

松辽盆地北部登娄库组砂岩次生孔隙形成 时期与油气成藏

王成^{1,2}, 赵海玲¹, 邵红梅², 洪淑新², 张静¹, 潘会芳², 杨连华²,
王平², 乔建华²

(1. 中国地质大学, 北京 100083; 2. 大庆油田 勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163712)

摘要: 利用与油气包裹体同期形成的盐水溶液包裹体均一化温度, 结合本地区埋藏史和热史, 确定登娄库组三、四段砂岩天然气成藏期为 96~81.5 Ma, 并可细分为 3 期(分别为 93~91 Ma, 88.8~82.8 Ma 和 82.3~81.5 Ma), 前两期持续时间长, 第 3 期时间相对较短。根据次生孔隙发育带分布宏观上受 T_4 断层控制、微观上呈发育→较发育→不发育旋回性分布的特点判断, 裂缝是酸性流体的运移通道, 早期 T_4 断层的形成时期是次生孔隙大量形成的时期; 其中青山口组青一段沉积时期储盖匹配性最好, 形成的次生孔隙与油气注入时期匹配, 易形成气层; 姚家组沉积时期储盖匹配关系好, 但气源可能不足, 该期形成的次生孔隙可能会形成低产气层或气水同层; 登娄库组沉积时期储盖匹配性差, 形成的次生孔隙难以保存, 最终会形成干层。

关键词: 松辽盆地; 次生孔隙; 运移通道; 油气注入; 成藏期; 匹配关系

中图分类号: P588.21⁺2.3; P618.13

文献标识码: A

文章编号: 1000-6524(2007)03-0253-06

Formation time of secondary pores in the sandstone and hydrocarbon reservoir of Denglouku Formation in Songliao Basin

WANG Cheng^{1,2}, ZHAO Hai-ling¹, SHAO Hong-mei², HONG Shu-xin², ZHANG Jing¹, PAN Hui-fang²,
YANG Lian-hua², WANG Ping² and QIAO Jian-hua²

(1. School of Energy Resource, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Daqing Oilfield Research Institute of Exploration and Development, Daqing 163712, China)

Abstract: Using the homogenization temperatures of brine inclusions formed in the same period as hydrocarbon inclusions, in combination with the burial and heat history, the authors got to know that the formation time of the natural gas reservoir of sandstone in 3rd and 4th Member of Denglouku Formation should be 96~81.5 Ma, which can be further divided into three periods, namely 93~91Ma, 88.8~82.8 Ma and 82.3 Ma~81.5 Ma. The first two periods lasted relatively long, whereas the third period lasted comparatively short. According to the phenomena that the distribution of the secondary pores is controlled by T_4 fault macroscopically and that there exists the development-underdevelopment-development cycle microscopically, it is held that fractures served as the migration pathways of the acid fluids. The formation time of early T_4 (the sedimentary time of Denglouku Formation, 1st Member of Qingshankou Formation and Yaojia Formation) was the time when the secondary pores were formed. The matching of the reservoir and the cover seemed to be most perfect in the sedimentary period of 1st Member of Qingshankou Formation, during which the formation time of the secondary

收稿日期: 2006-08-14; 修订日期: 2007-01-05

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(40672088, 40234048)

作者简介: 王成(1963-), 男, 博士研究生, 高级工程师, 主要从事岩石矿物学和储层地质研究。

pores and that of the injection of hydrocarbon matched well, resulting in the easy formation of gas reservoirs. The matching of the reservoir and the cover was relatively good in the sedimentary period of Yaojia Formation, however during which the gas source remained insufficient. In this period, the secondary pore belts could form low-yielded gas reservoirs or gas-water formations. The matching of the reservoir and the cover was the worst in the sedimentary period of Dengloulou Formation, during which the secondary pore belts could hardly be preserved, leading eventually to the formation of dry formations.

