

基于岩性相单元的 低孔低渗碎屑岩储层质量精细评价 ——以珠江口盆地HZ25-7构造古近系文昌组为例

杨玉卿¹, 崔维平¹, 冯进², 张伟¹

(1 中海油田服务股份有限公司; 2 中海石油(中国)有限公司深圳分公司)

摘要 针对深层系储层勘探评价中遇到的岩性复杂、物性变化大的难题,以珠江口盆地 HZ25-7 构造古近系文昌组低孔低渗储层为例,利用电成像测井纵向分层的高分辨率优势,在宏观岩性识别和沉积层理构造解释的基础上,以微尺度的岩性相为单元,共划分出 14 种岩性相类型,分析了目的层段 2 种河道单元内部的岩性相组合序列,揭示了储层纵向上的非均质性特征。根据岩心物性分析并刻度常规测井和电成像测井,对各类岩性相单元开展物性评价。结果表明,在相同的成岩作用背景下,粒度和沉积层理构造对物性有明显控制作用:随着粒度由粗变细,层理构造由槽状交错层理、板状交错层理到块状层理,储层物性逐渐变差。在文昌组寻找优质储层,应以河道单元中上部岩性较粗且交错层理发育的高能沉积岩性相单元为主要目标。

关键词 珠江口盆地; 古近系; 碎屑岩; 岩性相; 低孔低渗储层; 层理构造; 储层评价

中图分类号: TE122.2 **文献标识码**: A

低孔低渗碎屑岩储层一般孔隙度小于15%,渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[1]。在我国发现的油气资源及产量贡献中,低孔低渗储层所占比例正大幅度增加,成了勘探开发的主要对象之一^[1],因此,如何在低孔低渗储层的背景下寻找相对优质的储层或甜点也成为了勘探的关键任务。一般认为,储层质量受沉积作用及成岩作用的控制^[2-6],并且成岩作用是导致储层质量变差的关键因素,如有的学者认为,在埋藏深度较大的情况下,不同成因或微相的砂体其物性差异并不大^[7-8]。但其实,沉积环境对储层性质的影响是先天的,即使在相同的沉积环境中,水动力条件及沉积作用方式的变化往往会导致储层成因单元的宏观结构与构造变化很大,进而导致其物性的显著差异。张哨楠^[6]通过对致密砂岩储层成因的讨论认为,对于大多数储层,尽管复杂成岩作用对储层的改造强烈,但成岩作用是在沉积作用的基础上进行的,并没有改变储层的性质,沉积环境仍然是控制储层物性的主要因素。

近几年中国海域古近系低孔低渗储层勘探取得显著成效,探明石油储量超过5亿吨,天然气储量数千亿立方米。在低孔低渗储层评价过程中发现,在埋深、层位、岩性、沉积相带及成岩作用基本相同的条件下,储层的物性及测试产能差异很大,这不仅直接影响和制约了勘探决策,而且也造成了对储层物性及产能控制因素的迷惑不解。很显然,低孔低渗储层的质量不是简单地受沉积相带及成岩作用的控制,一些基于沉积相或微相单元来评价的储层物性往往是粗略的,因此,有必要更深入、更精细地解析低孔低渗储层的内部构成单元以及物性控制因素。

本文以南海东部珠江口盆地 HZ25-7 构造深层古近系文昌组为例,以沉积地质学理论为指导,以电成像测井沉积学解释应用为方法,充分利用岩心分析及常规测井资料,以微尺度的岩性相为单元,深化对文昌组低孔低渗储层内部非均质性特征和储层质量的认识,以期为深层古近系勘探寻找“甜点”储层提供宏观地质依据。

收稿日期: 2016-06-12; 改回日期: 2016-12-05

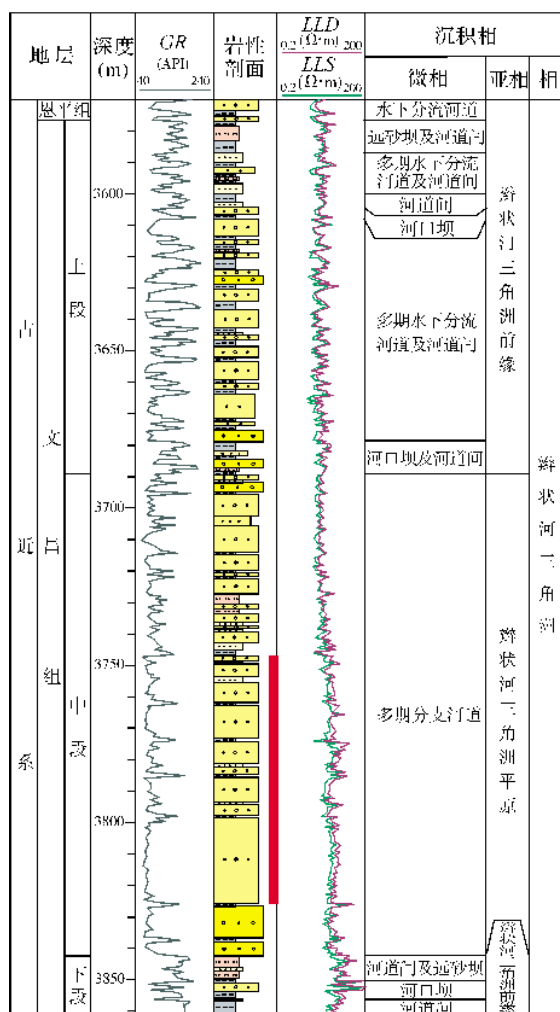
本文为中国海洋石油总公司“十二五”重大科技项目“中国近海低孔低渗油气藏勘探开发关键技术与实践(编号:CNOOC-KJ 125 ZDXM 07 LTD)”部分研究成果

杨玉卿: 1962年生,教授级高级工程师,1995年毕业于中国石油大学(北京),获博士学位,主要从事储层沉积学及测井地质应用研究工作。通讯地址: 101149 北京市 232 信箱 中海油田服务股份有限公司; E-mail: yangyq1@cosl.com.cn

