

苏北盆地白驹凹陷洋心次凹 泰一段孔隙演化特征分析

郝 军¹ 苏雪波² 鲁改欣³ 戴传瑞⁴ 谢亚妮⁵

(1.西南石油大学资源与环境学院,四川 成都 610500;2.中国石油大庆钻探集团录井二公司,吉林 松原 138000;
3.天津石油职业技术学院机械工程系,天津 301607;4.中国石油勘探开发研究院杭州地质研究院,浙江 杭州 310023;
5.中国石油大学地球资源与信息学院,山东 青岛 266555)

摘要:针对研究区油气勘探程度较低的现状,从岩石学特征、储层特征研究入手,在成岩作用和成岩序列分析的基础上,将成岩作用类型分为两类,分别对泰一段上、下亚段定量分析了储层孔隙演化特征,并建立了孔隙演化模式,深化了储层形成过程及影响因素的认识。研究认为,孔隙演化特征主要受沉积环境、物源及物源区母岩性质、成岩作用、构造作用等因素的共同控制。

关键词:白驹凹陷;洋心次凹;泰一段;孔隙演化;苏北盆地

中图分类号:TE122.2*3 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2011)04-1094-08

白驹凹陷构造上位于苏北盆地重点勘探区域—大丰—兴化油气勘查区,是探区的构造主体,面积 2000 km² 左右,西南毗邻苏北盆地已知“油窝”—高邮凹陷,具有相似的油气成藏条件,但是勘探程度相对较低,油气勘探未获突破。

根据断裂展布特征,白驹凹陷由北向南可依次细分为大丰次凹、施家舍断裂带、洋心次凹和草堰断阶带 4 个次级构造单元。洋心次凹是凹陷内古近系保存最全的地区,也是研究区最现实的有利勘探区带。作为主要的勘探目的层之一泰一段(E_1t_1),在研究区广泛分布,以三角洲前缘砂体为主,岩性主要为粗砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩及不等粒砂岩。

孔隙演化特征是沉积盆地储层研究的核心内容^[1],本文在泰一段储层成岩作用和成岩序列研究的基础上,定量分析了储层孔隙结构和孔隙演化特征,深化了储层形成过程及影响因素的认识,为在今后的勘探开发过程中对储层的预测及定量评价提供依据和参考。

1 岩石学特征

岩石学研究是储层孔隙研究的基础,孔隙的发育状况与储层的岩石成分、结构密切相关^[2]。研究区计有 7 口泰一段的取心井,分别为:Fc1、Ft1、Ft5、Ft9、Ft4、Ft1-10、F101 井。通过镜下、岩心观察,整个泰一段的成分成熟度指数(石英/长石+岩屑)一般为 3~5;岩石类型主要为长石石英砂岩、长石岩屑砂岩,以及少量岩屑长石砂岩,几乎不见单一的石英砂岩、长石砂岩或岩屑砂岩存在。

但是泰一段上($E_1t_1^+$)、下亚段($E_1t_1^-$)岩性的不同之处在于:(1)上亚段为一套正常三角洲沉积,岩性较细,主要以粉砂岩、极细砂岩及泥岩为主,下亚段为一套辫状河三角洲沉积,粒度总体较粗,主要为中—细粒砂岩、砂砾岩;(2)上亚段的填隙物占很大部分,主要为泥质杂基和碳酸盐胶结物,对储层物性的影响程度很大,孔隙不够发育,而下亚段成岩阶段大致处于中成岩 A₂ 亚期,填隙物含量较少,尤其是

收稿日期:2010-03-15;改回日期:2011-06-10

基金项目:中国石油浙江油田公司项目“苏北盆地大丰—兴化探区沉积体系及储层发育特征研究”(ZJYT2008-136)资助。

作者简介:郝军,男,1975 年生,博士,工程师,主要从事油气藏储层地质及储层预测研究;E-mail:gmxd6139@sina.com。

泥质很少,胶结物也不多,孔隙比较发育;(3)上亚段中常常含有一定数量的内碎屑,主要为泥质内碎屑,有少量的钙泥质内碎屑或者钙质内碎屑,可能为钙质交代泥质形成;(4)上亚段有机质丰富,如有机质充填孔隙或者不规则的有机质条带经常发现,偶尔还可见一些生物碎片,生物扰动构造很发育,而下亚段则相对很少见(图 1)。

2 储层特征

2.1 孔隙特征

对于 $E_{1t_1}^{\pm}$ 来说,据镜下铸体薄片观察,面孔率较低,大部分样品低孔低渗,原生孔隙较少,孔隙的主要构成是粒间溶孔和长石粒内溶蚀孔隙。对于 $E_{1t_1}^{\pm}$ 来说,其孔隙分布不均匀,总体上面孔率较高,部分较低,较低的原因是钙质胶结严重;主要孔隙为长石粒内溶孔、岩屑溶蚀粒内孔隙(云母、喷出岩岩屑)、溶蚀粒间孔、填隙物内孔隙(主要是高岭石晶间孔),见少量的未受溶蚀作用改造的粒间孔隙,呈三角形空间。

