

鄂尔多斯盆地陇东地区长4+5油层组 致密砂岩储层成岩作用及成岩相

王峰¹, 陈蓉², 田景春¹, 李明瑞³, 章辉若³, 刘鑫⁴

(1. 成都理工大学 沉积地质研究院, 四川 成都 610059; 2. 成都理工大学 博物馆, 四川 成都 610059; 3. 中国石油
长庆油田分公司勘探部, 陕西 西安 710021; 4. 中国石油 长庆油田分公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710021)

摘要:运用铸体薄片鉴定、扫描电镜、X-衍射及高压压汞等测试方法,系统分析了鄂尔多斯盆地陇东地区长4+5油层组砂岩储层的成岩作用特征及其对储层物性的影响,进而对储层成岩相特征及有利成岩相的分布进行了研究。结果表明:研究区长4+5储层成岩阶段总体处于中成岩阶段A-B期,压实作用与碳酸盐胶结作用造成原始孔隙的大量损失,使储集层物性变差;早期绿泥石薄膜的发育有利于原生孔隙的保存;溶蚀作用使物性得到明显改善。根据成岩作用对物性的影响,划分出绿泥石薄膜-粒间孔相、高岭石胶结-长石溶蚀相、伊利石胶结-长石溶蚀相、碳酸盐胶结相、硅质-伊利石胶结相等5种成岩相带,优质储集层与成岩相密切相关,绿泥石薄膜-粒间孔成岩相的砂体物性、含油性最好,是研究区长4+5储集层石油最富集的成岩相带。

关键词:成岩相;成岩作用;致密砂岩;陇东地区;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Diagenesis and diagenetic facies of the Chang 4 + 5 tight sandstone reservoirs in Longdong area, Ordos Basin

Wang Feng¹, Chen Rong², Tian Jingchun¹, Li Mingrui³, Zhang Huiruo³, Liu Xin⁴

(1. Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. Museum of Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 3. The Exploration Department of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710021, China; 4. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710021, China)

Abstract: Based on thin sections, SEM, X-ray diffraction, mercury injection, this paper analyzed the diagenesis and its impact on Chang4 + 5 (the 4th and 5th Member of the Yanchang Fm) oil layers in Longdong area, Ordos Basin. Based on the analysis results, we studied the characteristics of diagenetic facies and the distribution of favorable facies. The Chang4 + 5 oil layers is at the mid-diagenetic A-B stage, and the early compaction and carbonate cementation resulted in loss of great numbers of primary pores, resulting in poor reservoir quality. However, the early chlorite thin film was favorable for the protection of primary pores and dissolution improved reservoir quality. According to the impact of the diagenesis on reservoir quality, five types of diagenetic facies were identified, namely chlorite thin film-residual intergranular pore facies, kaolinite cementation-feldspar dissolution facies, illite cementation-feldspar dissolution facies, carbonate cementation facies and siliceous-illite cementation facies. High quality reservoirs are closely related to the diagenetic facies, and the chlorite thin film-residual intergranular pore diagenetic facies is the best in reservoir physical property and petroliferous property, thus is the most favorable diagenetic facies for oil enrichment in this area.

Key words: diagenetic facies, diagenesis, tight sandstone, Longdong area, Ordos Basin

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组油气资源丰富,多年来一直是油气勘探开发的主要目的层。其中,长4+5油层组勘探始于20世纪80年代,先后在坪桥、华庆以及姬塬地区取得较好的勘探成果,近年来,随着勘探的不断深入,陇东地区长4+5已有多口井获工业油流,显

示出良好的勘探前景。但对于该地区大面积低渗透背景下相对高渗储层的展布特征及形成机理缺乏系统的研究。对于致密砂岩储层而言,成岩作用对储层物性起着至关重要的作用^[1-4]。成岩相是指在一定沉积、成岩环境下经历了一定成岩演化阶段的产物,包括碎屑组

收稿日期:2013-11-30;修订日期:2014-02-30。

第一作者简介:王峰(1977—),男,副教授,储层沉积学,E-mail:wangfeng07@cdut.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05007-004)。

分、填隙物特征、孔吼特征及其演化历史的综合面貌^[5-6]。成岩相是储层现今特征的直接反映,成岩相的研究能进一步确定与储集性能直接相关的成岩储集体,从而更有效地指导油气勘探^[7-8]。本文通过岩心观察、铸体薄片、扫描电镜、X-衍射及高压压汞等测试手段,以储层岩石学特征、储层物性及孔喉结构特征为基础,对陇东地区长 4 + 5 油层组成岩作用类型、成岩演化序列进行研究,在此基础上,细致探讨成岩相及其与储层物性的关系,为研究区下一步勘探开发提供理论依据。

1 沉积背景

陇东地区位于鄂尔多斯盆地西南部,区域上横跨伊陕斜坡和天环向斜(图 1)。上三叠统延长组鄂尔多斯湖盆经历了一次完整的湖进-湖退过程,自下而上被划分为 5 个岩性段($T_3y^1-T_3y^5$),10 个油层组(长 1—长 10),长 10 至长 7 油组为湖盆扩张期,长 6 至长 3 油组为湖盆萎缩期^[9-10]。长 4 + 5 沉积期,湖盆在局部地区又经历了一次短暂的湖进。陇东地区受物源和湖盆底部地形影响,发育东北、西部、西南、南部沉积体系。其中,东北沉积体系受阴山古陆远源控制,发育曲流河三角洲沉积;西部、西南及南部沉积体系主要受到陇西