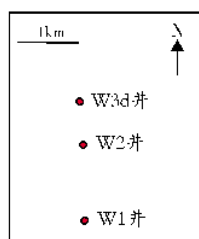
1 文昌组储层基本特征

HZ25-7构造位于珠江口盆地东部惠州凹陷的西南部,近年来在该构造相继钻探了三口井(图1),其中W1井、W2井为直井,W3d井为斜井,井距约1 km,在深层古近系文昌组相继发现数十米油层。文

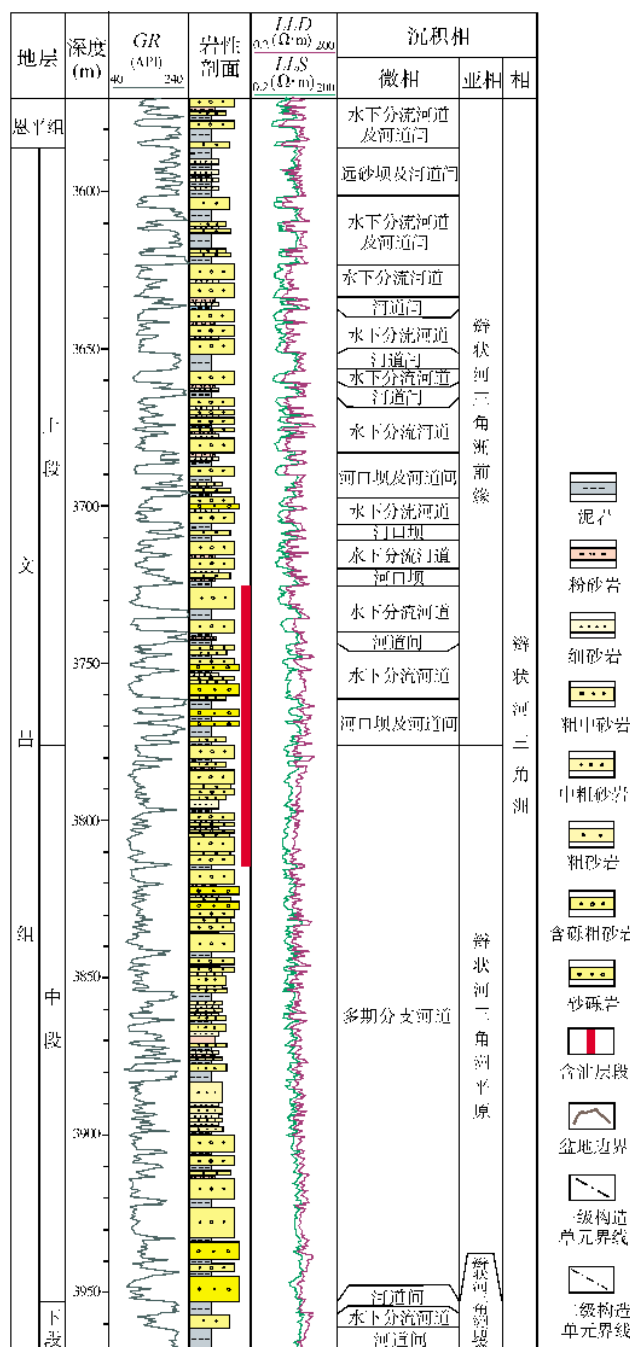
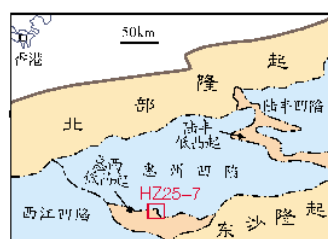
昌组岩性复杂,以砂砾岩、含砾粗砂岩等为主(图1)。储层物性及含油性变化都较大,在W2井含油层段(3 725~3 814 m)不仅取得油样,而且测试获得了一定产能,揭示出良好勘探前景;而W1井含油层段(3 747~3 825 m)的油层中未能取到油样,也没有进行产能测试。



(a) W1井综合柱状图



井位示意图



(b) W2井综合柱状图

图1 珠江口盆地HZ25-7构造位置及文昌组测井响应与沉积相对比

这3口井中,两口直井录取的资料丰富,是本文的研究重点。基于岩心及井壁取心实物样品的粒度分析及岩矿分析,文昌组储层按粒级主要划分为砂砾岩、含砾(砾质)粗砂岩、粗砂岩,少量中粗砂岩、中砂岩及细砂岩;按照砂岩组分分类,主要为岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩和亚长石砂岩,成分成熟度较低。沉积相研究表明,文昌组储层属岩屑含量较高、分选差到中等的近物源辫状河三角洲体系沉积^[9]。

文昌组储层的物性变化较大,孔隙度范围5%~20%,渗透率范围 $(0.2\sim30)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于低孔低渗储层^[1]。从岩心分析的孔隙度和渗透率看(图2),两口直井的目标储层物性差异非常明显,W1井孔隙度基本在10%以下,渗透率在 $1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 以下;W2井相对较好,孔隙度在12%以上,渗透率在 $3\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 以上。从图2还可看出,当孔隙度小于12%时,储层的孔渗相关性较差,孔隙度大于12%时,孔渗相关性较好,这是本区深层系储层的基本特征。

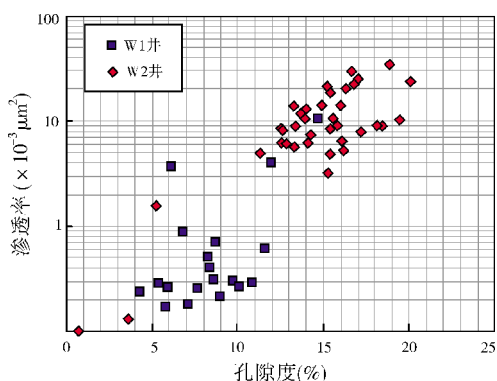


图2 珠江口盆地HZ25-7构造钻井岩心孔渗关系

铸体薄片鉴定表明,文昌组储层的储集空间较为丰富,有原生粒间孔、次生粒间溶孔、粒内溶孔、基质溶孔、微孔与铸模孔等,孔隙直径大多在0.1~0.5 mm之间。原生粒间孔是成岩后残余的孔隙,占主导地位,形态不规则,但有较好的连通性。次生孔隙主要是长石、花岗岩岩屑和基质等溶蚀形成,占次要地位,形态很不规则,常呈港湾状、蜂窝状等,少部分与原有孔隙连通,一定程度上改善了储层的物性。

