

文章编号:0253-9985(2010)04-0472-09

南华北盆地谭庄凹陷下白垩统成岩相分布 及优质储层预测

张 琴¹,朱筱敏¹,陈 祥²,朱世发¹,季汉成¹,蒋永福²

(1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249; 2. 河南石油勘探局,河南 南阳 473132)

摘要:利用普通薄片、铸体薄片、扫描电镜及物性等分析化验资料,对影响南华北盆地谭庄凹陷下白垩统储层物性的压实作用、胶结作用和溶蚀作用等成岩作用强度进行了定量计算,得出了不同井和不同层段的视压实率、视胶结率和视溶蚀孔隙度,厘定了成岩强度划分标准。将下白垩统储层划分为5种成岩相类型,其中Ⅰ和Ⅱ类成岩相为较好的储集相带,Ⅲ类为中等储集相带,Ⅳ和Ⅴ类为差的储集相带。通过成岩相分布预测,结合沉积体系及次生孔隙发育分布规律,认为谭庄凹陷南部扇三角洲的北部区域、北部三角洲的南部区域处于中等-较强压实强胶结中等溶蚀成岩相带,为各层段的有利储集相带。

关键词:成岩作用;成岩相;储层预测;下白垩统;谭庄凹陷;南华北盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Distribution of diagenetic facies and prediction of high-quality reservoirs in the Lower Cretaceous of the Tanzhuang Sag, the southern North China Basin

Zhang Qin¹, Zhu Xiaomin¹, Chen Xiang², Zhu Shifa¹, Ji Hancheng¹ and Jiang Yongfu²

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Henan Petroleum Exploration Bureau, Nanyang, Henan 473132, China)

Abstract: Using data such as ordinary thin sections, casting thin sections, scanning electron microscope observations and testing, we quantitatively calculate the diagenesis intensity parameters such as compaction, cementation and dissolution, which influence physical properties of the Lower Cretaceous reservoirs in the Tanzhuang sag, southern North China Basin. The apparent rates of compaction, cementation and dissolution porosity in different wells and intervals are obtained and the division standards of diagenesis intensity are determined. The Lower Cretaceous reservoirs are divided into five types of diagenetic facies. The type-Ⅰ and type-Ⅱ are good reservoir facies belts, the type Ⅲ is fair reservoir facies belt, while the typeⅣ and type-Ⅴ are poor reservoir facies belts. By predicting distribution of diagenetic facies and in combination with study of depositional systems and distribution pattern of secondary pores, we believe that the northern part of the southern fan delta and the southern part of the northern delta in the Tanzhuang sag, with moderate to -relatively high compaction, high cementation and moderate dissolution, are favorable reservoir facies belts for each interval.

Keywords: diagenesis, diagenetic facies, reservoir prediction, Lower Cretaceous, Tanzhuang Sag, southern North China Basin

目前在油气勘探中成岩作用和成岩相既是研究重点又是难点^[1]。“成岩相”一词引入碎屑岩储层研究以来,不同学者对其定义的理解也不尽一致。成岩相的研究是在沉积相研究的基础上扩展的,强调的是岩石目前所具有的可观测成岩特征的

面貌,也就是以储集体岩石的次生成岩特征(包括胶结物成分与胶结类型、压实和溶蚀组构、孔隙类型及分布等)方面的差异为依据,来划分并定义成岩相的^[2~6]。郑荣才等将“碎屑岩储层成岩相”定义为在特定沉积和成岩物理化学环境中的物质表

收稿日期:2010-05-24。

第一作者简介:张琴(1973—),女,副教授,层序地层学和储层地质学。

现和成岩作用组合与演化的总体特征。不同成岩相组合控制了不同的储层孔隙发育特征和储集物性,所以成岩相的划分有助于储层的区域评价和预测^[7]。

根据南华北盆地谭庄凹陷6口钻井的样品分析,下白垩统储层孔隙度普遍较低,渗透率则更差,各井中孔隙度平均值最大不超过8.42%,最大平均渗透率不超过 $1.079 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,大部分层段渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,所以下白垩统属于低孔低渗储层,有必要对成岩相进行划分,以预测有利的储集相带分布。

1 区域地质背景

南华北盆地谭庄凹陷位于河南省东部周口坳陷中部凹陷带的中部,呈北西西向展布,南以叶鲁断裂为界,北以商水断裂与临颍凸起分界,东为沈丘凹陷和新桥次凹陷,西与舞阳凹陷、襄城凹陷及平顶山凸起相连,面积为650 km²。谭庄凹陷包含3个三级构造单元,即北部斜坡带、双楼田鼻状构造带、东部断阶带(图1)^[8~11]。

谭庄凹陷现有探井9口,而钻遇下白垩统的井只有7口,钻遇层系比较全、各种资料也较为丰富的有周参12井、周15井、周18井、巴1井。谭庄凹陷下白垩统成岩作用及储层研究工作始于1986年,主要通过周参12井、巴1井开展了储层的岩石学特征、成岩作用、孔隙结构以及孔隙演化规律研究^[12,13]。

根据钻井揭露的谭庄凹陷下白垩统岩性组合特征,将其自下而上划分为:巴村组(K_1b)、永丰组下段(K_1y^1)、永丰组上段(K_1y^2)、商水组(K_1s)。下白垩统主要为一套扇三角洲-湖泊-三角洲相砂泥岩沉积。岩性由巴村组-商水组呈粗-细-粗,红-灰-红的变化规律。由于白垩纪时受南侧断层的影响,凹陷呈南深北浅的构造格局。在南部边缘形成了许多扇三角洲沉积,北面主要为三角洲沉积,较深湖相也主要分布在南部较深凹陷处,在浅湖-较深湖相中局部含浊积砂体。