Key words: Songliao Basin; secondary pore; migration pathway; injection of hydrocarbon; the period of reservoir formation; matching relationship

在致密储层中寻找具有储集能力的异常高孔隙发育带是各石油勘探公司的重要目标之一。异常高孔隙可由早期烃类的注入或浅部发育流体超压等多种因素造成(Bloch *et al.*, 2002),也可以由次生孔隙形成(袁静等, 2002; 钟大康等, 2003; 朱光有等, 2006)。目前研究表明,松辽盆地深层登娄库组三、四段的砂岩高孔渗带主要是由于浊沸石胶结物溶蚀造成的,并且大多为含气层(王成等, 2004a, 2004b)。砂岩主要孔隙类型为缩小粒间孔、正常粒间孔、浊沸石胶结物溶孔和长石及岩屑粒内溶孔。虽然各井溶孔所占比例差别较大,但获工业气流或低产气流的砂岩段溶孔普遍发育,次生孔隙比例普遍较高(20%~90%) (王成等, 2004a, 2004b),暗示了次生孔隙发育带与气藏之间具有一定的相关性。但是,目前对研究区浊沸石和长石次生孔隙形成的地质时期以及次生孔隙分布规律与控制因素等尚不清楚,对油气注入储层时期及次生孔隙形成对油气成藏的控制更是缺乏基本的了解。因此,理清上述问题,对于勘探部署、提高勘探成功率至关重要。

1 砂岩岩石矿物学特征

研究区面积约有 5 000 km²,是松辽盆地深层天然气和深源无机 CO₂ 高含量气藏主要勘探地区。目前该区深层钻井有百余口,已有 40 多口井获工业气流。储层岩石类型主要有致密砂岩、砂砾岩、火山岩和基岩风化壳(花岗岩、变质岩),其中碎屑岩和火山岩是最重要的储层。

砂岩储层主要分布在登娄库组三和四段,厚度通常在 20~80 m,砂泥比一般介于 0.15~0.35 之间,主要为细砂岩和粉砂岩。岩石主要表现为富长石砂岩特征,成分成熟度低。石英、长石、岩屑含量相差不大,通常石英含量略低。填隙物平均含量介于 11.0%~17.6% 之间。主要填隙物类型有泥质、

碳酸盐、浊沸石及少量黄铁矿和硬石膏,另外,还有部分自生石英由于难以定量统计未包括在填隙物总量中。自生石英含量一般在 3%~5% 之间,泥质含量高时自生石英含量低。碳酸盐普遍存在,在升平-汪家屯地区是主要砂岩胶结物。浊沸石在绝大多数地区存在,在宋芳屯-昌德地区是最主要的胶结物,部分井浊沸石强烈溶蚀,胶结物溶孔发育(图 1a)。石英次生加大比较普遍,在石英富集处和泥质填隙物少的部位很发育(图 1b)。胶结类型以孔隙-再生为主,反映了胶结作用比较强。

2 砂岩次生孔隙的形成

2.1 次生孔隙成因

松辽盆地碎屑岩内主要溶孔有两类:碎屑颗粒内溶孔和胶结物溶孔。碎屑颗粒内溶孔主要为长石和岩屑颗粒的溶蚀,中浅层及深层均普遍发育(王成等, 1999, 2004a)。胶结物溶孔主要为中浅层碳酸盐岩中方解石胶结物和深层砂岩中浊沸石胶结物溶孔(王成等, 1998, 2004a, 2004b)。

由于浊沸石保持稳定需要高的 pH 值和低的 CO₂ 分压(Crossley *et al.*, 1984),当有酸性流体进入储层时,保持浊沸石稳定的地质条件被打破,使浊沸石很容易失去稳定性而被溶解或被方解石交代。浊沸石被酸溶解的化学方程式为(邢顺等, 1992):

$$3\text{CaAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12} \cdot 4\text{H}_2\text{O} (\text{浊沸石}) + 4\text{H}^+ + 2\text{K}^+ = 3\text{Ca}^{2+} + 2\text{KAl}_3\text{Si}_3\text{O}_{10}(\text{OH})_2 (\text{伊利石}) + 6\text{SiO}_2 + 12\text{H}_2\text{O}$$
 松辽盆地砂岩中碎屑长石主要为钾长石,钾长石在中、酸性条件下可发生水化反应和溶解反应(邢顺等, 1992)。水化反应可表示为:

$$\text{KAlSi}_3\text{O}_8 (\text{钾长石}) + 2\text{H}_2\text{O} = \text{Al}(\text{OH})_4^- + 3\text{SiO}_2 + \text{K}^+$$
 溶解反应可表示为:

$$\text{KAlSi}_3\text{O}_8 (\text{钾长石}) + 2\text{H}^+ + \text{H}_2\text{O} = \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 (\text{高岭石}) + 4\text{SiO}_2 + 2\text{K}^+$$
 从以上化学方程式可以看

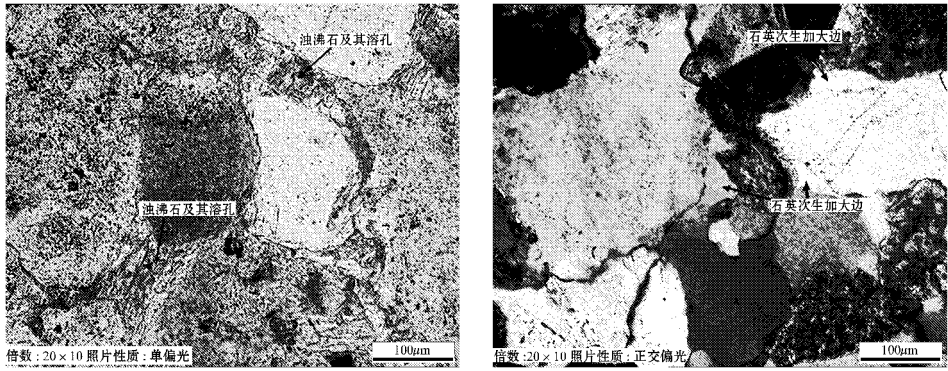


图 1 砂岩镜下照片
Fig. 1 Microphotos of sandstone

出,矿物在溶解过程中要生成粘土矿物和石英,需要酸性介质具有流动性,以便及时把易形成新矿物沉淀的离子带走。在同一铸体薄片内,通常见到在长石和浊沸石溶蚀比较强烈的同时,石英富集处石英次生加大明显,孔隙发育差(图 1)。这一现象的原因,可通过上述化学反应得到解释。

研究区深层地层水中脂肪酸高含量段分布范围约为 2 550~3 650 m(图 2),脂肪酸主要高值范围为 500~1 630 mg/L,最大值达 3 907 mg/L(升深 4 井,2 799 m)。酚高含量段深度范围约在 1 800~3 650 m,大部分样品酚的含量都低于 4.0 mg/L(图 3),相对高值区为 2 600~3 300 m。另外,在 1 800~2 600 m 和 3 300~3 650 m 少量样品酚的含量存在特高值。有机酸和酚类具有很好的螯合性能,可以大大

增加铝的溶解度,超过饱和度(铝或高岭石的无机溶解度)几个数量级,也能使硅的溶解度比无定形二氧化硅的无机溶解度高几倍(转引自梅博文,1992)。松辽盆地次生孔隙发育段与脂肪酸和酚的高含量段基本吻合。

2.2 次生孔隙形成期

2.2.1 主要烃源岩产酸时期

据 Crossy(1984)研究表明,在温度范围 80~100℃的干酪根成岩过程中,有大量的酚和羧酸产生,高含氧的Ⅲ型干酪根是产生含氧羧酸的最好原料,Ⅲ型干酪根氧化产酸能力高出Ⅰ型和Ⅱ型干酪根 1 个数量级。松辽盆地沙河子组暗色泥岩和煤层广泛分布,并富含Ⅲ型干酪根,因此为深层次生孔隙的形成提供了丰富的有机酸。王成等(1999)对松辽盆地