2.2 喉道特征

研究区常见的喉道类型有点状喉道、颈缩喉道、片状或弯片状喉道、束状喉道 4 种,总体上, $E_{1t_1}^{\pm}$ 喉道发育差,在铸体薄片可中看出,1 个铸体片内最多只发育 2~3 种喉道。而 $E_{1t_1}^{\pm}$ 储层喉道发育较好,孔喉配位数较高。

2.3 孔隙结构特征

通常,孔隙结构是指储层孔隙和喉道的几何形状、大小、分布及相互连通的关系^[9],实验室经常采用压汞曲线来研究岩石的孔隙结构。从毛管曲线特

征和反映孔隙结构的结构参数(分选系数、均值系数、变异系数、歪度系数)出发,结合邸世祥的孔隙结构分类标准^[10], $E_{1t_1}^{\pm}$ 的孔隙结构总体较好,大部分属于中上(II_A)、中下(II_B)、次差(III_A)三类。另外,最好(I_A)、次好(I_B)、及极差(III_B)三种类型也可见,但是很少。 $E_{1t_1}^{\pm}$ 根据毛管压力曲线将其划分为中上(II_A)、次差(III_A)两种类型。

2.4 物性特征

储集层的物性特征主要包括孔隙度特征和渗透率特征。根据岩心物性测试资料和测井解释成果,按照总公司碎屑岩储层物性分级标准^[9], $E_{1t_1}^{\pm}$ 碎屑岩储层中除个别井段物性较好外,其余井段多数较差,主要为低孔低渗型,储层分布不均匀, $E_{1t_1}^{\pm}$ 储层物性特征总体上好于 $E_{1t_1}^{\pm}$, 主要为中孔中渗型及中孔高渗型,部分为特低孔特低渗型。另外,对 $E_{1t_1}^{\pm}$ 多口井所做的物性分析数据统计可知, $E_{1t_1}^{\pm}$ 、 $E_{1t_1}^{\pm}$ 储层孔渗相关性均较好,上亚段相关系数为 72.2%,其中 $n=73$;下亚段相关系数达 83.3%,其中 $n=35$ (图 2)。

3 成岩作用类型及成岩序列

结合多种现代分析测试技术手段,对 $E_{1t_1}^{\pm}$ 储层成岩产物进行了详细研究。研究区经历了多期次的成岩变化,其成岩过程复杂,成岩作用类型多样,主要有以下几类:压实作用、压溶作用、胶结作用、交代作用和溶蚀作用。

不同的成岩事件不是孤立存在的,它们受埋藏史、地温史和地层水性质等多方面因素控制,同时矿物自身的活性也是制约其存在方式和空间的重要因素,矿物在生成顺序上具有明显的阶段性,从而在岩