2 成岩相划分

国外关于成岩相的划分依据、分类命名和侧重点各有不同^[1]。目前国内外学者主要根据成岩矿物、成岩事件、成岩环境等进行成岩相的划分和命名,直接反映了成岩作用和成岩阶段的特征^[14~20]。

综合考虑研究区不同井的埋藏史,在研究谭庄凹陷下白垩统各成岩阶段内出现的各种成岩作用特征的基础上,结合岩石结构、构造和矿物组合关系对孔隙的影响顺序和程度综合分析。前期对本区储层成岩作用的研究表明,下白垩统对储层物性具有明显控制作用的成岩作用类型主要包括压实作用、胶结作用和溶蚀作用。各种成岩作用对储集物性的影响程度我们用压实作用、胶结作用、溶蚀作用的强度来衡量,从而进一步划分出成岩相,对成岩相的特征进行分析。

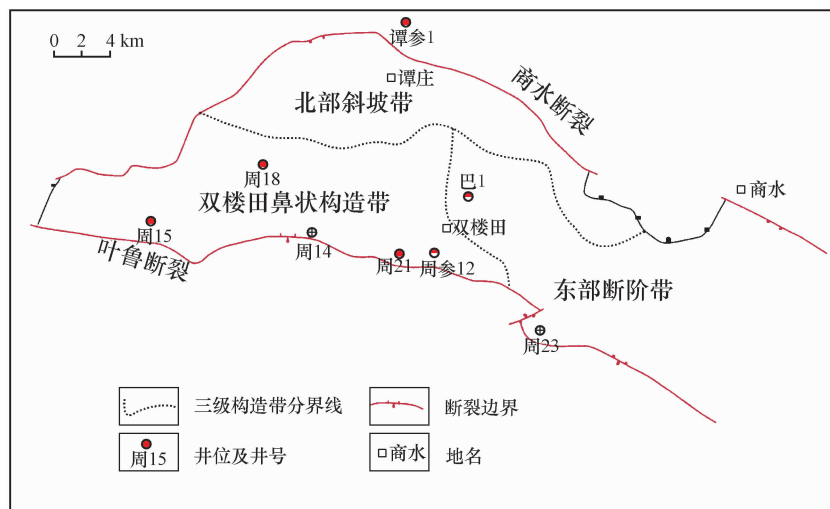


图1 南华北盆地谭庄凹陷构造单元划分(据河南油田研究院,2007)

Fig. 1 Division of structural units in the Tanzhuang Sag, the southern North China Basin
(after E&P Research Institute, Henan Oilfield, 2007)

2.1 成岩作用强度定量计算

本次研究所涉及的成岩作用强度的定量计算步骤包括碎屑岩初始孔隙度恢复、压实后粒间剩余孔隙度的恢复、视压实率计算、视胶结率计算、视溶蚀孔隙度计算等^[21,22],以巴 1 井数据为例(表 1)。

2.1.1 碎屑岩初始孔隙度恢复

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。

$$\text{初始孔隙度}(\%) = 20.91\% + 22.90S_o\%$$
$$\left(S_o = \sqrt{\frac{D_3}{D_1}}, \quad D_1 = 2^{-\phi_{75}}, \quad D_3 = 2^{-\phi_{25}} \right) \quad (1)$$

式中: S_o 为分选系数; ϕ_{75} 与 ϕ_{25} 为筛析法粒度测得的试验数据,分别为粒度累积曲线上 75% 和 25% 处的粒径 ϕ 值。

2.1.2 压实后粒间剩余孔隙度恢复

压实后恢复粒间剩余孔隙主要用于评价压实作用对原生粒间孔的破坏程度。恢复剩余粒间孔隙度也是定量评价后期胶结作用、交代作用对孔隙的破坏程度以及次生孔隙的形成对孔隙的改善程度的前提。压实后粒间剩余孔隙的恢复可利用以下关系式:

$$\text{压实后粒间剩余孔隙度}(\%) = \frac{\text{粒间胶结物总量}(\%) + \text{胶结后的原生粒间孔}(\%)}{\text{胶结后的原生粒间孔}(\%) + \text{岩石现今孔隙度}(\%) - \text{溶蚀孔隙度}(\%)}$$

$$\text{胶结后的原生粒间孔}(\%) = \text{岩石现今孔隙度}(\%) - \text{溶蚀孔隙度}(\%) \quad (3)$$

$$\text{溶蚀孔隙度}(\%) = \frac{\text{面孔率}(\%) \times \text{溶孔百分含量}(\%)}{\text{压实后粒间剩余孔隙度}(\%) + \text{现今孔隙度}(\%) - [\text{面孔率}(\%) \times \text{溶孔百分含量}(\%)]} \quad (4)$$

上式中,粒间胶结物总量、面孔率及溶孔百分含量是由铸体薄片统计获得的。

2.1.3 视压实率

$$\text{视压实率}(\%) = \frac{\text{压实损失的孔隙度}(\%)}{\text{原始孔隙度}(\%)}$$

$$\text{压实损失的孔隙度}(\%) = \text{原始孔隙度}(\%) - \text{压实后粒间剩余孔隙度}(\%) \quad (7)$$

主要根据岩石的视压实率大小来划分压实强度的等级,综合考虑研究区的实际情况并参考相关标准,确定了压实强度的分级标准,与其他划分标准不同的是本标准细化了压实强度,将一般都划分为三级的压实强度的方案改为四级,突出压实作用对储层物性的影响(表 2)。