古陆及秦祁褶皱带近源控制,发育辫状河三角洲沉积。

2 储层特征研究

2.1 储层岩石学特征

陇东地区长 4 + 5 油层组致密砂岩储层主要为三角洲前缘砂体,粒度较细,以细砂岩为主,其次是中砂岩及粉砂岩,碎屑颗粒以次圆-次棱角状为主,分选中等-较差,以线接触为主,颗粒支撑,孔隙式胶结。其中,东北物源体系(白豹-华池地区)长石含量较高,主要为长石砂岩及岩屑长石砂岩;西南物源体系(环县地区、镇北地区、正宁-合水地区)岩屑含量较高,主要为长石岩屑砂岩及岩屑长石砂岩。岩屑成分均以变质岩岩屑为主,其次是沉积岩岩屑,火成岩岩屑含量较低。扫描电镜和 X-衍射分析表明研究区填隙物总量平均为 12%~14%,其中,白豹-华池地区绿泥石、铁方解石填隙物含量较高;环县地区铁白云石、伊利石和硅质填隙物含量较高;镇北地区伊利石、铁白云石和硅质填隙物含量较高,正宁-合水地区铁方解石和伊利石填隙物含量较高(图 2;表 1,表 2)。

2.2 储层物性及孔喉结构特征

岩心物性分析资料表明,陇东地区长 4 + 5 油层组

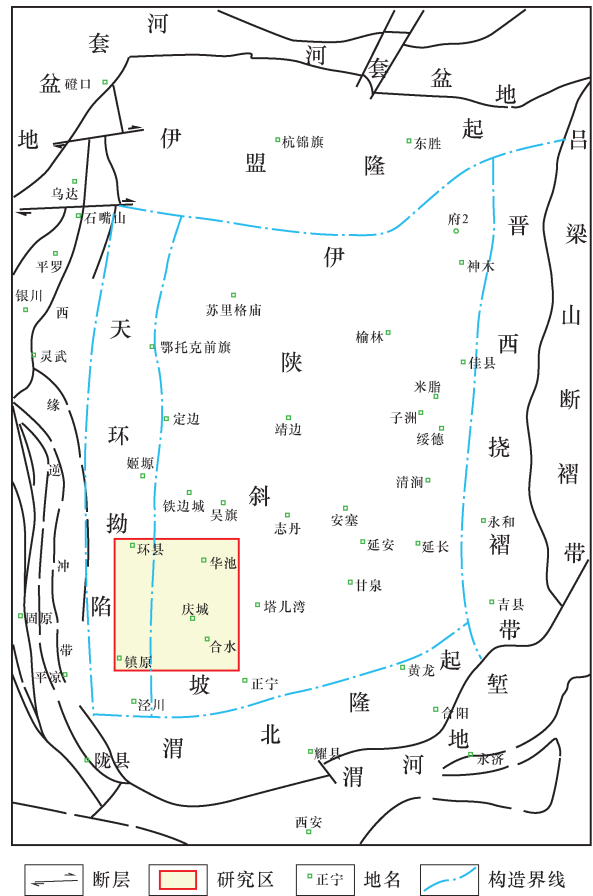


图 1 陇东地区构造位置
Fig. 1 Structural location of the longdong area

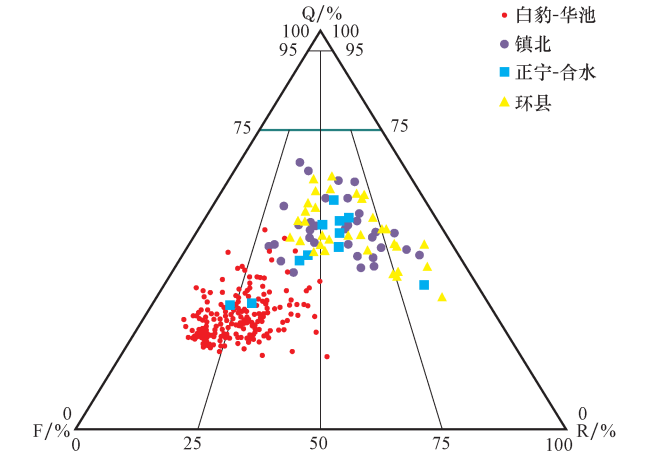


图 2 研究区长 4 + 5 段砂岩投点图
Fig. 2 Ternary plot showing the sandstone types of Chang 4 + 5 oil layers in the study area

表 1 研究区长 4 + 5 油层组碎屑岩组分含量统计
Table 1 Statistics of clastic constituents of Chang 4 + 5 oil layers in the study area

地区	Q/%	F/%	R/%			
			火成岩	变质岩	沉积岩	其他
白豹-华池	24.26	39.82	2.42	5.53	1.88	6.52
环县	42.20	22.12	3.15	11.94	6.80	3.60
镇北	43.28	17.38	3.17	11.06	5.89	3.94
正宁-合水	38.48	23.51	3.48	9.23	6.21	3.48

表2 研究区长4+5油层组碎屑岩填隙物含量统计

Table 2 Statistics of interstitial matters in clastic rock of Chang4+5 oil layers in the study area

地区	填隙物含量/%									
	高岭石	伊利石	绿泥石	凝灰质	方解石	铁方解石	白云石	铁白云石	长石质	硅质
白豹-华池	0.14	1.73	4.90	0.00	1.01	3.61	0.01	0.66	0.10	0.75
环县	0.26	3.63	0.20	0.00	0.07	0.24	0.16	3.16	0.13	2.29
镇北	1.25	3.62	0.24	0.16	0.13	1.78	0.10	2.64	0.06	2.66
正宁-合水	1.10	2.77	0.45	0.00	0.00	5.90	0.00	2.15	0.15	1.15