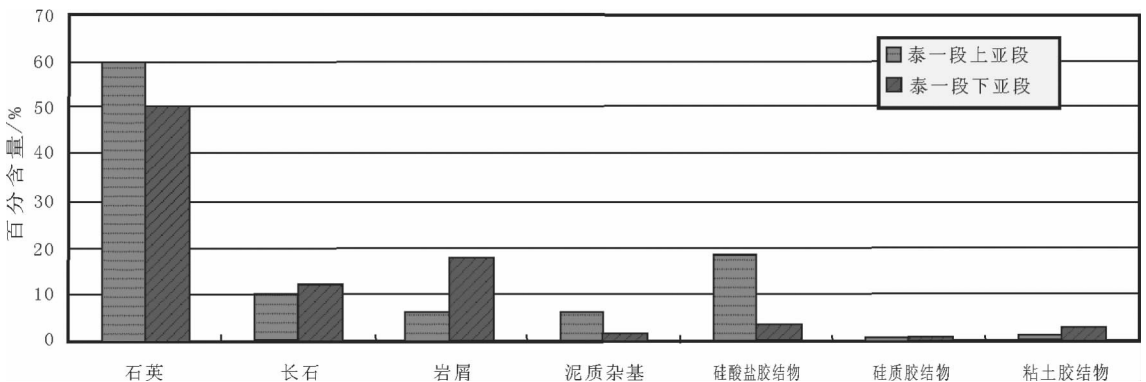


图 1 泰一段上、下亚段岩石特征对比图

Fig.1 Lithologic comparison between $E_{1t_1}^{\pm}$ and $E_{1t_1}^{\pm}$

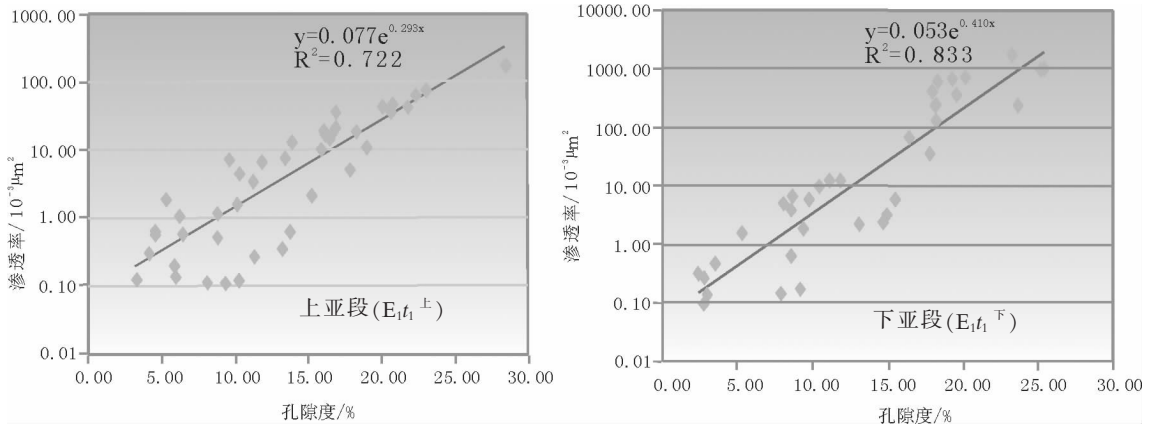


图 2 泰一段孔-渗相关图

Fig.2 The relationship between porosity and permeability in E_{1t_1}

石结构上留下典型的成岩痕迹^[9]。

E_{1t_1} 成岩共生序列的确定,主要是依据镜下颗粒之间接触关系和各种矿物形成的自生特点进行推测判断得出:早期的机械压实作用、粘土包边、早期的微晶白云石形成及碳酸盐颗粒次生加大;然后有一期溶蚀作用,即早期的微晶白云石的部分溶解,并形成微溶孔;第二期胶结作用,形成连晶的碳酸盐胶结物,并在碳酸盐连晶胶结后形成铁白云石,主要是粉-细晶的;第二期溶蚀作用使长石及岩屑的粒内溶孔之后再次发生局部的溶蚀作用,形成孔隙,最后沥青等有机质充注。早期的压实作用以及其后的两期胶结作用是孔隙减小的主要因素,而溶蚀作用对孔隙度的增加极为有利。

众所周知:压实压溶作用、胶结作用为破坏性成岩作用,不利于储集空间的保存和演化;溶蚀作用为建设性成岩作用,有利于储集空间的形成和演化,在不同成岩阶段,与孔隙度的演化密切相关,它们对储集空间的影响明显不同^[7-8]。因此,将成岩作用分为两类进行孔隙演化分析,深化储层形成过程及影响因素的认识^[9]。

4 储层孔隙演化

对于孔隙演化模式的建立,主要是通过镜下铸体薄片、图像分析等技术手段,统计观察各种成岩作用所引起的孔隙类型所占比例,按照这一比例,在现今保存孔隙度的基础上,反推各种成岩作用所引起的孔隙度的变化,即建立孔隙演化模式,表现为孔隙演化曲线。

本次研究在恢复原始孔隙度计算的基础上,系统地对 $E_{1t_1}^+$ 、 $E_{1t_1}^-$ 孔隙演化进行了剖析,并根据不同井区的成岩特征对各井区 $E_{1t_1}^+$ 的演化曲线进行分类:由于 Ft5 井区埋深较浅,小于 1500 m,将其单独列出;此外,Fc1 井区和 Ft9 井区埋深较深,在 3000 m 左右,归为一类;其余的 Ft1 井、Ft1-10 井、Ft4 井、F101 井埋深一般超过 2000 m,归为一类,其中,由于 Ft4 井埋深仅 1700 多米,但因为是后期构造运动使其抬升而造成埋藏较浅,将其和 Ft1 井等归为一类。因此,在对 $E_{1t_1}^+$ 孔隙演化特征分析中将各井区分开, $E_{1t_1}^-$ 则统一分析。

4.1 原始孔隙度的恢复

从对孔隙度的贡献来看,原生孔隙起主导作用,往往代表了孔隙度大小的主要方向;次生孔隙的发育有利于改善储层物性,对孔隙的发育起推动作用^[10]。恢复砂岩初始孔隙度是定量评价不同类型成岩作用对原生孔隙消亡和次生孔隙产生所起作用的基本前提,通常采用 Beard 和 Weyl 对不同分选的储集砂岩的初始孔隙度计算关系式来进行^[11-12]。

$$\text{原始孔隙度} = 20.91 + 22.90/S_0 \quad (1)$$

$$S_0 = \sqrt{\frac{P_{25}}{P_{75}}}; P_{25} = 2^{\varphi_{25}}; P_{75} = 2^{\varphi_{75}} \quad (2)$$

公式(1)、(2)中的 S_0 —分选系数; φ_{25} 、 φ_{75} — P_{25} 和 P_{75} 相当于粒度累积曲线 25%和 75%处的粒径值^[13-14]。

由以上公式得出 $E_{1t_1}^+$ 的平均原始孔隙度为 32.50%, $E_{1t_1}^-$ 的平均原始孔隙度为 30.90%。Fc1 和 Ft9 的 $E_{1t_1}^+$ 平均原始孔隙度为 31.70%,Ft5 井的 $E_{1t_1}^+$ 原

始孔隙度为 31.20%，其余 4 口井的 E_{1t_1} 平均原始孔隙度为 34.50%(表 1)。同时,对压实率、胶结以及溶蚀程度做了定量测算^[14-16]。

