

УДК 553.981

Н.Н. Соловьёв, Л.С. Салина, В.А. Скоробогатов

Основные закономерности размещения и формирования залежей сероводородсодержащего газа

Основные достижения в области изучения процессов образования и накопления сероводорода, а также закономерностей распространения залежей сероводородсодержащего газа приходится на 70–80-е гг. прошлого столетия, когда сера пользовалась высоким спросом на мировых рынках. В последующие годы в связи с большими переменами в мировой политике и межгосударственных финансово-экономических отношениях потребность в сере резко сократилась, и интерес к таким исследованиям упал.

В нефтегазоносных бассейнах мира выявлено около 33 тыс. газосодержащих месторождений углеводородов, из них немногим более 400 содержат сероводородсодержащий газ. На большинстве месторождений концентрация сероводорода изменяется от долей до 1–2 % об., гораздо реже она повышается до 5–10 % об. и в исключительных случаях – до 25 % об. и даже более (таблица).

Различные вопросы геологии и геохимии сероводорода и содержащих его месторождений рассматривались в работах Г.И. Амурского, Л.А. Анисимова, Н.Б. Валитова, И.П. Жабрева, В.С. Гончарова, Э.С. Гончарова, М.С. Гуревича, М.В. Дахновой, А.Л. Козлова, И.Б. Кулибакиной, Э.Е. Лондон, В.Л. Мехтиевой, В.Е. Нарижной, В.Л. Орра, Р.Г. Панкиной, О.А. Радченко, О.И. Серебрякова, В.Г. Толанда, Е.В. Шоу и многих других исследователей. Являясь одним из важнейших компонентов природных газов (и нефтей), сероводород подчиняется основным законам, управляющим

Ключевые слова: сероводородсодержащий газ, залежь, закономерности размещения и формирования залежей.

Keywords: acid gas, deposit, patterns for localization and formation of deposits.

Кислые компоненты в составе природного газа месторождений в основных сероводородсодержащих регионах мира (характерные примеры)

Месторождение	Тип залежи*	Продуктивные отложения (возраст, литология)	Глубина, м	Содержание в газе, % об.	
				H ₂ S	CO ₂
Россия					
(Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (НГБ), Волго-Уральский НГБ, Прикаспийский НГБ)					
Интинское	ГК	Среднекаменноугольные (карбонатные)	2820	0,21	0,6
Кумжинское	ГК	Верхнекаменноугольные (карбонатные)	2190	0,1	0,3
Кедровское	ГК	Нижнекаменноугольные (карбонатные)	2750	3,1	2,2
Беркутовское	Г	Нижнекаменноугольные (карбонатные)	3940	5,0	3,4
Исимовское	ГК	Нижнепермские-каменноугольные (карбонатные)	3070	6,4	2,8
Подгорновское	Г	Среднекаменноугольные (карбонатные)	2050	2,9	2,7
Саратовское	ГН	Среднекаменноугольные (карбонатные)	2300	5,3	3,2
Оренбургское	ГКН	Нижнепермские-среднекаменноугольные (карбонатные)	1700	До 4,93	До 5,4

* Условные обозначения типов залежей нефти и газа по фазовому состоянию приводятся по Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