物性普遍较低,其中白豹-华池地区平均孔隙度为12.3%,平均渗透率为 $0.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;环县地区平均孔隙度为10.81%,平均渗透率为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;镇北地区平均孔隙度为12.1%,平均渗透率为 $0.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;正宁-合水地区平均孔隙度为7.36%,平均渗透率为 $0.18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。对照鄂尔多斯盆地延长组致密油发育特征^[9],研究区长4+5储层总体属低孔、低渗的致密砂岩储层。

研究区孔隙类型以粒间孔为主(约占53%),其次为长石溶孔、岩屑溶孔及粒间溶孔(约占42%),还含有少量晶间孔(约占4.1%)和微裂缝(约占0.9%),面孔率总体较低,为1.6%~4.2%。压汞分析实验表明:研究区致密砂岩储层具有排驱压力较小(0.29~4.56 MPa,平均为1.2 MPa)、中值压力较低(1.18~39.77 MPa,平均为8.24 MPa)、中值半径小(0.01~1.1 μm ,平均为0.25 μm)、退汞效率较低(22.3%~45.3%,平均为31.71%)的特点,为细-微细喉道,孔隙结构具有很强的非均质性。

3 成岩作用及孔隙演化

通过对研究区岩石的铸体薄片观察、扫描电镜、X-衍射等资料的综合分析,认为陇东地区长4+5油层组砂岩储层在埋藏过程中主要经历了压实、胶结、溶解和交代四种成岩作用。

3.1 成岩作用类型及其对储层物性的影响

3.1.1 压实作用

陇东地区长4+5油层组常见的压实作用主要表现为:云母等塑性颗粒因压实作用而变形,甚至呈假杂基状堵塞了粒间孔隙;长石和石英等硬性颗粒受应力作用发生脆性破裂;碎屑颗粒总体表现为定向排列,颗粒间呈线接触-凹凸接触;强烈的机械压实是引起本区长4+5油层组砂岩孔隙度降低、储层致密化最主要的原因(图3)。

储层压实作用的强度主要受控于储层的岩性、成岩胶结强度、埋藏史和地层流体压力等因素^[12]。研究区长4+5油层组储层岩性对压实作用的影响主要表现

在两个方面:1)不同粒径的储层具有不同的抗压性,粒度越粗,抗压实能力越强;2)在相同的粒度条件下,砂岩塑性含量越高越易压实。粒度分析表明,研究区长4+5油层组砂岩粒度普遍较细,粒径为0.05~0.5 mm,以细砂岩为主。其中,东北部白豹-华池地区受东北部曲流河三角洲沉积环境影响,粒度较西部环县、镇北地区辫状河三角洲砂体略有变细;正宁-合水地区粒度最细,以细砂岩为主,其次为泥岩及粉砂岩,基本不含中粗砂岩。从岩屑组成来看,白豹-华池地区的塑性成分略高于其它地区,为后期的压实提供了物质基础(图4)。

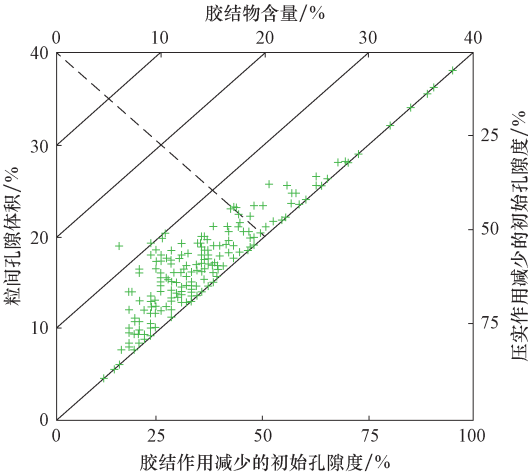


图3 研究区长4+5油层组砂岩粒间体积-胶结物含量关系

Fig. 3 Intergranular volume versus cement contents for the sandstones of Chang 4+5 oil layers in the study area

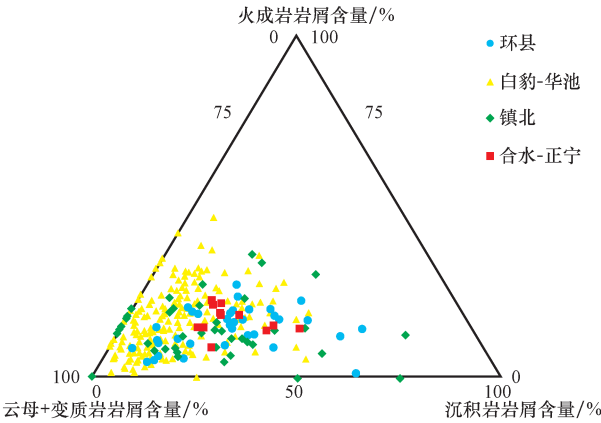


图4 研究区长4+5油层组砂岩岩屑成分三角图

Fig. 4 Terary polt showing debris composition of Chang 4+5 oil layers in the study area

