

川东北地区须家河组沉积相与储层特征

钱治家 钟克修  
中国石油西南油气田公司川东北气矿

钱治家等.川东北地区须家河组沉积相与储层特征.天然气工业,2009,29(6):9-12.

**摘 要** 川东北地区上三叠统须家河组地层具有较大的勘探开发潜力,但长久以来对该地层的研究甚少,沉积相和储层研究已成为川东北地区须家河组油气开发急需解决的问题之一。通过岩心观察、薄片鉴定及样品分析测试工作,根据岩石特征及测井相分析方法,对川东北地区须家河组沉积相类型、储集空间类型、储层物性特征以及影响储层的因素进行了分析。结果表明,研究区须家河组主要发育辫状河三角洲相沉积,可进一步划分为三角洲平原、三角洲前缘及前三角洲 3 类亚相;储层低孔低渗,主要孔隙空间为次生孔隙和裂缝,裂缝—孔隙型是主要的储集类型;储层储集性能主要受沉积微相和成岩作用控制。

**关键词** 四川盆地 东北 晚三叠世 沉积岩相 孔隙结构 储集层特征 油气藏形成

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.06.003

川东北地区油气资源丰富,是目前勘探领域发展较快的新区之一。上三叠统须家河组目前虽不是川东北地区天然气勘探开发的主要目的层段,但在钻井过程中遇到了很好的油气显示,表现出巨大的勘探开发潜力。由于长久以来对该地层的研究甚少,因此,沉积相和储层研究已成为川东北地区须家河组油气开发急需解决的问题之一。由于缺少资料,笔者主要依据地表地质露头剖面取样、少数取心资料以及测井数据<sup>[1-3]</sup>,对须家河组沉积相、储层岩石学、储层物性及孔隙结构等特征进行研究和评价,为今后该地区须家河组的油气勘探提供依据。

1 区域地质概况

研究区位于四川省达州市宣汉县境内,北抵大巴山前缘金珠坪,南至达州黄龙场—七里峡一线,东接麻柳坝—罗家寨一带,西达铁山坡,面积约 1 800 km<sup>2</sup>,构造位置处于大巴山弧形构造带西南前缘与川东高陡构造带北侧交汇处(图 1)。该区地层发育较为完整,其中完整的须家河组分为须一~须六段,须一段地层厚度较薄,为海相或海陆交互相。研究结果表明,川东北地区大部分地区保存有须二~须五 4 个岩性段,须六段仅在北部存在<sup>[4-5]</sup>。整体而言,研

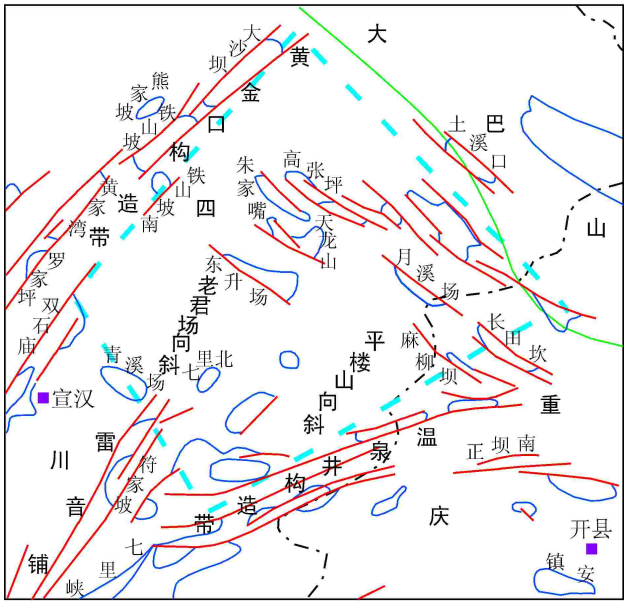


图 1 川东北地区区域构造图

究区须家河组由南向北地层厚度逐渐减薄,纵向上自下而上具有水进退积的沉积特点。

2 须家河组沉积特征及储层特征

2.1 沉积特征

对于川东北须家河组沉积相的划分,笔者在前

**作者简介:**钱治家,1966 年生,高级工程师,博士;长期从事石油天然气勘探开发工作,现任中国石油西南油气田公司川东北气矿矿长。地址:(635000)四川省达州市南外通达西路 278 号工行 15 楼川东北气矿。电话:(0818)2639718。E-mail:qzj@petrochina.com.cn

