

Лекция 5

Подсчет запасов углеводородного сырья

Профессор,
Доктор геолого-минералогических наук
В.Г. Фоменко

Подсчет запасов углеводородов представляет собой комплекс исследований по обобщению данных полевых геофизических исследований, геологоразведочных работ, опробования и исследования скважин, данные геофизических исследований скважин и лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.

На основе научного анализа перечисленных выше данных создается геологическая модель залежей, определяется количество углеводородов и содержащихся в них полезных компонентов, а также устанавливается их промышленное значение.

Существуют различные методы подсчета запасов: объемный, по падению давления и другие.

Суть объемного метода заключается в определении объема свободного газа и массы нефти, приведенных к стандартным условиям залегающих в пластовых условиях пород, имеющих пустотное пространство (коллекторов).

Подсчет запасов объемным методом заключается в:

- определение объема пород-коллекторов, содержащих углеводороды;**
- определение пористости пород-коллекторов;**
- определение нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;**
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям.**

При подсчете запасов свободного газа используется формула:

$$Q_{\Gamma} = S * h_{\text{эф}} * k_n * \left(\frac{P_o * \alpha_o - P_{\text{ост}} * \alpha_{\text{ост}}}{P_{\text{ст}}} \right) * \left(\frac{T + T_{\text{ст}}}{T - T_{\text{пл}}} \right)$$

где,

Q_{Γ} – начальные геологические запасы свободного газа (млн.м³);

S – площадь залежей, тыс.м²;

$h_{\text{эф}}$ – эффективные газо- и нефтенасыщенные толщины, м;

k_n – коэффициент пористости, д.ед;

P_o – начальное пластовое давление в залежи, МПа;

$\alpha_o = 1/Z_o$ – поправочный коэффициент, величина которого обратно пропорциональна коэффициенту сжимаемости газов Z_o при давлении P_o ;

$P_{\text{ост}}$ – остаточное давление, соответствующее стандартному на устье добывающих скважин, МПа;

$\alpha_{\text{ост}} = 1/Z_{\text{ост}}$ – поправочный коэффициент на сжимаемость газов при $P_{\text{ост}}$;

$T = 273^{\circ}\text{C}$ – абсолютная температура, $^{\circ}\text{C}$;

$T_{\text{ст}} = 20^{\circ}\text{C}$ – температура в поверхностных условиях, $^{\circ}\text{C}$;

$T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$

При подсчете запасов нефти формула:

$$Q_H = S * h_{эф} * k_p * k_H * \theta * \delta_H$$

где,

Q_H – начальные геологические запасы и нефти (тыс.т);

S – площадь залежей, тыс.м²;

$h_{эф}$ – эффективные газо- и нефтенасыщенные толщины, м;

k_p – коэффициент пористости, д.ед;

k_H – коэффициент нефтенасыщенности, д.е;

θ – перерасчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти;

δ_H – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³.

Геологические запасы стабильного конденсата, содержащегося в газе, проводятся по формуле:

$$Q_{\text{к}} = Q_{\text{г}} * \Pi$$

где,

Π – потенциальное содержание конденсата, г/м³.

В качестве основных подсчетных параметров выступают определяемые по данным ГИС эффективные газо- и нефтенасыщенные толщины ($h_{эф}$), коэффициенты пористости (k_p) и газо- и нефтенасыщенности (k_r, k_n). Результаты исследования керна и пластовых флюидов, опробований и испытаний служат петрофизической основой для разработки научно обоснованной геофизической интерпретационной модели, используемой для определения основных подсчетных параметров по данным ГИС.

По данным разведочной геофизики определяется площадь залежи.

В России посчитанные запасы углеводородного сырья подлежат классификации на основе документа «Классификация запасов, резервов и ресурсов нефти и газа», разработанного по поручению Правительства Российской Федерации (протокол от 28 мая 2002 г. № 18) МПР России, Минэнерго России и Минэкономразвития России.

В связи с переходом российской экономики на рыночные отношения и изменением условий недропользования возникла объективная необходимость в создании новой классификации запасов и ресурсов углеводородного сырья, которая должна:

- способствовать выработке государственной стратегии управления фондом недр;**
- стандартизировать подсчет и государственный учет запасов, резервов и ресурсов нефти и газа;**
- способствовать проведению аудита и стоимостной оценки запасов;**
- сохранить преемственность с предыдущей классификацией, действовавшей в СССР и Российской Федерации;**
- интегрировать российскую классификацию в наиболее распространенные международные классификации запасов полезных ископаемых.**

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ, РЕЗЕРВОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В этом документе установлены единые для России принципы подсчета и государственного учета запасов, резервов и ресурсов нефти, горючих газов (свободного газа, газа газовых шапок и газа, растворенного в нефти) и конденсата в недрах.