3.1.2 胶结作用

孔隙溶液中沉淀出来的矿物质将较松散的沉积物固结起来的作用称为胶结作用^[13-14]。研究区胶结作用主要有硅质胶结、碳酸盐胶结以及自身粘土矿物胶结。

1) 硅质胶结

硅质胶结主要有次生加大和孔隙充填两种产出状态。较早期形成的石英次生加大边可以在一定程度上抑制压实作用,保护原生粒间孔,但若硅质含量过多,则又阻塞了孔隙,使砂岩渗透率明显降低。研究区硅质胶结物的含量从0~10%不等,经统计硅质胶结物含量小于4%时与孔隙度和渗透率成正相关,含量大于4%时与孔隙度和渗透率成负相关(图5)。

2) 碳酸盐胶结

碳酸盐胶结物常见微晶状、晶粒状和连晶状产出,成分上以方解石、白云石、铁方解石、铁白云石及菱铁矿为主,具有明显的多期次形成特征。从碎屑物质沉积埋藏到固结成岩的整个过程中都伴随有碳酸盐胶结作用。其中,早期碳酸盐胶结以方解石为主,呈微晶状产出;中晚期碳酸盐胶结最为发育,主要成分为含铁方解石,呈晶粒状或连晶状充填在孔隙中,使储层物性变差,导致岩性致密。研究区碳酸盐胶结物的含量为0~30%,与物性呈明显的负相关,且孔隙度高值对应的碳酸盐胶结物在小于10%的区间(图6)。

3) 粘土矿物胶结

主要有绿泥石、高岭石、伊利石和伊蒙混层等。绿

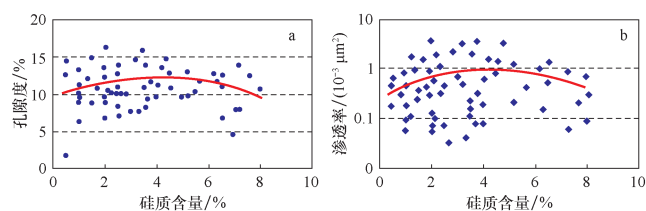
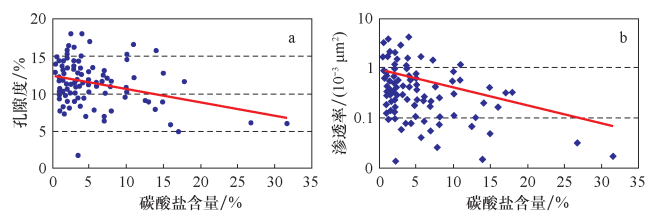


图5 研究区长4+5油层组砂岩硅质含量与孔渗关系
Fig. 5 Crossplot of siliceous content vs. permeability/porosity of Chang 4+5 oil layers in the study area
a. 硅质含量与孔隙度关系;b. 硅质含量与渗透率关系



6 研究区长4+5油层组砂岩碳酸盐胶结物含量与孔渗关系
Fig. 6 Crossplot of carbonate content vs. permeability/porosity of Chang 4+5 oil layers in the study area
a. 碳酸盐胶结物含量与孔隙度关系;b. 碳酸盐胶结物含量与渗透率关系

泥石以孔隙衬里的形态产出,在研究区长4+5油层组砂岩较为发育,其对储层物性的影响具有双重作用,一方面环边生长的绿泥石阻碍了孔隙水和颗粒的进一步反应,有效限制了石英的次生加大,有利于原生粒间孔的保存;另一方面,当绿泥石含量过高,呈片状或斑点状充填时,又会占据粒间孔隙,堵塞喉道。统计表明,研究区内当绿泥石含量低于约6.0%时,随着绿泥石薄膜含量的增大,物性逐渐变好;但当其含量超过6.0%时,储层物性随其含量的增大逐渐变差(图7)。高岭石常呈六方片状、蠕虫状集合体出现在孔隙中。高岭石可以在成岩期从孔隙溶液中直接沉淀形成,同时,成岩过程中酸性流体不断对长石颗粒及粘土杂基的铝硅酸盐矿物(绿泥石、伊利石和白云母等)淋滤也可形成高岭石,孔隙中存在的高岭石大大提高了砂岩的抗压实能力,并形成大量的晶间孔,从而改善了砂岩的储集性能(图8)。伊利石是研究区长4+5油层组储层中普遍存在的粘土矿物,形成于较晚成岩阶段,多由钾长石蚀变而成,也可由高岭石、蒙皂石等粘土矿物的重结晶或由富含K⁺的碱性孔隙水沉淀而成,常呈不规则的鳞片状和毛发状披盖在颗粒表面或充填在孔隙中。

3.1.3 溶解作用

储层中孔隙流体通过砂岩的孔隙系统进入砂岩中并促使其其中不稳定碎屑颗粒及填隙物发生溶解,溶蚀作用可明显改善储集性能,同时流体也为部分反应产物溶解迁移提供了载体。研究区长4+5油层组砂岩

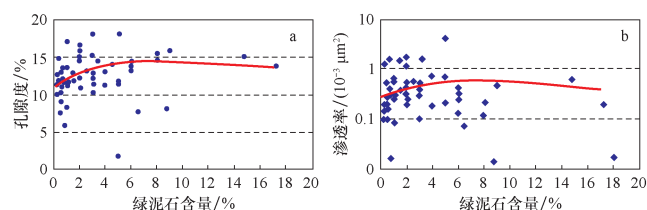


图7 研究区长4+5油层组砂岩绿泥石含量与孔渗关系
Fig. 7 Crossplot of chlorite content vs. permeability/porosity of Chang 4+5 oil layers in the study area
a. 绿泥石含量与孔隙度关系;b. 绿泥石含量与渗透率关系