4.2 泰一段上亚段孔隙演化特征

4.2.1 北部浅埋深区(如 Ft5 井区)

4.2.1.1 降低孔隙度的成岩作用

镜下观察,Ft5 井区现今保存孔隙大部分为溶蚀孔隙,占现今总孔隙的 98%。早期压实作用、胶结作用等都是储层孔隙度减少的原因,通过对 4 块铸体薄片的统计发现,碳酸盐胶结物对孔隙的影响相对 E_{1t_1} 增强,碳酸盐胶结物含量平均 20.8%(样品数 4),硅质胶结物含量 0.5%,粘土胶结物含量 0.2%,可知胶结作用损失孔隙度为 21.5%,在此基础上计算压实作用损孔量为 9.4%。

4.2.1.2 增加孔隙度的成岩作用

该亚段总体上砂岩储层粒度较细,压实作用较强烈,据镜下铸体薄片观察,面孔率较低,原生孔隙较少,大部分孔隙是长石被溶蚀所形成的长石粒内溶蚀孔隙,其具体组成如下:孔隙(100%)=原生孔隙(2%)+溶蚀粒间孔隙(18%)+长石粒内溶蚀孔隙(22%)+岩屑粒内溶蚀孔隙(20%)+溶蚀晶间孔(13%)+溶蚀裂缝(25%);孔隙度(17.35%)=原生孔隙(0.3%)+溶蚀粒间孔隙(3.13%)+长石粒内溶蚀孔隙(3.83%)+岩屑粒内溶蚀孔隙(3.48%)+溶蚀晶间孔(2.26%)+溶蚀裂缝(4.35%)。

结合成岩演化序列,由以上得到 Ft5 井区 E_{1t_1} 储层的演化曲线如图 3 所示。

4.2.2 南部深埋深区(如 Ft9 和 Fc1 井区)

4.2.2.1 降低孔隙度的成岩作用

研究区的早期压实作用、胶结作用等都是储层孔隙度减少的原因,通过对 4 块铸体薄片的统计发现,碳酸盐胶结物对孔隙的影响相对 Ft5 井区减弱,碳酸盐胶结物含量平均 15%(样品数 4),硅质胶结

物含量 1%,粘土胶结物含量 0.5%,可知胶结作用损失孔隙度为 16.5%,在此基础上计算压实作用损孔量为 15%。

4.2.2.2 增加孔隙度的成岩作用

该亚段总体上砂岩储层粒度较细,压实作用较强烈,据镜下铸体薄片观察,面孔率较低,原生孔隙较少,大部分孔隙是长石被溶蚀所形成的长石粒内溶蚀孔隙,其具体组成如下:孔隙(100%)=原生孔隙(2%)+长石粒内溶蚀孔隙(36%)+岩屑粒内溶蚀孔隙(30%)+溶蚀粒间孔隙(20%)+溶蚀晶间孔(5%)+溶蚀裂缝(7%);孔隙度(9.2%)=原生孔隙(0.2%)+溶蚀粒间孔隙(1.8%)+长石粒内溶蚀孔隙(3.24%)+岩屑粒内溶蚀孔隙(2.88%)+溶蚀晶间孔(0.45%)+溶蚀裂缝(0.63%)。

结合成岩演化序列,由以上得到 Ft9 井区 E_{1t_1} 储层的演化曲线如图 4 所示。

4.2.3 中部井区(Ft1 等其余井区)

4.2.3.1 降低孔隙度的成岩作用

研究区的早期压实作用、胶结作用等都是储层孔隙度减少的原因,通过对 4 块铸体薄片的统计发现,碳酸盐胶结物的影响作用相对 Ft9 井区增强,碳酸盐胶结物含量平均 13.8%(样品数 4),硅质胶结物含量 0.5%,粘土胶结物含量 0.5%,可知胶结作用损失孔隙度为 14.8%,在此基础上计算压实作用损孔量为 19.5%。

4.2.3.2 增加孔隙度的成岩作用

该亚段总体上砂岩储层粒度较细,压实作用较强烈,据镜下铸体薄片观察,面孔率较低,原生孔隙较少,大部分孔隙是长石被溶蚀所形成的长石粒内溶蚀孔隙,其具体组成如下:孔隙(100%)=原生孔隙(1.7%)+长石粒内溶蚀孔隙(52%)+岩屑粒内溶蚀孔隙(22%)+溶蚀粒间孔隙(18%)+溶蚀晶间孔(3%)+溶蚀裂缝(3.3%);孔隙度(11.61%)=原生孔隙(0.2%)

表 1 泰一段原始孔隙度计算统计
Table 1 Statistics of original porosity in E_{1t_1}

井号	Ft1	Ft4	Ft5	Fc1	F101	Ft1-10	Ft9	
上亚段	平均分选系数	1.75	1.91	2.23	1.72	1.84	1.38	2.70
	原始孔隙度	34.00	32.90	31.20	34.20	33.40	37.50	29.39
下亚段	平均分选系数	2.49	--	--	2.02	--	--	2.39
	原始孔隙度	30.10	--	--	32.20	--	--	30.50

