщенных пластов и горизонтов, получению промышленных притоков нефти и газа, установлению свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик пластов; подсчету запасов открытых залежей;
- выбору объектов для проведения детализационных и оценочных буровых работ.

Стадия поиска месторождений (залежей), а вместе с ней и поисковый этап завершается или получением первого промышленного притока нефти и газа, или обоснованием бесперспективности изучаемого объекта. Однако в районах с развитой добычей нефти и газа, а также на некрупных объектах на поисковом этапе наряду с задачами поиска могут совместно решаться задачи стадии оценки месторождений (залежей) следующего, разведочного, этапа.

### **1.8.3. Разведочный этап**

Этот этап подразделяется на две стадии: оценки месторождений (залежей) и подготовки их к разработке.

#### **1.8.3.1. Стадия оценки месторождений (залежей)**

Объектами работ на этой стадии служат открытые месторождения и выявленные залежи. В процессе проведения работ решаются следующие задачи:

- установление основных характеристик месторождений (залежей) для определения их промышленной значимости;
- определение фазового состояния УВ залежей;
- изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
- установление типа коллекторов и их фильтрационно-емкостных характеристик;
- установление типа залежей;
- определение эффективных толщин, значений пустотности, нефте-газонасыщенности отложений;
- установление коэффициентов продуктивности скважин;
- подсчет запасов;
- разделение месторождений на промышленные и непромышленные;
- выбор объектов и этажей разведки, выделение базисных залежей и определение очередности проведения на них опытно-промышленной эксплуатации и подготовки к разработке.

#### **1.8.3.2. Стадия подготовки месторождений (залежей) к разработке**

На этой стадии объектами работ служат месторождения и залежи, имеющие промышленное значение. Типовой комплекс включает те же работы, что и на предыдущей стадии, а также повторную интерпретацию геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным скважинам и проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади (сейсморазведка, структурное бурение) и в скважинах (ВСП, СК, электроразведка и т. д.). В ряде случаев предусматривается бурение опережающих добывающих скважин.

Таким образом, на разведочном этапе решается общая задача подготовки промышленных месторождений (залежей) к разработке.

Разведочный этап завершается подсчетом запасов нефти и газа и оценкой экономической эффективности проведенных работ.

### 1.9. КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

Весь последовательный ход изучения нефтегазоносных объектов направлен в первую очередь на их локализацию и выявление залежей нефти и газа в горизонтах и пластах в подготовленных к поисковому бурению ловушках. До того момента, пока первая скважина не вскрыла пласт или горизонт, можно лишь предполагать возможность обнаружения в нем залежи на основе аналогии с соседними залежами той же структурно-фациальной зоны.

Когда скважины прошли этот пласт или горизонт, наличие в нем залежи устанавливается опробованием или с помощью комплекса промыслово-геофизических и других исследований. Факт установления продуктивности горизонтов и пластов, т. е. *факт выявления залежей, служит границей, разделяющей запасы и ресурсы.*

**Масса нефти и конденсата и объем газа на дату подсчета в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям, называются ЗАПАСАМИ.**

На подсчитанную величину запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисковых и разведочных работах и разработке, а также применяемые методы подсчета.

Подсчитываемые запасы одной и той же залежи по мере накопления фактических данных на разных стадиях геологоразведочных работ или с учетом данных эксплуатационного разбуривания и разработки могут претерпевать существенные изменения. Естественно, чем выше степень изученности, чем больше фактических данных и выше их качество, тем достовернее подсчитанные запасы. Если объем и качество информации получаемой по выявленным залежам в процессе поисков, разведки и разработки, увязать с определенными стадиями изученности залежей, то станет понятной сущность деления запасов на категории.

Наряду с выявленными залежами в нефтегазоносных горизонтах и пластах, а также в литолого-стратиграфических комплексах объектов, не изученных поисковым бурением, могут содержаться скопления УВ, наличие которых предполагается на основании геолого-геофизических исследований и сложившихся представлений о геологическом строении. Это предполагаемые залежи в продуктивных, но не вскрытых бурением пластах на установленных месторождениях или на подготовленных к бурению площадях, а также в литолого-стратиграфических комплексах с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью в пределах крупных геоструктурных элементов (1 порядка).

**Масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, в указанных выше объектах называются ресурсами.**

Оцененные ресурсы отличаются от запасов, а также друг от друга не только различной степенью изученности, но и разной степенью обоснованности. Например, обоснованность запасов в продуктивных пластах, пройденных бурением и характеризующихся благоприятной в отношении нефтегазоносности геолого-геофизической характеристикой, значительно выше обоснованности ресурсов в продуктивных пластах, еще не вскрытых бурением.

В Классификации запасов и ресурсов 1983 г. впервые законодательно введено понятие «ресурсы». Ресурсы по степени обоснованности разделены на категории, образующие с категориями запасов единый ряд А—Д. Четкое ограничение ресурсов от запасов является свидетельством более низкой степени изученности и обоснованности, а в конечном счете и достоверности ресурсов.

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные (промышленные) категории А, В, С1 и предварительно оцененные—категория С2.

Ресурсы этих же полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов по степени их изученности и обоснованности подразделяются на перспективные—категория С3 и прогнозные—категории Д1 и Д2.

Запасы полезных компонентов, содержащихся в нефти и газе в промышленных количествах, а также их перспективные и прогнозные ресурсы соответственно подсчитываются или оцениваются по тем же категориям и в тех же границах, что и содержащие их полезные ископаемые.

**Категория А**—запасы залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств; нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность и пьезопроводность и другие).

Запасы категории А подсчитываются по залежи (ее части) разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа.

**Категория В** - запасы залежи (ее части), нефтегазонасыщенность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках. Тип, форма и размеры залежи, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина, тип коллектора, характер изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях и другие параметры, а также основные особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки залежи.

Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа.

**Категория С1** - запасы залежи (ее части), нефтегазонасыщенность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

Тип, форма и размеры залежи, условия залегания вмещающих нефть и газ пластов-коллекторов установлены по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин и проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Литологический состав, тип коллектора, коллекторские свойства, нефте- и газонасыщенность, коэффициент, вытеснения нефти, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по керну и материалам геофизических исследований скважин. Состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях изучены по данным опробования скважин. По газонефтяным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки. Продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические и геокриологические условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

Запасы категории С1 подсчитываются по результатам геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей

получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа.

**Категория С2** - запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований:

- неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий;

- в промежуточных и вышележающих неопробованных пластах разведанных месторождений.

Форма и размеры залежи, условия залегания, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии с разведанными месторождениями

Запасы категории С2 используются для определения перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ или геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышележащие пласты и частично для проектирования разработки залежей.

**Категория С3** - перспективные ресурсы нефти и газа подготовленных для глубокого бурения площадей, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными данным района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

Форма, размер и условия залегания залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефтей или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категории С1 и С2.

**Категория Д1** - прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категории Д1 производится по результатам региональных геологических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

**Категория Д2** - прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

В Классификации запасов определено и назначение запасов и ресурсов нефти и газа (Таблица 2).

Так, данные о запасах месторождений и перспективных ресурсов нефти и газа, числящихся на государственном балансе, используются при разработке схем развития отраслей народного хозяйства, при планировании геологоразведочных работ. Между тем назначение каждой категории запасов преследует более

конкретные цели.

Данные о запасах вновь разведанных залежей, подготовленных для промышленного освоения, используются при проектировании предприятий по добыче, транспортировке и комплексной переработке нефти и газа.

По предварительно оцененным запасам категории С2 определяются перспективы месторождения, планируются геологоразведочные работы.

Перспективные ресурсы используются при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категорий С1 и С2.

Прогнозные ресурсы категории Д1 используются для обоснования наиболее эффективных направлений, планирования геологоразведочных работ и прироста запасов на перспективу, обоснования долгосрочных схем развития добычи нефти и газа.

Прогнозные ресурсы категории Д2 как менее обоснованные и базирующиеся на общих геологических представлениях и аналогии с более изученными территориями используются при планировании региональных геологоразведочных работ и выборе направлений ранних этапов поисков.

#### 1.10. ГРУППЫ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ИХ ПОДСЧЕТА И УЧЕТА

По народнохозяйственному значению запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, подразделяются на две группы, подлежащие самостоятельному подсчету и учету:

**балансовые**—запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно;

**забалансовые**—запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

В балансовых запасах нефти, растворенного газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы.

**Извлекаемые** запасы - часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат (замыкающих) и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Коэффициенты извлечения нефти и конденсата определяются на основании повариантных технологических и технико-экономических расчетов и утверждаются ГКЗ РФ с учетом заключений по ним Министерства нефтяной промышленности, Министерства газовой промышленности и Министерства геологии РФ.

Запасы месторождений нефти и газа, расположенные в пределах охранных зон крупных водоемов и водотоков, населенных пунктов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, относятся к балансовым или забалансовым на основании технико-экономических расчетов, в которых учитываются затраты на перенос объектов или затраты, связанные с применением специальных способов разработки месторождений. Если фактическая ценность ожидаемой продукции нефтегазодобывающих предприятий выше всех суммарных затрат, необходимых для освоения месторождения, то практически все разведанные (А, В и С1) и предварительно оцененные (С2) запасы должны быть отнесены к группе балансовых.

Таким образом, классификация запасов и ресурсов предусматривает жесткие

требования при отнесении запасов к балансовым или забалансовым.

Классификация запасов предусматривает учет забалансовых запасов всех категорий.

На месторождениях, введенных в разработку, классификация запасов обязывает производить перевод запасов категорий С1 и С2 в более высокие категории по данным бурения и исследования добывающих скважин, а в необходимых случаях - по данным доразведки. *В тех случаях, когда в результате доразведки, проведенной на разрабатываемом месторождении, балансовые и извлекаемые запасы категорий А+В+С1 изменяются по сравнению с ранее утвержденными ГКЗ РФ более чем на 20%, необходимо проводить пересчет запасов.*

Пересчет запасов производится и в тех случаях, когда в процессе разработки или доразведки залежей намечается списание балансовых и извлекаемых запасов категорий А+В+С1, не подтвердившихся или не подлежащих отработке по технико-экономическим причинам, превышающее нормативы, установленные действующим положением о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса предприятий по добыче нефти и газа.

При пересчете запасов на разрабатываемых месторождениях необходимо сопоставить данные разведки и разработки по запасам, условиям залегания, эффективной газонефтенасыщенной толщине, площади залежи, коллекторским свойствам пород и их неф-тегазонасыщенности, коэффициентах извлечения. При анализе баланса движения запасов следует установить конкретные причины изменений запасов и их категорийности. По месторождениям, на которых выявилось изменение запасов, утвержденных ГКЗ РФ, сопоставление данных разведки и разработки, а также анализ причин их расхождений, должны производиться совместно организациями, разведывавшими и разрабатывающими месторождение.

Основным графическим документом при подсчете запасов служит **подсчетный план**. Подсчетные планы (рис. 3) составляются на основе структурной карты по кровле продуктивных пластов-коллекторов или ближайшего репера, расположенного не более чем на 10 м выше или ниже кровли пласта. *На карту наносятся внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, границы категорий запасов.*

Границы и площадь подсчета запасов нефти и газа каждой из категорий окрашиваются определенным цветом:

*- категория А - красным;*

*- категория В - синим;*

*- категория С1 - зеленым;*

*- категория С2 – желтым.*

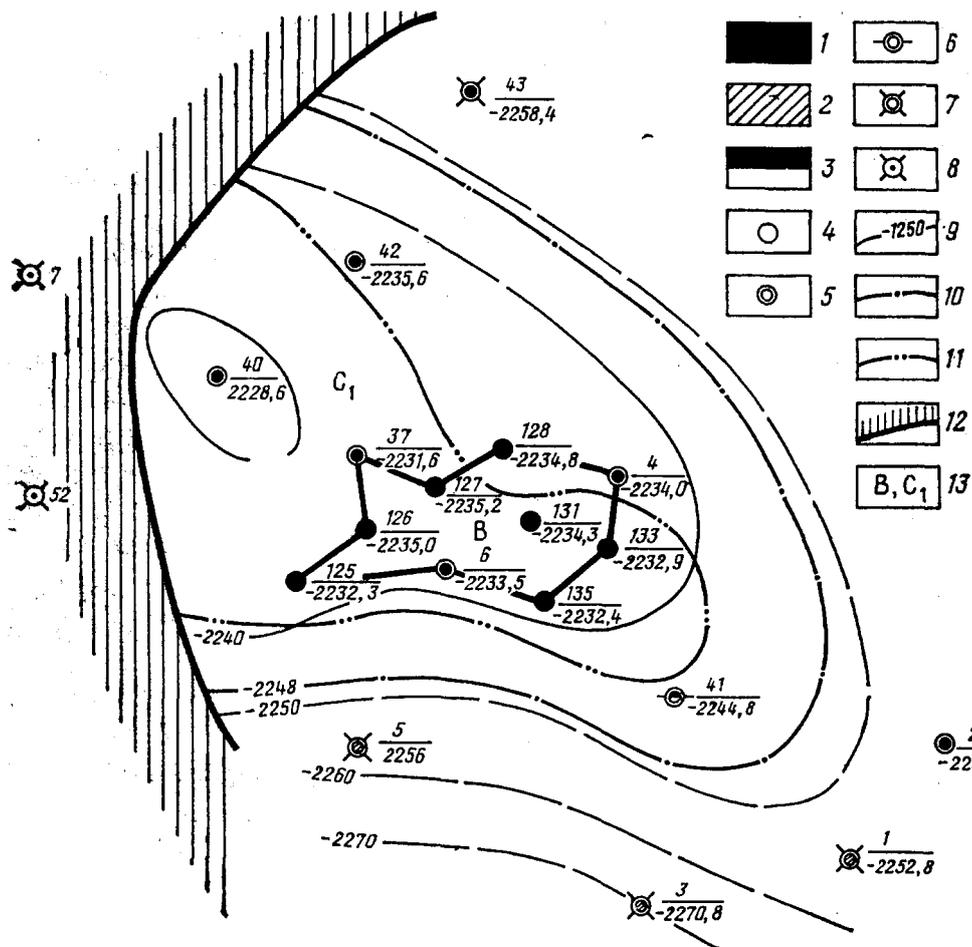


Рис. 3. Пример подсчетного плана залежи.