2 岩性相及研究方法

2.1 岩性相概念

岩性相^[10](lithofacies)也称岩相^[11],最早由加拿

大学者Miall提出^[12],用于描述辫状河沉积的内部构成单元。岩性相是指特定岩石特征限定的岩石单位,特定岩石特征包括了粒度、成分、沉积构造、成层性等的一致性。岩性相名称常用宏观可辨的岩石特征(岩性及其发育的沉积构造)来命名,如粒序层理中砂岩、平行层理细砂岩等。岩性相单元的厚度随沉积作用强度和持续时间的不同而变化,一般从十几厘米到几十厘米,甚至超过1 m。

从岩性相所包含的岩性和沉积构造这两大沉积岩特征要素可以看出,它是深刻揭示储层沉积成因单元内部宏观非均质性及沉积环境条件变化的基本单元。同一沉积环境,水动力能量条件的变化,主要体现在沉积物粒度、结构与构造的变化,即岩性相单元的变化。通常认为,岩性相单元是传统沉积微相单元或成因相的进一步细分^[10],它与开发地质的流动单元含义大体吻合^[13]。应指出的是,岩相与岩性相虽然英文相同,但实际应用中多数学者把岩相看作沉积环境中形成的岩石或岩石组合,如中砂岩、薄层石灰岩等,属于描述性术语,而岩性相则属于成因性术语,本文采用岩性相。有鉴于此,国内学者在进行油田开发期储层构成精细解析和基于露头描述砂体内部构成单元时,常采用岩性相单元来揭示其沉积成因变化^[10-11,14-16]。陈彬滔等^[11]在研究砂质辫状河露头时,把河道、心滩两种典型构型单元(相当于微相或成因相)进一步划分为3~4种岩性相单元,指出心滩单元在规模和物性方面都优于河道单元,但对于心滩和河道单元中每种岩性相的物性没有细分研究。焦养泉等^[14]为揭示储层物性非均质性与内部构成单元的关系,基于露头研究分三个层次进行了探讨,指出岩性相单元相当于一个流体流动单元沉积的产物,是构成中尺度成因相即河道砂体规模(或微相)的基本组成单元。李思田^[10]对露头三角洲体系中分流河道与水下分流河道砂体内部的各级界面及构成单元的孔隙度、渗透率研究表明,孔渗特征在砂体内部纵向、横向有很强的非均质性,河道单元中不同的岩性相单元物性差异明显,它们控制了物性的分布。采用沉积微相单元来表征储层的总体物性特征是宏观并粗略的,它忽视了其内部空间的非均质性变化,也不利于认识和预测低渗透储层中的甜点分布与成因^[6]。

2.2 岩性相研究方法

岩性相单元的识别与划分,首先是基于野外露

头建立的,核心是对地层岩性体的岩性、沉积构造及地层界面等级的识别,这也是当前研究的难点^[13]。国内外学者重点对河流及三角洲体系露头进行了深入研究,并把相对复杂的水道型砂体内部构成的界面及构成单元划分为8级^[10,12,17]。基于露头研究的方法,可以类比地进行井下储层砂体的研究^[10],尤其是当测井技术由测井曲线发展到高分辨率的清晰图像时代^[18-20]。

电成像测井资料具有很高的纵向分辨率,对井壁地层不仅可以实现全覆盖成像^[21],且纵向分层能力在5 mm以上,按照纹层的精细划分^[22],至少可以识别出中层(3~10 mm)纹层以及厚(10~30 mm)至极厚(>30 mm)纹层。因此,基于电成像测井沉积学方法^[18-20],不仅可以有效识别地层各级界面,包括纹层、层系(层)、层系组及冲刷面,而且可以识别地层岩性及其沉积构造类型,进而建立纵向连续的、高精度的地层沉积序列,为储层岩性相精细评价奠定良好基础。

岩性相研究的关键和难点,是对地层成因体各级界面的识别与划分。根据电成像测井图像特征,参考李思田对界面等级系统的划分方法^[10],本文以砂质水道型砂体单元为例,建立了其内部界面分级及构成单元示意图(图3)。图3中,首先把河道单元体内部界面划分为五级,按照界面级别由低到高,1级为纹层界面,2级为层系界面(相当于层界面),3级为层系组界面(相当于岩性相界面),4级为河道单元界面(相当于岩性相组合界面),5级为河道单元体界面,是多个河道单元的叠加组合。这五个等级界面中,1级是笔者新增加的,因为电成像测井能识别的最基本的界面就是纹层界面,这也是识别与划分层理构造的依据;其次,4级界面是河道单元体沉积过程中多级冲刷的标志,也是一次相对连续的河道化事件的小间断,它在厚层河道砂体中多见,与李思田划分的“点坝增生单元”相当^[10]。由于电成像测井单井研究难以充分体现砂体的空间三维形态及其大范围的

展布,因此,露头上可识别的更高界面等级(5~8级)及构成单元^[10]本文暂不涉及。按照上述五级界面,砂质水道型砂体可划分为2个河道单元(I、II)及5种岩性相类型(A~E),如图3所示。

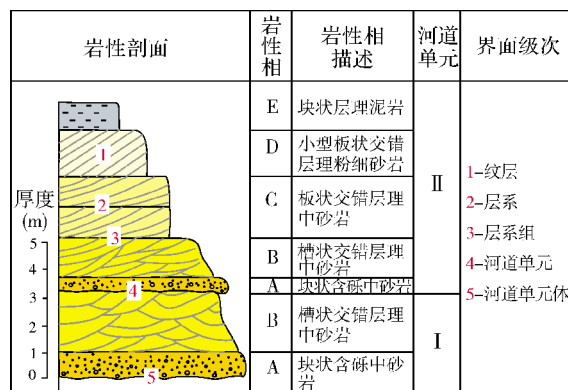


图3 砂质水道型砂体内部界面分级及单元划分

岩性相是在相对稳定均一的条件下形成,其所包含的粒度、沉积层理构造信息,与沉积时的水动力能量和沉积作用方式(这是决定储层物性好坏的先决条件和基础^[12])密切相关。研究表明,储层的孔渗特征与岩性相关系密切,同一地区相近成岩背景下,不同的岩性相类型孔渗相差很大^[10,16,18]。因此,从岩性相单元研究出发,可以深刻揭示厚层砂体内部物性、含油性 & 产能等差异的根本原因。