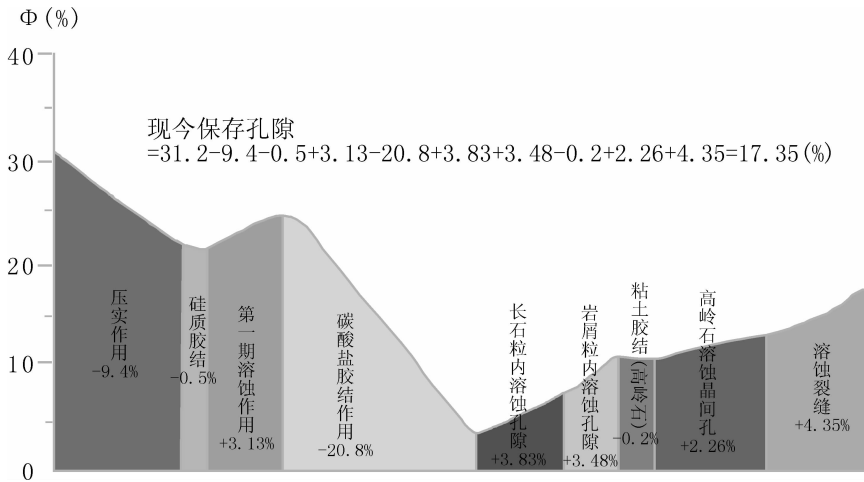


图 3 泰一段上亚段北部浅埋藏 Ft5 井区孔隙演化曲线图

Fig.3 Porosity evolution curve of the northern part of Ft5 bore field in E₁t₁⁺

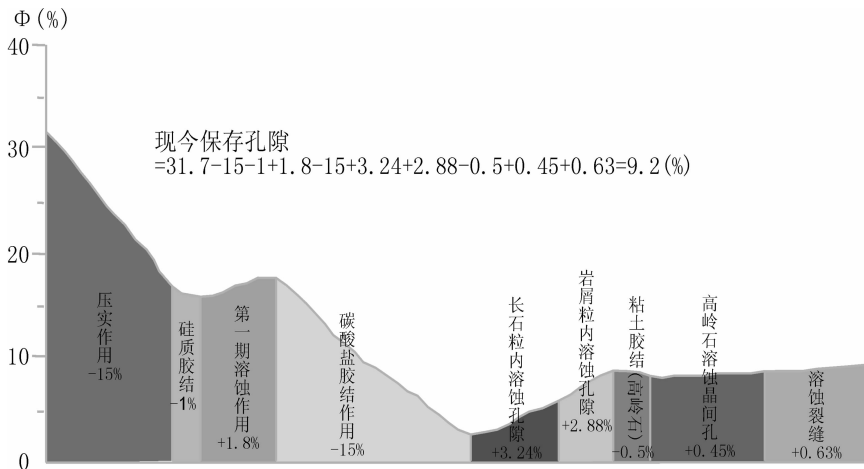


图 4 泰一段上亚段南部深埋深 Ft9 井区孔隙演化曲线图

Fig.4 Porosity evolution curve of the southern part of Ft9 bore field in E₁t₁⁺

+溶蚀粒间孔隙(2.1%)+长石粒内溶蚀孔隙(6.03%) +岩屑粒内溶蚀孔隙(2.55%)+溶蚀晶间孔(0.35%)+溶蚀裂缝(0.38%)。

结合成岩演化序列,由以上得到中部 Ft1 等井 E₁t₁[±]演化曲线如图 5 所示。

4.3 泰一段下亚段孔隙演化特征

E₁t₁[±]储层岩石粒级较粗,孔隙大小变化不大,孔隙度一般为 15%以上,有的可达 37%,平均孔隙度 19.29%,这类储层仅在 Fc1 井、Ft1 井和 Ft9 井的 E₁t₁[±] 钻遇,取样铸体薄片 6 块,E₁t₁[±]的填隙物特征如前所述,碳酸盐胶结物平均含量 3.5%,粘土胶结物 3%,硅质胶结物 1%;溶蚀作用所形成的孔隙占现今保存孔隙的 65%。在此基础上,计算成岩作用对孔隙

发育的影响。

4.3.1 增加孔隙度的成岩作用

这里增加孔隙度的成岩作用主要是指溶蚀作用。镜下观察统计得知:孔隙(100%)=粒间孔隙(35%)+溶蚀粒间孔隙(35%)+长石溶蚀粒内孔隙(21%)+岩屑溶蚀粒内孔隙(4%)+溶蚀晶间孔(5%)。按照这一比例推算:孔隙度(19.29%)=粒间孔的孔隙度(6.76%)+溶蚀粒间孔隙(6.75%)+长石粒内溶蚀孔隙(4.05%)+岩屑粒内溶蚀孔隙(0.77%)+溶蚀晶间孔(0.96%)。其中,粒间孔隙主要是指原生孔隙,未受溶蚀作用改造。