2.1.4 视胶结率

$$\text{视胶结率}(\%) = \frac{\text{胶结物总量}(\%)}{\text{压实后粒间剩余孔隙度}(\%)}$$

根据谭庄凹陷下白垩统储集岩体的视胶结率大小,将胶结程度定量分为三级(表 2)。

2.1.5 视溶蚀孔隙度

$$\text{视溶蚀孔隙度}(\%) = \frac{\text{溶蚀孔隙含量}(\%) \times \text{现今孔隙度}(\%)}{\text{根据本区溶蚀作用发育情况,将储集岩的溶蚀程度分为三个等级(表 2)}} \quad (9)$$

表 1 南华北盆地谭庄凹陷巴 1 井下白垩统储层粒度及物性数据

Table 1 Data of granularity and physical properties of the Lower Cretaceous reservoir rocks in the Ba-1 well in the Tanzhuang Sag of the southern North China Basin

井号	井深/m	层位	孔隙度, %	碳酸盐含量, %	ϕ_{25} , %	ϕ_{75} , %	面孔率, %
巴 1 井	3 917. 71	K_1y^2	3. 0	18. 3	3. 10	3. 92	0. 50
	3 918. 21		2. 8	22. 5	3. 07	3. 71	0. 88
	3 919. 41		1. 9	17. 4	2. 71	3. 35	3. 31
	4 129. 13	K_1y^1	2. 9	16. 2	1. 78	2. 36	3. 65
	4 236. 50		5. 5	20. 3	2. 30	2. 98	3. 67
	4 406. 15		7. 8	10. 0	1. 62	2. 24	1. 76
	4 406. 60		7. 6	8. 3	1. 61	2. 29	1. 23

表 2 南华北盆地谭庄凹陷下白垩统储层成岩强度划分标准

Table 2 Division standards for the diagenetic intensity of the Lower Cretaceous reservoirs in the Tanzhuang Sag of the southern North China Basin

视压实率, %	压实强度	视胶结率, %	胶结程度	视溶蚀孔隙度, %	溶蚀程度
< 30	弱	< 10	弱	< 6	弱
30 ~ 50	中	10 ~ 20	中	6 ~ 12	中
50 ~ 70	较强	> 20	强	> 12	强
> 70	强				

根据以上定量计算成岩作用强度的步骤,对谭庄凹陷下白垩统储层成岩资料进行了整理、统计和分析,计算出视压实率、视胶结率和视溶蚀孔隙度并对其进行划分,得出了压实强度、胶结强度及溶蚀强度标准(表 2)。压实强度分为弱、中、较强、强 4 个标准,胶结程度和溶蚀程度都为弱、中、强 3 个标准。

2.2 成岩相划分

在各种成岩强度划分标准的基础上,结合普通薄片、铸体薄片、扫描电镜及物性等分析化验资料,将谭庄凹陷下白垩统储层划分为 5 种成岩相(表 3),即分别为Ⅰ类——中等压实强胶结中等溶蚀成岩相,Ⅱ类——较强压实强胶结中等溶蚀成岩相,Ⅲ类——强压实强胶结中等溶蚀成岩相,Ⅳ类——较强压实强胶结弱溶蚀成岩相,Ⅴ类——强压实强胶结弱溶蚀成岩相。通过成岩相

的研究发现,本区总体胶结作用强,且胶结物主要为碳酸盐矿物;周参 12 井及巴 1 井附近溶蚀作用中等,其他井区溶蚀程度较弱;巴 1 井附近压实作用最强,其他井区压实中等—较强。

3 不同成岩相特征

3.1 Ⅰ类:中等压实强胶结中等溶蚀成岩相

周参 12 井商水组地层,埋深在 2 000 m 左右,处于早成岩 B 期,为一套扇三角洲平原沉积(表 3)。扫描电镜下观察发现,原生孔隙保存较多且次生溶蚀孔隙发育(图 2)。经定量计算,视溶蚀孔隙度为 10.1%,属中等溶蚀;视压实率为 45.6%,属中等压实;视胶结率为 52.87%,属强胶结。综合分析,周参 12 井商水组成岩相类型为中等压实强胶结中等溶蚀成岩相。Ⅰ类成岩相为本区下白垩统所发育的最有利的储集相带。

表 3 南华北盆地谭庄凹陷下白垩统储层成岩相特征

Table 3 Characteristics of the diagenetic facies of the Lower Cretaceous reservoirs in the Tanzhuang Sag of the southern North China Basin

井号	层位	平均埋深/m	初始孔隙度, %	现今孔隙度, %	视溶蚀孔隙度, %	视压实率, %	视胶结率, %	成岩相	成岩阶段	沉积相
周参 12 井	K ₁ s	2 032	32.0	12.7	10.10	45.63	52.87	Ⅰ类	早成岩 B 期	扇三角洲平原
	K ₁ y ²	2 471	27.7	9.9	7.85	50.30	50.92	Ⅱ类	中成岩 A 期	扇三角洲前缘
	K ₁ y ¹	3 029	28.8	6.5	6.47	69.55	70.70	Ⅱ类		
巴 1 井	K ₁ y ²	4 073	38.9	3.0	2.96	78.30	82.94	Ⅴ类	中成岩 A2 期	扇三角洲前缘
	K ₁ y ¹	4 406	39.1	6.8	6.76	73.25	59.33	Ⅲ类	中成岩 B 期	
周 15 井	K ₁ s	2 092	27.6	6.5	5.18	62.83	85.77	Ⅳ类	早成岩 B 早期	扇三角洲前缘
	K ₁ y ²	2 846	28.0	4.2	3.36	84.93	74.03	Ⅴ类	早成岩 B 晚期	扇三角洲平原
	K ₁ y ¹	3 570	29.5	3.8	3.77	66.64	81.63	Ⅳ类	中成岩 A 期	
周 18 井	K ₁ y ¹	3 503	27.9	1.2	1.18	62.58	83.45	Ⅳ类	中成岩 A 期	扇三角洲前缘