Выполнение требований, изложенных в этом документе обязательно для всех недропользователей, проводящих подсчет запасов и резервов и оценку ресурсов нефти и газа и представляющих их в органы государственной экспертизы для апробации и постановки на государственный баланс.

Для собственных нужд недропользователи могут использовать классификации запасов и ресурсов, построенные на других принципах (классификации международных организаций, банков и нефтяных компаний).

В России в обязательном порядке проводится государственный баланс запасов и резервов нефти и газа. В нем содержатся сведения о количестве, качестве и степени изученности запасов и резервов каждого вида полезных ископаемых (нефти, газа и конденсата) и попутных компонентов по залежам и месторождениям, об их размещении, о степени промышленного освоения, экономической эффективности, добыче и потерях полезных ископаемых.

Запасы и резервы месторождений подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и разработки. Данные о запасах и резервах месторождений нефти и газа используются при разработке концепций экономического и социального развития, как субъектов России, так и Российской Федерации в целом, при разработке и реализации инвестиционных проектов на разведку и освоение месторождений, проектировании транспортировки и комплексной переработки нефти и газа, при решении научных проблем связанных с прогнозом нефтегазоносности.

Ресурсы нефти и газа, наличие которых предполагается на основе общих геологических представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований, оцениваются отдельно по нефти, газу и конденсату в пределах нефтегазоносных провинции, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек. Эти данные используются при планировании поисковых и разведочных работ и при разработке концепции перспективного развития сырьевой базы России.

При подсчете и учете запасов, резервов и ресурсов нефти и газа обосновываются условия охраны недр и сохранения и улучшения окружающей среды при разработке, первичной обработке, подготовке и во время транспорта нефти и газа и сопутствующих компонентов.

При получении из скважин на месторождениях нефти и газа притоков подземных вод должны быть определены температура, химический состав подземных вод, содержание в них йода, брома, бора и другие показатели для обоснования целесообразности проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

Принципы построения классификации запасов, резервов и ресурсов

Подсчету и учету подлежат все виды *углеводородного сырья* находящиеся в недрах (нефть, газ, конденсат) и *попутные компоненты*, наличие которых позволяет установить методы, используемые для изучения залежей углеводородов.

Объектом подсчета запасов являются изученные бурением *залежи (части залежей) нефти и газа*, объектом подсчета резервов – неизученные бурением части залежей и месторождений. Объектом оценки ресурсов – скопления нефти, газа и конденсата, наличие которых в недрах прогнозируется по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований.

Углеводородное сырье, находящееся в недрах, подразделяется на *геологические запасы, геологические резервы и геологические ресурсы*.

Запасы, резервы и ресурсы нефти, газа, конденсата и попутных компонентов классифицируются по:

- **экономической эффективности;**
- **промышленной освоенности;**
- **геологической изученности.**

Запасы и резервы по экономической эффективности подразделяются на – *рентабельные (E_1 - E_3)* и *нерентабельные (E_2),*

а ресурсы на группы – *рентабельные и неопределенно рентабельные (E_4).*

Запасы, резервы и ресурсы нефти, газа, конденсата и попутных компонентов классифицируются по:

- **экономической эффективности;**
- **промышленной освоенности;**
- **геологической изученности.**

Запасы и резервы по экономической эффективности подразделяются на – *рентабельные (E_1 - E_3)* и *нерентабельные (E_2),*

а ресурсы на группы – *рентабельные и неопределенно рентабельные (E_4).*

ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАПАСОВ, РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА
по экономической эффективности

Характеристика запасов по экономической эффективности	Индекс	Определение	Подкатегория экономической эффективности	Индекс	Количественные критерии отнесения к категории (подкатегории) экономической эффективности
Рентабельные	E ₁	Запасы и резервы, разработка которых рентабельна при существующих технологических, экономических и других действующих на момент оценки условиях	Высокорентабельные	E ₁ ¹	NPV > 0 при r = 20 % годовых
			Нормально рентабельные	E ₁ ²	NPV > 0 при r = 7 % годовых
Нерентабельные	E ₂	Запасы и резервы, разработка которых при существующих условиях не рентабельна			NPV < 0 при r = 7 % годовых

ХАРАКТЕРИСТИКА РЕСУРСОВ
по экономической эффективности

Рентабельные	E ₃	Ресурсы, имеющие положительную предварительно (или экспертно) оцененную рентабельность	EMV > 0
Неопределенно рентабельные	E ₄	Ресурсы, имеющие неопределенную рентабельность	EMV < 0

NPV – накопленный дисконтированный эффект за расчетный период;

EMV – ожидаемая стоимость запасов, прогнозируемая по результатам будущих геологоразведочных работ с учетом из стоимости и вероятности успеха.

