

Н. С. БЕСКРОВНЫЙ, Ю. Ф. ЛЕВИЦКИЙ, А. Д. ЩЕГЛОВ

ВКЛЮЧЕНИЯ НЕФТИ, КЕРИТОВ И РАССОЛОВ ВО ФЛЮОРИТАХ ХРЕБТА КОХ-И-МАРАН (ЗАПАДНЫЙ ПАКИСТАН)

(Представлено академиком В. И. Смирновым 10 VIII 1970)

В последнее время возможность участия битумов в образовании эндогенных минеральных месторождений рассматривается в различных аспектах (^{1, 2}). Доказано образование нефтяных битумов и углеводородных газов при гидротермальных процессах (¹). В то же время известны многие факты, подтверждающие участие нефти и хлоридно-натриевых рассолов в формировании гидротермальных месторождений (³).

На недавнем международном симпозиуме по генезису стратиформных месторождений свинца, цинка, барита и флюорита гипотеза об участии нефти в формировании гидротермальных месторождений получила новое подтверждение (³).

Большое значение для решения указанной проблемы имеет изучение сложных включений в гидротермальных минералах. В этом отношении совершенно особое место принадлежит жильному флюоритовому месторождению Кох-и-Маран, расположенному в Западном Пакистане.

Месторождение представлено серией круто падающих флюоритовых и флюорито-карбонатных жил, приуроченных к зонам дробления в юрских известняках; мощность рудных тел колеблется от 10 см до 1,5 м, а по простиранию отдельные рудные тела протягиваются на сотни метров (^{4, 5}).

Во флюоритах некоторых жил присутствуют многочисленные мелкие и крупные включения жидких битумов. Отдельные включения достигают размера 0,5 см. В небольших штольнообразных выработках, вскрывающих рудные тела, ощущается острый запах сырой нефти.

Флюорит, содержащий такие включения, был подвергнут микрометрическому исследованию. В образцах крупнокристаллического полупрозрачного желтоватого флюорита отчетливо наблюдаются первичные включения до 0,3—0,5 мм по наибольшему измерению, шарообразной, кап-

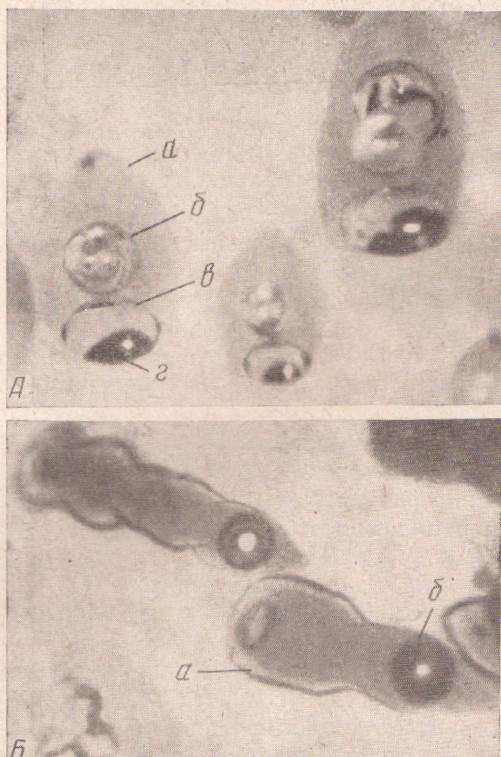


Рис. 1. Многофазовые (А) и двухфазовые (Б) включения во флюорите. а — светло-желтая нефть, б — газ, в — рассол, г — керит. 100 ×

леводной и ракетоподобной формы, приуроченные к зонам роста кристаллов. Включения, как правило, многофазовые (жидкая светло-желтая нефть + водный раствор + твердый битум + газ), но встречаются и двухфазовые (жидкость + газ), причем жидкая фаза представлена либо той же нефтью, либо водным раствором (рис. 1 и 2).

