

文章编号:1673-8217(2011)01-0028-04

川北地区二叠系生物礁储层特征研究

王琳,周文,何胡军

(成都理工大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室,四川成都 610059)

摘要:以川北地区二叠系长兴组储层110块物性样品、83块薄片样品以及22块压汞分析数据为基础,通过储层岩石学、储层物性、孔隙结构及储层控制因素等分析研究表明:长兴组生物礁储层主要岩性为生物碎屑灰岩、礁灰岩以及细粉晶白云岩;储集空间类型以次生的晶间孔、粒内溶孔、粒间溶孔以及裂缝为主;储层孔隙度主要介于2%~6%,渗透率主要介于 $(0.02\sim 0.25)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于低孔中—低渗储层;研究区主要为II类储层,其次为III和IV类储层。

关键词:储层特征;孔隙结构;储层评价;长兴组;川北

中图分类号:TE112.22

文献标识码:A

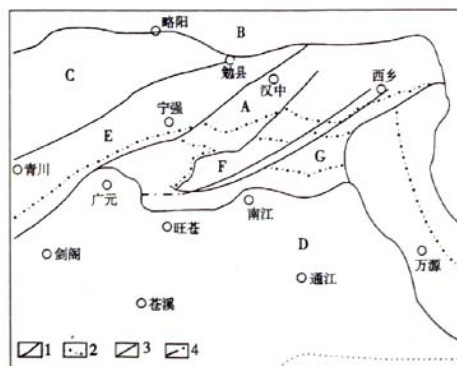
川北地区二叠系长兴组生物礁灰岩段,是上二叠统沉积的一套碳酸盐岩生物礁灰岩,厚度50~70 m,是川北地区重要的勘探目的层之一。前人对研究区长兴组生物礁灰岩段的沉积格局和沉积环境展布^[1-3]、生物礁气藏分布规律和成礁模式^[4-7]以及储层的发育情况^[8-10]等进行了详细研究,但对区内储层特征研究较少。因此,本文重点从储层的微观入手,依据大量铸体薄片、压汞资料和野外地质资料,综合评价生物礁灰岩特征。

1 区域地质概况

研究区位于扬子克拉通北缘,北为汉南—米仓山推覆构造和秦岭造山带,东有大巴山推覆构造带,西为龙门山推覆构造带,南为四川盆地。前人研究表明,本区经历过五大构造演化阶段,分别为结晶基底形成、褶皱基底形成、澄江期大陆裂谷、克拉通盆地演化和陆内盆山耦合—推覆构造(图1)。构造变形强烈,油气显示层系多,油气分布不规律。该区地层发育较为完整,仅缺失泥盆系。四川盆地上二叠统的沉积环境是在西南高、北东低的一个侵蚀平面上随海侵逐渐加大的过程发展起来的以碳酸盐缓坡为主体的沉积环境,主要发育潮坪相、台地边缘生物礁以及台地边缘滩相。

2 储集岩类型

据野外观察和采样分析,研究区主要储集岩类型为生物碎屑灰岩、礁灰岩和细—粉晶白云岩,其中细—粉晶白云岩形成较好储层。



1.一级构造单元界线;2.二级构造单元界线;3.断层;4.推测隐伏断层;
A.米仓山推覆构造带;B.秦岭造山带;C.松潘—甘孜造山带;
D.四川盆地;E.龙门山推覆构造带;F.光雾山推覆体;C.碑坝推覆体

图1 研究区构造格局略图

(1)生物碎屑灰岩:生屑颗粒包含有孔虫、腕足、棘皮、苔藓以及蜓等,含量为20%~60%。个体完整或破碎,分选、磨圆差,完整生物体腔孔内常被多期亮晶方解石完全充填,局部见示底构造,颗粒支撑,泥晶胶结。该类岩石面孔率较低。

(2)礁灰岩:发育在生物礁核部,造礁生物主要为海绵,次为苔藓虫,含量大约有35%~40%,附礁生物为腕足、腹足、棘皮类等,含量5%~15%。该类岩石骨架间充填物为暗灰色灰泥和生屑,生屑大小混杂、棱角明显,含量约15%。此类岩石孔隙不

收稿日期:2010-07-12;改回日期:2010-09-20

作者简介:王琳,1985年生,2008年毕业于成都理工大学地质系,在读硕士生,从事油气勘探及油气田开发地质方面的工作,研究方向为油气田开发地质。

发育,面孔率很低。

(3)细一粉晶白云岩:白云石晶体一般较为细小,且大小不一,晶粒在 $0.015\sim 0.06\text{ mm}$,大部分为半自形一它形晶。该岩石可含有生物碎屑,但由于后期的物理化学变化,生物种类很难识别。该类岩石易受溶蚀,可形成良好储层。