		Характеристика по степени промышленного освоения	Индекс	Характеристика запасов/ресурсов и технологий разработки			
ЗАПАСЫ	Освоенные	Извлеченные	F_0	Накопленная добыча нефти и газа на дату подсчета			
		Разрабатываемые	F_1	Извлекаемые запасы нефти и газа, дренируемые скважинами при реализованных технологиях разработки			
		Разбуренные, не разрабатываемые	F_2	Извлекаемые запасы нефти и газа на месторождениях, по разным причинам не дренируемые палату подсчета	Простаивающие*	F_2^1	Ожидается извлечь из вскрытых, но не работающих на дату подсчета интервалов, при естественных режимах и методах ДЕПЭ (без МУН)
	За счет ремонтов скважин*				F_3^2	Ожидается извлечь из перфорированных интервалов пластов за счет ГРП, ОПЗ, ремонтов скважин при естественных режимах и методах ДЕПЭ	
	В затрубном пространстве*				F_2^3	Ожидается извлечь из зон за обсадной колонной в существующих скважинах при естественных режимах и методах ДЕПЭ	
	За счет МУН * F_2^4				F_2^4	Ожидается добыть за счет подтвержденных МУН	
	Неосвоенные	Подготовленные	F_3	Запасы разведанной залежи, которые ожидается извлечь при реализации <i>утвержденного проектного технологического документа</i> на разработку, в том числе с применением технологии и методов увеличения нефтеотдачи	За счет бурения по проектной сетке скважин*	F_3^1	Ожидается добыть из проектных сеток скважин при естественных режимах и методах ДЕПЭ
					За счет уплотнения сетки скважин*	F_3^2	Ожидается добыть за счет уплотнения сетки скважин при естественных режимах и методах ДЕПЭ
					За счет МУН*	F_3^3	Ожидается добыть за счет МУН
	Неподготовленные	F_4	Запасы открытой или разведываемой залежи, <i>проектный документ на разработку которой не составлялся</i>	Коэффициент извлечения принят по геологическим и инженерным данным на основании геологических аналогий			
РЕСУРСЫ	Извлекаемая часть перспективных и прогнозных ресурсов	F_5	Извлекаемая часть ресурсов нефти и газа, которая вероятно может быть добыта при их освоении эффективными для прогнозируемых геолого-физических условий технологиями.				

*данное подразделение категорий не является обязательным при государственном учете запасов и может использоваться недропользователем для решения внутренних задач планирования и управления фондом недр

МУН – методы увеличения нефтеотдачи; ДЕПЭ – методы, дополняющие естественную пластовую энергию

Критериями выделения категорий запасов и резервов по геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи по площади и разрезу, достоверность подсчета запасов и проектирования разработки.

Критериями выделения категорий ресурсов по геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности участка недр по площади и разрезу бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами поисково-разведочных работ, детальность построения геологической модели перспективной ловушки и достоверность оценки ресурсов и определения параметров для проектирования поисковых и разведочных работ.

Подсчет и учет запасов и резервов нефти и газа, вскрытых бурением залежей проводится только по извлекаемым запасам и резервам, определенным по параметрам, обеспечивающим достоверный подсчет запасов и резервов и составление проектных документов на разработку.

Группы и категории запасов нефти и газа

Запасы углеводородного сырья делятся на две группы и три категории. По экономической эффективности начальные геологические запасы подразделяются на две группы – *рентабельные* и *нерентабельные*.

Рентабельные извлекаемые запасы – запасы, разработка которых эффективна при технологических, экономических и других существующих на момент оценки условиях. Условием отнесения запасов к категории рентабельных являются положительное значение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при норме дисконта 7 % годовых.

Нерентабельные запасы – запасы, разведка и разработка которых При существующих условиях нерентабельна. Условием отнесения запасов к категории нерентабельных является отрицательное значение ЧДД при норме дисконта 7 % годовых.

Рентабельные извлекаемые запасы по степени промышленного освоения и геологической изученности подразделяются на категории А (достоверные), В (установленные), С (оценочные).

Категория А (Достоверные), освоенные запасы залежи или ее части, *разбуренной эксплуатационной сеткой скважин* в соответствии с проектным документом на разработку.

Рентабельное освоение залежи устанавливается фактической добычей и подтверждается проектным технологическим документом на разработку.

