



ГАЗЫ ПРИРОДНЫЕ ГОРЮЧИЕ

ГАЗЫ ПРИРОДНЫЕ ГОРЮЧИЕ, газовая фаза природных углеводородов, содержащая и неуглеводородные компоненты; разновидность горючего полезного ископаемого. Г. п. г. встречаются в осадочном чехле земной коры в виде свободных скоплений, а также в растворённом (в нефти и пластовых водах), рассеянном (сорбированные породами) и окклюдированном (в *газовых гидратах*) видах. Углеводороды представлены: метаном, этаном, пропаном, бутанами, реже пентаном и более тяжёлыми (до октана включительно), а также этиленом, пропиленом, бутиленом. Г. п. г. считается сухим, если состоит гл. обр. из метана ($>85\%$), с низким содержанием этана ($<10\%$), при практическом отсутствии пропана и бутана; с содержанием газового конденсата менее $10\text{ см}^3/\text{м}^3$. Тощим называют пластовый газ метанового состава с низким содержанием этана, пропана и бутана, с содержанием конденсата $10\text{--}30\text{ см}^3/\text{м}^3$. Жирным считается газ с содержанием конденсата $30\text{--}90\text{ см}^3/\text{м}^3$. Неуглеводородные компоненты включают гл. обр. азот, диоксид углерода, оксид углерода, водяные пары; кроме того, некоторые Г. п. г. обогащены соединениями серы, гелием, аргоном; встречаются также водород, пары ртути и летучих жирных кислот. Содержание диоксида углерода меняется от долей процента до $10\text{--}15\%$, иногда более (в *Астраханском газоконденсатном месторождении* CO_2 $20\text{--}22\%$). Концентрация азота в Г. п. г. обычно не превышает 10% (часто $2\text{--}3\%$), в газах отдельных нефтегазоносных бассейнов и провинций достигает $30\text{--}50\%$ (в *Волго-Уральской нефтегазоносной провинции*), иногда более; известны месторождения с преим. содержанием азота (Чу-Сарысуйская газоносная область: Амангельдинское месторождение – $80\%\text{ N}_2$ и $16\%\text{ CH}_4$; Учаральское – $99\%\text{ N}_2$). Количество сероводорода обычно не превышает $2\text{--}3\%$; как исключение известны газовые залежи с содержанием сероводорода $15\text{--}20\%$ и более (Астраханское месторождение – 25%). Концентрация гелия в большинстве случаев – сотые и тысячные доли процента, в некоторых месторождениях – до $3\text{--}13\%$ (см. *Газы природные*).

По мнению большинства исследователей, приверженцев органической (биогенной) теории происхождения *нефти* и газа, осн. масса Г. п. г. – продукт катагенетического преобразования рассеянного *органического вещества* в осадочных горных породах, небольшой круг учёных придерживаются неорганической, или абиогенной, гипотезы и образование этих полезных ископаемых считает в осн. результатом синтеза углерода, оксида углерода и водорода в условиях высоких температур и давлений глубинных зон земной коры. Значительное количество метана, диоксида и оксида углерода образуется в приповерхностных условиях (преим. на глубине до 500 м) в результате биохимической переработки органического вещества на стадии *диагенеза* (т. н. микробиальный газ). Добыча биохимического метана велась в Японии из минерализованных подземных вод плиоценовых и плейстоценовых отложений. Обязательным условием формирования промышленных скоплений Г. п. г. является наличие крупных областей длительного погружения земной коры (осадочных бассейнов), в процессе развития которых *нефтегазоматеринские породы* могли достичь зоны с благоприятными термобарическими условиями для генерации газообразных углеводородов. Количество и состав образующихся углеводородных газов зависят от природы и состава рассеянного органического вещества, находящегося (как в рассеянной, так и в концентрированной форме) в зоне катагенеза (см. *Катагенез рассеянного органического*

вещества). Гумусовое органическое вещество генерирует в осн. метан и небольшое количество более тяжёлых углеводородов, сапропелевое – осн. массу нефтяных жидких углеводородов, жирные газы и метан. Для выделения углеводородов в количестве, достаточном для образования залежей, осадочная порода, содержащая рассеянное органическое вещество, должна попасть в определённые термобарические условия. Гумусовое органическое вещество имеет два температурных пика генерации метана: на начальной стадии катагенеза при темп-ре 50–60 °С (протокатагенез) и на завершающей – при темп-ре выше 150–160 °С (поздний мезокатагенез). Сапропелевое органическое вещество главный пик генерации проявляет также в позднем мезокатагенезе (т. н. главная зона газообразования, следующая сразу за главной зоной нефтеобразования). Вначале генерируются жирные газы, затем метан. Образование метана продолжается и при более высоких температурах (св. 200 °С) и давлениях на стадии метаморфизма (путём термич. разложения углистого органического вещества и нефти).

