

文章编号:1673-5005(2009)06-0011-05

# 洪积相成因大型复合砂砾岩体的单期水道识别及其意义

高 建<sup>1</sup>, 焦巧平<sup>1</sup>, 侯加根<sup>2</sup>, 胡新平<sup>3</sup>, 岳大力<sup>2</sup>

(1. 中石化胜利油田 地质科学研究院, 山东 东营 257015; 2. 中国石油大学 资源与信息学院, 北京 102249;  
3. 中石油 新疆油田采油三厂, 新疆 克拉玛依 834007)

**摘要:**以洪积扇现代沉积考察和露头研究为基础,通过岩心井标定小井距和对子井,结合生产测试资料,确定洪积扇相复合砂砾岩体的单期水道三维空间定量分布参数及剩余油分布模式。研究表明:扇顶亚相为复合型砂砾岩体,垂直物源为多个单期水道垂向加积切割叠置,延伸宽度为250~750 m,厚度为2~6 m,顺物源为多个单期水道呈楔形叠瓦状前积叠置,延伸长度为700~1750 m,厚度为4~6 m,整体的水道宽厚比小;扇中亚相砂砾岩体具有多期水道侧向叠置的特点,垂直物源方向的单期水道厚度为2~4 m,延伸宽度为200~1000 m,顺物源方向单期厚度为6~10 m,延伸长度为700~3250 m;剩余油多分布在单期水道的中上部、侧缘上倾尖灭部、不同成因单期水道砂砾岩体的镶嵌部、同一成因不同期次水道的接触部。

**关键词:**洪积相;单期水道;识别特征;空间模式;剩余油  
**中图分类号:**TE 121.3; TE 321      **文献标识码:**A

## Single channel identification in large-scale complex glutenite of alluvial fan and its significance

GAO Jian<sup>1</sup>, JIAO Qiao-ping<sup>1</sup>, HOU Jia-gen<sup>2</sup>, HU Xin-ping<sup>3</sup>, YUE Da-li<sup>2</sup>

(1. Geological Science Research Institute of Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying 257015, China;  
2. School of Resource and Information Technology in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;  
3. 3rd Production Plant of Xinjiang Oilfield, PetroChina, Karamay 834007, China)

**Abstract:** The three-dimensional distribution parameters of single channel and remaining oil mode about complex glutenite of alluvial fan were confirmed by means of small well spacing and two-pair wells, which were calibrated by core and testing data of well on the basis of modern deposit review and outcrop. The results show that the fanhead subfacies is complex glutenite. The sedimentary source on the vertical orientation are multiples of single channels cutting and overlying, and the single channel has a thickness of 2~6 m and an extension width of 250~750 m. The sedimentary source on the parallel orientation is foreset overlying of many single channels taking on cuneiform and imbricated shape, and the single channel has a thickness of 4~6 m and an extension length of 750~1750 m. The middle-fan subfacies are characterized by multiple channel lateral overlying, and the single channel has a thickness of 2~4 m and an extension width of 200~1000 m on the vertical orientation of sedimentary source. The single channel has a thickness of 6~10 m and an extension length of 700~3250 m on the parallel orientation of sedimentary source. The remaining oil mainly distributes middle-upper location, lateral margin updip piching localization of single channel, mosaic location of different genesis single channel, and contiguous location of different channel for identical genesis.

**Key words:** alluvial fan; single channel; identification characteristics; space mode; remaining oil

洪积相砂砾岩油藏储层非均质性严重,层间动用差,水驱严重不均匀,不同级别水淹区存在犬牙交

收稿日期:2009-06-22

基金项目:国家“863”高技术研究发展计划项目(2008AA06Z206);国家自然科学基金项目(40902035)

