

文章编号:0253-9985(2012)02-0287-09

川西坳陷须家河组二段致密砂岩储层 成岩作用与孔隙演化 ——以大邑地区为例

罗文军¹, 彭 军¹, 杜敬安², 杜 垒³, 韩海臣⁴, 刘 焕¹, 李剑波⁵, 唐 勇⁶

(1. 西南石油大学 资源与环境学院, 四川 成都 610500; 2. 中国石油 大庆油田公司 海拉尔石油勘探开发指挥部, 内蒙古 呼伦贝尔 021008; 3. 中国石油 新疆油田公司 重油开发公司, 新疆 克拉玛依 834000; 4. 青海省第八地质矿产勘查院, 青海 西宁 810001; 5. 中国石化 西南油气分公司 勘探开发研究院, 四川 成都 610000; 6. 中国石化 西南油气分公司 川西采气场, 四川 德阳 618000)

摘要:低渗透气藏产气量在我国天然气总产量中所占比例越来越大,但由于其气藏分布复杂、预测难度大等因素,阻碍了该类气藏的勘探开发进程。四川盆地川西坳陷上三叠统须家河组二段储层物性总体较差,属于低孔、低渗储层。以储层特征与成岩作用研究为基础,结合大量镜下薄片鉴定成果,确定了胶结物充填的序次及各期胶结物相对含量;并在各期胶结物中找出特征包裹体进行温度检测,结合储层埋藏史、热史等资料,确定了各期胶结物的形成时间与油气充注的时间及次序;此外,描述了储层孔隙在不同历史阶段的变化率与变化原因,从而再现了储层的形成历史,确定了储层致密化时间。最后,结合油气充注史,提出下一步有利勘探方向,为进一步油气勘探奠定了基础。

关键词:成岩作用;孔隙演化;流体包裹体;须家河组;大邑地区;川西坳陷;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Diagenesis and porosity evolution of tight sand reservoirs in the 2nd member of Xujiahe Formation, western Sichuan Depression: an example from Dayi region

Luo Wenjun¹, Peng Jun¹, Du Jing'an², Du Lei³, Han Haichen⁴, Liu Huan¹, Li Jianbo⁵ and Tang Yong⁶

(1. School of Resources and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Hailar Petroleum Exploration and Development Headquarters, PetroChina Daqing Oilfield Company, Hulunbeier, Inner Mongolia 021008, China; 3. Heavy Oil Development Company, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China; 4. No. 8 Institute of Geological and Mineral Exploration of Qinghai Province, Xining, Qinghai 810001, China; 5. Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC Southwest Oilfield Company, Chengdu, Sichuan 610500, China; 6. Chuanxi Gas Production Plant, SINOPEC Southwest Oilfield Company, Deyang, Sichuan 618000, China)

Abstract: The percentage of gas production from low-permeability gas reservoirs is increasing in China. However, the low-permeability gas reservoirs are geologically complex and can not be predicted easily, impeding their exploration and development. The second member of the Upper Triassic Xujiahe Formation in western Sichuan depression of Sichuan basin has poor poroperm characteristics as a whole and belongs to low porosity and permeability reservoirs. Based on the study of reservoir characteristics and diagenesis, this paper determines the filling sequence and relative content of cements of each stage through microscopic observation of thin sections. Characteristic inclusions are identified in cements of each stage and used to measure temperature. The results in combination with burial history and thermal history are used to determine the forming time of cements of each stage, hydrocar-

收稿日期:2012-01-10;修订日期:2012-02-16。

第一作者简介:罗文军(1981—),男,博士研究生,储层地质学与沉积学。

基金项目:中国石油科技创新基金项目(2010D-5006-0103)。

bon charging time and their sequences. In addition, the paper describes the rate and causes of porosity change in different periods, reconstructs the reservoir forming history and determines the time of reservoir tightening. Finally, this paper presents further exploration targets according to the analysis of hydrocarbon charging history.

Key words: diagenesis, porosity evolution, fluid inclusion, Xujiahe Formation, Dayi area, western Sichuan depression, Sichuan Basin

致密砂岩气藏是指孔隙度低($<12\%$)、渗透率低($<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、含气饱和度低($<60\%$)、含水饱和度高($>40\%$)以及天然气流动速度较为缓慢的砂岩储层中的天然气藏^[1-6]。致密砂岩气藏的储层经历了一个十分复杂的成岩过程,其演化过程和演化史控制了现今气藏的分布^[7]。

21世纪以来,在四川盆地上三叠统须家河组中发现了新场、大邑、邛西等气藏,显示出良好的勘探前景和潜力^[8]。其中以大邑地区最有代表性,其储层以单层砂体厚度及砂岩累计厚度大、砂体分布稳定为特点,埋深较大,普遍经历了复杂的成岩作用,储层致密-超致密并具极强非均质性^[9]。如何精细描述储层形成过程中孔隙的演化,是研究储层性能及成藏研究的关键,本文在成岩作用、胶结物充填次序及相对含量研究的基础上,通过流体包裹体温度测定,在时间和空间上确定了须家河组二段孔隙的演化历史。

1 地质背景

大邑构造位于成都市大邑县城西北面,处于龙门山前缘隐伏构造带中南段,是该构造带内的重点局部构造(图1)。大邑构造为一个多期次构

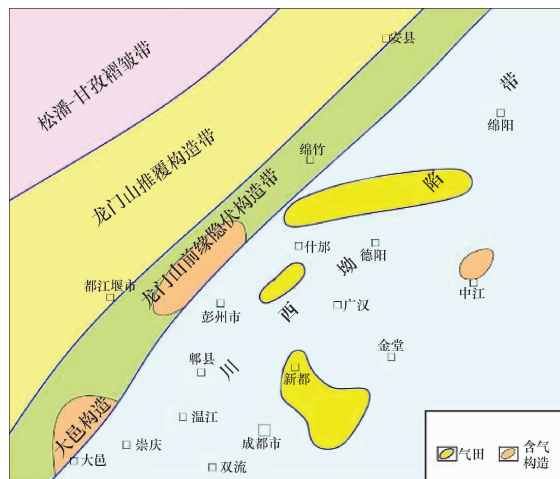


图1 大邑地区构造位置示意图

Fig. 1 Structural location of Dayi region

造运动形成的逆冲推覆构造叠合体,其构造形成的主要应力来自北西-南东方向的挤压。大邑地区须家河组自下而上发育须二段至须五段($T_3x^2-T_3x^5$)4个岩性段。其中须二段为主要储层段,岩性为黄灰色砾岩、含砾砂岩、砂岩、粉砂岩和泥岩夹煤层。