Наблюдается вертикальная зональность распределения Г. п. г. во многих нефтегазоносных бассейнах: на глубине 1,2–2 км газовые залежи представлены в осн. сухим газом (почти чистый метан), на глубине 2–5 км залежи б. ч. газонефтяные и нефтегазовые, содержащие преим. жирные газы, ниже 5–6 км снова распространены залежи чистого метана. Как правило, рассеянное в породах органическое вещество имеет смешанный (гумусовый и сапропелевый) состав. Наиболее высокопродуктивные газоматеринские породы (способные генерировать преим. газообразные углеводороды и отдавать их) – глинистые, алевроито-глинистые и глинисто-алевритовые отложения слабовосстановительных и восстановительных фаций, богатые гумусовым и сапропелево-гумусовым органическим веществом.

Формирование газовых залежей происходит в результате миграции Г. п. г. из материнских толщ коллекторы нефти и газа, аккумуляции их в ловушках нефти и газа и консервации внутри природных резервуаров, ограниченных флюидоупорами (покрышками залежей нефти и газа). Подавляющее число залежей Г. п. г. связано с осадочными породами. Песчаные коллекторы вмещают св. 76% запасов, карбонатные – св. 23%. Глинистыми покрышками экранируется св. 65% запасов, соленосными – св. 34%. Св. 91% запасов сосредоточено в ловушках структурного типа. Совокупность газовых залежей, контролируемых единой геологической структурой, образует газовое месторождение. Св. 90% разведанных запасов Г. п. г. содержатся в чисто газовых или газоконденсатных месторождениях, остальные – в нефтегазовых и газонефтяных. На глубине до 1 км заключено ок. 14% запасов газа, 1–3 км – св. 70%, 3–5 км – ок. 13% и ниже 5 км – св. 1%.

Мировые запасы Г. п. г. около 300 трлн. м³. Лидирующую позицию по количеству запасов занимает Россия (68,9 трлн. м³; ок. 23% мировых запасов), второе место – Иран, запасы которого меньше российских более чем в 2 раза; третья позиция принадлежит Катару (начало 2013).

Таблица 1. Страны с крупнейшими запасами природного горючего газа (2-я половина 2000-х гг.)		
Страна	Доказанные запасы, трлн. м ³	% мировых запасов
Россия	47,5	27,21
Иран	27,6	15,8
Катар	25,8	14,7

Саудовская Аравия	6,8	3,9
ОАЭ	6,1	3,5
США	6	3,4
Нигерия	5,1	2,5
Алжир	4,6	2,6
Венесуэла	4,3	2,5
Ирак	3,2	1,8
Казахстан	2,83	1,6
Туркмения	2,83	1,6
Индонезия	2,8	1,6
Норвегия	2,3	1,3
Китай	2,26	1,3
Малайзия	2,1	1,2
Узбекистан	1,8	1,1
Египет	1,7	0,9
Канада	1,64	0,9
Кувейт	1,56	0,9
Ливия	1,5	0,9
Нидерланды	1,4	0,8
Украина	1,1	0,6
Индия	1,07	0,6
Австралия	0,9	0,5

Всего в мире известно св. 12 тыс. газовых месторождений (в России св. 900), однако ок. половины запасов газа сосредоточено в нескольких десятках уникальных газовых и газоконденсатных месторождений. Крупнейшие в мире – в Катаре и Иране ([Северное – Южный Парс](#)) и России ([Уренгойское месторождение](#)). В России 29 уникальных (с текущими запасами св. 500 млрд. м³) и 81 крупное (75–500 млрд. м³) месторождение свободного газа (начало 2013) (таблица).