Продолжение таблицы

Месторождение	Тип залежи	Продуктивные отложения (возраст, литология)	Глубина, м	Содержание в газе, % об.	
				H ₂ S	CO ₂
Россия – Казахстан (Прикаспийский НГБ)					
Астраханское	ГК	Среднекаменноугольные (карбонатные)	3880	До 25	13,85–14,49
Карачаганак	НГК	Нижнепермские-девонские (карбонатные)	3650	До 4	До 7
Центральная Азия (Каракумский НГБ)					
<i>Узбекистан</i>					
Уртабулак	НГК	Верхнеюрские (карбонатные)	2180	5,0	5,2
Денгизкуль-Хаузак	ГК	Верхнеюрские (карбонатные)	2310	4,25	4,3
<i>Туркменистан</i>					
Самантепе	ГК	Верхнеюрские (карбонатные)	2300	2,9	4,6
Метеджан	ГК	Верхнеюрские (карбонатные)	2660	3,8	4,8
Даулетабад-Донмез	ГК	Нижнемеловые (терригенные)	2500	0–1,3	1,4–3,1
Зона нефтегазоаккумуляции Галкыныш (Минара, Юж. Иолотань, Осман, Шаба-Сан, Зап. Яндаклы, Джуджи и др.)	ГК	Верхнеюрские (карбонатные)	3900	5–6	4–5
Яшлар	Г	Верхнеюрские (карбонатные)	4400	1,5	7,0
<i>Иран</i>					
Хангирен	Г	Верхнеюрские (карбонатные)	3100	> 1,5	6,0
<i>Афганистан</i>					
Етым-Таг	Г	Верхнеюрские (карбонатные)	1790	3,6	> 6,0
Ходжа-Гугердаг	Г	Верхнеюрские (карбонатные)	2060	3,2	7,5
Джар-Кудук	Г	Нижнемеловые (терригенные)	1700	0,02	4,5
		Верхнеюрские (карбонатные)	2190	1,0	7,5
Джума-Башикурд	Г	Верхнеюрские (карбонатные)	3300	0,6	7,5
Джангали-Колон	Г	Верхнеюрские (карбонатные)	4050	> 1,0	До 10
Западная Европа (Аквитанский НГБ, Центрально-Европейский НГБ)					
<i>Франция</i>					
Лак	ГК	Нижнемеловые (карбонатные)	3300	До 17	До 9
<i>Германия</i>					
Баренбург	Г	Нижнепермские (карбонатные)	2300	12,4	8,0
Ближний Восток (Арабо-Персидский НГБ)					
<i>Катар – Иран</i>					
Северное/Южный Парс	НГ	Пермотриасовые (карбонатные)	2400	0,2–6,6	0,5–7,1

Окончание таблицы

Месторождение	Тип залежи	Продуктивные отложения (возраст, литология)	Глубина, м	Содержание в газе, % об.	
				H ₂ S	CO ₂
Канада – США (Западно-Канадский НГБ)					
Эдсон	Г	Нижнекаменноугольные (карбонатные)	2600	2,1	5,0
Хармагтан-Элктон	Г	Нижнекаменноугольные (карбонатные)	2970	0,3	4,9
Вайдкет-Хилс	Г	Нижнекаменноугольные (карбонатные)	3000	0,5	6,2
Саванна-Крик	Г	Нижнекаменноугольные (карбонатные)	2500	7,4	0,5
Ватертон	Г	Верхнедевонские (карбонатные)	3700	19,24	4,66
Кроссфилд	Г	Нижнекаменноугольные (карбонатные)	2300	0,3	4,9
		Верхнедевонские (карбонатные)	2730	24,4	10,1
Китай (Сычуаньский НГБ)					
Лунган, Пугуан, Дайти и др.	Г	Верхнепротерозойские-палеозойские (карбонатные)	5000–6500	10–20	6,0–9,0

их поведением в недрах. Высокие химическая активность и растворимость сероводорода в жидких пластовых флюидах, существенно возрастающие с глубиной, значительно сужают круг геолого-геохимических условий, обеспечивающих его образование, сохранность и накопление в промышленных масштабах.

В обобщенном виде закономерности размещения и условия формирования залежей сероводородсодержащего газа можно охарактеризовать следующим образом.

1. Подавляющее большинство месторождений (залежей) сероводородсодержащего газа связано с осадочными бассейнами с мощными карбонатно-эвапоритовыми комплексами. Основные запасы сероводородсодержащего газа разведаны в сульфатно-карбонатных породах девона, карбона, перми и юры. Гораздо реже – с более древними (например, синийскими в Китае) или молодыми отложениями. Залежи высокосернистого газа, как правило, тяготеют к зонам с достаточно высоким уровнем катагенеза [1].

2. Сероводород, входящий в состав углеводородных газовых смесей, образующих разномасштабные залежи (месторождения), может являться продуктом различных процессов, реализующихся в широком диапазоне геохимических обстановок – от зон господства биохимических реакций до зон апокатагенеза. Однако это не означает, что все они в равной мере

ответственны за его накопление в промышленных масштабах. Высокая геохимическая активность сероводорода и, как следствие, его огромные естественные потери на растворение в подземной гидросфере и взаимодействие с оксидами металлов предъявляют весьма жесткие требования к масштабам его образования [2].

