

文章编号: 1000-0550(2010)06-1165-10

通南巴地区飞仙关组三段储层成因机制探讨^①

段新国¹ 李英¹ 李忠权¹ 王洪辉¹ 李仲东¹ 李德敏¹ 胡永章²

(1. 成都理工大学“油气田地质及开发工程”国家重点实验室 成都 610059;

2 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司工程技术研究院 四川德阳 618000)

摘要 通南巴地区飞仙关组三段储层近年获得了工业气流,储层压力较高,储层岩性主要为颗粒灰岩与泥微晶灰岩,物性较差,储集空间以铸模孔、粒内溶孔和晶间溶孔为主,且储集层横向变化大,纵向差异显著,总体看,该区储层发育欠佳。通过研究区成岩作用类型及其对孔隙演化的影响分析、成岩演化序列分析以及与邻区普光气田储层成岩作用对比分析,对通南巴地区的储层成因机制进行了深入讨论。通过研究发现,通南巴地区飞三段储层形成的主要控制因素有以下三个方面:(1)由于沉积成岩环境的限制,白云化作用非常微弱,基本不发育白云岩储层,这导致本区储层较差;(2)原生孔隙基本消失殆尽,溶蚀作用成为飞三段储层形成的关键因素,同生期的溶蚀作用在各期溶蚀作用中占主导地位;(3)由于在中—深埋藏阶段没有烃类注入,飞三段储层基本无TSR反应,破坏性成岩作用相对增强,储层无法得到改善。

关键词 通南巴地区 储层成因机制 白云化作用 溶蚀作用 TSR

第一作者简介 段新国 男 1978年出生 博士 讲师 石油地质 E-mail: dxg888@qq.com

中图分类号 TE122.1 **文献标识码** A

四川盆地二叠系—三叠系海相碳酸盐岩储层油气勘探潜力很大,但其成藏条件差,尤其是储层条件差显得特别突出,经过极强的成岩作用,储层的原始孔隙基本消失,有效碳酸盐岩储层只能依靠次生孔隙^[1]。

通南巴地区在飞仙关组三段沉积时,沉积环境为开阔台地相。岩性以灰岩为主,在中上部发育浅灰色厚块状亮晶鲕粒灰岩、亮晶砂屑灰岩,是通南巴地区飞仙关组分布较广的一套储层^[2]。这套砂屑鲕粒灰岩在米仓山南缘地区稳定分布,一般距飞三段顶80~90 m,它既是飞仙关组的主要储层发育层段,也是飞三段的识别标志。川涪82井在进入飞三段84 m时钻遇了23层单层厚1~4 m的亮晶鲕粒灰岩及砂屑鲕粒灰岩,累计厚40.5 m,鲕粒灰岩与微晶灰岩组成不等厚互层,说明川涪82井可能处于滩体的边缘。河坝1井在进入飞仙关组80 m(井深4 950 m)时钻获了这套鲕粒滩沉积,岩性为鲕粒灰岩,白云化程度不高,但孔隙发育。河坝1井西面的确1井、龙4井分别在进入飞三段93 m和60 m的地方钻获这套砂屑鲕粒灰岩,厚度分别为40 m和55 m。

通南巴地区储集层有三大特点:非均质、低孔、

低渗;储集空间以次生孔、洞与裂缝为主;储集层横向变化大,纵向差异显著^[3]。形成这样的储层的深层次原因是什么?本文主要从成岩作用及成岩演化规律入手对通南巴地区储层的形成机理进行了较深入的研究和探讨。

1 储层基本特征

1.1 岩石学特征

通过对4口钻井的450余张薄片镜下鉴定的统计,研究区内飞三段的岩石类型主要为颗粒灰岩与泥微晶灰岩,夹少量的白云岩。其中颗粒灰岩的岩石类型有鲕粒灰岩、砂屑灰岩及一些双颗粒类型灰岩,如鲕粒砂屑灰岩等;白云岩的类型有灰云岩、泥云岩。

1.2 储层物性特征

飞三段各钻井取心段孔、渗分析结果(表1,图1)表明飞三储层段岩样的孔隙度值主要分布在1%~2%之间,占总样品数的49.24%,孔隙度在4%以上的只占总样品数的25.59%,渗透率普遍较低,一般在 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下,渗透率大于 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的仅占10%左右。总体看,飞三段储层属于低孔低渗储层。

^①国家自然科学基金重点基金(批准号:41030426),教育部博士点基金(编号:20095122110002),四川省博士后基金(编号:2009SCBSH-5)及中国石油化工股份有限公司西南油气分公司重点项目(编号:GT860719)联合资助。
收稿日期:2009-04-01;收修改稿日期:2009-12-10

表1 通南巴地区飞三段物性统计

Table 1 Statistics of physical properties of T₁^{f3} reservoir, Tongnanba area

孔、渗	河坝1井	河坝2井	川涪82井	马二井	马一井
孔隙度/%	7.32~0.24 3.75	13.06~0.44 4.86	2.1~0.09 0.61	5.2~0.3 1.49	2.84~1.37 1.92
渗透率/10 ⁻³ μm ²	1.75~0.001 0.18	48.69~0.003 1.019	0.135~0.014 0.042	0.029~0.009 0.41	8.79~0.006 0.97

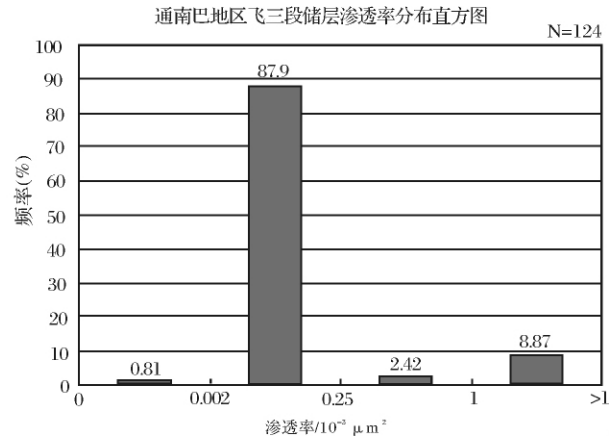
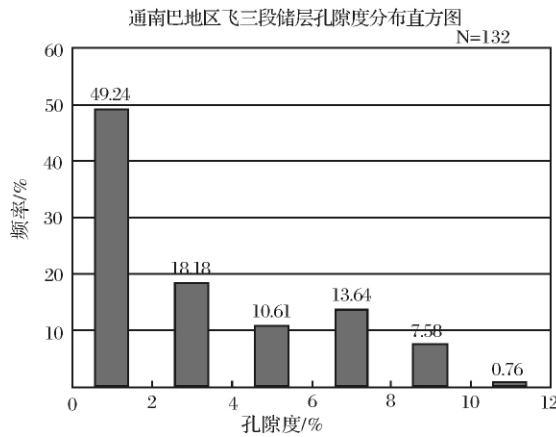