2 储层岩石学特征

储层岩石类型主要为岩屑石英砂岩、长石岩屑石英砂岩、岩屑砂岩,碎屑成分以石英、岩屑为主,长石含量相对较低。石英颗粒以单晶石英为主,另有少量多晶石英,其含量变化较大,主要分布于50%~75%,平均为64.92%,石英颗粒多具有微细裂纹及波状消光。阴极发光镜下有两类发光的石英,一是发蓝紫色光的石英,包括红紫、蓝紫和蓝色的石英,来源于高温快速冷却的火山岩、深成岩(主要是花岗岩);二是发棕色光的石英,包括红棕、深棕和浅棕色的石英,来源于冷却缓慢的低级和高级变质岩。长石含量为0~18%,平均为6.36%,其中斜长石含量略高,次为钾长石;斜长石含量0~18%,平均含量为4.25%;钾长石含量0~6%,平均2.11%,显微镜下微斜长石具纺锤状格子双晶,紧密交错、宽窄不一,而斜长石呈聚片双晶,可见沿解理面断裂。岩屑含量一般为6%~28%,最高可达36%,平均含量为15.18%,岩屑成分主要为火山岩岩屑和变质石英岩岩屑,有少量沉积岩岩屑,云母含量为0~6%,平均含量为0.81%,主要以白云母为主,少量黑云母(表1)。储层分选性较好至中等,磨圆度中等,呈次棱角状。

3 成岩作用类型及特征

3.1 压实、压溶作用

压实、压溶作用主要表现为云母及具长轴的其他碎屑颗粒的定向排列,千枚岩、泥岩、片岩等

表 1 大邑地区须家河组二段岩石碎屑组分含量
Table 1 Detrital composition contents in the 2nd member
of Xujiahe Formation, Dayi area

层位	取值参数	碎屑组分/%						
		石英	钾长石	斜长石	云母	岩屑		
						沉积岩	变质岩	岩浆岩
须二段	最小值	34	0	0	0	0	0	0
	最大值	87	6	18	6	28	36	13
	平均值	64.9	2.11	4.25	0.81	4.06	6.94	4.12
	合计平均值	64.9	6.36	0.81		15.18		

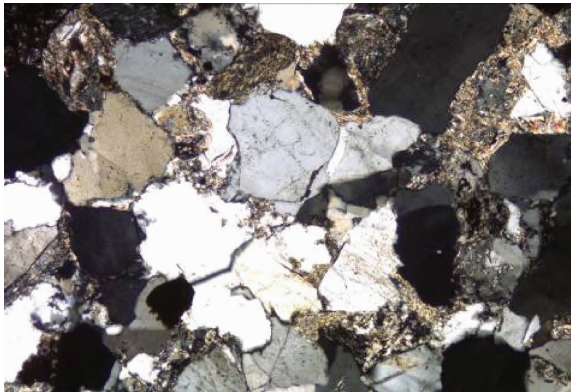


图 2 大邑地区岩石压实作用特征
Fig. 2 Compaction characteristics in Dayi region
(DY5 井, 6 112 m, T_3x^2 , 对角线长 1.34 mm, 正交光)

塑性岩屑拉长、变形,刚性碎屑产生裂纹、破碎等。碎屑颗粒间多为线接触到凹凸接触(图 2),部分形成锯齿状接触等,总体压实、压溶作用较强。这是由于须二段储层埋藏时间长、埋藏深度大、早期胶结物含量低所导致的。

大邑地区须家河组二段砂岩胶结物平均含量为 11.51%,假定岩石的初始孔隙度为 40%,目前平均孔隙度为 4%,去掉 3%和溶蚀成因的次生孔

隙度平均值,压实作用损失的孔隙度高达 27.49%,占总储集空间损失量的 70%。综上可知压实、压溶作用是造成孔隙度降低的第一重要因素。

3.2 胶结作用

胶结物主要包括碳酸盐胶结物,即(铁)方解石、(铁)白云石;硅质胶结物,即石英次生加大和硅质充填以及粘土胶结物-伊利石、伊/蒙混层等。本次研究通过大量薄片的观察和鉴定,分辨出各期胶结物在镜下的特征,并通过大量的统计估算出各期胶结物的相对含量。

3.2.1 碳酸盐胶结

盐酸盐胶结物含量主要分布在 3%~9%,最高可达 32%,平均 5.2%。镜下可观察到四期。第一期碳酸盐胶结物含量较少,平均为 0.1%,不含铁,以泥微晶方解石为主;发生于石英第一期加大之后硅质充填之前,由于受后期改造作用影响,目前储层中已极少观察到该期胶结物,在部分颗粒边缘可以发现白云质胶结物,而远离颗粒为方解石胶结物(图 3a);由于云质胶结物不会出现在钙质胶结物之前,所以判断其为第一期钙质胶结物的白云化产物,未在此期胶结物内找到包裹体。第二期碳酸盐胶结物主要为连晶方解石(图 3b),这种胶结发生在油气充注之后,这期胶结物使部分储层变得非常致密,镜下几乎见不到孔隙,其平均含量为 3.5%。第三期碳酸盐胶结为白云石胶结,主要存在于次生溶孔中,其平均含量为 0.9%。第四期为铁质方解石及铁白云石胶结(图 3c),平均含量为 0.7%,少见方解石胶结物被溶蚀现象,对孔隙的充填极大地破坏了砂岩的储集性。