作者简介:高建(1975-),男(汉族),吉林永吉人,工程师,博士,主要从事油藏开发地质方面的研究。

错、剧烈变化的特点<sup>[14]</sup>,近年来通过储层精细描述实施的加密调整井验证还有大量剩余油以不同状态赋存在储层内部。20世纪50年代以来,人们对洪积扇砂砾岩体储层空间展布从地面到地下做了大量的研究<sup>[1-2,5]</sup>。胜利和大庆油田通过三角洲和曲流河的大型复合河道砂内部结构细化来刻画剩余油空间分布规律<sup>[6-7]</sup>,取得了显著的经济效益,而在沉积微相研究基础上的大型复合多期砂砾岩体的单期水道识别及相应剩余油研究还鲜有论述,而这正是解决砂砾岩油藏注水开发后期复杂的开发现状一种比较有效的手段。因此,笔者以克拉玛依油田为研究对象,以洪积扇现代沉积考察和露头研究为基础,通过岩心井标定小井距和对子井,结合生产测试资料,确定洪积扇复合砂砾岩体的单期水道三维空间定量分布参数及剩余油分布模式。

## 1 油藏地质概况

克拉玛依油田位于准噶尔盆地西北缘与扎依尔褶皱带相接的断阶带上,是以缓倾单斜为背景的断块油田。克拉玛依油田三3,4区克下组砂砾岩油藏研究区位于克拉玛依油田第三断块开发区<sup>[1-2]</sup>,主力油层S<sub>7</sub>砂层岩性主要是中粗砾岩、细砾岩和含砾粗砂岩,砾岩层厚为1~35 m,平均厚度为7.6 m,平均孔隙度为20.7%,平均渗透率为 $205.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于中孔-中渗油层,油层主要集中在扇顶亚相的主槽微相和扇中亚相的辫流微相。主槽微相砂砾岩体呈厚层块状整体延伸,厚度为5~22 m,横向平面分布稳定,延伸宽度为906~4140 m,宽厚比为180~500。辫流微相岩体顺物源方向成弯曲带状,刚出山口河道宽度为700~1000 m,随着水流向前推进,分支河道最窄处仅为260 m。

随着开发的深入,水驱严重不均匀,开发效果日益变差,剩余油高度零散,目前地质认识已经不能满足开发现状。

## 2 大型复合砂砾岩体的单期水道识别

洪水发育的阶段性和沉积过程中的能量和强度的差异,通过分析岩心的岩性、沉积序列的变化及其测井曲线响应特征,形成利用测井曲线划分和识别单期水道的方法,然后建立多井剖面上单期水道接触关系、组合特征,最终完成单期水道空间分布研究。

洪积扇沉积具有3个阶段发育特点<sup>[1-2]</sup>:首先是洪峰期,这时洪水流量骤然增长到最大,但延续时间

短,沉积方式主要为漫洪沉积和泥石流沉积;然后进入槽洪期,指流量由最大值波动下降的阶段,持续时间为漫洪期的2~10倍,沉积方式为河道沉积和筛选沉积;最后进入涓流期,是洪水后期的微弱水流活动阶段,沉积方式为细粒沉积物悬浮加积。

**泥石流沉积:**扇体发育初期的沉积物以黏土和粉砂为基质,粒径悬殊的砂、砾石和岩块散布其中,砾石和岩块无定向排列,无层理,属于高密度流。现代沉积考察显示其厚度薄,多在几十厘米,岩性为泥质砾岩和砾状泥岩,不含油,微电极曲线特征明显,具有高阻闭合的特点。

**漫洪沉积:**山洪涌出山口后在基底扇面上迅速铺散成片状漫流,大量富含泥质的粗碎屑垂向加积呈席状沉积,多次漫洪沉积垂向叠加形成厚层砾岩层,发育特有洪积层理,由于底部最先接受沉积,底部沉积物泥质含量最高,向上逐渐减小,导致电阻率曲线和自然电位曲线呈现“反旋回”的假象,底部的泥质砾岩层在微电极曲线上也表现出高阻闭合的类似特征。

**河道沉积:**当洪水从洪峰期转入槽洪期时,扇面片状漫流逐渐进入低洼水道内,它们不断迁移、改造、充填和废弃,沉积物呈透镜状,为分选差的砾石和砂。电阻率曲线呈高低阻指状互层,高阻层为辫状水流沉积,低阻层为辫状水流间的漫流沉积,辫状水流的不断迁移游荡,导致一个高阻层到邻井往往变为低阻层。