3 储集空间类型

通过岩石标本和铸体薄片鉴定,川北地区长兴组储集空间类型主要以次生的晶间孔、粒内溶孔、粒间溶孔为主,其次发育裂缝,主要包括构造裂缝和溶蚀缝。

(1)晶间(溶)孔:主要发育在细一粉晶白云岩中,孔径大小不一,形状多为不规则或多角状,孔径 $60\sim 190\ \mu\text{m}$ 。晶间孔的进一步溶蚀扩大形成晶间溶孔。面孔率平均达 4.3% ,晶间孔是本区最好的储集空间之一,具有这种储集空间类型储层样品渗透率往往较好。少量发育在灰岩中,且大部分为晶间微孔。

(2)粒内溶孔:主要发育在生屑灰岩中生物骨架被方解石充填的部分中,孔径大小不均,连通性较差,这类孔隙在长兴组的生屑灰岩中比较常见,但是面孔率普遍偏低。

(3)粒间溶孔:主要见于生物碎屑灰岩、晶粒云岩及砂屑云岩中,是颗粒间胶结物、基质被溶蚀扩大形成的孔隙,形状不规则,沿着裂缝发育的连通性较好,局部面孔率可达到 5% 以上。

(4)裂缝:本区发育构造裂缝和压溶缝两种。其中构造缝缝宽 $0.001\sim 0.70\text{ mm}$,呈平直状、尖灭状、交叉状展布,共发育两期,早期几乎被方解石、白云石及其他溶蚀残余物所充填,晚期被沥青、方解石所充填,少数未被充填;而压溶缝主要发育在白云岩中,呈弯曲状、锯齿状,宽度为 $0.001\sim 0.8\text{ mm}$,发育有两期缝合线,早期缝合线几乎被有机泥质和其他残余物充填,晚期缝合线多被沥青所充填,少量未充填。早期裂缝充填物由溶蚀作用形成大量溶蚀孔,为油气聚集提供了有利空间;而晚期裂缝为油气运移提供了通道。

此外,区内见少量的生物骨架孔隙,面孔率比较差。总之,该区白云岩中空隙发育且连通性较好,灰岩相对较差。

4 储集岩物性以及孔隙结构特征

4.1 储层物性特征

经对区内110块样品物性测试表明,该区储层孔隙度介于 $0.91\%\sim 19.59\%$,平均 4.12% ,其中以 $2\%\sim 6\%$ 为主,占总样品的 65% ;渗透率最小为 $0.0041\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,最大达 $1527.5364\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,其峰值分布在 $(0.02\sim 0.25)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,总体上表现出孔隙度较低,但渗透性一般的特点。

从样品的物性测试资料来看,长兴组孔隙度变化不大,但渗透率却成倍增大,具有低孔一中低渗储层。由图2可以看出,孔渗的相关性比较差,孔、渗分布比较凌乱,说明孔隙类型很不均匀,孔喉结构比较复杂;渗透率大于 $100\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的样品共7个,主要是由裂缝引起的。可见,本区储层起主要作用的不是喉道,而是溶蚀孔隙和裂缝。属裂缝一孔隙型储层或孔隙一裂缝型储层。

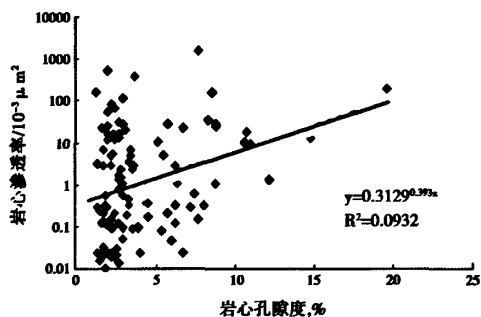


图2 长兴组孔渗关系拟合图

4.2 孔隙结构特征

对22个压汞样品的测试表明,其曲线形态可分为三种(图3):Ⅰ类受孔隙和裂缝双重孔隙介质影响,曲线的饱和度中值毛管压力均小于 1 MPa ,中值半径均大于 $1\ \mu\text{m}$,最小湿相饱和度小于 2% ,是本区最好储层的典型代表。Ⅱ类主要受基质孔隙影响,普遍发育很多微孔和细孔,孔喉分选较好,该储层饱和度中值和毛管压力高,储层整体孔渗性不好,孔隙结构较差。Ⅲ类介于Ⅰ类和Ⅱ类之间,饱和度中值毛管压力平均为 24.73 MPa ,中值半径平均 $0.0534\ \mu\text{m}$,最小湿相饱和度介平均 16.98% ,小孔喉数量中等,储层整体孔渗性一般,孔隙结构中中等。