3. Процессы, сопровождающиеся образованием сероводорода, делятся на две принципиально различные группы: биохимическую (сульфатно-биохимический) и термохимическую (сераорганически-термохимический, серно-термохимический и сульфатно-термохимический), масштабы и термодинамические условия природной реализации которых неодинаковы [3–5].

Биохимические процессы, господствующие в диагенезе и начальном протокатагенезе, практически полностью затухают на рубеже прото- и мезокатагенеза. Кроме того, из-за токсичности сероводорода десульфидирующая микрофлора начинает погибать уже при концентрациях сероводорода, не превышающих десятых или даже сотых долей процента.

Сераорганически-термохимические процессы достигают максимума на рубеже позднего прото- и раннего мезокатагенеза, интенсивность которых резко падает из-за истощения в геологической среде нестабильных сернистых соединений в составе органического вещества (ОВ) и нефтей.

Возможность генерации серно-термохимического сероводорода термодинамически не запрещена. Однако фактически установленные условия разномасштабного серного оруденения и распространения сероводорода свидетельствуют о том, что гораздо чаще именно сероводородсодержащие флюиды являются источником серы по периферии НГБ.

Термодинамические расчеты, экспериментальные оценки и анализ соотношений изотопов серы сероводорода показывают, что активизация сульфатно-термохимических процессов происходит в позднем мезокатагенезе, а в раннем апокатагенезе их интенсивность приближается к максимуму.

Исходя из сказанного вертикальную зональность в образовании сероводорода можно аппроксимировать двумя разобщенными и неравнозначными по масштабу максимумами. Верхний – до глубин порядка 2–2,5 км – связан в основном с биохимическими и сераорганически-термохимическими процессами, а нижний – на глубинах более 4–4,5 км – преимущественно с сульфатно-термохимическим процессом. Из-за высоких масштабов естественных потерь сероводорода в среде как образования, так и последующего накопления первичная генетическая зональность значительно деформируется за счет преимущественного выведения из состава газа сероводорода, образовавшегося на ранних этапах литогенеза. Поэтому собственно крупномасштабное накопление сероводорода может быть обеспечено главным образом только тем из охарактеризованных процессов, который отвечает следующим условиям:

- объем исходных продуктов, участвующих в образовании сероводорода, должен быть практически неисчерпаем;
- масштабы генерации сероводорода должны многократно превышать объем его накопления в залежах углеводородов (УВ);
- интенсивность процесса генерации сероводорода должна возрастать с глубиной (ростом температуры).

4. Обозначенные в предыдущих пунктах условия выполняются наиболее вероятно в процессе, обеспечивающем химическое взаимодействие сульфатов (как донора серы) и ОВ (или) УВ (как донора водорода), определяемом как сульфатно-термохимический. Его признание в качестве основного источника накопления сероводорода хорошо объясняет

установленные региональные закономерности размещения залежей сероводородсодержащего (особенно высокосернистого) газа. Важное значение абиогенной редукции сульфатов при формировании регионально сероводородсодержащих комплексов, в первую очередь залежей высокосернистого газа, подтверждается данными изотопных исследований серы сероводорода и сульфатов вмещающих пород [6, 7].

Широкому распространению и признанию этого механизма образования и промышленного накопления сероводорода препятствует весьма слабое экспериментальное обеспечение применительно к термодинамическим условиям, существующим в НГБ. Однако сейчас уже ясно, что учет только температуры (как и статического давления) далеко не полностью имитирует термодинамическую (а точнее, тектонодинамическую) обстановку в зонах массовой генерации природного газа (и сероводорода в том числе).

Сульфатно-карбонатные комплексы крупнейших сероводородсодержащих бассейнов распространяются (и погружаются) в пределы тектонически активных (предгорных) окраин плит [4, 8]. Как правило, к ним же тяготеют крупнейшие зоны сероводородонакопления. По мнению авторов статьи, именно в тектонически активных зонах наиболее реально формирование очагов тектонодинамической активации процессов абиогенной редукции сульфатов. В тектонически активных зонах НГБ при периодичном наложении переменных физикомеханических полей функционируют негидростатические термодинамические системы. В таких системах химическая активность веществ в значительной мере зависит от флуктуаций их напряженного состояния, а внутренняя энергия деформирующихся тел существенно влияет на тепловой эффект химических превращений, снижая энергию активации [9]. При таких условиях система, включающая растворенные сульфаты, сероводород (любого генеза – сохранившийся от предшествующих этапов), водород (результат конверсии метана), УВ и ОВ, из стабильной может трансформироваться в химически мобильную. Иначе говоря, возникновение местных или локальных очагов активации химических процессов в массивах с фоновыми для зон нефтегазообразования термодинамическими характеристиками может обусловить начало, а затем и интенсивное течение реакции абиогенного восстановления сульфатов [10].

