

鄂西渝东区建南气田及周缘志留系 致密砂岩储层评价

马登峰

(中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院)

摘要 鄂西渝东区建南气田及周缘志留系为一套海相致密碎屑岩沉积, 沉积厚度 1 000~1 450 m, 为南方海相地层的重要油气勘探层系之一。据对该区志留系砂岩储层野外露头剖面和岩心的观察以及薄片分析, 志留系砂岩主要岩石类型为富石英的长石石英砂岩和岩屑石英砂岩, 粒度以极细粒为主, 少部分为细粒, 成分成熟度和结构成熟度较高。储层类型主要为裂缝—孔隙型, 以Ⅲ类储层为主, Ⅰ类和Ⅱ类储层较少。孔隙的类型以次生粒间溶孔为主。

关键词 建南气田; 志留系; 致密砂岩; 砂岩储层; 储层评价

中图分类号: TE112.23 **文献标识码**: A

鄂西渝东区志留系在南方海相油气勘探中长期被作为烃源层和区域盖层研究的主要对象。2006 年在针对建南构造下组合进行钻探时, 发现在志留系各组均有气层分布, 其中对中志留统韩家店组进行中途测试时曾获得工业气流, 由此志留系成了本区重要的油气勘探层系之一, 但前人对本区志留系作为储层的研究甚少。本文在开展建南气田及周缘志留系研究的基础上, 试图通过对建南周缘露头区志留系砂岩储层的评价, 分析鄂西渝东区的志留系天然气勘探潜力, 这将对中上扬子区乃至中国南方志留系的储层评价和进一步勘探研究起到一定的指导作用。

1 储层岩石类型及特征

鄂西渝东区志留系主要为一套海相碎屑岩沉积, 自下而上分为下志留统龙马溪组、小河坝组和中志留统韩家店组, 沉积厚度 1 000~1 450 m, 岩性主要以泥页岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及粉砂岩为主。该区早志留世龙马溪期以浅海盆地相沉积环境为主, 在龙马溪组下部发育低位浊流扇—盆底扇沉积; 早志留世小河坝期以浅海陆棚相沉积环境为主, 在小河坝组下部发育浅海陆棚潮汐沙波沉积; 中志留世沉积水体变浅, 韩家店期为障壁海岸潮坪沉积环

境, 发育潮下带砂坪—潮间砂泥混合坪沉积。

志留系储层的岩石类型主要为砂岩和粉砂岩, 其次为泥质粉砂岩及钙质粉砂岩等。其中, 砂岩岩石类型有长石石英砂岩、岩屑石英砂岩、长石砂岩和岩屑长石砂岩(图1)。砂岩粒度以极细粒为主, 少部分为细粒, 大多数砂岩分选性较好。储层的埋藏压实及压溶作用强烈, 岩石固结致密。镜下颗粒以次棱状—次圆状为主^[1]; 颗粒间多呈线式接触或凸凹接触。胶结类型以孔隙式、薄膜—孔隙式为主, 部分呈孔隙—压嵌式胶结。岩石成分成熟度和结构成熟度相对较高, 而粉砂岩碎屑组分只有石英颗粒, 未见长石和岩屑。

