

文章编号: 1000-0550(2004)02-0225-09

陕甘宁盆地庆阳地区长 8 油层砂岩成岩作用及其对储层性质的影响

张金亮 司学强 梁杰 林辉

(中国海洋大学地球科学学院 山东青岛 266003)

摘要 庆阳地区长 8 油层为湖泊三角洲前缘沉积。水下分流河道和河口砂坝组成的指状砂坝控制了水下三角洲沉积格局。砂岩主要由细砂和少量中砂组成,砂岩类型主要为细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩。主要成岩矿物为绿泥石环边、方解石胶结物、石英和长石加大生长、伊利石、伊-蒙混层、钠长石和高岭石等。绿泥石环边的发育对原生粒间孔的保存起到有利的作用,对石英和长石加大起到抑制作用。烃类注入时储层埋深已较大,不利于孔隙保存。储层发育粒间孔隙、粒内溶孔、铸模孔隙、特大孔隙、裂缝孔隙和微孔隙等多种孔隙类型,其中以粒间孔隙最为发育。局部发育的特大孔隙和伸长状孔隙表明该区发生了一定规模的次生溶蚀作用。长 8 油层主要受埋藏作用的影响,成岩演化处于晚成岩 A 期。主要成岩相类型为绿泥石环边胶结成岩相、压实充填成岩相、压实压溶成岩相和碳酸盐胶结成岩相,不同成岩相类型决定了油气储层性质不同,绿泥石环边胶结成岩相构成了本区最好的储层类型。

关键词 湖泊三角洲 绿泥石环边 次生孔隙 成岩模式 成岩相 储层性质

第一作者简介 张金亮 男 1962 年出生 博士生导师 教授 油气储层地质学

中图分类号 P588.2 TE122.2 **文献标识码** A

1 地质背景

庆阳地区位于陕甘宁盆地中部,构造发育史与陕甘宁盆地的形成演化密切相关。上三叠统延长组为一套灰绿色、棕红色、灰色、褐灰色中、细砂岩、灰色粉砂岩与深灰色、灰色、绿灰色泥岩、砂质泥岩互层,夹黑色油页岩和灰黑色炭质泥岩。延长统经历了长 10~长 7 期湖盆形成至发展鼎盛阶段,长 7~长 4+5 期湖盆持续稳定下沉阶段,长 3~长 1 期湖盆收缩至消亡阶段^[1]。各阶段沉积方向、沉积特征、砂体类型和规模均有差异。庆阳地区属盆地西南沉积体系,主要物源来自西南方向,长 8 期在镇原—庆阳一带形成大型的湖泊三角洲沉积体系。研究区位于镇原—庆阳三角洲前缘相带,三角洲前缘砂体分布广,厚度大,奠定了延长组长 8 油层含油的基础(图 1)。根据沉积旋回、地层厚度、辅助标志层等,将长 8 油层分为长 8₁和长 8₂两个砂岩组。长 8₁砂岩组单井单一砂层厚度较大,而长 8₂砂岩组单井单一砂层厚度较小。一些砂层在不同的井中出现明显的相变,单井剖面上砂体分布表现为严重的层间非均质性。该区主要含油层为长 8₁油层,油层埋深 2 065~2 220 m,构造非常简单,断层也不发育,仅局部发育一些小型鼻状构造。

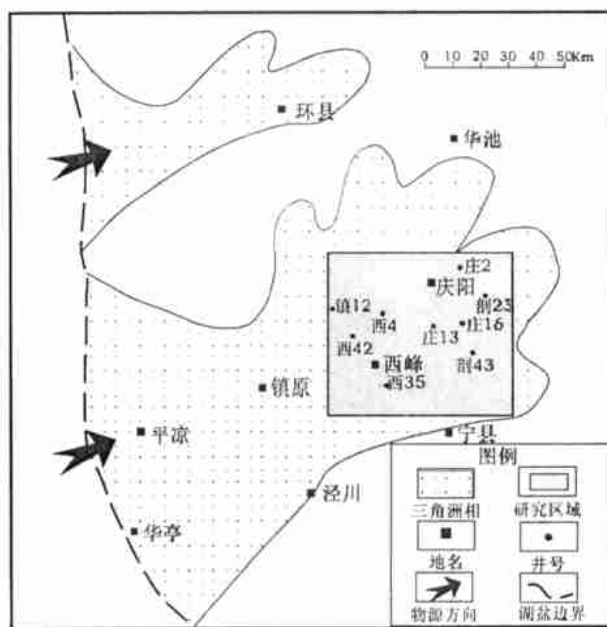


图 1 研究区位置及井位图

Fig. 1 Sketch map showing the location of the study area and wells

自 20 世纪 70 年代在庆阳地区先后完钻剖 10、剖 11 井以来,一直没有大的进展,对该地区的研究工作较为薄弱,储层研究仅限于长 8 以上层位,对成藏地质

条件尚处于推测阶段^[2~3]。近几年随着长8油层不同程度地获得了工业油流,引起了人们对于长8油层组的普遍关注和兴趣。然而,由于砂体微相和成岩作用对砂岩储层的影响比较复杂,直接影响了油气勘探开发的效果。能否找到储层性质的主控地质因素和明确优质储层的分布则成为油田生产迫切需要解决的问题之一。本文以庆阳地区长8油层为目的层,在描述30余口井的取心资料的基础上,通过常规物性、铸体薄片、扫描电镜、X-射线衍射、电子探针等多项测试方法,对含油砂体的岩石学、成岩作用、储集物性和孔隙发育特征进行分析和研究,旨在揭示陕甘宁盆地类似的砂岩储层的埋藏—成岩—物性演化规律,为该类油气藏的勘探与开发实践提供理论依据。

2 储层岩石学及成岩作用

2.1 碎屑岩石学特征

庆阳地区长8油层砂岩主要由细砂和少量中砂组成,个别样品组成中含有极少量粗砂。砂岩平均粒径 $1.90 \sim 3.30$,反映了沉积物粒级处于最活跃的沉积组份范围内;标准偏差 $0.46 \sim 0.68$,属分选较好的类型;偏度 $0.06 \sim 0.33$,为正偏态;峰度 $0.93 \sim 1.24$,为尖锐型。杂基含量很低,一般 $1\% \sim 2\%$ 。碎屑含量一般 $80\% \sim 95\%$,胶结物含量 $4\% \sim 20\%$,孔隙含量 $2\% \sim 18\%$ 。碎屑中石英含量 $17\% \sim 40\%$,平均 28.5% ,占碎屑总量的 $25\% \sim 65\%$;长石含量 $10\% \sim 40\%$,平