1 — нефть; 2 — вода; 3 — нефть и вода; скважины: 4 — добывающие, 5 — разведочные, 6 — в консервации, 7 — ликвидированные, 8 — не давшие притока; 9 — изогипсы поверхности коллекторов, м; контуры нефтеносности: 10 — внешний, 11 — внутренний; 12 — граница литолого-фациального замещения коллекторов; 13 — категории запасов; цифры у скважин: в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка кровли коллектора, м.

На подсчетный план также наносятся все пробуренные на дату подсчета запасов скважины (с точным указанием положения устьев, точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта):

- разведочные;
- добывающие;
- законсервированные в ожидании организации промысла;
- нагнетательные и наблюдательные;
- давшие безводную нефть, нефть с водой, газ, газ с конденсатом, газ с конденсатом и водой и воду;
- находящиеся в опробовании;
- неопробованные, с указанием характеристики нефте-, газо- и водонасыщенности пластов - коллекторов по данным интерпретации материалов геофизических исследований скважин;
- ликвидированные, с указанием причин ликвидации;
- вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами.

По испытанным скважинам указываются: глубина и абсолютные отметки кровли

и подошвы коллектора, абсолютные отметки интервалов перфорации, начальный и текущий дебиты нефти, газа и воды, диаметр штуцера, депрессия, продолжительность работы, дата появления воды и ее содержание в процентах в добываемой продукции. При совместном опробовании двух и более пластов указывают их индексы. Дебиты неф-ти и газа должны быть замерены при работе скважин на одинаковых штуцерах.

По добывающим скважинам приводятся: дата ввода в работу, начальный и текущий дебиты и пластовое давление, добытое количество нефти, газа, конденсата и воды, дата начала обводнения и содержание воды в процентах в добываемой продукции на дату подсчета запасов. При большом количестве скважин эти сведения помещаются в таблице на подсчетном плане или на прилагаемом к нему листе. Кроме того, на подсчетном плане дается таблица с указанием принятых авторами величин подсчетных параметров, подсчитанные запасы, их категории, величины параметров, принятые по решению ГКЗ РФ, дата, на которую подсчитаны запасы. При повторном подсчете запасов на подсчетные планы должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных при предыдущем подсчете, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов.

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов производится отдельно для газовой, нефтяной, газонефтяной, водонефтяной и газонефтеводяной зон по типам коллекторов для каждого пласта залежи и месторождения в целом с обязательной оценкой перспектив всего месторождения.

Запасы содержащихся в нефти и газе компонентов, имеющие промышленное значение, подсчитываются в границах подсчета запасов нефти и газа.

При подсчете запасов подсчетные параметры измеряются в следующих единицах: толщина в метрах; давление в мегапаскалях (с точностью до десятых долей единицы); площадь в тысячах квадратных метров; плотность нефти, конденсата и воды в граммах на кубический сантиметр, а газа—в килограммах на кубический метр (с точностью до тысячных долей единицы); коэффициенты пористости и нефтегазо-насыщенности в долях единицы с округлением до сотых долей; коэффициенты извлечения нефти и конденсата в долях единицы с округлением до тысячных долей.

Запасы нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются в тысячах тонн, газа - в миллионах кубических метров, гелия и аргона—в тысячах кубических метров.

Средние значения параметров и результаты подсчета запасов приводятся в табличной форме.

#### **1.11. ПОДГОТОВЛЕННОСТЬ РАЗВЕДАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГАЗА ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ**

В соответствии с Классификацией запасов подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется степенью их изученности независимо от размера и сложности геологического строения.

Разведанные месторождения считаются подготовленными для промышленного освоения при соблюдении следующих условий:

- балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа и конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ СССР и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата месторождения;

- утвержденные извлекаемые запасы нефти и конденсата, балансовые запасы газа, а также запасы содержащихся в них имеющих промышленное значение

компонентов, используемые при проектировании предприятий по добыче нефти и газа, должны составлять не менее 80 % категории С1 и до 20 % категории С2. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или частей месторождений (залежей) нефти и газа при наличии запасов категории С2 более 20 % устанавливается в исключительных случаях ГКЗ СССР при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;

- состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождений (залежей), дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа;

- в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база производства строительных материалов и возможные источники водоснабжения с целью обеспечения потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

- имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;

- составлены рекомендации о разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды.

В целях ускорения промышленного освоения месторождений нефти и газа министерствам, осуществляющим разработку, разрешается:

- осуществлять проектные и изыскательские работы по строительству промысловых объектов и промышленных сооружений, а также составлять технологические схемы разработки месторождений нефти и проекты опытно-промышленной разработки месторождений газа на базе запасов нефти и газа, принятых ЦКЗ соответствующих министерств;

- утверждать проектно-сметную документацию и вводить в разработку:

- по согласованию с ГКЗ СССР месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 30 млн. т на срок до 5 лет на базе запасов принятых ЦКЗ министерств, с последующим утверждением их в ГКЗ СССР. Если после 5 лет разработки месторождения остаточные извлекаемые запасы нефти не превысят 1 млн. т, то дальнейшая разработка месторождения производится по согласованию с ГКЗ РФ на базе запасов, принятых ЦКЗ соответствующего министерства;
- месторождения газа, расположенные в районах действующих газопроводов, а также месторождения с запасами до 30 млрд. м<sup>3</sup> в других районах на срок до 5 лет на базе запасов, принятых ЦКЗ министерств, с последующим их утверждением в ГКЗ РФ. Если после 5 лет разработки остаточные запасы газа не превысят 3 млрд. м<sup>3</sup>, то дальнейшая разработка месторождения производится по согласованию с ГКЗ СССР на базе запасов, принятых ЦКЗ министерства, осуществляющего разработку месторождения;
- по согласованию с ГКЗ СССР и Госгортехнадзором СССР месторождения нефти и газа, расположенные в акваториях морей и океанов, на срок до 5 лет на базе запасов, принятых ЦКЗ Министерства газовой промышленности, с последующим их утверждением в ГКЗ РФ;
- месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 1 млн. т и газа с запасами до 3 млрд. м<sup>3</sup> на базе запасов категорий С1 и С2, принятых ЦКЗ соответствующих министерств, без последующего утверждения в ГКЗ СССР.

## 2. ВЫДЕЛЕНИЕ ОЦЕНОЧНЫХ И ПОДСЧЕТНЫХ ОБЪЕКТОВ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

### 2.1 ВЗАИМОСВЯЗЬ КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ С ЭТАПАМИ И СТАДИЯМИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ

В Классификации запасов и ресурсов каждая категория тесно увязана с соответствующими этапом и стадией геологоразведочного процесса или разработки залежей (Табл. 2). Таблица 2. **Оценочные и подсчетные объекты ресурсов и запасов нефти и газа**

Этапы	Стадии геологоразведочных работ и разработки		Изучаемый объект	Категории ресурсов или запасов
1	2		3	4
Региональ ный	Нефтегазопроницаемость и нефтегазоносности	Выявление и подготовка объектов для поискового бурения	Нефтегазоносная провинция или область	Д2 Д2
		Оценка зон нефтегазо-накопления	Нефтегазоперспективная зона и зона нефтегазонакопления	Д1
Поисковый	Выявление и подготовка объектов для поискового бурения	Выявление объекта	Нефтегазоперспективный район Нефтегазоперспективная зона нефтегазоносного района	Д2 Д1
		Подготовка объектов для бурения	Выявленная ловушка в нефтегазоперспективном районе	Д2
	Выявленная ловушка в нефтегазоперспективной зоне нефтегазоносного района		Д1	
	Выявленная ловушка в структурно-фациальной зоне, в пределах которой установлены залежи		С3	
	Поиск месторождения (залежи)	Подготовленная ловушка	С2 и частично С1	
Разведочны й	Оценка месторождений (залежей)		Открытое месторождение и выявленная залежь	С2 и С1
	Подготовка месторождений (залежей) к разработке		Промышленное месторождение (залежь)	С1 и Частично С2

Разработка залежей	Стадия 1	Разрабатываемая залежь, разбуриваемая в соответствии с технологической схемой разработки месторождений нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождений газа	В
	Стадия 2 и середина Стадии 3	Разрабатываемая залежь, разбуриваемая в соответствии с проектом разработки	А

Основные черты такой увязки можно представить следующим образом. На региональном этапе оцениваются только прогнозные ресурсы нефти, газа и конденсата. При этом на стадии прогнозирования нефтегазоносности, объектами изучения которой служат провинции, нефтегазоперспективные или нефтегазоносные области и районы, оцениваемые прогнозные ресурсы в большинстве случаев относят к категории Д2.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления объектами изучения являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления, по которым преобладающая часть оцениваемых ресурсов относится к категории Д1.

Поисковый этап характеризуется локализацией изучаемых объектов и их последовательной детализацией. К завершению подстадии выявления объектов прогнозные ресурсы оцениваются на перспективных ловушках, выявленных в районах как с установленной, так и с возможной нефтегазоносностью. Ресурсы категории Д1 выделяются на выявленных ловушках в пределах нефтегазоперспективных зон нефтегазоносных районов. Ресурсы категории Д2 оцениваются в ловушках, выявленных в пределах нефтегазоперспективных районов, т. е. районов с еще не установленной нефтегазоносностью. Ресурсы этой категории выделяются также в ловушках, расположенных в пределах нефтегазоносных районов в продуктивных комплексах, погруженных ниже достигнутых бурением глубин.

Подстадия подготовки объектов завершается подсчетом перспективных ресурсов категории С3 в ловушках, подготовленных для поискового бурения и расположенных в той же структурно-фациальной зоне данного нефтегазоносного района, в которой имеются выявленные разведанные и разрабатываемые залежи. Ресурсы подготовленных ловушек вне такой зоны относят к категории Д1 если ловушки расположены в пределах нефтегазоперспективных зон нефтегазоносного района, и к категории Д2, если они расположены в пределах нефтегазоперспективных районов.

Все перечисленные выше категории охватывают ресурсы предполагаемых залежей, не вскрытых бурением. Стадия поиска месторождений (залежей) завершается после получения первого промышленного притока нефти или газа из подготовленной ловушки. Запасы вновь выявленной залежи подсчитываются в основном по категории С1 и лишь частично по категории С1 (около скважины с промышленным притоком).

Разведочный этап начинается стадией оценки месторождений (залежей). По мере бурения каждой новой разведочной скважины доля запасов категорий С2 на промышленных залежах последовательно уменьшается и соответственно возрастает доля запасов категории С1. Разведочный этап завершается стадией подготовки месторождений (залежей) к разработке. Решение о вводе месторождения (залежи) в промышленную разработку может быть принято, когда доля извлекаемых запасов категории С1 составляет не менее 80%, а запасов категории С2—не более 20%.

Запасы категории В подсчитываются по уже разрабатываемой залежи (или ее части), разбуренной в соответствии с первым проектным документом на разработку. С окончанием разбуривания залежи, что по времени совпадает с завершением I стадии разработки, при достижении соответствующей степени изученности все ее запасы переводятся в Запасы категории А подсчитываются по залежи в целом или по ее частям, доразбуренным в соответствии с проектом разработки. После завершения бурения в основном всех скважин по проекту (период III стадии разработки) запасы залежи переводятся в категорию А.

Таким образом, на каждой более высокой стадии геологоразведочного процесса и разработки залежей повышается детальность исследований. Благодаря этому уточняются представления о геологическом строении объектов, которые дифференцируются на все более мелкие объекты, элементарные по отношению к первоначальным. Увязка категорий ресурсов и запасов с определенными этапами и стадиями геологоразведочного процесса и разработки залежей создает предпосылки для применения системного подхода к выделению объектов оценки прогнозных ресурсов и объектов подсчета перспективных ресурсов и запасов нефти и газа. Назовем их для краткости соответственно оценочными и подсчетными объектами.

Суть системного подхода заключается в представлении оценочных и подсчетных объектов в виде ряда уровней организации, находящихся в отношении последовательного подчинения и соответствующих определенной стадии изученности.

## 2.2 ВЫДЕЛЕНИЕ ОЦЕНОЧНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

В современной науке под системами обычно понимают сложные объекты, для которых характерны множественность, разнотипность и разнокачественность образующих их элементов и связей. К важным свойствам систем относится их целостность. Последняя обуславливается наличием у объектов особого рода внутренних и внешних системообразующих связей, а также существованием среди элементарных объектов, составляющих систему, определенных форм организованности или упорядоченности, образующих своего рода уровни иерархии.

Нужно иметь в виду, что понятие «элементарный объект» — относительное. Объект, рассматриваемый при низкой степени изученности в качестве элементарного, с повышением степени изученности оказывается сложным, состоящим из нескольких, меньших по масштабу, элементарных объектов. Именно в такой взаимосвязи находятся все объекты внутри самых крупных систем — нефтегазоносных провинций и их осадочного выполнения, на которых осуществляются оценка прогнозных ресурсов и подсчет перспективных ресурсов и запасов нефти и газа и содержащихся в них компонентов.

