

Наиболее высокие отметки залегания поверхности соли в куполах (абс. отметка – 386 м, по данным сейсморазведки) фиксируют конседиментационный рост куполов в мезозое по наличию мульды проседания, сокращению толщины юрских и нижнемеловых отложений.

Глубина залегания соли в сводах сложнопостроенных узких гряд, сложенных куполами, сокращается до 400 м, в мульдах – до 2700–3200 м. Время и интенсивность проявления соляного тектогенеза фиксируются возрастом компенсирующих отложений. Повсеместно развиты отложения нижнего триаса, в отдельных мульдах резко увеличены толщины юрских, нижне- и верхнемеловых пород. В центральной части свода (скважины 26, 97, 101) резко увеличена толщина палеогеновых отложений. Аномальные явления отмечены в скважинах 13, 25 и 1 Астраханских, где зафиксированы сульфатно-карбонатные разрезы верхнепермского возраста с прослоями переотложенной соли толщиной до нескольких десятков метров.

Библиографический список

1. *Серебряков А. О.* Геологические, географические, гидрогеологические и геохимические особенности распределения кислых компонентов нефтей и газов в экzogональных солеродных впадинах мира и инженерно-геологические условия утилизации продуктов их переработки / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2005. – 265 с.
2. *Серебряков О. И.* Экологическая геология / О. И. Серебряков, В. В. Ларцев, В. И. Попков, А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 254 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СЕРОВОДОРОДА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Ю.И. Ахмедова, аспирант;

А.О. Серебряков, профессор;

А.Г. Тырков, декан химического факультета

Астраханский государственный университет,

тел.: 8(8512) 44-00-95, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Рецензент: Мурзагалиев Д.М.

Исследован сероводород, выявленный в пластовых условиях многих углеводородных систем. Изучены условия формирования сероводорода в газовой и жидкой фазе. Установлены масштабы и направления пути внутримолекулярных преобразований сероводорода.

Hydrogen polysulfide found under layer conditions of many hydrocarbon systems has been investigated. Conditions of formation of hydrogen polysulfide in gas and liquid phase in the various environments have also been investigated. Ways of intramolecular transformations of hydrogen polysulfide have been established.

Ключевые слова: сероводород, термодинамические параметры, адсорбция, внутримолекулярные превращения, конденсация.

Key words: hydrogen polysulfide, thermodynamic parameters, adsorption, intramolecular transformations, condensation.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция охватывает территорию одной из крупнейших низменностей мира. Она соответствует глубокой впадине – мегасинеклизе, занимающей юго-восточную, наиболее погруженную часть Русской платформы. В пределах мегасинеклизы выделяют пять нефтегазоносных областей. Оренбургское газоконденсатное месторождение расположено вблизи Оренбурга. В разрезе месторождения выделяются каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые, неогеновые и четвертичные образования, залегающие на породах нижнего палеозоя (ордовик – силур) [5]. Месторождение приурочено к Оренбургскому валу широтного простирания. Основные запасы газа относятся к толще карбонатных пород среднекаменноугольно-нижнепермского возраста (от каширского горизонта до кровли артинского яруса). Небольшая залежь установлена в филлиповском горизонте перми. Залежи расположены на глубине 1330–1380 м. Обе газовые залежи содержат нефтяные оторочки. В составе газа отмечается содержание сероводорода до 4,93 %.

Тенгизское месторождение расположено в южной части Прикаспийской впадины на северо-восточном побережье Каспийского моря. Представляет собой одну из нескольких крупных карбонатных построек, расположенных на различной глубине по краю древнего бассейна [6]. Другие нефтегазовые месторождения в этом регионе – Карачаганакское и Оренбургское газовые месторождения, расположенные в северной части бассейна, и Астраханское месторождение – в его юго-западной части. Тенгизский коллектор образовался в девонский и каменноугольный периоды в процессе длительного накопления осадочных отложений, состоящих из кальцитовых остатков скелетных организмов и ила в седиментационном пространстве, которое возникло в результате проседания морского дна, эвстатических колебаний уровня моря и более частых повышений и понижений уровня воды в море. В извлекаемых ресурсах присутствуют кислые компоненты, которые, несмотря на глубокую очистку, все же попадают в товарную продукцию. Поэтому в процессе дегазации серы по технологии GAA D'GAASS, используемой на предприятии «Тенгизшевройл», из жидкой серы удаляются сероводород и сульфаны. Дегазация выполняется в вертикальном аппарате, в котором недегазированная сера вступает в контакт со сжатым технологическим воздухом. Дегазация серы, которая может содержать до 700 ppm сероводорода, проводится до остаточной концентрации H_2S 10 ppm.

