东营凹陷民丰洼陷深部天然气储层酸性溶蚀作用的流体包裹体证据

任拥军,陈勇

中国石油大学(华东)地球资源与信息学院,山东青岛,266555

内容提要:通过对东营凹陷民丰洼陷深部天然气储层岩芯描述、薄片观察、流体包裹体显微观察和拉曼光谱分析,讨论了民丰洼陷深部天然气储层的酸性溶蚀类型,描述了流体包裹体的岩相学特征和成分。实验分析表明,酸性溶蚀作用是东营凹陷民丰洼陷深部天然气储层次生孔隙形成的重要机制之一,碳酸盐、长石和岩屑的溶蚀现象较明显,石英溶蚀主要发生在颗粒边缘。储层包裹体成分分析结果显示,包裹体中CO_2的含量与储层物孔隙度和渗透率呈正相关性,与储层碳酸盐含量呈负相关性。包裹体中烃类流体与CO_2流体共存,证实天然气成藏过程中存在酸性流体。CO_2对碳酸盐等胶结物的溶蚀作用使得储层次生孔隙发育,促进了民丰洼陷的天然气成藏。同时,包裹体中的不饱和烃类物质为民丰洼陷热解成因天然气成因给出了直接证据。本次研究为东营凹陷民丰洼陷深部储层的酸性溶蚀作用给出了证据,研究结果暗示酸性溶蚀作用形成的次生孔隙发育带在未来东部深层勘探中应当受到重视。

关键词:储层;酸性溶蚀;流体包裹体;拉曼光谱;东营凹陷

酸性溶蚀作用是储层次生孔隙发育的重要机制之一,国内外已有众多学者进行报道和探讨(Carol,1990;Paula et al.,1992;Ezat et al.,2002;Katz et al.,2006;王勇等,2008)。有关济阳坳陷深部储层酸性溶蚀作用的研究已有报道(钱铮等,1994;蔡进功等,2002;朱筱敏等,2007)。钱铮等(1994)对济阳坳陷深层天然气储层研究认为存在某种流体作用使得储层发生溶蚀作用,从而增大了储集空间。蔡进功等(2002)、李军亮(2007)对济阳坳陷深部储层研究都指出了酸性流体溶蚀作用的存在。作为济阳坳陷次级构造单元的东营凹陷,其深部储层的酸性溶蚀作用已被广泛重视,并有不少学者对其机制作了探讨(袁静等,2001;袁静,2003;钟大康等,2003),但很少见到报道酸性流体存在的直接证据。研究深部储层主要储集空间类型及其形成机理,解释储层形成和油气成藏的有利成岩环境,可以为寻找有利储层物性的成岩相带以及勘探、开发提供有力理论依据。由于流体包裹体可以记录沉积岩的成岩条件,通过对储层包裹体分析可以了解有关储层成岩成藏的流体性质。本文采用激光拉曼光谱技术对东营凹陷民丰洼陷深层天然气储层包裹体成分进行了分析,研究结果为该区深部储层酸性溶蚀作用提供了直接证据,并讨论了酸性流体对储层成岩成藏的影响。

1 储层岩石学特征

东营凹陷深层产气井主要位于民丰洼陷,民丰洼陷位于东营凹陷东北部,是东营凹陷的4个次级洼陷之一。通过11口井的岩芯观察获知:东营凹陷民丰地区天然气储集层为含砾砂岩、砂岩、少量砾岩及砂泥互层,岩石类型主要为杂基含量较高的含细砾中粗砂岩和砂岩,砂泥互层比较致密,储集物性很差。多套厚层的膏盐岩或膏泥岩作为良好的盖层。砾岩成分复杂,大小不均,分选、磨圆极差,表现双模态或复模态。砂砾岩成分和结构成熟度都很低,反映了砂砾岩体近距离搬运、快速沉积的特点。研究区岩石类型中含砾砂岩所占比例较大,其次是砂岩和砾岩,泥岩和粉砂岩含量最少。大量薄片观察和统计结果表明,民丰地区砂岩分选较差,差—中等,磨圆中等,以次圆状—次棱角状居多。碳酸盐胶结物含量普遍较高,约大于15%,高者可达50%以上,主要是方解石和铁方解石、白云石等碳酸盐胶结物,还有少量硅质胶结物为石英次生加大。碳酸盐含量较高的岩石主要为嵌