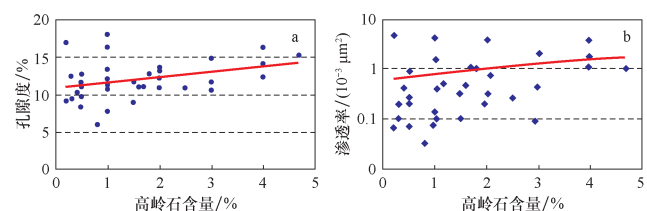


图8 研究区长4+5油层组砂岩高岭石含量与孔渗度关系
Fig. 8 Crossplot of kaolinite content vs. permeability/porosity of Chang 4+5 oil layers in the study area
a. 高岭石含量与孔隙度关系;b. 高岭石含量与渗透率关系

储层长石含量较高,由于长石稳定性较差,因而在酸性水介质条件下极易发生溶解,显微镜下可观察到长石常沿双晶缝、解理缝溶解,呈蜂窝状溶蚀。

3.1.4 交代作用

交代作用可使岩石的成分和结构发生局部或全部的变化,甚至改变岩石的类型;同时,岩石的孔隙组成也会发生相应的改变,常新增少量的溶蚀孔隙^[15-16]。研究区常见的交代作用包括粘土矿物交代长石,碳酸盐矿物交代石英、长石和岩屑,以及粘土矿物之间的相互交代转化。但从本区孔隙发育的情况来看,交代作用产生的绝大多数溶蚀孔已被碳酸盐胶结作用破坏。

3.2 成岩演化序列

研究区长4+5油层组砂岩储层的成岩序列大致经历了压实作用—石英次生加大—绿泥石薄膜形成—早期方解石胶结—长石溶蚀—自生高岭石形成—方解石弱溶解—烃类充注—晚期含铁方解石胶结—晚期含铁白云石胶结,成岩阶段总体处于中成岩阶段A-B期(图9)

3.2 成岩作用与孔隙演化

为了进一步探讨成岩作用对储集空间的影响,在恢复砂岩储层的原始孔隙度 Φ_1 基础上,按成岩序列依次计算出压实作用、胶结作用和溶蚀作用后的孔隙

度大小,并对孔隙演化的历程进行定量分析(表3)。

3.2.1 原始孔隙度恢复

砂岩的原始孔隙度主要与其粒度和分选等级有关,未固结砂岩原始孔隙度(Φ_1)的估算可由湿砂在地表条件下的分选系数与孔隙度的关系确定。据 Beard 和 Scherer 等^[17-18]的计算公式,

$$\Phi_1 = 20.91 + 22.90/S_d \tag{1}$$

式中: Φ_1 为原始孔隙度,%; S_d 为 Trask 分选系数,

$S_d = \sqrt{\frac{P_{25}}{P_{75}}}$ (P_{25} 和 P_{75} 分别为粒度概率累计曲线上 25% 和 75% 处对应的颗粒直径,mm)。陇东地区长4+5油层组砂岩中 S_d 为 1.22 ~ 1.47,带入公式(1),可以得出研究区原始孔隙度为 36.44% ~ 39.72%。

3.2.2 压实作用后的孔隙度

在压实作用过程中,原始孔隙一部分被压实损失掉,一部分被早期胶结物占据,还有一部分为最终保留下来的残余粒间孔。因此压实作用后的孔隙度 Φ_2 就包括残余原生粒间孔的孔隙+早期胶结作用占据的孔隙这两部分^[19],其值可依据以下公式求得:

$$\Phi_2 = \frac{P_1 + P_{cem}}{P_1} \times P_m + w \tag{2}$$

$$\Phi_{comp} = \Phi_1 - \Phi_2 \tag{3}$$

式中: Φ_2 为压实作用后的孔隙度,%; Φ_1 为初始孔隙

成岩阶段		古地温 (℃)	有机质				砂岩 固结 程度	自生矿物组合						溶蚀作用			颗粒 接触 关系	成岩 环境	孔隙类型	
			$R_o/\%$	$T_{max}/℃$	成熟 阶段	烃类 演化		高岭 石	伊利 石	绿泥 石	石英 加大 级别	方解 石	铁方 解石	长石 加大	长 石	岩 屑				碳酸 盐
早成岩	A	<65	<65	<430	未成熟	生物气	弱固结 半固结	呈书状			1级	泥晶						点状	弱碱性	原生孔为主
	B	65 85	0.35 0.5	430 435	半成熟		半固结 固结					亮晶							泥晶	酸性
中成岩	A	85 140	0.5 1.3	435 460	低成熟 成熟	原油为主	固结	或蠕虫状	呈针状、毛发状	呈绒球状、叶片状	2级	含铁	亮晶					点 线状		部分原生孔， 次生孔隙发育
		140 175	1.3 2.0	460 490	高成熟	凝析油 湿气					3级									碱性
	B																			
晚成岩		175 200	2.0 4.0	>490	过成熟	干气			片状		4级									

图9 研究区长4+5砂岩储层成岩共生序列

Fig. 9 Diagenetic paragenetic sequence of Chang 4+5 oil layers in the study area

表 3 研究区长 4 + 5 油层组孔隙演化计算结果
Table 3 Evaluation of porosity evolution of Chang 4 + 5 oil layers in the study area