Сероводород, менее масштабно образующийся при реализации других процессов, в основном расходуется на взаимодействие с оксидами металлов (чаще железа) и растворение в пластовых флюидах и в лучшем случае участвует в формировании залежей малосернистого газа (концентрация H_2S – не более 0,3 % об.).

5. В отличие от вертикальной зональности в распределении залежей углеводородов, нередко определяющейся преимущественно генетическими факторами, вертикальная зональность в распределении газа с разной концентрацией сероводорода не поддается детерминированной оценке, поскольку зависит не только, а нередко и не столько от генетических, но в значительной мере от вторичных факторов, ведущих к большим его потерям в процессе миграции и аккумуляции. Поэтому оценка масштабов проявления и наиболее вероятных геолого-геохимических условий реализации процессов, сопровождающихся образованием сероводорода, невозможна без учета факторов, определяющих его разномасштабные потери при формировании залежей сероводородсодержащего газа.

Крупномасштабное накопление и широкое распространение сероводорода и содержащих его природных газов связано главным образом с областями формирования мощных карбонатно-эвапоритовых комплексов регионального значения: верхнеюрского – в Центральной Азии и на юго-западе Франции; верхнепалеозойского – в Прикаспии России и Казахстана, на Ближнем Востоке, в Германии, на востоке и юго-востоке европейской части России; девонского – в Западной Канаде; верхнепротерозойского и палеозойского – в Китае (Сычуаньский НГБ) и др.

6. По количеству и разнообразию открытых залежей сероводородсодержащего газа явно выделяется Каракумский преимущественно газоносный бассейн. В Амударьинской синеклизе Каракумского бассейна и на сопредельной территории (Предкопетдагский прогиб, юго-западные отроги Гиссарского хребта и др.) выявлено более ста залежей сероводородсодержащего газа, в которых концентрация сероводорода изменяется от долей до 5–6 % об. Поэтому эта территория является наиболее представительной для анализа закономерностей размещения и формирования залежей сероводородсодержащего газа в отдельно взятом регионе. В отличие от большинства других регионов, где залежи сероводородсодержащего газа имеют подчиненное значение и встречаются

спорадически, Каракумский характеризуется их массовым распространением.

Главенствующую роль в пространственной локализации преимущественно газовых скоплений в Каракумском бассейне и на сопредельных территориях все исследователи отводят верхнеюрской соляно-ангидритовой толще. В ее ареале подавляющее большинство залежей газа связано с подстилающим сульфатно-карбонатным комплексом келловей-оксфорда, почти все залежи в котором представлены сероводородсодержащим газом.

За солевым ареалом стратиграфический этаж нефтегазоносности расширяется, и залежи преимущественно бессернистого газа встречаются в меловых терригенных отложениях. В юго-западной части солевого ареала, где мощность соляно-ангидритовой толщи постепенно сокращается и, выклиниваясь, толща погружается в глубокий Предкопетдагский прогиб, сформировались залежи бессернистого газа в надсолевом шатлыкском красноцветном терригенном горизонте (неоком).

Ранее [11–13] была рассмотрена возможность использовать соотношение кислых ком-

понентов $\left(\frac{CO_2}{CO_2 + H_2S} = K \right)$ в свободном газе

для прогнозирования концентрации сероводорода на рассматриваемой территории. При этом исходили из следующего:

- свободный газ залежей верхнеюрского карбонатного комплекса характеризуется широким диапазоном колебаний кислых компонентов, однако газ с высоким содержанием сероводорода, как правило, отличается и высоким (обычно соизмеримым) содержанием диоксида углерода. При этом величина соотношения концентраций кислых компонентов (K) в газе этих залежей стремится к значению 0,5;

- свободный газ, генетически связанный с подстилающими ниже-среднеюрскими терригенными отложениями, изначально бессернистый и характеризуется низким содержанием диоксида углерода (как правило, менее 1 % об.). В этом случае $K = 1$;

- свободный газ, утративший сероводород при взаимодействии с оксидами металлов в ходе миграции, например, в терригенный коллектор, отличается повышенным содержанием диоксида углерода. В этом случае K стремится к значению 1;

• сероводородсодержащий газ, мигрировавший в вышележащие красноцветные песчаники неокома, при незначительных масштабах субвертикального перетока полностью теряет сероводород, а при исчерпании ресурсов оксидов железа прекращает обессерниваться. Такой газ, т.е. потерявший сероводород в процессе миграции, отличается повышенным содержанием диоксида углерода, а $K \leq 1$.