4.3.2 降低孔隙度的成岩作用

这里包括填隙物的含量,其对孔隙度演化的影

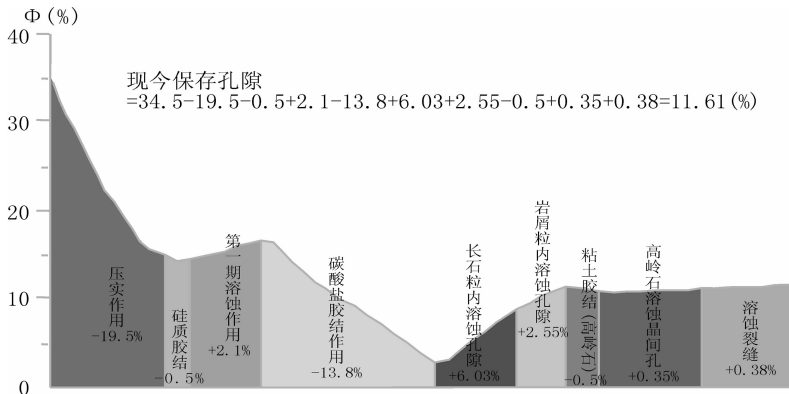


图 5 泰一段上亚段中部 Ft1 等井区孔隙演化曲线图
Fig.5 Porosity evolution curve of the middle part of Ft1 bore field in E_{1t₁}

响也起重要作用,它对孔隙演化所起的作用是减少孔隙度。据前述岩性特征统计得知,E_{1t₁}下储层硅质胶结物一般在 0.5%~2%,平均 1%;碳酸盐胶结物一般在 2%~5%,平均 3.5%;泥质杂基一般在 1%~3%,平均 1.5%;粘土胶结物一般在 3%的含量(主要是指高岭石的含量)。

因此,根据上述分析,研究认为压实作用、两期溶蚀作用、胶结作用分别对孔隙度变化有直接影响。其中碳酸盐胶结物的影响,在成岩过程中发生 3 期沉淀,第一期是微晶方解石沉淀、然后是结晶较粗大的粒状铁方解石沉淀,再之后出现自形-半自形的铁白云石晶体。但是,它们在 E_{1t₁}下储层中总的含量不高,平均仅为 3.5%,因此,胶结作用对 E_{1t₁}下储层的影响不够强烈。溶蚀作用所增加的孔隙为:6.75%+4.05%+0.77%+0.96%=12.53%,可以看出对孔隙的影响,压实作用>溶蚀作用>胶结作用。

结合成岩演化序列,由以上得到 E_{1t₁}下储层的演化曲线如图 6 所示。

综合上述分析,得到 E_{1t₁}上、E_{1t₁}下成岩作用对孔隙的影响程度统计见表 2。

5 结论

(1)研究表明,E_{1t₁}上的压实率约 0.45,压实后的剩余粒间孔隙 17.87%,压实作用损孔量 14.63%;胶结率 0.54,胶结作用后剩余的粒间孔隙 0.27%,胶结作用损孔量 17.6%;溶蚀率 0.38,溶蚀后的剩余孔隙度(即现今保存孔隙度)12.72%,溶蚀作用增加孔隙 12.49%。E_{1t₁}下的压实率约 0.54,压实后剩余粒间孔隙 14.26%,压实作用损孔量 16.64%;胶结率 0.24,胶结后剩余的粒间孔隙度 6.76%,胶结作用损孔量 7.5%;溶蚀率 0.41,溶蚀后孔隙度(即现今保存孔隙度)19.29%,溶蚀作用增加的孔隙度 12.53%。相对而言,E_{1t₁}上的压实作用较 E_{1t₁}下较弱,胶结作用较 E_{1t₁}下较强,溶蚀作用较 E_{1t₁}下较弱。

(2)研究发现,孔隙演化特征主要受沉积环境、物源及物源区母岩性质、成岩作用、构造作用等因素

表 2 泰一段成岩作用对孔隙的影响程度统计
Table 2 The effects of diagenesis on porosity in E_{1t₁}

层位	原始孔隙度/%	压实率	压实损孔量/%	胶结率	胶结作用损孔量/%	溶蚀率	溶蚀作用增加孔隙度/%	现今保存孔隙度/%
上亚段								
Ft5	31.2	0.30	9.40	0.69	21.5	0.55	17.05	17.35
Ft9 和 Ft1	31.7	0.47	15.00	0.52	16.5	0.28	9.00	9.20
其余各井	34.5	0.57	19.50	0.43	14.8	0.33	11.41	11.61
平均值	32.5	0.45	14.63	0.54	17.6	0.38	12.49	12.72
下亚段	30.9	0.54	16.64	0.24	7.5	0.41	12.53	19.29