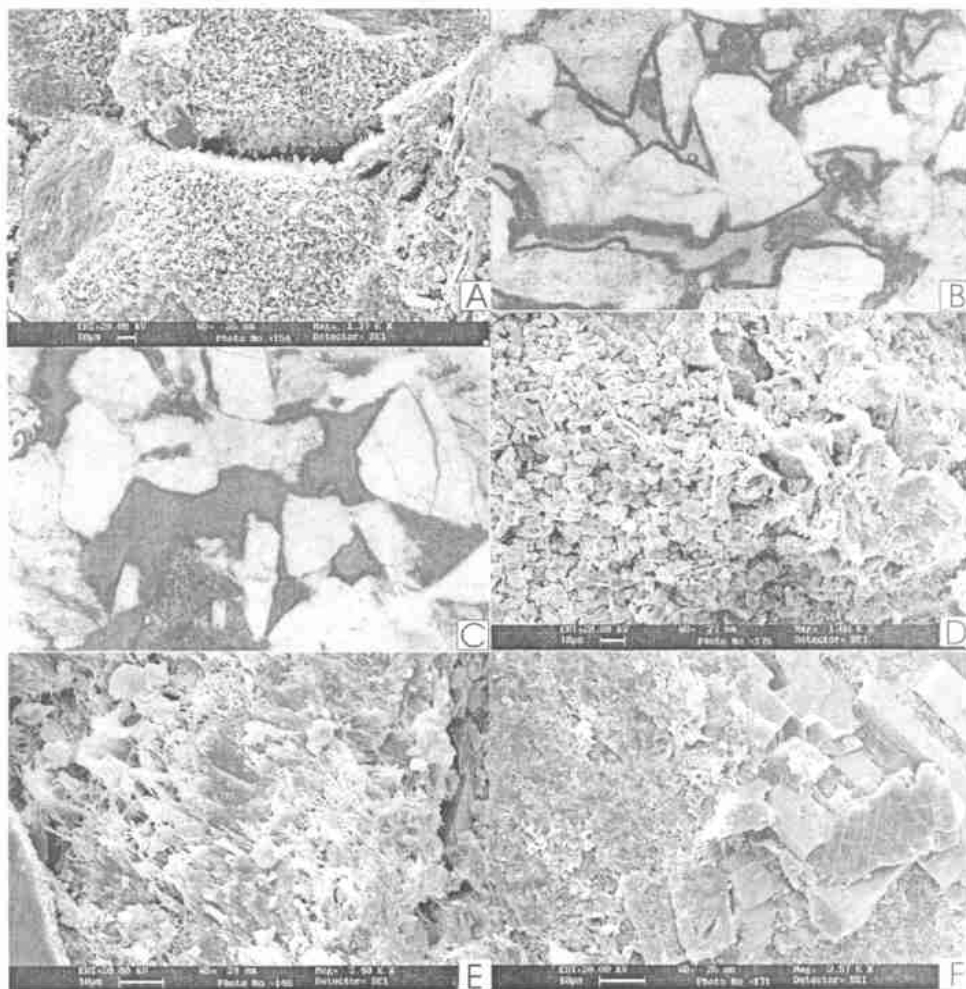


图2 庆阳地区长8油层自生矿物的扫描电镜及铸体薄片特征

(A) 粒表针叶状绿泥石, $\times 2990$, 西44井, 2104.00 m; (B) 带绿泥石衬边的粒间孔和伸长状孔, 西17井, 2146.50 m, 铸体片, $\times 100$; (C) 带绿泥石衬边的粒间溶孔和特大孔, 西43井, 2163.60 m, 铸体片, $\times 100$; (D) 孔隙充填高岭石, $\times 1880$, 西33井, 2033.00 m; (E) 粒表丝状伊利石, $\times 3400$, 西32井, 2033.00 m; (F) 自生钠长石, $\times 3570$, 西17井, 2151.00 m

Fig.2 SEM and Optical photomicrographs showing (A) authigenic chlorite that occurs as coatings covering the detrital grain surfaces; Well Xi-14 (depth 2104.00 m); (B) chlorite-coated elongated intergranular pore, Well Xi-17 (depth 2146.50 m); (C) chlorite-coated oversized intergranular dissolution pore, Well Xi-43 (depth 2163.60 m); (D) pore-filling kaolinite crystals, Well Xi-33 (depth 2033.00 m); (E) illite clay replacing a detrital grain, Well Xi-32 (depth 2033.00 m); (F) authigenic albite crystals, Well Xi-17 (depth 2151.00 m)

均 28.5%,占碎屑总量的 17%~47%;岩屑含量 3%~35%,平均 25%,占碎屑总量的 8%~40%,主要为喷出岩、石英岩、千枚岩、板岩和沉积岩的岩屑。黑云母含量 2%~8%。按福克(1968)分类,砂岩类型主要为细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩类^[4]。砂岩 X—射线衍射分析结果表明,矿物含量平均值为:石英 34.47%,钠长石 23.63%,钾长石 12.75%,方解石 8.83%,绿泥石 10.00%,伊—蒙混层 9.02%,伊利石 1.19%,个别样品还含有少量高岭石。

2.2 自生矿物特征

通过岩石学、扫描电镜和 X—射线衍射分析,庆阳地区长 8 油层自生矿物主要类型有绿泥石、伊—蒙混层、伊利石和高岭石等粘土矿物以及石英、长石、方解石矿物等,含量变化较大,平均含量 9.8%。

(1) 粘土矿物

粘土矿物的 X—射线衍射分析表明,本区储层中广泛分布有绿泥石(C)、伊—蒙混层(I/S)、伊利石(I),部分样品出现高岭石(K)。由于受埋藏成岩作用的影响,粘土矿物随埋藏深度的增加而发生成岩转化。

绿泥石 绿泥石是本区储层中常见的自生矿物,砂岩 X—射线衍射分析结果表明绿泥石含量远高于薄片计点统计的绿泥石含量,这是由于某些碎屑和假杂基已经发生了绿泥石化。薄片计点统计的绿泥石含量 1%~8%,平均含量 3%。绿泥石主要有两种形态和产状,即早期的孔隙衬垫绿泥石和晚期的孔隙充填绿泥石。早期的孔隙衬垫绿泥石含量较高,一般 1%~6%,平均含量 2.3%;晚期的孔隙充填绿泥石含量一般小于 2%。孔隙衬垫绿泥石胶结物由放射状绿泥石晶体组成,以薄膜或环边的形式生长在碎屑颗粒的表面,环边的厚度一般 5~15 μm 。这些绿泥石晶体

