

陇东油区长8含油砂岩成岩过程中的孔隙度演化

周晓峰¹, 牛小兵², 王建国¹, 梁晓伟²

1. 中国石油大学(北京), 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

2. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 西安 710021

摘要 利用铸体薄片、X-射线衍射、扫描电镜、物性等资料, 分析陇东油区长8含油砂岩成岩作用和孔隙度演化过程。研究表明, 含油砂岩处于中成岩阶段A期, 经历的强压实、胶结及弱溶解作用是其致密化的控制性因素, 其中压实孔隙损失率为38.9%, 胶结孔隙损失率为38.0%, 而溶蚀孔隙度仅为3.9%。孔隙度演化分析表明, 含油砂岩的初始孔隙度为37.3%, 早成岩阶段的压实和胶结作用后剩余原生粒间孔隙度为17.9%; 中成岩阶段第1期油气充注时孔隙度仍高达17.0%, 第2期油气充注时孔隙度仅为12.5%, 说明含油砂岩在两期油气充注之间的成岩过程中成为致密砂岩储层。

关键词 陇东油区; 长8油层组; 含油砂岩; 成岩过程; 孔隙度演化

中图分类号 TE122.2

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.12.006

Porosity Evolution During Diagenesis of Oil-bearing Sandstone in Chang 8 of Longdong Oil-producing Region

ZHOU Xiaofeng¹, NIU Xiaobing², WANG Jianguo¹, LIANG Xiaowei²

1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710021, China

Abstract The diagenesis and porosity evolution of the oil-bearing sandstone in Chang 8 of Longdong oil-producing region are analyzed by means of casting thin-sections, X-ray diffraction data, scanning electron micrograph observation and physical properties. The oil-bearing sandstone is currently at the first stage of the middle-diagenesis period. It went through strong compaction and violent cementation and weak dissolution, which led to the tight sandstone reservoir. The porosity loss rate of the compaction is 38.9%, the porosity loss rate of the cementation is 38.0%, and the porosity of the dissolution is only 3.9%. The porosity evolution during the diagenesis shows that the primary porosity is 37.3%, the residual intergranular porosity after the compaction and the cementation of the early diagenesis process is 17.9%, the porosity of the first oil charging process is 17.0%, and the porosity of the second oil charging process is only 12.5%, which illustrates that the densification of the oil-bearing sandstone occurred between the first oil charging process and the second oil charging process of the middle-diagenesis period.

Keywords Longdong oil-producing region; Chang 8 reservoir set; oil-bearing sandstone; diagenesis process; porosity evolution

陇东油区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡构造带西南部, 西邻天环坳陷构造带, 地处甘肃省庆阳市所管辖的行政区域内(图1), 面积约 1.8×10^4 km²。地表覆盖着100~200 m厚的第四纪黄土, 地面海拔约为900~1900 m, 相对高差约为1000 m,

山、川、塬兼有, 沟、峁、梁相间, 形成独特的黄土塬地貌。区域构造背景为西倾平缓单斜, 地层倾角约0.2°, 地层厚度横向分布稳定。陇东油区上三叠统延长组石油资源丰富, 其中延长组长8油层组(文中简称“长8”)是主力产油层之一, 油藏类

收稿日期: 2014-01-13; 修回日期: 2014-02-21

基金项目: 中国石油大学(北京)科研基金项目(KYJJ2012-02-46); 国家科技重大专项(2011ZX05013-006)

作者简介: 周晓峰, 讲师, 研究方向为油田开发地质学, 电子邮箱: zhouxf2004-10-24@126.com

引用格式: 周晓峰, 牛小兵, 王建国, 等. 陇东油区长8含油砂岩成岩过程中的孔隙度演化[J]. 科技导报, 2014, 32(12): 41-47.

型为砂岩岩性油藏^[1],含油砂岩主要为浅水三角洲前缘水下分流河道微相沉积^[2],油气富集成藏主要受含油砂岩的成岩作用及物性控制^[3-6]。

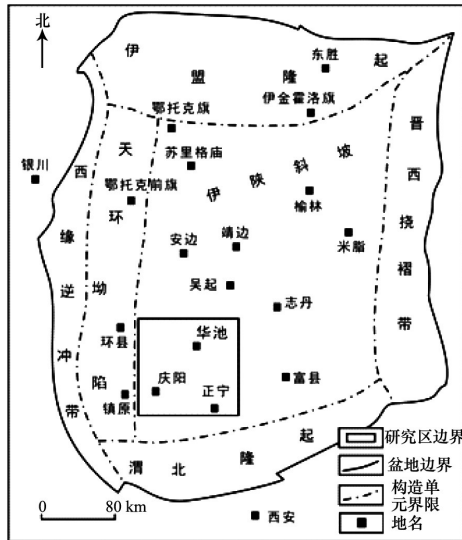


图1 陇东油区的位置

Fig. 1 Location of Longdong oil-producing region

以往关于成岩作用与孔隙度演化的研究多停留在对成岩作用现象的描述方面,认为压实作用和胶结作用是鄂尔多斯盆地延长组含油砂岩致密的主控因素,过多地强调绿泥石环带胶结物在优质储层形成过程中所起的作用,而对地质流体、水-岩相互作用及其过程中的孔隙度演化缺乏分析。本文试图通过成岩作用分析及成岩史的恢复,探讨盆地西南部长8含油砂岩的成岩作用序列及其致密化过程,还原含油砂岩的孔隙度演化历程。