Анализ особенностей размещения залежей газа с разной концентрацией сероводорода обнаруживает зависимость уровня последней от литолого-фациальных особенностей вмещающих пород (рисунок). Во внутренних зонах солевого ареала распространены карбонатные породы морского генезиса, почти лишенные примесей терригенного (глинистого) материала. В этих зонах выявлены практически все скопления высокосернистых газов. Во внешних зонах солевого ареала и за его пределами количество терригенных примесей в келловей-оксфордской толще постепенно увеличивается в основном за счет песчаных разностей, местами достигая 50–70 %. В залежах газа, выявленных на этой территории, содержание сероводорода обычно не превышает 0,3–0,5 % об. (чаще составляет до 0,1 % об.), редко увеличиваясь

до 1,0–1,5 % об. На внешних окраинах Амударьинской синеклизы – в зоне отсутствия соляно-ангидритовых отложений – в разновозрастных отложениях распространены преимущественно залежи бессернистого газа.

Элементы «литолого-фациального контроля» газа с разной концентрацией сероводорода проявляются и во многих других регионах. Например, в Германии (Центрально-европейский бассейн) залежи сероводородсодержащих газов связаны в основном с водорослевыми кавернозными известняками [14]. В Западной Канаде залежи высокосернистого газа приурочены преимущественно к биогермным массивам, с которыми, по мнению Б. Хитчона [15], связаны древние пути его миграции. В Западно-Канадском бассейне наблюдается увеличение концентрации сероводорода с приближением к его внутренним зонам.

Явная тенденция к снижению концентрации сероводорода к периферии нефтегазоносных бассейнов указывает на его потери при миграции газа, особенно по терригенно-карбонатным и карбонатно-терригенным породам, накапливавшимся в окислительной обстановке и обогащенным оксидами железа. Вероятной причиной резких колебаний концентрации