据统计,Ⅰ型和Ⅱ型储集层主要发育在细粉晶白云岩中,分别占总样品的 14% 和 23% ;Ⅲ型储集层主要发育在砂屑白云岩和礁灰岩中,占总样品数的 63% 。总体上看,储层结构属于中等一差,因此决定了该区为低孔、中一低渗储层。

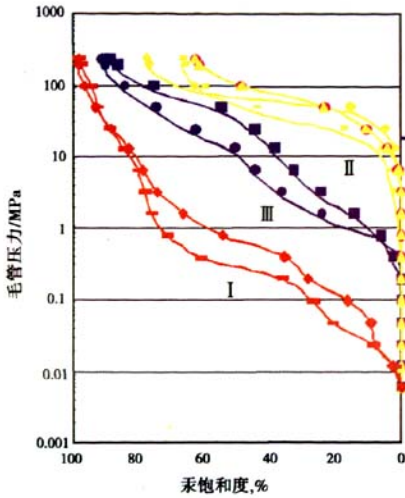


图3 长兴组孔渗关系拟合图

5 储层的控制因素及综合评价

5.1 储层的控制因素

川北地区储层的发育主要受沉积微相、成岩作用及后期构造活动的影响和控制,沉积作用影响着储层的大致展布,成岩作用和后期构造控制着储层的最终形态。

(1)就储层的储集岩性与其所处沉积相带而言,处于长兴组上部潮坪相发育的白云岩,次生溶蚀孔隙非常发育,成层分布,其平均孔隙度达7.06%,是该区最好的储层;而中下部的生物礁相发育生物(屑)灰岩和礁灰岩,平均孔隙度分别为2.52%和3.23%,其储层的性能就相对较差。上部潮坪相白云岩孔隙度明显高于中下部生物礁相发育的灰岩,可见沉积相对储层的发育起着很强的控制作用。

(2)白云石化和溶蚀作用是储层的主要建设性成岩作用^[11-13]。川北长兴组白云岩主要为准同生期淡水海水混合白云岩^[8],这类白云岩,自形成以来,仍然保持原来基本面貌,尽管成岩期间有少量的

重结晶和成岩白云石化的叠加。它的孔隙度一般能达到3%以上。因此白云石化是形成优质储层的基础之一,主要有以下几方面的原因:一方面,灰岩的白云岩化引起岩石体积缩小、孔隙度增加;另一方面,在深埋条件下白云石比方解石更易溶解,形成了大量晶间溶孔、溶蚀孔隙,使孔隙度大大提高;第三,白云岩比灰岩脆性大,因此更有利于形成裂缝。它不仅改善了储层渗流特征,也为流体的运移、溶蚀作用的产生提供了重要通道。因此,在储层中连片的孔隙性储层往往与白云岩化作用有关。该区的溶蚀作用主要为准同生期的溶蚀作用,具选择性溶蚀的特点,大量粒间溶孔、粒内溶孔以及铸模孔,少量铸模孔的底部常被粉砂充填,上部则被方解石充填,形成明显的示底构造。其次为埋藏溶蚀作用,主要是由地层水中的有机酸产生部分HCO⁻³,而形成微酸性环境,从而导致溶蚀作用得发生。

(3)构造裂缝作用是该区重要的储渗空间类型。由于燕山期、喜马拉雅期构造运动使岩石破裂相对比较强烈,不仅改善了储层的渗流性质,而且为溶蚀流体运移溶蚀、油气运移等提供了重要的通道作用。

5.2 储层的综合评价

根据川北地区储层特点、饱和度中值毛管压力、孔隙度、渗透率等参数,将该区生物礁储层进行分类评价,划分出了四类(表1)储集层。主要为II类储层,其次是III和IV类储层,I类储层则很少见。

(1)I类:好储集岩。储层主要发育在长兴组顶部潮坪相白云岩中,主要岩性为灰至浅灰色残余砂屑白云岩及细一粉晶白云岩;孔隙度大于10%,渗透率大 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,以溶蚀孔、粒间孔、裂缝为主,大孔中喉型为主。毛管压力曲线表现为粗一中歪度,分选中等,储集性好。