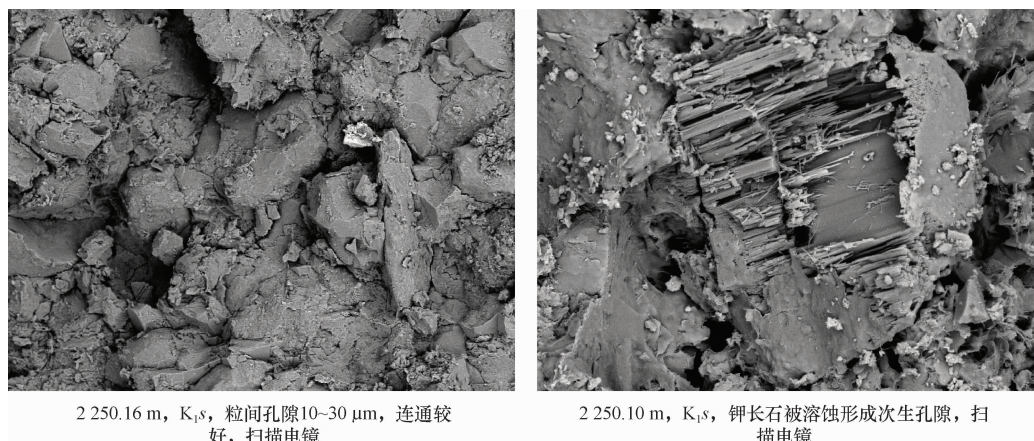


图2 南华北盆地谭庄凹陷周参12井下白垩统商水组储层成岩相特征

Fig. 2 Characteristics of the diagenetic facies of reservoirs in the Cretaceous Shangshui Formation in Zhoucun-12 well in the Tanzhuang Sag of the southern North China Basin

3.2 II类:较强压实强胶结中等溶蚀成岩相

周参12井永丰组上段和下段,埋深大于2 300 m,现今处于中成岩A—中成岩B期,主要为扇三角洲前缘沉积(表3)。普通薄片和扫描电镜下观察发现,原生孔隙被大量破坏,颗粒间接触关系为线—点接触,且颗粒边缘溶蚀现象明显(图3)。经定量计算,视溶蚀孔隙度为7.9%,属中等溶蚀;视压实率为50.3%,属较强压实;视胶结率为50%~70%,属强胶结。综合分析,周参12井永丰组上段及下段成岩相类型为较强压实强胶结中等溶蚀成岩相。II类成岩相为本区下白垩统所发育的比较有利的储集相带。

3.3 III类:强压实强胶结中等溶蚀成岩相

巴1井永丰组下段,埋深在4 400 m左右,现今均处于中成岩B期,沉积环境为扇三角洲前缘。镜下观察发现,原生孔隙被大量破坏,颗粒间接触关系为线接触—凹凸接触,溶蚀现象普遍发育,孔隙性好(图4)。经定量计算,视溶蚀孔隙度为6.8%,属中等溶蚀;视压实率为73%,大于70%,属强压实;胶结物含量高,为6.2%,视胶结率为59%,属强胶结。综合分析,巴1井永丰组下段成岩相类型为强压实强胶结中等溶蚀成岩相,本区第二次生孔隙发育带主要存在于此区域。III类成岩相代表了本区中等的储集相带类型。

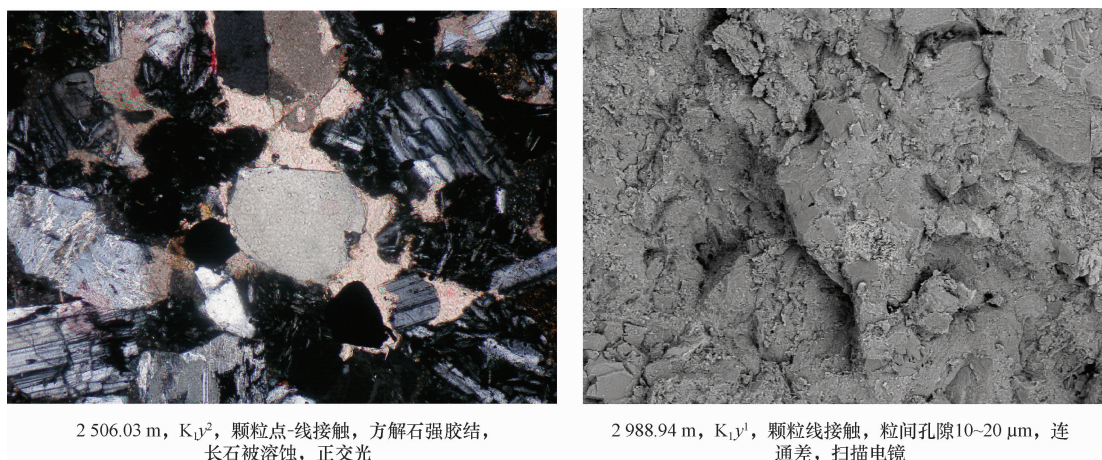


图3 南华北盆地谭庄凹陷周参12井下白垩统永丰组储层成岩相特征

Fig. 3 Characteristics of the diagenetic facies of reservoirs in the Cretaceous Yongfeng Formation in Zhoucun-12 well in the Tanzhuang Sag of the southern North China Basin