3 HZ25-7构造文昌组岩性相类型及物性

3.1 岩性相类型

基于电成像测井资料的岩性综合识别以及精细沉积构造分析^[19],在HZ25-7构造文昌组识别出:3种岩性类型,即砂砾岩类、粗砂岩类和细砂岩类;3种沉积层理构造类型,即块状层理、板状交错层理和槽状交错层理。据此共划分出岩性相类型14种(表1)。

表1 珠江口盆地HZ25-7构造文昌组岩性相分类

岩性类型	沉积层理构造类型		
	块状层理	板状交错层理	槽状交错层理
砂砾岩类	块状层理砂砾岩	板状层理砂砾岩	槽状层理砂砾岩
	块状层理含砾粗砂岩	板状层理含砾粗砂岩	槽状层理含砾粗砂岩
粗砂岩类	块状层理粗砂岩	板状层理粗砂岩	槽状层理粗砂岩
	块状层理中粗砂岩	板状层理中粗砂岩	槽状层理中粗砂岩
细砂岩类	块状层理细砂岩	板状层理细砂岩	—

从表1中看出:砂砾岩类包括3种岩性相类型,3种层理构造均发育;粗砂岩类岩性相类型最为丰富,包括9种岩性相类型,它是砂质辫状河沉积的主体,岩性及层理构造具有多样性;细砂岩类仅有2种岩性相类型,层理构造以块状及板状交错层理为主,缺乏

高能量的槽状交错层理。
图4为几种常见岩性相的电成像测井图像响应特征,在交错层理发育的岩性相中,层理纹层的倾角一般均在10°以上,部分槽状交错层理的倾角在20°以上,反映了沉积期中高能的水动力强度^[19]。

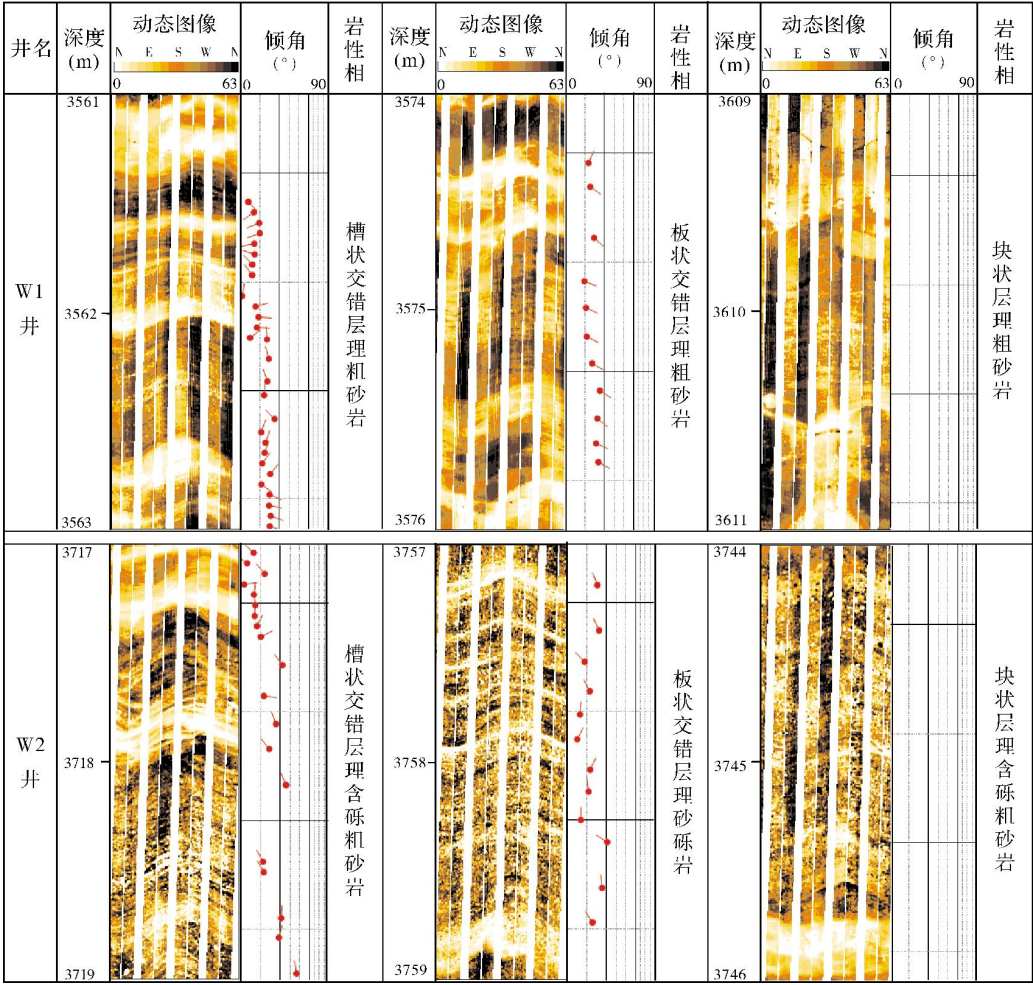


图4 珠江口盆地 HZ25-7 构造文昌组常见岩性相电成像图像响应特征

为定量了解各岩性相类型在本区的分布,对两口直井文昌组所解释的岩性相类型及其厚度进行了统计(表2)。根据表2中两口直井各粒级的累计厚度统计平均值,粗砂岩类占比约80.5%,其中含砾粗砂岩类占比最高,W2井厚约210m,W1井厚约173m,其次是粗砂岩和中粗砂岩;细砂岩类和砂砾岩类相对较少,分别占13.8%和5.7%。从岩性相类型看,以块状层理含砾粗砂岩最为发育,两口直井中的累计厚度合计约238m;其次为板状交错层理和槽状交错层理含砾粗砂岩。从两口井岩性相的对比看,差异较