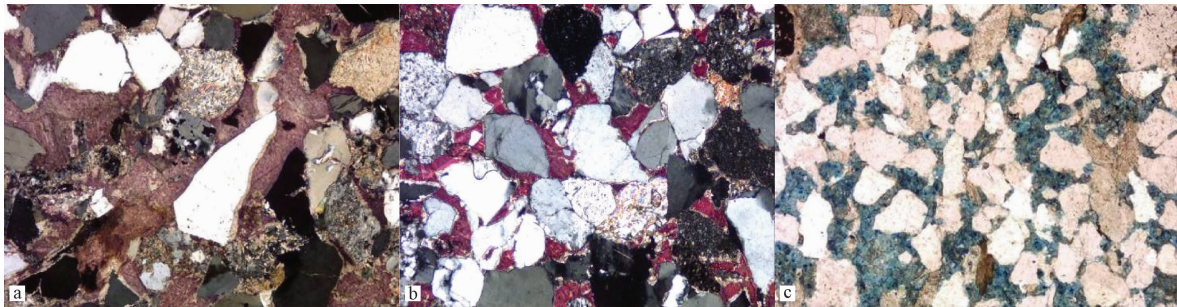


图 3 大邑地区碳酸盐胶结特征
Fig. 3 Carbonate cementation characteristics in Dayi region
a. DY102 井, 4 950.62m, T_3x^2 , 对角线长 1.34 mm, 正交光; b. DY5 井, 5 854 m, T_3x^2 , 对角线长 1.34 mm, 正交光; c. DY6 井, 5 856 m, T_3x^2 , 对角线长 1.34 mm, 单偏光

3.2.2 粘土矿物胶结

伊利石为须家河组砂岩中最常见的粘土矿物,未见高岭石、绿泥石,可见少数伊/蒙混层。伊利石多呈鳞片状或束状充填于粒间,一般占粘土矿物总量85%以上。主要为早期铝硅酸盐矿物溶蚀析出的产物以及高岭石、粒间杂基等蚀变产物及从孔隙水中沉淀结晶出来起胶结作用的伊利石。粘土矿物胶结物含量一般在0~9%,平均为4%。要在砂岩中定量区分自生或非自生伊利石是十分困难的工作。

3.2.3 石英加大和硅质充填

须家河组砂岩中石英加大现象极为普遍,加大边厚度通常为0.05~0.3 mm,且见到3次加大和两次硅质发育现象;第Ⅱ期和第Ⅲ期石英次生加大普遍,表明硅质沉淀具有阶段性。第Ⅰ期石英加大边不发育,仅在少数石英颗粒发育窄的加大边,其含量在0.2%左右;第Ⅱ期加大边普遍,发育自形晶面,有时见石英小晶体(图4a),其含量在1%左右;第Ⅲ期自生石英多呈镶嵌状和缝合线接触,自形晶面基本消失(图4b),其含量在0.5%左右,早期硅质充填呈星点状分布于孔隙内部,含量较少,平均在0.2%左右,晚期硅质充填较发育,部分层位填满残余粒间孔,其含量在0.5%左右。

3.3 溶蚀作用

溶蚀作用对研究区须家河组储层的孔隙结构类型、孔隙大小以及储集性能有重要的控制作用。储层经受了强烈的压实、压溶作用,原生孔隙消失殆尽,目前储层中主要的孔隙就是溶蚀作用形成的次生孔隙,主要表现为格架颗粒的溶蚀及少量

填隙物的溶蚀。其中,长石的溶蚀最为明显,主要沿颗粒边缘和解理、双晶面进行,常以粒间孔、粒内溶孔为主(图5a,d)。大邑地区的石英溶蚀现象(图5b,c)在扫描电镜下,石英加大部分的表面存在着一些大小不一的溶蚀坑,系后期水介质碱性化的产物,这种溶孔总体含量很少,故对储层贡献很小。

大部分粒间溶孔与裂缝及油气侵入有关(图5d),油气侵入的大量酸性水可以溶蚀长石及可溶岩屑,而裂缝可以为酸性流体提供良好的流通通道,所以大邑地区的溶孔主要是第一期(燕山期)裂缝形成之后,油气进入储层时有机酸溶蚀形成的。

3.4 破裂作用

根据构造运动史及镜下观察,大邑地区至少发育两期裂缝。第一期裂缝形成于印支—燕山期,发育于油气充注前,裂缝内广泛充填沥青,裂缝周边发育与油气侵入相关的粒内及粒间溶孔,溶孔内也有沥青分布(图6a);第二期裂缝形成于喜马拉雅期,其以规模大、延伸远为特征,发育于油气充注后,故而本期裂缝内未见沥青(图6b)。

4 成岩序列与孔隙演化

4.1 成岩序列

根据前述对成岩作用及自生矿物成因的分析,结合薄片观察和扫描电镜下各类成岩现象,按照自生矿物和成岩事件出现的相对顺序,归纳总结出大邑地区须二段成岩演化序列:压实作用—第一期方解石胶结、菱铁矿出现—第一期石英次生加大—粘土矿物胶结—第一期破裂作用—溶蚀

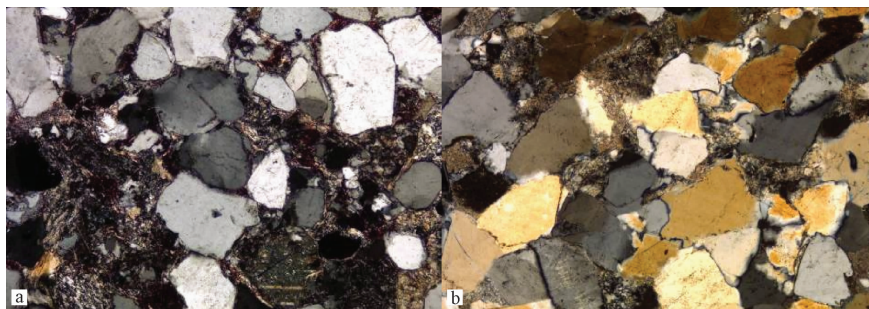


图4 大邑地区石英加大特征

Fig. 4 Quartz overgrowth characteristics in Dayi region

a. DY5井,6 116 m, T_3x^2 , 对角线长1.34 mm, 正交光; b. DY5井,6 272 m, T_3x^2 , 对角线长1.34 mm, 正交光