В последние годы при прогнозировании нефтегазоносности намечалась вполне определенная тенденция одновременного учета площадной и вертикальной иерархии при выделении оценочных объектов по принципу: меньший по площади объект увязывается с более узкой литолого-стратиграфической единицей разреза.

Объекты, выделенные таким образом, обладают существенными преимуществами по сравнению с любыми другими, поскольку позволяют конкретизировать прогноз, повышая тем самым его достоверность. Одновременно следует увязывать масштабы оценочных объектов с выделяемыми стадиями геологоразведочного процесса.

Принцип деления нефтегазоносных провинций и выполняющих их отложений на объекты площадной и вертикальной иерархии положен в основу нефтегазогеологического районирования.

Однако, если в разрезе объекты нефтегазогеологического расчленения совпадают с оценочными объектами, то по площади, начиная с нефтегазоносного района, оценочные объекты приурочивают к геоструктурным элементам соответствующего порядка и знака.

Чтобы определить, какие пары объектов площадной и вертикальной иерархии можно рассматривать на каждой стадии как оценочные объекты одного уровня общей системы нефтегазоносная провинция—осадочный чехол, необходимо оговорить условия, при которых возможно сопоставление таких пар. При прогнозировании нефтегазоносности недр важнейшими являются принципы геологической аналогии. Они заключаются в выборе на изученной территории эталонных объектов, которые по ряду критериев можно считать сходными по геологическому строению со слабо изученными оценочными объектами на прогнозной территории. При этом эталонный и оценочный объекты должны быть приурочены к геоструктурным элементам одного порядка и знака. Они, в свою очередь, представляют собой часть одного тектонического сооружения более высокого ранга, расположенного в пределах соответствующего объекта нефтегазогеологического районирования одного с ним уровня. Проведение аналогии между эталонным и оценочным участками по площади и разрезу возможно в том случае, если объект нефтегазо-геологического расчленения прослеживается на территории объекта нефтегазогеологического районирования, охватывающего эти участки.

На стадии прогноза нефтегазоносности при оценке ресурсов категории Д2 необходимо, чтобы один и тот же комплекс прослеживался как в пределах эталона — крупного тектонического сооружения (I порядка), т. е. свода, впадины и др., где установлена его нефтегазоносность, так и в пределах оценочного участка того же порядка и знака, где тот же комплекс относится к нефтегазоперспективным. И эталон, и оценочный объект в данном случае должны быть расположены в пределах разных нефтегазоносных районов одной нефтегазоносной области.

Следовательно, оценочный объект категории Д2 на стадии прогноза нефтегазоносности в плане ограничивается крупным тектоническим сооружением (I порядка) или его частью, а в разрезе — толщиной нефтегазоперспективного комплекса.

Существующие методы позволяют оценивать прогнозные ресурсы категории Д2 и по более крупным элементам нефтегазоносной области и провинции и их осадочному выполнению.

Оценочными объектами категории Д2 на подстадиях выявления объектов и подготовки их к поисковому бурению служат выявленные и подготовленные ловушки в пределах тектонических сооружений, относимых к этой категории. В разрезе основным объектом на них является нефтегазоперспективный комплекс.

Оценочные и эталонные объекты при оценке прогнозных ресурсов категории Д1 на стадии оценки зон нефтегазонакопления выбираются в пределах одного крупного тектонического сооружения (I порядка). По площади эталонные участки охватывают сооружения меньшего порядка (валы и т. п.) или их участки в пределах изученных зон нефтегазонакопления. Оценочные участки выделяются на одинаковых по рангу и знаку геоструктурных элементах, расположенных в пределах нефтегазоперспективных зон или неизученных частей зон нефтегазонакопления.

В разрезе эталонным и оценочным объектам соответствуют более узкие интервалы разреза, чем нефтегазоносный комплекс, т. е. горизонты, прослеживаемые в пределах нефтегазоносного района. Нефтегазоносность одних и тех же горизонтов на эталонных участках доказана, а на оценочных предполагается.

Оценочными объектами категории Д1 на подстадиях выявления и подготовки объектов к поисковому бурению являются выявленные и подготовленные ловушки в пределах тектонических сооружений, относимых к категории Д1. В разрезе оценочным объектом на таких ловушках служит нефтегазоперспективный горизонт.

### **2.3. ВЫДЕЛЕНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ОБЪЕКТОВ ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ**

При подсчете перспективных ресурсов категории С3 уровень подсчетных объектов в плане соответствует отдельной ловушке, способной аккумулировать нефть и газ. Тип ловушки определяется строением структурно-фациальной зоны. Приуроченность групп связанных между собой ловушек к одной зоне нефтегазонакопления (следовательно, и к одной структурно-фациальной зоне) предопределяет преимущественную приуроченность залежей к одним и тем же пластам. Таким образом, при оценке перспективных ресурсов объектами подсчета одного уровня в плане и разрезе являются ловушки и нефтегазоносные пласты. При этом пласт рассматривается как минимальное подразделение разреза, способное вмещать самостоятельную залежь.

При любом обобщении всегда возникают трудности с выделением горизонтов, пластов и их пропластков. Исходя из результатов изучения условий взаимодействия пластов при их дренировании в случае многопластового строения залежей, М. М. Иванова, И. П. Чоловский и И. С. Гутман предложили количественные критерии для решения этого вопроса. В частности, если пачка непроницаемых пород прослеживается внутри горизонта более чем на 70 % площади залежи, то она служит разделом между пластами-коллекторами. Пачки непроницаемых пород, распространенные менее чем на 70 % площади залежи, разделяют пропластки коллекторов, принадлежащих единому пласту. Если площадь распространения каждого непроницаемого пласта не превышает 30 % площади залежи, то такие пропластки не оказывают существенного влияния на характер разработки, и пласт можно считать монолитным.

### **2.4. ПОДСЧЕТНЫЕ ОБЪЕКТЫ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

Первый подсчет запасов выявленной (открытой) залежи производится по получении промышленного притока нефти и газа на перспективной площади. В разрезе в качестве подсчетного объекта принимаются пласт или горизонт в зависимости от того, с чем из них связаны залежи на соседних месторождениях той же структурно-фациальной зоны.

Таким образом, иерархический уровень подсчетных объектов на предполагаемых и выявленных залежах остается одним и тем же. Этим определяется преемственность между запасами выявленных залежей, с одной стороны, и перспективными ресурсами предполагаемых залежей с другой. Вместе с тем достоверность запасов, несмотря на то что в них преобладают запасы категории С2, существенно выше достоверности ресурсов категории С3, поскольку в первом случае подтвержден сам факт наличия залежи.

На стадии оценки месторождений (залежей) создаются предварительные модели выявленных залежей и месторождения в целом. По мере бурения каждой новой скважины баланс между запасами категорий С2 и С1 изменяется в сторону увеличения последней. Поскольку по данным пробуренных скважин на этой стадии должны быть установлены фазовое состояние УВ залежей, свойства флюидов, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, типы залежей и их параметры, на ряде залежей появляется возможность первой дифференциации подсчетных объектов

и запасов нефти и газа. Так, на пластовых сводовых залежах в качестве самостоятельных объектов в плане выделяются нефтяная (газовая) и водонефтяная (газовая) зоны, характеризующиеся различным насыщением коллекторов нефтью и газом. Однако данных для выделения отдельных объектов в разрезе, как правило, пока недостаточно.

На стадии подготовки месторождения (залежей) к разработке, если разведанная залежь связана с пластом, то в разрезе она рассматривается как единый объект. В случаях, когда нефтяная залежь связана с горизонтом, полученных на этой стадии данных оказывается вполне достаточно для первой дифференциации горизонта на слагающие его продуктивные пласты.

На разрабатываемой залежи должен проводиться комплекс исследований по детализации ее строения, на основе которого осуществляется перевод запасов в категории В и А. По данным исследований в скважинах, пробуренных по более плотной сетке, уточняются границы распространения коллекторов каждого пропластка, выделяемого внутри продуктивного пласта. С учетом данных опробования скважин в терригенном коллекторе устанавливаются кондиционные значения, разделяющие высоко- и низко - продуктивные породы, прослеживаются зоны распространения пластов и пропластков разной продуктивности, рассматриваемые как самостоятельные подсчетные объекты. В карбонатном коллекторе выделяются в разрезе и прослеживаются по площади залежи пласты (пропластки) разных типов коллекторов, отличающиеся друг от друга коллекторскими свойствами.

Таким образом, подсчетные и оценочные объекты, иерархический уровень которых определяется стадиями геологоразведочного процесса и разработки залежей, увязанные на различных уровнях по площади и разрезу, рассматриваются как своего рода элементарные тела сложной системы «нефтегазоносная провинция». Степень элементаризации объекта обуславливается степенью его изученности, в свою очередь определяющей категоричность запасов и ресурсов. Все это в конечном счете позволяет дифференцировать способы подсчета запасов и оценки ресурсов применительно к степени изученности объектов.

### 3. СУММАРНЫЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Для сравнения нефтегазоносности различных регионов пользуются интегральными оценками, включающими в себя накопленную добычу, запасы, ресурсы нефти, газа и конденсата всех категорий. Первым название таким оценкам еще в 1932 г. дал И. М. Губкин, объединив все слагаемые термином **«общие геологические запасы»**. Несмотря на то что это название очень метко отражало суть дела, оно не получило широкого распространения поскольку практика количественного прогнозирования нефтегазоносности регионов в те годы была ограниченной.

Второе рождение этого понятия связано с концом 50-х—началом 60-х годов, когда в нашей стране стали широко разворачиваться работы по количественной оценке перспектив нефтегазоносности, чему способствовало открытие ряда новых нефтегазоносных провинций страны. В геологический лексикон вошло новое понятие — **«потенциальные ресурсы»**, в которое вкладывался тот же смысл, что и в понятие «общие геологические ресурсы».

Следует отметить, что с самого начала термин «потенциальные ресурсы» вызвал резкую критику со стороны ряда видных геологов.

В 1983 г. в практику работ по прогнозированию нефтегазоносности вместо понятия «потенциальные ресурсы» введено понятие **«суммарные ресурсы»**.

Суммарные ресурсы могут быть начальными и текущими. Под начальными суммарными ресурсами региона понимается сумма разведанных запасов (категорий  $A+B+C1$ ) и предварительно оцененных запасов (категории  $C2$ ) на месторождениях до начала их разработки, а также перспективных (категории  $C3$ ) и прогнозных ресурсов (категорий  $D1+D2$ ), подсчитанных и оцененных в пределах региона на дату оценки или уточнения прогнозных ресурсов.

Текущие суммарные ресурсы меньше начальных на величину накопленной добычи на разрабатываемых месторождениях региона к моменту оценки прогнозных ресурсов.

Среди суммарных ресурсов нефти, газа и конденсата целесообразно выделять ресурсы, которые могут быть извлечены из недр. Таким ресурсам соответствует понятие суммарные извлекаемые ресурсы. При этом суммарные ресурсы правильнее называть суммарными геологическими ресурсами.

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы региона определяются суммой на ту же дату: извлекаемых запасов категорий  $A+B+C1+C2$  до начала разработки месторождений и залежей; извлекаемых перспективных ресурсов категории  $C3$  и извлекаемых прогнозных ресурсов категорий  $D1+D2$ .

Текущие суммарные извлекаемые ресурсы отличаются от начальных на величины накопленной добычи на дату оценки или уточнения прогнозных ресурсов.

## 4. ОБЪЕМНЫЙ МЕТОД ПОДСЧЕТА НАЧАЛЬНЫХ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА

### 4.1. СУЩНОСТЬ ОБЪЕМНОГО МЕТОДА

Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям, в насыщенных ими объемах пустотного пространства пород-коллекторов залежей нефти и газа или их частей.

Величину этих объемов получают путем умножения горизонтальной проекции площади залежей нефти или свободного газа ( $F$ ) на среднее значение вертикальной эффективной нефте(газо)-насыщенной толщины пласта  $h_{эф.н.}$  на среднее значение коэффициента открытой пористости  $k_{п.о.}$  и на среднее значение коэффициента нефтенасыщенности  $k_{н.}$  или газонасыщенности  $k_{г.}$ . При этом выражение  $Fh_{н.эф}$  определяет объем коллекторов залежи (ее части),  $Fh_{н.эф} k_{п.о.}$  — объем пустотного пространства пород,  $Fhk_{п.о.}k_{н.}$  или  $Fhk_{п.о.}k_{г.}$  — объемы пустотного пространства пород-коллекторов, насыщенных соответственно нефтью или свободным газом.

В пустотном пространстве пород-коллекторов, насыщенных нефтью, в пластовых условиях нефть содержит растворенный газ. Для приведения объема пластовой нефти к объему нефти, дегазированной при стандартных условиях, используется среднее значение пересчетного коэффициент  $\theta$ , учитывающего усадку нефти.