地区	代表井	原始孔隙度/%	压实损失孔隙度/%	胶结损失孔隙度/%	溶蚀增加孔隙度/%	现今孔隙度/%
白豹 - 华池	白 407	38.74	21.57	8.00	2.37	11.54
	白 504	38.74	17.45	13.00	2.94	11.23
	午 103	38.88	15.69	12.00	1.86	13.05
环县	环 91	38.63	18.95	16.90	5.57	8.35
	里 91	38.69	26.86	5.50	4.74	11.07
	木 11	38.69	23.71	11.60	5.40	10.13
镇北	镇 92	38.48	18.54	9.50	4.35	14.80
	镇 222	38.48	20.00	11.90	3.17	9.76
	镇 134	38.48	21.44	9.00	3.62	12.33
正宁 - 合水	宁 25	38.62	19.34	18.50	3.92	4.70
	宁 41	38.62	25.65	9.50	7.98	11.45
	庄 25	38.62	22.62	16.00	6.62	6.62

度,%; P_1 为残余粒间孔面孔率,%; P_{cem} 为胶结物溶孔面孔率,%; P_t 为总面孔率,%; P_m 为岩心分析孔隙度,%; w 为胶结物的质量分数,%。 Φ_{comp} 为压实损失孔隙度。

计算结果表明,长 4 + 5 油层组沉积期环县地区压实作用损失孔隙度最大,可达 23.47%;其次是正宁 - 合水地区,为 20.51%;白豹 - 华池地区压实损失孔隙度最小,仅 17.24%。

3.2.3 胶结作用损失的孔隙度

胶结作用使部分粒间孔和早期溶孔被胶结物所充填,即胶结作用损失的孔隙度大致等于胶结物的含量,因此,砂岩在经历压实、胶结作用后的孔隙度 Φ_3 即为现存残余粒间孔所具有的孔隙度。

$$\Phi_3 = \frac{P_1}{P_t} \times P_m \tag{4}$$

$$\Phi_{cem} = \Phi_2 - \Phi_3 \tag{5}$$

式中: Φ_3 为经历压实作用、胶结作用后的孔隙度,%; Φ_{cem} 为胶结作用后损失的孔隙度,%。

长 4 + 5 油层组砂岩在正宁 - 合水地区胶结交代作用损失孔隙度最大,达 15.38%;其次是镇北地区,达 12.62%,环县地区胶结交代作用损失孔隙度最小,仅 10.67%。

3.2.4 溶蚀作用增加的孔隙度

溶蚀过程中,碎屑颗粒及填隙物等易溶组分被溶蚀,形成大量的次生孔隙,使岩石的孔隙度增加,物性变好。这部分增加的孔隙即最终保留的次生孔隙。计算公式为:

$$\Phi_4 = \frac{P_2 + P_3}{P_t} \times P_m \tag{6}$$

式中: Φ_4 为溶蚀作用后增加的孔隙度,%; P_2 为粒内

溶孔面孔率,%; P_3 为粒间溶孔面孔率,%。

经计算,环县地区溶蚀作用增加孔隙度最大,达 5.46%,白豹 - 华池地区溶蚀作用增加孔隙度最小,仅 2.41%。

研究区东北部白豹华池地区以及西南部镇北地区压实和胶结损失孔隙度都较小,现今孔隙度较大,大于 12%;环县地区虽因压实作用损失孔隙度较大,但胶结损失孔隙度较小、溶蚀增加孔隙度较大,故现今孔隙度中等,为 10.81%;正宁 - 合水地区压实和胶结损失孔隙度都较大,现今孔隙度最低,为 7.36%。

4 成岩相划分及分布

成岩相的发育受沉积环境、成岩序列、成岩条件、成岩作用类型和强度等众多因素的控制。在致密砂岩的岩性油气藏储层中,成岩相是控制储层性能和油气富集的核心要素^[20]。根据研究区成岩矿物及孔隙发育特征,共划分出 5 种成岩相带(图 10):

1) 绿泥石薄膜 - 粒间孔相

绿泥石垂直于碎屑颗粒表面呈包膜生长,研究区包膜厚度一般在 2 ~ 5 μm 。绿泥石膜阻止了石英的次生加大,保存了部分原生粒间孔。储集空间以残余粒间孔为主。绿泥石薄膜 - 粒间孔相主要分布在白豹 - 张盆地区,砂岩平均孔隙度大于 12%,平均渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,形成了长 4 + 5 期低渗透砂岩中相对高渗成岩区,含油性较好。

2) 碳酸盐胶结相

碳酸盐胶结物广泛分布于该成岩相带砂岩中,使得砂岩更加致密。研究区碳酸盐胶结相主要分布在宁县、镇原、马岭 - 庆阳、白马 - 五蛟等地区,砂岩孔隙度主要在 8% ~ 10%,渗透率一般小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为低孔、低渗致密砂岩储层,当裂缝不发育时产能低。