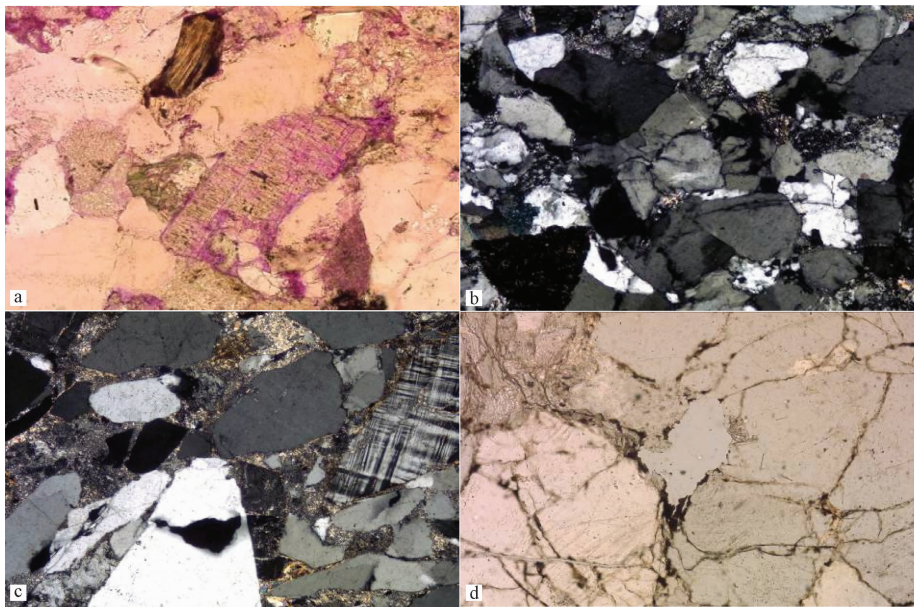


图5 大邑地区溶蚀作用特征

Fig. 5 Dissolution characteristics in Dayi region

a. DY2 井, 5 007 m, T_3x^2 , 对角线长 1.34 mm, 单偏光, 红色铸体; b. DY6 井, 5 938 m, T_3x^2 , 对角线长 1.34 mm, 正交光; c. DY5 井, 6 160 m, T_3x^2 , 对角线长 1.34 mm, 正交光; d. DY5 井, 6 275.5 m, T_3x^2 , 对角线长 1.34 mm, 单偏光

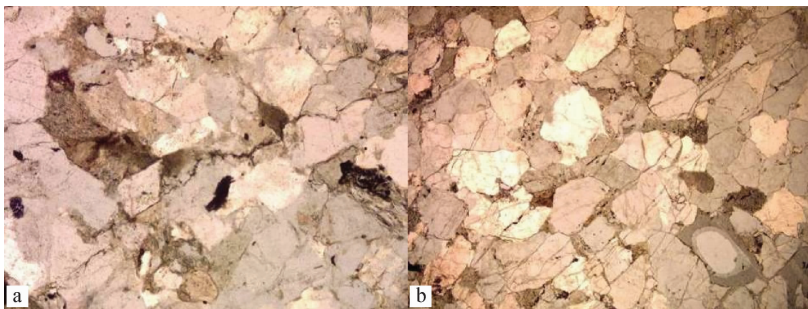


图6 大邑地区裂缝镜下特征

Fig. 6 Microscopic features of fractures in Dayi region

a. DY5 井, T_3x^2 , 6 277 m, 对角线长 1.34 mm, 单偏光; b. DY5 井, 6 116 m, T_3x^2 , 对角线长 3.4 mm, 单偏光

作用—第二期石英次生加大、硅质充填—第二期方解石胶结—第三期石英次生加大、硅质充填—第三期碳酸盐胶结—第四期碳酸盐胶结—第二期破裂作用。

4.2 成岩矿物形成时期

通过对流体包裹体的分析,可以得到该成岩矿物形成时的地层温度^[10-15]。根据这一温度测定结果,结合构造演化史、油气生成史及热史分析结果(图7),可得出各期胶结物形成时期(地温梯度取 3.17 °C/100 m)。结合前述自生矿物成岩关系及各期胶结物含量,即可定量分析储层孔隙演化。

对大邑地区须二段,根据各期胶结物镜下不同特征,分别选取了各期胶结物内包裹体样品(图8),并定位测定了包裹体均一温度测定(表2)。

大邑地区石英加大边中的均一温度最低,其最低温度为 83 °C,即表明石英的自生加大边形成时间最早,始于须五段沉积时期,在其后的成岩时期不断地加大;其最高温度为 147.2 °C,表明石英最后一期加大为早白垩世早期,由此可见石英加大的时间跨度大,期次多。孔隙中的硅质充填物形成的最低温度要高于石英加大,为 99 °C,推算其形成时期为中侏罗世;最高温度为 156.2 °C,其形成时期为晚侏罗世,自生硅质充填物形成晚于

