

· 综合研究 ·

柴达木盆地乌南—绿草滩地区下油砂山组 滩坝砂岩特征与储层评价

王化爱*^① 钟建华^① 杨少勇^② 张长好^② 王金华^①

(①中国石油大学(华东)资源与信息学院,山东东营 257061; ②中国石油青海油田分公司,甘肃敦煌 736202)

王化爱,钟建华,杨少勇,张长好,王金华. 柴达木盆地乌南—绿草滩地区下油砂山组滩坝砂岩特征与储层评价. 石油地球物理勘探, 2009, 44(5): 597~602

摘要 笔者运用综合地质分析手段,研究了柴达木盆地乌南—绿草滩地区下油砂山组滩坝砂岩发育分布规律、储层特征及其储集性能,分析了滩坝砂岩受古地形、古湖盆岸线形态和沉积基准面等因素控制,平面上主要分布于湖盆拐弯处辫状三角洲侧翼的潮汐环境宽缓斜坡和古隆起上,纵向上滩砂多发育在短期基准面上升半旋回,坝砂主要发育在短期基准面下降半旋回,并且具有储层薄、喉道细、渗透率低的特征。储集空间类型主要为原生粒间孔,储层储集性能取决于沉积微相类型、成岩作用和孔隙结构类型及孔喉分选性等因素。文中对研究区滩坝砂岩储层进行了评价,分为3类储层,其中I类储层为区内的较优质储层,II类地层为中等—偏差储层,III类为差储层。

关键词 滩坝砂岩 储层特征 控制因素 储层评价

1 引言

鉴于中国东部的渤海湾盆地东营凹陷博兴洼陷及周缘地区在滩坝砂岩中找到三级石油地质储量近亿吨,显示了滩坝砂岩油藏巨大的勘探潜力。笔者将目光移向中国西部的滩坝砂岩。

乌南—绿草滩位于柴达木盆地西南部,为昆北断阶带上的一个三级构造,勘探面积约350km²。钻遇地层自下而上主要有路乐河组、下干柴沟组、上干柴沟组、下油砂山组、上油砂山组、狮子沟组和七个泉组。中下油砂山组含有滩坝砂岩,其埋深多在1000~2500m,是柴达木盆地近年油气勘探储量增长的主要储层。由于滩坝砂岩具有储层薄、岩相横向变化快和储层物性差、产能低等特点,严重制约了储量的有效动用和勘探的进一步扩大。目前,乌南—绿草滩下油砂山组滩坝砂岩储层研究尚未系统展开,因此加强该区的储层研究,弄清储层的发育分布特征,并对其进行科学评价,对于油田勘探开发具有重要意义。

2 滩坝砂岩发育特征

2.1 滩坝平面特征

乌南—绿草滩构造整体形态为一由东南向西北方向倾没的鼻状构造,地层倾角为2°~6°。构造发育史研究表明,乌南—绿草滩为宽缓斜坡背景下发育的古隆起,在下油砂山组沉积时期刚开始发育,隆起高度要比现今构造低得多。滩坝沉积多发育于地形相对平缓的斜坡古地貌背景上^[1],坡度一般小于10°^[2]。

根据已有探井钻遇地层情况、地层岩性粒度、颜色以及地震解释的地层界限可以推断古湖岸的大体位置。综合运用钻井取心、录井、测井、粒度分析、薄片等资料进行沉积相分析,湖岸线在乌南—绿草滩地区拐了一个大弯,来自西部的阿拉尔物源和西南部的祁漫塔格山物源非常发育,二者交汇在一起,在跃东—切克里克地区形成大面积的辫状三角洲沉积,并为滩坝沉积提供丰富的物质来源。乌南—绿草滩地区滩坝砂岩即发育于跃东—切克里克辫状三