С учетом этих параметров объем нефтяной залежи (ее части) при стандартных условиях будет определяться выражением

$$V_{н.ст} = Fh_{н.эф} k_{п.о.} k_{н.} \theta$$

Умножив  $V_{н.ст}$  на среднее значение плотности нефти  $\rho$  при стандартных условиях, получим **начальные запасы нефти**, содержащиеся в этой залежи или ее части:

$$Q_{н.н} = Fh_{н.эф} k_{п.о.} k_{н.} \theta \rho$$

Для приведения объема свободного газа, содержащегося в залежи (ее части), к стандартным условиям используется произведение барического  $K_p$  и термического  $K_t$ . Коэффициентов:  $K_p K_t = [(p_0 a_0 - p_{ост})/p_{ст}] [(T_0 + t_{ст})/(T_0 + t_{пл})]$  где  $p_0$  - среднее начальное пластовое давление в залежи (ее части), МПа;  $a_0$  - поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов  $Z_0$  при давлении  $p_0$ ;  $a_0 = 1/Z_0$ ;  $p_{ост}$  - среднее остаточное давление, устанавливающееся в залежи, когда давление на устье добывающих скважин равно стандартному, МПа;  $a_{ост}$  - соответствующая  $p_{ост}$  поправка на сжимаемость реальных газов, равная  $1/Z_{ост}$

$p_{ст}$  - давление при стандартных, условиях, равное 0,1 МПа;  $T_0 = 273$  К;

$t_{ст} = 20^\circ\text{C}$ ;  $t_{пл}$  - средняя температура в залежи в пластовых условиях,  $^\circ\text{C}$ .

В соответствии с изложенным формула для подсчета **начальных запасов свободного газа** залежи (ее части) объемным методом имеют следующий вид:  $Q_{н.г} = F h g.эф \text{ кп.о. кг Кр Кт}$

Часть балансовых запасов нефти, которая может быть извлечена из недр, - **извлекаемые запасы** - определяется с помощью коэффициента извлечения **ки.н:**  $Q_{н.и.} = Q_{н.н} \text{ ки.н.}$

Объемный метод можно считать практически универсальным для подсчета запасов любой залежи или ее части при любой степени изученности. Внешне он представляется довольно простым, однако эта простота таит в себе множество проблем. Основные проблемы объемного метода заключаются в своевременном выявлении особенностей геологического строения залежи и объективном определении параметров, характеризующих объем пустотного пространства, насыщенного нефтью или свободным газом.

Любая залежь представляет собой сложный объект. Его сложность обусловлена типом пустотного пространства пород-коллекторов и условиями залегания их в ловушке, типом самой ловушки, характером насыщения пустотного пространства и его изменчивостью по площади и разрезу, взаимосвязанностью параметров, условиями залегания флюидов в недрах и т. п.. По существу объективное выявление каждого из перечисленных факторов представляется проблемой, которая нередко усложняется недостаточностью и низким качеством фактических данных. Поэтому процесс изучения залежи идет непрерывно с момента ее открытия до завершения разработки. Тем самым первоначально созданные представления о строении залежей в виде статических моделей постоянно совершенствуются, а иногда и в корне меняются.

Совершенствование статических моделей происходит в результате как увеличения объема наблюдений, так и привлечения новых методов исследования и рационального комплексирования их с другими применительно к условиям каждой стадии геологоразведочных работ и разработки залежей. Чем ниже стадия изученности залежи или проще ее строение, тем проще модель и применяемый вариант объемного метода. С повышением степени изученности они усложняются. Именно этим обуславливается многовариантность объемного метода. Каждому варианту присущи свои способы определения объемов пород-коллекторов, объемов пустотного пространства, насыщенного нефтью или газом, способы определения средних значений параметров по скважинам, подсчетным объектам или залежи в целом и т. п.

#### 4. 2. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

На любой стадии изученности залежей процесс подсчета запасов нефти и свободного газа объемным методом включает три этапа последовательных работ:

1) детальную корреляцию разрезов скважин с целью выделения в разрезе литолого-стратиграфического комплекса нефтегазоносных горизонтов, пластов, пропластков и непроницаемых разделов между ними, а также прослеживание их по площади залежи;

2) выделение типов коллекторов и определение параметров пласта и насыщающих его флюидов по пластовым пересечениям в скважинах; на этом этапе в каждой скважине выделяются эффективные и неэффективные нефте(газо)-насыщенные толщины пласта, определяются коллекторские свойства пластовых пересечений,

нефте(газо)-насыщенность, отметки ВНК и ГВК, параметры нефти в пластовых и поверхностных условиях, начальные пластовые давление и температура;

3) построение статической модели и подсчет запасов в соответствии со степенью изученности залежи; этим этапом предусматривается обоснование отметок ВНК и ГВК залежи в целом, обоснование и выделение границ залежи и подсчетных объектов и их геометризация, выбор варианта объемного метода и обоснование параметров подсчета; обоснование границ категорий запасов и составление подсчетного плана, подсчет балансовых (или забалансовых) запасов по каждому подсчетному объекту и залежи в целом.

#### **4.3. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ ИЗУЧЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ В КОЛЛЕКТОРАХ ПОРОВОГО ТИПА**

К коллекторам порового типа относятся преимущественно терригенные и частично карбонатные коллекторы. К настоящему времени наиболее изучены коллекторы порового типа, что определяет более высокую достоверность расчетных параметров содержащихся в них залежей. Достоверность расчетных параметров повышается с каждой более высокой стадией изученности благодаря последовательной дифференциации подсчетных объектов, способствующей большей детализации строения залежей, более точному определению их геометрических форм и более глубокой дифференциации запасов.

##### **4.3.1. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ПО ЗАВЕРШЕНИИ СТАДИИ ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)**

Запасы нефти и свободного газа открытых залежей подсчитываются при минимальной информации, имеющейся к этому моменту. По единственной скважине, давшей промышленный приток нефти или свободного газа, должны быть выделены эффективные нефте(газо)- насыщенные толщины, изучены коллекторские свойства и другие параметры. Структурный план залежи определяется структурной картой, служившей основой для постановки поискового бурения. Граница площади с запасами категории  $C_1$  проводится вокруг скважины на расстоянии, равном двум шагам будущей эксплуатационной сетки. На остальной площади залежи запасы относятся к категории  $C_2$ .

В зависимости от типа залежей расчет нефте(газо) насыщенных объемов и подсчет запасов производятся по разному.

##### **Пластовые залежи.**

*Площадь нефтяной залежи  $F$*  контролируется структурной картой по отражающему маркирующему горизонту (ОМГ) и предполагаемым положением ВНК. Для залежей, связанных с пластами, отметка ВНК принимается с учетом закономерностей изменения контактов выявленных залежей по площади зоны нефтегазонакопления или с учетом коэффициента заполнения ловушек соседних залежей, т. е. аналогично тому, как определяется нефтеносная площадь при подсчете перспективных ресурсов. Однако в данном случае структурная основа по сейсмике должна быть увязана с данными единственной скважины. При этом необходимо учитывать закономерности в расхождениях между глубинами залегания ОМГ по данным скважины и сейсмике.

В газовых залежах отметка ГВК и *газоносная площадь* могут быть определены более надежно.

*Эффективная нефте(газо) насыщенная толщина* залежей принимается по данным единственной пробуренной скважины. Выделение толщин пропластков производится по прямым качественным признакам на диаграммах ГИС с учетом

кондиционных значений, определенных по геофизическим данным или принятых по аналогии с соседними залежами.

*Нефтенасыщенный объем залежи  $V_n$*  определяется без составления карты изопахит. Объем коллекторов в пределах площади с запасами категории  $C_1$  вычисляется путем умножения площади  $F$  на нефте(газо) насыщенную толщину в скважине  $h_{н.эф}$ . т. е.

$$V_n = F h_{н.эф}$$

Объем коллекторов на площади с запасами категории  $C_2$  состоит из двух частей: оставшегося объема в пределах внутреннего контура нефтеносности (нефтяной зоны) и объема водонефтяной зоны.

Первое слагаемое получают как произведение

$$V_{нз} = F_{нз} h_{н.эф}$$

где  $F_{нз}$  - площадь, ограниченная внутренним контуром нефтеносности.

Объем коллекторов в водонефтяной зоне (ВНЗ) равен

$$V_{внз} = F_{внз} h_{н.эф} / 2.$$

где  $F_{внз}$  — площадь, ограниченная внешним внутренним контуром нефтеносности.

Суммарный объем коллекторов с запасами категории  $C_2$  равен:

$$V_{C_2} = V_{нз} + V_{внз}$$

Чтобы определить среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины в пределах площади с запасами этой категории, необходимо полученный объем разделить на  $F_{нз} + F_{внз}$ .

*Коэффициенты открытой пористости  $k_{п.о}$  и нефте(газо) насыщенности  $k_n(k_g)$*  принимаются по данным пробуренной скважины и рассчитываются по керну или ГИС. При расчете по керну берется среднее арифметическое из всех наблюдаемых значений в проницаемых интервалах пласта, а по ГИС - средневзвешенное по толщине нефте(газо) насыщенных пропластков.

*Пересчетный коэффициент  $\theta$  и плотность нефти  $\rho_n$  в поверхностных условиях* при подсчете запасов нефти принимаются или по данным анализа пластовых проб из этой скважины, или по аналогии с соседними залежами.

*Начальное пластовое давление  $p_0$  и пластовая температура  $t_{пл}$*  при подсчете запасов газовой залежи принимаются по данным замеров в скважине.

*Коэффициент сжимаемости  $Z$*  рассчитывается по составу пластового газа, определенному по пробе, отобранной на устье скважины, или принятому по аналогии с соседней залежью.

Таким образом, при подсчете запасов нефти и свободного газа вновь открытой залежи пластового типа применяется наиболее простой вариант объемного метода без составления карт нефте(газо)- насыщенных толщин.

### **Особенности подсчета запасов литологически и стратиграфически ограниченных и тектонически экранированных залежей.**

Литологическое ограничение залежей может быть обусловлено выклиниванием пласта по восстанию слоев, литолого-фаціальным замещением пласта плохо проницаемыми породами и другими причинами. На стадии поисков оба вида ограничения могут быть установлены лишь в тех случаях, когда на залежи до первой продуктивной скважины были пробурены одна или несколько непродуктивных скважин.

Пласт, содержащий залежь, в зоне выклинивания отсутствует пол-ностью. При этом граница выклинивания проводится через середину расстояний между продуктивной и непродуктивными скважинами. На карте изопахит толщина пласта на этой границе принимается равной 0, а интерполяция от нее к продуктивной скважине ведется линейно (рис.4 а).

В случае литолого-фациального замещения в непродуктивных скважинах пласт представлен плохо проницаемыми породами.

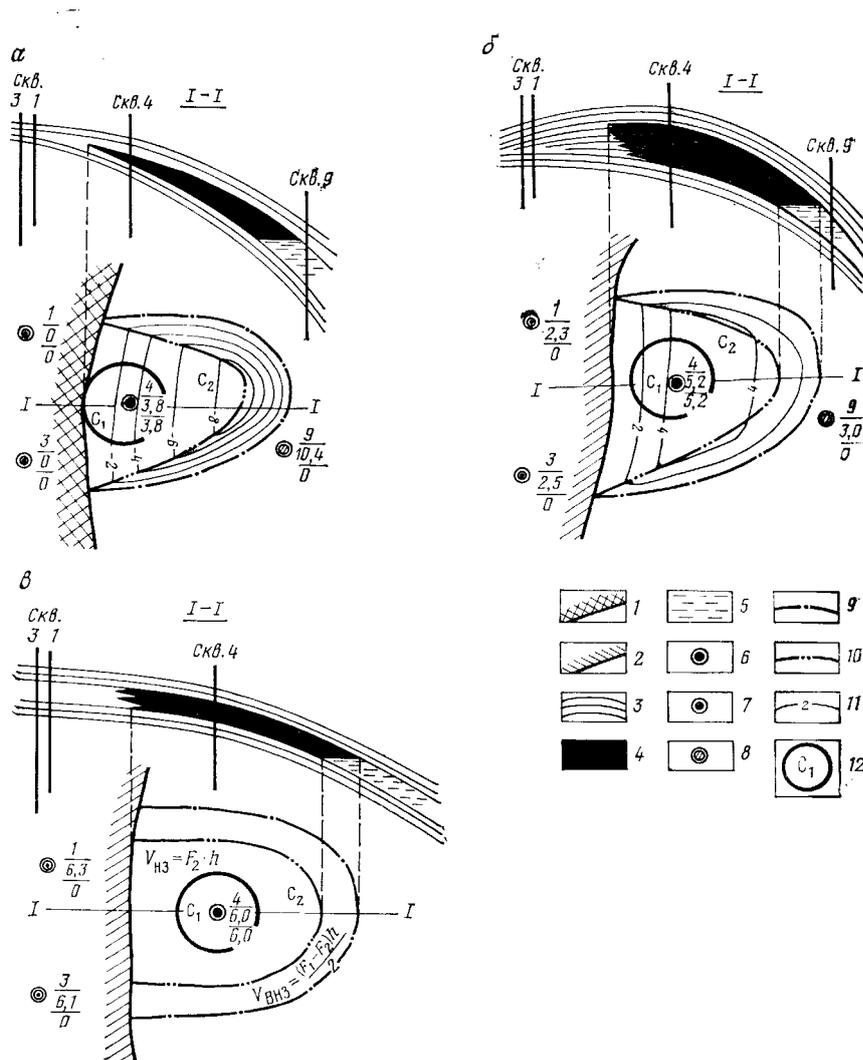


Рис.4 Схемы определения объемов коллекторов литологически ограниченных залежей.

Пласты: а- выклинивающийся по восстанию; б - с уменьшающейся общей толщиной и литолого-фациальным замещением; в - с выдержанной общей толщиной и литолого-фациальным замещением.

Границы: 1-выклинивания пласта, 2-литолого-фациального замещения пласта; 3-плохо проницаемые породы; 4-нефть; 5-вода; скважины:

6-продуктивные, 7-без притока, 8-давшие воду; контуры нефтеносности: 9- внешний, 10-внутренний; 11-изолинии  $h_n \cdot \epsilon_f$ ; 12-границы площади с запасами категории  $C_1$ ; цифры у скважин: верхняя - номер скважины, средняя - общая толщина пласта, нижняя - эффективная нефтенасыщенная толщина; объемы нефтенасыщенных коллекторов в зонах:

$V_{нз}$  - нефтяной,  $V_{внз}$  - водонефтяной.