图1 通南巴地区飞三段储层孔隙度及渗透率分布直方图

Fig. 1 Physical properties distribution histogram of T₁^{f3} reservoir, Tongnanba area

1.3 孔隙类型

根据岩心薄片、铸体薄片等资料分析,飞三段储层储集空间以铸模孔、粒内溶孔和晶间溶孔为主,约占总孔隙的90%;其次为晶间孔和各种微裂缝,约占总孔隙的10%。在薄片观察到的孔隙几乎全为孔,大于2mm的洞极少发现,但可以见到被充填的较大的溶洞,偶见保存至今的洞。薄片缝合线和裂缝较发育,但多被充填,未被充填或半充填的裂缝较少。

1.4 孔隙结构特征

根据压汞资料、铸体薄片及扫描电镜分析表明,飞三段储层孔隙形态多呈不规则状,仅个别呈椭圆形或长条状,孔径较小。排驱压力在0.0449~96.115 MPa之间,储层段排驱压力一般小于5 MPa;中值压力在0.1411~184.2086 MPa之间,储层段中值压力一般小于10 MPa;孔径偏度(歪度)范围在-4.7336~1.71722之间,平均为-0.0877,为偏中喉道型;分选系数在0.22546~3.44249之间,平均为1.57466,孔喉分布相对较集中,分选性一般。总体孔隙结构为小孔中喉型。

1.5 储层分类

表2是通南巴地区目前钻井的储层分类统计表,从表中可以看出,通南巴地区飞三段储层的孔隙度和

渗透率都相对较低,按照四川盆地碳酸盐岩储层评价标准的分类,储层类型以Ⅲ类为主,偶有Ⅱ类储层,目前收集的井中没有发现Ⅰ类储层。总体看,飞三段储层都比较致密,物性差。

表2 目前工区内钻井飞三段储层分类统计

Table 2 Classification of T₁^{f3} reservoir of the wells in Tongnanba area

井号	层位	顶深 /m	底深 /m	厚度 /m	孔隙度 /%	渗透率 /10 ⁻³ μm ²	储层类型
河坝1井	飞三段	4957	4958.9	1.9	1.90	0.1	Ⅲ
河坝1井	飞三段	4958.9	4964	5.1	5.30	9.05	Ⅲ
河坝1井	飞三段	4964	4973	9	2.14	0.225	Ⅲ
河坝2井	飞三段	5099	5101.6	2.6	5.37	4.12	Ⅲ
河坝2井	飞三段	5103.4	5111.5	8.1	7.70	6.13	Ⅱ
马1井	飞三段	4764	4768	4	2.00	0.034	Ⅲ
马2井	飞三段	4817	4819	2	5.20	0.23	Ⅲ

2 成岩作用类型及其对孔隙的影响

川东北地区下三叠统飞仙关组至今已有2.3亿年的历史,在这漫长的地质时期中,飞仙关组经历了由地表至地下6千余米的埋藏过程,从而使其经历的成岩环境多次重叠,成岩作用呈多期次、多类型的长期叠加特征,这不仅改变了原岩的结构组分和储层性

质,还将原来以原生孔隙为主的储层转变为以次生孔隙为主的储层,使其岩石结构、孔隙结构大大复杂化^[4]。

通南巴地区飞仙关组的成岩作用类型多且复杂,主要类型包括:泥晶化作用、压实压溶作用、胶结作用、充填作用、溶蚀作用、重结晶作用和白云石化作用等。

2.1 泥晶化作用

泥晶化作用是生物作用在古代岩石中留下成岩痕迹,常见的有泥晶套、泥晶化颗粒和泥晶壳,它们与藻类的直接活动有关,它们都可以作为浅海成岩环境的标志。泥晶化作用在飞三段中屡见不鲜,主要发生在颗粒岩,特别是在亮晶颗粒岩中。其主要表现形式是在一些颗粒的外缘或整个颗粒皆不同程度的为暗色的泥晶所取代(图版 I-1)。

作为同生阶段海底成岩作用的泥晶化作用,其本身虽然对孔隙的演化没有直接影响,但有可能增加了颗粒的抗压程度,也为后来的粒内溶孔以及铸模孔的形成创造了良好条件,总体看来属于建设性成岩作用。

2.2 压实、压溶作用

压实作用是使沉积物孔隙缩小和地层厚度减小的主要成岩作用。研究区内飞仙关组储层段内泥微晶灰岩的孔隙度一般小于1%,可见压实作用对储层的破坏性极大(图版 I-2)。

本区的压溶作用发生于第二、三期胶结物形成之后的埋藏环境中。压溶作用具有多期次和多方向应力的特点。沿缝合线有弱的溶蚀现象,形成少量溶孔、溶洞,充填物主要为泥质、黄铁矿和白云石等,仅少数缝合线成为有效的储渗空间。

2.3 胶结作用

根据结构组分特征,可将飞仙关组滩相储层段内胶结物分为三期,成分以方解石为主。

(1) 第一期方解石胶结物(海底环境)

海底成岩环境的胶结物主要由文石和高镁方解石组成,一般文石呈针状、纤维状和葡萄状等,高镁方解石呈纤维状、微晶状和假球粒状等,其中以二者的纤维状为最典型的特征(图版 I-2,3)。

(2) 第二期方解石胶结物为两种环境下的胶结物

第一种是大气淡水环境下的方解石胶结物,区内飞三段在大气水渗流带中主要是由细小等粒状方解石晶体组成胶结物。在扫描电镜下可以清楚的看到

生长在鲕粒表面的微晶粒状方解石(图版 I-4)。

第二种是海水潜流环境下的方解石胶结物,马牙状方解石为代表的第二期胶结物,可在潜流层中均匀分布(图版 I-5)。

第二期方解石分布于原生粒间孔的近中部,形成于纤状方解石之后,呈整合或弱溶解不整合接触。该期方解石胶结物含量变化大,在亮晶鲕粒灰岩中可高达10%~20%,且可使原生孔隙减少50%~90%,是颗粒灰岩中原始粒间孔降低的主要原因之一。

(3) 第三期方解石胶结物

经过第一、二期胶结作用之后,岩石已基本固结,但仍还有一部分剩余孔隙存在。就在这些剩余孔隙中,充填了第三期胶结作用的粗亮晶方解石。粗亮晶方解石胶结物大多数位于较大粒间孔的中心部位,与早期胶结物之间呈结构不整合接触,胶结物本身结晶粗大,双晶发育,具典型的镶嵌结构,晶体之间常呈直线贴面接触,晶体明亮干净,常以单晶形式出现(图版 I-6)。