注:本文为国家"863"计划课题(编号2007AA06Z210)、国家自然科学基金(编号40772082)、山东省自然科学基金(编号Y2008E25)、中国石油天然气集团公司石油科技中青年创新基金(编号07E1018)资助成果。

收稿日期:2009-02-08;改回日期:2009-07-01;责任编辑:周健。

作者简介:任拥军,男,1968年生。副教授,从事油气地球化学研究工作。Email:renzhwu@hdpu.edu.cn。

晶式胶结或基底式胶结，含量较低的为孔隙式胶结。大多是颗粒支撑，少量是杂基支撑。

2 储层岩石溶蚀现象

研究区储层岩石溶蚀现象比较普遍，大多数在显微镜下可见，有的需要借助于扫描电镜才可以观察到，如图 1 所示。溶蚀现象主要包括：①稳定组分石英出现溶蚀的港湾状边缘，颗粒之间发育大量的贴粒缝，如图 1A 和 B；②长石颗粒内部沿双晶纹和解理缝发生溶解形成粒内溶孔，边缘发生溶蚀形成贴粒缝，如图 1C；③颗粒间碳酸盐胶结物和内碎屑发生溶解，即去胶结作用，反映了地层水性质变化，如图 1D。

3 储层包裹体特征

本次研究样品均来自东营凹陷的民丰洼陷沙河街组四段下亚段储层，实验中主要选择了砂岩中石英矿物中的成岩流体包裹体作为分析研究对象，通过共生两相盐水包裹体的均一温度验证了该类包裹体非原生，其均一温度在埋藏史温度范围内（将有另文报道）。流体包裹体主要分布在石英颗粒的微裂隙和次生加大边中，个别在硅质胶结物中，以盐水包裹体为主，在部分样品中可见油-气-水共生流体包裹体，如图 2 所示。盐水包裹体（包括含烃盐水包裹体）是最常见的包裹体类型，相态上表现为纯液相包裹体（较少）、气液两相包裹体（较多）；包裹体形状多样，以近圆、椭圆、长条、不规则状为主，有少量的矩形和三角形，在镜下一般为无色。包裹体的大小主要在 2～7 μm，个别的长度达到 25 μm，气液比主要在 1%～5%之间。烃类包裹体相对较少，它们一般呈褐色或棕黑色，体积不大，与同期水溶液包裹体大小相当，多数在 3～5 μm，基本上都为气态烃类包裹体，个别含有沥青。