为明显,W1井以块状层理的粗砂岩类和砂砾岩类为主,W2井则以块状层理、板状交错层理和槽状交错层理的粗砂岩均较丰富为特色,这反映出两口井所处沉积环境及沉积水动力条件的差异性。
从上述储层特征及岩性相分析来看,文昌组沉积具有相对近源、快速、成熟度较低的特点,这也是导致储层物性整体较差的原始沉积环境。

3.2 岩性相单元物性

储层物性的影响因素很多,但从低孔低渗储层

表 2 珠江口盆地 HZ25-7 构造文昌组岩性相厚度统计

编号	岩性相	W1 井				W2 井			
		层数	累厚(m)	总厚度(m)	百分比(%)	层数	累厚(m)	总厚度(m)	百分比(%)
1	槽状层理	2	4.51			1	2.01		
2	板状层理	—	—	25.13	7.57	4	8.96	18.56	4.24
3	块状层理	5	20.62			5	7.59		
4	槽状层理	6	11.94			20	53.55		
5	板状层理	7	13.68	173.01	52.15	27	65.63	210.31	48.11
6	块状层理	55	147.39			44	91.13		
7	槽状层理	5	10.19			8	16.25		
8	板状层理	7	16.11	45.60	13.74	16	38.40	67.88	15.53
9	块状层理	12	19.30			12	13.23		
10	槽状层理	7	12.37			8	14.39		
11	板状层理	3	4.40	33.55	10.11	15	18.36	88.50	20.25
12	块状层理	13	16.78			35	55.75		
13	板状层理	8	9.63	54.50	16.43	11	15.77	51.89	11.87
14	块状层理	29	44.87			31	36.12		
合 计			331.79		100		437.14		100

的孔隙组成看,有以原始粒间孔为主、以溶蚀孔为主和两种孔隙并存等类型,不同孔隙类型的发育程度与碎屑沉积环境和成岩环境密切相关^[1]。传统上对储层物性的评价多是针对整个砂体单元或微相级别进行的,获得的结果是整个砂体物性的平均值,同时由于缺乏对砂体内部沉积构造和孔隙结构的认识,再加上对孔隙组成及物性控制因素不清,这就使得解释评价结果在指导现场勘探决策时可能产生较大偏差。

研究区 HZ25-7 构造文昌组目的层段处于中成岩阶段,孔隙类型以原生残余粒间孔为主,显然受原始沉积作用形成的颗粒结构与构造特征控制明显;同时,砂体厚度普遍较大,单层一般均在 5~10 m,叠加厚度达数十米,内部非均质性明显。因此,按岩性相单元来探讨砂体内部物性差异有现实意义,而岩

心孔渗分析结果以及丰富的测井信息也为开展微尺度岩性相单元物性评价提供了良好的基础条件。

首先,应用两口直井含油层段的 396 个样品,按照粒度大小与物性的关系统计,其结果如图 5 所示。从图 5 可以看出:(1)按粒度由粗到细,即从砂砾岩、含砾粗砂岩到细砂岩,储层的孔渗明显降低,尤其是细砂岩类孔渗急剧下降而成为非常致密的储层;(2)就粗粒的砂砾岩、含砾粗砂岩和粗砂岩来看,物性比较相似,孔隙度为 8%~12%,渗透率为 $(1\sim10)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,是本区相对优质的储层类型。

应用上述样品,按照主要岩性相与物性的关系进行统计,其结果见图 6。从图 6 可以看出:(1)不同粒级的岩性,基本遵循按粒度由粗变细而物性逐步变差的规律;(2)同一粒级但沉积层理构造不同的岩

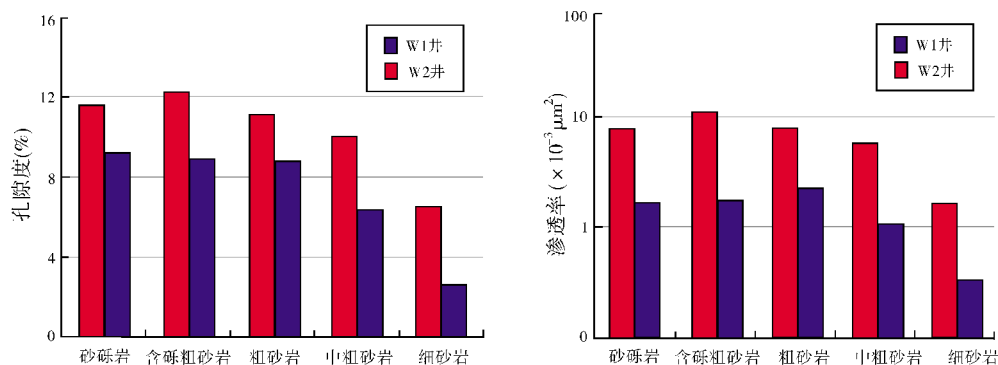


图 5 珠江口盆地 HZ25-7 构造文昌组不同粒级岩类物性统计直方图 (396 个样品)

性相类型,物性差异也较明显,总体上表现为由槽状交错层理到板状交错层理再到块状层理,物性总体上有变差趋势,因此,不能完全依据粒度粗细来判定储层的质量;(3)对比W1井与W2井,物性有较大差异,总体看W2井的物性要优于W1井,尤其是渗透率,W1井普遍在 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下,而W2井则普遍在 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,这说明在岩性相相同的情况下,储层物性差异显然还受沉积相带的控制^[9],即

W1井含油层段发育辫状河三角洲平原亚相,W2井含油层段上部发育辫状河三角洲前缘亚相(图1);(4)W1井目的层段储层以块状层理发育为主(表2,含砾粗砂岩厚度大),不同粒级的碎屑颗粒快速无序沉积,并因含较多塑性岩屑导致储层的渗透率普遍在 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下,因而靠一般的模块式电缆地层取样仪(适用于储层渗透率为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上)是难以取到油样的。