第三期方解石胶结物在飞三段储层中常见,约占岩石总体积的5%左右。经它胶结后,本来就剩下不多的孔隙就变得更加微乎其微了。

2.4 自生矿物充填作用

根据化学充填物的结构特征和充填的先后顺序,可将飞仙关组储层段次生孔隙的化学充填物分为四类多期。

(1) 方解石充填物

飞仙关组储层段次生孔隙内方解石充填物主要有三期。第一期充填物主要分布在鲕粒铸模孔和鸟眼孔等早期孔隙内,多为粉晶大小,晶体干净明亮(图版 I-7)。该期方解石充填物常分布于早期粒内溶孔中,含量变化较大,可使早期孔隙度降低。第二期方解石主要位于晚期较大粒间溶孔和溶缝的中部,由细一中晶和连晶构成,晶体干净明亮(图版 I-8)。第三期方解石位于晚期裂缝和溶蚀缝、洞中,多为中晶—粗晶,干净明亮(图版 I-9)。

(2) 白云石充填物

白云石充填孔隙远较方解石少见,一般有三期。第一期白云石在部分粒内溶孔、铸模孔内呈分散状分布,细粉晶大小,半自形—自形,干净明亮(图版 I-7)。第二期白云石充填物一般为粉—细晶,半自形—自形,主要分布于溶蚀孔洞中央,波状消光(图版 I-8),形成时间较晚。第三期白云石充填物一般为细晶—中晶异形白云石,波状消光。主要分布于溶

蚀孔洞中央和构造裂缝中。薄片下可见形成于第三期方解石胶结之后。常见这期白云石被溶形成晶内溶孔(图版 I-10)。这三期白云石充填物含量一般在1%左右,对孔隙降低的影响较小。

(3) 石英充填物

石英充填物较少,零星分布于铸模孔、粒内溶孔、粒间溶孔和溶蚀缝洞的中部。晶体细小,以自形一半自形为主,洁净明亮,推测为抬升埋藏期。总体来看,石英充填物含量不足1%,对储集空间的影响不大。

(4) 热液活动的充填矿物

在飞仙关组储层溶蚀孔隙中,还常见天青石、萤石、石膏、金红石、铅锌矿、黄铁矿等充填物(图版 I-11),虽然含量很少,但常见充填于孔缝中,在溶孔、裂缝中常为半自形状,通常认为它是热液活动的产物。黄铁矿多呈分散晶粒状充填于溶孔之中,虽然含量较少,但其产出特征说明其形成过程可能与高温阶段硫酸盐矿物的还原过程有关。

2.5 重结晶作用

总的趋势是破坏孔隙。该作用多发生在早一晚成岩阶段,鲕粒多具粗细不均匀的晶粒结构,原始结构已有较大破坏,但仍可凭借泥晶套(图版 I-1)加以识别。晶体内部较脏,而边部一般较清晰。鲕粒重结晶成单晶鲕或多晶鲕(图版 I-12)。

2.6 溶蚀作用

经过薄片观察资料得出研究区飞仙关组溶蚀作用至少有三期。

第一期溶蚀作用发生在同生期,大气淡水溶蚀作用,分布非常普遍,规模也较大。多见于颗粒灰岩,系在沉积过后不久,发生在颗粒内部的溶解作用,形成负鲕、负砂屑等(图版 I-13)。薄片观察表明,这期溶蚀作用溶蚀强度大,尽管后期部分溶孔被充填或半充填,但还有大量溶孔被保存下来,这期溶蚀作用产生的孔隙是飞三段储层的主要孔隙类型。

第二期溶蚀作用发生在埋藏阶段,是成烃期产生的溶蚀作用。以溶蚀颗粒内部结构和粒间早期胶结物为主,产生了较多的粒间溶孔、晶间溶孔以及粒内溶孔。这些溶孔绝大部分被后期方解石、铁白云石、天青石充填(图版 I-14)。薄片观察表明,区内这期溶蚀作用强度不大,仅占总孔隙度的1%~2%。

第三期为构造抬升期的溶蚀作用。白垩纪末的喜山运动,使飞仙关组地层褶皱抬升,地下水重新调整,不同浓度的酸性地下水在裂缝处汇合,从而产生溶蚀作用,形成溶蚀缝、洞。但这期溶蚀作用规模较

小,主要沿裂缝发生,且充填程度高。薄片仅观察到少量粒间的异形铁白云石的晶内溶孔以及少量的构造溶蚀缝未被充填(图版 I-15)。

溶蚀作用是通南巴地区飞三段产生次生孔隙的主要成岩作用,对储层物性的提高贡献大。飞三段现存的有效孔隙,主要是第一期溶蚀作用形成的粒内溶孔、铸模孔。

2.7 白云石化作用

研究区飞三段岩性以灰岩为主,仅有少量云灰岩或灰云岩,基本没有纯的白云岩层。储层段岩性也全为灰岩,仅部分层段有很弱的白云化现象,区内飞三段储层都只和溶蚀作用有关,这也和普光地区有很大的差别。

3 成岩演化序列

通过对飞仙关组三段储层成岩作用以及各种成岩作用的先后顺序的研究,对区内飞三段各成岩阶段进行了划分(图2),并建立了飞三段滩相沉积成岩演化序列。其成岩演化序列如下:滩相沉积—海底成岩阶段(第一期胶结)—早期大气淡水成岩环境(第一期溶蚀与第二期胶结)—埋藏阶段(压实、压溶与第三期胶结)—埋藏期溶蚀(第二期溶蚀与自生矿物充填)—构造抬升(第三期溶蚀与自生矿物充填)—继续埋深—调整并最终形成(图3)。

具体而言,通南巴地区滩相沉积物的成岩演化序列有二种途径^[4]。第一种途径:颗粒沉积物在海底成岩环境中经过第一期纤柱状方解石胶结后,由于海平面下降或沉积物的加积作用而暴露于水体之上,沉积物受到大气淡水和海水的影响,发生大气淡水溶蚀作用。同时,可形成第二期粒状方解石的胶结作用和第一期方解石的充填作用。之后,被上覆沉积物埋藏,进入浅埋藏环境,发生压实作用及第三期细晶方解石的胶结作用。随着上覆沉积物的堆积和加厚,早期沉积物进入中—深埋藏环境,该环境由于下伏烃源岩的成熟,发生了与有机质成岩演化有关的埋藏溶蚀作用,形成较多的次生孔隙,第二期方解石、石英、白云石的充填作用也形成于该环境中。此后,由于燕山运动、喜山运动的影响,飞仙关组地层埋深变浅,逐渐进入抬升埋藏环境,发生构造破裂作用、第三期埋藏溶蚀作用及第三期方解石、白云石的充填作用、天青山等热液矿物的充填作用,孔隙度变化不大。最后形成储集性能较好的颗粒(鲕粒)灰岩储层,孔隙度一般大于6%,形成比较好的储层。