之间含有大量的微孔隙,这些微孔隙中吸附有沥青质而呈现明显的暗色衬套。在扫描电镜下,绿泥石衬套呈针叶状集合体,向孔隙中心生长(图 2A)。据电子探针分析,本区自生绿泥石铁含量较高,为铁叶绿泥石(表 1)。孔隙充填绿泥石则表现为较好的花朵状和绒球状,并与石英和钠长石晶体共生,形成于骨架颗粒溶蚀之后的较晚期成岩阶段。绿泥石相对含量随埋藏深度的增加而增加,长 1—长 7 油层平均含量为 50.4%,长 8 油层则增至 54.5%。

绿泥石环边分布可受特定沉积环境的控制,一般多见于河流三角洲和滨岸环境,主要是受沉积作用控制。富铁的自生绿泥石环边最为常见,一般受物源控制^[5]。本区富铁绿泥石环边的形成主要受物源和沉积环境的控制,尤其是在绿泥石环边发育的砂岩,常见火山岩岩屑的溶蚀,这可能说明火山岩岩屑的溶蚀为自生绿泥石环边的形成提供了铁的来源。绿泥石环边的形成不仅需要一定量的火山岩岩屑而且需要一定量的粒间孔隙^[6]。本区储层岩石学研究说明,长 8 油层的三角洲砂体为绿泥石环边的形成提供了特定的物源和环境条件。

陕北地区较浅层位的研究成果表明,在一些绿泥石环边发育的砂岩中,孔隙衬垫绿泥石的发育对原生粒间孔的保存起到有利的作用^[7~9]。在本区含油储层中,随着孔隙衬垫绿泥石含量的增加,砂岩残余粒间孔有增加的趋势(图 3A)。

高岭石 高岭石在本区储层中含量较少,平均含量 0.3%,主要分布于研究区西部较近源的河道砂岩和河口砂坝砂岩中。在扫描电镜下,高岭石形态呈书页状集合体或呈分散片状(图 2D)。少数粒间孔隙中不同程度地存在分散状地开石晶体。高岭石虽然充

表 1 庆阳地区长 8 油层自生矿物的电子探针分析结果

Table 1 Electron microprobe analysis of authigenic minerals

序号	井号	深度/m	氧化物含量/%										矿物名称	
			Na ₂ O	MgO	Al ₂ O ₃	SiO ₂	P ₂ O ₅	K ₂ O	CaO	TiO ₂	MnO	FeO		总量
1	X17	2146.50	0.74	2.56	21.17	29.04	0.00	0.48	0.25	0.05	0.94	32.40	87.63	绿泥石环边
2	X19	2191.50	0.33	6.64	21.03	33.30	0.04	0.46	0.14	0.00	0.00	23.78	85.72	
3	X43	2163.60	0.20	13.01	21.83	28.85	0.00	0.04	0.02	0.00	0.00	22.12	86.07	
4	X44	2094.00	0.33	8.39	22.31	25.29	0.00	0.16	0.00	0.00	0.00	28.72	85.20	
5	X17	2146.50	9.18	0.00	19.18	68.81	0.64	0.02	0.00	0.00	0.00	0.43	98.26	自生钠长石
6	X19	2191.50	11.62	0.00	18.00	66.63	0.36	0.01	0.01	0.08	0.10	0.33	97.13	
7	X43	2163.60	10.26	0.00	19.43	67.25	0.00	0.04	0.51	0.00	0.00	0.10	97.59	
8	X44	2094.00	9.09	0.00	22.54	64.94	0.44	0.13	2.47	0.00	0.00	0.00	99.61	

填孔隙,占据了孔隙的部分和大部分空间,但高岭石完全堵塞孔隙的情况较为少见,其晶体间常存在大量的残余孔隙、溶蚀孔隙和微孔隙。若注水速率较快,高岭石易破碎,对储层的渗滤能力有较大的影响。

伊—蒙混层 粘土矿物的 X—射线衍射分析表明,在庆阳地区长 8 油层内广泛存在伊—蒙混层矿物。电镜下,伊—蒙混层矿物在形态上介于蒙脱石和伊利石之间,多以孔隙衬垫和充填的形式出现。在埋藏成岩过程中,随着埋藏深度的增加,粘土基质逐渐转变为伊—蒙混层。本区伊—蒙混层粘土矿物的纵向分布表现出由少变多再变少的演化特征。长 1—长 6 油层伊—蒙混层的相对平均含量较少,为 10.5%,长 7—长 8 油层含量最高,达 15%,长 8 油层以下随深度增加而减少。

伊利石 伊利石是本区储层中普遍存在的粘土矿物,含量一般 0.5%~1.5%,平均含量 0.8%。伊利石形成于较晚成岩阶段,多来源于伊—蒙混层的成岩演化,以片状或丝状披盖在颗粒表面或充填孔隙中(图 2E)。伊利石可由长石蚀变而成,也可由粘土基质的重结晶或由孔隙水沉淀而成。伊利石粘土矿物的形成需要一定的物质来源和一定的介质条件^[10]。伊利石随着埋藏深度的增加而增多,平均相对含量由长 1—长 7 油层的 18.4%变为长 8 油层的 21.2%。

(2) 石英加大与自生

本区由于绿泥石粘土环边的存在,石英加大受到了很大的限制,孔隙衬垫绿泥石含量与自生石英胶结物含量之间存在消长关系。虽然粘土环边的形成对石英加大起了阻碍和抑制作用,但在某些缺少粘土环边的砂岩中,石英的自生加大和压溶再生长现象较为普遍。自生石英与粒间孔隙成负相关关系(图 3B)。在压溶作用强烈的局部地区,碎屑颗粒之间可形成不规则的石英胶结物。在次生溶蚀孔隙内常有大量的次期自生石英晶体出现,晶形完好,示晚期成岩作用特点。阴极发光下石英加大边含量一般 0.5%~5%,平均含量 1.8%。荧光显微镜下,可见到无论是早期加大边还是晚期加大边都会有液态烃的包体,甚至某些孔隙充填的微晶石英内部也存在液态烃的包体。油气包裹体大小介于 5~15 μm 不等,形状多为椭圆形和圆形,次为不规则状或伸长状。均一温度分布范围相对较窄,介于 100~128 $^{\circ}\text{C}$ 。通过成岩序列的研究来大致推算包裹体形成的时间,或是根据地热增温率即今地温或古地温梯度来推测其形成的古埋深^[11,12]。取地面温度为 15 $^{\circ}\text{C}$,古地温梯度为 3.0 $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,流体包裹体均一温度对应深度为 2 833~3 767 m,对应的地质时间距今约为 120~100 Ma。可见该区烃类注入时储层埋深已较大,这对于孔隙保存十分不利^[13]。