1 含油砂岩的岩石学特征

陇东油区长8含油砂岩以细砂岩为主,岩心因原油浸染呈灰褐色或褐黑色,含油级别多为油浸和油斑。碎屑含量一般75%~95%,碎屑组分中石英含量17%~40%,平均34.8%;长石含量11%~38%,平均27.4%;岩屑含量13%~35%,平均24.0%,主要为喷出岩(10.2%)、石英岩(8.3%)、千枚岩(4.7%)、板岩(1.8%),沉积岩岩屑少量(0.5%)。云母含量2%~16%。根据福克分类标准^[7],含油砂岩主要为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩(图2)。

填隙物含量一般为6%~28%,平均含量21.5%,主要为黏土矿物和方解石。其中黏土矿物含量最高(11.4%),其次为方解石(8.7%)和硅质(1.2%),还有少量菱铁矿(图3)。

铸体薄片镜下观察,孔隙类型主要为原生粒间孔隙和次生孔隙,计点统计面孔率为3.5%。其中原生粒间孔隙含量最高(2.2%),其次为长石溶孔(0.8%)和岩屑溶孔(0.3%),可见少量晶间孔(图4)。岩心测试孔隙度为4%~20%,平均

12.5%;渗透率主要集中在 $(0.1\sim 10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均 $0.77\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,表明含油砂岩已成为致密储层。

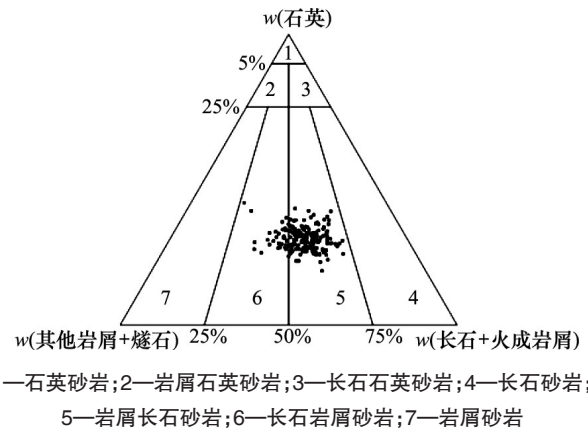


图2 陇东油区长8含油砂岩分类

Fig. 2 Classification of Chang 8 oil-bearing sandstone in Longdong oil-producing region

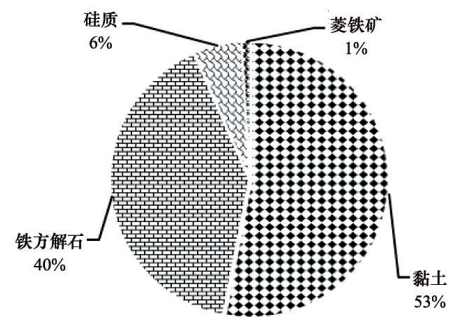


图3 陇东油区长8含油砂岩的填隙物含量

Fig. 3 Matrix content of Chang 8 oil-bearing sandstone in Longdong oil-producing region

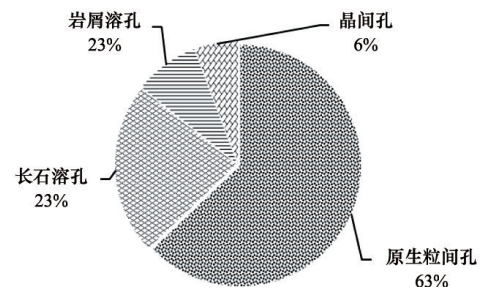


图4 陇东油区长8含油砂岩的孔隙类型

Fig. 4 Pore type of Chang 8 oil-bearing sandstone in Longdong oil-producing region