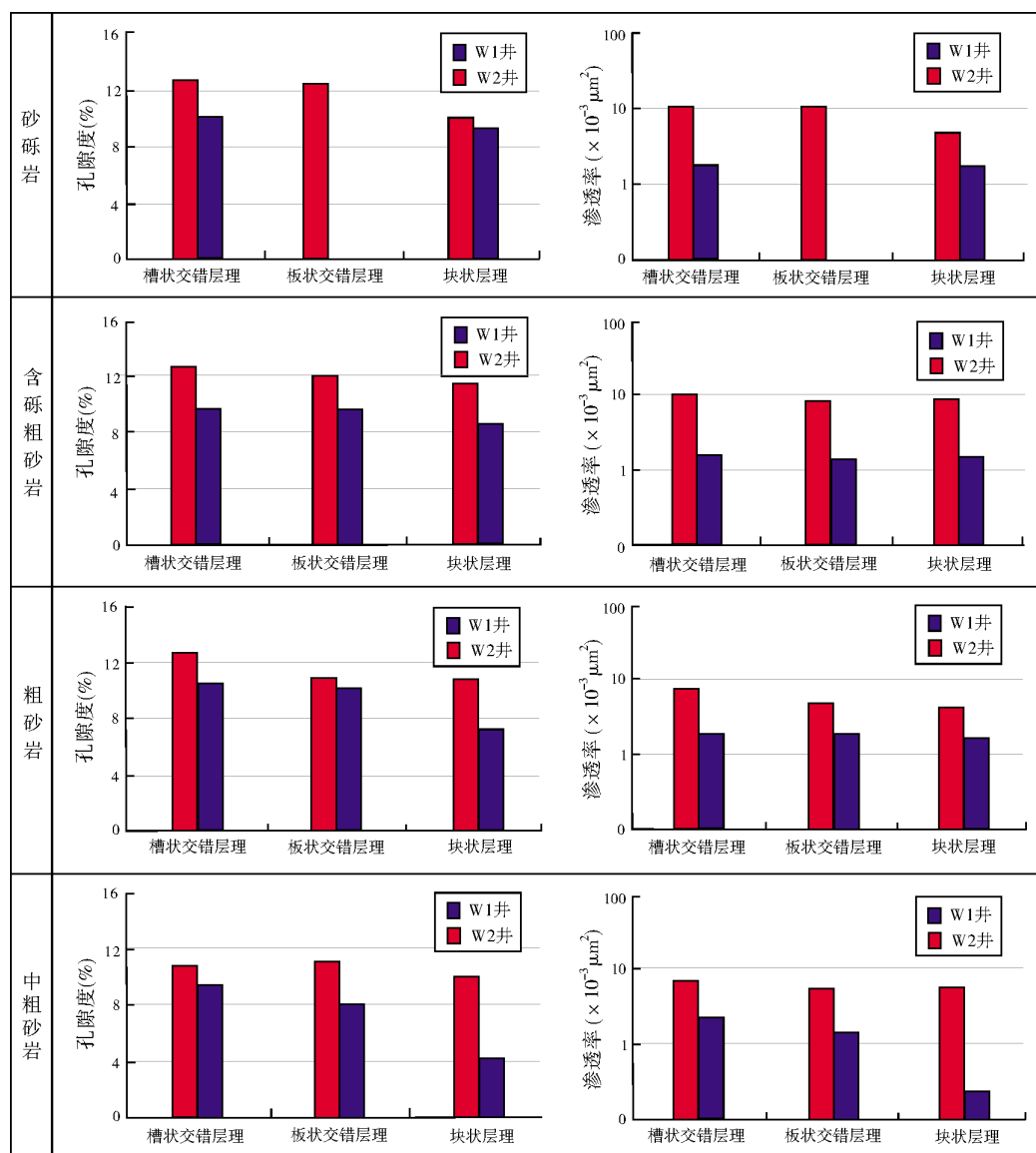


图6 珠江口盆地 HZ25-7 构造文昌组不同岩性相类型物性统计直方图(396 个样品)

综上所述,研究区储层物性宏观上明显受原始沉积条件的控制。对两口直井的文昌组原生孔隙与次生溶蚀孔隙的统计表明,两者相关性较好,即原生

孔隙好,次生孔隙也相对发育,反之亦然。粒度粗、交错层理发育的岩性相以及有利的辫状河三角洲前缘环境,储层原生(残余)孔隙相对发育,这使得后期

溶蚀流体流动便利,也利于带走溶蚀物质,因而易于形成溶蚀孔隙;而以块状层理为主的岩性相和近源区的辫状河三角洲平原环境,原始粒间孔不发育,溶蚀流体流动不畅,对储层孔隙改造较差。因此,在辫状河三角洲近源、急流、快速沉积中,优质的储层应以三角洲前缘水下分流河道微相粗砂岩类和砂砾岩类为主,尤其是槽状交错层理和板状交错层理发育段应为物性最好的层段,即甜点储层段。在勘探阶段作业决策时,应尽可能在交错层理发育段进行流体取样作业,不宜在块状层理发育的储层中实施取样作业;同样地,在选取产能测试段时,也应尽可能在物性相对较好的交错层理发育段进行,这样可以获得更满意的结果。这一方法在东海、南海及陆地低孔低渗储层中已有大量的应用,效果显著,对勘探测试作业的指导性强。由此看来,同样是粗碎屑岩段,在埋深与成岩作用大体相当的情况下,储层含油性、流体取样及测试效果差异大,这应与储层的原始沉积环境、水动力能量以及碎屑颗粒的大小、搬运沉积方式(层理构造类型),即岩性相密切相关。

4 河道砂体内部岩性相组合序列

沉积相研究表明, W1井与W2井文昌组含油层段主要发育辫状河三角洲平原的分支河道和三角洲前缘的水下分流河道微相,局部夹有河口坝微相^[9](图1),其中分支河道微相砂体厚度较大,一般

3~10 m,叠加厚度可达50 m,水下分流河道微相厚度相对较小,一般2~5 m。

为探究砂体内部纵向非均质性特征,根据含油目的层段岩心描述及电成像测井图像精细分析,笔者对上述两种河道类型砂体内部的岩性相组合序列(图7)进行了研究。本文按照岩性相命名原则^[10,12],岩石类型用G代表砂砾岩类,CS代表粗砂岩类,包含了含砾粗砂岩和中粗砂岩,FS代表细砂岩类,F代表泥岩及粉砂岩类;层理构造用m代表块状层理,b代表块状层理(有时为弱水平层理)及叠瓦状层理,t代表槽状交错层理,p代表板状交错层理,r代表小型的交错层理。