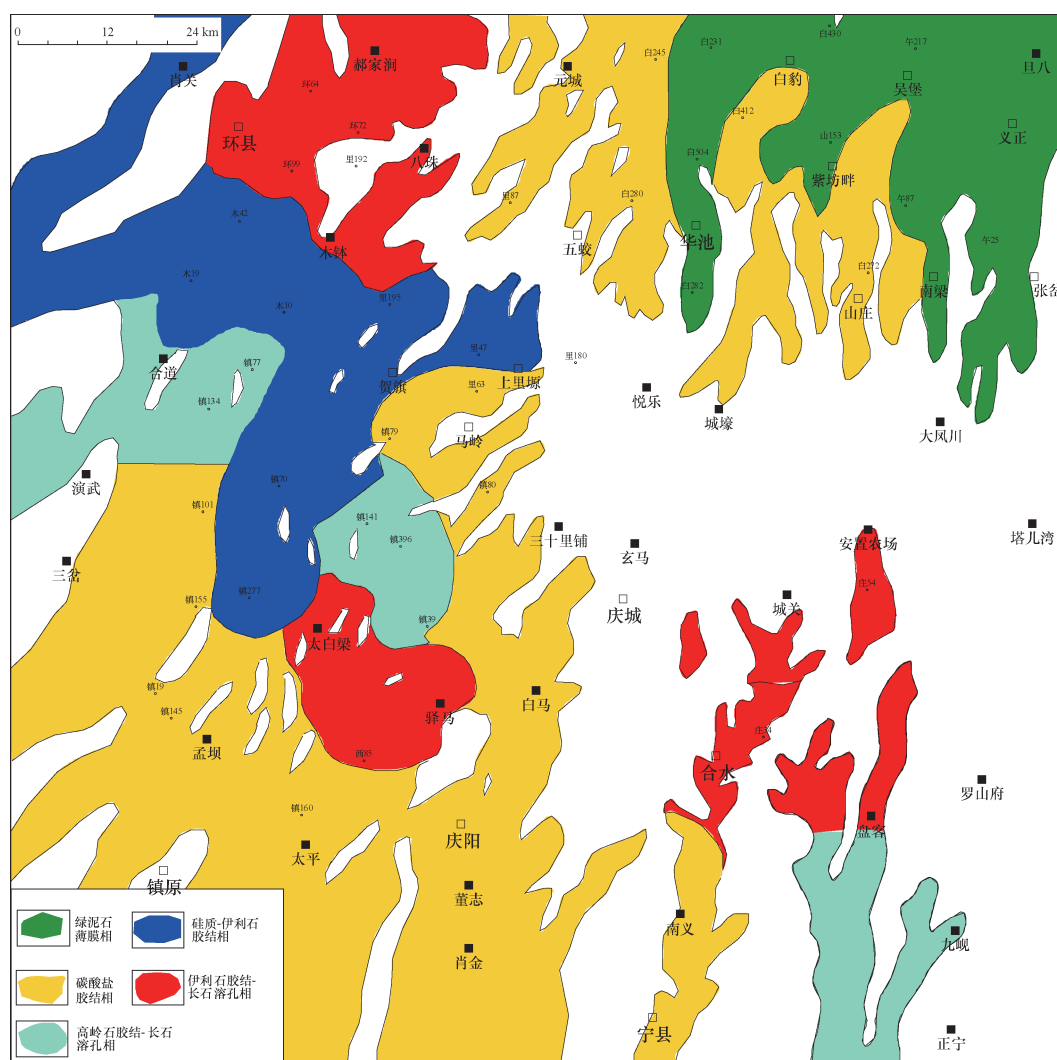


图10 研究区长4+5油层组砂岩成岩相平面分布

Fig. 10 Plane view of diagenetic facies of Chang 4 + 5 oil layers in the study area

3) 伊利石胶结-长石溶蚀相

伊利石发育良好的微孔隙,但这类微孔隙连通性差。该成岩相带的长石在酸性介质条件下发生强烈溶解,对储层物性起到了较大的改善作用。研究区伊利石胶结-长石溶孔相主要分布在合水-城关、郝家洞-八珠、太白梁地区,砂岩孔隙度主要为10%~12%,渗透率一般大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储集物性相对较好,含油性中等-较好。

4) 硅质-伊利石胶结相

由于石英的压溶作用、硅酸盐矿物的溶解以及粘土矿物的相互转化释放出大量 SiO_2 ,以石英次生加大边和自生石英的形式充填于粒间孔隙中,使粒间孔隙明显减少;伊利石发育的微孔隙连通性差。研究区硅质-伊利石胶结相主要分布在贺旗-肖关地区,砂岩孔隙度一般小于8%,渗透率小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为低孔、低渗致密砂岩储层,当裂缝不发育时产能低。

5) 高岭石胶结-长石溶蚀相

高岭石的形成不仅提高了砂岩的抗压实能力,也增加了大量的晶间孔隙。同时长石溶蚀又改善了砂岩

的储集性,因此高岭石胶结-长石溶孔相是较有利储层发育的成岩相带。研究区高岭石胶结-长石溶孔相主要分布在合道、铜川等地,砂岩孔隙度一般大于8%,渗透率大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储集物性及含油性较好。

5 结论

1) 陇东地区长4+5油层组储层岩石类型主要为细粒岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩和长石砂岩,其中,孔隙式胶结和接触式胶结为主,物性总体较差,属低孔、低渗储集层;储集空间以残余粒间孔、长石溶孔、岩屑溶孔及粒间溶孔为主。

2) 长4+5油层组砂岩储层总体处于中成岩A-B期,压实作用与碳酸盐胶结作用造成原始孔隙的大量损失,使储集层物性变差;早期绿泥石薄膜的发育有利于原生孔隙的保存;溶蚀作用使物性得到明显改善。