2 含油砂岩成岩作用特征

对陇东油区西峰油田砂岩的成岩作用特征已进行了大量研究^[3-6],结合相关成果,本次研究得出了陇东油区长8含油砂岩与孔隙度演化密切相关的成岩特征(图5)。

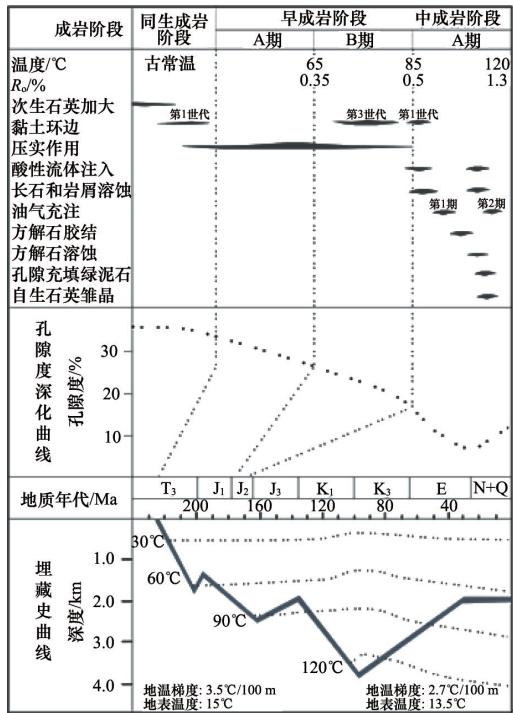


图5 陇东油区长8含油砂岩的成岩演化模式
 Fig. 5 Diagenetic evolution of Chang 8 oil-bearing sandstone in Longdong oil-producing region

2.1 压实作用

含油砂岩薄片镜下观察可以看出,柔性组分强烈挤压变形,形成假杂基。碎屑颗粒间的接触关系主要为线接触,其次为点接触、凹凸接触,造成部分颗粒定向或半定向排列(图6(a))。压实作用使粒间孔隙大量减少,负胶结物孔隙度一般在25%以下,表明压实作用主要发生于胶结物大量出现

之前。

2.2 胶结作用

2.2.1 黏土矿物

长8含油砂岩中黏土矿物含量11.4%,是研究区分布最为广泛的填隙物,按成因划分为自生黏土矿物(7.4%)和蚀变黏土矿物(4.0%)。蚀变黏土矿物以云母碎屑的黏土化为主,沿黑云母的边缘、解理和中心发生黏土化,并保持黑云母的假象。自生黏土矿物的产出形式主要为包覆碎屑颗粒的环边,其次为孔隙充填物。由于沥青质侵染,黏土环边镜下呈深褐色或褐黑色环带包绕刚性颗粒(图6(b))。环边厚度变化较大,颗粒接触处不发育甚至缺失,喉道处较薄,向孔隙方向厚度大,最大厚度可达20 μm。X-射线衍射分析表明,黏土矿物主要有伊-蒙混层(51.1%)、绿泥石(41.3%)、伊利石(7.6%)。值得注意的是,前人往往将黏土环边笼统地视为绿泥石环边,重视研究绿泥石环边的形成机制及其对储层质量的影响^[7-9],却对含量更高的伊-蒙混层的详细研究较少。伊-蒙混层是强水敏性矿物,对注水开发有着严重的不利影响,因此应在今后的研究中给予足够重视。

镜下观察可知,环边由3个世代的自生黏土矿物组成,从颗粒表面逐渐向孔隙中心方向生长(图6(c))。第一世代的环边呈薄膜状包裹整个颗粒(图6(b),黄色箭头所指),表明其形成早于碎屑颗粒相互接触的初始压实阶段,主要形成于同生成岩阶段(图5)。该环边的厚度一般不足2 μm,平均厚度0.7 μm,晶粒小,晶形差,矿物组分主要为伊-蒙混层,矿物集合体呈蜂窝状(图6(d))。第2世代的环边发育在碎屑颗粒与孔隙之间,在颗粒与颗粒接触处不发育,厚度一般3~15 μm,平均厚度4.1 μm。其矿物组成主要为片状、弯曲片状的伊-蒙混层和绿泥石,晶体大小一般约2~5 μm,垂直颗粒向孔隙