4 储层包裹体成分分析

激光拉曼光谱技术是目前流体包裹体成分分析有效方法之一，本文采用拉曼光谱技术对民丰洼陷深部储层的部分成岩流体包裹体成分进行了分析，分析

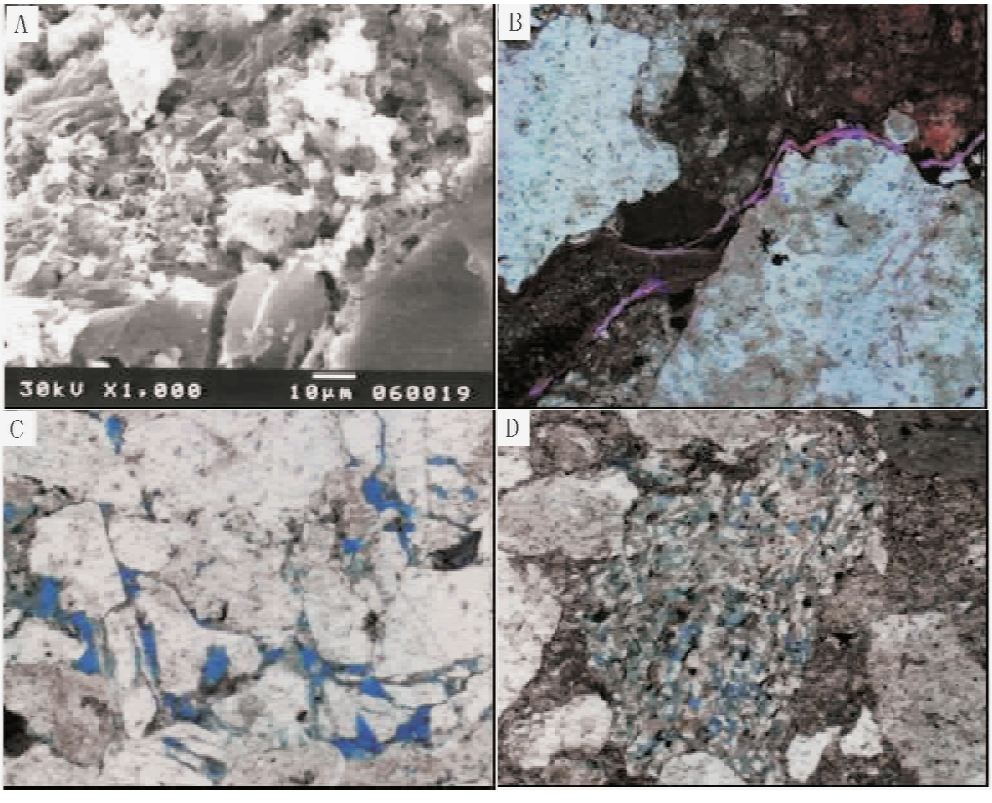


图 1 民丰洼陷深部储层中的溶解现象

Fig. 1 Dissolution phenomena in deep reservoirs in Minfeng sag

A—石英溶蚀现象；B—颗粒间的贴粒缝；C—长石颗粒内部溶蚀现象；D—碳酸盐岩胶结物溶蚀现象

A—Phenomena of quartz dissolution; B—cling gap between grains; C—phenomena of feldspar dissolution; D—phenomena of carbonate cement dissolution