Геологическое строение залежи, форма и размеры определены, а флюидалльные контакты обосновываются по данным бурения, опробования и материалам ГИС. Литологический состав, тип коллекторов, эффективные и нефте- и газонасыщенные толщины, фильтрационно-емкостные свойства и нефте- и газонасыщенность, состав и свойства углеводородов в пластовых и стандартных условиях и технологические характеристик залежи (режим работы, дебиты нефти, газа, конденсата, продуктивность скважин устанавливаются по данным эксплуатации скважин, гидропроводности и пьезопроводности пласта, пластового давления, температуры, коэффициенты вытеснения *изучены с детальностью, достаточной для построения с высокой степенью достоверности многомерных геологической и фильтрационной моделей залежи.*

К категории А относятся:

- 1) запасы промышленно освоенных залежей (или их частей), *дренируемые эксплуатационными скважинами, при реализованных технологиях разработки;*
- 2) запасы промышленно освоенных залежей (или их частей), которые на дату подсчета *по разным причинам не дренируются* (в районе простаивающих скважин), ввод которых в разработку экономически обоснован и не потребует существенных дополнительных капитальных затрат;
- 3) запасы эксплуатируемой залежи (или их частей), которые могут быть экономически рентабельно извлечены из начальных неизвлекаемых геологических запасов этой залежи за счет применения промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи (МУН);
- 4) запасы, которые могут быть получены дополнительно из начальных нерентабельных геологических запасов этой залежи за счет уплотнения первичной сети эксплуатационных скважин.

Категория В (Установленные) – запасы разведанной, подготовленной к разработке залежи или ее части, разбуренной поисковыми, оценочными, разведочными и опережающими эксплуатационными скважинами, давшими промышленный притоки.

Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин достаточно хорошо изучены по результатам геолого-геофизических, геолого-промысловых исследований и пробной эксплуатации скважин. Степень изученности параметров залежи достаточна для построения надежной геологической и фильтрационной моделей залежи.

К категории В относятся:

- 1) запасы участков залежей в зоне дренирования скважин, в которых получены промышленные притоки при испытании и (или) пробной эксплуатации;**
- 2) запасы не разбуренной части залежи непосредственно примыкающей к залежам категории А, если геолого-геофизическая информация доказывает, что пласт непрерывен по площади.**

Категория С (Оцененные) запасы – запасы залежи или ее части, изученные высокоточными геолого-геофизическими методами и вскрытые скважинами, в которых характер насыщенности продуктивных пластов определен по данным изучения керна и ГИС, промышленная продуктивность опробованием не подтверждена, а также неразбуренные скважинами части залежи, примыкающие к запасам более высоких категорий.

К категории С относятся запасы:

- 1) части залежи в зоне возможного дренирования пробуренных неопробованных скважин. Характер насыщения пластов определяется по данным изучения керна и ГИС;**
- 2) неразбуренной части залежи непосредственно примыкающей к запасам категории В на расстоянии, равном зоне возможного дренирования, если геолого-геофизическая информация с обоснованной уверенностью доказывает, что пласт в сторону выделяемой категории С непрерывен по площади;**
- 3) неопробованных пластов, расположенных выше разрабатываемых залежей с запасами категории А и В. Пласты изучены по материалам ГИС в транзитных эксплуатационных скважинах, при этом имеется обоснованная уверенность, что они являются продуктивными.**

Категории ресурсов нефти и газа

Ресурсы по экономической эффективности подразделяются на две группы - *рентабельные* и *неопределенно рентабельные*.

Рентабельные ресурсы – ресурсы, имеющие положительную предварительно (или экспертно) оцененную рентабельность.

Неопределенно рентабельные – ресурсы, на дату оценки, имеющие неопределенную рентабельность.

Ресурсы нефти и газа по геологической изученности подразделяются на категории D_1 (подготовленные); D_2 (локализованные); D_3 (перспективные) и D_4 (прогнозные).

Категория D_1 (подготовленные) – ресурсы нефти и газа возможно продуктивных пластов в подготовленных к бурению ловушках. Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

D_2 (локализованные) – ресурсы нефти и газа регионально продуктивных пластов в ловушках, выявленных региональными геолого-геофизическими исследованиями. Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

- D₃** (перспективные) – ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Количественная оценка прогнозных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с открытыми месторождениями в пределах оцениваемого региона.
- D₄** (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, геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этих категорий производится по предположительным параметрам на основе имеющих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где установлены разведанные месторождения нефти и газа.