成岩阶段		同生成岩				早成岩		晚成岩	
		海底	混合水	成岩阶段		埋藏			
成岩类型	第一期			第二期	第三期	浅埋藏	深埋藏	抬升埋藏	
方解石交接作用	第一期	——							
	第二期	——							
	第三期	——							
溶蚀作用	同生期							
	埋藏期							
充填作用	方解石							
	白云石							
	石英							
	热液矿物							
泥晶化作用		——							
压实作用								
压溶作用								
重结晶作用								
破裂作用								

图 2 通南巴地区飞三段主要成岩阶段及成岩环境划分

Fig. 2 The main diagenetic stage and diagenetic environment of T₁^f reservoir, Tongnanba area

成岩阶段	成岩环境	成岩作用
同生成岩期	海底成岩环境	颗粒沉积物 ↓ 泥晶化作用 第一期纤柱状方解石胶结 ↓ 第二期粒状方解石胶结 第一期溶蚀作用
	大陆成岩环境	
早成岩期	浅埋藏早期	↓ 第三期方解石胶结 第二期方解石充填 ↓ 重结晶作用
	浅埋藏晚期	
晚成岩期	中—深埋藏	↓ 埋藏溶蚀作用 第一期白云石充填 ↓ 第二期白云石充填 抬升溶蚀作用 ↓ 热液矿物充填 第三期方解石充填 第三期白云石充填

图 3 通南巴地区飞三段滩相沉积物成岩演化序列
Fig. 3 Diagenetic evolution sequence of beach sediment of T₁^f reservoir, Tongnanba area

第二途径: 颗粒沉积物经海底第一期纤柱状方解石胶结后, 未暴露于海平面之上, 直接进入浅埋藏环境, 在海水潜流带完成第二期方解石胶结, 不受大气淡水、混合水的影响。在浅埋藏环境中主要发生压实作用及第三期粒状方解石胶结作用, 孔隙度迅速降低, 原生粒间孔几乎消失。进入中—深埋藏环境后, 在压溶作用的影响下, 孔隙度进一步减小。由于岩石早期未发生溶解作用, 或溶蚀作用很微弱, 其孔隙不发育, 连通性也差, 与有机质演化有关的酸性流体难于进入其中, 埋藏溶蚀作用很微弱。抬升埋藏环境成岩作用与第一种相同。最后形成孔隙不发育的鲕粒灰岩, 孔隙度一般小于 4%, 一般仅能构成差储层。

4 储层形成机制讨论

根据上面对成岩作用类型及其对孔隙的影响分析, 可将区内飞仙关组储层段所经历的成岩作用进一步划分为: (1) 破坏性成岩作用, 如压实、压溶、胶结、充填作用等; (2) 建设性成岩作用, 如溶蚀、构造破裂、泥晶化、白云石化作用等。现今飞仙关组储层段内的储集空间是破坏性成岩作用和建设性成岩作用长期相互影响的结果。

众所周知, 目前已知的油气储层的形成过程无不伴随着成岩作用, 成岩作用在一定程度上决定了储层

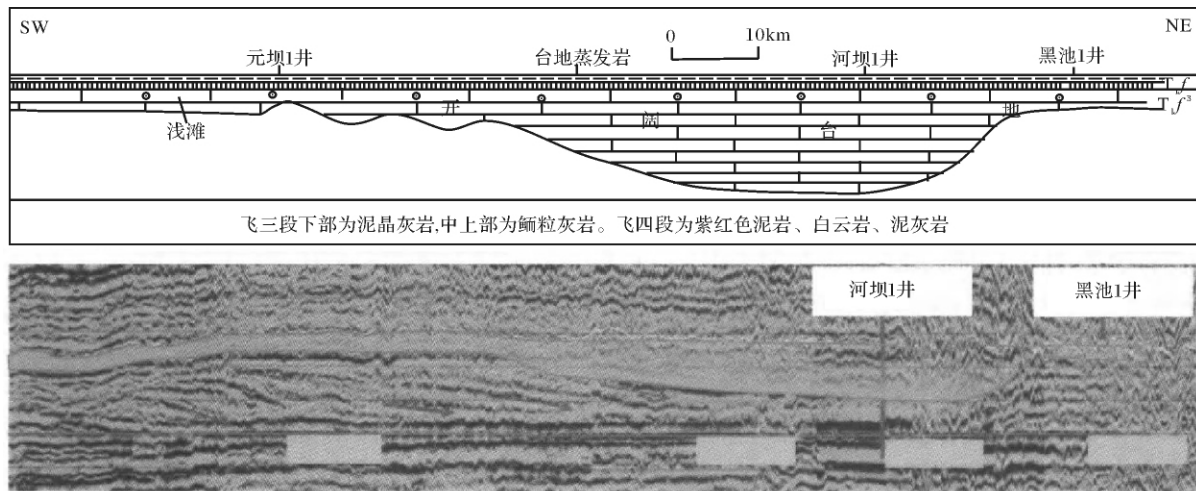


图4 通南巴地区飞三段—四段沉积模式(牟传龙等 2007)

Fig. 4 Sedimentary model of T_{1j}^{3-4} in Tongnanba area(Mou Chuanlong , et al , 2007)

的优劣程度。对于通南巴地区飞三段储层,其类型以Ⅲ类为主,只有少量的Ⅱ类储层,说明该地区储层发育欠佳,是什么原因主导了该区储层的形成?作者通过深入研究,认为有以下几个方面:

4.1 沉积成岩环境导致了弱白云岩化,基本不发育白云岩储层

白云岩的生成机理问题,是碳酸盐岩岩石学中最复杂、争论时间最久、最难解决的问题之一。目前常见的白云岩形成机理有原生沉淀作用、准同生白云化作用、回流渗透白云化作用、混合水白云化作用及埋藏白云化作用^[5],这些白云化作用都需要特定的沉积成岩环境。不同沉积环境中形成的岩性及岩相组合不同,其成岩环境及演化有着较大的差异。