**筛状沉积:**当水流很快减弱时,从早期沉积的粗碎屑孔隙间渗滤流动,把砾石间的细粒沉积物带走,形成了碎块支撑的砾石层。

**悬浮沉积:**末期由于能量衰竭形成的悬浮沉积物,岩性为泥岩和泥质粉砂岩,微电极曲线呈低阻闭合特点。

可以看出完整一期洪水的不同阶段水流能量的差异和强度控制着洪水携带物的数量、粒度结构、颗粒成分及沉积方式的变化规律,这为研究地下洪积扇储集体单期水道提供了理论基础和划分原则。

### 2.1 单井单期水道识别

垂向上岩性的规律性变化能够直接反映出一期水道从生成、成长到逐渐废弃的一个完整变化。

首先根据野外洪积扇沉积的特点,依据取心井岩性特征,区分出单期水道顶底界面,初期单期水道由于漫流沉积导致底部大量泥质砾岩沉积,在底部形成了高阻致密低渗透泥质砾岩非渗透层,微电极曲线高阻闭合,中后期的单期水道底界面主要是切

叠早期单期水道的冲刷面,单期水道的顶界面主要是洪水后的涓流期,水动力条件弱,主要沉积细粒沉积物,微电极曲线具低阻闭合的特征。

根据以上划分原则,三3、4区5-9取心井的13

m目的层一共划分出5个单期水道(图1),其中主槽微相成因砂体内共划分出4期水道。单期水道厚度为2~4 m,曲线形态呈漏斗状。

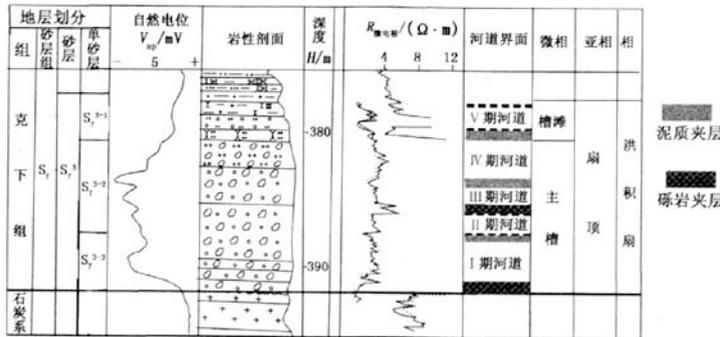


图1 5-9井取心段单期水道划分

Fig.1 Division of single channel on well 5-9

2.2 单期水道规模

在单井单期水道划分基础上,通过垂利物源和顺物源两条剖面单期水道解剖来进一步认识不同成因相的水道发育规模和接触关系,为了紧密和生产结合,在剖面的选取时要充分考虑到生产测试资料完整。在实际操作过程中要充分利用原型模型的水

道发育规模和切叠关系来指导水道边界的识别,最后通过生产测试资料来验证。

通过对子井(20~50 m)和小井距(井距75 m)的研究发现4种单期水道的侧向成因界面标志,并且每种成因标志都有其不同的空间发育特点(图2)。

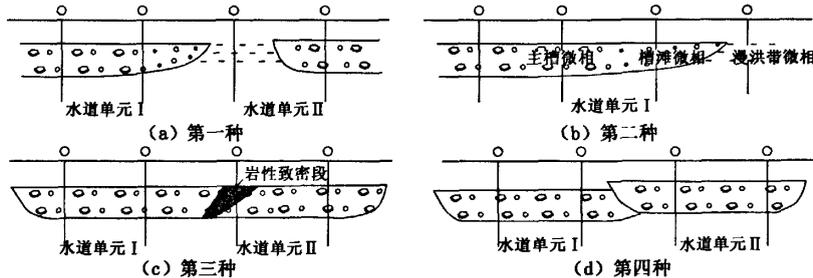


图2 单期水道识别标志

Fig.2 Identificational symbol of single channel

(1)第一种单一水道标志如图2(a)所示。侧向岩性从砾岩逐渐变化到砂岩最终以泥岩结束,代表了水动力条件逐渐减弱的一个过程,属于渐变式的一次完整沉积过程,当然也会出现砾岩与泥岩直接接触的情况。这种岩性的变化主要出现在大型复合砂砾岩体的中上部,这时整体的水动力条件减弱,水道不再频繁迁移,部分细粒沉积物得以保存下来。