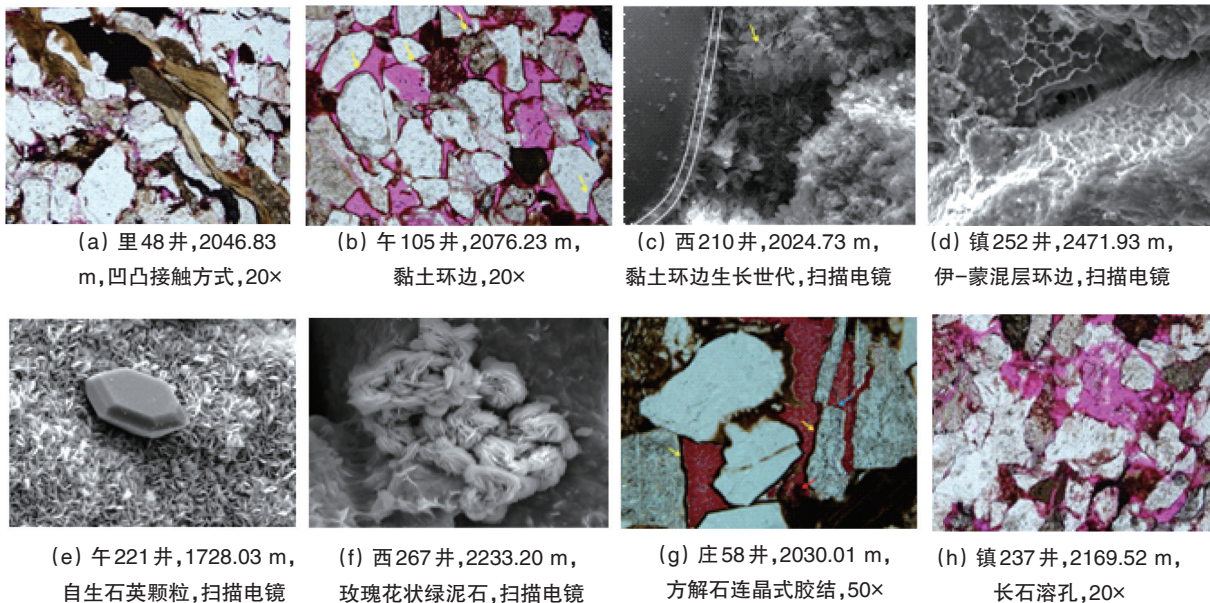


图6 陇东油区长8含油砂岩成岩作用图版

Fig.6 Photos of diagenesis Chang 8 oil-bearing sandstone in Longdong oil-producing region

中心方向生长,集合体密集堆积,晶体间无其他胶结物。这些特征表明,第2世代环边形成于早成岩阶段末期,此时期压实作用已导致目前碎屑颗粒间的相互接触关系。第3世代环边紧邻剩余原生粒间孔外缘生长(图6(c)),厚度1~10 μm,平均厚度2.6 μm,主要为叶片状或针叶状绿泥石,其上生长着六方双锥状自生石英雏晶(图6(e)),说明第3世代环边形成于中成岩阶段的自生石英雏晶沉淀之前(图5)。

充填孔隙的黏土矿物主要为绿泥石,其单体粗大,自形程度高,集合体呈玫瑰花状(图6(f))。玫瑰花状绿泥石集合体常分布在大孔隙中,直接附着在颗粒或黏土环边表面,可见自生石英雏晶与其共生,且自生石英雏晶表面也常见绿泥石矿物生长,说明充填孔隙绿泥石形成于中成岩阶段自生石英雏晶生长时期,并在自生石英生长后仍持续析出。

2.2.2 方解石

陇东油区长8含油砂岩中的方解石是仅次于黏土矿物的胶结物,薄片计点统计含量一般1%~22%,平均8.7%。方解石具有晶粒结构,以嵌晶状充填孔隙或交代碎屑,也可见到方解石溶蚀成港湾状。充填原生孔隙的方解石与碎屑颗粒间发育黏土环边,环边由于油气浸染而呈深褐色或褐黑色环带(图6(g),黄色箭头所指);充填长石和岩屑溶孔的方解石,在长石和岩屑颗粒与方解石接触部位可见到油气充注留下的褐黑色沥青边(图6(g),蓝色箭头所指)。含油砂岩的方解石胶结物碳、氧同位素分析,碳、氧同位素均相对较轻, $\delta^{13}\text{C}$ 的变化范围为-0.035%~-0.113%(采用PDB标准), $\delta^{18}\text{O}$ 的变化范围为-0.156%~-0.228%,说明方解石的形成明显与中成岩阶段有机质脱羧基有关,有一定的有机碳参与了方解石的沉淀^[10]。根据埋藏史(图5)和油气包裹体均一化温度^[11]分析表明,陇东油区长8含油砂岩主要存在2期油气充注,由此可以推断,方解石形成于第1期油气充注之后,不仅充填剩余粒间孔隙,而且充填第1期油气充注前的酸性流体溶蚀形成的长石和岩屑溶孔(图6(g))。

2.2.3 硅质

自生硅质在研究区砂岩中分布普遍,主要以次生石英加大和自生石英晶体产出,但含量较低,薄片计点统计含量一般0.5%~3%,平均1.2%。次生石英加大沿石英颗粒边缘生长,也常见到其在具有黏土环边的颗粒上呈折线状向孔隙中心外延增生(图6(b),蓝色箭头所指),说明次生石英加大主要形成于黏土环边形成之前的同生成岩阶段,在之后的成岩过程中持续生长。电镜下自生石英结晶程度好于沿石英颗粒边缘生长的加大边,呈六方双锥状产出在粒间孔壁的环边表面和粒内溶孔中,表明自生石英雏晶是第2期油气充注前的酸性流体作用过程中的成岩产物(图5)。

2.3 溶蚀作用

长石和岩屑在有机酸性流体作用下易于溶蚀,形成长石溶孔、长石溶缝、长石溶蚀超大孔及岩屑溶孔(图6(h)),是陇东油区长8含油砂岩中次生孔隙形成的最主要因素。第1期酸性流体溶蚀形成的溶孔被方解石全充填,在溶蚀孔壁可以

见到油气充注留下的褐黑色沥青边(图6(g),蓝色箭头所指),目前保存的长石和岩屑溶孔为第2期油气充注前的酸性流体作用形成的(图5)。第2期酸性流体在溶蚀长石和岩屑的同时,对方解石胶结物也进行溶蚀而使其边缘呈港湾状,在方解石溶孔中可清楚观察到油气充注留下的痕迹(图6(g),红色箭头所指)。计点统计表明,储集空间的1/4~1/3为次生孔隙(图4),次生孔隙的发育对陇东油区长8含油砂岩物性条件的改善起到了举足轻重的作用^[12,13]。