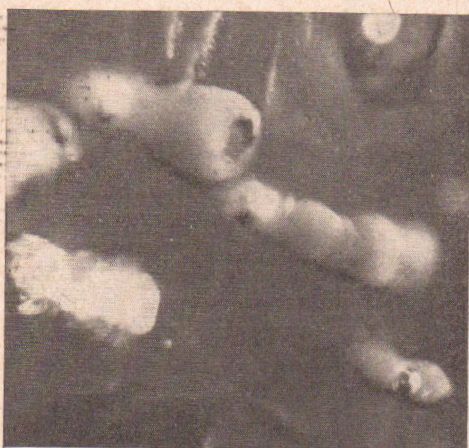


Рис. 2. Двухфазовые включения во флюорите. Светло-желтая нефть + газ. Снимок в ультрафиолетовых лучах, 100 ×

включениях происходило в узком температурном интервале: 100—120°. При этом в многофазовых включениях ни капля рассола, ни частицы затвердевшего битума не претерпевали видимых изменений. Дальнейший же нагрев (до 150—200°) неизменно приводил к нарушению герметичности вакуолей.

Последнее обстоятельство позволило при исследовании одного уникального многофазового включения установить минерализацию водного раствора. Основная масса кристалликов, выделившихся из него после вскрытия вакуоли, была представлена галитом, причем содержание хлористого натрия в растворе составило около 20 вес. % *. Остатки светло-желтой нефти во вскрытых вакуолях довольно быстро приобретают коричневатобурый оттенок и загустевают. Изменяется и характер люминесценции нефти: если «свежая» капля люминесцирует в у.-ф. лучах чистым желтовато-белым цветом, то спустя некоторое время она дает люминесценцию коричневатого тона. Хлороформенный экстракт из тонко измельченного флюорита изучался также на приборе фирмы Zeiss UR-10 в области частот 700—3600 см⁻¹ (призма NaCl и LiF). Вещество снималось с диафрагмой (из-за его малого количества) при толщине слоя в кювете 0,02 мм, без растворителя (рис. 3 и табл. 1).

По заключению Е. М. Файзуллиной, и.-к. спектр поглощения экстракта характеризуется интенсивными полосами поглощения алифатических

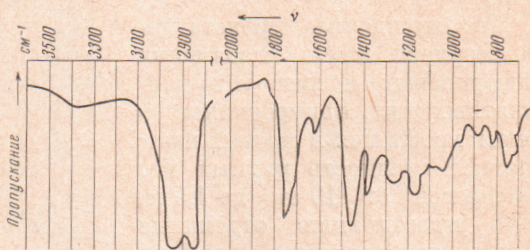


Рис. 3. Инфракрасный спектр хлороформенного экстракта из флюорита

* Определение концентрации хлористого натрия в растворе было произведено путем измерения и сопоставления объемов водного раствора в вакуоли и выкристаллизовавшегося из него галита.

Максимум поглощения, см ⁻¹	Интенсивность	Интерпретация полос поглощения
700	Ср	С — Н-связи в структурах типа $\text{CHR}_1 = \text{CHR}_2$ (несопряженные) или С — Н-связи бензольного кольца $(\text{CH}_2)_n$ -группы с $n \geq 4$
720	Ср	$\left\{ \begin{array}{l} \text{С — Н-связи в структурах типа } \text{CHR}_1 = \text{CHR}_2 \\ \text{С — Н-связи замещенных ароматических структур} \end{array} \right.$
750	С	
780	Ср	
815	»	
835	Сл	
880	Ср	Колебания О — Н-группы
960	Плечо	
975	Сл	С — Н-связи непредельных (нафеновых) структур
1025	Плечо	$\left\{ \begin{array}{l} \text{С — Н-связи для различных типов замещения бензольного кольца, С — S-связи, С — F-связи} \end{array} \right.$
1040	Ср	
1080	Сл	
1125	»	
1170	С	
1270—1290	»	С — О-связи в эфирах α, β -непредельных алифатических кислот
1382	»	CH_3 -группы
1420	Плечо	С — Н-связи в соединениях типа $\text{CHR}_1 = \text{CHR}_2$ (дис)
1455	С	Колебания CH_2 - и CH_3 -групп
1465	»	
1590	Плечо	$\left\{ \begin{array}{l} \text{С = С-связи ароматического кольца} \\ \text{Несопряженные С = С-связи} \end{array} \right.$
1600	Ср	
1630	Плечо	С = О-связь в насыщенных алифатических кислотах и в α, β -ненасыщенных кислотах
1715	С	С = О-связь в эфирах α, β -непредельных алифатических кислот
1730	»	С = О-связь насыщенных сложных эфиров
1745	»	С — Н-связь ненасыщенных структур
1820	Сл	Колебания CH_2 -групп
2860	С	
2930	»	Колебания CH_3 -групп
2960	»	
3030	Плечо	Колебания С — Н-связей в ненасыщенных и ароматических структурах
3070	»	
3400	Ср	Колебания О — Н-групп