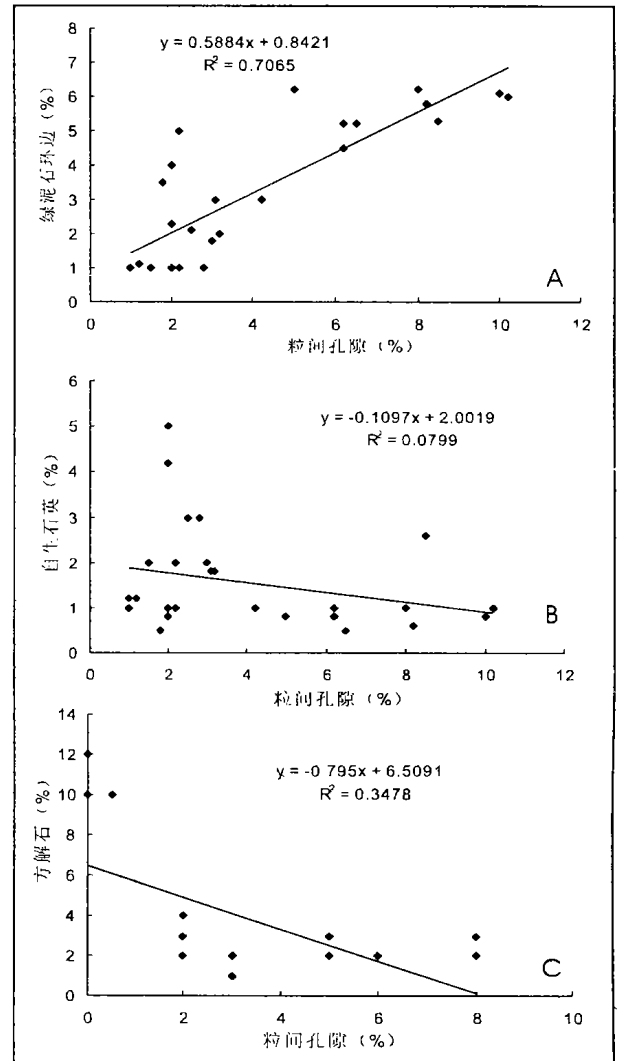


图 3 自生矿物与粒间孔隙的关系

Fig. 3 Plot of authigenic minerals versus intergranular porosity

(3) 长石加大和自生

长石颗粒的加大作用虽然没有石英表现得那么广泛,但还是常能见到的,含量 0~2%,平均含量 0.5%。在扫描电镜下,可见到自生钠长石晶体多以孔隙充填的形式出现,也可观察到钠长石在含粘土的长石颗粒上外延增生,并与绿泥石等矿物共生(图 2F)。电子探针分析氧化硅含量为 64.94%~68.81%,氧化铝为 18.00%~22.54%,氧化钠为 9.09%~11.62%(表 1)。

(4) 方解石胶结物

方解石是本区最为常见的碳酸盐胶结物,薄片计点统计含量一般 1%~18%,平均 3.3%,而砂岩样品的 X—射线衍射分析高于计点统计含量。方解石多以孔隙充填和碎屑交代的形式存在,扫描电镜下可见其完好的晶形。方解石常伴有交代碎屑颗粒的现象,特别是某些斜长石易被选择交代。方解石形成时间分为

早晚两期,早期方解石胶结物多为孔隙式胶结,少量为基底式,可能形成于浅埋成岩环境。晚期形成的方解石多为铁方解石,分布较零星,且多交代其它碎屑颗粒和充填次生溶蚀孔隙,形成时间较晚。早期方解石的胶结作用在部分储层中造成了原生粒间孔隙的封闭或半封闭。在粒间孔全封闭的储层中,后期溶蚀作用很弱,形成了难以改造的致密层。从本区方解石含量与粒间孔关系来看,两者是较为明显的负相关关系(图 3C)。

(5) 黄铁矿

在本区储层中普遍观察到黄铁矿充填孔隙的现象,在显微镜下,黄铁矿呈团块状或呈分散粒状。在扫描电镜下,单晶呈八面体形态,集合体呈球粒状。该矿物在本区储层中含量较低,但在个别含油样品中含量较高。

2.3 孔隙发育特征

根据铸体薄片和扫描电镜分析,庆阳地区长 8 油层以原生孔隙和次生孔隙的混合类型发育为特点,据 20 口井 65 块铸体薄片分析资料,该区面孔率 2.0% ~ 18.0%,平均 7.12%。主要孔隙类型有粒间孔隙、粒内溶孔、铸模孔隙、特大孔隙、裂隙孔隙和微孔隙等,其中以粒间孔隙最为发育。粒间孔隙含量 4.78%,包括正常的粒间孔隙、扩大的粒间孔隙和缩小的粒间孔隙三种类型。在一些绿泥石环边发育的砂岩中,粒间孔保存较好(图 2B、C)。本区粒间溶孔的形成主要是由于胶结物、粘土基质和骨架颗粒的溶蚀形成的。事实上,某些看来正常的粒间孔隙是由于骨架颗粒溶蚀后进一步压实调整而成。局部发育的特大孔隙和伸长状孔隙的发育不均一性可以看出,该区发生了一定规模的次生溶蚀作用。骨架颗粒的溶蚀包括颗粒的部分溶蚀和全部溶蚀,溶孔内常伴有高岭石和钠长石生成。长石和岩屑是该区骨架颗粒次生溶蚀的主要组分,骨架颗粒溶孔含量 2.10%,其中粒内溶孔 1.98%,铸模孔隙 0.12%。裂隙含量虽然很低,平均含量小于 0.2%,但是由于它们的出现,可大大提高岩石的渗透性。此外,本区微孔隙较为发育,在铸体薄片很难分辨,主要分布于绿泥石、伊利石和高岭石等粘土质点间及部分岩屑和假杂基中。本区以绿泥石为主的粘土矿物的出现,产生大量的微孔隙。

庆阳地区长 8 油层储层孔隙直径分布范围较宽,从 5 μm 至 200 μm ,但平均孔隙半径较小,一般 0.20 ~ 38.00 μm ,平均 10.50 μm 。其中,孔径为 0 ~ 10 μm 的占 19.24%,10 ~ 20 μm 的占 17.46%,20 ~ 30 μm 的占 13.79%,30 ~ 40 μm 的占 9.69%,40 ~ 50 μm 的占 7.80%,50 ~ 60 μm 的占 6.87%,100 ~ 200 μm 的占 10.78%。总体

上看,小孔隙多,大孔隙少,但在 100 ~ 200 μm 之间存在较大的孔隙类型,反映了骨架颗粒的溶蚀特征。孔隙直径均质系数一般 0.02 ~ 0.20,平均 0.10。标准偏差 0.20 ~ 38.00,平均 19.50。