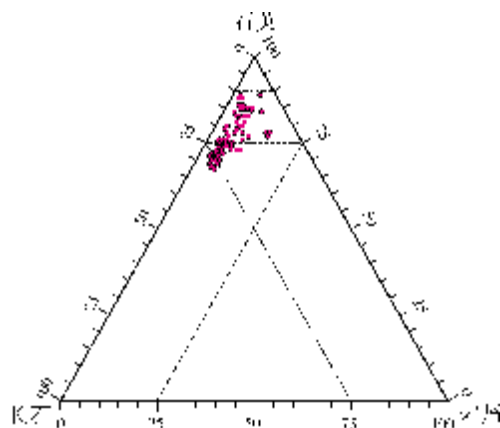


图1 研究区志留系砂岩组分分布图

收稿日期: 2010-05-16; 改回日期: 2010-06-08

马登峰: 1969年生, 高级工程师, 主要从事天然气地质研究。通讯地址: 433124 湖北省潜江市广华; 电话: (0728)6502656

龙马溪组(S_1l) 砂岩的主要岩石类型为长石石英砂岩,次为长石砂岩、岩屑长石砂岩。岩屑成分总体较低。岩石颗粒分选好、次圆状,凹凸及线接触,粒度以极细粒为主。碎屑组分中,石英含量67.5%~83%,平均75.6%,主要为多晶石英,少量单晶石英;长石含量9%~25%,平均17.0%,以钾长石为主,含量普遍较高,少量斜长石;岩屑含量3%~10%,平均5.6%,以变质岩岩屑和沉积岩岩屑为主,部分火成岩岩屑。胶结物平均含量2.64%,主要为氧化铁,可能由菱铁矿氧化而来。硅质胶结物均以石英颗粒次生加大边的形式产出,含量1%,分布不均。黏土质填隙物含量很少,其中水云母杂基1.0%~3.0%,绿泥石含量0.5%~3.0%。

小河坝组(S_2x) 砂岩主要岩石类型以长石石英砂岩为主,次为岩屑长石砂岩、长石砂岩、岩屑石英砂岩。岩石颗粒分选好,次圆状,线接触,粒度以极细粒为主。碎屑组分中,石英含量70%~89%,平均77.5%;长石含量9%~25%,平均15.9%,钾长石为主,含量普遍较高,少量斜长石;岩屑含量为2%~9%,平均4.7%,以变质岩岩屑为主,少量沉积岩岩屑。胶结物平均含量2.72%,主要为氧化铁和铁白云石。硅质胶结物均以石英颗粒次生加大边的形式产出,含量1.0%~2.0%,分布不均。黏土质填隙物含量很少,其中水云母杂基0.5%~3.0%,沿颗粒边界生长或充填粒间,绿泥石含量0.5%~2.0%。

韩家店组(S_2h) 砂岩主要岩石类型以岩屑石英砂岩占绝对优势,少量长石石英砂岩。岩石颗粒分选好,次棱状—次圆状及次圆状,点—线接触及线—凹凸接触,粒度以极细粒为主。碎屑组分中,石英含量为77%~89%,平均82.7%;长石含量为3%~12%,平均6.4%,钾长石为主,少量斜长石;岩屑含

量4%~15%,平均9.2%,以沉积岩岩屑和变质岩岩屑为主。胶结物平均含量5.65%,主要为铁白云石和氧化铁,铁白云石充填于粒间孔中,常见交代颗粒边缘。硅质胶结物以石英颗粒次生加大边的形式产出,含量1%~3%,分布较普遍。黏土质填隙物含量很少,其中水云母杂基1.0%~3.0%,沿颗粒边界生长或充填粒间,绿泥石含量0.5%~1%。

2 储层物性特征

根据鄂西渝东区建南气田以及周缘冷水溪露头剖面 and 建深1井岩心中志留系141块储层样品的统计,龙马溪组储层平均孔隙度为4.31%,频率主峰为1%~4%,以2%作为有效储层界限,大于2%的样品占样品总数的82.5%(图2a);平均渗透率为 $0.031 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,频率主峰为 $(0.005 \sim 0.02) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,且峰顶较尖,渗透率在 $(0.005 \sim 0.02) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占样品总数的60.34%(图2b)。小河坝组储层平均孔隙度为2.69%,频率主峰为1%~4%;平均渗透率为 $0.056 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,频率主峰为 $(0.005 \sim 0.02) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。韩家店组储层平均孔隙度为2.37%,频率主峰为1%~3%;平均渗透率为 $0.050 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,频率主峰为 $(0.005 \sim 0.02) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。按照王允诚^[2]等的标准,志留系龙马溪组、小河坝组、韩家店组储层均属特低孔特低渗的致密砂岩储层。总体上龙马溪组和小河坝组的储层物性好于韩家店组。