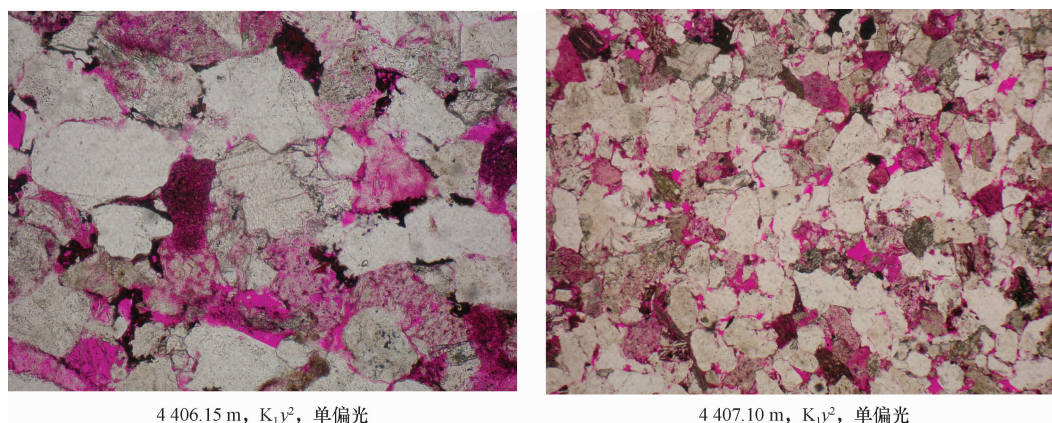


图4 南华北盆地谭庄凹陷巴1井下白垩统永丰组储层成岩相特征

Fig. 4 Characteristics of the diagenetic facies of reservoirs in the Cretaceous Shangshui Formation in Ba-1 well in the Tanzhuang Sag of the southern North China Basin

3.4 IV类:较强压实强胶结弱溶蚀成岩相

周15井商水组及永丰组下段和周18井永丰组下段,现今均处于早成岩B—中成岩A期,沉积

环境分别为扇三角洲平原和扇三角洲前缘。扫描电镜和普通薄片观察发现,原生孔隙被大量压实破坏或胶结充填,见溶蚀现象但溶蚀程度弱,方解石胶结作用强(图5)。经定量计算,视溶蚀孔隙

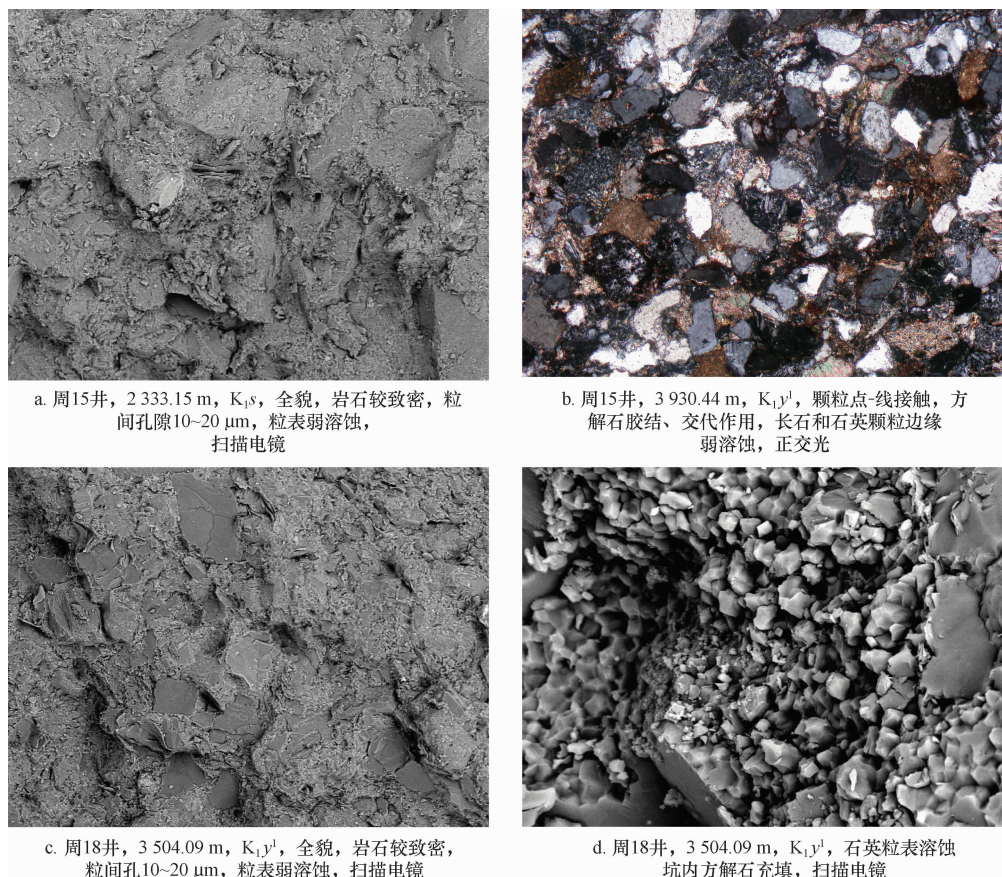


图5 南华北盆地谭庄凹陷周15井和周18井下白垩统储层成岩相特征

Fig. 5 Characteristics of the diagenetic facies in the Lower Cretaceous reservoirs of Zhou-15 and Zhou-18 wells in the Tanzhuang Sag of the southern North China Basin