研究表明,在成岩过程中砂岩的次生孔隙主要是烃源岩在成岩过程中放出富含有机酸和二氧化碳的溶液,与砂岩发生有机与无机反应,使铝硅酸盐矿物发生溶解的结果^[14]。有机酸基本控制了孔隙流体的碱度,使其保持较低的 pH 值,这样使铝硅酸盐以复杂的有机络合物形式发生迁移,从而大大提高了溶解能力^[15~17]。延长组长 8 油层三角洲相深灰色泥岩和部分炭质泥岩中含有丰富的有机质,在晚期成岩阶段发生分解,可放出富含有机酸的溶液。这种酸性介质进入砂岩可导致孔隙流体 pH 值的大幅度降低,使成岩早期形成的不稳定自生矿物发生较大规模的溶解。

2.4 成岩演化模式

近年来成岩作用的研究表明,自生矿物的形成和分布、包裹体均一温度、粘土矿物组合及伊—蒙混层粘土矿物的转化、岩石的结构及孔隙类型、有机质成熟度、埋藏史及古温度等多项指标,可成功地用于成岩阶段的划分^[18~21]。根据上述成岩作用划分标志,可以确定庆阳地区长 8 油层成岩演化处于晚成岩 A 期(图 4)。

鄂尔多斯盆地自中生代以来,沉降演化史表现为三次显著的沉积—抬升剥蚀的演化过程,即晚三叠世延长组的沉积剥蚀史,侏罗纪延安组的沉积剥蚀史及中侏罗世—第四纪的沉积剥蚀史;只有早白垩世末期的剥蚀量对现今有着重要的影响,而前两次剥蚀不大,对油气储层的形成无重大影响。在成岩作用的主控因素中,温度是控制成岩作用的重要因素,因此储层成岩作用的演化与其埋藏深度及地温梯度密切相关。根据区内埋藏史研究成果,庆阳地区长 8 油层主要受渐进埋藏作用的影响。该成岩体系表现为储层持续埋藏,无明显的间断,随上覆沉积物的不断沉积,埋深逐渐增大,地温逐渐升高。庆阳地区长 8 油层沉积后到晚印支运动前经历了早期浅埋成岩作用,主要以机械压实作用和泥质薄膜胶结作用为主,随后由于晚印支运动的影响,抬升变浅,但储层基本未进入表生成岩环境,未受大气淡水的影响。随延安组沉积其埋深增加,但仍为浅埋成岩环境,主要成岩事件以石英次生加大、方解石胶结及压实作用为主,至晚侏罗世进入深埋成岩环境。晚侏罗世末烃源岩开始生烃,排出大量有机酸,形成次生溶蚀孔隙。到早白垩世末长 8 油层达到最大埋深时期,燕山晚期—喜山期盆地整体抬升,盆缘地区可能出露地表,但研究区内储层仍处于埋藏成岩环境,尚未进入表生成岩阶段。

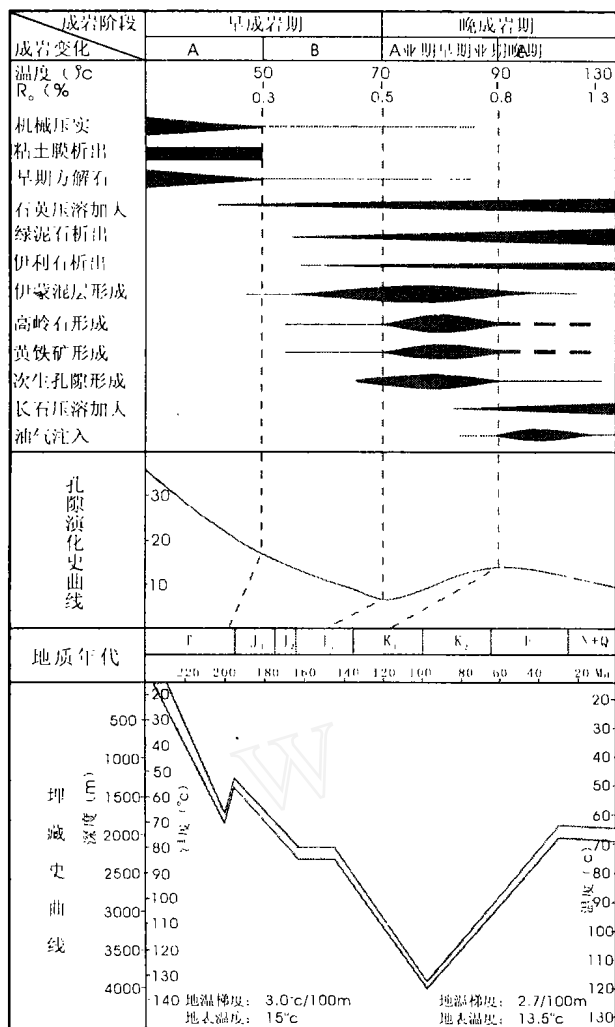


图4 庆阳地区地区长8油层储层成岩演化模式

Fig. 4 Diagenetic evolution of Chang-8 reservoir in Qingyang area

3 成岩作用对储层性质的影响

据西19井、西27井和西32井等20多口井1500块不含宏观构造裂缝和微裂缝的岩石物性分析样品统计资料,长8油组孔隙度平均为9.4%,渗透率平均为 $1.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,又据该油层40多口井的砂岩岩石物性的测井解释统计资料,长8油组孔隙度平均为10.08%,渗透率平均为 $4.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,两类资料的统计结果比较相近。根据目前国内外物性的划分标准,长8油层组一般为中低孔隙度、低渗透率的储集岩。根据庆阳地区长8油层砂岩的分选性计算,沉积孔隙度约36%~38%,平均37%。孔隙度降至这一数值,其原因除胶结充填作用外,成岩压实起着重要的作用。碎屑岩储层的成岩压实强度与深度的关系较为密切。属同一层段而埋藏深度不同的储层物性差别较大。长8油层所处深度正处于孔隙度被逐渐压缩的阶段,虽然大于2000m的储层有储层物性好的,有的甚至大于

20%,构成了所谓的“甜点”储层,但整体来看储层孔隙发育较差。

该区储层物性主要受埋藏深度的控制,而原始沉积物的性质也有重要影响。储层性质与粒径和分选性的关系较为密切。随着砂岩粒径变粗,物性变好。填隙物含量对储层物性有重要影响,因为这些颗粒细小的碎屑物质及化学沉淀物质一方面是充填孔隙,更重要的方面是堵塞和充填喉道,对一定作用的微细裂缝亦起着堵塞和充填作用。虽然本区单一自生粘土矿物(绿泥石环边)的含量与孔渗性存在正相关关系,但随着填隙物含量的增加,孔隙度有减小趋势,渗透率也随之降低。粘土基质较高的砂岩有利于机械压实作用的进行,使自生孔隙迅速减小,另一方面,粘土基质的存在抑制了地下流体的流动,不利于储层的改造。粘土矿物对储层的储集物性有很大的影响,它不仅减少了砂岩的孔隙空间,而且对于孔隙喉道的影响最为明显,可使孔隙喉道变得迂回曲折,甚至堵塞喉道,使渗透率大大降低。