从沉积相的研究可知,区内飞三段基本处于开阔台地—台内滩相环境之中(图4),主要是一套浅水沉积环境下的产物,发育众多向上变浅的沉积序列,而斜坡及台地内的水体深度较大。对于向上变浅的、且在同生—准同生期发生暴露的沉积序列来说,在经历短暂的海底成岩环境后,便暴露于海平面之上或其附近,短时间受到大气淡水、混合水成岩环境的改造;随着上覆沉积物的堆积而逐渐进入埋藏成岩环境。对于向上变浅的、但未出露于水体之上的沉积序列来说,在经历海底成岩环境后,便被上覆沉积物直接埋藏进入地表之下,接受埋藏成岩环境的改造^[2]。

因此,飞三段的岩性总体以灰岩为主,仅有少量云灰岩或灰云岩,基本没有纯的白云岩层。储层段岩性也全为灰岩,仅部分层段有很弱的云化现象,区内飞三段储层都只和溶蚀作用有关,这和临近的普光地

区有很大的差别。究其原因:普光地区飞三段鲕滩为台缘滩,能量高,堆积快,早期的溶蚀作用和白云化作用对鲕滩影响极大,形成了厚度极大的鲕粒云岩储层^[6]。而通南巴地区飞三段处于开阔台地环境,区内鲕滩主要为台内滩。成滩能量小,堆积慢,暴露时间短,水体盐度较为正常,因而基本无白云化现象,因此造成本区储层性能整体较差。

4.2 原生孔隙消失殆尽,溶蚀作用成为飞三段储层形成的关键因素

飞仙关组鲕滩储层主要受沉积环境、成岩作用及构造作用等因素的共同影响。沉积环境决定了沉积相、沉积微相的类型,即决定了主力储层鲕滩相的发育与否;而相对海平面的升降变化决定了滩体是否暴露和遭受淡水淋滤溶蚀、白云化及溶蚀作用;成岩作用决定了孔隙的演化和发展;构造作用则产生了裂缝并改善储层的储渗条件,联合成岩作用使储层最终形成^[7]。总观对储层孔隙发育产生影响的各种因素,溶蚀作用对飞三段储层孔隙的形成贡献最大(图5)。

溶蚀作用是飞仙关组储层形成的关键因素^[8],但各期溶蚀作用对储层的影响是不一样的。同生期的溶蚀作用与大气淡水有关,发生在鲕粒滩中,以形成铸模孔、粒内溶孔为主,溶蚀强度较大,经岩心和薄片观察统计,这是区内飞三段最主要的孔隙类型。

埋藏阶段的溶蚀作用与有机质成熟产生的有机酸性水有关,它主要发生在台地边缘鲕滩中,从台地边缘向台地内部溶蚀作用有逐渐降低的趋势^[9]。该期溶蚀作用以形成粒间溶孔为主,次为粒内溶孔和晶间溶孔。溶蚀强度小,充填程度高,保存孔隙少。

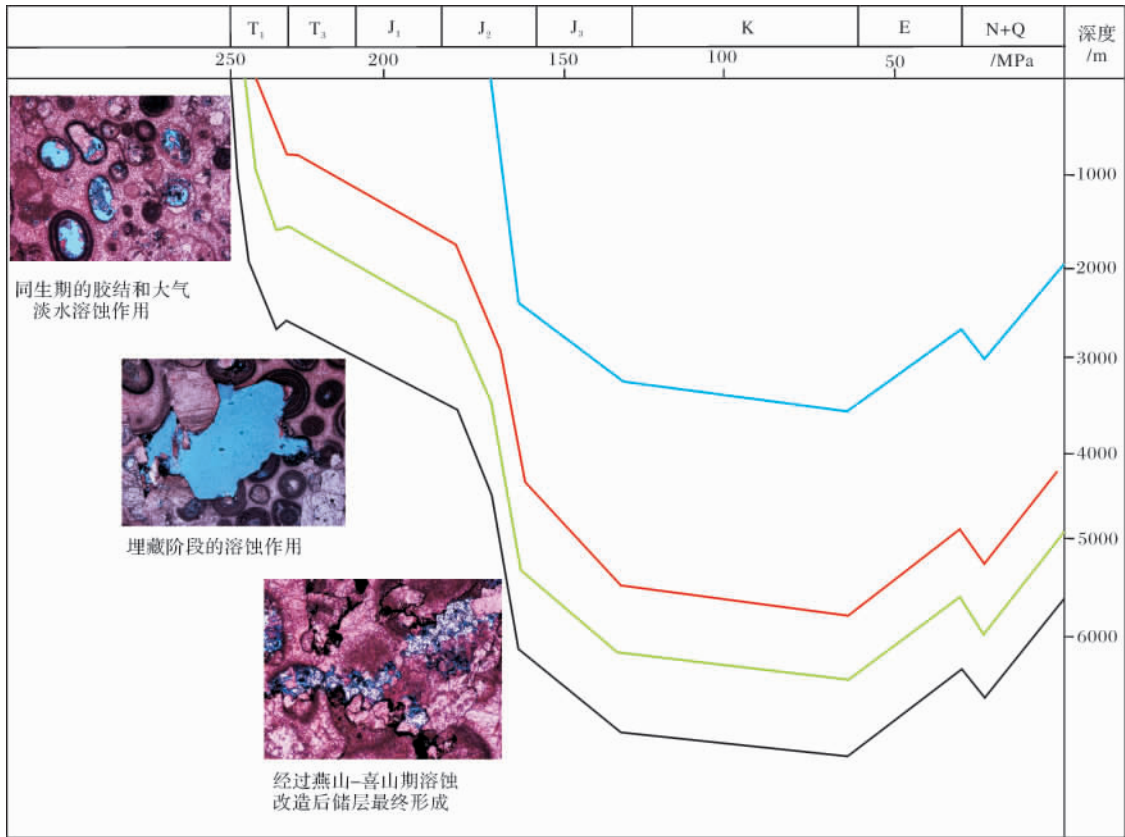


图 5 通南巴地区飞三段鲕粒滩储层演化模式图(据西南石油地质局资料修改)

Fig. 5 Evolution pattern of T_1^3 oolitic shoal reservoir , Tongnanba area
(modified from the data of Bureau of Westsouth Petroleum Geology)

构造抬升期的溶蚀作用与构造运动造成富含 H_2S 的地下水重新分布和调整有关,溶蚀作用发生的部位与沉积相带无关而与局部构造有关,主要发生在裂缝附近,形成的孔隙主要是溶蚀缝、洞。溶蚀强度较低,充填程度较高,基本被中—粗晶方解石、白云石、石英以及渗流粘土等完全充填。因此,构造抬升期的溶蚀作用对储层的储集性贡献不大,但局部地方有效裂缝的保存对改善储层的渗透性起了极为重要的作用。