度均小于6%,属弱溶蚀;视压实率大于50%且小于70%,属较强压实;胶结物含量在10%左右,视胶结率都大于80%,属强胶结。综合分析,周15井商水组、永丰组下段和周18井永丰组上段成岩相类型均为较强压实强胶结弱溶蚀成岩相。周15井永丰组下段较上段压实弱,主要原因为下段地层的胶结作用异常强烈,从而抑制了压实作用对储层的破坏,使储层处于较强压实的状态。Ⅳ类成岩相为本区下白垩统所发育的较差的储集相带。

3.5 V类:强压实强胶结弱溶蚀成岩相

巴1井和周15井永丰组上段,埋深分别为4 000 m左右和2 800 m左右,经计算得出初始孔隙度分别为38.9%和28%。巴1井永丰组上段现今处于中成岩A期与中成岩B期的过渡时期;周15井处于早成岩B期。镜下观察发现,巴1井和周15井颗粒间接触关系为凹凸-线接触,表现出经受强压实过程的特点;钙质胶结现象普遍发育

且胶结强度高;溶蚀作用弱,仅见颗粒边缘被轻微溶蚀。经定量计算,巴1井和周15井永丰组上段成岩相类型均为强压实强胶结弱溶蚀成岩相(表3;图6)。V类成岩相为本区下白垩统所发育的差有利的储集相带。

综上所述,不同成岩相类型具有不同的成岩环境,表现在其岩石学特征及成岩特征(包括压实和溶蚀组构和强度、胶结物成分与胶结类型、孔隙类型及分布等)明显差异,这些差异对储层质量的影响异常明显,其中Ⅰ和Ⅱ类成岩相是本区相对较好的储层成岩相带(表3)。谭庄凹陷下白垩统除周参12井部分商水组处于中等压实外,其他各井下白垩统均处于较强-强压实、强胶结、弱-中等溶蚀成岩相,大部分原生孔隙被强的压实作用和胶结作用所破坏,而溶蚀作用比较弱,形不成规模的次生孔隙发育带,所以下白垩统储集物性整体较差,仅在周参12井商水组和周21井商水组相对压实程度较弱的层段保留有原生粒间孔隙。

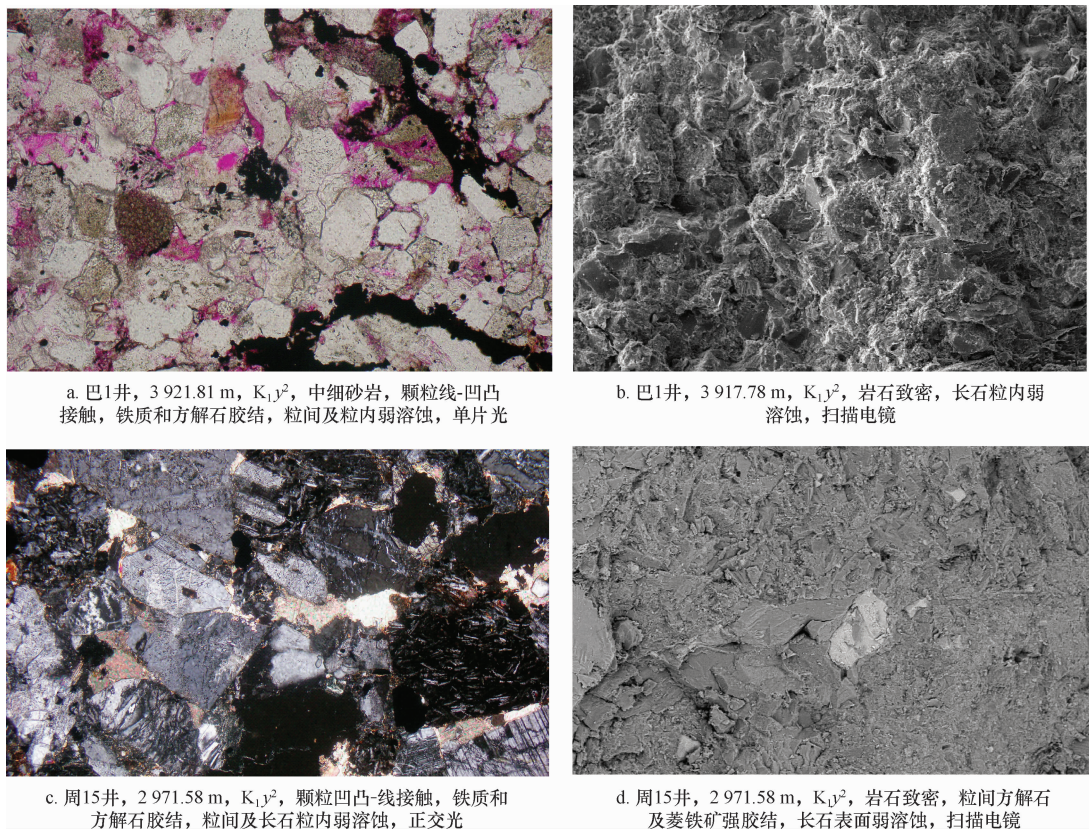


图6 南华北盆地谭庄凹陷巴1井和周15井下白垩统储层成岩相特征

Fig. 6 Characteristics of the diagenetic facies in the Lower Cretaceous reservoirs of Zhou-15 and Ba-1 wells in the Tanzhuang Sag of the southern North China Basin