三角洲平原分支河道单元(单砂体)主要有2种岩性相组合序列(图7a),即Gm-Gb-CSSt-Fm和Gb-CSSt-CSp-FSr/Fm,分别代表了河道沉积和砂坝沉积,厚度从几十厘米到几米。在这两个序列中,Gm、Gb代表河道底部的滞留砾石层沉积,厚度一般在1~2 m以上,Fm代表残留洪泛平原沉积,厚度多小于几十厘米。

三角洲前缘水下分流河道单元(单砂体)包括4种常见岩性相组合序列(图7b),即代表河道沉积的Gm/Gb-Gt-Gp-Fm/FSr,代表砂坝沉积的CSb/CSp-Fm/FSr、CSm-CSSt-CSp和Gt-FSr,总体上正粒序递变明显,厚度从30 cm到4 m。需要指出的是,水下分流河道底部沉积的Gm,其厚度相对要小,一般小于1 m。

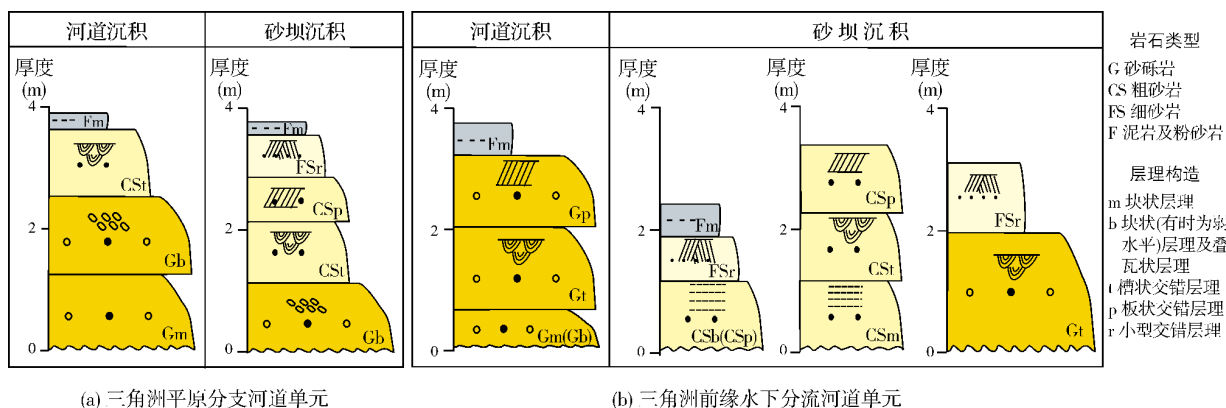


图7 珠江口盆地HZ25-7构造文昌组辫状河三角洲河道砂体岩性相组合序列示意图

厚层河道砂体常由多期河道单元叠加组成,每期的岩性相组合变化多样。图8是W2井辫状河三角洲前缘水下分流河道砂体(主要含油层段)的内部构成解析,河道底部为含砾块状滞留沉积组成,与下伏

沉积以大型冲刷面(5级界面)为界;内部发育的小型冲刷面,具有一定冲刷作用并含泥岩砾,相当于4级界面,是河道周期性活动增生的记录,也是河道单元的界面;河道单元内部的3级、2级界面相当于岩性相

和纹层系界面,没有明显间断,是连续沉积的层界面。各级界面的存在和基于电成像测井图像的分层次解析为深刻认识河道砂体发育和演变过程提供了依据,同时,砂体内部纵向上岩性相组合的多样化也为认识和评价河道微相内部的非均质性以及物性的差异提供了可能。

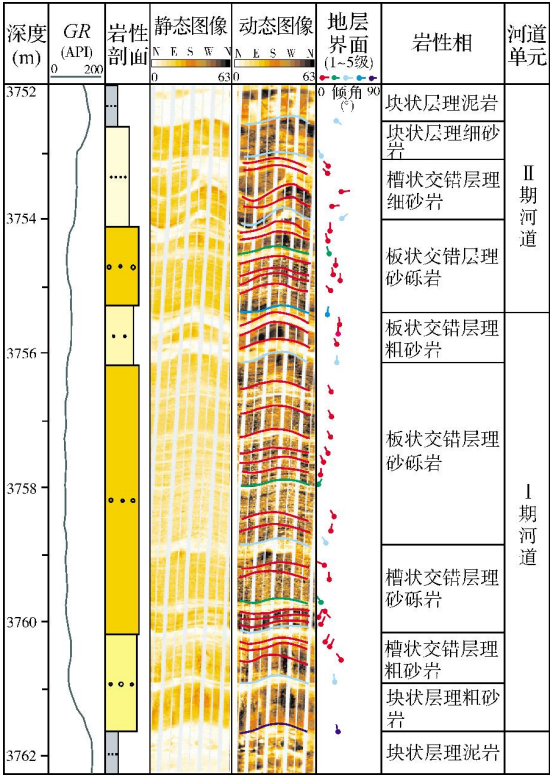


图8 珠江口盆地W2井文昌组辫状河三角洲前缘水下分流河道砂体内部构造解析

从图7和图8可以看出,河道砂体内部纵向上的岩性、沉积构造变化较大,岩性相组合多样。在储层评价及勘探开发作业决策时,要充分考虑成像测井资料的采集,尤其是电成像测井及核磁共振测井,这些资料对于研究储层原始沉积环境和条件以及现今成岩作用的状况有显著价值。在基于这些资料进行单井岩性相研究的基础上,易于优选出主要的勘探与开发目的层,即河道单元储层中上部交错层理构造发育的岩性相层段。

5 结 论

珠江口盆地HZ25-7构造古近系文昌组,以辫状

河三角洲沉积为主,储层以砂砾岩和含砾粗砂岩为主,埋藏深,属典型的低孔低渗储层。利用电成像测井资料纵向分辨率高的优势,在有效识别岩性及其沉积层理构造的基础上,在文昌组共识别出 14 种岩性相单元;分析了目的层段三角洲平原分支河道及三角洲前缘水下分流河道这两种河道单元内部的岩性相组合,精细揭示了储层纵向上的非均质性特征。基于岩性相单元的储层物性评价表明,原始沉积层理构造对储层物性的影响明显,对于同一粒级的岩性,从槽状交错层理、板状交错层理到块状交错层理,其物性逐渐变差。因此,在文昌组寻找优质储层或甜点,应立足于河道单元中上部粗碎屑的砂砾岩、含砾粗砂岩和粗砂岩,同时要以发育交错层理构造的高能沉积岩性相单元为首要目标,测压取样及产能测试应以这些单元为主。