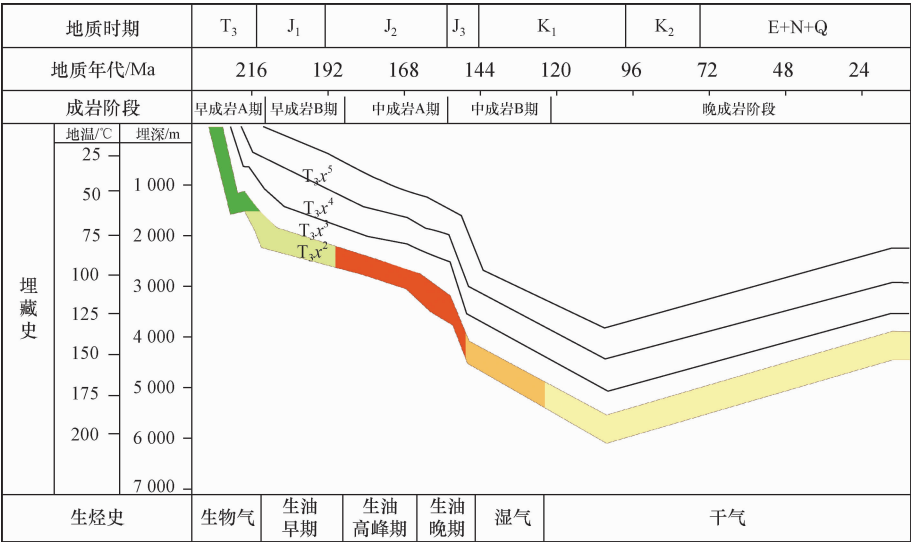


图 7 大邑地区须家河组埋藏史

Fig. 7 Burial history of the Xujiahe Formation in Dayi region

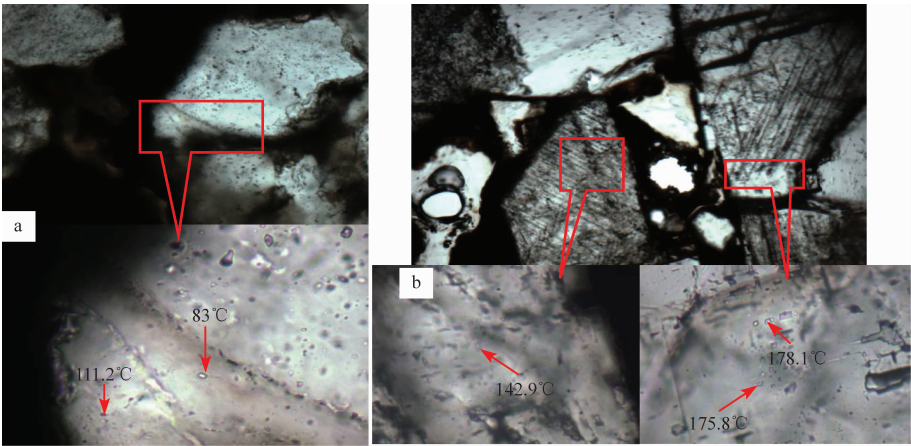


图 8 大邑地区流体包裹体特征

Fig. 8 Fluid inclusion characteristics in Dayi region

a. 第一、第二期石英加大包裹体定位测温,DY5 井,6 018 m;b. 第二、第三期方解石胶结包裹体定位测温,DY2 井,4 975 m

石英加大。此外,含烃盐水流体包裹体均一温度最低为 98 ℃,最高为 129 ℃,且呈双峰态,表明本区储层多期成藏。第一期碳酸盐胶结物发生在石英第一期加大之后,硅质充填之前,第二期碳酸盐胶结物温度最低为 136 ℃,推算其形成于中侏罗世,第三期碳酸盐胶结物中流体包裹体均一温度最低为 175 ℃,为晚侏罗世,第四期碳酸盐胶结物的温度在 200 ℃左右,为储层埋深最大的早白垩世晚期形成。

4.3 成岩阶段划分

根据自生矿物组合、分布、演变及形成顺序,粘土矿物及混层粘土矿物的转化与岩石结构特

征,孔隙类型、有机质成熟度与流体包裹体均一温度等指标,依照石油行业碎屑岩成岩阶段划分规范(SY/T—5477),大邑地区砂岩普遍已达到晚成岩阶段,少数处于中成岩 B 期,证据如下。

- 1) 镜质体反射率(R_o)值为 1.96%~2.54%,表明有机质成熟度已达成熟—高成熟,局部为过成熟。
- 2) 有机质成熟度较高,泥岩中有机质热解最高峰温 T_{max} 的分析表明,其最低值为 484 ℃,最高值为 575 ℃,平均值为 523 ℃,总体已达到晚成岩期,部分在中成岩 B 期。
- 3) 储层流体包裹体测温表明(表 2),大邑地

表 2 大邑地区流体包裹体均一温度
Table 2 Homogenization temperatures of fluid inclusions in Dayi region

钻井	层位	取样深度/m	宿主矿物	包裹体类型	均一温度/℃	埋藏深度/m	形成时期
DY1	T ₃ x ²	5 110	孔隙硅质充填物	盐水包裹体	110. 4, 113. 9, 121. 4	3 009 ~ 3 356	J ₂
			孔隙硅质充填物	盐水包裹体	100. 9	2 709. 8	J ₁
			孔隙硅质充填物	盐水包裹体	147. 2	4 170	J ₂
DY2	T ₃ x ²	4 975 ~ 4 978	第二期碳酸盐胶结物	盐水包裹体	136. 6, 142. 9	3 836	J ₂
			第三期碳酸盐胶结物	盐水包裹体	175. 8, 178. 1	5 072 ~ 5 145	J ₃
			第四期碳酸盐胶结物	盐水包裹体	205. 4	6 006	K ₁
			石英次生加大边	含烃包裹体	99. 5, 98. 5	2 634 ~ 2 665	J ₂
			孔隙硅质充填物	含烃包裹体	129. 1, 126. 4	3 514 ~ 3 599	J ₃
			孔隙硅质充填物	盐水包裹体	97. 7, 103. 8, 115. 0	2 608 ~ 3 154	J ₁
DY4	T ₃ x ²	5 418	第一期石英次生加大	盐水包裹体	83. 0, 94. 2	2 145 ~ 2 498	T ₃ x ⁵
			第二期石英次生加大	盐水包裹体	111. 2, 113. 6, 107. 6	2 921 ~ 3 110	J ₁ —J ₂
			第三期石英次生加大	盐水包裹体	147. 6	4 183	J ₂
			孔隙硅质充填物	盐水包裹体	154. 2, 142. 0, 156. 2	4 006 ~ 4 454	J ₂ —J ₃
			孔隙硅质充填物	盐水包裹体	106. 3	2 880	J ₂
DY5	T ₃ x ²	6 018	近颗粒碳酸盐胶结物	盐水包裹体	128. 4, 136. 1, 148. 7, 150. 9	3 577 ~ 4 287	J ₂ —J ₃
			孔隙中碳酸盐胶结物	盐水包裹体	200. 0, 201. 2, 154. 2 185. 9, 173. 8	4 391 ~ 5 873	J ₃ —K ₁