* 山东省东营市中国石油大学(华东)资源与信息学院,257061

本文于2009年3月27日收到,修改稿于同年5月20日收到。

本文由国家油气专项“全国油气资源战略选区调查与评价”之“柴达木盆地油气资源战略选区调查与评价”(编号:XQ-2004-01)项目资助。

角洲的侧翼。

2.2 滩坝纵向特征

沉积基准面变化反映了沉积期相对湖平面的升降变化^[3,4],在波浪和沿岸流控制下的滩坝沉积,如果沉积基准面保持相对稳定状态,滩坝砂体的厚度大,易形成坝砂沉积;相反,沉积基准面处于频繁升

降变化状态下,导致波浪和沿岸流控制下的沉积也频繁地侧向或上下迁移,以致导致沉积砂体厚度相对较薄,形成滩砂沉积。因此滩坝砂体主要发育在中短期基准面旋回下降/上升转换面附近,其中滩砂多发育在短期基准面上升半旋回,坝砂主要发育在短期基准面下降半旋回(图1)。

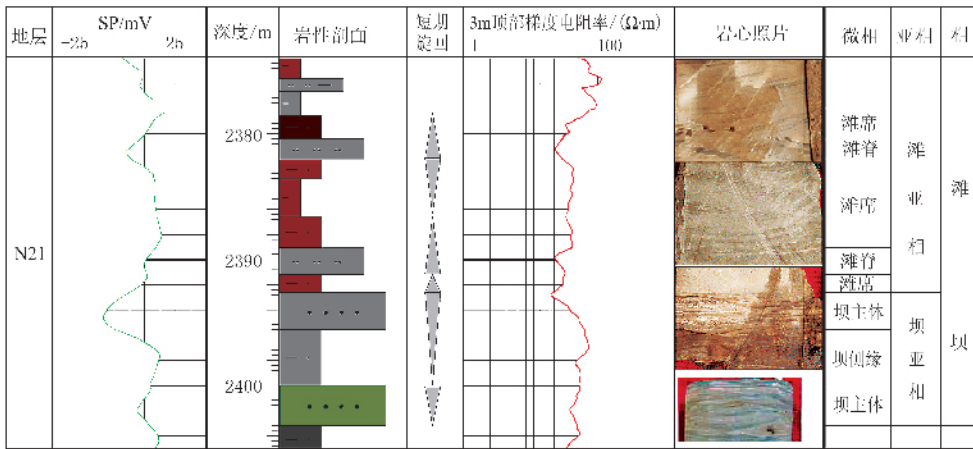


图1 绿7井滩坝沉积的短期基准面特征

3 滩坝砂岩储层特征

3.1 岩性特征

乌南—绿草滩下油砂山组滩坝砂岩具有岩性细、储层单层薄的特点。岩性以细砂岩和粉砂岩为主,颗粒直径主要区间为0.05~0.25mm。滩砂单层厚度一般小于2m,坝砂厚度相对滩砂大,但一般小于5m。

储层岩性类型以岩屑砂岩和岩屑质长石砂岩为主,次为长石质岩屑砂岩(图2)。砂岩中石英含量为30%~40%;长石含量多数为25%~35%,长石以钾长石为主,另有少量斜长石;岩屑总量为30%~38%。岩屑以碳酸盐岩为主,次为变质岩和火山岩。填隙物以泥质和钙质为主。储层中碎屑颗粒磨圆程度为差—中等,主要为次棱角状,分选较差。胶结类型以孔隙式为主,接触关系以点—线接触和点接触为主。成分成熟度和结构成熟度均较低。

3.2 储集空间类型及孔隙结构

研究区滩坝砂岩储集空间类型以原生粒间孔为主,另见少量粒内溶孔和裂缝。储层的孔隙较小,储层孔隙面孔率基本上都小于10%,平均值为6.1%(表1);孔隙直径一般为27.1μm,属于小孔隙;而喉

道宽度一般处于2.5~8.3μm之间,平均值为4.3μm,以细喉道为主;配位数在0~0.45之间,平均配位数为0.2;孔喉比一般在4.41~9.36之间,平均值为6.4;整体上本区孔喉配位数较低,而孔喉比则较大。这种细孔喉、大孔喉比的结果是非有效孔隙体积。

根据储层微观特征上主要孔隙类型与喉道间关系,结合压汞曲线特征可以将其分为3种类型:

(1)大一中孔中细喉型 储层孔隙以粒间孔隙

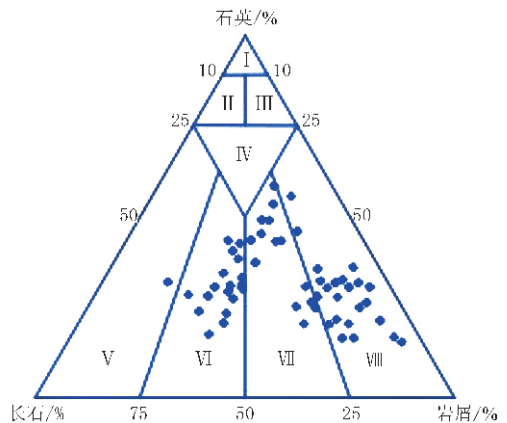


图2 乌南—绿草滩下油砂山组砂岩碎屑成分三角图

I为石英砂岩;II为长石质石英砂岩;III为岩屑质石英砂岩;IV为长石岩屑质石英砂岩;V为长石砂岩;VI为岩屑质长石砂岩;VII为长石质岩屑砂岩;VIII为岩屑砂岩

表 1 乌南—绿草滩地区储层铸体薄片孔隙结构参数表

井号	深度/m	面孔率 %	配位数			平均孔隙 直径/ μm	平均孔喉 直径比	喉道/ μm		
			最小	最大	平均			最小	最大	平均
乌 5	1608.57	5.21	0	2	0.24	26.7	5.96	9.05	1.46	4.48
乌 5	1595.65	6.18	0	3	0.18	22.9	6.47	12.99	1.22	3.54
乌 5	1595.02	6.15	0	2	0.24	28	5.83	9.51	1.22	4.8
乌 5	1345.11	3.93	0	1	0.19	26.3	5.76	14.86	1.22	4.56
乌 5	1344.91	5.26	0	2	0.16	24.9	7.38	9.41	1.22	3.37
乌 12	1341.12	11.22	0	3	0.44	49.3	5.94	30.81	1.27	8.3
乌 12	1343.61	9.28	0	3	0.45	25.6	6.84	9.95	1.22	3.75
乌 12	1379.97	0.63	0	1	0.06	16.1	4.41	3.66	3.66	3.66
乌 12	1521.82	6.75	0	2	0.27	24	9.36	7.32	1.22	2.56

为主,孔径差异较大,但超粒大孔隙及过度溶解的粒间孔隙少见。储层的排驱压力在 0.42MPa 左右,平均孔喉半径为 $0.95\mu\text{m}$,饱和中值半径平均为 $0.64\mu\text{m}$,平均孔隙度为 18%,平均渗透率为 3.0mD。

(2)中—细孔细喉型 储层压实作用或胶结作用较强,或杂基含量偏高。储层的排驱压力在 0.8MPa 左右,平均孔喉半径为 $0.4\mu\text{m}$,饱和中值半径平均为 $0.27\mu\text{m}$,平均孔隙度为 14.3%,平均渗透率为 1.44 mD。

(3)微细孔型 储层结构致密,填隙物含量高,孔隙类型主要以杂基间孔或自生矿物晶间孔为主。储层的排驱压力在 2.0MPa 左右,平均孔喉半径小于 $0.1\mu\text{m}$,饱和中值半径小于 $0.1\mu\text{m}$,物性很差,平均渗透率小于 0.1mD。

3.3 物性

研究区滩坝砂岩储层单层厚度较薄,且多含灰质,岩性致密。孔隙度范围为 8%~29.4%,平均孔隙度为 14.4%;渗透率变化范围较大,在 0.02~50 mD,个别数值超过 50 mD,但主要集中于 0.1~3 mD,乌南和绿草滩地区滩坝砂岩渗透率位于该区间的概率分别为 50.3%和 87.3%,属低孔、低渗或特低渗储层。