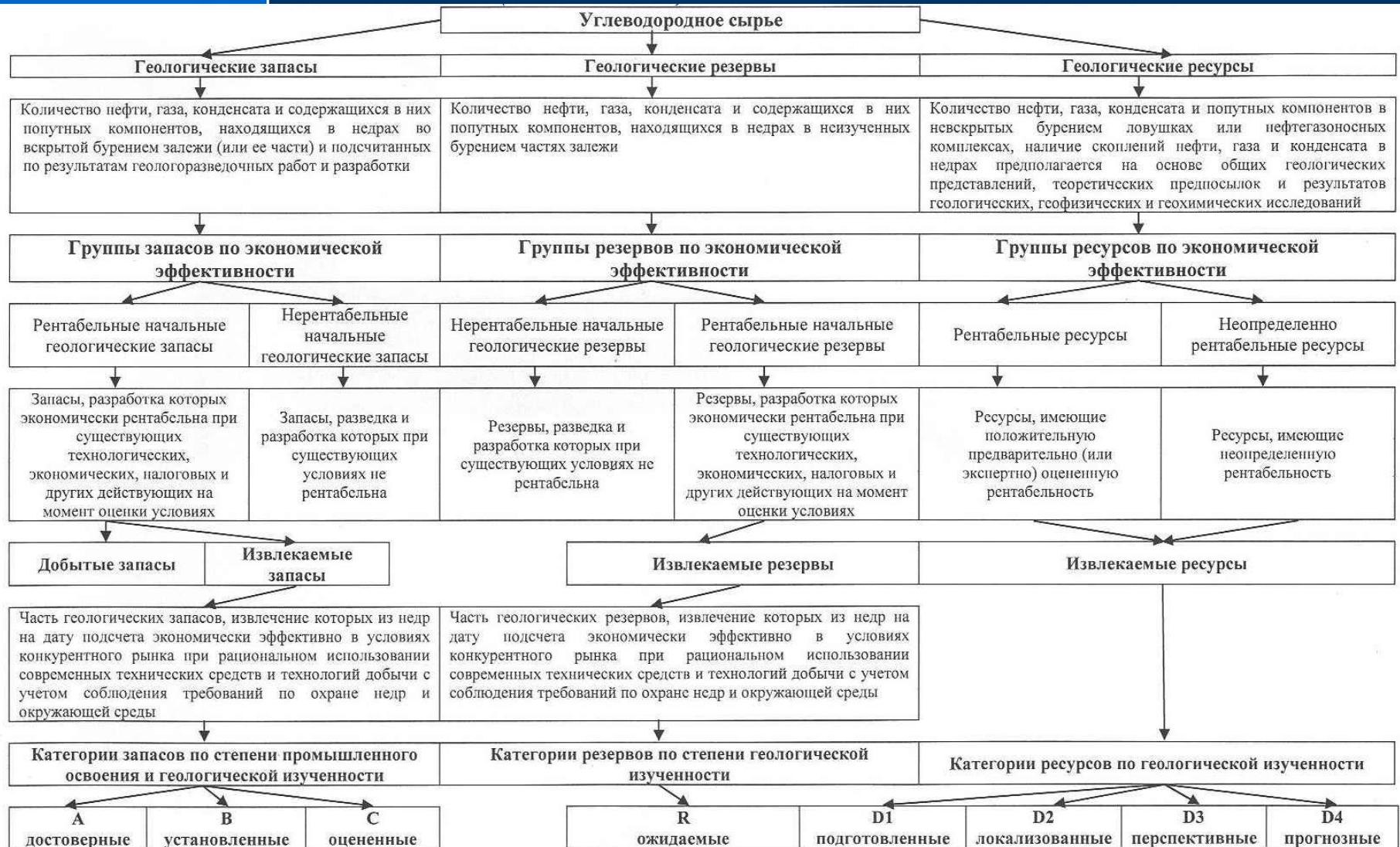
По величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа месторождения подразделяются на:

- **уникальные** – более 300 млн. т. нефти или 500 млрд. м³ газа;
- **крупные** – от 30 до 300 млн. т. нефти или от 30 до 500 млрд. м³ газа;
- **средние** – от 3 до 30 млн. т. нефти или от 3 до 30 млрд. м³ газа;
- **мелкие** – от 1 до 3 млн. т. нефти или от 1 до 3 млрд. м³ газа;
- **мельчайшие** – менее 1 млн. т. нефти, менее 1 млрд. м³ газа.

По сложности выделяются залежи:

- *простого строения* – однофазные залежи, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;
- *сложного строения* – одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием цитологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений;
- *очень сложного строения* – одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов, а также залежи сложного строения с тяжелыми нефтями.

МАКЕТ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ, РЕЗЕРВОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА



Спасибо за внимание!