4.3 无 TSR 反应,破坏性成岩作用相对增强,储层无法得到改善

烃类侵入与碳酸盐储层发育的关系一直是石油地质家讨论的热点之一,多数学者认为烃类侵入储层后能够阻滞石英的次生加大、抑制伊利石生长和粘土矿物的转化等。而且无机成岩作用随烃类侵位而终止^[10]。但也有学者研究发现,石油注入以后成岩作用仍在继续,石英的胶结作用仍可发生,并不能阻滞石英的次生加大^[11],但是石英的加大和钾长石的钠长石化作用速率减弱。近年来随着深部含烃储层研

究的深入和勘探实践,发现烃类注入到油藏中以后不仅改变了原流体的性质,而且烃类本身还是弱还原剂,有可能直接或间接地参与到矿物的成岩作用之中,流体与岩石之间发生相互作用(烃类—水—岩石相互作用),从而导致储层孔隙度、渗透率和原油物性的变化^[12];多数情况下,抑制了成岩作用,有利于原生孔隙的保存,并可以促进次生孔隙的发育,因此埋藏有机酸性流体的溶蚀作用对油气储层的建设起着十分重要的作用^[13]。

TSR(硫酸盐热化学还原反应)是热动力驱动下烃类和硫酸盐之间的化学反应,是指烃类在高温下将硫酸盐矿物还原生成 H_2S 、 CO_2 等酸性气体的过程,它是高含硫化氢天然气形成的重要机制^[14]。由于硫化氢的形成需要三个基本条件,即充足的烃类、储层经历过较高的温度(TSR 在高温驱动下才能发生)和储层中发育有薄层膏质岩类(为 TSR 发生提供 SO_4^{2-})^[15],所以在含蒸发岩的碳酸盐岩储层中容易形成 H_2S 。但是如果蒸发岩含量太高,储层孔渗性变

差, 烃类和硫酸盐岩接触的空间很少, 或者烃类不能进入储集层, 也就不会形成大量 H_2S 。另外, 储层要经历过 $120^\circ C$ 以上的高温条件, 这是 TSR 发生反应的热动力条件^[14]。这就要求储层埋藏达到一定的深度。TSR 发生条件的苛刻性表明, 高含硫化氢天然气只能形成于特定岩性组合的储集空间中。

在四川盆地二、三叠系, 高含硫天然气是烃类在储层中与硫酸盐岩热化学反应 (TSR) 形成的, 在 H_2S 形成过程中, 随着膏质岩类的溶蚀, 使储层孔隙得到改善, 而 TSR 产生的 H_2S 等酸性气体具有强烈的腐蚀性, 对深部碳酸盐岩储层进行溶蚀和改造, 促进了高孔高渗优质储层的形成, 是高含硫优质储层形成的关键因素。在前人的研究中, 川东北地区, 尤其是普光地区, 飞三段储层中广泛观察到沥青侵位现象, 进而在古油藏中烃的热演化过程中产生的含有机酸的孔隙水及后期形成的 H_2S 都对储层有很强的溶蚀作用 (TSR), 导致其次生孔隙十分发育, 为形成特大气藏提供了必须的储集空间^[16]。

而在通南巴地区的薄片资料中, 未观察到一例沥青侵位, 说明当时液态烃并未运移到飞三段储层内, 可能系飞三段储层与烃源岩之间没有好的运移通道所致, 没有烃类的注入, 研究区的破坏性成岩作用相对加强, 导致原生孔隙基本消失殆尽。另外从 TSR 发生的三个必要条件看, 通南巴地区缺少液体烃类注入, 气态烃类有无侵入目前无法证明, 与普光地区相比这个条件不满足, 普光地区主要就是液态烃类和膏岩层发生反应, 普光地区储层的孔洞内发现了大量的沥青; 从发生 TSR 反应的温度条件来看, 该地区飞三段埋深达到 5 000 m, 流体包裹体反映温度已经超过了发生 TSR 反应的最低温度, 说明这个条件是满足的; 从目前钻井及录井资料看, 通南巴地区膏岩层不发育, 也就是说不满足发生 TSR 反应的第三个条件, 因此总体上看, 研究区不能满足发生 TSR 的必要条件, 这使得后期热演化阶段的 TSR 反应无法产生, 因此不能产生 H_2S 等具有强腐蚀性的酸性气体, 导致与 H_2S 有关的溶蚀作用不发育, 从而使其储层物性较差, 远远弱于普光地区。

5 结论

通南巴地区在飞三段储层岩性主要为颗粒灰岩与泥微晶灰岩, 夹少量的白云岩。物性较差, 属于低孔低渗储层。储集空间以铸模孔、粒内溶孔和晶间溶孔为主, 次为晶间孔和各种微裂缝。孔隙结构为小孔

中喉型。按照四川盆地碳酸盐岩储层评价标准的分类, 储层以 III 类为主, 偶有 II 类储层, 总体看, 该地区储层发育较差。

飞三段储层的主要成岩作用类型可分为两大类, (1) 破坏性成岩作用, 如压实、压溶、胶结、充填等作用; (2) 建设性成岩作用, 如溶蚀、构造破裂、泥晶化、白云石化作用等。现今飞三段储层的储集空间是破坏性成岩作用和建设性成岩作用长期相互影响的结果。

通过成岩作用类型、演化序列及其对储层物性的影响分析, 结合与邻区普光气田对比分析, 对通南巴地区的储层成因机制进行了深入讨论。分析认为, 通南巴地区储层形成的主要控制因素有以下三个方面: (1) 由于沉积成岩环境的限制, 白云化作用非常微弱, 基本不发育白云岩储层, 这导致本区储层较差; (2) 由于原生孔隙基本消失殆尽, 溶蚀作用成为飞三段储层形成的关键因素, 同生期的溶蚀作用在各期溶蚀作用中占主导地位; (3) 由于在中—深埋藏阶段没有烃类注入, 飞三段储层基本无 TSR 反应, 破坏性成岩作用相对增强, 储层无法得到改善。

参考文献 (References)