(2)第二种单一水道标志如图2(b)所示。侧向相带由主力优势相带向边缘相带逐渐演化最终镶嵌到泥质相带中,实际操作中会发现测井曲线从优势相的漏斗状逐渐演变到边缘相的指状,此种识别主要应用在大型复合砂砾岩体的中上部。

(3)第三种单一水道标志如图2(c)所示。侧向出现厚层块状致密砾岩岩性段,主要是水道边界处由于水动力条件减弱,大量细粒泥质没有被后期洪水冲刷而滞留在边界处形成岩性致密层,主要出现在大型复合砂砾岩体的中下部。

(4)第四种单一水道标志如图2(d)所示。初期水道砂砾岩体沉积的填平补齐作用必然导致地形的高程差异减小,后期水道必然切割先期水道的细粒沉积物形成前后两期骨架砂砾岩体的高程不一致。此种标志出现在大型复合砂砾岩体的中下部。

野外露头观察和现代沉积调查表明<sup>[1-2]</sup>,单期水道的延展宽度为150~800 m。

横向对比遵循以下流程:首先识别单井单期水道的顶底界面,然后按照在标准层拉平后界面高程近似相等并且曲线形态一致的原则,通过识别不同时期的水道界面标志,在横向延展宽度不超过野外观察最大值,连接顶底界面组成单期水道。

按照上述原则对垂物流源的砂砾岩储集体开展

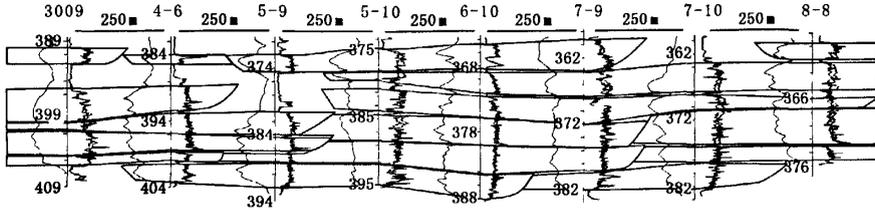


图3 垂直水流方向扇顶和扇中亚相单期水道分布

Fig. 3 Distribution of single channels on fanhead and intrafan subfacies in vertical flow direction

生产测试资料可以从侧面判断出不同期次水道在井间的接触关系,主要是不同期水道的接触部位由于水动力条件的差异,造成渗流的差异,通过生产井的注采行为就能够间接验证水道的展布特征。从图4(注水井为吸水强度剖面,采油井为产液剖面)可以看出,油水井的生产测试资料展现出不同期的河道注采受效特征,如7-9与7-10井相距250m,其中7-10井吸水情况良好, $S_7^3$ 砂层下部吸水 $4\text{ m}^3/(\text{m}\cdot\text{d})$ ,但是与7-10井在同一主槽微相带的7-9井产液剖面却没有产量,而 $S_7^3$ 砂层上部吸水 $3.2\text{ m}^3/(\text{m}\cdot\text{d})$ ,7-9井 $S_7^3$ 砂层的上部产油 $2.2\text{ t}$ ,产水 $1.1\text{ t}$ ,分析认为7-9与7-10在 $S_7^3$ 砂层中下部为不同时期河道切叠沉积,不同期水道沉积存在渗流差异导致注水不见效。