区须家河组储层曾经历了 200 ℃ 左右的高温, 已达到了晚成岩阶段的温度要求。

4. 4 孔隙演化过程

储层某一时期的孔隙度可以通过初始孔隙度(40%)减去各时期孔隙度的损失量来获得。通过对大邑地区须二段储层中不同胶结物含量, 形成时期的定量统计, 再现了储层孔隙度的演变过程(表 3; 图 9)。

4. 4. 1 早成岩阶段 A 期

为浅埋藏(埋深 < 1 500 m)成岩环境, 古温度为 65 ℃, 主要发生了压实作用, 胶结作用较弱, 局部见菱铁矿团块化和少量方解石胶结、黄铁矿化、长石蚀变等。沉积物弱固结—半固结。

该成岩阶段主要发生在晚三叠世须四沉积末期, 孔隙类型主要为原生粒间孔。早期胶结作用使孔隙度略微下降 0. 1% 左右。早期溶蚀对储层影响小, 约增加孔隙度 1% 左右。此时储层初始孔隙度一般由 40% 下降到 20%。

4. 4. 2 早成岩阶段 B 期

埋深在 1 500 ~ 2 500 m, 古温度为 65 ~ 94 ℃, 沉积物进入快速埋藏阶段。随压实作用进一步增强, 粒间孔急剧缩小。第一期石英次生加大后粘土矿物开始沉淀, 早成岩阶段 B 晚期由于构造运

动的加剧, 储层形成了第一期裂缝。

该成岩阶段主要发生在晚三叠世须五沉积末期到早侏罗世白田坝期。压实作用约造成 5% 的孔隙度损失, 其次石英次生加大约使孔隙度减少 1% 左右, 粘土矿物胶结也造成约 2% 左右孔隙度损失。第一期裂缝增加孔隙度约为 0. 2%。此时储层孔隙度约为 13%。

4. 4. 3 中成岩阶段 A 期

埋深急剧增大, 达 2 500 ~ 4 000 m。随着埋深增加, 地温进一步升高, 达 94 ~ 140 ℃ 时烃源岩进入生油高峰期, 大量有机酸生成。有机酸沿裂缝将部分长石、岩屑和杂基溶解, 形成粒间溶孔和粒内溶孔。粘土矿物中伊/蒙混层转化、伊利石开始沉淀。伊利石的溶解形成伊利石晶间微孔和溶孔, 压实作用增强使得压溶作用表现强烈, 第二期石英次生加大和硅质充填部分次生孔隙, 原生粒间孔大部分损失而使储层致密化。

该成岩阶段主要发生在中侏罗世千佛崖到沙溪庙期, 溶蚀作用使孔隙度增加约 3%, 但同时发生的第二期石英次生加大约损失孔隙度 1%, 硅质充填约损失孔隙度 0. 2%, 第二期方解石胶结使孔隙度损约失 3. 5%, 粘土矿物胶结约损失孔隙度约 2%, 压实作用使孔隙度降低约 2%。此时储层孔隙度约为 7% ~ 8%, 在中成岩 A 末期, 储层已经基本致密化。

表 3 大邑地区各成岩阶段储层孔隙度

Table 3 Reservoir porosity at different diagenesis stages in Dayi region

成岩阶段	类型	损失孔隙量/%	贡献孔隙量/%	包裹体均一温度/℃	剩余孔隙度/%	时期
早成岩阶段 A 期	压实作用	20.0	—	—	20.0	须四末期 印支期晚幕
	早期碳酸盐胶结	0.1	—			
	压实作用	5.0	—			
早成岩阶段 B 期	第一期石英次生加大	0.2	—	83.0 ~ 94.0	13.0	须五期— 白田坝期 印支期晚 幕—燕山 期早幕
	粘土矿物胶结	2.0	—			
	第一期破裂作用	—	0.2			
中成岩阶段 A 期	溶蚀作用	—	3.0	94.0 ~ 140.0	7.0 ~ 8.0	千佛崖期— 沙溪庙期 燕山期 中幕
	第二期石英次生加大	1.0	—			
	压实作用	2.0	—			
	硅质充填	0.2	—			
	粘土矿物胶结	2.0	—			
	第二期方解石胶结	3.5	—			
中成岩阶段 B 期	压实作用	1.0	—	140.0 ~ 175.8	4.0 ~ 5.0	遂宁期—早 白垩世 燕山期 晚幕
	第三期石英次生加大	0.5	—			
	硅质充填	0.5	—			
晚成岩阶段	第三期碳酸盐胶结	0.9	—	189.0 ~ 201.2	2.5 ~ 4.6	晚白垩世—喜马拉雅期
	第四期碳酸盐胶结	0.7	—			
晚成岩阶段	第二期破裂作用	—	0.2	—		
	第二期破裂作用	—	0.2	—		