4 成岩相分布及有利储集相带预测

根据各井各层段的成岩相特征、孔隙度演化及次生孔隙发育规律,结合不同地区的沉积相和砂体展布及埋深,本次研究做了不同层段的成岩相分布平面图,下面以永丰组上段为例加以说明(图7)。

永丰组上段在研究区北部发育V和Ⅲ类成岩相;南部各井区成岩相比较复杂,周15井区以北发育Ⅲ类成岩相,以南为V类成岩相;周14井一线以北为I类,以南为IV类成岩相;周参12井和周21井区为II类成岩相;周23井区为I类成岩相。

成岩相评价的目的是确定不同类型成岩相的空间分布,定量预测有利成岩相的分布区域,进而确定有利储集层分布^[1]。结合前期的沉积体系、成岩阶段划分、次生孔隙发育规律及储层主控因素分析等综合研究,对有利储集相带进行预测。

谭庄凹陷北部各层段主要发育三角洲前缘砂体,南部主要发育扇三角洲前缘砂砾岩体。本区压实作用受原始沉积条件的影响非常大,比如在凹陷南部的扇三角洲砂砾岩中含有大量的塑性火山碎屑岩屑,在埋藏过程中表现出强烈的变形,所

以压实作用较强,为不利的成岩相带。

溶蚀作用除了与地下水介质的溶蚀能力和活跃程度有关以外,还与岩石本身所含易溶组分的多少以及岩石的分选性、杂基含量及岩石所处的成岩演化阶段、孔隙连通性、烃类注入状况等有关。凹陷北部下白垩统永丰组三角洲前缘砂岩相中,岩石的分选性好,杂基含量少,原生孔隙发育相对较好,有利于孔隙水的流动,各种易溶碎屑颗粒被溶蚀而形成次生孔隙的机会较高,所以在3 000 m左右存在次生孔隙发育带,为有利的成岩相带。

本区大部分地区及层段碳酸盐胶结物非常发育,其中一个可能的原因是本区发育的深色泥岩中大都含有一定的碳酸盐。碳酸盐含量高时,烃源岩(泥岩)热解形成的有机酸首先与它本身发生反应,导致水介质pH值升高,Ca和Mg离子含量增大,同时也抑制了草酸从泥岩排出(草酸与钙形成草酸钙沉淀),这样进入储层的水介质pH值相对较高,有机酸中草酸含量低,其在储层中溶解碳酸盐和硅酸盐的能力也相对较弱,而且如果水介质相对于CaCO₃饱和时,其进入储层后与孔隙水混合还会发生碳酸盐沉淀反应^[23]。这也是本区碳酸盐胶结物非常发育而不被溶解的重要因素,所以本区强胶结成岩相发育,为不利的储集相带。

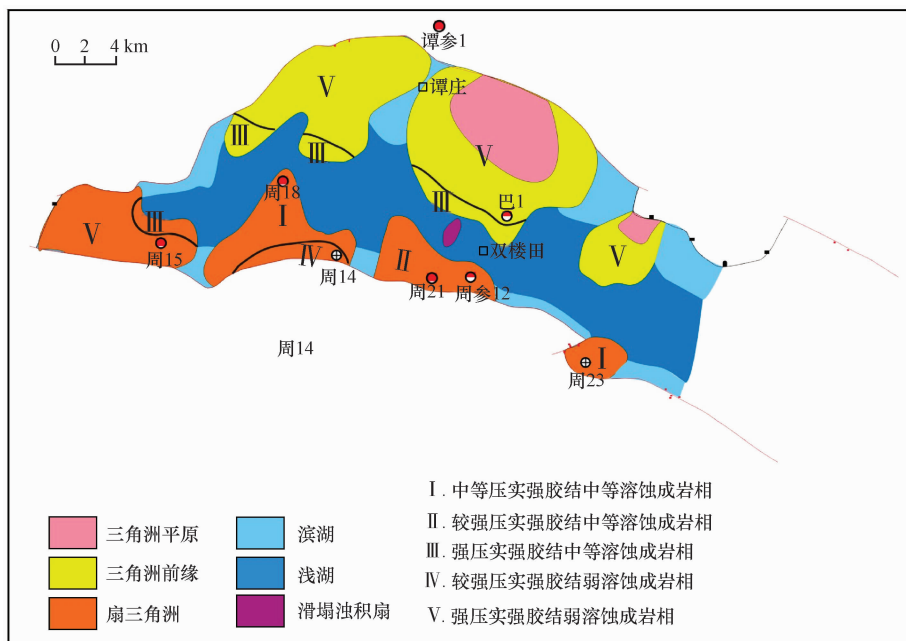


图7 南华北盆地谭庄凹陷 K₁y² 成岩相分布

Fig. 7 Distribution of the diagenetic facies of the upper member of the Cretaceous Yongfeng Formation in the Tanzhuang Sag of the southern North China Basin