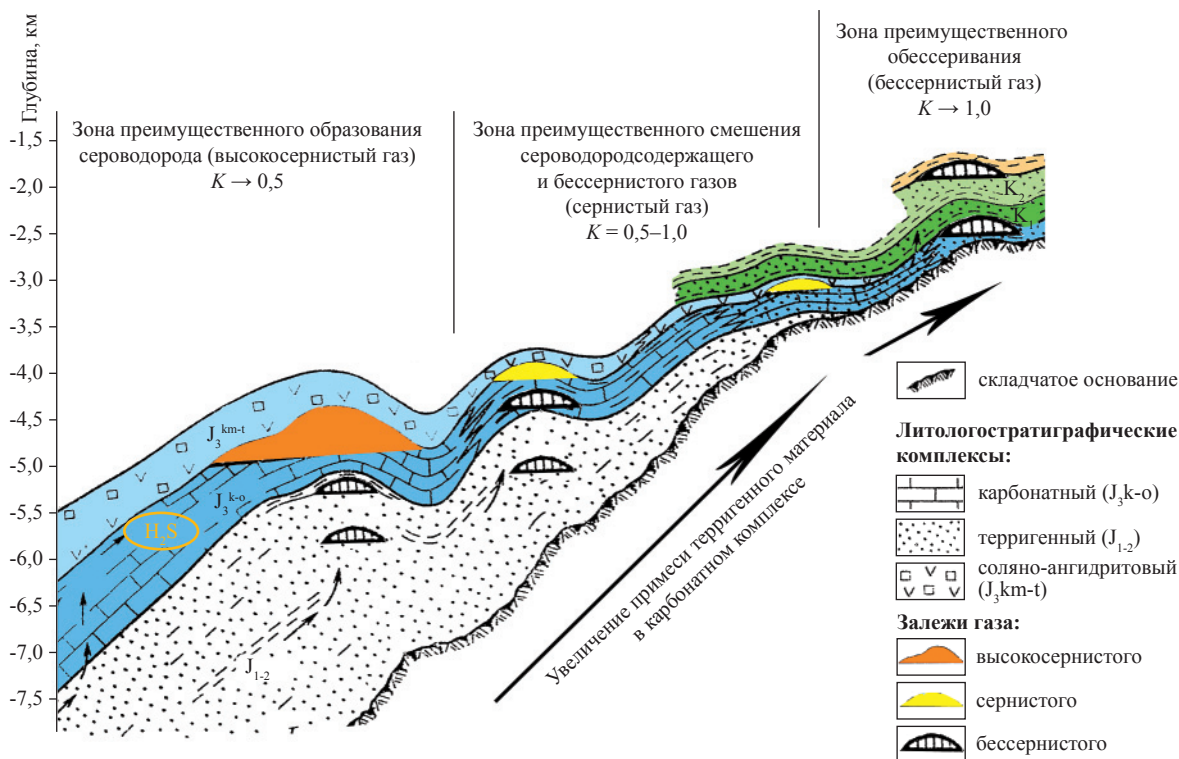


Схема размещения и формирования залежей сероводородсодержащих и бессернистых газов в мезозойских отложениях Каракумского НГБ

сероводорода в залежах, находящихся в породах сходного литолого-фациального облика, является неодинаковая степень «промытости» природного резервуара сероводородом ранних генераций (биохимическим, сераорганическим) как в современных, так и в палеоструктурных условиях. Этот процесс может привести к полной потере природных поглотителей сероводорода, что создает благоприятные условия для накопления в дальнейшем высокосернистого газа. Если же в ловушку впоследствии будет затруднен доступ сероводорода поздней (высокотемпературной) генерации, контролируемая ею залежь будет содержать малосернистый или даже бессернистый газ. Пониженной концентрацией сероводорода будут характеризоваться и залежи в ловушках, которые на предшествующих этапах не заполнялись сероводородсодержащим газом ранних генераций.

Особого внимания заслуживает оценка условий формирования залежей сероводородсодержащего газа в терригенных отложениях неокома юго-восточных районов Туранской плиты. Присутствие H_2S установлено лишь на 8 из более чем 50 скоплений газа, выявленных в этом комплексе.

Показательны результаты сравнительного анализа особенностей распространения кислых компонентов на ряде месторождений, где сероводородное заражение происходило в процессе естественного формирования (Донмез, Джар-Кудук), при интенсивных аварийных перетоках (Етым-Таг) и перетоках при эксплуатации за счет роста перепада пластовых давлений между разрабатываемой (бессернистый газ) и законсервированной (сероводородсодержащий газ) залежами (Учкыр). Во всех случаях установлены идентичные условия накопления сероводорода в терригенных коллекторах. Следовательно, формирование залежей сероводородсодержащего газа в терригенных коллекторах является результатом разгрузки высокосернистого газа из подстилающих сульфатно-карбонатных отложений. Сохранность сероводорода в терригенных породах обеспечивается в тех случаях, когда они теряют содержащиеся в них оксиды металлов. Особенно ярко это проявляется на Даулетабад-Донмезском месторождении, где единый продуктивный горизонт в зоне сероводородсодержащего газа обогащен сульфидами железа, а в зоне бессернистого газа – преимущественно оксидами железа.

Даулетабад-Донмезское месторождение является одним из наиболее показательных примеров накопления сероводородсодержащего газа в геохимически чуждой среде. Здесь продуктивны изначально красноцветные готеривские песчаники шатлыкского горизонта [16]. Характерной особенностью состава пластового газа является закономерное снижение концентрации сероводорода по мере погружения моноклинально залегающего продуктивного пласта с юго-востока на запад-северо-запад от 1,3–1,5 % до исчезающе малых значений. Важно подчеркнуть, что на северо-западе, в зоне распространения бессернистого газа, вмещающие породы представлены красно-бурыми, а на юго-востоке, в зоне распространения сероводородсодержащего газа, т.е. в зоне субвертикальной разгрузки высокосернистых флюидов, – вторично сероцветными песчаниками.

Наибольшие запасы сероводородсодержащего газа разведаны на Ближнем Востоке, где их основная часть связана с крупнейшим в мире месторождением Северное/Южный Парс (28 трлн m^3). Залежи газа приурочены к морским карбонатным образованиям пермотриаса, на которых концентрация сероводорода меняется в пределах 0,2–6,6 % об.