2.4 自生矿物形成序列

根据自生矿物之间、自生矿物与颗粒之间的结构关系,结合油气充注期次分析,陇东油区长8含油砂岩的典型成岩序列为:同生成岩阶段的次生石英加大—第1世代黏土环边形成、早成岩阶段的压实作用—第2世代黏土环边形成、中成岩阶段的第1期酸性流体注入—长石和岩屑溶蚀—第3世代黏土环边形成—第1期油气充注—方解石胶结物大量出现—第2期酸性流体注入—长石、岩屑及方解石溶解—充填孔隙绿泥石析出—自生石英雏晶沉淀—第2期油气充注(图5)。由于自生矿物的形成需要一定的时间,因此不同成岩作用必然会出现重叠的情况,扫描电镜下,自生石英雏晶表面沉淀绿泥石、次生石英加大在发育黏土环边的颗粒上外延生长等均说明了这种情况。

3 含油砂岩的孔隙度演化

陇东油区长8含油砂岩大量样品的物性测试、薄片镜下计点统计及扫描电镜观察,为定量研究孔隙度演化提供了依据^[14,15]。

3.1 孔隙度演化的定量分析方法

3.1.1 初始孔隙度

恢复砂岩的初始孔隙度(Φ_0)是求取成岩过程中孔隙度演化的基本条件,通常利用Beard等^[16]提出的未固结砂岩初始孔隙度计算公式:

$$\Phi_0 = 20.91 + 22.90/S_0$$

其中, $S_0 = (Q_{25}/Q_{75})^{1/2}$, Q_{25} 为砂岩粒度概率累积频率25%的粒径大小, Q_{75} 为砂岩粒度概率累积频率75%的粒径大小。

3.1.2 压实后孔隙度

压实后孔隙度用于评价压实作用对粒间孔隙度的破坏程度,通常采用的评价参数有压实后剩余粒间孔隙度(Φ_1)、压实损失孔隙度和压实孔隙度损失率等。可根据铸体薄片计点统计的胶结物含量、粒间孔面孔率、胶结物溶孔面孔率、总面孔率与物性分析孔隙度求取压实后剩余粒间孔隙度。这里的总面孔率是指薄片观察中获得的粒间孔面孔率和各种类型次生溶蚀孔面孔率之和。压实后剩余粒间孔隙度计算公式为

$$\Phi_1 = [(\text{粒间孔面孔率} + \text{胶结物溶孔面孔率}) / \text{总面孔率}] \times \text{物性分析孔隙度} + \text{胶结物含量}$$

需要注意的是,此计算过程涉及的胶结物是指压实作用后形成的所有占据粒间孔隙的成岩矿物,并不包含压实作用

之前形成的占据孔隙的成岩矿物及交代碎屑颗粒的胶结物。粒间孔是指铸体薄片鉴定的剩余原生粒间孔及其中的胶结物晶间孔。胶结物溶孔在研究区即是粒间溶孔,为粒间孔隙中充填的方解石胶结物发生溶蚀形成的次生孔隙。物性分析孔隙度为实验室样品测试的孔隙度值。

在已知砂岩初始孔隙度和压实后剩余粒间孔隙度后,便可获得压实损失孔隙度和压实孔隙度损失率。计算公式为

$$\begin{aligned} \text{压实损失孔隙度} &= \Phi_0 - \Phi_1 \\ \text{压实孔隙度损失率} &= (\Phi_0 - \Phi_1) / \Phi_0 \end{aligned}$$

3.1.3 胶结后孔隙度

胶结后孔隙度(Φ_2)是指胶结后的剩余粒间孔孔隙度,可根据薄片观察中获得的粒间孔面孔率、总面孔率与物性分析孔隙度求取,主要用于评价目前粒间孔孔隙度的大小。计算公式为

$$\Phi_2 = (\text{粒间孔面孔率} / \text{总面孔率}) \times \text{物性分析孔隙度}$$

在已知胶结后孔隙度后,压实后孔隙度和胶结后孔隙度之差即为胶结损失孔隙度,用于定量评价胶结作用损失的粒间孔隙度多少;胶结损失孔隙度和初始孔隙度的比值即为胶结孔隙度损失率,可作为定量评价胶结作用对原生粒间孔隙度的破坏程度。计算公式为

$$\begin{aligned} \text{胶结损失孔隙度} &= \Phi_1 - \Phi_2 \\ \text{胶结孔隙度损失率} &= (\Phi_1 - \Phi_2) / \Phi_1 \end{aligned}$$

研究区由于胶结物类型多、成因期次多及它们对储层质量影响的明显差异^[4-6,17],需要对各种胶结物的胶结后孔隙度进行逐步推演,直到获得目前成岩作用状态下的胶结后孔隙度。