综合考虑本区的沉积体系、次生孔隙及成岩相带的分布规律认为,在周18井、周21井、周参12井及周23井区、南部扇三角洲的北部区域、北部三角洲的南部区域及周18井一线附近的滑塌浊积扇砂体处于中等-较强压实强胶结弱-中等溶蚀成岩相带,为各层段的有利储集相带。而北部三角洲的北部区域由于埋藏较深,处于强压实强胶结弱溶蚀成岩相,为差的储集相带;南部扇三角洲的南部由于靠近物源,岩石的结构成熟度极差造成原生孔隙及次生孔隙均不发育,属于较强压实强胶结弱溶蚀成岩相,也是差的储集相带。

5 结论

1) 对下白垩统储层物性具有明显控制作用的成岩作用类型主要包括压实作用、胶结作用和溶蚀作用。通过对视压实率、视胶结率和视溶蚀孔隙度的定量计算,得出了压实强度、胶结强度及溶蚀强度标准。压实强度分为弱、中、较强、强4个标准,胶结程度和溶蚀程度都分为弱、中、强3个标准。

2) 根据成岩强度的计算和划分标准,将谭庄凹陷下白垩统储层划分为5种成岩相,即分别为Ⅰ类——中等压实强胶结中等溶蚀成岩相;Ⅱ类——较强压实强胶结中等溶蚀成岩相;Ⅲ类——强压实强胶结中等溶蚀成岩相;Ⅳ类——较强压实强胶结弱溶蚀成岩相;Ⅴ类——强压实强胶结弱溶蚀成岩相。

3) 通过成岩相带预测认为,南部扇三角洲的北部区域、北部三角洲的南部区域处于中等-较强压实强胶结中等溶蚀成岩相带,为下白垩统各层段的有利储集相带。

参考文献

- 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
- 李斌,朱永铭,管英柱.应用成岩岩相分析法研究非均质性储层[J].东华理工学院学报.2004,27(4):322~326
- 钟广法,鄢宁芬.成岩岩相分析:一种全新的成岩非均质性研究方法[J].石油勘探与开发,1997,24(5):62~66
- 杨小萍,陈丽华.陕北斜坡延长统低渗透集层成岩相研究[J].石油勘探与开发,2001,28(4):38~40
- 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):274~280
- 刘小洪,罗静兰,张三,等.榆林-神木地区上古生界盒8段及山2段气层的成岩作用和成岩相[J].石油与天然气地质,2006,27(2):200~208
- 郑荣才,耿威,周刚,等.鄂尔多斯盆地白豹地区长6砂岩成岩作用与成岩相研究[J].岩性油气藏,2007,19(2):1~8
- 王定一,刘池洋,张国伟,等.周口坳陷构造特征与油气远景[J].石油与天然气地质,1991,12(1):10~21
- 谢其锋,周立发,何明喜,等.南华北盆地谭庄凹陷构造特征与下白垩统勘探前景[J].石油与天然气地质,2009,30(5):643~647
- 徐汉林,赵宗举,杨以宁,等.南华北盆地构造格局及构造样式[J].地球学报,2003,24(1):27~33
- 翟常博,黄泽光,林良彪.南华北盆地中部凹陷结构分析及油气意义[J].石油实验地质,2005,27(4):353~359
- 李文厚,陈景维,邵磊.周口坳陷早白垩世沉积相与沉积格局[J].岩相古地理,1996,16(1):44~50
- 孔庆莹,程日辉,胡艳飞.周口坳陷谭庄-沈丘凹陷早白垩世沉积相类型和层序地层特征[J].吉林大学学报(地球科学版),2006,36(4):557~562
- Peters D. Recognition of two distinctive diagenesis facies trends as aid to hydrocarbon exploration in deeply buried Jurassic-Smackover carbonates of southern Alabama and southern Mississippi [J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(2): 295~296
- 黄文明,刘树根,张长俊,等.四川盆地寒武系储层特征及优质储层形成机理[J].石油与天然气地质,2009,30(5):566~575
- Yildiz A, Gürel A. Palaeontological, diagenetic and facies characteristics of Cretaceous/Paleogene boundary sediments in the Ordu, Yavuzlu and Uzunisa areas, Eastern Pontides, NE Turkey [J]. Cretaceous Research, 2005, 26(2): 329~341
- Marcos V F, Luiz F D, Newton S G. Carbonate cementation patterns and diagenetic reservoir facies in the Campos Basin cretaceous turbidites, offshore eastern Brazil [J]. Marine and Petroleum Geology, 1995, 12(7): 741~758
- 李红,柳益群,刘林玉.鄂尔多斯盆地西峰油田延长组长81低渗透储层成岩作用[J].石油与天然气地质,2006,27(2):209~217
- Andrews J E. Geochemical indicators of depositional and early diagenetic facies in Holocene carbonate muds, and their preservation potential during stabilisation [J]. Chemical Geology, 1991, 93(3-4): 267~289
- Kidder D L, Hall S. Petrology and diagenetic evolution of Neoproterozoic ooids (Libby Formation, western Montana, USA) [J]. Precambrian Research, 1993, 63(1-2): 83~96
- 李晓清,郭勤涛,丘东洲.滩北油田储层的成岩作用及成岩相划分[J].沉积与特提斯地质,2001,21(4):28~33
- 姜义权,黄振连,成金凤,等.砂西E₃油藏储层成岩相研究及应用[J].青海石油,2007,25(3):27~32
- 朱敏敏,钟大康,张琴,等.济阳拗陷古近系碎屑岩储层特征和评价[M].北京:石油工业出版社,2008

(编辑 张亚雄)