人对四川盆地须家河组研究的基础上,通过对研究区及邻区野外实测地质剖面的分析,结合对实钻资料(岩心资料、录井资料、分析化验资料)等的综合研究,利用沉积岩的岩石学特征、沉积构造与沉积韵律组合,借助测井资料电性特征和测井响应等手段,主要运用测井相方法对主要储集层沉积相进行分析。经过研究发现,区内须家河组主要发育辫状河三角洲沉积体系,进一步可划分为三角洲平原、三角洲前缘和前三角洲 3 类亚相,前两项又可细分为分流河道、分流间湾、间湾沼泽、水下分流河道和前缘席状砂 5 种微相。

### 2.1.1 分流河道

分流河道微相为该区三角洲平原主体,主要岩相以灰色—浅灰白色中层—块状细—中粒含泥质岩屑砂岩、粗—中粒、细—中粒(含泥质)岩屑石英砂岩、长石岩屑石英砂岩和岩屑砂岩为主,与灰色、深灰色页岩组成不等厚韵律层(有时夹劣质煤线)。每个单层砂的顶变为薄层状夹劣质煤线。砂岩一般无明显粒序性,有时呈粗—中粒、中—细粒互层,或呈正粒序层理,偶见逆粒序层理。砂岩底部常含泥砾,有时含细砾石,炭屑常顺层富集形成纹层,含炭化树干化石,发育槽状交错层理。自然伽马、自然电位表现为偏低值,视电阻率表现为偏高阻。曲线形态为箱形、钟形,常呈多个形态叠合(图2)。

### 2.1.2 分流间湾

分流间湾是指分流河道之间与湖相通的相对低凹地区,沉积物主要为泥质,含少量粉砂和细砂,尤以水下堤泛沉积的岩性组合特征明显受层位控制为显著特点。如须家河组以沉积暗色的泥、粉砂岩为主,频繁夹有碳质泥、页岩和煤层、煤线,大多数泥岩

富含有机碳组分而呈深灰—灰黑色,反映温暖潮湿气候和还原环境,有利于烃源的发育,自然伽马、自然电位多表现为高值,视电阻率曲线表现为偏低阻。曲线形态没有固定规律,多为负箱形、指状、锯齿形叠合(图2)。

### 2.1.3 水下分流河道

水下分流河道微相主要发育于须四段的三角洲前缘亚相中,是陆上分流河道的水下延伸,当它向湖泊推进时将逐渐变浅、变宽以至消失,其沉积特征与陆上河道类似,不同的只是侧向上相变为水下沉积。较之水上分流河道,水下分流河道的粒度明显变细,其中除主水下分流河道为含砾中—粗粒砂岩为主,水下分流河道一般由中—细粒砂岩组成,且伴随水下分流河道的多级次分流作用增强,粒度逐渐变细。自然伽马、自然电位表现为偏低值,视电阻率曲线表现为偏高阻。曲线形态为齿状箱形、钟形、塔形或叠合形态(图2)。

#### 2.1.4 前三三角洲

此亚相主要发育在须五段,占据河口前方的浅—半深湖位置,沉积界面处于浪基面之下,水动力条件弱,通常以接收洪水期涌入湖泊的悬移质沉积物为主,沉积速率高,堆积厚度大,但粒度细,岩性以泥岩为主,夹薄层粉砂岩。泥岩的色调有受层位控制的规律,须家河组的前三角洲泥岩大多数呈暗色(图2)。