(2)II类:较好储集岩。储层主要发育在长兴组上部潮坪相白云岩中。岩性为灰、浅灰、深灰色灰质白云岩、砂屑白云岩、含生物碎屑灰质白云岩等,孔

表1 川北地区二叠系长兴组生物礁储层分类评价标准

储层分类	孔隙度, %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	中值喉道 宽度/ R_{50}	饱和度中值 毛管压力/MPa	岩性	孔隙结构类型
I(好)	>10	>10	>1	<1	细晶白云岩、残余砂屑白云岩以及细一粉晶白云岩	大孔中喉
II(较好)	6~10	1~10	1-0.2	1~18	灰质白云岩、砂屑白云岩、含生物碎屑灰质白云岩等	大一细孔中细喉
III(较差)	2~6	0.02~1	0.2-0.024	18~157	生物碎屑云质灰岩、砂屑白云岩、含云生屑灰岩等	中孔细喉、小孔细喉
IV(差)	<2	<0.02	<0.024	>157	生物碎屑灰岩、生屑含云质灰岩以及礁灰岩等	微细孔微喉型

隙度介于6%~10%，渗透率介于 $(1\sim 10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，大一细孔中细喉型储层，毛管压力曲线为中一细歪度、分选中等。

(3) III类：较差储集岩。储层主要发育在长兴组中下部的礁核部分。其岩性主要为灰、深灰色生物碎屑云质灰岩、砂屑白云岩、含云生屑灰岩等；孔隙度介于2%~6%，渗透率介于 $(0.02\sim 1)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，以晶间孔、溶蚀孔、粒间一粒内容孔为主，中细孔细喉组合型为主。毛管压力曲线具中一细歪度，分选中等一较差的特征，储集性中等至较差。

(4) IV类：差储集岩。储层主要出现在长兴组生物礁核部。岩性以灰色生物碎屑灰岩、礁灰岩和含云质生屑灰岩为主，孔隙度小于2%，渗透率小于 $0.02\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，以粒间溶孔、晶间孔为主，微细孔微喉型储层，储集性较差。

6 结论

(1) 研究区长兴组储层的主要岩性为生物碎屑灰岩、礁灰岩和细一粉晶白云岩。

(2) 该区碳酸盐岩储层的储集空间类型多样。晶间溶孔、粒内容孔、粒间溶孔以及裂缝是最主要的储集空间类型。裂缝对沟通孔隙、提高储层渗透率具有明显作用

(3) 该区属于低孔中渗储层，其储集性相对较差，而渗透性较好；储层孔渗相关性差，孔隙结构中中等。

(4) 储层的发育主要受沉积微相、成岩作用及后期构造活动的影响和控制，沉积作用影响储层展布，成岩作用和后期构造活动控制储层的最终形态。

参考文献

[1] 强子同. 四川及邻区晚二叠世沉积作用及沉积盆地的

发展[J]. 沉积学报, 1990, 8(1): 79-89.

- [2] 马永生, 牟传龙. 四川盆地东北部长兴组沉积特征与沉积格局[J]. 地质论评, 2006, 52(1): 25-29.
- [3] 倪新锋, 陈洪德. 川东北地区长兴组—飞仙关组沉积格局及成藏控制意义[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(4): 45-465.
- [4] 王兴志, 张帆, 马青, 等. 川北地区长兴组沉积相和生物礁气藏分布规律[J]. 沉积学报, 2002, 20(6): 249-254.
- [5] 王一刚, 文应初, 张帆, 等. 川东地区上二叠统长兴组生物礁分布规律[J]. 天然气工业, 1998, 18(6): 10-15.
- [6] 牟传龙, 谭钦银. 川东北地区上二叠统长兴组生物礁组成及成礁模式[J]. 沉积与特提斯地质, 2004, 24(3): 65-71.
- [7] 王一刚, 张静. 四川盆地东部上二叠统长兴组生物礁气藏形成机理[J]. 海相油气地质, 1997, 5(1-2): 145-152.
- [8] 马永生, 牟传龙. 达县—宣汉地区长兴组—飞仙关组礁滩相特征及其对储层的制约[J]. 地学前缘, 2004, 14(1): 182-191.
- [9] 厚东琳, 程胜辉, 黄仁春, 等. 川东南北江区块储集特征及储层预测[J]. 南方油气, 2005, 18(4): 43-46.
- [10] 韦贤, 王兴志, 张帆. 川东北板东地区长兴组生物礁型储层研究[J]. 石油地质与工程, 2007, 21(4): 16-19.
- [11] 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, (11): 4-6.
- [12] 曾伟, 黄先平, 杨雨, 等. 川东北地区飞仙关组白云岩成因及分布[J]. 西南石油大学学报, 2007, (1): 19-22.
- [13] 昌俊杰, 罗顺社, 王正允, 等. 靖边潜台南部奥陶系马五1亚段储层特征研究[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(5): 41-43.

编辑: 吴官生