структур в виде CH_2 - и CH_3 -групп (2960; 2930; 2860; 1465; 1455 см⁻¹) и полосой длинных парафиновых цепей при 720 см⁻¹. Есть также полосы ароматических структур в виде С = С-связей ароматического кольца (1600 и 1590 см⁻¹), интенсивные полосы С — Н-связей разного типа замещения ароматических структур (1750; 780; 815; 835 и 880 см⁻¹) и полосы СН-связей ароматических структур (330 и 3070 см⁻¹).

Комплекс интенсивных полос при 1730; 1290; 1170 и 720 см⁻¹ обусловлен присутствием в этом битумоиде эфиров α, β -непредельных алифатических кислот. Признаки несопряженных С = С-связей обнаруживаются по полосе 1630 см⁻¹, а также по полосам 3040; 1420; 750; 700; 1290 и 975 см⁻¹, принадлежащим непредельным структурам типа $\text{CHR}_1 = \text{CHR}_2$ в транс- и цис-форме (полосы при 700 и 750 см⁻¹ могут быть также отнесены к С — Н-связям замещенных ароматических структур).

Кислородные соединения, помимо упомянутых, представлены также полосой при 1715 см⁻¹ (С = О-связь в насыщенных алифатических кислотах; в α, β -ненасыщенных кислотах) и сильной полосой при 1740 см⁻¹, принадлежащей предельным алифатическим сложным эфирам.

Присутствие в спектре значительного количества кислородных соединений и ароматических структур затрудняет иногда однозначную интерпретацию спектра в виду возможного наложения полос поглощения (например, полос, принадлежащих ароматическим и непредельным, кислородным и галогенсодержащим соединениям).

Спектр экстракта в области 1000—1110 и 1050—1250 см^{-1} имеет ряд небольших острых полос поглощения, которые могут быть отнесены к присутствию связей $\text{C}—\text{S}$ (сульфокислоты, 1040 и 1080 см^{-1}) и $\text{C}—\text{F}$, а также к ароматическим и непредельным соединениям.

Таким образом, и.-к. спектр хлороформенного экстракта из флюорита показал наличие в нем, кроме характерных для нефти и продуктов ее изменения полос при 1715 см^{-1} и в области 700—900 см^{-1} также образований типа эфиров непредельных алифатических кислот и других веществ, которые можно рассматривать как признак воздействия гидротермальных растворов на нефть.

Другим аналогичным признаком является совместное нахождение нефти и твердых битумов во включениях флюорита. Такие случаи в литературе еще не описывались. Как показали наши исследования, эти битумы не люминесцируют в у.-ф. лучах и нерастворимы в хлороформе. По определению Б. А. Лебедева, их показатель преломления $1,735 \pm 0,005$, что соответствует границе между альбертигами и импсонитами из класса керитов.

Можно предполагать, что включения типа нефть + твердый битум и нефть + твердый битум + газ являются результатом термокаталитических превращений сравнительно тяжелой исходной нефти в более легкую нефть, газ и твердый битум под влиянием фтороносных гидротермальных растворов.

Таким образом, состав и форма включений в изученных флюоритах из месторождения Кох-и-Маран подтверждают участие нефти и горячих растворов в образовании месторождений флюорита, залегающих в мезозойских осадочных породах Западного Пакистана. Влияние углеводородов нефти на миграцию и локализацию рудного вещества в гидротермальных системах требует специального изучения.

Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский
геолого-разведочный институт

Поступило
6 VIII 1970

Всесоюзный научно-исследовательский
геологический институт
Ленинград

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

¹ Н. С. Бескровный, Нефтяные битумы и углеводородные газы как спутники гидротермальной деятельности, 1967. ² А. Д. Щеглов, Металлогения областей автономной активизации, 1968. ³ Genesis of Stratiform Lead-zinc-barite-fluorite Deposits (Mississippi Valley Type Deposits), J. S. Brown (Ed.), A Symposium, Lancaster, Penna, 1967. ⁴ А. Д. Щеглов, Геол. рудн. месторожд., 11, № 3 (1969). ⁵ M. A. Bakr, Records of the Geological Survey of Pakistan, 16, Part 2, 1965.