## 2.2 储层特征

### 2.2.1 储集空间类型

根据野外地质露头、钻井岩心、薄片观察分析,川东北地区须家河组储层以次生孔隙为主要储集空间,次为残余粒间孔,裂缝是油气渗滤的主要通道,

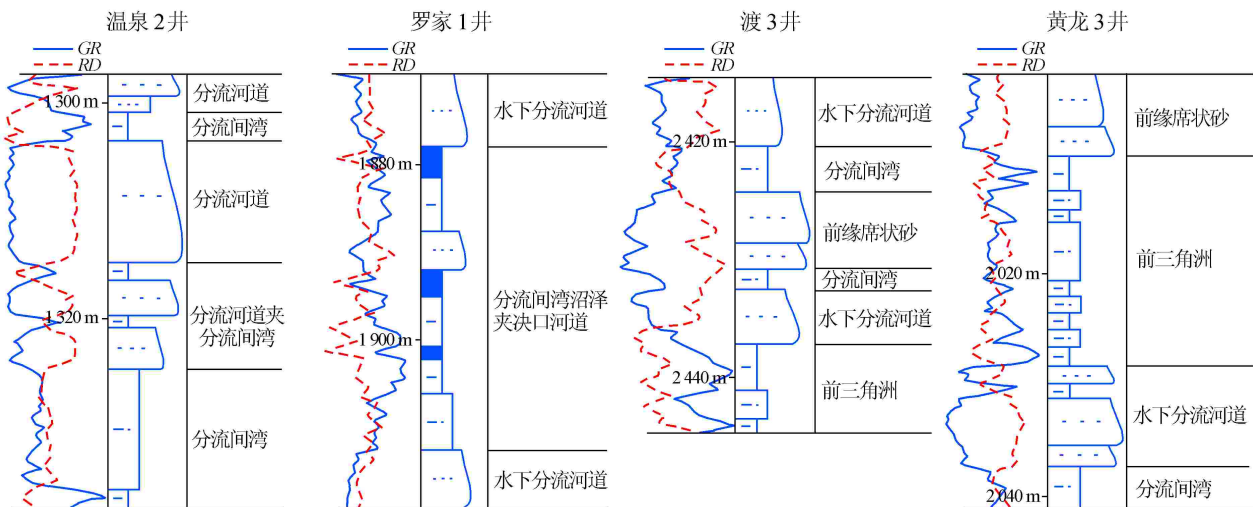


图2 川东北地区须家河组不同沉积微相测井曲线图

储集类型以裂缝—孔隙型为主,极少部分为孔隙型。

2.2.1.1 原生残余粒间孔隙

原生残余粒间孔隙主要分布在远离物源的铁山、七里峡地区须家河组地层中,其发育程度最主要的控制因素是砂岩岩性,最有利的岩性是岩屑石英砂岩、长石岩屑砂岩。另一个控制残余粒间孔隙的重要因素是第一期碎屑石英自生加大边的发育程度,有的薄片,尽管沉积后经压实改造原生粒间孔隙较发育,但由于第一期碎屑石英自生加大边及经第二期铁绿泥石环边胶结后残余孔隙沉淀的第三期自形或它形石英发育,可以将粒间孔隙几乎充填满,或仅剩少量粒间残余孔隙。

2.2.1.2 次生溶蚀孔隙

此类孔隙是致密砂岩的主要储集空间。其中长石粒内溶孔是次生孔隙中最主要和最常见的储集类型,铸体薄片次生孔隙量为 0~0.5%。长石可存在不同程度的次生溶解,有的仅沿解理方向或双晶面方向局部或少量溶解,有的则几乎全被溶解成粒模孔,仅残余少量长石骨架。岩屑粒内溶孔是仅次于长石粒内溶孔的次生孔隙类型,研究区该类次生孔隙多见于中—细粒岩屑石英砂岩中。

总体上,川东北地区须家河组从大巴山褶皱带向西南方向,孔隙度增高,孔隙发育于分选好、淘洗干净的滨浅湖相砂岩中,川中营山地区须二段平均孔隙度为 7%~9%,最高可达到 16% 左右。

2.2.1.3 裂缝

研究区须家河组仅界牌 1 井在须六段有 42.03 m 的取心,取心段中见到 50°和 80°方向的裂缝。另外,研究区多口井在钻进过程中见井漏,由此推测,研究区发育有裂缝,但对其规律还有待进一步研究。