3.1.4 次生孔隙度

次生孔隙度(Φ_3)是含油砂岩颗粒内次生孔隙所具有的孔隙度,用于评价溶蚀作用贡献的次生孔隙度。研究区含油砂岩中的次生孔隙包括长石溶孔和岩屑溶孔。计算公式为

$$\Phi_3 = (\text{次生孔隙面孔率} / \text{总面孔率}) \times \text{物性分析孔隙度}$$

3.2 孔隙度演化定量分析的关键参数选取

根据孔隙度演化的定量分析方法,针对陇东油区长8含油砂岩成岩过程中孔隙度演化的关键参数包括初始孔隙度、不同世代和期次胶结物的含量、不同类型孔隙的面孔率以及物性分析孔隙度。这些参数中,初始孔隙度利用铸体图像孔隙分析提供的含油砂岩粒度概率累积频率数据获得;不同世代黏土环边的含量依据显微镜和电镜分析共同确定,首先应用显微镜计点统计铸体薄片黏土环边的含量,然后利用电镜确定含油砂岩新鲜断面上不同世代黏土环边的厚度,进而根据厚度比例折算出不同世代环边的含量;其他胶结物含量和孔隙面孔率由铸体薄片计点统计获取;物性分析孔隙度为实验室岩心孔隙度测试结果。铸体薄片镜下观察,方解石溶蚀作用微弱,对含油砂岩的物性影响甚微,且方解石溶孔均被油气充注后留下的沥青质充填,这就说明方解石溶孔对实验室物性分析的孔隙度没有贡献,因此方解石溶孔不参与压实后孔隙度的计算。

在孔隙度演化定量分析的具体推演过程中,初始孔隙度、胶结物含量、面孔率及物性分析孔隙度均为多个数据的平均值。根据204个铸体图像孔隙分析数据计算的初始孔隙度为35.0%~39.6%,平均值37.3%。247口井21296个含油砂岩岩心测试孔隙度平均值为12.5%。依据成岩序列将其他关键参数的选取列于表1。

表1 陇东油区长8含油砂岩孔隙度演化定量分析的关键参数

Table 1 Key parameters of porosity evolution in Chang 8 oil-bearing sandstone of Longdong oil-producing region

同生成岩阶段		早成岩阶段				中成岩阶段					
次生石英加大/%	第1世代环边/%	第2世代环边/%	长石和岩屑溶孔/%	第3世代环边/%	溶孔充填方解石/%	粒间充填方解石/%	长石和岩屑溶孔/%	粒间充填绿泥石/%	粒间石英颗粒/%	黏土矿物晶间孔/%	剩余原生粒间孔/%
1.0	0.7	4.1	1.7	2.6	1.7	5.7	1.1	0.8	0.2	0.2	2.2

3.3 孔隙度演化的定量分析

根据孔隙度演化的定量分析方法及关键参数的选取,计算了陇东油区长8含油砂岩成岩过程中的孔隙度演化(表2、图5)。

初始孔隙度为37.3%,同生成岩阶段的次生石英加大和第1世代黏土环边胶结作用造成了1.7%的原生粒间孔隙度损失,其胶结孔隙损失率为4.6%。早成岩阶段的压实作用损失了13.6%的原生粒间孔隙度,压实过程孔隙损失率为38.9%;第2世代黏土环边胶结引起4.1%的原生粒间孔隙度损失,其孔隙损失率为11.0%,压实、胶结后剩余原生粒间孔

隙度为17.9%。中成岩阶段的第1期酸性流体作用增加了1.7%的溶蚀孔隙度,第3世代黏土环边胶结造成了2.6%的原生粒间孔隙度损失,其孔隙损失率为7.0%;第1期油气充注后的方解石胶结物不仅导致1.7%的溶蚀孔隙度损失,而且引起5.7%的原生粒间孔隙度损失;第2期酸性流体作用贡献了3.9%的次生孔隙度,绿泥石和石英晶充填导致了1.0%的原生粒间孔隙度损失。计算目前孔隙度为12.5%,样品物性分析孔隙度为12.5%,计算所得孔隙度与样品物性分析孔隙度相吻合。

经过推演得出各成岩阶段孔隙度演化模式(图5),可知,

含油砂岩同生成岩阶段后原生粒间孔隙度为 35.6%;早成岩阶段压实后剩余粒间孔隙度为 22.0%,早成岩胶结后剩余粒

间孔隙度为 17.9%;中成岩阶段的第 1 期油气充注时孔隙度为 17.0%,第 2 期油气充注时孔隙度为 12.5%。

表 2 陇东油区长 8 含油砂岩成岩过程中的孔隙度演化

Table 2 Porosity evolution during the diagenetic process of Chang 8 oil-bearing sandstone in Longdong oil-producing region