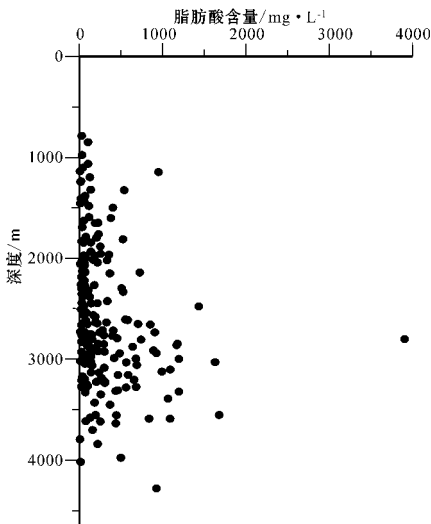


图 2 脂肪酸含量随深度变化图

Fig. 2 Variation of aliphatic acid with depth

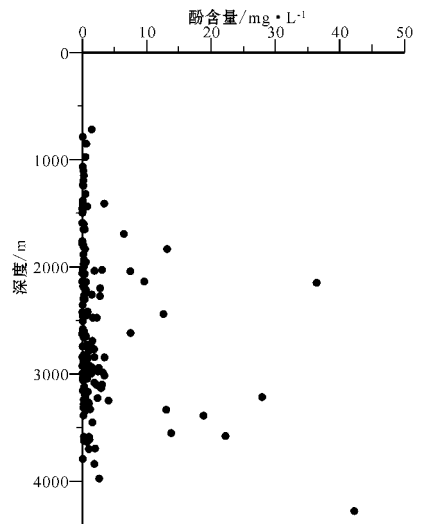


图 3 酚含量随深度变化图

Fig. 3 Variation of phenol with depth

古17井泥岩干酪根产酸率进行了研究,当埋深达到1300 m时,干酪根产酸率迅速下降,说明此深度下的干酪根由于热催化和氧化还原反应已经完成了快速脱羧过程。以芳深701井为例,按古地温80~100℃推测盆地东部深层主要烃源岩沙河子组地层断陷中心产生酚和有机酸的时间大致为125 Ma和110~102 Ma。有机酸的保存最佳温度为80~120℃,温度过低,细菌会分解有机酸。但与羧酸同时形成的酚类具有杀菌作用,使沙河子地层在后期抬升温度降低时,避免了羧酸阴离子遭到细菌的破坏。

2.2.2 T₄断层形成与登娄库组地层次生孔隙形成的时间关系

流体运移需要合适的运移通道,而深部流体运移基本上是沿裂缝网络进行的(转引自梅博文,1992)。浊沸石溶孔分布的非均质性强,在大段的浊沸石砂岩内,溶孔发育程度相差极大,一般具有从发育→较发育→不发育的旋回性变化,单旋回溶孔发育段的厚度只有2~3 m(王成等,2004a,2004b)。Giles(1987)认为,酸性流体沿裂缝在较高温和较低速下运移,将导致较窄而溶蚀较强的淋滤带的形成(转引自梅博文,1992)。本地区浊沸石溶孔分布特征说明,酸性水集中沿相对高孔渗层的优势运移通道——裂缝运移。位于沙河子组地层上部、登娄库组下部的T₄断层对沟通沙河子组流体,使其进入到登娄库组地层具有关键作用,因此T₄断层的形成在一定程度上控制了上部登娄库组地层次生孔隙的形成。登娄库组砂岩次生孔隙主要沿T₄断层分布(王成等,2004a,2004b)也说明了断层的控制作用。早期T₄断层的形成主要分为3期^①:第1期为登娄库组地层沉积时期,形成少量断层;第2期是青一段地层沉积时期,T₄断层主要是该时期形成的;第3期是姚家组地层沉积时期,形成少量断层。不同时期的断层对次生孔隙形成都有比较显著的作用,但由于在不同时期的储盖层匹配性不同,因此产生了气层、水层和干层等不同的结果。