Существуют геохимические закономерности распределения кислых компонентов и их взаимосвязь с другими составляющими углеводородной залежи. Во всех природных газах присутствует CO_2 , содержание которого может достигать более 10 %. В газах, в которых отсутствует сероводород, содержание углекислого газа, как правило, не превышает 1 %. Несмотря на значительные колебания концентраций в пределах каждой залежи, их соотношения отражают определенные геохимические взаимосвязи. С увеличением концентраций H_2S в составе газовых смесей возрастает его относительное содержание в сумме кислых компонентов. Таким образом, в области концентраций сероводорода менее 0,03 % относительное его содержание в составе кислых фракций составляет не более $1 \div 5$ %. При содержании сероводорода более 0,1 % отмечена степень обогащения кислых фракций H_2S на уровне 10 %. При концентрации сероводорода более 0,4 % в составе кислых компонентов на долю H_2S приходится до 20 % [7]. На Астраханском месторождении при суммар-

ном содержании кислых газов 45 % в среднем на сероводород приходится до 25 %, то есть обогащенность составляет 55 %. Установлена закономерность распределения серы по фракциям конденсатов сероводородоносных регионов: основная масса серы сосредоточена в их высокотемпературных фракциях.

Исследования распределения в массивах горных пород осадочного чехла Земли кислых компонентов в природных газах и газоконденсатных системах подтвердили приверженность таких явлений к структурно-тектоническим элементам, которые развиты на внешних углах платформ [3]. Такие структурно-тектонические элементы получили название экзогональных впадин. В подобных регионах отмечается синергетическое сопутствие сернистых соединений, углерода и нефтегазопоявлений. Таким образом, в геохимии углеводородов и горных пород существует общепринятое представление о синергетическом перагенезе соединений углерода и серы с нефтями и природными газами. Нефтегазоносные бассейны, в пределах которых существуют промышленные скопления кислых компонентов (сероводорода и углекислого газа), географически известны в различных частях земного шара. Крупнейшими из них являются Примексиканский, Западно-Канадский, Аквитанский регионы [2]. Подтверждена сероводоносность Североморского, Волго-Уральского и Каракумского бассейнов. За последние годы к ним присоединены Прикаспийская и Печорская впадины. В тектоническом плане Астраханская карбонатная платформа Прикаспийской синеклизы тесно связана с геодинамической историей региона как континентальной окраины Восточно-Европейской платформы. К карбонатным платформам Прикаспийской синеклизы относятся крупные изометричные или продольные структуры, выраженные в рельефе фундамента или имеющие инверсионное происхождение. Карбонатные платформы располагаются по периферии впадины и образуют две дуги – северо-западную Волгоградско-Оренбургскую и юго-восточную Астраханско-Актюбинскую [4]. С этими структурами связаны крупные месторождения нефти и газа: Астраханское, Тенгизское, Жанажольское, Карачаганакское. Одной из особенностей Астраханского газоконденсатного месторождения является содержание в газовой фазе конденсата. При дегазации 1 м³ конденсата выделяется 67,2 м³ H₂S и 6,7 м³ CO₂. Содержание сероводорода в пластовой смеси изменяется в пределах 21,7 ÷ 24,4 %. Содержание сероводорода в газе сепарации колеблется в пределах 21 ÷ 27 %. Основные значения сероводорода 22 ÷ 22,5 % получены в центральной, северной и восточной частях месторождения.

Во многих геохимических процессах образования и превращения сернистых соединений основную роль играет сероводород. Геохимия сероводорода тесно связана с геохимией нефти и газа. Систематическое изучение распространения и форм нахождения сероводорода в природе началось в конце XVIII – начале XIX в. Описание выходов сероводорода при вулканических извержениях и в водах источников присутствует в работах выдающихся исследователей XIX в. – А. Гумбольта, Ж. Бусенго, Ж. Эли-де Бомона, Ш. Сент-Клер Девиля. С прогрессивным развитием бурения артезианских скважин выявлено широкое распространение сероводородных вод в пределах артезианских бассейнов, а с развитием поисков и разведки на нефть и газ отмечено распространение сероводородных вод в нефтегазоносных районах США, Канады, Италии, Румынии и на наших Кавказских месторождениях [1]. Несмотря на существование сероводорода в земной коре, его изменения являются одни-

ми из наиболее важных геохимических процессов. Сероводород, или по современной номенклатуре «моносulfан», относится к классу sulfанов. Выше 100,4 °C сероводород может присутствовать в газовой фазе при любом парциальном давлении. Установлены [1, 3] термодинамические поля различных геологоструктурных зон верхней части земной коры и положение в них равновесного состояния чистого сероводорода (рис.). Термодинамические поля свойственны определенным формам залегания флюидов в земной коре.

Сопоставление диаграммы равновесного состояния чистого сероводорода с термодинамическими параметрами, существующими в осадочной толще, показывает, что на глубинах 2000 ÷ 3000 м возможны благоприятные условия для образования жидкого сероводорода. Однако этому процессу препятствуют такие факторы, как хорошая растворимость сероводорода в пластовых водах и нефтях, а также низкие парциальные давления сероводорода в большинстве газовых залежей.