3 储层孔隙类型及结构特征

3.1 孔隙类型

薄片、铸体薄片及扫描电镜观察表明(图3),研究区砂岩发育多种孔隙类型,以次生孔隙为主,原生

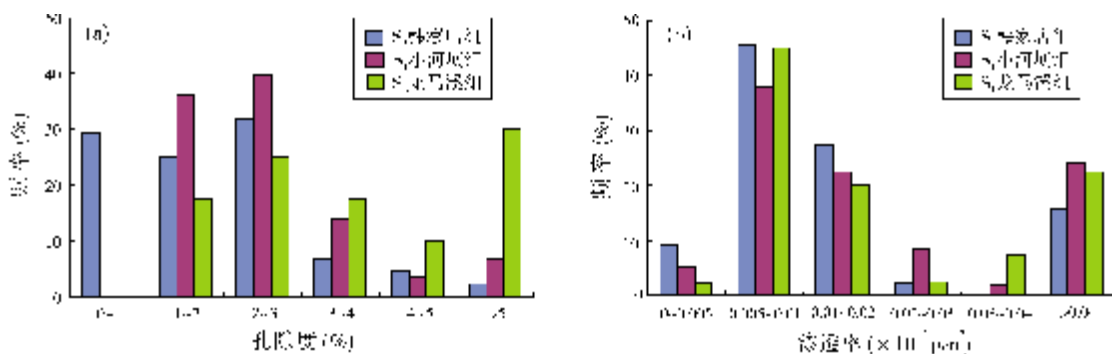


图2 研究区志留系砂岩孔隙度(a)与渗透率(b)分布

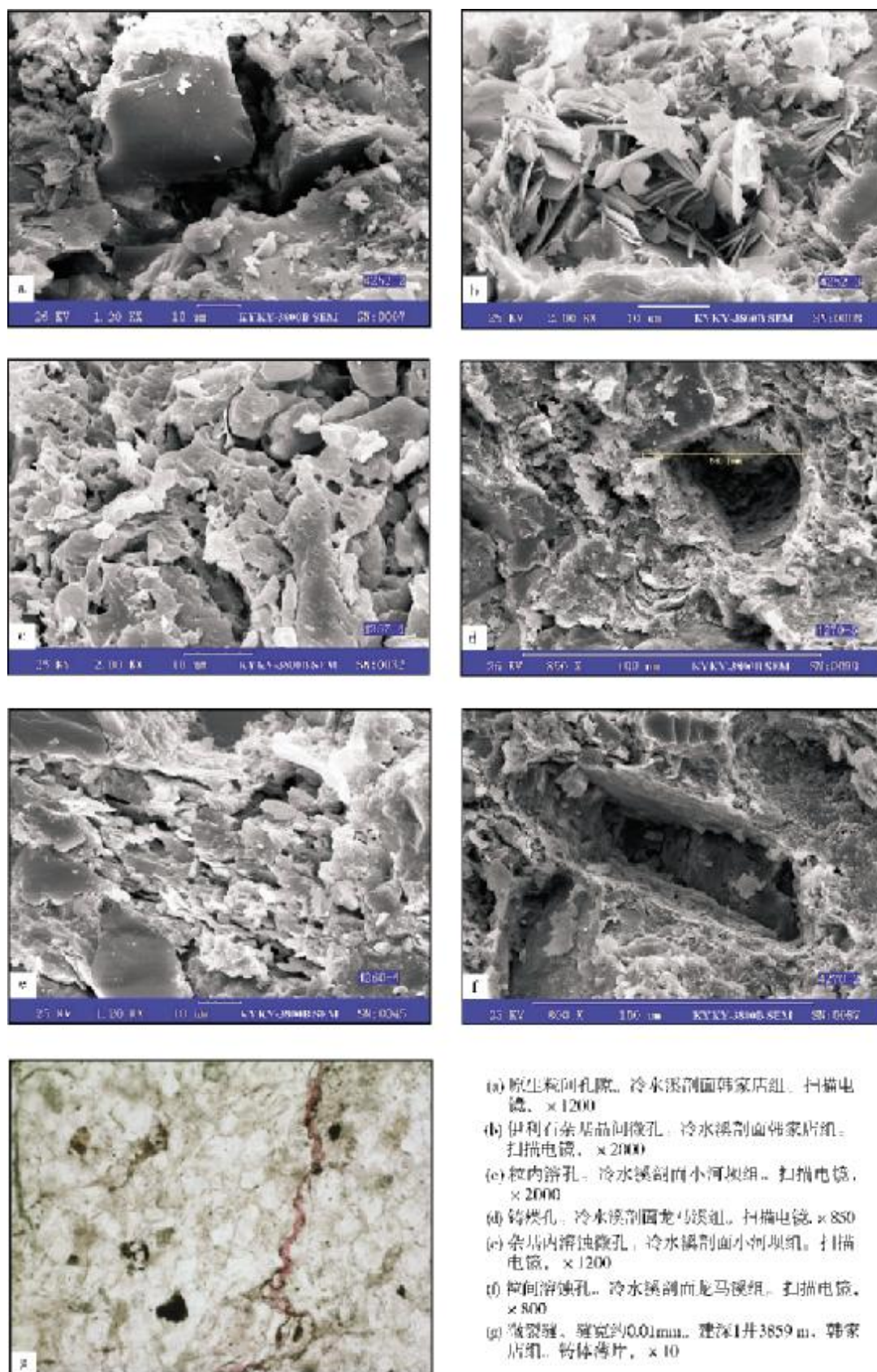


图3 研究区志留系储层孔隙类型与特征

孔隙极少。按照孔隙成因和孔隙分布的位置关系,可分为原生粒间孔、粒内溶孔、铸模孔、填隙物内溶孔、粒间溶孔及构造裂隙裂缝等多种类型。其中,粒间溶孔最为发育,铸模孔、粒内溶孔次之,原生粒间孔少见。

3.1.1 原生孔隙

原生孔隙包括颗粒支撑的岩石中的原生粒间孔(图 3a)和杂基中的晶间微孔(图 3b),一般而言,原生粒间孔隙是碎屑岩储层中一种很重要的孔隙类型,但由于本研究区志留系碎屑颗粒粒间普遍被泥质、碳酸盐质等充填,且压实作用强烈,故原生孔隙极不发育。

3.1.2 次生孔隙

次生孔隙是成岩过程中岩石组分经溶蚀、重结晶等成岩作用改造而形成的孔隙,此类孔隙的丰度、大小与分布受控于各成岩阶段的溶蚀作用。本研究区志留系次生孔隙有粒内溶孔、铸模孔、杂基内溶蚀微孔等三类。