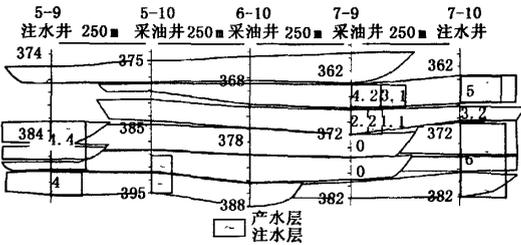


图4 不同单期水道之间的生产测试结果

Fig. 4 Production test results of different single channel

在单期水道识别的基础上可以更加细致入微地认识不同沉积微相的展布特征。槽滩微相主要发育在相对较高部位,呈带状镶嵌在主槽微相带中,砂体薄,横向延展最大为一个井距,辫流线微相主要是呈放射状水道沉积,横向变化较主槽微相稳定,单期延伸宽度可达1km,宽厚比大(表1)。

在顺物源方向,主槽微相为不同期次单期水道

精细刻画,发现洪积扇的主槽微相是由多次洪水携带物加积的结果,从单井上细分出5期河道沉积,空间组合后发现厚板状主槽微相砂砾岩体至少可以细分成10期不同单期水道沉积(图3),多呈垂向叠置特点,侧向强烈掏蚀。

呈楔形叠瓦状在前一期水道沉积物基础上逐渐向前前积而成,单期厚度为 $2\sim 6\text{ m}$ ,延伸长度为 $700\sim 1750\text{ m}$ ,随着水动力强度逐渐减弱,厚度逐渐减薄,岩石粒度逐渐变细;辫流线微相垂向上隔层发育比较稳定,厚度为 $2\sim 4\text{ m}$ ,延伸长度为 $700\sim 3250\text{ m}$ (表2)。

表1 垂直水流方向主力微相带单期砂砾岩体厚度及其延伸规模

Table 1 Glutenite's thickness and extension of major microfacies in vertical flow direction

微相	单期砂体厚度 $\delta/\text{m}$	单期延伸宽度 $b/\text{m}$	宽厚比
主槽	2~6	250~750	125~375
槽滩	1~4	100~250	100~250
辫流线	2~4	200~1000	100~509

表2 顺水流方向主力微相带单期水道砂砾岩体厚度及其延伸规模

Table 2 Glutenite's thickness and extension of major microfacies in parallel flow direction

微相	单期砂体厚度 $\delta/\text{m}$	单期延伸长度 $L/\text{m}$
主槽	2~6	700~1750
槽滩	1~4	350
辫流线	2~4	700~3250

### 2.3 洪积扇单期水道空间分布模式

在单井一连井单期水道分析以及露头 and 现代沉积考察的基础上,建立了洪积扇的单期水道空间分布模式。

扇顶亚相砂砾岩体为不同期次单期水道的砂砾岩体切割叠置而形成复合型砂体,具有多期河道相互切割叠置的特点,其中垂物流源剖面上为垂向加积切割叠置关系,单期砂砾岩体厚度为 $2\sim 6\text{ m}$ ,延伸宽度为 $250\sim 750\text{ m}$ ,顺物源剖面为不同期次单期水道的砂砾岩体呈楔形的叠瓦状逐渐前积的复合型

砂砾岩体,多期河道交错沉积,单期砂砾岩体厚度为4~6 m,延伸长度为700~1750 m,河道宽厚比小。

扇中亚相砂砾岩体具有多期水道侧向叠置的特点;砂砾岩体多为侧向叠加为主,单期水道延伸长,宽厚比大,其中垂直物源方向单期水道厚度为2~4 m,横向延伸宽度约为200~1000 m,顺物源方向单期厚度为6~10 m,延伸长度为700~3250 m。

### 3 单期水道识别对剩余油研究的意义

砂体空间结构对注采井网的完善起重要作用,对于透镜状或侧向连续性差的条带状砂体,井网往往控制不完善。即使是连续性分布的复合砂体也由于不同成因或同一成因不同时期河道沉积界面的渗流差异导致注采关系不完善,从而形成剩余油的富集<sup>[8]</sup>。单期水道的识别是储层空间结构研究理论基础,单期水道识别为在沉积微相基础研究储层空间结构的中间手段,在单期水道基础上研究储层空间结构更合理,能够进一步阐明剩余油成因和富集的主控因素。