3 油气注入储层时期研究

应用与油气包裹体同期的盐水溶液包裹体的均一化温度,结合该地区(或井)地层埋藏史和热史研

究成果,可以比较可靠地判断油气注入储层的地质时期。肖贤明等(2002)研究认为,天然气成藏过程是天然气注入储层不断驱替储层中孔隙水、最后聚集成藏的过程,包裹体类型也随之发生相应变化:在天然气进入储层前,形成盐水溶液包裹体;天然气开始注入储层后,形成含气态烃包裹体,盐水溶液包裹体与含气态烃包裹体共生;气藏形成后,储层中水被驱替,一般不再形成包裹体。对松辽盆地昌德气田部分井登三、四段砂岩包裹体进行了均一化温度测试(表1),研究的气液包裹体分布于石英裂缝和石英次生加大边上,大小一般为3~5 μm,气液比5%~15%。盐水包裹体与油气包裹体同期,因此它们的均一化温度能够代表该区油气注入储层时的古地温。

根据宋芳屯地区沉降史和热演化史^②及登娄库组三、四段自生石英中与油气包裹体同期的盐水溶液包裹体均一化温度(图4),推测本区油气注入储层的时间为96~81.5 Ma(图5)。该时间与青一段沉积时期(97~96 Ma)产生的T₄断层时间吻合,因此青一段沉积时期形成的次生孔隙与油气注入储层时期具有非常好的匹配关系。在这一持续油气注入过程中,出现3次高峰,第1次是93~91 Ma(均一化温度95~100℃),第2次持续时间更长,是88.8~82.8 Ma(均一化温度105~145℃),第3次持续时间相对很短,为82.3~81.5 Ma(均一化温度150~155℃)。

4 次生孔隙形成对成藏的控制

4.1 登娄库组地层沉积时期形成的次生孔隙对成藏的控制

酸性水和后续的油气沿局部地区产生的少量T₄断层进入登娄库储层后,使原本比较发育的储层得到进一步改善。但由于缺少盖层,油气难以保存。早期在登娄库组形成的原生和次生孔隙在后期的成岩过程中被压实和胶结,目前很难具有高的孔隙度,最终将形成干层或低产水层。如果后期断层重新活动,仍然可以形成较好储层,但气源可能不足,形成具有气显示的水层或气水同层。

4.2 青一段地层沉积时期形成的次生孔隙对成藏的控制

根据浊沸石出现时最小深度(1300 m)推测,油

① 朱德峰,等. 2003. 松辽盆地北部天然气勘探突破方向研究. 大庆油田研究院内部资料.

② 大庆油田有限责任公司勘探分公司. 2003. 松辽盆地北部含油气系统研究及勘探目标优选(内部资料).

表 1 含有机物包裹体与同期盐水溶液包裹体均一化温度数据表

Table 1 The data of homogenization temperatures of organic and the same term brine inclusions

层位	井号	井深/m	含油气包裹体均一温度/°C				同期盐水溶液包裹体均一温度/°C					
Kd4	FSH2	2 735.8	102	110	119	85						
		2 776~2778	110	120		95	95	101	115	115	121	123
		2 786~2848	115	120	124	105	105	110	130	133		
	FSH4	2 743.4	105	110		90	98	99				
		2 746.7	107	114		95	98	105				
		2 748.3	101	120		99	108	110				
FSH5	2 894.1	103	110		87	90	95					
K1d3	FSH2	2 877.4	115	117		110	130	140				
		2 884.3	119	127		131	140	141	150			
	FSH4	2 960~2 963	105	111	115	120	121	125	128			
		2 975~2 977	113	115		130	130	130	130	135	139	
		2 981.8	115	121		110	111	137	140	141	145	
		2 985.9	125			140	150	150				
		2 993.3	128			120	150	153				
		2 997~2 999	125	128	130	130	125	130				
		3 004~3 006	125	130	135		125	140	145	150		
			125	130	135		120	150	150	150	155	
	FSH5	2 909.0	110			90	99	100	119			
		2 920.3	94	122		109	127					
2 938.0		127	135		110							
2 946.9		113	119	135	138	145						