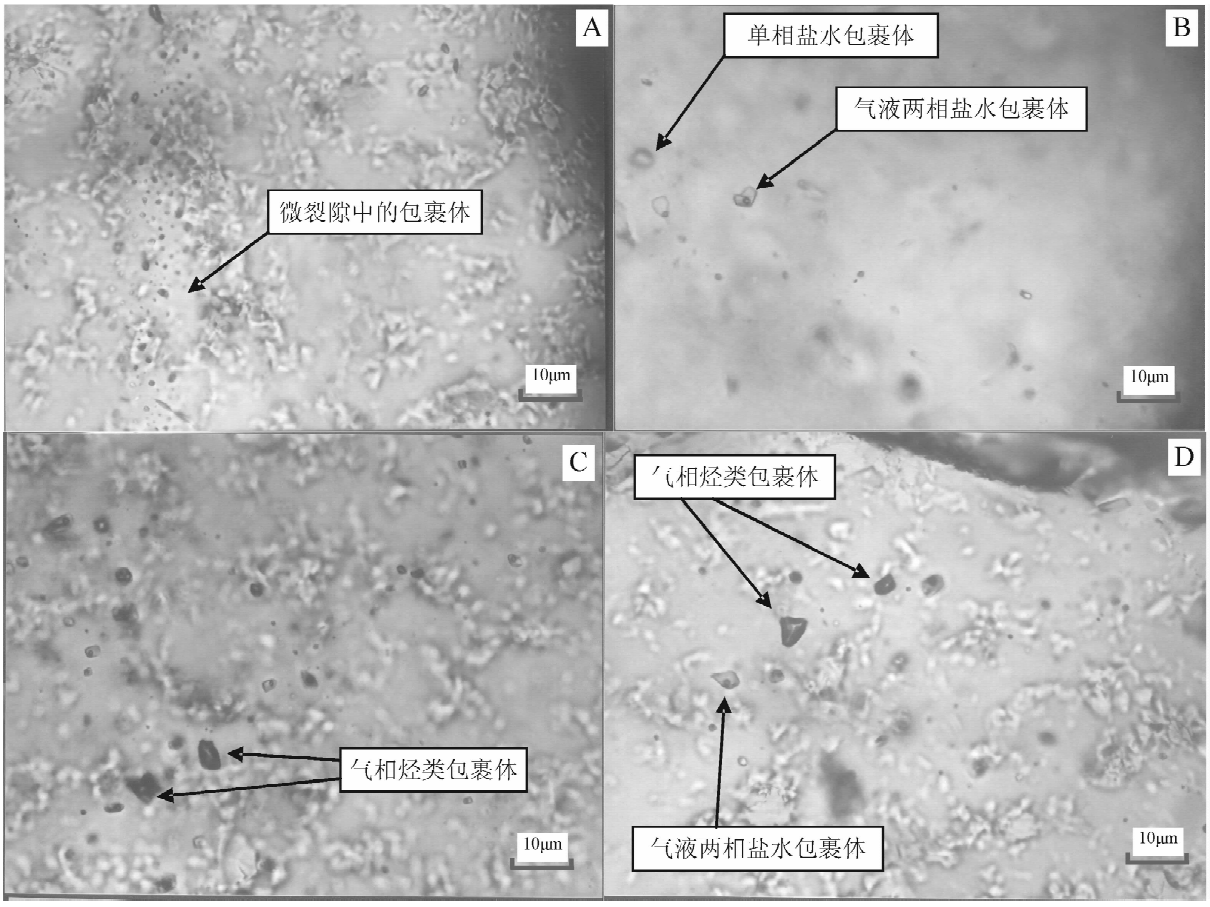


图 2　民丰洼陷储层流体包裹体照片

Fig. 2　Photos of fluid inclusions in reservoirs of Minfeng sag

实验在南京大学内生金属矿床成矿机制研究国家重点实验室完成,实验环境温度为 25℃,每次信号积分时间为 30 s,重复累加 3 次,分析数据计算结果如表 1 所示。分析结果显示,大多数产气层位的包裹体都含有 CO_2 气体,而非产气层位一般不含 CO_2 或者含量较低,这暗示 CO_2 流体与天然气成藏有着密切的关系。对民丰地区包裹体中 CO_2 含量相对样品深度的变化关系作图(图 3)。由图 3 可以看出,在 3900～4350 m 之间,随深度增大 CO_2 含量增加;而在 4400～4700 m CO_2 含量陡然变小,4800～4900 m CO_2 含量又随深度增大而增加。CO_2 含量的分段现象反应了储层的不均一性特征。由表 1 分析结果,我们可以初步根据 CO_2 的含量预测有利储层的分布情况,即 CO_2 含量出现极大值的层位对应最有利的储层。

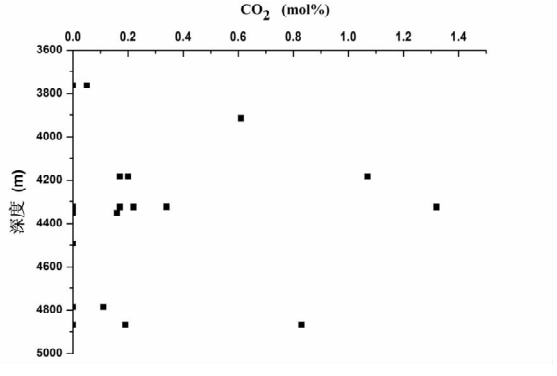


图 3　民丰洼陷包裹体中 CO_2 含量随深度变化的关系图

Fig. 3　The relationship between the content of carbon dioxide in inclusions and depth in Minfeng sag

5　酸性溶蚀作用与天然气成藏

气相烃类包裹体拉曼光谱特征显示,烃类流体与二氧化碳流体共存,如图 4 所示,1389.7 cm^{-1} 和 1286.3 cm^{-1} 处的拉曼峰是 CO_2 的费米共振双峰拉曼光谱信号(Rosso et al.,1995),2254 cm^{-1} 代表了不饱和烃类(C≡C-C≡C)的碳骨架振动,2900～3000 cm^{-1} 附近的波带是烃类物质 C-H 键振动的拉曼光谱信号(朱自莹等,1998)。已有研究报道民丰洼陷天然气为裂解油型气(王秀红等,2008;冯伟光,2008),包裹体中不饱和烃的存在说明油气发生了裂