В первом десятилетии текущего столетия наиболее интересные результаты в области прогнозирования и поиска месторождений сероводородсодержащего газа получены в Юго-Западном Китае (Сычуаньский бассейн) и Восточном Туркменистане (Каракумский мегабассейн). В Сычуаньском бассейне на глубинах до 6,5–7,2 км в палеозойских и синийских морских карбонатных отложениях открыто несколько крупных месторождений высокосернистого (H_2S до 10–20 % об.) газа (Лунган, Пугуан, Дайти и др.), суммарные запасы которых могут превышать 1,5 трлн m^3 .

Интерес к новым открытиям в южных районах Восточного Туркменистана в значительной мере подогревается высокой степенью неопределенности в оценке ресурсов (или запасов) газа группы месторождений Галкыныш. По официальным туркменским данным со ссылкой на результаты проведенного в 2011 г. британской компанией GCA Ltd второго этапа аудита ресурсов, геологические запасы оцениваются в 26,2 трлн m^3 . Примечательно, что при этом на 19-й Международной конференции «Нефть и газ Туркменистана» озвучены суммарные запасы природного газа в стране в объеме

15–20 трлн м³. Достоверность представленной величины запасов Галкыныша, которое описывается, с одной стороны, как единое месторождение, а с другой – как группа месторождений (Южный Иолотань-Осман, Минара, Яшлар и ряд других площадей), т.е. как зона газонакопления, оценить практически невозможно. За все время обсуждения результатов аудита запасов газа в доступных источниках информации не приводилось значений подсчетных параметров.

О строении и величине группы месторождений Галкыныш в юго-восточной части Туркменистана, открытых после возобновления в 2004–2005 гг. глубокого бурения на Южно-Иолотанской площади крайне мало достоверной информации. Еще в 70-х годах прошлого столетия она была выведена из бурения после получения притока воды из подсолевых верхнеюрских отложений в поисковой скв. 3 (Южная Иолотань открыта в ноябре 2006 г.). В различных неофициальных источниках встречаются заведомо нереальные особенности геологического строения зоны Галкыныш, которые могли бы служить основой выбора подсчетных параметров:

1) мощность подсолевой сульфатно-карбонатной толщи оценивается в 1200 м, хотя ни в одной из скважин, вскрывших подстилающие отложения средней юры в пределах Амударьинской синеклизы, она не превышает 600 м;

2) залежь газа считается массивной, а площадь газоносности включает все сопредельные локальные структуры, что не согласуется со структурно-морфологическими особенностями подсолевого ложа;

3) фильтрационно-емкостные свойства пород лишь локально распространенных включений, представленных биогермными обра-

зованиями, распространяются на весь разрез сульфатно-карбонатной толщи юры;

4) газонасыщенная толщина продуктивного горизонта считается равной общей, что не позволяет обосновывать геометризацию единой газовой залежи.

В связи с этим обращают внимание результаты сравнительного анализа плотности запасов крупнейших месторождений [17], свидетельствующие о явно завышенной оценке запасов этого месторождения.

Выполненный обзор особенностей размещения и формирования залежей сероводородсодержащего газа позволяет сделать следующие выводы.

1. Практически все залежи сероводородсодержащего газа выявлены в галогенно-карбонатных образованиях коллизионно-платформенных и (или) рифтогенных бассейнов с мощным осадочным выполнением.

2. Формирование месторождений (залежей) высокосернистого газа становится более вероятным, если реализации сульфатно-термохимических процессов предшествовали сульфатно-биохимические и сераорганически-термохимические процессы.

3. Высокая степень изменчивости концентрации сероводорода как на региональном, так и на зонально-локальном уровнях в значительной степени обеспечивалась конкуренцией генетических и деструктивных факторов. При минимальном проявлении деструктивных факторов концентрации сероводорода и диоксида углерода бывают соизмеримы ($K \rightarrow 0,5$). При их же значительном влиянии концентрация диоксида углерода значительно превышает концентрацию сероводорода ($K \rightarrow 1$).