同生成岩阶段			早成岩阶段			
第 1 世代黏土环 边损失孔隙度 / %	第 1 世代黏土环 边损失孔隙率 / %	第 1 世代黏土环 边损失孔隙率 / %	压实损失 孔隙度 / %	压实损失 孔隙率 / %	第 2 世代黏土环 边损失孔隙度 / %	第 2 世代黏土环 边损失孔隙率 / %
37.3	0.7	1.9	13.4	35.9	4.1	11.0
中成岩阶段						
第 3 世代黏土环 边损失孔隙度 / %	第 3 世代黏土环 边损失孔隙率 / %	方解石胶结损失 孔隙度 / %	方解石胶结损 失孔隙率 / %	硅质胶结损失 孔隙度 / %	硅质胶结损失 孔隙率 / %	溶蚀增加孔隙度 / %
2.6	7.0	5.7	15.3	1.2	3.2	4.4

4 结论

1) 陇东油区长 8 含油砂岩为细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,其目前处于中成岩阶段 A 期,主要经历了压实作用、胶结作用和溶蚀作用等成岩作用的改造。其中,压实和胶结作用后剩余原生粒间孔隙度为 8.6%,仅剩余初始孔隙度的 23.1%,而溶蚀作用增加的次生孔隙度仅为初始孔隙度的 10.5%,表明强烈的压实和胶结作用以及较弱的溶解作用是陇东油区长 8 含油砂岩致密化的控制性因素。

2) 成岩过程中的孔隙度演化定量分析表明,第 1 期油气充注时含油砂岩物性较好,孔隙度仍高达 17.0%;第 2 期油气充注时含油砂岩已致密化,孔隙度仅为 12.5%。在这两次油气充注之间的胶结作用引起了 8.4%的孔隙度损失,而溶蚀作用仅增加了 3.9%的次生孔隙度,说明陇东油区长 8 含油砂岩致密化发生在中成岩阶段,是在两期油气充注之间的成岩进程中成为了致密储层。

3) 研究表明,第 1 世代黏土环边由于包覆碎屑颗粒,阻隔了颗粒间的直接接触,有利于原生粒间孔隙的保存。第 2、3 世代黏土环边形成于碎屑颗粒间目前相互接触关系的状态下,充填孔隙和堵塞喉道,一方面将原生粒间孔隙转化为一系微细的晶间孔隙,另一方面致使孔隙壁面粗糙度和迂曲度增加,导致储层物性变差,渗透率大大降低。

参考文献(References)

[1] 付金华, 罗安湘, 喻建, 等. 西峰油田成藏地质特征及勘探方向[J]. 石油学报, 2004, 25(2): 25-29.
Fu Jinhua, Luo Anxiang, Yu Jian, et al. Geological features of reservoir formation and exploration strategy of Xifeng oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(2): 25-29.

[2] 刘化清, 李相博, 完颜容, 等. 鄂尔多斯盆地长 8 油层组古地理环境与沉积特征[J]. 沉积学报, 2011, 29(6): 86-95.
Liu Huaqing, Li Xiangbo, Wan Yanrong, et al. Palaeogeographic and

sedimentological characteristics of the Triassic Chang 8, Ordos basin, China[J]. Acta Sedimentologic Sinica, 2011, 29(6): 86-95.

[3] 史基安, 王金鹏, 毛明陆, 等. 鄂尔多斯盆地西峰油田三叠系延长组长 6-8 段储层砂岩成岩作用研究[J]. 沉积学报, 2003, 21(3): 373-379.
Shi Ji'an, Wang Jinpeng, Mao Minglu, et al. Reservoir sandstone diagenesis of member 6 to 8 in Yanchang formation (Triassic), Xifeng oilfield, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologic Sinica, 2003, 21(3): 373-379.

[4] 张金亮, 司学强, 梁杰, 等. 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[J]. 沉积学报, 2004, 22(2): 225-233.
Zhang Jinliang, Si Xueqiang, Liang Jie, et al. Diagenesis of lacustrine deltaic sandstones and its impact on reservoir quality[J]. Acta Sedimentologic Sinica, 2004, 22(2): 225-233.

[5] 刘林玉, 曹青, 柳益群, 等. 白马南地区长 8₁ 砂岩成岩作用及其对储层的影响[J]. 地质学报, 2006, 80(5): 712-717.
Liu Linyu, Cao Qing, Liu Yiqun, et al. Chang 8₁ sandstone diagenesis and the influence on Chang 8₁ reservoir of south area of Baima, Ordos basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(5): 712-717.

[6] 姜红霞, 吴亚生, 罗晓荣, 等. 鄂尔多斯盆地中南部三叠系延长组 8 油层组成岩作用及其对储层物性的控制[J]. 沉积与特提斯地质, 2007, 27(1): 54-61.
Jiang Hongxia, Wu Yasheng, Luo Xiaorong, et al. Diagenesis and controls on the physical properties of the Triassic Chang 8 oil reservoirs in the south-central part of the Ordos Basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2007, 27(1): 54-61.