表 1 民丰洼陷储层包裹体成分分析结果

Table 1 Composition of fluid inclusions in reservoirs of Minfeng sag

包裹体编号	相对摩尔百分含量(%)					样品特征				
	CO_2	CH_4	C_2H_6	H_2O	合计	井号	深度(m)	层位	岩性	是否气层
RM-013-1	0.61	0.31	0.00	99.08	100.00	丰深 1	3915	$Es^{4上}$	深灰色砂质泥岩	否
RM-031	0.00	0.03	0.00	99.97	100.00	丰深 1	4323.2	$Es^{4下}$	深灰色细砂岩	是
RM-034	1.32	0.00	0.00	98.68	100.00	丰深 1	4323.2	$Es^{4下}$	深灰色细砂岩	是
RM-036	0.17	0.12	0.00	99.71	100.00	丰深 1	4323.2	$Es^{4下}$	深灰色细砂岩	是
RM-037	0.22	0.03	0.00	99.76	100.00	丰深 1	4323.2	$Es^{4下}$	深灰色细砂岩	是
RM-05-2	0.05	0.00	0.00	99.95	100.00	丰深 1	3761.7	$Es^{4上}$	深灰色泥岩	否
RM-05-4W	0.00	0.05	0.00	99.95	100.00	丰深 1	3761.7	$Es^{4上}$	深灰色泥岩	否
RM-06-2	0.16	0.00	0.00	99.84	100.00	丰深 1	4350	$Es^{4下}$	深灰色砾状砂岩	否
RM-06-4	0.00	0.06	0.03	99.91	100.00	丰深 1	4350	$Es^{4下}$	深灰色砾状砂岩	否
RM-07-1	0.34	0.13	0.00	99.53	100.00	丰深 1	4322.5	$Es^{4下}$	深灰色含砾砂岩	是
RM-11-4	0.00	0.09	0.00	99.91	100.00	丰深 1	4495	$Es^{4下}$	深灰色中砾岩	否
RM-08-1	0.11	0.03	0.00	99.86	100.00	丰深 3	4785.3	$Es^{4下}$	灰色砾岩	是
RM-08-3	0.00	0.07	0.00	99.93	100.00	丰深 3	4785.3	$Es^{4下}$	灰色砾岩	是
RM-09-1	0.83	0.00	0.00	99.17	100.00	丰深 3	4867.5	$Es^{4下}$	含砾泥质粗砂岩	是
RM-09-2	0.00	0.05	0.00	99.95	100.00	丰深 3	4867.5	$Es^{4下}$	含砾泥质粗砂岩	是
RM-09-4	0.19	0.12	0.00	99.70	100.00	丰深 3	4867.5	$Es^{4下}$	含砾泥质粗砂岩	是
RM-101	0.20	0.05	0.00	99.76	100.00	丰 8	4181.6	$Es^{4下}$	泥质粉砂岩	是
RM-101-1	0.17	0.06	0.00	99.77	100.00	丰 8	4181.6	$Es^{4下}$	泥质粉砂岩	是
RM-101-4	1.07	0.00	0.00	98.93	100.00	丰 8	4181.6	$Es^{4下}$	泥质粉砂岩	是

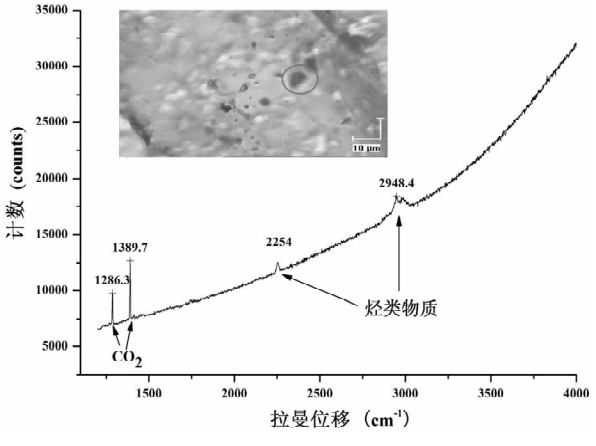


图 4 民丰洼陷气相烃类包裹体的拉曼光谱

Fig. 4 Raman spectra of gas hydrocarbon -bearing inclusion in Minfeng sag

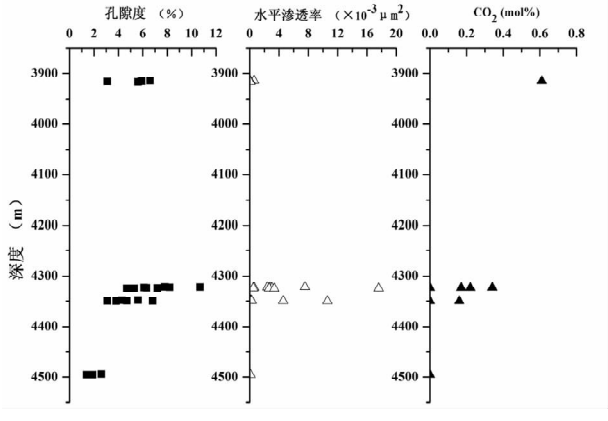


图 5 民丰洼陷丰深 1 井储层物性参数与包裹体中 CO_2 含量关系图

Fig. 5 The relationship between physical parameters of reservoirs and content of CO_2 of inclusions in well Fengshen 1 in Minfeng sag