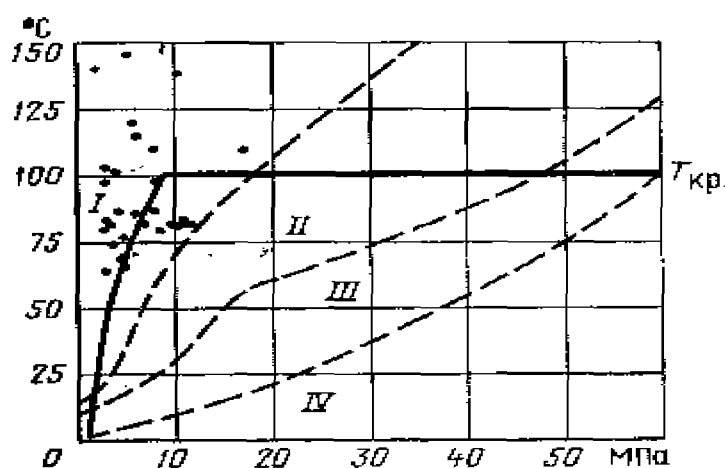


Рис. Термодинамические поля различных геологоструктурных зон верхней части земной коры и положение в них равновесного состояния чистого сероводорода [1, 3]

Поле I – очень высокие температуры и низкие давления, характерные для сильно дислоцированных областей современного вулканизма. Сероводород присутствует в основном в газовой фазе.

Поле II – высокие температуры и низкие давления, характерные для областей преимущественного распространения месторождений природного газа. В надкритических условиях сероводород существует только в газовой фазе. При температурах ниже критической возможно образование жидкого сероводорода. Точки на диаграмме соответствуют парциальным давлениям сероводорода в газовых залежах Канады, Франции и Германии. Смещение некоторых точек вправо от линии равновесия свидетельствует о возможности существования жидкого сероводорода в пласте или на забое скважин.

Поле III – низкие температуры и высокие давления, свойственные для районов распространения преимущественно нефтяных месторождений. Сероводород присутствует в виде растворов в нефтях.

Поле IV – очень низкие температуры и высокие давления, свойственные для изолированных полостей пород и минералов, залегающих на относительно небольших глубинах. Сероводород может находиться в жидком состоянии.

В связи с разработкой месторождений газа с высоким содержанием сероводорода возможны характерные осложнения при добыче сырья в виде выпадения элементарной серы на стенках газовых скважин. Следовательно, необходимо проведение дальнейших экспериментальных геохимических исследований с целью установления ряда геохимических свойств сероводорода и его гомологов при больших давлениях и температурах.

Работа выполнена по материалам Контракта ФЦП № 535 от 01.08.2009 г.

Библиографический список

1. **Анисимов Л. А.** Геохимия сероводорода и формирование залежей высокосернистых газов / Л. А. Анисимов. – М. : Недра, 1976. – 160 с.
2. **Бакиров А. К.** Геология и геохимия нефти и газа / А. К. Бакиров, М. В. Бордовская, В. И. Ермолкин. – М. : Недра, 1993. – 288 с.
3. **Ермолкин В. И.** Критерии прогноза фазовой зональности углеводородов в осадочных толщах земной коры / В. И. Ермолкин, З. А. Бакиров, Е. И. Сокроква. – М. : Недра, 1998. – 320 с.
4. **Ильин А. Ф.** Некоторые особенности глубинного строения Астраханского свода. Проблемы освоения Астраханского газоконденсатного месторождения : сб. науч. тр. / А. Ф. Ильин, Ю. И. Круглов, В. А. Григоров, А. Я. Бродский ; отв. ред. Г. А. Цих – Астрахань : ИПЦ Факел ООО «Астраханьгазпром», 1999. – С. 12–14.
5. **Севастьянов О. М.** Микроэлементы в подземных водах Оренбургского месторождения / О. М. Севастьянов // Геология нефти и газа. – 1992. – № 3. – С. 33–35.
6. **Серебряков А. О.** Геохимические особенности нефтей и газов Тенгизского нефтяного гиганта / А. О. Серебряков // Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 4 (17). – С. 144–148.
7. **Серебряков А. О.** Синергетические особенности географических, инженерно-геологических и геохимических процессов накопления кислых компонентов в нефтях и природных газах / А. О. Серебряков // Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 1 (10). – С. 103–113.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ И ВЫПАДЕНИЯ ТВЕРДЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

В.С. Мерчева, доцент

кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

*Астраханский государственный университет,
тел.: 44-00-95*131, e-mail: geologi2007@yandex.ru*

О.В. Красильникова, начальник

научно-исследовательской химико-аналитической лаборатории

*«Газпром добыча Астрахань»,
тел.: 31-41-11, e-mail: okrasilnikova@astrakhan-dobycha.gazprom.ru*

А.О. Серебряков, профессор

кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

*Астраханский государственный университет,
тел.: 44-00-95*131, e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Федорова Н.Ф.