3) 研究区砂岩储层可分为5种成岩相,其中华池-白豹地区绿泥石薄膜-粒间孔相的物性和含油性最好,是最有利的成岩相带;镇北及环县地区高岭

石胶结-长石溶蚀相和伊利石胶结-长石溶蚀相次之;正宁-合水地区硅质-伊利石胶结相和碳酸盐胶结相的物性与含油性最差。

参考文献

- [1] Ceriani A, Giulio A D, Goldstein R H, et al. Diagenesis associated with cooling during burial: an example from Lower Cretaceous reservoir sandstones[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(9): 1573-1591.
- [2] 付晶, 吴胜和, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组储层定量成岩相研究[J]. 地学前缘, 2013, 20(3): 86-97.
Fu Jing, Wu Shenghe, Fu Jinhua, et al. Research on quantitative diagenetic facies of the Yanchang Formation in Longdong Area, Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(3): 86-97.
- [3] 陈朝兵, 朱玉双, 陈新晶, 等. 鄂尔多斯盆地姬塬地区延长组长8储层沉积成岩作用[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 685-693.
Chen Zhaobing, Zhu Yushuang, Chen Xinjing, et al. Sedimentation and diagenesis of Chang 82 reservoir in the Yanchang Formation in Jiyuan region, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 685-693.
- [4] 张纪智, 陈世加, 肖艳, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区长8致密砂岩储层特征及其成因[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 679-684.
Zhang Jizhi, Chen Shijia, Xiao Yan, et al. Characteristics of the Chang 8 tight sandstone reservoirs and their genesis in Huaqing area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 679-684.
- [5] 邹才能, 陶士振, 周慧, 等. 成岩相的形成、分类与定量评价方法[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5): 526-540.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhou Hui, et al. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 526-540.
- [6] 朱国华. 碎屑岩储集层孔隙的形成、演化和预测[J]. 沉积学报, 1992, 10(3): 114-132.
Zhu Guohua. Origin and evolution and prediction of porosity in clastic reservoir rocks[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1992, 10(3): 114-132.
- [7] 陈彦华, 刘莺. 成岩相-储集体预测的新途径[J]. 石油实验地质, 1994, 16(3): 274-281.
Chen Yanhua, Liu Ying. Diagenetic facies—a new approach to the prediction of reservoir rocks[J]. Experimental Petroleum Geology, 1994, 16(3): 274-281.
- [8] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. 连续型油气藏形成条件与分布特征[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 324-331.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations[J]. Acta Petrologica Sinica, 2009, 30(3): 324-331.
- [9] 王峰, 田景春, 范立勇, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组沉积充填演化及其对印支构造运动的响应[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(6): 882-889.
Wang Feng, Tian Jingchun, Fan Li Yong, et al. Evolution of sedimentary fillings in triassic Yanchang Formation and its response to Indosinian movement in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(6): 882-889.
- [10] 王峰, 王多云, 高明书, 等. 陕甘宁盆地姬塬地区三叠系延长组三角洲前缘沉积微相组合及特征[J]. 沉积学报, 2005, 23(2): 218-224.
Wang Feng, Wang Duoyun, Gao Mingshu, et al. The microfacies combination and characteristics of delta front in Yanchang Formation (Triassic) of Jiyuan Area Shaanxi-Gansu-Ningxia Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(2): 218-224.
- [11] 姚泾利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 150-158.
Yao Jingli, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 150-158.
- [12] 楚美娟, 郭正权, 齐亚林, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长8储层定量成岩作用及成岩相分析[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 477-484.
Chu Meijuan, Guo Zhengquan, Qi Yalin, et al. Quantitative diagenesis and diagenetic facies analysis on Chang 8 Reservoir of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 477-484.
- [13] 刘伟, 窦齐丰, 黄述旺, 等. 成岩作用的定量表征与成岩储集相研究——以科尔沁油田交2断块区九佛堂组(J₃jf)下段为例[J]. 中国矿业大学学报, 2002, 31(5): 399-405.
Liu Wei, Dou Qifeng, Huang Shuwang, et al. Quantitative characterization of diagenesis and diagenesis reservoir facies—the case study of lower member of J₃jf of Jiao 2 block in Kerqin oilfield[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2002, 31(5): 399-405.
- [14] 张瑞, 王琪, 姚泾利, 等. 鄂尔多斯盆地延长世湖盆中部长6段储层成岩特征[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(6): 890-896.
Zhang Rui, Wang Qi, Yao Jingli, et al. Diagenetic characteristics and pore evolution from high-quality reservoirs of Yanchang Formation in the Middle of Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(6): 890-896.
- [15] 程晓玲. 粘土矿物转化与储层孔隙演化的规律性研究——以苏北盆地台兴油田阜三段储层为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(1): 43-45.
Cheng Xiaoling. Laws of clay mineral transformation and reservoir porosity evolution: a case study of Fu III Member of Taixing Oil Field in Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25(1): 43-45.
- [16] 张志飞, 王启明. 陕北鄂尔多斯盆地三叠系泥岩中粘土矿物在埋藏变质过程中的转化[J]. 中国科学(B辑), 1992, (7): 759-767.
Zhang Zhifei, Wang Qiming. The transformation of clay minerals in mudstone in the process of burial metamorphism of Triassic in the ordos basin in northern shaanxi[J]. Science in China, Series B, 1992, (7): 759-767.
- [17] Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstone: a model for sandstone porosity prediction[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485-491.
- [18] Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated Sand[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- [19] 吴小斌, 侯加根, 孙卫. 特低渗砂岩储层微观结构及孔隙演化定量分析[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2011, 42(11): 3438-3446.
Wu Xiaobin, Hou Jiagen, Sun Wei. Microstructure characteristics and quantitative analysis on porosity evolution of ultra-low sandstone reservoir[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2011, 42(11): 3438-3446.
- [20] 程新虎, 柳益群, 陈巍巍, 等. 鄂尔多斯盆地张家山区长8储集层成岩作用及有利相带[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(3): 316-320.
Cheng Xinhui, Liu Yiqun, Chen Weiwei, et al. Diagenesis and favorable facies of Chang-8 reservoir in Zhangjiashan Area in Ordos Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(3): 316-320.

(编辑 张亚雄)