粒内溶孔(图 3c) 长石、岩屑、石英等颗粒内部被溶蚀形成的孔隙空间,常呈蜂窝状、残渣状或串珠状。主要是长石、岩屑颗粒易发生溶蚀作用而形成次生溶孔^[3],个别为石英内溶孔,该类孔隙形态不规则。根据铸体薄片观察,该类孔隙在志留系各组均少见,只占孔隙数的 0~14.29%。

铸模孔(图 3d) 碎屑颗粒、生物和晶体完全或几乎完全被溶蚀并保留原来颗粒形态的孔隙空间。研究区铸模孔多为长石和岩屑颗粒溶蚀而成,孔隙外缘常保留有一层铁质薄膜,一般小于孔隙数的 1%。

填隙物内溶孔(图 3e) 主要为胶结物溶蚀而形成的孔隙空间。

3.1.3 混合孔隙

混合孔隙(图 3f)是指在原生孔隙经过成岩作用改造后形成的孔隙,其丰度、大小与分布受沉积作用和成岩作用控制。该类孔隙在成因上介于原生孔隙和次生孔隙之间,是在原生孔隙存在的前提下叠加了成岩作用改造后形成的混合型孔隙类型。根据铸体薄片观察,溶蚀粒间孔在志留系各组最为发育,是最主要的孔隙类型,一般占孔隙数的 80%以上,最高可达 98%~100%。

3.1.4 构造缝

构造缝(图 3g)是岩石受构造力作用产生的裂缝孔隙。砂岩中裂缝较为次要,但如果沿裂缝发生较强烈的溶蚀作用,这对提高岩石的渗透率具有重要意义。本区志留系构造缝比较发育,对储集性能影响较大。扫描电镜下常见张开微裂缝,缝宽以小于 0.01 mm 的为主,裂缝在延伸方向有分叉现象,这与砂粒无明显定向分布有关系,两壁未见有明显的溶蚀现象。