- 季玉新, 魏修成, 刘春园, 等. 川东北通江—南江—巴中地区嘉陵江组二段白云岩储层预测研究[J]. 地质学报, 2008, 82(3): 353-359 [Ji Yuxin, Wei Xiucheng, Liu Chunyuan, et al. Dolomite reservoir prediction in the Jialingjiang No. 2 Member of the Tongnanba area, Northeast of the Sichuan Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(3): 353-359]
- 牟传龙, 马永生, 谭钦银, 等. 四川通江—南江—巴中地区长兴组—飞仙关组沉积模式[J]. 地质学报, 2007, 81(6): 820-826 [Mou Chuanlong, Ma Yongsheng, Tan Qinyin, et al. Sedimentary model of the Changxing-Feixianguan Formations in the Tongjiang-Nanjiang-Bazhong Area, Sichuan basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(6): 820-826]
- 何莹, 郭旭升, 张克银, 等. 川东北飞仙关组优质储层形成研究[J]. 天然气工业, 2007, 27(1): 12-16 [He Ying, Guo Xusheng, Zhang Keyin, et al. Diagenesis of excellent reservoirs in Feixianguan Formation in Northeastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(1): 12-16]
- 杨威, 魏国齐, 金惠, 等. 川东北飞仙关组鲕滩储层成岩作用和孔隙演化[J]. 中国地质, 2007, 34(5): 822-828. [Yang Wei, Wei Guoqi, Jin Hui, et al. Diagenesis and pore evolution of the oolitic shoal reservoir in the Feixianguan Formation in northeastern Sichuan [J]. Geology in China, 2007, 34(5): 822-828]
- 朱筱敏. 沉积岩石[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 163-177, 202-210 [Zhu Xiaomin. Sedimentary Petrology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 163-177, 202-210]

- 6 张艳平,任利剑,胥中义. 川东北普光地区飞仙关组沉积特征[J]. 内蒙古石油化工, 2008, (17): 145-148 [Zhang Yanping, Ren Lijian, Xu Zhongyi. Sedimentary features of Feixianguan Formation in Puguang area, Northeastern Sichuan Basin [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2008, (17): 145-148]
- 7 蓝贵,朱永刚,张豫,等. 川西北部飞三段鲕粒灰岩孔隙演化及储层特征[J]. 天然气工业, 2004, 23(S1): 20-23 [Lan Gui, Zhu Yonggang, Zhang Yu, et al. Pore evolution and reservoir characteristics of T_1f^3 oolitic limestones in the north part of West Sichuan [J]. Natural Gas Industry, 2004, 23(S1): 20-23]
- 8 曾德铭,王兴志,王思仪. 溶蚀在川东北飞仙关组储层演化中的意义[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(1): 15-18 [Zeng Deming, Wang Xingzhi, Wang Siyi. The significance of dissolution in the development and evolution of reservoir in Feixianguan Formation in the Northeast Sichuan Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(1): 15-18]
- 9 曾伟,黄先平,杨雨,等. 川东北地区飞仙关组储层中的埋藏溶蚀作用[J]. 天然气工业, 2006, 26(11): 4-6 [Zeng Wei, Huang Xianping, Yang Yu, et al. Burial dissolution of Feixianguan Formation reservoirs in Northeast Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(11): 4-6]
- 10 Barth T, Bjorlykke K. Organic acids from source rock maturation: generation potentials, transport mechanisms and relevance for mineral diagenesis [J]. Applied Geochemistry, 1993, (8): 325-337
- 11 Surdam R C, Crossey L J, Gowan M. Redox reactions involving hydrocarbons and mineral oxidants: A mechanism for significant porosity enhancement in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(9): 1509-1518
- 12 Saigal G C, Bjorlykke K, Larter S. The effects of oil emplacement diagenetic processes examples from the Fulmar reservoir sandstones [J]. Central North Sea [J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(7): 1024-1032
- 13 朱光有,张水昌,梁英波,等. TSR对深部碳酸盐岩储层的溶蚀改造—四川盆地深部碳酸盐岩优质储层形成的重要方式[J]. 岩石学报, 2006, 22(8): 2182-2194 [Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Liang Yingbo, et al. Dissolution and alteration of the deep carbonate reservoirs by TSR: an important type of deep-buried high-quality carbonate reservoirs in Sichuan basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2006, 22(8): 2182-2194]
- 14 Worden R H, Smalley P C, Oxtoby N H. Gas Sourcing by thermochemical sulfate reduction at 140°C [J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(6): 854-863
- 15 朱光有,张水昌,马永生,等. TSR(H_2S)对石油天然气工业的积极作用研究—— H_2S 的形成过程促进储层次生孔隙的发育[J]. 地学前缘, 2006, 13(3): 141-149 [Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Ma Yongsheng, et al. Effectiveness of thermochemical sulfate reduction on oil and gas industry: H_2S formation accelerating development of the secondary pores in reservoirs [J]. Earth Science Frontiers, 2006, 13(3): 141-149]
- 16 朱光有,张水昌,梁英波,等. 四川盆地高含 H_2S 天然气的分布与TSR成因证据[J]. 地质学报, 2006, 80(8): 1208-1218 [Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Liang Yingbo, et al. Distribution of high H_2S -bearing natural gas and evidence of TSR Origin in the Sichuan Basin [J]. Acta Geological Sinica, 2006, 80(8): 1208-1218]