В настоящее время геометризация пластов, подверженных литолого-фациальному замещению, представляется одной из наиболее сложных проблем. Она связана с тем, что подобное замещение может проявляться в различных формах. С одной стороны, лито-фациальное замещение может происходить в пластах с неизменяющейся по площади общей толщиной (рис.5а). С другой стороны, литолого-фациальным замещением может сопровождаться выклинивание пласта, причем замещение непроницаемыми породами наступает значительно раньше, чем происходит выклинивание пласта или пропластка. При этом процесс замещения

будет постепенным по толщине, а изменение толщины коллектора подобно выклиниванию (рис.5б). При резком литологическом **а** замещении высокопродуктивные породы на очень коротком расстоянии, исчисляемом буквально метрами, могут смениться непроницаемыми (рис.5в). При постепенном литологическом замещении высокопродуктивные породы замещаются низкопродуктивными, а те, в свою очередь, непроницаемыми. Естественно, эти переходы возможны в пластах и пропластках как с неизменяющейся (рис.5з), так и с изменяющейся (рис.5, д) толщиной.

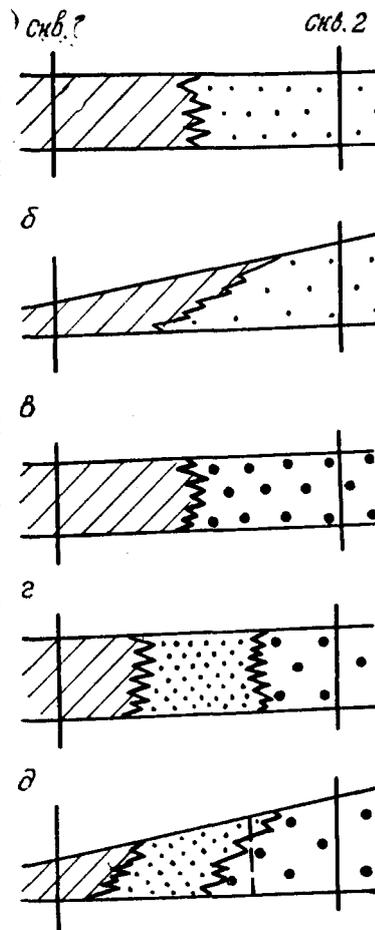
В каждом нефтегазоносном районе накоплен достаточный фактический материал, позволяющий выявить основные закономерности в характере литолого-фациального замещения пластов, содержащих залежи нефти и газа, на основе которых осуществляется выбор той или иной модели. На стадии поисков при геометризации залежей можно использовать только модели *а* и *б*, (рис. 5). В обоих случаях граница замещения проводится на середине расстояния между продуктивной и непродуктивными скважинами.

В тех случаях, когда общая толщина пласта в продуктивной скважине существенно (не менее чем вдвое) превышает толщину в непродуктивных скважинах, расчет объемов коллекторов ведется на основе карты изопахит *Рис. 5. Возможные схемы эффективных нефте-(газо)-насыщенных толщин мы литолого-фациаль-с пласта* (рис. 5б), которая почти аналогична *ного замещения кол- карте для случая выклинивания*. На границе рас-

пространения коллекторов эффективная толщ-

на пласта также принимается равной 0 м. Интерполяция изопахит между продуктивной скважиной и нулевой изопахитой ведется линейно. Расчет объемов коллекторов для каждой категории запасов при неизменяющейся толщине пласта ведется без составления карты изопахит (см. рис. 4 в).

**Определение границ стратиграфически ограниченных залежей** осуществляют по данным сейсмических исследований с учетом закономерностей распространения залежей подобных типов в исследуемом районе, а также по данным пробуренных скважин, последняя из которых



*Скв. 1*

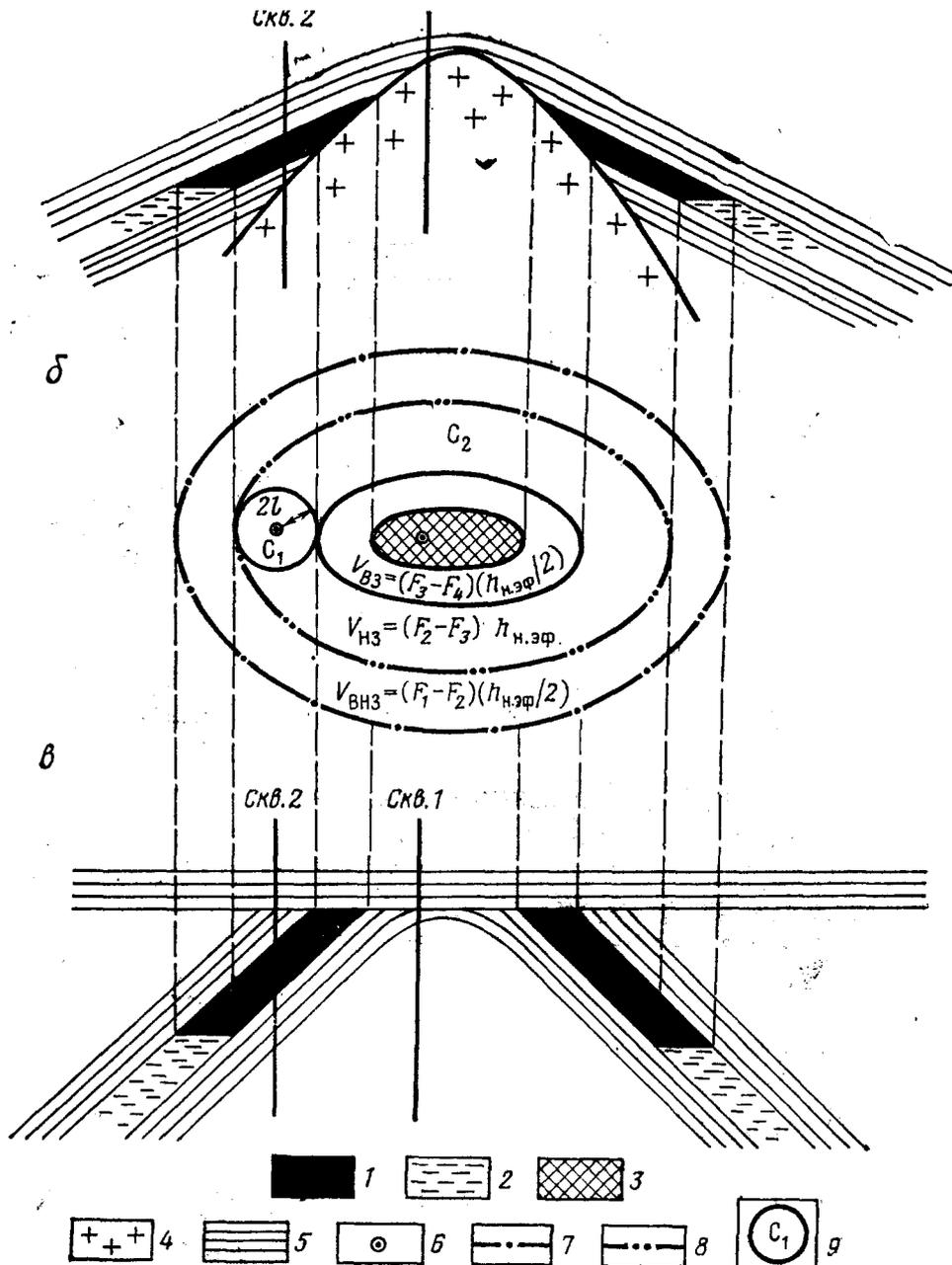


Рис. 6. Схема определения объема коллекторов стратиграфически ограниченных залежей по данным одной скважины.

о — профиль залежи, примыкающей к выступу древнего эрозионного рельефа; б — залежь в плане; в — профиль залежи, продуктивный пласт которой размываетя перекрыт более молодыми осадками. / — нефть; 2 — вода; 3 — зона отсутствия коллектора; 4 — кора выветривания; 5 — плохо проницаемые породы; 6 — скважины; контуры нефтеносности — 7 — внешний, 5 — внутренний; 5 — границы площади с запасами категории С<sub>1</sub>; объемы нефте-насыщенных коллекторов в зонах: V ВЗ — постепенного выклинивания коллекторов, V<sub>н</sub> — нефтяной, V ВНЗ — водонефтяной; I — шаг будущей эксплуатационной сетки.

оказалась продуктивной. Обычно залежи этого типа связаны с пластами, примыкающими к выступам древнего рельефа или подвергшимся размыву и перекрытыми более молодыми осадками (рис. 5). Примерами первых, в частности, могут служить залежи нефти Шаимского района и газовые залежи Березовского района Тюменской области.

Положение ВНК и ГВК в стратиграфически ограниченных залежах определяется

так же, как в пластовых залежах.

Расчет объемов нефте(газо)насыщенных коллекторов ведется без построения карт изопахит, как и в случае пластовых залежей. Однако в отличие от них в залежах рассматриваемых типов на основе общих закономерностей выделяется зона постепенного выклинивания, геометрически изображаемая подобно водонефтяной или газовой частям пластовых залежей (рис. 6). В ней толщина пласта также принимается равной половине его толщины в продуктивной скважине. Объем коллекторов в границах площади с запасами категории  $C_1$  определяется как :

$$V_{C_1} = F_{C_1} h_{н.эф.},$$

а в границах площади с запасами категории  $C_2$  находится из выражения:

$$V_{C_2} = (F_1 + F_2 - F_3 - F_4 - 2F_{C_1}) h_{н.эф.} / 2$$

где:  $F_1, F_2$  — площади, ограниченные соответственно внешним и внутренним контурами нефтеносности;

$F_3$  — площадь зоны постепенного выклинивания коллектора;

$F_4$  - площадь зоны отсутствия коллектора;

$F_{C_1}$  - площадь с запасами категории  $C_1$ .

Обоснование остальных подсчетных параметров ведется по общей схеме для пластовых залежей. Запасы нефти и свободного газа подсчитываются по формулам:

$$Q_{н.н} = \sum_{C_1, C_2} F h_{н.эф} \text{ кп.о. кн. } \theta \quad Q_{н.г} = \sum_{C_1, C_2} F h_{г.эф} \text{ кп.о. кг Кр Кт}$$

По этим же формулам без составления карт изопахит подсчитываются запасы *тектонически экранированных* залежей. Особенность расчета объемов коллекторов в залежах этого типа заключается в геометрии призабойной зоны.

При вертикальной плоскости нарушения на пластовых залежах эффективная нефте(газо)насыщенная толщина пласта в зоне нарушения учитывается полностью, а при наклонной - берется лишь ее половина (рис. 7).

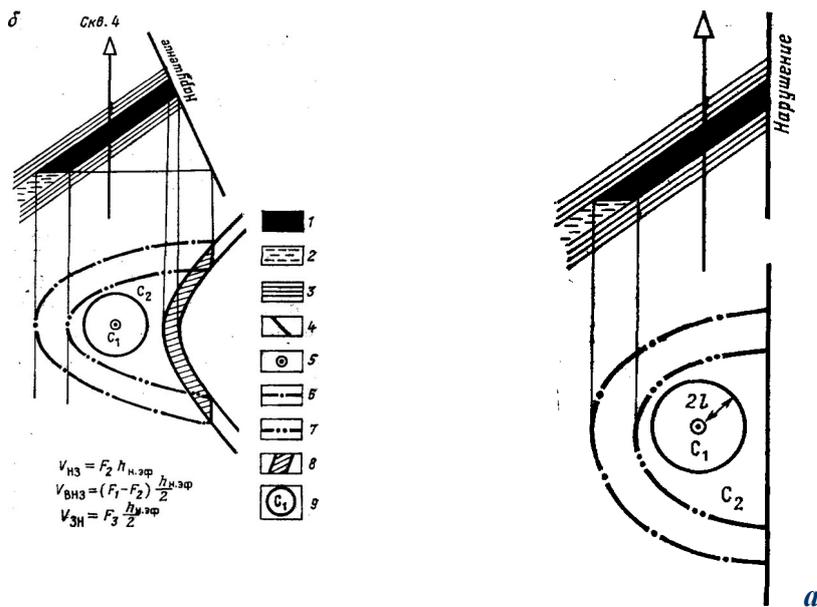


Рис. 7. Схема определения объема коллекторов тектони-чески экранированной залежи при вертикальной плоскости нарушения (а) и наклонной (б).

1- нефть; 2- вода; 3- плохо проницаемые породы, подстилающие и перекрывающие пласт; 4- линия нарушения; 5- скважина; контуры нефтеносности: 6- внешний; 7- внутренний; 8 - площадь нефтеносности в зоне нарушения; 9 — границы площади с запасами категории С<sub>1</sub>: V<sub>нз</sub>-нефтяной, V<sub>внз</sub> — водонефтяной, V<sub>зн</sub> - зоны нарушения

#### 4.3.2. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НА СТАДИИ ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)

Одна из основных задач, решаемых на этой стадии,—установление промышленной ценности открытого месторождения. Естественно, что подсчет должен дать порядок величины запасов разведываемых залежей. Этим определяются требования к детальности выделения подсчетных объектов при геометризации залежей и обосновании параметров подсчета. Нужно учесть, что редкая сеть разведочных скважин ограничивает возможности детализации. В связи с этим залежи в разрезе не дифференцируются. Исключение должны составлять крупные и уникальные массивные залежи, если в их разрезе прослеживаются пачки пород с резко различными коллекторскими свойствами.