3.2 孔隙结构特征

3.2.1 排驱压力

志留系各层排驱压力值一般较高,如龙马溪组平均为 7.07 MPa,小河坝组平均为 5.96 MPa,韩家店组平均为 10.51 MPa,表明本区志留系储层渗透性总体较差。

3.2.2 饱和度中值压力(P_{c50})

大部分样品最大进汞饱和度小于 40%,仅有 7 块样品的最大进汞饱和度大于 50%。龙马溪组的 P_{c50} 为 26.42 MPa (1 块样品),小河坝组的平均值为 25.57 MPa,韩家店组未测到 P_{c50} 值。

3.2.3 孔喉半径

中值孔喉半径 r_{50} 龙马溪组平均为 0.028 μm ,小河坝组平均为 0.035 μm 。龙马溪组与小河坝组的 r_{50} 值均较小,小河坝组相对较好。韩家店组未测到 r_{50} 值。

平均孔喉半径 龙马溪组为 0.432 μm ,小河坝组为 0.695 μm ,韩家店组为 0.027 μm 。龙马溪组和小河坝组的平均值相对较大。

最大孔喉半径 龙马溪组平均为 7.07 μm ,小河坝组平均为 10.15 μm ,韩家店组平均为 0.072 μm 。龙马溪组和小河坝组的平均值较大,主要是由裂缝因素造成的。

4 储层综合评价

4.1 储层类型

鄂西渝东区志留系砂岩储层物性特征及储集空间类型特征,表明志留系储层类型主要为裂缝—孔

隙型,对储层起贡献作用的大小主要是看裂缝和次生溶蚀孔洞的发育程度,而纯粹的孔隙性致密砂岩储层或单一裂缝性储层是不具商业价值的^[4]。

从志留系储层孔隙度—渗透率关系图(图4)中可以看出,孔隙和裂缝在储层中都有一定的地位。孔隙度 $\phi \leq 3\%$ 的区域,孔渗相关性差,孔隙度较低,但部分样品却有很高的渗透率,说明高渗透率储集空间主要是裂缝;而孔隙度 $\phi > 3\%$ 的区域,孔渗相关性较好,渗透率随孔隙度的增大而增大,说明储集空间主要为孔隙。

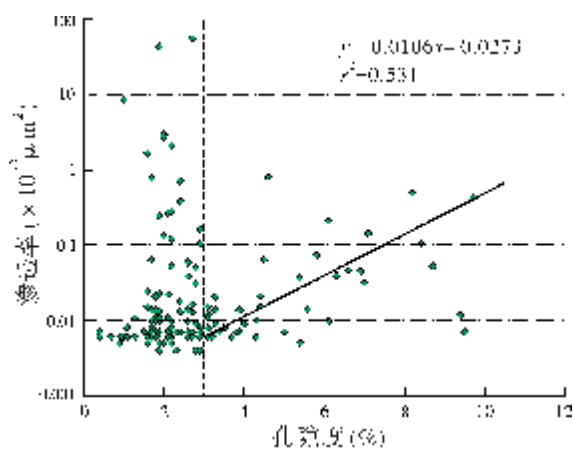


图4 研究区志留系储层孔隙度—渗透率关系

4.2 综合评价

根据本区志留系储层的实际情况,参考川西地区上三叠统须家河组致密砂岩储层评价分类方案^[5],结合压汞、气测显示及测井解释资料,综合拟定了本区

志留系致密砂岩储层的分类标准(表1),将储层分为四类:

I类储层 孔隙度和渗透率较高,孔隙度大于4%,渗透率大于 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;溶蚀作用和破裂作用发育;压汞参数反应物性相对较好,排驱压力小于5 MPa,普通压汞可获饱和度中值压力,中值压力一般小于20 MPa;喉道半径一般大于 $0.05 \mu\text{m}$,孔隙相对发育,连通性好,是本区最好储层。

II类储层 孔隙度和渗透率一般,孔隙度大于3%,渗透率大于 $0.009 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;溶蚀作用或破裂作用较发育;排驱压力5~8 MPa,普通压汞达不到饱和度中值压力,高压压汞可获饱和度中值压力,中值压力25~35 MPa;喉道半径 $0.03 \sim 0.05 \mu\text{m}$,孔隙较发育,连通性较好,为较好储层。