解反应,由于裂解过程缺氢,容易形成不饱和烃,这为民丰地区天然气的成因提供了重要证据,而 CO_2 气体的出现暗示天然气成藏过程中有酸性流体存在。对储层岩石薄片观察发现,产气层岩石样品中存在碳酸盐胶结物,但是含量较少,而且可见明显的溶蚀现象。以丰深 1 井为例,丰深 1 井储层的孔隙度、水平渗透率与包裹体中 CO_2 含量相对深度的变化如图 5 所示。由图 5 可以看出孔隙度、渗透率与包裹体中 CO_2 含量之间有着很好的正相关性,说明 CO_2 流体对改善研究区储层物性是有利的。丰深 1 井储层碳酸盐含量、孔隙度和总面孔率随深度的关系如图 6 所示,由图可见,4322.5～4324.6 m 储层的总面孔率和孔隙度明显增大,而对应的碳酸盐含量却变低,这说明碳酸盐溶蚀有利于储层孔隙的增加,而这个层段正好对应包裹体中的高 CO_2 含量。所以,综合分析可知,研究区早期成岩的碳酸盐等胶结物被后期天然气充注所携带的酸性流体溶蚀,这一过程促使储层产生更多次生孔隙,提高了孔隙度和渗透率,从而有利于天然气成藏。

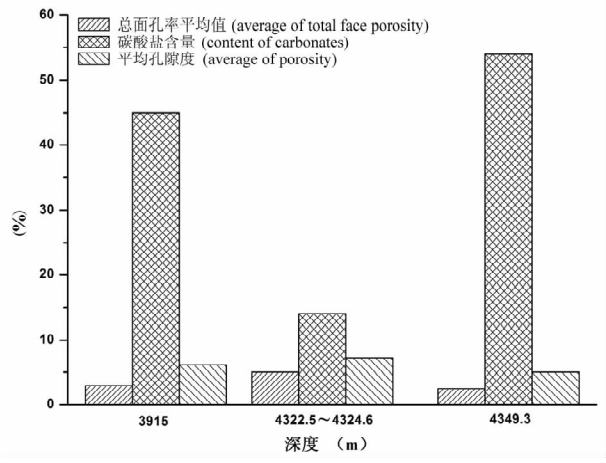


图 6　民丰洼陷丰深 1 井碳酸盐含量与孔隙度的关系图

Fig. 6　The relationship between porosity and content of carbonate in reservoir of well Fengshen 1 in Minfeng sag

6　结论

(1)酸性溶蚀作用是东营凹陷民丰洼陷深部天然气储层次生孔隙形成的重要机制之一,碳酸盐、长石和岩屑的溶蚀现象较明显,石英溶蚀主要发生在颗粒边缘。储层中存在油-水共生包裹体,该类包裹体为储层成岩和成藏环境研究提供了样品。

(2)储层包裹体成分分析结果显示,储层包裹体中 CO_2 的含量与储层物性有着较好的正相关性,与储层碳酸盐含量呈负相关性,即高 CO_2 含量对应高孔隙度和高渗透率和低碳酸盐含量。拉曼光谱分析表明,气相烃类包裹体中烃类流体与二氧化碳流体共存,证实天然气成藏过程中存在酸性流体。CO_2 对碳酸盐等胶结物的溶蚀作用使得储层次生孔隙发育,促进了民丰洼陷的天然气成藏。通过储层包裹体分析,为深层储层的酸性溶蚀作用给出了证据,研究结果显示酸性溶蚀作用形成的次生孔隙发育带是深层勘探的有利区带。

(3)包裹体中存在不饱和烃类物质为民丰洼陷热解成因天然气成因给出了直接证据。

致谢:感谢南京大学地球科学系倪培教授在流体包裹体拉曼光谱分析上的帮助和评审专家的建设性意见。

参　考　文　献

蔡进功,谢忠怀,田芳,等. 2002. 济阳坳陷深层砂岩成岩作用及孔隙演化. 石油与天然气地质,23(1):84～88.

冯伟光. 2008. 民丰洼陷裂解气成藏模式研究. 石油地质与工程,22(4):33～35.