Залежи любого типа, связанные с пластами, претерпевают первую дифференциацию по площади. Запасы нефтяных (НЗ), газовых (ГЗ), во-донефтяных (ВНЗ) и газоводяных (ГВЗ) зон подсчитываются отдельно.

Для обоснования ВНК и ГВК и проведения границ залежей составляется схема опробования скважин и обоснования контактов. На схеме приводятся сведения о результатах опробования, данные замеров гидродинамическими приборами, результаты интерпретации ГИС (рис. 8).

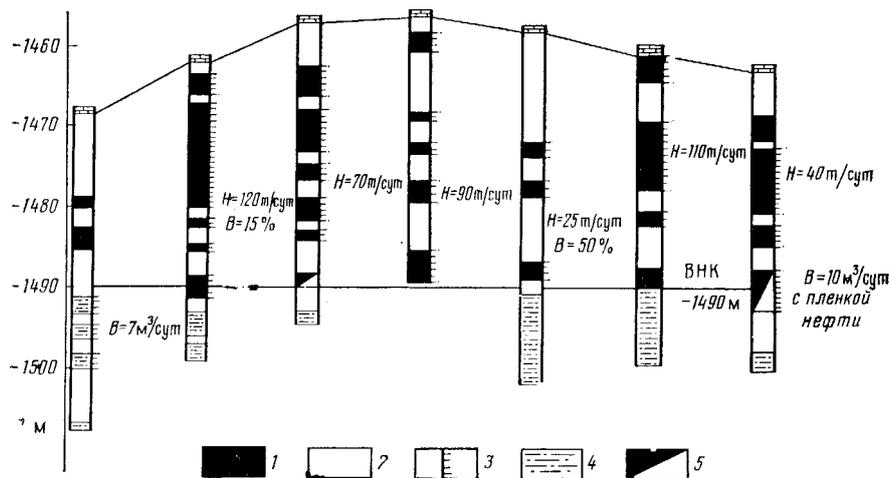


Рис.8 Схема обоснования абсолютной отметки ВНК залежи. Интервалы: 1-нефтенасыщенный, 2 -непроницаемый, 3-перфорирован-ный, 4-водонасыщенный 5-с неясной характеристикой; Н-дебит нефти; В-обводненность нефти в % или дебит воды в м<sup>3</sup>/сут.

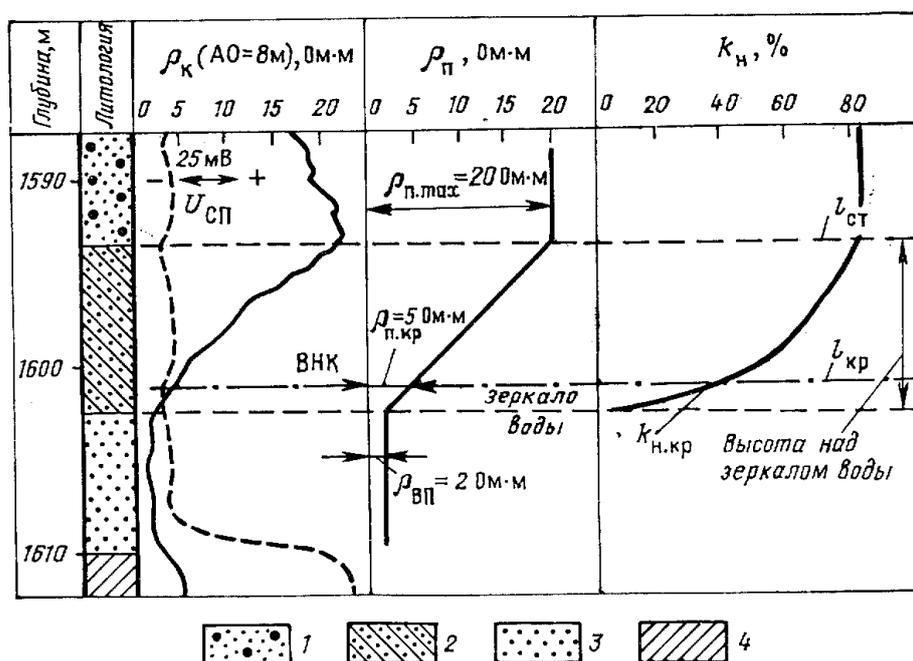
В пластах с хорошими коллекторскими свойствами сформировавшиеся залежи характеризуются резкой границей между нефтью (газом) и водой.

В формирующихся залежах между зонами стабилизированного, или предельного, нефте(газо) насыщения и водо-насыщенной располагается переходная зона (рис. 9). В разрезе переходной зоны условно можно выделить три интервала, различающиеся по степени насыщения коллекторов нефтью или газом и соответственно по получаемой из них продукции в скважинах.

При опробовании верхнего интервала, граничащего с зоной стабилизированного насыщения, получают притоки безводных нефти и газа.

При опробовании среднего интервала разреза—притоки нефти и газа с водой, причем чем ближе к водонасыщенной зоне, тем больше воды в продукции скважины.

Опробование нижнего интервала со значениями нефте(газо)-насыщенности меньше



критических дает притоки одной воды. ВНК или ГВК в переходных зонах

отбиваются по данным устанавливаемым опробованием скважин или с помощью гидродинамических приборов на кабеле.

*Рис. 9. Пример выделения переходной зоны в пласте-коллекторе межзернового типа.*

1—зона предельного или стабилизированного насыщения нефти газом; 2—переходная зона; породы: 3—водонасыщенные, 4—непроницаемые; высота:  $l_{кр}$  - водонефтяного контакта над зеркалом воды,  $l_{ст}$  - зоны стабилизации над зеркалом воды.

Контакт нефть—вода, как правило, редко бывает плоским. Обычно он образует неровную поверхность, горизонтальную или наклонную. Для определения контуров залежей проводится условная плоскость, причем таким образом, чтобы она была средней по отношению к установленным контактам в отдельных скважинах. Эффективная нефте(газо)-насыщенная толщина в каждой скважине учитывается во всех продуктивных интервалах независимо от принятого среднего уровня положения ВНК. Поверхность контакта газ—вода значительно ближе к плоскости, хотя возможны случаи отклонения от нее.

Установленные таким образом отметки контактов переносятся на карты поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей.

При горизонтальном ВНК (или ГВК) внешний и внутренний контуры нефте(газо)-носности проводятся по изогипсам каждой карты, имеющим отметку контактов. В массивной залежи проводится только внешний контур на карте поверхности кровли пласта.

В случае наклонного контакта предварительно составляется карта его поверхности. Затем она совмещается с картами поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей или с картой поверхности кровли коллекторов массивной залежи. Через точки с одинаковыми отметками на каждой паре обеих совмещенных карт проводятся внешние и внутренний контуры нефте(газо)-носности. После этого для пластовых залежей внутренний контур переносится на карту поверхности кровли коллекторов продуктивного пласта.

### **Площадь залежей**

- контролируется внешним контуром нефте(газо)-носности, границами выклинивания пластов, литолого-фациального замещения коллекторов или тектоническими нарушениями. Основой для построения структурной карты по кровле пласта (горизонта) служит сейсмическая карта, скорректированная с отметками кровли продуктивных отложений, установленными в пробуренных скважинах. Границы выклинивания пластов и литолого-фациального замещения коллекторов проводятся на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и невскрывшими коллектор.

Одна из основных особенностей подсчета запасов, начиная с данной стадии, - выделение и расчет почти всех параметров продуктивных пластов (кроме площадей) проводится на основе кондиционных пределов, определенных с учетом опробования.

### **Эффективные и эффективные нефте(газо)насыщенные толщины пластов (горизонтов)**

- выделяются с учетом кондиционных пределов. На основе выделенных толщин строятся карты изопакит.

Для пластовых залежей сначала составляют карты эффективной толщины пласта. На них наносят внешний и внутренний контуры нефте(газо)носности. В пределах внутреннего контура карта эффективной нефте(газо) насыщенной толщины полностью соответствует карте эффективной толщины. В водонефтяной (газоводяной) зоне, между внутренним и внешним контурами, изопакиты проводят путем

интерполяции между значениями изопакит в точках их пересечения с внутренним контуром до нуля на внешнем контуре. При этом учитываются данные скважин в водонефтяной (газоводяной) зоне.

Для массивных залежей карты изолиний нефте(газо) насыщенных толщин составляются путем интерполяции между значениями в скважинах и нулевым на внешнем контуре.

На литологически ограниченных залежах, связанных с литолого-фациальным замещением коллекторов, а также в случаях замещения внутри пластовых залежей при построении карт изолиний эффективных и нефте(газо) насыщенных толщин пластов с неизменяющейся общей толщиной в направлении замещения изопакиты проводятся до границ замещения. Если общая толщина пласта в зонах замещения меньше минимальных значений ее в ближайших или окружающих их продуктивных скважинах, то при составлении карты изопакит на границе замещения эффективная толщина принимается равной 0, а от нее изопакиты к ближайшим продуктивным скважинам проводятся линейно.

В пределах размытой части стратиграфически ограниченной пластовой залежи изопакиты проводятся по тому же принципу, что и в водонефтяных (газоводяных) зонах.

#### **Объемы коллекторов**

Объемы в пределах нефтяной, водонефтяной, газовой и газоводяной зон пластовых залежей и площадей с запасами категорий  $C_1$  и  $C_2$  всех залежей определяются отдельно.

#### **Коэффициенты открытой пористости и нефте(газо)- насыщенности**

- залежей могут быть рассчитаны по керну или по геофизическим данным. При расчете по керну принимается среднее арифметическое значение наблюдаемых значений из проницаемых интервалов пласта. Если в основу берутся геофизические данные, то предварительно взвешиванием по толщине проницаемых интервалов определяются средние значения по скважинам и с их учетом вычисляются средние арифметические значения по залежам.

#### **Пересчетный коэффициент и плотность нефти**

- в поверхностных условиях для нефтяных залежей рассчитываются как средние арифметические из имеющихся определений.

#### **Среднее начальное пластовое давление и пластовая температура**

- газовых залежей вычисляются с учетом глубины центров тяжести залежей.

#### **Коэффициент сжимаемости**

- реального газа определяется на основе состава пластового газа из исследуемой залежи.

### **4.3.3. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ПО ЗАВЕРШЕНИЮ РАЗВЕДОЧНОГО ЭТАПА**

При подсчете запасов по завершении разведочного этапа в качестве подсчетного объекта многопластовой залежи рассматривается каждый продуктивный пласт. Такой подход способствует в первую очередь равномерному изучению разреза отложений нефтяных залежей в процессе разведочных работ, что крайне важно для повышения качества исходных данных для составления первого проектного документа на разработку.

При равномерной изученности всех пластов в разрезе площади с запасами категорий  $C_1$  и  $C_2$  выделяют по ним в едином контуре. Если залежь связана с одним

пластом, то он рассматривается как единый объект.

Определение параметров объемного метода при подсчете запасов нефтяных и газовых залежей осуществляется следующим образом.

### **Продуктивные площади**

пластовых и массивных залежей нефти и свободного газа контролируются картами поверхности коллекторов, составляемыми по данным разведочных скважин с учетом сейсмической карты, а также границами контуров нефте(газо)носности, проведенными на основе положения ВНК и ГВК, уточненного на схемах опробования и обоснования контактов по данным вновь пробуренных скважин.

### **Эффективная, нефте(газо) насыщенная толщина**

продуктивного пласта по каждой скважине складывается из интервалов, у которых значение  $a_{сп}$  выше кондиционного. Остальные непроницаемые интервалы отбраковываются и в расчете не участвуют. По данным скважин составляются карты изопахит эффективных и нефте(газо) насыщенных толщин. При их построении для залежей всех типов используются те же методические приемы, что и на стадии оценки, но с учетом большего числа скважин.

### **Коэффициент открытой пористости**

коллекторов может быть рассчитан по керну и геофизическим данным.

При расчете по керну возможны два варианта учета представительных определений  $K_{п.о}$ . Если по залежи имеется достаточное число определений проницаемости, то составляется график статистической связи между  $a_{сп}$  и  $I_g K_{пр.}$ . На основе этого графика устанавливается кондиционное значение  $I_g K_{пр.}$ , соответствующее кондиционному значению  $a_{сп}$ . Затем по каждому пласту нефтяной залежи и по газовой залежи в целом отбраковываются все значения  $K_{п.о}$  образцов, проницаемость которых меньше кондиционной. Представительные образцы анализируются на предмет соответствия выборочных совокупностей указанных объектов закону нормального распределения.

Если данные о проницаемости отсутствуют или их слишком мало для исследования указанной статистической связи, то учитываются все определения  $K_{п.о}$  из проницаемых интервалов пласта. Последующий анализ ведется по изложенной выше схеме.

При однородных пластах-коллекторах с примерно одинаковыми значениями  $K_{п.о}$  по скважинам, о чем свидетельствует соответствие статистического распределения значений этого параметра закону нормального распределения, среднее значение  $K_{п.о}$  по пластам нефтяной залежи и по газовой залежи в целом рассчитывается как среднее арифметическое или средневзвешенное значение из имеющихся определений.

Если в пределах исследуемого объекта статистическое распределение значений  $K_{п.о}$  не соответствует закону нормального распределения и наряду с этим выявлено закономерное изменение этого параметра по площади, то составляется карта в изолиниях  $K_{п.о}$  и среднее значение по пласту или залежи определяется взвешиванием по площади. В случае, когда установлены прямая или обратная корреляционные связи между толщиной, открытой пористостью и нефте(газо)-насыщенностью, значения с карты в изолиниях  $K_{п.о}$  умножаются на значения с карт в изолиниях  $h_{н.эф}$  ( $h_{г.эф}$ ) и  $K_n$  ( $K_r$ ). Расчет объемов коллекторов, насыщенных нефтью или свободным газом, ведется на основе карты удельных нефте(газо)-насыщенных объемов, полученной в результате такого перемножения.