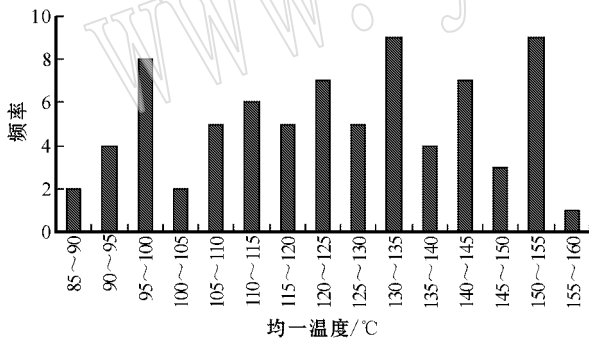


图 4 盐水溶液包裹体均一温度分布直方图

Fig. 4 Histogram showing homogenization temperatures of brine inclusions

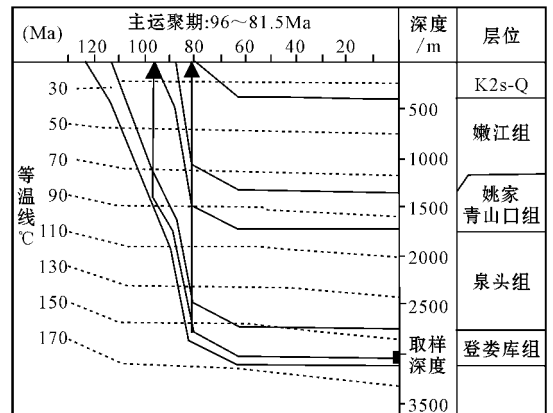


图 5 宋芳屯地区油气注入储层时期推算图

Fig. 5 Inferred period of the injection of oil and gas into the reservoir in Songfangtun area

沸石是在泉头组沉积末期(大约 100 Ma)大量形成的。 T_4 断层主要形成于青一段地层沉积时期,该时期的登娄库组储层由于机械压实和自生石英与浊沸石等自生矿物的胶结作用已变得比较致密,对沙河子组天然气的保存有利。在酸性水沿 T_4 断层运移到登娄库组储层后,长石颗粒和早期形成的浊沸石胶结物在酸性水的作用下被部分蚀溶,产生新的储集空间——粒内溶孔和胶结物溶孔,并与缩小粒间孔一起构成主要的储集空间。后期产生的油气沿酸

性水的运移通道进入储层,并将酸性水排出。由于登娄库组上部沉积了泉头组和部分青一段盖层,使气层的保存成为可能,并且气源较足,如果后期没有断层破坏,可能会形成较好的气层。当储层成为气层后,胶结作用受到抑制,对孔隙保存有利。

4.3 姚家组地层沉积时期形成的次生孔隙对成藏的控制

少部分 T_4 断层形成于姚家组沉积时期,对登娄库组储层形成次生孔隙的控制与青一段期没有差别。由于形成较晚,对孔隙保存更有利,但由于姚家组沉积时到了登娄库组油气主运聚期的晚期,气源可能不足,可能会形成低产气层或气水同层。

5 结论

(1) 裂缝是深层酸性流体的运移通道,造成次生孔隙发育带分布宏观上受 T_4 断层控制,微观上呈发育→较发育→不发育旋回性分布的特点, T_4 断层的形成时期(97~96 Ma)就是次生孔隙大量形成的时期。

(2) 天然气注入储层的时间为 96~81.5 Ma,出现 3 次高峰,分别为 93~91 Ma、88.8~82.8 Ma、82.3~81.5 Ma,前两次天然气注入高峰持续时间长,第 3 次时间相对较短。

(3) 具有高孔隙度的登娄库组砂岩次生孔隙通常较发育,其中青一段沉积时期储盖匹配性最好,形成的次生孔隙与油气注入时期匹配,易形成气层;姚家组沉积储盖匹配关系好,但气源面临不足,该期形成的次生孔隙最终可能会形成低产气层或气水同层;登娄库组沉积时期储盖匹配性差,形成的次生孔隙难以保存,最终会形成干层。

(4) 浊沸石成岩演化过程对于登娄库组气层的形成具有极其重要的作用:早期形成的浊沸石在一定程度上阻止了稳定矿物石英的继续沉淀,并使砂岩变得更加致密,对气藏具有封闭作用;后期随着浊沸石逐渐溶蚀,起封闭性作用的登娄库组砂岩具有了较好储集性,并且上部沉积了泉头组和青一段泥岩作为盖层,对形成次生孔隙气藏非常有利。

References

Bloch S, Lander R H and Bonnell L. 2002. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability[J]. AAPG Bulletin, 86(2): 301~328.