在储层研究中,成岩相类型与储层的物性有着密切关系,许多学者对成岩相进行了划分^[22-24]。根据该区影响储层物性的主要成岩作用,可将成岩相划分为如下几种主要类型。

(1) 绿泥石环边胶结成岩相 在一些绿泥石环边发育的砂岩中,绿泥石环边对砂岩储层孔隙发育有重要影响,尤其是孔隙衬垫绿泥石的发育对原生粒间孔的保存起到有利的作用。该成岩相不仅在该区三角洲分流河道和河口坝砂体中构成了优质储层,而且在整个延长组碎屑岩油气储层中占有相当重要的地位。该成岩相常形成于三角洲水下分流河道和河口坝等高能量砂体中,这些砂体的原始孔渗性很好,有利于地下流体的流动。由于粘土环边的存在,石英加大受到了很大的限制,从而使原生粒间孔得到保存,成为好的油气储层。

(2) 压实充填成岩相 常形成于分流河道和河口砂坝砂岩中,其基本特征是压实成岩作用虽然较强,但胶结物含量较高,胶结物含量多在5%~15%之间。由于胶结物充填了孔隙空间,降低了储层的孔渗性。由于埋深大,石英颗粒的次生加大边发育,而其他胶结物含量低,镜下仅见少量残余的粒间孔隙。

(3) 压实压溶成岩相 长8油层沉积物,经压实作用,发生了颗粒堆积方式的调整、颗粒的破裂、软颗粒塑性变形以及岩石中产生构造裂缝等等多种压实效果。多数情况下,压实作用造成的砂岩孔隙丧失比胶结作用造成的砂岩孔隙丧失更大^[25]。这种成岩相常

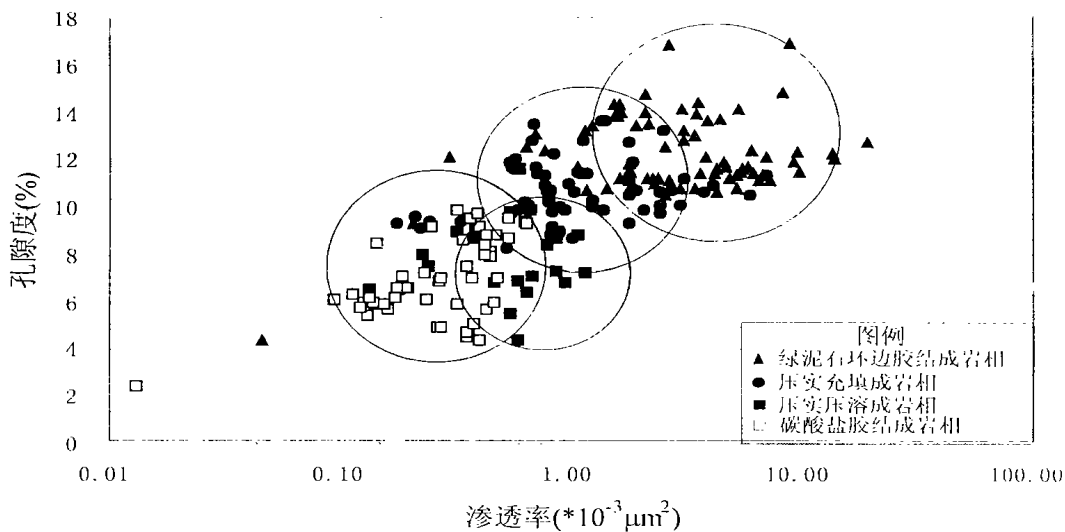


图 5 庆阳地区长 8 储层不同成岩相类型的孔隙度与渗透率关系

Fig. 5 Plot of porosity vs. permeability showing the diagenetic control on reservoir properties

形成于远砂坝和分流河道间席状砂岩中,由于颗粒细和粘土杂基含量高,机械压实作用强,使原生孔隙大大降低。其孔隙度低,且多为微孔隙,喉道细,因此渗透率低,多属于致密储层,对形成油藏可能是无效的。在局部地区,某些河道边缘砂体杂基含量较低,由于刚性颗粒的支撑,使机械压实作用减弱,而压溶作用增强,使碎屑颗粒之间呈缝合及镶嵌式接触,降低了储层的孔渗性,成为低渗储层。

(4) 碳酸盐胶结成岩相 属于碳酸盐胶结成岩相的砂岩,碳酸盐胶结物含量高,可达 8%~10%以上,呈充填孔隙式胶结或嵌晶式胶结。胶结物主要为方解石和含铁方解石,代表早期胶结而晚期未发生明显溶蚀的储层类型。其孔渗性很差,属于致密储层。这种成岩相局部出现于三角洲分流河道和河口坝砂体中,无一定分布规律。

在孔隙度与渗透率关系图上,上述不同成岩相类型具有不同的储层性质(图 5)。虽然各成岩相的物性分布范围有一些重叠,但样点的集中分区现象表明储集物性受控于成岩相类型。绿泥石环边胶结成岩相储层孔隙度平均为 12.2%,渗透率平均为 $3.96 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;压实充填成岩相孔隙度平均为 10.7%,渗透率平均为 $1.42 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;压实压溶成岩相孔隙度平均为 8.0%,渗透率平均为 $0.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;碳酸盐胶结成岩相孔隙度平均为 6.9%,渗透率平均为 $0.30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。本区与储层的物性有密切关系的成岩相主要为绿泥石环边胶结成岩相、压实充填成岩相和压实压溶成岩相等类型。在平面上,三角洲前缘主要河道和部分河口坝砂体中绿泥石环边胶结成岩相构成了本区最好的储层,三角洲前缘部分分流河道和河口坝砂体中