В тех случаях, когда  $K_{п.о}$  определяется по геофизическим данным, следует учитывать его значения лишь по интервалам, в которых значения  $a_{сп}$  выше кондиционных. Средние значения  $K_{п.о}$  по скважинам рассчитываются взвешиванием

по толщине проницаемых прослоев. При однородном коллекторе среднее значение практически не изменяющегося  $K_{п.о}$  по нефтяному пласту или газовой залежи рассчитывается как среднее арифметическое по скважинам. При закономерном изменении  $K_{п.о}$  по площади и наличии взаимосвязи между  $K_{п.о}$ ,  $K_n$  ( $K_g$ ) и  $h_{н.эф}$  расчеты ведутся по той же схеме, что и при определении  $K_{п.о}$  по керну.

### **Коэффициент нефте(газо) насыщенности**

Аналогичная методика используется и для обоснования средних значений коэффициента *нефте(газо) насыщенности*. При взаимной коррелируемости  $K_{п.о}$  и  $K_n$  по каждому пластовому пересечению целесообразно при расчетах по геофизическим данным в каждом интервале определять значение коэффициента эффективной пористости  $K_{п.эф}$ . Соответственно расчет нефте(газо) насыщенных объемов коллекторов в таких случаях ведется на основе этого параметра. Среднее значение  $K_{п.эф}$  по скважине определяется взвешиванием по толщине проницаемых пропластков, а среднее по залежи — путем взвешивания по площади при закономерном изменении этого параметра в ее пределах и взвешиванием по объему коллекторов—при наличии прямой или обратной корреляционной его связи с нефте(газо) насыщенной толщиной, т. е. на основе карты ( $h_{н.эф}$   $K_{п.эф}$ ).

### **Пересчетный коэффициент и плотность нефти**

в поверхностных условиях могут быть учтены двумя способами. При малом количестве данных и отсутствии закономерного изменения этих параметров по площади залежи средние рассчитываются как средние арифметические. Если же установлено закономерное их изменение по площади залежи, то составляются карты каждого параметра. Подсчет запасов ведется на их основе. Средние значения в этом случае рассчитываются как средневзвешенные по площади.

### **Начальное пластовое давление и пластовая температура**

в газовых залежах рассчитываются по данным скважин с приведением к уровню центра тяжести залежи.

### **Коэффициент сжимаемости**

реальных газов  $Z$  определяется как среднее арифметическое из замеров по скважинам.

## **4.3.4. ОСОБЕННОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НА РАЗРАБАТЫВАЮЩИХСЯ ЗАЛЕЖАХ**

Подсчет запасов нефти на залежах, вступивших в разработку и разрабатываемых, основывается на значительно большей их изученности вследствие более плотной разбуренности добываемыми скважинами и проведения в них комплекса исследований в соответствии с требованиями Инструкции по применению Классификации.

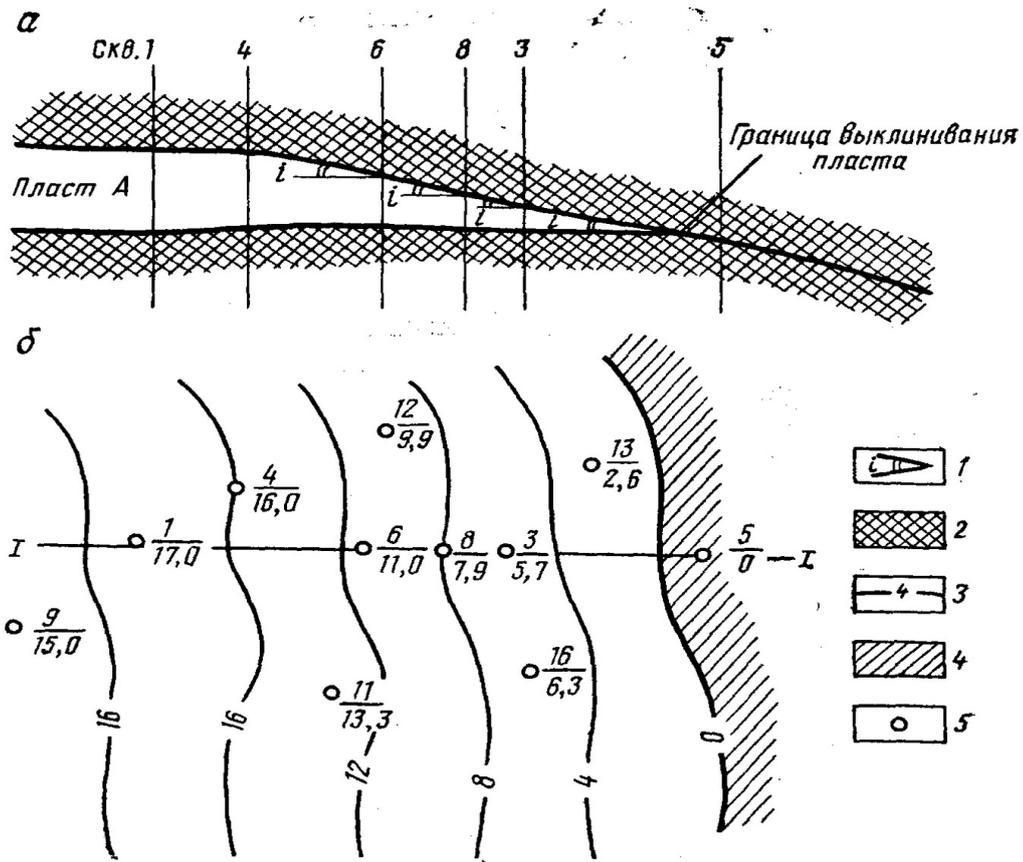


Рис 10. Пример определения границ выклинивания пласта А по градиенту изменения  $h_{эф}$ .

а - профильный разрез 1—1; б - карта в изолиниях  $h_{эф}$ . 1 - угол постоянного уменьшения толщины; 2 - непроницаемые породы;

3 - изолинии толщин, м; 4 - зона выклинивания; 5 - скважины;

цифры у скважин: в числителе - номер скважины, в знаменателе - эффективная толщина, м.

Высокая плотность бурения на нефтяных и газоконденсатных залежах позволяет не только детализировать границы распространения коллекторов, но и выделять участки распространения коллекторов разной продуктивности и на их основе составлять карты эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин нерасчлененных пластов и пропластков расчлененных пластов. Тем самым достигается более глубокая дифференциация запасов по площади и разрезу залежи.

По газовым залежам на этой стадии изученности осуществляется дифференциация на пласты и зоны разной продуктивности залежей, работающих на упруговодонапорном режиме.

При достаточном количестве скважин граница выклинивания стратиграфически ограниченных залежей определяется однозначно по градиенту изменения эффективной толщины продуктивного пласта в профиле не менее чем из трех скважин в зоне выклинивания (рис. 10). Если этот градиент установить не удастся, то линия нулевой толщины проводится на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и невскрывшими пласт.

При литолого-фациальном замещении коллекторов продуктивного пласта непроницаемыми разностями границу коллектор - неколлектор можно установить в профиле менее чем из трех скважин или путем прослеживания изменения по площади параметра, на основе которого устанавливались кондиционные пределы коллекторских свойств продуктивных пластов. С этой целью по нерасчлененному

пласту или пропластку расчлененного пласта составляется карта исследуемого параметра— $асп$ . Затем на такой карте путем интерполяции проводится изолиния  $асп_k$ . Зона с большими, чем  $асп_k$  значениями  $асп$  характеризует область распространения коллекторов, с меньшими -неколлекторов.

Исследования, проводимые на разрабатывающихся залежах, должны обеспечивать также возможность определения коэффициентов открытой пористости и нефте(газо)-насыщенности пропластков или нерасчлененных пластов.

Для подсчета начальных балансовых запасов эффективные нефте(газо)насыщенные толщины в добывающих скважинах, пробуренных на участках залежи, в пределах которых начался подъем ВНК или ГВК учитываются до уровня первоначального положения контактов.

При подсчете запасов разрабатывающихся залежей в зависимости от геологического строения залежей применяются практически те же варианты объемного метода подсчета запасов, что и на предыдущей стадии, но с более глубокой дифференциацией запасов.

Запасы многопластовых залежей дифференцируются:

- по пластам, а в расчлененных пластах – по пропласткам;
- по категориям  $C_1$  и  $B$  при разбуривании залежи по первому проектному документу или  $B$  и  $A$  при разбуривании по проекту разработки;
- по зонам нефтяной, водонефтяной, газовой, газовой;
- по зонам разной продуктивности коллекторов.

Подсчет запасов свободного газа газоконденсатных залежей с газовым режимом на данных стадиях ведется с той же степенью дифференциации, что и по нефтяным.

Подсчет запасов газовых залежей, работающих на упруговодо-напорном режиме производится с учетом дифференциации запасов по пластам, категориям, газовой и газовой зонам и по зонам разной продуктивности.

## **5. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАЧАЛЬНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

**Начальные извлекаемые запасы нефти залежи  $Q_{н.и}$  равны произведению величин начальных балансовых запасов  $Q_{н.г}$  и конечного коэффициента извлечения  $K_{и.н}$ .**

**Конечный коэффициент извлечения нефти** показывает, какая часть от начальных балансовых запасов может быть извлечена при разработке залежи до предела экономической рентабельности.

При подсчете начальных извлекаемых запасов нефти залежей, вводимых в разработку, и при пересчете запасов разрабатываемых залежей начальные балансовые запасы умножаются на утвержденный конечный коэффициент извлечения нефти, обоснованный технико-экономическими расчетами. Этот коэффициент используется при проектировании разработки залежей, планировании развития нефтедобывающей промышленности и т. п.

Наряду с конечным коэффициентом извлечения нефти различают **текущий коэффициент извлечения**, равный отношению накопленной добычи из залежи или объекта разработки на определенную дату к их начальным балансовым запасам. В зависимости от стадии изученности применяется тот или иной из рассмотренных ниже методов определения коэффициента извлечения.

### **5.1. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ**

Величина  $K_{и.н}$  зависит от ряда геолого-физических и технологических факторов. Она определяется литологическим составом коллектора, неоднородностью

продуктивного горизонта (пласта), проницаемостью пород, эффективной нефтенасыщенной толщиной. К физическим факторам, от которых зависит величина этого коэффициента, следует отнести в первую очередь отношение вязкости нефти  $\mu_n$  к вязкости воды в (обозначаемое в дальнейшем  $\mu_o$ ). На величину  $K_{и.н.}$  оказывают влияние применяемые методы искусственного воздействия на пласты, а при разработке без воздействия - природный режим залежи, плотность сетки добывающих скважин, новые методы разработки и способы интенсификации добычи нефти и другие факторы.

Подобно подсчету балансовых запасов определение конечных коэффициентов извлечения нефти и извлекаемых запасов должно быть увязано с этапами и стадиями геологоразведочных работ и разработки залежей, т. е, с объемом имеющейся информации, а также с особенностями геологического строения залежей.

На открытых залежах, по завершению поискового этапа, а также на стадии оценки, когда данных еще недостаточно, расчет коэффициентов извлечения основывается на многомерных статистических моделях.

При подсчете запасов нефти после завершения разведки и при пересчете запасов после разбуривания залежи по первому проектному документу составляется технико-экономическое обоснование (ТЭО) коэффициента извлечения на основе опыта нефтесобывающих районов с учетом достигнутого уровня техники и технологии добычи. В этом документе обосновывается выбор оптимального варианта системы разработки по результатам технико-экономических расчетов нескольких вариантов систем, в том числе и варианта системы разработки на естественном режиме. Для каждого варианта рассчитываются коэффициент извлечения и другие показатели разработки. Принимается коэффициент извлечения того варианта, который наиболее рационален с учетом замыкающих затрат.

Коэффициенты извлечения нефти на средних, крупных и уникальных залежах рассчитываются гидродинамическими методами с учетом одномерных моделей фильтрации—на стадии завершения разведки и двумерных моделей, идентифицируемых с реальными пластовыми условиями,—на стадиях разработки. По мелким залежам коэффициенты извлечения нефти определяются с использованием коэффициентов вытеснения, охвата вытеснением и заводнения. Для нефтяных и газонефтяных залежей, разрабатываемых с применением заводнения и других методов воздействия на пласт, а также разрабатываемых на природных режимах, предусматривается единый подход к обоснованию конечного коэффициента извлечения нефти. При этом коэффициенты извлечения нефти определяются отдельно для нефтяных, водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зон.

Если залежь вступила в позднюю стадию разработки, ее извлекаемые запасы могут быть уточнены непосредственно на основе данных эксплуатации за период работы на этой стадии, предшествующий дате подсчета запасов. В этом случае утвержденный коэффициент извлечения нефти уточняется в соответствии с подсчитанными извлекаемыми запасами и принимается равным отношению их величины к начальным балансовым запасам.

## **5.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ, ВВОДИМЫХ В РАЗРАБОТКУ, И ПРИ ПЕРЕСЧЕТЕ ЗАПАСОВ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

### **Поккоэффициентный метод**

Проектный коэффициент извлечения нефти этим методом определяется по формуле:

$$K_{и.н.} — K_{вт} K_{з} K_{охв}$$

где  $K_{вт}$  - коэффициент вытеснения нефти водой;  $K_{з}$  - коэффициент заводнения;  $K_{охв}$ —коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.