注:压实率=(原始孔隙体积-压实后的粒间体积)/原始孔隙体积,小数;胶结率=胶结物体积/原始粒间孔隙,小数;溶蚀率=溶蚀孔隙度/原始孔隙度,小数。

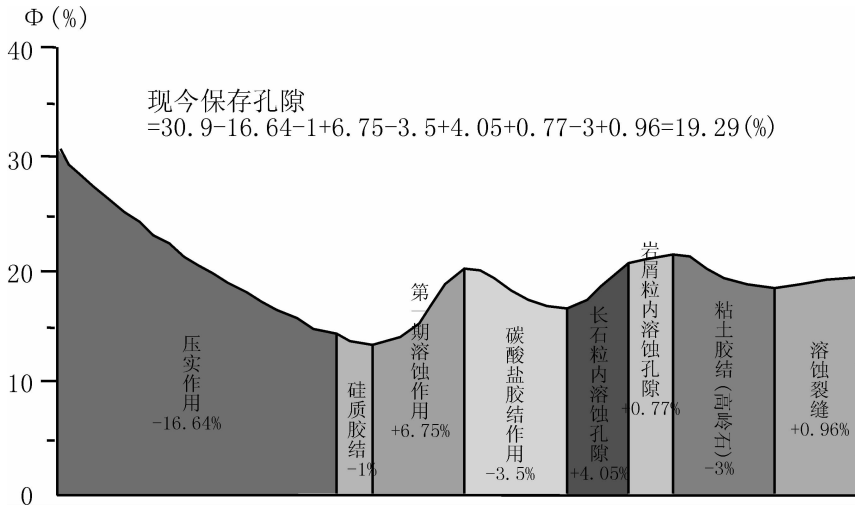


图 6 泰一段下亚段储层孔隙演化曲线图

Fig.6 Porosity evolution curve in $E_{1t_1}^F$

的共同控制。在沉积环境和物源性质大致相同的情况下,各井段孔隙在平面上和剖面上均有分布不均的特征。同时通过铸体薄片观察,在部分样品中岩屑被溶蚀的粒内溶孔亦比较普遍,但同样是分布不均,并且 $E_{1t_1}^F$ 砂岩储层的早期胶结现象非常严重, Ft_5 井区的连晶方解石胶结现象尤其明显,含量可达到 30% 以上,在其他井区胶结现象也较明显。因此,分析认为:造成这种溶蚀作用的水介质的来源可能是与后期构造作用有关,它们极有可能是沿着构造作用所造成的微裂缝进入的。

(3) 对于研究区来说,位于裂缝发育带的砂岩其孔隙度、渗透率值可能增大。微裂缝的作用主要体现在两个方面:一方面使砂岩中的各种孔隙连通,直接提高了砂岩的储集性能;另一方面,为造成后期溶蚀作用的水介质溶液提供了通道,加强了后期的溶蚀作用,进一步提高了砂岩的孔隙度和渗透率,改善了砂岩的储集性能。

参考文献 (References):

- [1] 王勇, 鲍志东, 李应暹. 西部凹陷古近系储层孔隙演化特征及影响因素[J]. 大庆石油学院学报, 2008, 32(1):9-11,30.
Wang Yong, Bao Zhidong, Li Yingxian. Pore evolution and controlling factors in reservoirs of Palaeogene in West Depression[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2008, 32 (1):9-11,30 (in Chinese with English Abstract).
- [2] 施和生, 雷永昌, 吴梦霜, 等. 珠一坳陷深层砂岩储层孔隙演化研究[J]. 地学前缘, 2008, 15(1):169-175.
Shi Hesheng, Lei Yongchang, Wu Mengshuang, et al. Research on

the evolution of pores in deep sandstone reservoir in ZHU 1 depression [J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15 (1):169-175 (in Chinese with English Abstract).

- [3] 唐海发, 彭仕宓, 赵彦超. 大牛地气田盒 2+3 段致密砂岩储层微观孔隙结构特征及其分类评价[J]. 矿物岩石, 2006, 26(3):107-113.
Tang Haifa, Peng Shimi, Zhao Yanchao. Characteristics of pore structure and reservoir evaluation in H2 +3 tight gas reservoir, Daniudi Gas Field[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2006, 26 (3):107-113 (in Chinese with English Abstract).
- [4] 邸世祥. 中国碎屑岩储集层的孔隙结构[M]. 西安:西北大学出版社, 1991.
Di Shixiang. The Pore Structure of China Clastic Reservoir [M]. Xi'an:Northwestern University Press, 1991 (in Chinese).
- [5] 中国石油天然气总公司. SY/T 6285-1997 中华人民共和国石油天然气行业标准 (油气储层评价方法)[S]. 1998-06-01.
China National Petroleum Corporation. SY/T 6285 -1997 Petroleum Natural Gas Profession Standard in the People's Republic of China (Evaluating Methods of Oil and Gas Reservoir)[S]. 1998-06-01 (in Chinese).
- [6] 方德庆, 李国会, 张建英. 松辽盆地头台地区扶杨油层砂岩成岩作用及孔隙演化模式[J]. 现代地质, 1996, 10(1):111-118.
Fang Deqing, Li Guohui, Zhang Jianying. Patterns of sandstone diagenesis and porosity evolution of Fuyang Formation in Toutai area, Songliao Basin [J]. Geoscience, 1996, 10 (1):111-118 (in Chinese with English Abstract).
- [7] 王恕一, 蒋小琼, 管宏林, 等. 川东北地区普光气田飞仙关组储层孔隙演化[J]. 石油实验地质, 2009, 31(1):26-30.
Wang Shuyi, Jiang Xiaoqiong, Guan Honglin, et al. Pore evolution of reservoirs of Feixianguan Formation in Puguang Gasfield in Northeastern Sichuan [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(1):26-30 (in Chinese with English Abstract).
- [8] 蒋志斌, 王兴志, 曾德铭, 等. 川西北下二叠统栖霞组有利成岩作