4 储层储集性能分析

4.1 沉积微相分析

不同类型的沉积微相由于其形成时的水动力条件及沉积方式等的不同,决定着储层岩性、颗粒结构、杂基含量等特征,并且对埋藏成岩作用改造的过程和程度等产生深远的影响^[6]。根据砂岩的形态和

产状,滩坝砂岩沉积相可分为坝砂和滩砂两种亚相。坝砂沉积一般位于古地形相对较高地区,砂岩沉积厚度大,粒度粗,坝砂位于砂岩的中心,砂岩层数少,但单层厚度大,一般大于 3m,产状为与岸平行的细长条带状砂体,可能出现几排。滩砂沉积位于坝砂沉积两侧,滩砂与坝砂相比,沉积砂体的厚度薄、粒度细,泥岩夹层数量多等。其中坝亚相又可划分出坝主体和坝侧缘微相,滩亚相可划分出滩脊、滩席、滩间湾微相(图 3)。坝主体位于坝亚相中央高部位,是高能环境的产物,岩性以粉砂岩为主,在滩坝砂岩各微相中物性最好。坝侧缘位于其旁边,岩性以泥质粉砂岩和粉砂岩为主,物性较坝主体差。滩脊是湖岸线附近波浪冲刷回流形成的平行于湖岸线的脊状砂体,粒度较粗,物性较好。滩席是沙滩沉积的主体,粒度细,一般为泥质粉砂岩、粉砂岩。坝主体、滩脊、坝侧缘、滩席四种沉积体可成为有效储层,其中坝主体砂体物性最好、储层有效率最高,滩脊砂体物性及储层有效率次之,坝侧缘及滩席砂体较差。

4.2 成岩作用

乌南—绿草滩下油砂山组滩坝砂岩成岩作用类型主要有机械压实作用、胶结作用和溶蚀作用,它们对岩层的结构和物性有较大的影响作用,特别是压实作用和胶结作用尤为突出。

4.2.1 机械压实作用

乌南—绿草滩地区下油砂山组滩坝砂岩储层埋深在 1000~2500m 之间,压实作用中等。根据 David 等^[7]的估算方法,对由压实作用和胶结作用给储层孔隙度造成的影响可以这样来评价,即将胶结物含量和储层粒间孔隙体积数据相应点投影到坐标系中,进行胶结、压实分析,结果发现,乌南—绿草滩

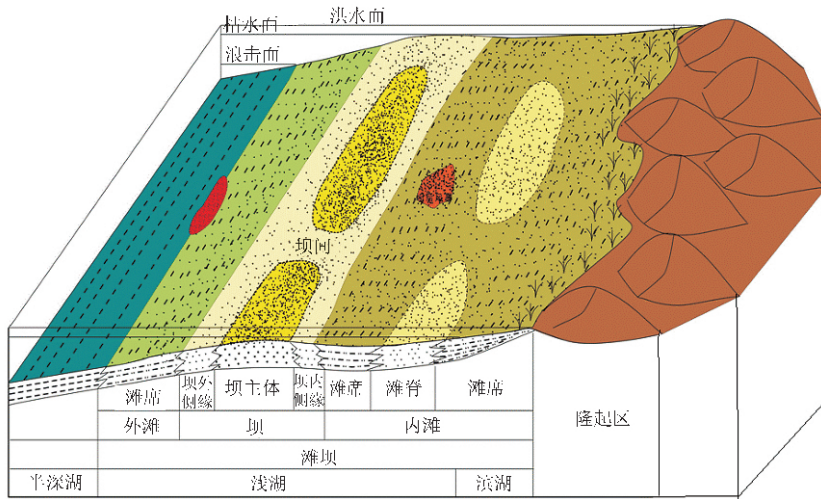


图3 滩坝砂岩沉积模式图

地区下油砂山组粉砂岩由于压实作用造成孔隙度减少约30%，由于胶结作用造成的孔隙度减少约40%（即视压实率和视胶结率）；而细砂岩由于压实作用造成孔隙度减少约60%，大于由胶结作用造成的孔隙度丧失为20%（图4）。由此可见，在成岩过程中对于粉砂岩储层来说，胶结作用为储层物性的主要控制因素，而对于细砂岩来说，压实作用对储层影响则大于胶结作用造成孔隙的减少。