李军亮. 2007. 民丰洼陷盐下深层天然气储层特征. 油气地质与采收率,14(4):48～49.

钱铮,赵澄林,刘孟慧. 1994. 济阳坳陷深层天然气致密砂岩储集空间成因. 石油大学学报(自然科学版),18(6):21～25.

王秀红,金强,胡晓庆,陈涛,宋国奇,王力,王娟,林腊梅,陈志伟. 2008. 东营凹陷民丰地区天然气生成机理与化学动力学研究. 沉积学报,26(3):525～530.

王勇 ,钟建华,马锋,鱼宏珍. 2008. 济阳坳陷陡坡带深层砂砾岩体次生孔隙成因机制探讨. 地质学报,82(8):1152～1159.

袁静,王乾泽. 2001. 东营凹陷下第三系深部碎屑岩储层次生孔隙垂向分布及成因分析. 矿物岩石,21(3):43～47.

袁静. 2003. 东营凹陷下第三系深层成岩作用与次生孔隙发生特征. 煤田地质与勘探,31(3):20～23.

钟大康,朱筱敏,张枝焕,张琴. 2003. 东营凹陷古近系砂岩次生孔隙成因与纵向分布规律. 石油勘探与开发,30(6):51～53.

朱筱敏,王英国,钟大康. 2007. 济阳坳陷古近系储层孔隙类型与次生孔隙成因. 地质学报,81(2):1997～2006.

朱自莹,顾仁敖,陆天虹. 1998. 拉曼光谱在化学中的应用. 沈阳:东北大学出版社,295～301.

Carol A H. 1990. Sulfuric acid speleogenesis of Carlsbad Cavern and its relationship to hydrocarbons, Delaware Basin, New Mexico and Texas. AAPG Bulletin, 74: 1685～1694.

Ezat H, William J W. 2002. Massive recrystallization of low-Mg calcite at high temperatures in hydrocarbon source rocks: implications for organic acids as factors in diagenesis. AAPG Bulletin, 86: 1285～1303.

Katz B J, Robison V D. 2006. Oil quality in deep-water settings: concerns, perceptions, observations, and reality. AAPG Bulletin, 90: 909～920.

Paula L H, Vito F N. 1992. Upper Cretaceous Shannon sandstone reservoirs, Powder River basin, Wyoming; evidence for organic acid diagenesis? AAPG Bulletin, 76: 781～791.

Rosso K M, Bodnar R J. 1995. Microthermotric and raman spectroscopic detection limits of CO_2 in fluid inclusions and the raman spectroscopic characterization of CO_2. Geochimica et Cosmochimica Acta, 59 (19): 3961～3975.

Acid Dissolution of Deep Natural Gas Reservoirs in the Minfeng Sag in the Dongying Depression: Evidence from Fluid Inclusions

REN Yongjun, CHEN Yong

College of Geo-resources and Information, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong, 266555

Abstract

This study discussed the types of acid dissolution in reservoirs and described the characteristics and compositions of fluid inclusions based on the description of drilling cores, observation of thin sections, microscopic and Raman analysis of fluid inclusions at deep natural gas reservoirs in the Minfeng sag in the Dongying depression. The results show that acid dissolution is one of the important mechanisms responsible for formation of secondary porosity in deep natural gas reservoirs in the Minfeng sag. The dissolution of carbonates, feldspars and rock bits is obvious, with dissolution of quartz occurring mainly around margin of grains. Analysis of the compositions of fluid inclusions in reservoirs using Raman spectroscopy shows that content of carbon dioxide in inclusions shows positive relation with the porosity and filter rate of reservoir rocks but negative relation with the content of carbonates in reservoir rocks. Coexistence of hydrocarbon fluid with CO_2 fluid proves existence of acid water during the accumulation of natural gas. Secondary porosity in reservoirs is well developed due to the cement dissolution by carbon dioxide, giving way to the formation of natural gas reservoirs in the Minfeng sag. Meanwhile, unsaturated hydrocarbon material in the fluid inclusion provides direct evidence for the thermal cracking origin natural gas. This study give reliable evidence for acid dissolution of deep reservoirs in the Minfeng sag, and the results imply that we should pay more attention to the secondary porosity zone caused by acid dissolution during future exploration.

Key words: reservoirs; acid dissolution; fluid inclusions; raman spectroscopy; Dongying depression