Таблица 2. Уникальные месторождения природного горючего газа РФ			
Месторождение	Тип месторождения*	Запасы на начало 2013, млрд. м ³	Доля в запасах РФ, %
Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (бассейн)			
Уренгойское	НГК	6467,8	9,38
Бованенковское	НГК	4918,2	7,13
Ямбургское	НГК	4192,06	6,08
Заполярное	НГК	2609,9	3,79
Харасавэйское	ГК	2031,8	2,95
Крузенштернское	ГК	1674,7	2,43

Южно-Тамбейское	ГК	1296,1	1,88
Северо-Тамбейское	ГК	1124,9	1,63
Южно-Русское	НГК	1075,2	1,56
Ленинградское	ГК	1051,6	1,53
Харампурское	НГК	965	1,4
Песцовое	НГК	872,4	1,27
Русановское	ГК	779	1,13
Салмановское (Утреннее)	НГК	767,1	1,11
Малыгинское	ГК	745,1	1,08
Юрхаровское	НГК	668,8	0,97
Медвежье	НГК	587,9	0,85
Северо-Уренгойское	НГК	576,5	0,84
Тасийское	ГК	565,7	0,82
Каменномысское-море	Г	555	0,81
Береговое	НГК	518	0,75
Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция (бассейн)			
Ковыктинское	ГК	1978,3	2,87
Чаяндинское	НГК	1432,1	2,08
Ангаро-Ленское	ГК	1221,6	1,77
Прикаспийская нефтегазоносная провинция (бассейн)			
Астраханское	ГК	3556,9	5,16
Центральноастраханское	ГК	947,2	1,37
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (бассейн)			
Оренбургское	НГК	759,4	1,1
Баренцево-Северо-Карская нефтегазоносная провинция (бассейн)			
Штокмановское	ГК	3939,4	5,71
Охотская нефтегазоносная провинция (бассейн)			
Южно-Кириновское	ГК	564	0,82
*НГК – нефтегазоконденсатное, ГК – газоконденсатное, Г – газовое.			

Уникальные зарубежные газовые месторождения (запасы, трлн. м³): в Иране – [Пазенан](#) (1,4), [Северный Парс](#) (1,3); Нидерландах – [Гронинген](#) (2,7); Алжире – [Хасси-Рмель](#) (2,6); США – [Панхандл-Хьюгтон](#) (2), а также в Саудовской Аравии – [Гавар](#) (св. 1), Казахстане – Карачаганак, Туркмении – Даулетабад-Донмезское, Норвегии – Тролль.

Б. ч. запасов Г. п. г. РФ заключена в [Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции](#) (бассейне) – в Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областях. В [Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции](#) (бассейне) сосредоточено ок. 10% запасов; в российской части [Прикаспийской нефтегазоносной провинции](#) (бассейне) – ок. 7%; в [Лено-Вилуйской газонефтеносной провинции](#) (бассейне) –

менее 1%. В пределах российской части [Баренцево-Северо-Карской нефтегазоносной провинции](#) (бассейна) и в [Охотской нефтегазоносной провинции](#) (бассейне) установлено ок. 10% российских запасов (на начало 2013).

За рубежом крупнейшие запасы Г. п. г. сконцентрированы в [Северного моря нефтегазоносной области](#), [Мексиканского залива нефтегазоносном бассейне](#), [Персидского залива нефтегазоносном бассейне](#), а также в [Западном Внутреннем нефтегазоносном бассейне](#), [Северного склона Аляски нефтегазоносном бассейне](#), [Западно-Канадском нефтегазоносном бассейне](#), [Северных Арктических нефтегазоносных бассейнах Канады](#) и др.

Добыча Г. п. г. производится в более чем 85 странах и во 2-й половине 2000-х гг. превысила 3600 млрд. м³ в год. По валовой и товарной добыче в первой половине 2010-х гг. лидируют США (687,6 млрд. м³, 2013), за которыми следует РФ (625 млрд. м³, 2012). В России подавляющая часть природного горючего газа (ок. 90%) добывается в Западно-Сибирской провинции (месторождения Заполярное, Уренгойское и Ямбургское обеспечивают ок. половины российской добычи). По объёмам добычи газа в России и мире лидирует [«Газпром»](#). Эта же компания располагает наибольшими мировыми запасами Г. п. г. и является самым крупным в мире поставщиком газа.

Г. п. г. – эффективный энергоноситель (теплота сгорания 34,3 МДж/м³ и выше) и ценное химическое сырьё для производства метанола, формальдегида, уксусной кислоты, ацетона и др. органических соединений. Попутно извлекаемые из Г. п. г. сероводородсодержащие газы используют для получения элементарной [серы](#), гелийсодержащие – для получения [гелия](#).

Литература

Лит.: Бека К., Высоцкий И. В. Геология нефти и газа. М., 1976; Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М., 1982; Справочник по геологии нефти и газа / Под ред. Н. А. Еременко. М., 1984; Геология и геохимия нефти и газа. 2-е изд. М., 2004; ИАЦ «Минерал». Мировая статистика. 2007. Газ. <http://mineral.ru/Facts/stat/124/204/index.html>; Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2012 / Гл. ред. Д. Г. Храмов. М., 2013.