Crossley L J, Frost B R and Surdam R C. 1984. Secondary porosity in laumontite-bearing sandstones, clastic diagenesis: AAPG Memoir 37 [Z], 225~238.

Mei Bowen(translated). 1992. Reservoir Geochemistry[M]. Xi 'an : North West University Publication(in Chinese).

Wang Cheng and Fan Tiecheng. 1998. Pore characteristic of lacustrine carbonate rock reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 17(3): 12~14(in Chinese).

Wang Cheng and Shao Hongmei. 1999. A study on secondary pores of medium combination formation to the west of Daqing placanticline [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 18(5): 5~7(in Chinese).

Wang Cheng, Shao Hongmei, Hong Shuxin, et al. 2004a. Distribution characteristics of secondary pore of deep strata in the northern part of Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 23(5): 37~39(in Chinese).

Wang Cheng, Shao Hongmei, Hong Shuxin, et al. 2004b. Formation and evolution of laumontite and relationship between oil and gas in the clastic rock of the deep strata of the north Songliao Basin[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 23(3): 213~218(in Chinese).

Xiao Xianming, Liu Zufa, Liu Dehan, et al. 2002. Study on forming time of gas reservoir by fluid inclusion[J]. Chinese Science Bulletin, 47(12): 957~960(in Chinese).

Xing Shunquan and Jiang Hongqi. 1992. The Characteristic of Sandstone Reservoir and Diagenesis in Songliao Basin[M]. Harbin: Heilongjiang Science and Technique Press, 157(in Chinese).

Yuan Jing and Wang Qianze. 2001. Distribution and generation of deep reservoir secondary pores, Paleogene, Dongying sag[J]. J. Mineral Petrol. 21(1): 43~47(in Chinese).

Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Zhang Zhifan, et al. 2003. Origin of secondary porosity of Paleogene sandstone in the Dongying Sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 30(6): 51~53(in Chinese).

Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Ma Yongsheng, et al. 2006. Effectiveness of thermochemical sulfate reduction on oil and gas industry—a H_2S formation accelerating development of the secondary pores in reservoirs[J]. Earth Science Frontiers, 13(3): 141~149(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

梅博文(主译). 1992. 储层地球化学[M]. 西安: 西北大学出版社.

王成, 范铁成. 1998. 湖相碳酸盐岩储层孔隙特征[J]. 大庆石油地质与开发, 17(3): 12~14.

王成, 邵红梅. 1999. 大庆长垣以西地区中部油层组合次生孔隙研究[J]. 大庆石油地质与开发, 18(5): 5~7.

王成, 邵红梅, 洪淑新, 等. 2004a. 松辽盆地北部次生孔隙分布特征[J]. 大庆石油地质与开发, 23(5): 37~39.

王成, 邵红梅, 洪淑新, 等. 2004b. 松辽盆地北部深层碎屑岩浊沸石成因、演化及与油气关系研究[J]. 矿物岩石地球化学通报, 23(3): 213~218.

肖贤明, 刘祖发, 刘德汉, 等. 2002. 应用储层流体包裹体信息研究天然气气藏的成藏时间[J]. 科学通报, 47(12): 957~960.

邢顺, 姜洪启. 1992. 松辽盆地陆相砂岩储集层性质与成岩作用[M]. 哈尔滨: 黑龙江科学技术出版社, 157.

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[J]. 矿物岩石, 21(1): 43~47.

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

朱光有, 张水昌, 马永生, 等. 2006. TSR(H_2S)对石油天然气工业的积极性研究—— H_2S 的形成过程促进储层次生孔隙的发育[J]. 地学前缘, 13(3): 141~149.