Discussion on T_1f^3 Reservoir Formation Mechanism, Tongnanba Area

DUAN Xin-guo¹ LI Ying¹ LI Zhong-quan¹ WANG Hong-hui¹

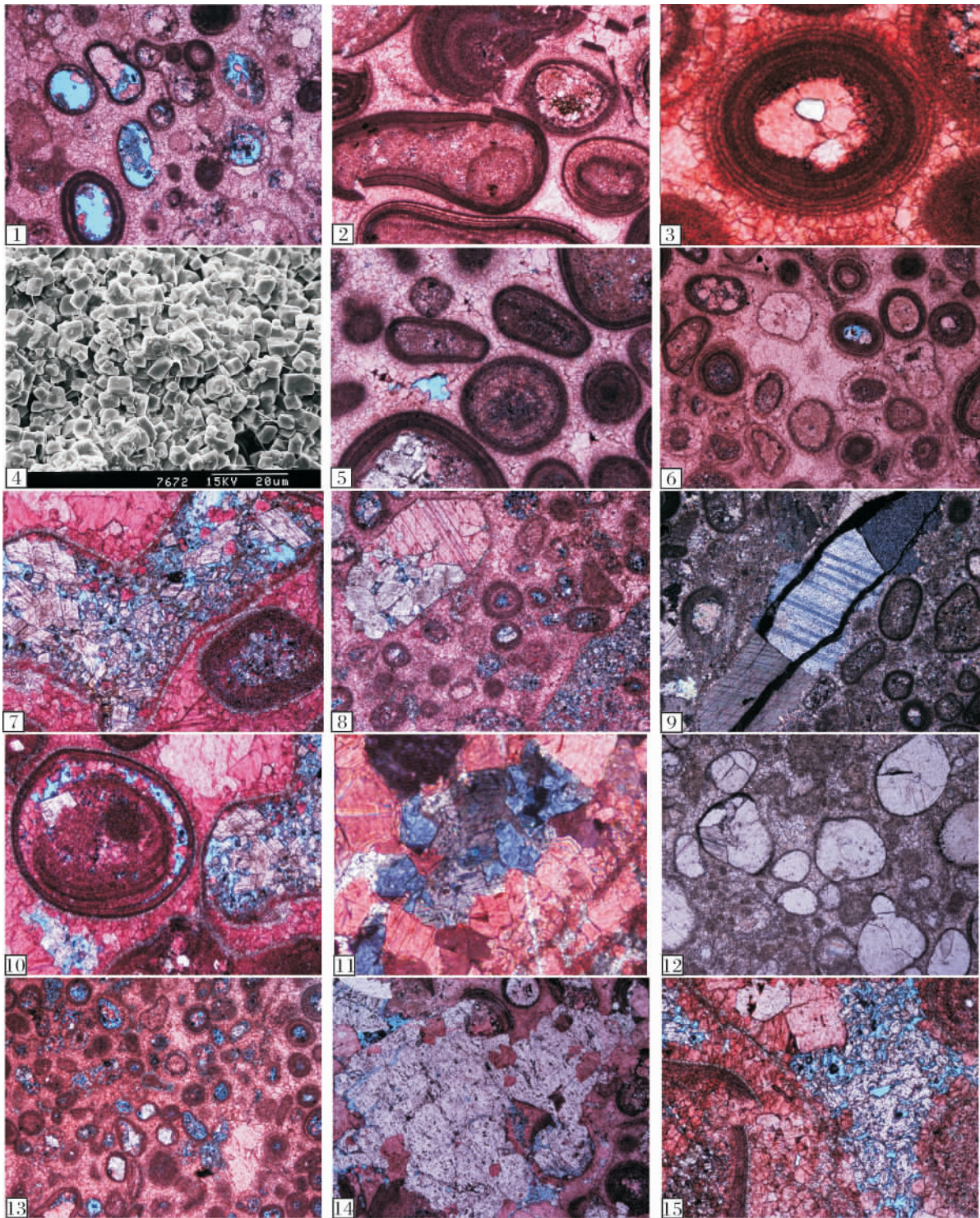
LI Zhong-dong¹ LI De-min¹ HU Yong-zhang²

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059;

2 Engineering Technology Institute of Southwest Petroleum Branch, SINOPEC, Deyang Sichuan 618000)

Abstract T_1f^3 reservoir in Tongnanba area obtain industrial gasflow in recent years, reservoir pressure are high, reservoir lithology mainly is grainstone and mud microcrystalline limestone, physical properties is bad. Reservoir space mainly are oolimolds, dissolve inside grainmold hole and dissolve pore. There are big changes in transverse, and significant different in longitudinal. Generally, reservoir development poor in tongnanba area. In this article, the author deeply discussed the reservoir forming mechanism of T_1f^3 reservoir in tongnanba area through the analysis of the diagenesis types and its influence to the porosity evolution, diagenetic evolution sequence, and contrast to which in Puguang gas field. According to the research there are three factors which control the forming of T_1f^3 reservoir. Firstly: Dolomitization is very weak because of the limitation of the sedimentary and diagenetic environment, so the dolomite reservoir do not develop, which lead to the poor reservoir develop; Secondly: Primary pore disappeared basically, dissolution become the key factor to the forming of T_1f^3 reservoir, syn-sedimentary dissolution are dominant among dissolution in all stages; Thirdly: There are not TSR reaction in T_1f^3 reservoir because of the hydrocarbon injection did not happen during the middle-deep burial stage. So the destructive diagenesis enhancement relatively can not influence reservoir quality.

Keywords Tongnanba area; reservoir formation mechanism; dolomitization; dissolution; TSR



图版 I 说明: 1. HB1 $10 \times 4(-)$ 4959.4 m 颗粒边缘泥晶化形成泥晶套(海底成岩环境)颗粒溶蚀后形成铸模孔和粒内溶孔(同生期暴露溶蚀); 2. HB2 $10 \times 4(-)$ 5109.76 m 第一期纤柱状方解石等厚环边胶结(海底成岩环境)。可见鲕粒受挤破裂; 3. HB1 $10 \times 10(-)$ 4962.35 m 颗粒边缘隐约可见的纤柱状方解石一世代(海底成岩环境)。粒内方解石包裹萤石; 4. HB2 5108.06 m 鲕粒表面观察生长在鲕粒表面的泥微晶等轴粒状方解石(大气渗流带); 5. HB2 $10 \times 4(-)$ 5106.85 m 第二期方解石胶结等厚环边胶结(海水潜流带), 见残余粒间孔; 6. HB2 $10 \times 10(-)$ 5105 m 第一期纤柱状方解石等厚环边胶结, 第二期马牙状方解石环边胶结, 第三期细晶方解石胶结(浅埋环境)见交代残余; 7. HB1 $10 \times 10(-)$ 4962.98 m 粒内溶孔中少量第一期粉晶方解石充填物粉晶白云石为两期: 1). 细粉晶白云石; 2). 粗粉晶白云石; 8. HB1 $10 \times 10(-)$ 4961.46 m 第二期方解石, 第二期白云石充填粒内溶孔, 并交代方解石; 9. 河坝 2 $10 \times 4(-)$ 5102.15 m 第三期方解石充填, 粗晶方解石充填构造缝; 10. HB1 $10 \times 4(-)$ 4962.98 m 粒内、粒间溶孔被充填, 粒内溶孔第一期粉晶粒状方解充填, 二期白云石充填: 1). 细粉晶白云石, 2). 粗粉晶白云石; 11. HB2 $10 \times 20(+)$ 5091.7 m 粒间溶孔被多种自生矿物充填: 1). 第二期方解石, 2). 天青石 3). 第三期异形白云石; 12. 马 1 $10 \times 4(-)$ 4770.35 m 亮晶双数鲕粒砂页岩鲕粒重结晶成单晶鲕或多晶鲕; 13. HB1 $10 \times 4(-)$ 4961.46 m 亮晶鲕粒灰岩, 铸模孔、粒内溶孔发育, 同生期溶蚀; 14. HB2 $10 \times 4(-)$ 5107.26 m 铁白云石充填小溶洞并交代周边的方解石胶结物及鲕粒, 埋藏期溶蚀, 之后铁白云石被溶蚀, 见分散的小的晶内溶孔; 15. HB1 $10 \times 10(-)$ 4962.98 m 粒间异形白云石被溶, 构造抬升期溶蚀