本研究得到中海石油(中国)有限公司原深圳分公司总地质师施和生、勘探部经理代一丁等的大力支持和指导,在此表示衷心的感谢。

参 考 文 献

- [1] 张国珍. 低孔低渗油气藏测井评价技术及应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
- [2] 曾大乾, 李淑珍. 中国低渗透砂岩储集层类型及地质特征[J]. 石油学报, 1994, 15: (1): 38-46.
- [3] 杨晓萍, 赵文智, 邹才能, 等. 低渗透储集层成因机理及优质储集层形成与分布[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 57-61.
- [4] 杨玉卿, 潘福熙, 田洪, 等. 渤中 25-1 油田沙河街组低孔低渗储层特征及分类评价[J]. 现代地质, 2010, 24(4): 685-693.
- [5] 谢庆宾, 李娜, 刘昊天, 等. 四川盆地东部建南地区三叠系须家河组低孔低渗储集层特征及形成机理[J]. 古地理学报, 2014, 16(1): 89-102.
- [6] 张哨楠. 致密天然气砂岩储层: 成因和讨论[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(1): 1-10.
- [7] 谢润成, 周文, 晏宁平, 等. 致密低渗砂岩储层质量控制因素研究——以靖边气田盒 8 段为例[J]. 石油实验地质, 2010, 32(2): 120-129.
- [8] 朱筱敏, 米立军, 钟大康, 等. 济阳坳陷古近系成岩作用及其对储层质量的影响[J]. 古地理学报, 2006, 8(3): 295-305.
- [9] 代一丁, 崔维平. 珠江口盆地惠州凹陷 HZ25-7 构造古近系成像测井沉积学研究[J]. 现代地质, 2015, 29(1): 63-70.
- [10] 李思田. 含能源盆地沉积体系[M]. 北京: 中国地质大学出版社, 1996.
- [11] 陈彬滔, 于兴河, 王天奇, 等. 砂质辫状河岩相与构型特征——以山西大同盆地中侏罗统云冈组露头为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1): 111-117.

- [12] Miall A D. Lithofacies types and vertical profile models in braided river deposits: A summary[M]// Miall A D. Fluvial sedimentology. Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 5, 1978: 597-604.
- [13] 于兴河. 碎屑岩系油气储层沉积学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
- [14] 焦养泉, 李思田, 李祯, 等. 碎屑岩储层物性非均质性的层次结构[J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(2): 89-92.
- [15] 辛仁臣, 柳成志, 雷顺. 粗粒曲流河体系河道沉积的沉积构形分析——以籍家岭泉头组露头为例[J]. 大庆石油学院学报, 1997, 21(3): 16-19.
- [16] 于兴河, 瞿建华, 谭程鹏, 等. 玛湖凹陷百口泉组扇三角洲砾岩岩相及成因模式[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(6): 619-627.
- [17] Miall A D. Reservoir heterogeneities in fluvial sandstones: Lessons from outcrop studies[J]. AAPG Bulletin, 1988, 72(6): 682-697.
- [18] 杨玉卿, 崔维平, 李俊良, 等. 电成像测井在珠江口盆地西部低阻油层研究中的应用[J]. 中国海上油气, 2011, 23(6): 369-373.
- [19] 杨玉卿, 崔维平, 田洪. 碎屑岩成像测井沉积学研究及其在海上油田的应用[J]. 海相油气地质, 2012, 17(3): 40-46.
- [20] 崔维平, 杨玉卿, 李俊良, 等. 电成像测井在珠江口盆地西部沉积相研究中的应用[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(3): 89-95.
- [21] 王晓峰, 彭天慈, 雷刚, 等. XRF 动态增强及全井眼成像方法研究与应用[J]. 测井技术, 2015, 39(4): 432-437.
- [22] 赖内克 H E, 辛格 I B. 陆源碎屑沉积环境[M]. 陈昌明, 李继亮, 译. 北京: 石油工业出版社, 1979.

编辑: 董庸

Evaluation of the Clastic Reservoir with Low-porosity and Low-permeability Based on Lithofacies Unit: A Case of Paleogene Wenchang Formation in Structure HZ25-7, Zhujiangkou Basin

Yang Yuqing, Cui Weiping, Feng Jin, Zhang Wei

Abstract: The clastic rocks buried deeply are complex and heterogeneous, especially for the low-porosity and low-permeability rocks, and how to find and characterize the relatively high quality parts of the reservoir is worth exploring. In our case the drilling core is relatively limited, so the electrical image logging with a high resolution of longitudinal layering becomes valuable. In the study of the Paleogene Wenchang Formation reservoir in Structure HZ25-7, Zhujiangkou Basin, 14 types of lithofacies were divided by identification of lithology, grain size and bedding structure according to cores and resistivity images. And 6 lithofacies sequences were described in the two types of channel units, including branch channel of delta-plain and distributary channel of delta-front, which revealing the vertical heterogeneity of reservoir. According to the porosity and permeability of core samples, together with the conventional logging and electrical image logging calibrated by the core, the reservoir can be effectively evaluated on lithofacies units. In the same diagenetic background, particle size and bedding have obvious control effect on reservoir properties. From coarse to fine, the reservoir properties gradually deteriorated; from trough-like interlaced bedding to plate-like interlaced bedding, and then to massive bedding, the reservoir properties gradually get worse. The favorable lithologicfacies in Wenchang Formation developed in the upper part of the river unit with coarse particle and staggered bedding.

Key words: Clastic rock; Lithofacies (Lithologic facies); Bedding structure; Low porosity-low permeability reservoir; Reservoir evaluation; Paleogene; Zhujiangkou Basin

Yang Yuqing: PhD, Professorate senior engineer. Add: China Oilfield Services Limited, Box 232, Beijing, 101149, China