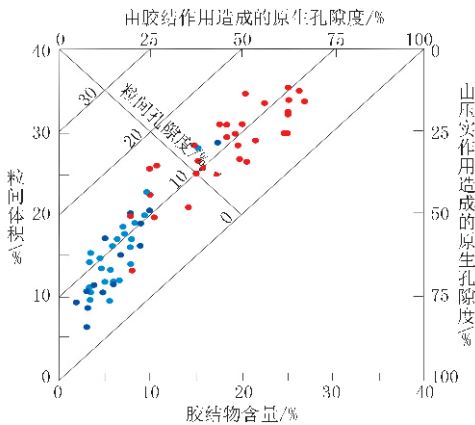


图4 乌南—绿草滩 N21 储层孔隙度损失图
红色圆点为粉砂岩；蓝色圆点为细砂岩

除了上述用视压实率参数说明压实作用以外，还可用压实量参数来表达砂岩储层的压实程度。压实量通常指现今砂岩的视压实率与砂岩的原始粒间孔隙度的乘积。砂岩的原始粒间孔隙度一般为30%~40%^[8]，这里取33%，由此可计算出，乌南—绿草滩地区下油砂山组储层粉砂岩压实量为10%，细砂岩的压实量为20%，即压实作用对粉砂岩、细

砂岩造成的孔隙减少分别为10%和20%。

4.2.2 胶结作用

乌南—绿草滩地区胶结类型主要为碳酸盐胶结，次为方沸石，偶见硬石膏胶结物和石英次生加大。碳酸盐岩胶结物主要形态为泥晶方解石、亮晶方解石及少量泥晶白云石。平均含量为12.45%，即胶结作用使孔隙降低了12.45%（表2）。

表2 乌南—绿草滩下油砂山组滩坝砂岩储层胶结物平均含量统计表

井号	孔隙度 %	渗透率 mD	胶结物平均量 %	数据个数
绿2	5.64	0.288	5.42	12
绿4	7.55	0.825	8.5	4
绿7	8.8	0.299	6.65	37
乌12	11.17	0.826	13.23	7
乌15	15.57	19.27	25.94	18
乌5	12.09	0.96	14.97	26
平均值	10.14	3.74	12.45	

4.2.3 溶蚀作用

研究区内溶蚀作用不强烈，主要是长石、岩屑等不稳定碎屑颗粒溶蚀，长石往往沿解理缝或双晶缝溶蚀，也可在长石颗粒边缘及粒内裂缝中溶蚀，对岩屑的溶蚀多见于对变质岩屑的选择性溶蚀，溶孔常呈不规则蜂窝状，总体溶蚀孔隙度小于1%。

4.3 孔隙结构与孔喉分选性

随埋深增加，压力加大，储层中碎屑颗粒会不断靠近，岩石体积不断缩小，碎屑颗粒间接触方式由点接触逐渐变为线接触，甚至是凹凸接触。在此过程中喉道类型和大小都会发生相应变化。岩石孔隙结构是影响物性的关键因素，它与物性都有着明显的

相关关系。在研究区用了 83 个孔隙岩石样品数据,对渗透率与孔喉半径中值相关关系进行了模拟,模拟关系式为

$$\lg K = 1.74 r_{50} - 1.17$$

式中: K 为渗透率; r_{50} 为孔喉半径中值。同时显示相关系数为 0.69,说明相关性相对较高。由于储层中 65% 喉道半径中值在 $0.95\mu\text{m}$ 以下,即渗透率在 3mD 以下的超低渗储层可占 65% 以上。因此喉道半径均值较低,细喉道类型的组合是决定研究区储层低渗透的直接原因。

乌南—绿草滩地区下油砂山组坝砂岩的变异系数一般为 0.58~0.8,平均值为 0.62;标准偏差为 0.25~2.91,平均值为 1.45;均质系数一般为 0.30~0.60,平均值为 0.43;变异系数和标准偏差较大,均