Список литературы

1. Скоробогатов В.А. Глобальные закономерности распространения, формирования залежей и ресурсы сероводородсодержащего газа / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв // Тез. докл. Междунар. конф. «Мировой опыт и перспективы освоения сероводородсодержащих месторождений углеводородов». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 28.
2. Амурский Г.И. Основные факторы, лимитирующие промышленное накопление сероводорода в природных газах / Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьёв // Геология природного газа. Полезные компоненты природных газов – условия формирования и ресурсы. – М.: ВНИИГАЗ, 1979. – С. 72–78.

3. Амурский Г.И. Происхождение сероводородосодержащих природных газов нефтегазовых бассейнов / Г.И. Амурский, Э.С. Гончаров, И.П. Жабрев и др. // Советская геология. – 1977. – № 5. – С. 56–68.
4. Амурский Г.И. Некоторые особенности образования и накопления сероводорода в природном газе / Г.И. Амурский, Я.А. Берето, Э.С. Гончаров и др. // Основные проблемы развития сырьевой базы газовой промышленности СССР. – М.: ВНИИГАЗ, 1981. – С. 60–68.
5. Амурский Г.И. Вертикальная зональность в образовании и аккумуляции сероводорода / Г.И. Амурский, И.Б. Кулибакина, Н.Н. Соловьёв // Геология нефти и газа. – 1984. – № 1. – С. 47–51.
6. Гаврилов Е.Я. О происхождении сероводорода по данным изотопного состава серы / Е.Я. Гаврилов, Г.И. Теплинский, М.Г. Осипова // Геология природного газа. Полезные компоненты природных газов – условия формирования и ресурсы. – М.: ВНИИГАЗ, 1979. – С. 79–86.
7. Панкина Р.Г. Происхождение H_2S и CO_2 в углеводородных скоплениях / Р.Г. Панкина, В.Л. Мехтиева // Геология нефти и газа. – 1981. – № 12. – С. 44–48.
8. Амурский Г.И. Роль горизонтального сжатия при газогенерации и газонакоплении / Г.И. Амурский, Я.А. Берето // Геология нефти и газа. – 1980. – № 8. – С. 22–26.
9. Трускиновский Л.М. Химические равновесия в негидростатических системах / Л.М. Трускиновский, О.Л. Кусков // Геохимия. – 1982. – № 12. – С. 1798–1812.
10. Амурский Г.И. Происхождение сероводорода и формирование месторождений сероводородсодержащих газов / Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьёв // Закономерности размещения углеводородных газов и сопутствующих им компонентов. – М.: Наука, 1987. – С. 24–31.
11. Амурский Г.И. Локальный прогноз содержания сероводорода по изменению соотношения кислых компонентов природного газа на примере Амударьинского бассейна / Г.И. Амурский, Л.С. Салина, Н.Н. Соловьёв // Пути повышения достоверности локального прогноза нефтегазоносности по комплексам геохимической информации: тез. докл. Всесоюз. геохимического совещания Мингео, Миннефтепрома, Мингазпрома, Минвуза и АН СССР 16–18 июня 1987 г. – Саратов, 1987. – С. 49–50.
12. Амурский Г.И. Модели сероводородного заражения газовых месторождений (на примере Средней Азии): обз. инф. / Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьёв, Л.С. Салина. – М.: ВНИИЭГазпром, 1991. – 48 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
13. Салина Л.С. Соотношение кислых компонентов природного газа как индикатор зон межпластовых перетоков при формировании месторождений и освоении залежей сероводородсодержащих газов / Л.С. Салина, Н.Н. Соловьёв // Тез. докл. Междунар. конф. «Мировой опыт и перспективы освоения сероводородсодержащих месторождений углеводородов». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 77.
14. King R.E. Petroleum exploration and production in Europe in 1969 // Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol. – 1970. – V. 54 – № 8. – P. 1407–1457.
15. Hitchon B. Geochemistry of natural gas in Western Canada // Natural gas of North America. – Am. Assoc. Petrol. Geol. – Mem. 9. – V. 11. – P. 1995–2025.
16. Амурский Г.И. Сероводород Даулетабад-Донмезского месторождения: особенности распространения / Г.И. Амурский, И.П. Жабрев, Г.А. Зотов и др. // Газовая промышленность. – 1982. – № 11. – С. 16–17.
17. Туркмения: Газовое месторождение Галкыныш. – <http://iv-g.livejournal.com/943969.html> (18.11.2014).