Коэффициент вытеснения определяют в лабораторных условиях. Он характеризует отношение объема вытесненной нефти из образца породы при бесконечной промывке к первоначальному ее объему в этом образце, т. е. при обводнении выходящей продукции до 100%. Он зависит от проницаемости, структуры пустотного пространства, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента, причем между  $K_{вт}$  и  $K_{пр}$  прослеживается тесная корреляционная связь.

Поскольку продуктивным пластам присуща изменчивость кол-лекторских свойств по площади и разрезу, определение значений  $K_{вт}$  должно производиться по образцам, равномерно освещающим залежь или продуктивный пласт, с широким диапазоном изменения  $K_{пр}$ . Если для высокопроницаемых пластов  $K_{вт}$  достигает 0,8 - 0,95, то в малопроницаемом коллекторе он может быть вдвое меньше. Эти особенности определяют способы расчета средних значений коэффициента вытеснения на различных стадиях изученности залежи.

При подсчете запасов залежи, вводимой в разработку,  $K_{вт}$  принимается равным среднему арифметическому значению из имеющихся определений по продуктивному пласту.

Когда залежь разбурена по технологической схеме или проекту разработки, то при неоднородном пласте, в пределах которого выделены зоны высокопродуктивных и малопродуктивных коллекторов, значение  $K_{вт}$  учитывается одновременно со значением  $K_{охв}$ . При однородном по коллекторским свойствам пласте среднее значение  $K_{вт}$  принимается как средняя арифметическая величина из имеющихся определений.

Коэффициент заводнения характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения, из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 % (от 95 до 99%). Он зависит от неоднородности пласта, проницаемости, относительной вязкости и др.

Коэффициент охвата процессом вытеснения представляет собой отношение нефтенасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему этого пласта.

### 5.3. ПОНЯТИЕ О КОЭФФИЦИЕНТЕ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА

В соответствии с Классификацией запасов *для свободного газа подсчитываются только балансовые запасы.*

Это, однако, не означает, что вопросы, связанные с определением коэффициента извлечения газа  $K_{иг}$ , решены полностью, скорее наоборот - причина этого заключается в значительно меньшей изученности рассматриваемого вопроса по газовым залежам, чем по нефтяным. В США традиционно в качестве конечного пластового давления на газовых залежах принимается величина, составляющая 15 % от начального давления. Такой выбор основан на эмпирическом и весьма приближенном допущении, что на залежах с высоким потенциальным дебитом скважин за 20 лет извлекается 85% начальных запасов газа. Между тем, в условиях повышения мировых цен на газ до 53 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup> экономически рентабельной может быть добыча из плотных пород при дебитах скважин от 3 тыс. до 1 тыс. м<sup>3</sup>/сут и конечных давлениях на устье от 1 МПа до 0,3 МПа, так как это обеспечивает повышение коэффициента извлечения газа до 0,93.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений как у нас в стране, так и за рубежом показывает, что в среднем полного извлечения газа из недр, как

правило, не достигается. По данным М. Л. Фиша, И. А. Леонтьева и Е. Н. Хоменкова, обобщившим сведения по 47 отечественным залежам, законченным разработкой, средневзвешенный конечный коэффициент извлечения газа составил 0,895. Из указанного числа залежей 15 работали на газовом режиме, а 32 на упруговодонапорном. Коэффициент извлечения газа на залежах первой группы несколько выше, чем на залежах второй группы, и в среднем составил 0,92. На 32 залежах, работавших на упруговодонапорном режиме, конечный коэффициент извлечения, средневзвешенный по запасам, составил 0,87, причем на более крупных залежах были достигнуты более высокие его значения. Отдельные месторождения характеризовались крайне низкими коэффициентами извлечения. Следует заметить, что на залежах таких месторождений, как Шебелинское и Северо-Ставропольское, разработка которых ведется преимущественно на газовом режиме, ожидается конечный коэффициент извлечения около 0,95. Ожидаемые коэффициенты извлечения на залежах газоконденсатных месторождений Краснодарского края, работающих на упруговодонапорном режиме, варьируют от 0,6 до 0,85. Исходя из опыта разработки залежей, находящихся в длительной эксплуатации, величина коэффициента извлечения газа при оценке прогнозных ресурсов принимается равной 0,85.

Сказанное свидетельствует о том, что вопросы, связанные с обоснованием коэффициента извлечения газа, представляют одну из серьезных проблем. Если на залежах с газовым режимом  $K_{г.г}$  может определяться в зависимости от конечного пластового давления, то на залежах с упруговодонапорным режимом его величину следует рассматривать в непосредственной связи с процессами вытеснения газа пластовой водой, внедряющейся в залежь в процессе разработки. Поскольку каждой залежи присущи свои особенности разработки, то при подсчете начальных балансовых запасов газа должен быть правильно определен режим залежи, что для залежей, еще не введенных в разработку, не всегда удается сделать.

## **6. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ ГАЗА И ЕГО КОМПОНЕНТОВ**

### **6.1. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА, РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ**

Начальные балансовые запасы газа  $Q_{н.г.}$ , растворенного в нефти, при любом режиме залежи определяются по начальным балансовым запасам нефти  $Q_{н.н.}$  и начальному газосодержанию  $r_0$ , определенному по пластовым пробам при дифференциальном разгазировании:

$$Q_{н.г.} = Q_{н.н.} r_0$$

На величину извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти,  $Q_{г.и.}$  оказывает влияние режим залежи. При водонапорном и упруговодо-напорном режимах пластовое давление в процессе разработки выше давления насыщения, в связи с чем величина газового фактора постоянная. Поэтому начальные извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, определяются начальными извлекаемыми запасами нефти и начальным газородержанием:

$$Q_{г.и.} = Q_{н.и.} r_0$$

### **6.2. ПОДСЧЕТ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ, СЕРОВОДОРОДА И ДРУГИХ ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ**

**Балансовые запасы этана, пропана и бутанов** подсчитываются и учитываются на газовых, нефтегазоконденсатных и газонефтяных месторождениях или залежах при содержании этана в газе не менее 3% и разведанных текущих запасах газа не менее 10 млрд. м<sup>3</sup>. Указанная концентрация этана—минимально рентабельная при современном технологическом уровне извлечения его из природного газа. При

наличии на многозалежном месторождении основной залежи с кондиционным содержанием этана балансовые запасы этана, пропана и бутанов подсчитываются и на остальных залежах с содержанием этана от 2,5 до 2,9 %. Кроме того, указанные компоненты подсчитываются на месторождениях с содержанием этана не менее 1,5 %, но при этом концентрация кислых компонентов (сероводорода и углекислоты) в сумме должна составлять не менее 50%. При перечисленных кондиционных содержаниях балансовые запасы пропана и бутанов подсчитываются по фактическому их содержанию в газе.

Подсчет балансовых запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода, азота и углекислого газа в тыс. т производится по их потенциальному содержанию в составе пластового газа. Потенциальное содержание этих компонентов  $P_{\text{комп.}}$  в г/м<sup>3</sup> в составе пластового газа определяется путем умножения доли каждого компонента в пластовом газе  $e_{\text{комп.}}/100$  на его плотность  $\rho_{\text{комп.}}$  при 0,1МПа и 20°C (см. табл. 3):

$$P_{\text{комп.}} = e_{\text{комп.}} \rho_{\text{комп.}} / 100$$

Чтобы получить балансовые запасы каждого компонента в тыс. т в расчете на пластовый газ, необходимо его потенциальное содержание в г/м<sup>3</sup> умножить на балансовые запасы свободного газа в млрд. м<sup>3</sup> в залежи:

$$Q_{\text{комп.}} = Q_{\text{н.г.}} / P_{\text{комп.}}$$

Основные физические характеристики природных газов, которые используются при подсчете запасов свободного газа, и содержащихся в них компонентов, приведены в табл. 3.

**Основные физические характеристики компонентов природных газов**  
Таблица 3

Параметр	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub>
Критическое давление	4,73	4,98	4,34	3,87	7,38	9,18	3,46
Критическая температура Ткр. К	191,1	305,4	370,0	425,2	304,2	373,6	126,2
Плотность при 0,1	668	1251	1834	2418	1831	1431	1166

Аналогично рассчитываются и балансовые запасы сероводорода. Балансовые запасы газовой серы в тыс. т определяются умножением запасов сероводорода на 0,94—отношение атомной массы серы  $A_s$  к молекулярной массе сероводорода  $M_{\text{H}_2\text{S}}$ :

$$Q_{(\text{S}_2)\text{н.}} = Q_{(\text{H}_2\text{S})\text{н.}} \cdot (A_s / M_{\text{H}_2\text{S}})$$

Балансовые запасы углекислого газа и азота получают путем умножения балансовых запасов пластового газа в млн. м<sup>3</sup> на долю компонента в его составе:

$$Q_{(\text{CO}_2; \text{N}_2)\text{н.}} = Q_{\text{г.н.}} \cdot I_{(\text{CO}_2; \text{N}_2)} / 100$$

Аналогично получают и балансовые запасы гелия и аргона в тыс. м<sup>3</sup>.

## 7. ПЕРЕВОД ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В БОЛЕЕ ВЫСОКИЕ КАТЕГОРИИ И ПЕРЕСЧЕТ (ПОВТОРНЫЙ ПОДСЧЕТ) ЗАПАСОВ

### 7.1. ПЕРЕВОД ЗАПАСОВ В БОЛЕЕ ВЫСОКИЕ КАТЕГОРИИ

В процессе разбуривания залежей нефти по технологической схеме и залежей газа по проекту опытно-промышленных работ, а также при разбуривании этих же залежей по проектам разработки ежегодно осуществляется перевод запасов в более высокие категории. В первом случае запасы категории  $C_1$  переводятся в категорию В, во втором — запасы категории В переводятся в категорию А. Естественно, перевод в более высокие категории возможен только тогда, когда в скважинах на разбуренных участках проведен комплекс исследований, предусмотренных Инструкцией по применению Классификации. Сущность перевода запасов сводится к следующему. В первую очередь на подсчетном плане определяют границы участка залежи, ограниченного скважинами, пробуренными в отчетном году. Затем эти границы переносят на все карты (изопахит, карты открытой пористости, нефтенасыщенности, эффективной пористости) по тем объектам, по которым производился подсчет запасов залежи по категории  $C_1$  и  $C_2$  как основы для составления первого проектного документа и категории В для составления проекта разработки. По этим картам в пределах выделенных участков по соответствующим вариантам объемного метода определяют запасы тех категорий, на основе которых составлялись первый и второй проектные документы. Вычисленные таким образом запасы каждой категории исключаются из числящихся на балансе залежи.

Затем создается новая геологическая основа в соответствии с более глубокой дифференциацией подсчетных объектов: уточнением границ распространения коллекторов, выделением зон распространения коллекторов низкой и высокой продуктивности и т.п. По новым данным также объемным методом подсчитывают запасы более высоких категорий, которые учитываются в балансе вместо исключенных запасов низкой категории.

Таким образом поступают вплоть до полного разбуривания залежи. Если залежь разбуривается по технологической схеме, запасы новой категории В сравниваются с ранее утвержденными в ГКЗ РФ или принятыми в ЦКЗ министерств запасами категории  $C_1 + C_2$ . В тех случаях когда запасы категории В не отличаются более чем на 20% от утвержденных или принятых на основе новой статистической модели и вновь подсчитанных запасов составляет проект разработки залежи. Если разница превышает 20% в любую сторону, то проводится пересчет запасов с представлением его на рассмотрение и утверждение в ГКЗ РФ.

При переводе из категории В в категорию А запасов залежей, разбуриваемых по проекту разработки, производится уточнение запасов. Опыт показывает, что существенные изменения в величинах запасов, послуживших основой для составления проекта разработки, - явление довольно редкое.

Наряду с запасами основных полезных ископаемых переводятся в более высокие категории и запасы содержащихся в них основных и полезных компонентов.

## **7.2. ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА ЗАЛЕЖЕЙ, НАХОДЯЩИХСЯ В РАЗРАБОТКЕ**

Пересчет запасов осуществляется в случаях, когда запасы залежи после разбуривания по первому проектному документу изменяются более чем на 20% по сравнению с ранее принятыми или утвержденными в ГКЗ РФ, а также в других случаях, предусмотренных Классификацией запасов.

Следовательно пересчет запасов выполняется по разрабатываемым залежам. Если по данным разведочных работ запасы подсчитываются на основе статистической модели объемным методом, то в процессе разработки залежей нефти и газа рассматриваются возможности для использования методов, основанных на принципе материального баланса. Однако непременным условием их применения является необходимость проведения в скважинах и по залежи в целом постоянных исследований, направленных на изучение залежи как динамической модели.

Выбор наиболее эффективного метода для пересчета запасов зависит от качества и полноты фактических данных, от их достоверности, а также от решающей способности метода применительно к условиям конкретной залежи. С этой целью в первую очередь проводится анализ по выявлению причин занижения или завышения запасов, подсчитанных по завершению разведочных работ. Если эти причины обусловлены изменением представлений о геологическом строении продуктивных пластов, то эффективным при пересчете будет объемный метод. В случаях, когда существенные изменения запасов связаны с трудностями установления типа пустотного пространства, предпочтение отдается методам, основанным на принципе материального баланса. Однако и их применение, как было показано выше, ограничивается жестким условием дренируемости всего объема залежи. Если вода начала внедряться в залежь раньше, чем весь ее объем был охвачен дренированием, то при подсчете запасов как нефти, так и газа возможны погрешности.

Нередко пересчет запасов ведется несколькими доступными методами, тогда выбор эффективного метода осуществляется в каждом конкретном случае по наиболее представительным фактическим данным.

Порядок оформления материалов по подсчету запасов месторождений нефти и горючих газов определяется Инструкцией ГКЗ СССР.