质系数较小,说明砂岩中孔喉分布不均匀、分选较差^[9]。这种差异性主要表现在小层中和小层间孔喉半径等参数差异均较大方面。

5 评价分类

根据低孔特低渗的储层成岩作用、物性特征、孔隙结构及储层孔喉分选性等参数,将研究区内储层划分为三类(表 3),其中 I 类储层为区内的较优质储层,II 类储层为中等—偏差储层,III 类储层为差储层。

I 类储层主要分布在乌南油田鼻状构造高部位的南参 2 井区(图 5),主要为坝主体微相,埋藏深度浅,成岩作用弱,储层物性较好,平均孔隙度为 16%,

表 3 乌南—绿草滩下油砂山组储层分类评价表

储层类型		I 类	II 类	III 类
单层砂岩厚度/m		2~5	2~5	<2
储集空间类型		原生孔隙为主、少量粒内溶孔		
成岩作用	胶结特征	胶结物含量<5%	胶结物含量 5%~12%	胶结物含量>12%
	压实特征	弱压实	中等压实	强—中等压实
孔隙度/(%)		>16%	10%~16%	<10%
渗透率/mD		>3.0	0.1~3.0	<0.1
压汞参数	平均喉道半径/ μm	0.95	0.4	<0.1
	排驱压力/MPa	0.42	0.8	0.24~2.67
	中值压力/MPa	0.95	4.1	4.8~15
	饱和中值半径/ μm	0.5~1.4	0.12~0.7	<0.1
埋藏深度/m		<1600	1600~2400	>2400

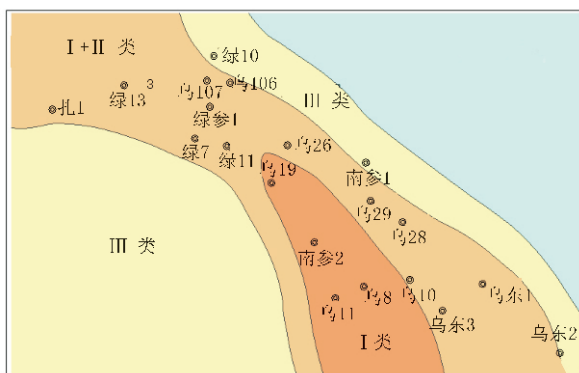


图 5 乌南—绿草滩地区下油砂山组储层分类评价图

平均渗透率为 3.0mD; I+II 类储层主要分布其周围缘地区,主要为滩脊、坝侧缘和滩席微相,埋藏深度相对深,压实作用中等、胶结作用弱,储层物性偏低,孔隙度为 10%~16%,渗透率为 0.1~3.0mD。

6 结论

(1) 乌南—绿草滩下油砂山组滩坝砂岩平面上主要分布于湖盆拐弯处辫状三角洲的侧翼的潮汐环境宽缓斜坡和古隆起上,纵向上滩砂多发育在短期基准面上升半旋回,坝砂主要发育在短期基准面下降半旋回。

(2) 乌南—绿草滩下油砂山组滩坝砂岩岩石类型以长石砂岩和岩屑砂岩为主,储集空间类型主要为原生粒间孔,具有细喉道、低渗透的特征。储层储集性能主要与沉积微相类型、成岩作用、孔隙结构类型和分选性有关,根据其相关参数将该区滩坝砂体储层分为 3 类,其中 I 类为区内的较优质储层,II 类为中等—偏差储层,III 类为差储层。

参 考 文 献

- [1] 朱筱敏,信荃麟,张晋仁. 断陷湖盆滩坝储集体沉积特征及沉积模式. 沉积学报,1994,12(2):20~28
- [2] 宋春晖,王新民. 青海湖现代滨岸沉积微相及其特征. 沉积学报,1999,17(1):51~57
- [3] 邓宏文,王洪亮,祝永军等. 高分辨率层序地层学——原理及应用. 北京:地质出版社,2002
- [4] 操应长. 断陷湖盆层序地层学. 北京:地质出版社,2005
- [5] 姜在兴. 沉积学. 北京:石油工业出版社,2003