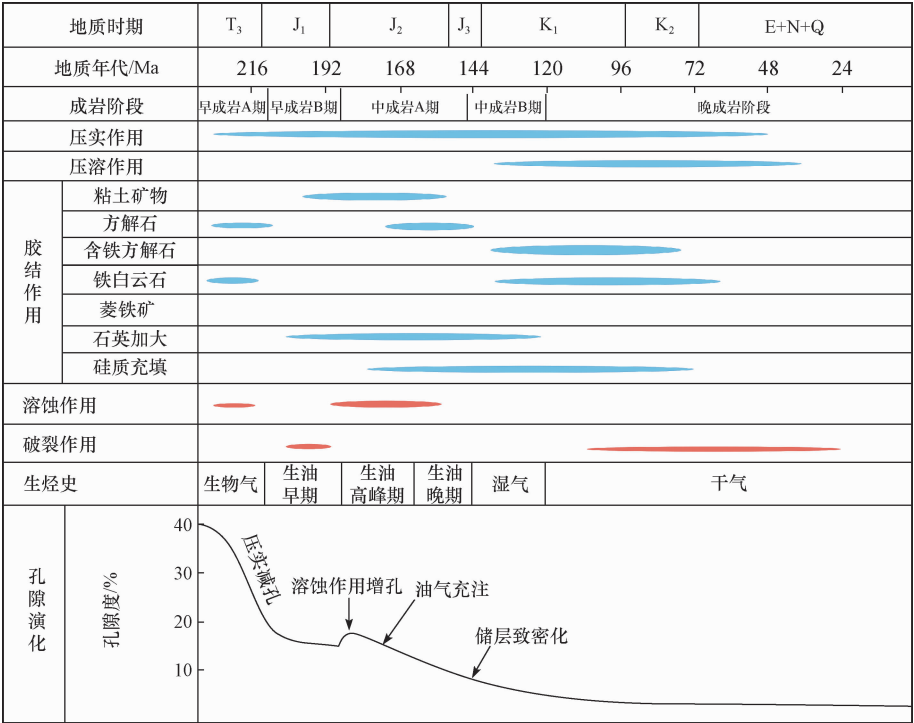


图 9 大邑地区成岩作用与孔隙演化模式

Fig. 9 Diagenesis and pore evolution models in Dayi region

4.4.4 中成岩阶段 B 期

埋深达 4 000 ~ 5 100 m, 古温度为 140 ~ 175 ℃, 岩石进一步压实, 颗粒大部分呈线-凹凸接触。压溶

作用普遍发育, 使得石英颗粒沿接触边缘溶解, 石英次生加大边及硅质沉淀充填次生孔隙。白云石充填孔隙和交代颗粒, 原生孔隙破坏殆尽, 部分次生孔隙遭到破坏。

该成岩阶段主要发生在晚侏罗世遂宁期至早白垩世中期,储层进一步致密。第三期碳酸盐胶结使孔隙度减少0.9%,石英次生加大和硅质充填使孔隙度减少约1%,压实作用使孔隙度降低约1%,此时储层孔隙度约为4%~5%。

4.4.5 晚成岩阶段

埋深达大于5 100 m,古温度为175℃以上,储层进一步致密化。在部分溶孔中发育铁质胶结物和硅质继续充填。在埋深最大的晚白垩世早期,可能有深部热液向储层侵入,形成了最晚一期的次生溶孔。新生代以来的喜马拉雅运动使储层裂缝更为发育,改善了储集性能,形成孔隙-裂缝型储层。

该成岩阶段主要发生在晚白垩世至喜马拉雅期,最晚一期铁方解石和铁白云石(189~201.2℃)造成孔隙度减少0.7%,喜马拉雅期的破裂作用对储层孔隙度贡献0.2%左右,此时储层孔隙度约为2.5%~4.6%。

5 结论

1) 成岩作用中压实作用是破坏孔隙最主要的成岩作用,其损失孔隙达70%;碳酸盐胶结、石英加大和硅质胶结也是储层孔隙降低的重要原因。

2) 破裂作用和溶蚀作用是储层质量改善的重要因素,早期破裂作用为大量酸性流体注入提供了良好的流通通道,晚期裂缝使孔与孔之间的连通性加强,大大提高了储层质量。

3) 排烃时期为早成岩阶段B末期到中成岩阶段B早期的早侏罗世,此时储层孔隙度约为12%,并未完全致密,有成藏较好的储层条件;而到中成岩B晚期储层基本致密化,油气运移难度大,油气成藏先于储层致密,大邑地区油气下一步勘探应以寻找古圈闭为重点。

参 考 文 献

- [1] 李健,吴智勇,曾大乾,等. 深层致密砂岩气藏勘探开发技术[M]. 北京:石油工业出版社,2002:4-8.
Li Jian, Wu Zhiyong, Zeng Daqian, et al. Deep tight sandstone gas reservoir exploration and development technologies[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 4-8.
- [2] 吕正祥,刘四兵. 川西须家河组超致密砂岩成岩作用与相对优质储层形成机制[J]. 岩石学报, 2009, 25(10): 2373-83.
Lü Zhengxiang, Liu Sibing. Western Sichuan Xujiahe super tight sandstone diagenesis and relatively high-quality reservoir formation mechanism, [J]. Acta Petrol, 2009: 25 (10) 2373-83.
- [3] 李士祥,胡明义. 川西前陆盆地上三叠统须家河组砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(4): 535-540.
Li Shixiang, Hu Mingyi. Triassic Xujiahe sandstone diagenesis and porosity evolution in the chuanxi foreland basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(4): 535-540.
- [4] 张哨楠. 四川盆地西部须家河组砂岩储层成岩作用及致密时间讨论[J]. 矿物岩石, 2009, 12: 33-38.
Zhang Shaonan. Western Sichuan Xujiahe sandstone diagenesis and dense time for discussion[J]. Mineralogy Petrology, 2009, 12: 33-38.
- [5] 朱如凯,邹才能. 致密砂岩气藏储层成岩流体演化与致密成因机理——以四川盆地上三叠统须家河组为例[J]. 中国科学(D辑:地球科学), 2009, 39: 327-339.
Zhu Rukai, Zou Caineng. Tight sandstone gas reservoirs Diagenetic fluids evolution of dense genetic mechanism[J]. China Science(Series D: Earth Sciences), 2009, 39: 327-339.
- [6] 关德师,牛嘉玉. 中国非常规油气地质[M]. 北京:石油工业出版社,1995:60-85.
Guan Deshi, Niu Jiayu. Unconventional oil and gas geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 60-85.
- [7] 杨克明. 川西坳陷须家河组天然气成藏模式探讨[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 786-803.
Yang Keming. Western Sichuan depression Xujiahe gas accumulation mode[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 786-803.
- [8] 焦述蓉,张虹,赵爽. 川西DY地区须家河组致密砂岩储层预测技术及应用效果分析[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(6): 774-780.
Qiao Shurong, Zhang Hong, Zhao Shuang. Chuanxi DY area Xujiahe tight sandstone reservoir prediction techniques and application analysis[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(6): 774-780.
- [9] 郑荣才,叶泰然,翟文亮,等. 川西坳陷上三叠统须家河组砂体分布预测[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(3): 405-411.
Zheng Rongcai, Ye Tairan, Zhai Wenliang, et al. Western Sichuan depression of the upper Triassic be the Xujiahe sand distribution forecast[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(3): 405-411.
- [10] Wilinon M, Haszeldine R S, Ellam R M, et al. Hydrocarbon filling history from diagenesis evidence: Brent Group, UK north sea [J]. Marine and Petroleum Geology, 2004, 21(4): 443-445.
- [11] 许浩,魏国齐,汤达祯,等. 川西地区有机流体包裹体的特征分析及其地质意义[J]. 现代地质, 2004, 18(3): 360-365.
Xu Hao, Wei Guoqi, Tang Dazhen, et al. The characteristics of the organic fluid inclusions and its geological significance in Western Sichuan[J]. Geoscience, 2004, 18(3): 360-365.