压实充填成岩相的储层物性稍差,而三角洲前缘席状砂和远砂坝砂体中压实压溶成岩相储层最差(图 6)。

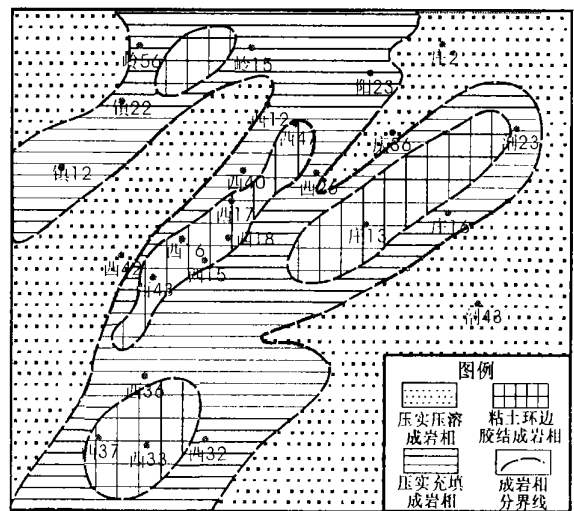


图 6 庆阳地区地区长 8¹砂组储层成岩相分布预测图

Fig. 6 Distribution of diagenetic facies of Chang-8¹ reservoir in Qingyang area

4 结论

(1) 庆阳地区长 8 油层为湖泊三角洲前缘沉积。水下分流河道和河口砂坝组成的指状砂坝控制了水下三角洲沉积格局。砂岩主要由细砂和少量中砂组成,个别样品中含有极少量粗砂。砂岩类型主要为细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩类。主要成岩矿物为绿泥石环边、方解石胶结物、石英和长石加大生长、伊利石、伊—蒙混层、钠长石和高岭石等。绿泥石环边的发育对原生粒间孔的保存起到有利的作用,对石英和长石

加大起到抑制作用。石英的次生加大边含有机包体,均一温度范围介于 100 ~ 128 °C,对应的地质时间距今约为 120 ~ 100 Ma。该区烃类注入时储层埋深已较大,对于孔隙保存十分不利。

(2) 庆阳地区长 8 油层以原生孔隙和次生孔隙的混合类型发育为特点,面孔率 2.0% ~ 18.0%,平均 7.12%。主要孔隙类型有粒间孔隙、粒内溶孔、铸模孔隙、特大孔隙、裂缝孔隙和微孔隙等,其中以粒间孔隙最为发育。局部发育的特大孔隙和伸长状孔隙表明该区发生了一定规模的次生溶蚀作用,溶解作用发育程度与泥质岩在成岩过程中有机质的热演化相关。晚侏罗世末烃源岩开始生烃,到早白垩世末长 8 油层达到最大埋深时期,排出大量有机酸,形成次生溶蚀孔隙。

(3) 根据区内埋藏史研究成果,长 8 油层主要受渐进埋藏作用的影响。该成岩体系表现为储层持续埋藏,无明显的间断,随上覆沉积物的不断沉积,埋深逐渐增大,地温逐渐升高。长 8 油层沉积后到晚印支运动前均经历了早期浅埋成岩作用,主要以机械压实作用和泥质薄膜胶结作用为主,随后由于晚印支运动的影响,抬升变浅,但储层基本未进入表生成岩环境,未受大气淡水的影响。随延安组沉积其埋深增加,至晚侏罗世进入深埋成岩环境。燕山晚期—喜山期盆地整体抬升,但研究区内储层仍处于埋藏成岩环境,尚未进入表生成岩阶段。

(4) 长 8 油组岩心孔隙度平均为 9.4%,渗透率平均为 $1.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,一般为中低孔隙度、低渗透率的储集岩。储层性质明显地受到沉积微相和成岩作用的影响。粒径和基质等沉积因素和自生矿物含量等成岩参数都对储层性质产生较大的影响。机械压实作用在本区储层中表现得比较明显,次生溶蚀作用和后期的成岩调整导致了今天的储层面貌。本区主要成岩相类型为绿泥石环边胶结成岩相、压实充填成岩相、压实压溶成岩相和碳酸盐胶结成岩相等类型,不同成岩相类型决定了油气储层性质不同,绿泥石环边胶结成岩相构成了本区最好的储层类型。

参考文献 (References)

- 1 吴崇筠,薛叔浩. 中国含油气盆地沉积学. 北京:石油工业出版社, 1993. 268 ~ 293 [Wu Chongyun, Xue Shuhao. *Petroliferous basin sedimentology in China*. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993. 268 ~ 293]
- 2 牟泽辉. 鄂尔多斯盆地庆阳以南三叠系延长组长 5、长 6、长 7 储层成岩作用. 天然气工业, 2001, 21 (2): 13 ~ 17 [Mou Zehui. *Diagenesis of Chang 5 ~ 7 reservoirs of Yanchang Formation in Qingnan area of Ordos basin*. *Natural Gas Industry*, 2001, 21 (2): 13 ~ 17]
- 3 喻建,韩永林,凌升阶. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组油田成藏地质特征及油藏类型. 中国石油勘探, 2001, 6 (4): 13 ~ 19 [Yu Jian, Han Yonglin, Ling Shengjie. *Pool-forming geology and pool types of Yanchang Formation of Upper Triassic in Ordos basin*. *China Petroleum Exploration*, 2001, 6 (4): 13 ~ 19]
- 4 刘宝君主编. 沉积岩石学. 北京:地质出版社, 1980. 123 ~ 319 [Liu Baojun, ed. *Sedimentary Petrology*. Beijing: Geological Publishing House, 1980. 123 ~ 135]
- 5 Salman K, Lander R H, Bonnell L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability. *AAPG Bulletin*, 2002, 86 (2): 301 ~ 328
- 6 Pittman E D, Larese R E, Heald M T. Clay coats: occurrence and relevance to preservation of porosity in sandstones. In: Houseknecht D W, Pittman E D, eds. *Origin, diagenesis, and petrophysics of clay minerals in sandstones*. *SEPM Special Publication*, 1995, 47: 241 ~ 255
- 7 罗静兰,张晓莉,张云翔,等. 成岩作用对河流—三角洲相砂岩储层物性演化的影响. 沉积学报, 2001, 19 (4): 541 ~ 547 [Luo Jinglan, Zhang Xiaoli, Zhang Yunxiang, et al. *The diagenetic impact on reservoir quality evolution of fluvial deltaic sandstones*. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2001, 19 (4): 541 ~ 547]
- 8 罗静兰, Mbrad S, 阎世可, 等. 河流—湖泊三角洲相砂岩成岩作用的重建及其对储层物性演化的影响. 中国科学 (D 辑), 2001, 31 (12): 1006 ~ 1016 [Luo Jinglan, Mbrad S, Yan Shike, et al. *Diagenetic reconstruction of fluvial deltaic sandstones and diagenetic impact on reservoir quality evolution*. *Science in China (series D)*, 2001, 31 (12): 1006 ~ 1016]
- 9 柳益群,李文厚. 鄂尔多斯盆地东部上三叠统含油长石砂岩的成岩特点及孔隙演化. 沉积学报, 1996, 14 (3): 87 ~ 96 [Liu Yiqun, Li Wenhou. *Diagenetic characteristics and porosity evolution of the oil-bearing arkoses in the Upper Triassic in the Eastern Shan-Gan-Ning basin*. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1996, 14 (3): 87 ~ 96]
- 10 郑浚茂,庞明编著. 碎屑储集岩的成岩作用研究. 武汉:中国地质大学出版社, 1989. 53 ~ 85 [Zheng Junmao, Pang Ming. *Study on clastic diagenesis*. Wuhan: Publishing House of China University of Geosciences, 1989. 53 ~ 85]
- 11 张金亮,常象春,刘宝君,等. 苏北盐城油气藏流体历史分析及成藏机理. 地质学报, 2002, 76 (2): 254 ~ 260 [Zhang Jinliang, Chang Xianguang, Liu Baojun, et al. *Fluid history analysis and formation mechanism of the Yancheng petroleum reservoir*. *Acta Geologica Sinica*, 2002, 76 (2): 254 ~ 260]
- 12 毛凤鸣,张金亮,许正龙. 高邮凹陷油气成藏地球化学. 北京:石油工业出版社, 2002. 84 ~ 150 [Mao Fengming, Zhang Jinliang, Xu Zhenglong. *Pool-forming geochemistry of Gaoyou depression*. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002. 84 ~ 150]
- 13 Marchant M E, Smalley P C, Haszeldine R S, et al. Note on the importance of hydrocarbon fill for reservoir quality prediction in sandstones. *AAPG Bulletin*, 2002, 86 (9): 1561 ~ 1571
- 14 朱国华. 碎屑岩储集层孔隙的形成、演化和预测. 沉积学报, 1992, 10 (3): 114 ~ 123 [Zhu Guohua. *Origin and evolution and prediction of porosity in clastic reservoir rocks*. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1992, 10 (3): 114 ~ 123]
- 15 Surdam R C, Boese S W, Crossey L J. The geochemistry of secondary porosity. In: McDonald D A, Surdam R C, eds. *Clastic diagenesis*. *AAPG Memoir*, 1984, 37: 127 ~ 149
- 16 Surdam R C, Crossey L J, Hagen E S, et al. Organic-inorganic interaction and sandstone diagenesis. *AAPG Bulletin*, 1989, 78 (1): 1 ~ 23