- 用与孔隙演化[J]. 中国地质, 2009, 36(1):101-109.
- Jiang Zhibin, Wang Xingzhi, Zeng Deming, et al. Constructive diagenesis and porosity evolution in the Lower Permian Qixia Formation of Northwest Sichuan [J]. *Geology in China*, 2009, 36(1):101-109(in Chinese with English Abstract).
- [9] Paxton S T, Szabo J O, J M Ajdukiewicz, et al. Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(12):2047-2069.
- [10] 李建林, 徐国盛, 朱平, 等. 川西洛带气田沙溪庙组储层成岩作用与孔隙演化[J]. 石油实验地质, 2007, 29(6):565-571.
- Li Jianlin, Xu Guosheng, Zhu Ping, et al. Diagenesis and porosity evolution of Shaximiao formation in Luodai gas field of the West Sichuan[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2007, 29(6):565-571(in Chinese with English Abstract).
- [11] Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2):349-369.
- [12] 肖卫权, 王克杰, 张玉霞, 等. 杨楼油田核三段储层孔隙恢复与孔隙演化测算[J]. 海洋石油, 2007, 27(2):32-36.
- Xiao Weiquan, Wang Kejie, Zhang Yuxia, et al. Restoration and evolution calculation of reservoir porosity in Member H3 of Yanglou Oilfield[J]. *Offshore Oil*, 2007, 27(2):32-36(in Chinese with English Abstract).
- [13] 赵澄林, 朱敏敏. 沉积岩石学(第三版)[M]. 北京:石油工业出版社, 2001.
- Zhao Chenglin, Zhu Xiaoming. *Sedimentary Petrography*(3th ed.) [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 2001(in Chinese).
- [14] 梁晓伟, 高薇, 王芳. 特低渗透储集层成岩作用及孔隙演化定量表征—以鄂尔多斯盆地姬源地区为例 [J]. 新疆石油地质, 2010, 31(2):150-153.
- Liang Xiaowei, Gao Wei, Wang Fang. Quantitative characterization of diagenesis and pore evolution of super-low permeability reservoirs—An example from Jiyuan Area in Ordos Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2010, 31(2):150-153(in Chinese with English Abstract).
- [15] 王华, 郭建华. 塔中地区石炭系碎屑岩储层成岩作用对孔隙演化控制的定量研究[J]. 岩石矿物学杂志, 2009, 28(3):277-284.
- Wang Hua, Guo Jianhua. Quantitative research on the control of carboniferous clastic reservoir diagenesis over pore evolution in Tazhong Area [J]. *Acta Petrologica Et Mineralogica*, 2009, 28(3):277-284(in Chinese with English Abstract).
- [16] 于雯泉, 李丽, 方涛, 等. 断陷盆地深层低渗透天然气储层孔隙演化定量研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3):397-405.
- Yu Wenquan, Li li, Fang tao, et al. Quantitative research for porosity evolution in low permeability deep gas reservoir of rift subsidence basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(3):397-405(in Chinese with English Abstract).

An analysis of porosity evolution in 1st Member of Taizhou Formation within Yangxin sub-depression, Baiju sag, Subei basin

HAO Jun¹, SU Xue-bo², LU Gai-xin³, DAI Chuan-rui⁴, XIE Ya-ni⁵

(1. School of Resource and Environment, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China; 2. No. 2 Mud Logging Engineering Company, Daqing Drilling & Engineering Corporation, CNPC, Songyuan 138000, Jilin, China; 3. Department of Mechanical Engineering, Tianjin Petroleum Vocational and Technical College, Tianjin 301607, China; 4. Hangzhou Research Institute of Geology, Petrochina, Hangzhou 310023, Zhejiang, China; 5. College of Geo-resources and Information, China University of Petroleum, Qingdao 266555, Shandong, China)

Abstract: In consideration of the poor hydrocarbon exploration of the study area, the authors firstly studied the petrologic characteristics and reservoir characteristics, and divided diagenesis into two types on the basis of an analysis of diagenesis and diagenetic sequence, and then conducted the quantitative analysis of the $E_1t_1^+$ and $E_1t_1^-$ separately, which developed the porosity evolution model and deepened the understanding of the reservoir formation procedure as well as the influencing factors. The result shows that the porosity evolution features were controlled jointly by the sedimentary environment, material source, parent rock properties of the provenance, diagenesis, and tectonic process.

Key words: Baiju sag; Yangxin sub-depression; E_1t_1 ; porosity evolution; Subei basin

About the first author: HAO Jun, male, born in 1975, doctor, engineer, mainly engages in the study of geological characteristics and favorable places in prediction of oil and gas reservoirs; E-mail: gmxd6139@sina.com.