(下转第301页)

- 艺,2005,(9):112-113.
- Jiang Li, Ma Hongwei, Shan Jing, et al. Polymer separate injection technology [J]. Drilling & Production Technology, 2005, (9):112-113.
- [7] 单晶, 马宏伟, 袁云, 等. 聚合物驱井下单管多层分注工艺 [J]. 石油钻采工艺, 2005, 27(3):35-37.
- Shan Jing, Ma Hongwei, Yuan Yun, et al. Study on downhole separate layer injection of polymer in multi-layer reservoirs [J]. Oil Drilling Production Technology, 2005, 27(3):35-37.
- [8] 李晶, 王耀东, 邱振伟, 等. 分层注聚管柱的研究与应用 [J]. 石油矿场机械, 2004, 33(增刊):100-102.
- Li Jing, Wang Yaodong, Qiu Zhenwei, et al. Research and application on the separated layer polymer 2 injection pipe string [J]. Oil Field Equipment, 2004, 33(supplement):100-102.
- [9] 陈章清, 李霖, 钱彧, 等. 聚合物分层注入相关问题探讨 [J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(3):100-103.
- Chen Zhangqing, Li Lin, Qian Yu, et al. A probe on related problems of layering polymer injection [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(3):100-103.
- [10] 王玲, 梁福民, 高瑞林, 等. 聚合物单管多层分质分压注入技术 [J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(2):73-75.
- Wang Ling, Liang Fumin, Gao Runlin, et al. Polymer separate injection technology with separate mass and pressure [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(2):73-75.
- [11] 裴晓含, 梁福民, 崔海清, 等. 聚合物驱偏心分质注入技术 [J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 26(5):65-66, 70.
- Pei Xiaohan, Liang Fumin, Cui Haiqing, et al. Polymer flooding eccentric quality sorting injection technology [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development In Daqing, 2006, 26(5):65-66, 70.
- [12] 陈晓红, 段宏. 聚合物单管多层分注技术原理及应用 [J]. 大庆石油地质与开发, 2004, 23(4):53-55.
- Chen Xiaohong, Duan Hong. Principle and application of separate zone polymer flooding in multi zone reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development In Daqing, 2004, 23(4):53-55.
- [13] 赵健. 松辽盆地西斜坡泥岩地层压实规律 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(4):486-492.
- Zhao Jian. Laws of mudstone compaction on the west slope of the Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(4):486-492.
- [14] 陈伟, 李鹏, 彭承文, 等. 大庆油田肇35区块葡萄花油层储层特征及控制因素 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6):802-809.
- Chen Wei, Li Peng, Peng Chengwen, et al. Characteristics and controlling factors of pore features in the Putaohua oil reservoir in the B lock Zhao-35, Daqing oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6):802-809.
- [15] 李军, 宋新民, 薛培华, 等. 扶余油田杨大城子组曲流河相油藏单砂体层序细分及成因 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1):119-125.
- Li Jun, Song Xinmin, Xue Peihua, et al. Hierarchical subdivision and origin of single sandbody in the reservoirs of meandering river facies in the Yangdachengzi Formation of Fuyu oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1):119-125.

(编辑 董立)

(上接第276页)

- [26] 顾家裕, 方辉, 贾进华. 塔里木盆地库车坳陷白垩系辫状河三角洲砂体成岩作用和储层特征 [J]. 沉积学报, 2001, 19(4):517-523.
- Gu Jiayu, Fang Hui, Jia Jinhua. Diagenesis and reservoir characteristics of Cretaceous braided delta sandbody in Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(4):517-523.
- [27] 何幼斌, 高振中. 海南岛福山凹陷古近系流沙港组沉积相 [J]. 古地理学报, 2006, 17(3):366-368.
- He Youbin, Gao Zhengzhong. Sedimentary facies of the Liu shagang Formation of Paleogene in Fushan Sag of Hainan island [J]. Journal of Palaeogeography, 2006, 17(3):366-368.

(编辑 张亚雄)

(上接第295页)

- [12] Munz I A, Wangen M, Girard J P, et al. Pressure-temperature-time-composition (p-t-t-x) constraints of multiple petroleum-charges in the Hild field, Norwegian North Sea [J]. Marine and Petroleum Geology, 2004, 21:1043-1060.
- [13] 高先志, 陈发景. 应用流体包裹体研究油气成藏期次——以柴达木盆地南八仙油田第三系储层为例 [J]. 地学前缘, 2000, 7(4):548-554.
- Gao Xianzhi, Chen Fajing. Application of fluid inclusions in oil and gas accumulation period—Nanbaxian Oilfield Qaidam Basin Tertiary reservoir for example [J]. Geoscience Frontiers, 2000, 7(4):548-554.
- [14] Kelly J, Parnell J, Chen H H. Application of fluid inclusions to studies of fractured sandstone reservoirs [J]. Journal of Geochemical Exploration, 2000, 69-70:705-709.
- [15] Rossi C, Goldstein R H, Marfil R, et al. Diagenetic and oil migration history of the Kimmeridgian Ascla Formation, Maestrat Basin, Spain [J]. Marine and Petroleum Geology, 2001, 18(3):287-306.

(编辑 董立)