[7] 张霞, 林春明, 陈召佑. 鄂尔多斯盆地镇泾区块上三叠统延长组砂岩中绿泥石矿物特征[J]. 地质学报, 2011, 85(10): 1659-1671.
Zhang Xia, Lin Chunming, Chen Zhaoyou. Characteristics of chlorite minerals from upper Triassic Yanchang formation in the Zhenjing area, Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2011, 85(10): 1659-1671.

[8] 兰叶芳, 黄思静, 吕杰, 等. 储层砂岩中自生绿泥石对孔隙结构的影响——来自鄂尔多斯盆地上三叠统延长组的研究结果[J]. 地质通报, 2011, 30(1): 134-140.
Lan Yefang, Huang Sijing, Lü Jie, et al. Influences of authigenic chlorite on pore structure in sandstone reservoir: A case study from Upper Triassic Yanchang formation in Ordos Basin, China[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(1): 134-140.

- [9] 杨巍, 陈国俊, 张铭杰, 等. 鄂尔多斯盆地镇北地区长8油层组自生绿泥石对储层物性的影响[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(3): 27-32.
Yang Wei, Chen Guojun, Zhang Mingjie, et al. Influence of authigenic chlorite on reservoir properties of Chang 8 oil reservoir set in Zhenbei area, Ordos basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(3): 27-32.
- [10] 李斌, 孟自芳, 李相博, 等. 靖安油田上三叠统长6储层成岩作用研究[J]. 沉积学报, 2005, 23(4): 574-583.
Li Bin, Meng Zifang, Li Xiangbo, et al. Diagenetic characteristics of the Chang 6 oil-bearing interval of the Upper Triassic in the Jin'an oilfield, Ordos basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(4): 574-583.
- [11] 武明辉, 张刘平, 罗晓容, 等. 西峰油田延长组长8段储层流体作用期次分析[J]. 石油与天然气地质, 2007, 27(1): 33-36.
Wu Minghui, Zhang Liuping, Luo Xiaorong, et al. Analysis of hydrocarbon migration stages in the 8th member of Yanchang formation in Xifeng oilfield[J]. Oil and Gas Geology, 2007, 27(1): 33-36.
- [12] 李汶国, 张晓鹏, 钟玉梅. 长石砂岩次生溶孔的形成机理[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 220-229.
Li Wenguo, Zhang Xiaopeng, Zhong Yumei. Formation mechanism of secondary dissolved pores in arcose[J]. Oil and Gas Geology, 2005, 26(2): 22-25.
- [13] 杨晓宁, 陈洪德, 寿建峰, 等. 碎屑岩次生孔隙形成机制[J]. 大庆石油学院学报, 2004, 28(1): 4-6.
Yang Xiaoning, Chen Hongde, Shou Jianfeng, et al. Mechanism of the formation of secondary porosity in clastic rock[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2004, 28(1): 4-6.
- [14] 王琪, 嵯喜准, 陈国俊, 等. 鄂尔多斯西部长6砂岩成岩演化与优质储层[J]. 石油学报, 2005, 26(5): 17-23.
Wang Qi, Zhuo Xizhun, Chen Guojun, et al. Diagenetic evolution and high-quality reservoir in Chang 6 sandstone in the western Ordos basin[J]. Acta Petroleologica Sinica, 2005, 26(5): 17-23.
- [15] 周晓峰, 张敏, 吕志凯, 等. 华庆油田长6储层砂岩成岩过程中的孔隙度演化[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(4): 12-17.
Zhou Xiaofeng, Zhang Min, Lü Zhikai, et al. Porosity evolution during diagenesis of Chang 6 sandstone reservoir: Taking Huaqing oilfield as examples[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(4): 12-17.
- [16] Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- [17] 黄思静, 侯中建. 地下孔隙率和渗透率在时间和空间上的变化及影响因素[J]. 沉积学报, 2001, 19(2): 224-232.
Huang Sijing, Hou Zhoujian. Spatio-temporal variation of subsurface porosity and permeability and its influential factors[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(2): 224-232.

(责任编辑 刘志远)

· 学术动态 ·



中国科学技术协会

欢迎捐资加盟“《科技导报》博士生创新研究资助计划”

为支持在读博士研究生积极开展创新科学研究,为优秀青年科技人才起步科研工作添力助跑,并培养《科技导报》的论文作者、读者,促进《科技导报》组织、刊登高质量研究论文,科技日报社于2008年8月创设“《科技导报》博士生创新研究资助计划”。

至2013年,“《科技导报》博士生创新研究资助计划”已实施5批,60名优秀博士生获得资助。

科技日报社设立了“博士生创新研究资助基金”,将根据基金募集情况发布“博士生创新研究资助计划”资助名额。

2008年,重庆市科学技术协会提供资金进行资助;

2009年,上海市科学技术协会提供资金进行资助。

为进一步扩大规模、提高影响,欢迎科研机构、企业和科学家、企业家捐资、冠名,共同打造这一平台,扶持优秀博士生成长。

联系人:《科技导报》编辑部 王媛媛

电话:010-62192956

电子信箱:wangyuanyuan@cast.org.cn