2.2.2 储层物性特征

据野外剖面 20 个样品的孔隙度和渗透率分析数据统计<sup>[6]</sup>,须家河组砂岩孔隙度为 0.7%~24.08%,主要分布范围为 2%~8%,不计最大和最小值,平均为 5.26%;渗透率为  $0.025 \times 10^{-3} \sim 25.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,主要集中在  $0.1 \times 10^{-3} \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间,不计最大和最小值,平均为  $0.219 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于低孔低渗型储层。从图 3 的孔—渗关系图中,可进一步看出,须家河组砂岩的孔隙度与渗透率之间存在较明显的非线性正相关关系,说明渗透率变化主要受孔隙发育程度控制。

2.2.3 孔隙结构特征

据样品分析结果,须家河组储层孔隙结构有如下几个特点:①突破压力( $p_{10}$ )为 0.071~23.305

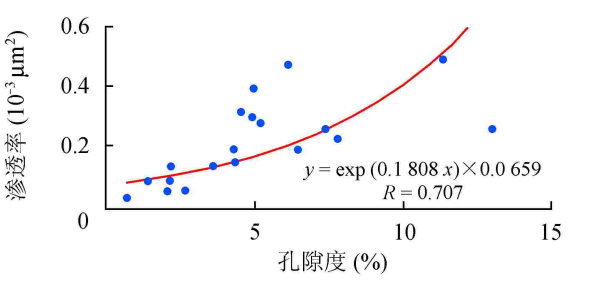


图 3 须家河组砂岩孔—渗关系图  
注:图中 y 表示渗透率;x 表示孔隙度;R 表示相关系数

MPa,平均 2.983 MPa,中值压力( $p_{50}$ )为 3.553~85.358 MPa,平均为 19.829 MPa,按一般的砂岩储层分类,属于中等—较好的储层;②突破喉道半径( $R_0$ )较大,为 0.032~9.767  $\mu\text{m}$ ,平均为 0.479  $\mu\text{m}$ ,中值喉道半径( $R_{50}$ )为 0.008~3.194  $\mu\text{m}$ ,平均为 0.076  $\mu\text{m}$ ,以细喉为主,次为微喉,部分为中喉的较好孔喉组合;③分选性(CS)为 1.088~3.198,平均 2.119,属于中等—较差的分选范围,说明喉道半径分布相对较为分散,从微喉到细喉和中喉均有分布;④非汞饱和度( $S_{\text{min}}$ )相对较小,为 3.59%~43.763%,平均为 19.04%;⑤喉道半径大于 0.1  $\mu\text{m}$  的孔隙体积较大,占总孔隙体积的 9.459%~71.693%,平均为 40.02%。

上述特征参数表明川东北地区须家河组储层孔喉相对较细,以小孔和微孔为主,含部分中孔,毛细管压力较大,渗透率偏低,属于较典型的低孔、低渗型致密砂岩储层,与实测孔渗平均值的结果一致。

2.2.4 控制储层的主要因素

2.2.4.1 沉积微相对储层砂体分布的影响

在不同沉积环境中沉积的砂体分布具有不同的分布规律,这主要体现在沉积体系和沉积相对砂体时空展布的控制。不同沉积微相,其砂岩体发育程度有较大差别,三角洲河口坝及水下分流河道,储层砂岩富集、结构较粗、分选及物性相对较好;其次是三角洲平原的分流河道沉积。这两类砂体纵向上相互、反复叠置,特别是河口坝砂体在区域上分布比较稳定。

2.2.4.2 成岩作用对储层的影响

1)压实压溶作用。压实作用存在于沉积岩成岩作用的全过程,同时存在变质作用,但对沉积岩储层来说,最为重要的还是早期阶段的压实作用。压实压溶作用是造成原生孔隙减少的主要原因之一。须家河组为一套煤系地层,地层水介质为酸性,早期缺少碳酸盐岩胶结物,砂岩的压实作用较为强烈,尤其