- [6] 郝建明,邱隆伟. 高南油田东三段低渗储层特征及其控制因素. 中国石油大学学报,2008,32(6):6~11
- [7] David W Houseknecht, Lori A Hathon. Petrographic constraints on models of intergranular pressure solution in quartzose sandstones. *Applied Geochemistry*, 1987,2(5-6):507~521
- [8] 冯增昭. 沉积岩石学. 北京:石油工业出版社,1993
- [9] 刘显太. 纯41块沙四段低渗透储层特征研究. 油气地质与采收率,2003,10(3):22~24

(本文编辑:任敦占)

(上接第596页)

5 结论和认识

通过本文的实例分析和研究,得到下列几点结论和认识。

(1)地层速度的横向变化(突变),可导致速度异常区下伏地层构造形态的畸变,出现假构造和构造高点偏离的现象。

(2)引起地层速度横向变化的因素很多,如逆掩推覆体造成速度横向突变、高速的盐丘和局部火成岩体、天然气富集层造成的速度低异常、上覆地层产状较陡和上覆地层的厚度剧变等情况下,都会在时间剖面上引起下伏地层出现假构造现象或构造高点偏移现象。

(3)叠前深度偏移技术是解决时间剖面上假构造的最佳途径。

目前复杂构造区地震勘探已成为石油勘探的主

攻目标区,造成速度横向变化的因素普遍存在。在叠前深度偏移技术还未广泛应用于生产的情况下,面对频繁遇到的时间剖面上假构造现象,地震资料解释研究人员一定要了解更多的地层岩性变化信息,注意甄别真假构造,提高钻探成功率。

参 考 文 献

- [1] Yilmaz Ö. *Seismic Data Analysis*. SEG,2001
- [2] 马在田. 地震偏移成像. 北京:石油工业出版社,1989
- [3] 李振春. 地震成像理论与方法. 石油大学研究生院,2004
- [4] Sheriff R E, Geldart L P. 勘探地震学. 北京:石油工业出版社,1999
- [5] 戴晓云. 复杂构造区叠加速度分析. 石油地球物理勘探,2007,42(2):66~69
- [6] 王树华,刘怀山等. 变速成图方法及应用研究. 中国海洋大学学报,2004,34(1)
- [7] 温声明,杨德兴等. 层速度替换建场法在高陡构造区的应用. 石油地球物理勘探,2006,41(3):308~312

(本文编辑:朱汉东)

《石油地球物理勘探》获“中国北方十佳期刊”奖

由中国期刊协会、中国北方11省新闻出版局、期刊协会联合主办,辽宁省新闻出版局、省期刊协会承办的中国北方优秀期刊评奖活动,于2009年8月24~27日在沈阳举行。各有关省新闻出版局主管局长、报刊管理部门负责人作为评委参加会议。新闻出版总署新闻处报刊司副司长张泽青出席会议并讲了话,中国期刊协会会长石峰发来书面讲话,辽宁省新闻出版局党组书记、局长马述君到会并致词,副局长谈纪平主持会议。

此次评选活动的前身为北方优秀期刊评奖活动,已举办两届。此次是第三届,由中国北方11个省、市、自治区各自推荐其管理部门有代表性的优秀期刊,共219种参加评奖活动。经本届评委会审定,共评出“中国北方十佳期刊”22种,《石油地球物理勘探》名列其中。另评出“中国北方优秀期刊”若干。

多年来,《石油地球物理勘探》一直坚持办刊宗旨,坚持质量第一,坚持论文的学术与应用并重的原则,一年一个台阶稳步向上,受到广大科技工作者的青睐。《石油地球物理勘探》之所以在历次各类期刊评比中能够屡屡获奖,这不仅有编辑部全体同仁的努力,更为重要的是东方地球物理公司和石油物探学会为编辑部营造一个良好的办刊环境,以及编委会的悉心指导和广大作者、读者的关心和厚爱。编辑部决心以此为新的起点,全力以赴,继续办好这份精品期刊,为发展中国石油勘探事业而贡献自己的力量。

《石油地球物理勘探》编辑部