- 17 Meshri I D. On the reactivity of carbonic and organic acids and generation of secondary porosity. In: Gautier D L, ed. Roles of organic matter in sediment diagenesis, , SEPM special publication 1986, 38:123 ~ 128
- 18 裘怿楠,薛叔浩,应凤祥. 中国陆相油气储集层. 北京:石油工业出版社,1997. 158 ~ 219 [Qiu Yinan, Xue Shuhao, Ying Fengxiang. Continental hydrocarbon reservoirs of China. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997. 158 ~ 219]
- 19 柳益群,李文厚,冯乔. 鄂尔多斯盆地东部上三叠统含油砂岩的古地温及成岩阶段. 地质学报,1997,71(1):65 ~ 74 [Liu Yiqun, Li Wenhao, Feng Qiao. Palaeotemperatures and diagenetic stage of the Upper Triassic Ordos basin. Acta Geologica Sinica, 1997,71(1):65 ~ 74]
- 20 Alaa M, Salem S, Morad S, *et al*. Diagenesis and reservoir quality evolution of fluvial sandstones during progressive burial and uplift: evidence from the Upper Jurassic Boipeba Member, Reconcavo Basin, Northeast Brazil. AAPG Bulletin, 2000, 84(7): 1015 ~ 1040
- 21 张金亮,刘宝群,毛凤鸣,等. 苏北盆地高邮凹陷北斜坡阜宁组成岩作用及储层特征. 石油学报,2003,24(2):43 ~ 49 [Zhang Jinliang, Liu Baojun, Mao Fengming, *et al*. Diagenesis and reservoir characteristics of Funing Formation in north slope of Gaoyou depression in Subei Basin. Acta Petrolei Sinica,2003,24(2):43 ~ 49]
- 22 Wescott W A. Diagenesis of Cotton Valley sandstone (Upper Jurassic), East Texas: Implication for tight gas formation pay recognition. AAPG Bulletin, 1983, 67(6): 1002 ~ 1013
- 23 张金亮. 东濮凹陷桥口地区沙三段碎屑岩成岩作用与储层特征. 矿物岩石,1990,10(1):35 ~ 42 [Zhang Jinliang. Clastic diagenesis and reservoir characteristics of the third member of Shahejie Formation in Dongpu Depression. Mineral and Rock, 1990,10(1):35 ~ 42]
- 24 林壬子,张金亮. 陆相储层沉积学进展. 北京:石油工业出版社,1996. 97 ~ 127 [Lin Renzi, Zhang Jinliang. Developments in nonmarine sedimentology. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 97 ~ 127]
- 25 Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones. AAPG Bulletin, 1987, 71(6): 633 ~ 64

Diagenesis of Lacustrine Deltaic Sandstones and Its Impact on Reservoir Quality

ZHANG Jin-liang SI Xue-qiang LIANG Jie LIN Hui

(Ocean University of China, Qingdao Shandong 266003)

Abstract Sedimentation during stage of Chang-8 deposition was controlled by a lacustrine delta system. The Chang-8 member is an important finger-bar reservoir sandstone in Qingyang area. Sandstone reservoirs can be classified as compositionally immature feldspathic litharenite and lithic arkose. The main diagenetic minerals of the sandstones include: authigenic clay minerals, calcite cement, quartz overgrowth, albite and later ferroan carbonate. Authigenic quartz overgrowths and micro-crystals contain a variety of organic fluid inclusions that indicate the petroleum filling history. Petroleum filling history shows that the significant later filling process affected reservoir quality. Porosity preservation caused by grain-coating, authigenic chlorite. Wide porosity variations in sandstones correlate with an abundance of grain-coating chlorite and consequent inhibition of quartz cementation. Secondary porosity has created mainly by feldspar, rock fragment and clay matrix dissolution. The dissolution mechanism is closely related to organic acids and transformation of clay minerals in adjacent source rocks. Based on diagenetic events related to temperature, reservoir diagenetic stages can be divided into A-substage of later diagenesis. Reservoir quality is controlled mostly by sedimentary microfacies and diagenesis. Subaqueous distributary channel and mouth bar sandbodies commonly have high porosity and permeability, whereas interdistributary and distal sand-sheets may have low petrophysical properties. The study shows that the Chang-8 sandstone locally retained excellent porosities controlled by diagenetic facies despite deep burial and thermal conditions.

Key words lacustrine delta, chlorite rim, secondary porosity, diagenetic model, diagenetic facies, reservoir quality