对软质岩屑含量较高的岩屑砂岩,经压实变形的假杂基将部分乃至全部充填于碎屑颗粒之间,残余粒间孔几乎完全消失。对薄片观察,除软质的黏土岩屑和千枚岩屑等强烈压实变形外,中等强度的岩屑,如变质石英岩屑、喷出岩屑等也有较强烈的压实变形,有的可呈线接触。

2)胶结作用。胶结作用往往造成储层孔隙度的降低(图4)。研究区胶结作用类型主要为石英胶结。须家河组为一套煤系地层,早期水介质条件为酸性,有利于石英沉淀。因此,在早成岩阶段,可产生少量石英次生加大边,此时石英颗粒的周围自由空间充分,石英可以通过次生加大增生恢复晶体的自形,这是早成岩期石英加大的特征。进入晚成岩期,有机质开始进入成熟阶段,产生大量有机酸,pH值降低,硅质胶结物开始普遍沉淀,石英次生加大胶结物表现为充填剩余的孔隙空间损失量为3%~5%。

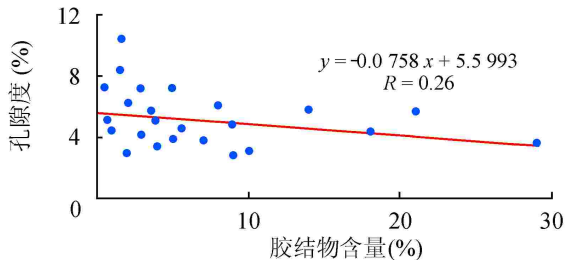


图4 须家河组胶结物含量与孔隙度关系图

3)溶蚀作用。溶蚀作用是形成和扩大储集空间的重要成岩作用,它可以发生在成岩作用的各个阶段,但晚成岩阶段由有机质成熟产生的溶蚀作用对储集空间的形成具有重要意义。对须家河组4口井薄片观察发现,溶蚀作用主要针对不稳定组分,如长石、岩屑等常发生粒内溶蚀,而碳酸盐胶结物溶蚀和粒间溶孔则较为少见。溶蚀作用增加的孔隙多少主

要与碎屑成分及其具体的成岩环境有关。残余粒间孔隙越发育,成岩期越有利于酸性孔隙水的流动,长石和岩屑的次生溶解亦相对发育。形成的粒间溶孔或粒内溶孔是影响孔隙演化最主要的溶蚀作用。

### 3 结论

川东北地区须家河组属于辫状河三角洲沉积体系,可细分为分流河道、水下分流河道、前缘席状砂和分流间湾等微相,其中分流河道和水下分流河道储集物性好,为最有利沉积相带;研究区碎屑岩储层为低孔低渗储层,储集空间以次生孔隙和裂缝为主,储集类型以裂缝—孔隙型为主;储层储集性能主要受沉积微相和成岩作用控制;须二、须四段为研究区主要的油气储层,是今后须家河组天然气勘探开发的主要目标。

#### 参考文献

- [1] 郭建民,刘忠群,谢婷.大牛地气田盒3段致密储层评价与预测[J].天然气工业,2007,27(12):55-57.
- [2] 文华国,郑荣才,陈洪德,等.鄂尔多斯盆地白豹—华池地区长6砂岩储层特征[J].石油学报,2007,28(4):46-51.
- [3] 杨磊,邓礼正.川东北黄龙场—渡口河构造须四—五段高分辨率层序底层分析[J].石油天然气学报,2008,30(1):188-191.
- [4] 郭正吾.四川盆地形成与演化[M].北京:地质出版社,1996.
- [5] 郑荣才,刘红军,苟宗海,等.米仓山—大巴山前陆盆地沉积层序及储层特征研究[R].成都:成都理工大学,2003.
- [6] 周文,朱永铭,李仲东,等.四川盆地川东北部地区上三叠统及侏罗系勘探潜力[R].成都:成都理工大学,2000.

(修改回稿日期 2009-04-20 编辑 罗冬梅)