III类储层 孔隙度和渗透率均较低,孔隙度大于2%,渗透率大于 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;溶蚀作用或破裂作用不太发育;排驱压力大于8 MPa,高压压汞一般达不到饱和度中值压力,中值压力大于35 MPa;喉道半径小于 $0.03 \mu\text{m}$,孔隙发育较差,连通性较差,为较差储层。

IV类储层 孔隙度和渗透率均很低,孔隙度小于2%,渗透率小于 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;溶蚀作用和破裂作用都不发育;排驱压力大于8 MPa,高压压汞无法达到饱和度中值压力,中值压力大于35 MPa;喉道半径小于 $0.03 \mu\text{m}$,孔隙发育差,连通性差,一般情况下难以成为储层,但在局部裂缝发育带可以提供渗流通道的前提下可成为有效储层。

从总体上看,研究区志留系储层以III类为主,而I类、II类储层较少。

表1 鄂西渝东区志留系储集层分类标准

指 标	储 层 类 型			
	I类	II类	III类	IV类
孔隙度(%)	>4	>3	>2	≤ 2
渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	>0.04	>0.009	>0.005	≤ 0.005
喉道半径(μm)	>0.05	0.03~0.05	<0.03	<0.03
普通压汞	达到饱和度中值	未获饱和度中值	未获饱和度中值	未获饱和度中值
高压压汞	达到饱和度中值	达到饱和度中值	未获饱和度中值	未获饱和度中值
溶蚀作用	较强	一般	不发育	不发育
气测显示	活跃	活跃	活跃	微弱
测井解释	气层—差气层	差气层	差气层—含气层	干层

5 结 论

(1)研究区志留系砂岩储层岩性主要为富石英的长石石英砂岩和岩屑石英砂岩,砂岩粒级以极细粒为主,少量为细粒,具成分成熟度高、结构成熟度高的特点。

(2)储集层孔隙类型以粒间溶孔为主。孔隙度平均值的分布范围为2.37%~4.31%,渗透率平均值的分布范围为 $(0.031\sim0.056)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,属特低孔特低渗致密性砂岩储层。

(3)储层类型主要为裂缝—孔隙型,以Ⅲ类储层为主,Ⅰ类、Ⅱ类储层较少。

参 考 文 献

- [1] 张惠良,王招明,张荣虎,等. 柯坪地区下志留统储层性质及控制因素[J]. 海相油气地质,2005,10(2):23-30.
- [2] 王允诚,孔金祥,李海平,等. 气藏地质[M]. 北京:石油工业出版社,2004.
- [3] 吕正祥. 川西孝泉构造上三叠统超致密储层演化特征[J]. 成都理工大学学报:自然科学版,2005,32(1):22-26.
- [4] 葛祥,张筠,吴见萌. 川西须家河组致密碎屑岩裂缝与储层评价[J]. 测井技术,2007,31(3):211-215.
- [5] 胡明毅,李士祥,魏国齐,等. 川西前陆盆地上三叠统须家河组致密砂岩储层评价[J]. 天然气地球科学,2006,17(4):456-458.

编辑:赵国宪

Evaluation of Silurian Tight Sandstone Reservoir in Jiannan Gas Field Area, West Hubei-East Chongqing

Ma Dengfeng

Abstract: There is a set of marine Silurian tight clastic rock with sedimentary thickness of 1000~1450m in Jiannan Gas Field and its surrounding area in west Hubei-east Chongqing. It is the important formation for oil and gas exploration in southern China. Observation of field outcrop, description of core samples and analysis of (cast) thin-sections indicate that the Silurian reservoir rock commonly consists of very fine grained feldspathic quartzose sandstone and lithic quartzose sandstone with abundant quartz which has a relatively high maturity in composition and texture. The reservoirs are mostly of Type III and less of the Type I and Type II with low porosity and low permeability. Secondary intergranular dissolved pores are the common type of porosity.

Key words: Silurian; Tight sandstone; Sandstone reservoir; Reservoir evaluation; Jiannan Gas Field
Ma Dengfeng: male, Senior geologist. Add: Exploration and Development Research Institute of SINOPEC Jiangnan Oil Field Cop., Guanghua, Qianjiang, Hubei, 433124 China