(1) 剩余油的分布与不同期次水道砂砾岩体的空间叠置关系息息相关。如图5所示,首先单期水道砂砾岩体的侧缘上倾尖灭形成产能未动用区,7-9井 $S_7^{2,2}$ 单砂层原始含油饱和度58.5%,油藏数值模拟显示剩余油饱和度为55%,基本上处于未动用阶段,所以单期水道在井间的延伸范围的确定就能够为后期调整加密提供科学依据。

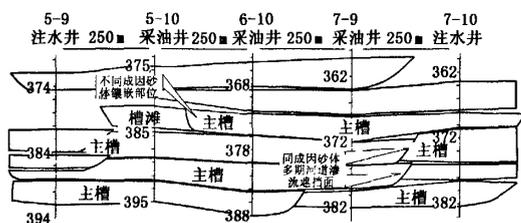


图5 不同类型剩余油分布

Fig. 5 Distribution of different type remaining oil

(2) 不同成因单期水道砂砾岩体的镶嵌部位由于注采不对应,形成注水高压区、采出低压区的被动生产局面, $S_7^{3,1}$ 单砂层5-10井与6-10井之间原始含油饱和度为68%,油藏数值模拟显示剩余油饱和度为59%。

(3) 同一成因复合砂体的不同期次水道的接触部位渗流的差异往往形成的注采不对应,也导致大量剩余油富集,在 $S_7^{3,2}$ 单砂层由于采出井7-9井与

注水井7-10井之间存在两期不同河道的沉积界面,形成7-9井有采无注的局面,目前产液量为0,油藏数值模拟显示目前在7-9井与7-10井之间剩余油饱和度为55.5%。

后两种情况在单期水道识别的基础上展开注采调整,调整平面受效方向,能够迅速扭转不利的生产情况,所以单期水道的识别对剩余油理论研究和实际现场操作都有很大的帮助。

### 4 结论

(1) 洪积扇扇顶亚相为多期水道切割叠置而形成的复合型砂砾岩体,垂直物源方向为垂向加积切割叠置关系,单期水道厚度为2~6 m,延伸宽度为250~750 m,顺物源剖面多期水道呈楔形叠瓦状前积叠加,单期砂砾岩体厚度为4~6 m,延伸长度为700~1750 m,河道宽厚比小;扇中亚相砂砾岩体具有多期水道侧向叠置的特点,其中垂直物源方向单期水道厚度为2~4 m,横向延伸宽度为200~1000 m,顺物源方向单期厚度为6~10 m,延伸长度为700~3250 m。

(2) 单期水道的剩余油多分布在砂体的中上部、侧缘上倾尖灭部,可以考虑加密调整来提高采出程度;不同成因单期水道镶嵌部、同一成因不同期次水道的接触部的剩余油,可以通过调整平面受效方向来提高采出程度。

致谢 新疆油田公司采油三厂提供大量资料,中国石油大学(北京)孙科、吴育林和刘仁静参加了部分研究工作,在此一并表示衷心感谢。

### 参考文献:

- [1] 胡复唐. 砂砾岩油藏开发模式[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
  - [2] 李庆昌,吴虹,赵立春,等. 砾岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
  - [3] 胡复唐. 克拉玛依油藏的注水开发[J]. 石油学报,1986,7(3):48-56.
  - [4] 刘顺生,胡复唐. 影响砾岩油藏注水开发效果的地质因素[J]. 石油勘探与开发,1993,20(6):54-56.
- LIU Shun-sheng, HU Fu-tang. Geological factors affecting the development of a conglomeratic reservoir by water injection[J]. Petroleum Exploration and Development, 1993,20(6):54-56.

(下转第21页)

- okarst reservoir study[J]. Journal of Jiangnan Petroleum Institute, 2004,26(4):74-76.
- [3] 魏建新,狄邦让,王立华. 孔洞储层地震物理模拟研究[J]. 石油物探,2008,47(2):156-160.  
WEI Jian-xin, DI Bang-rang, WANG Li-hua. Seismic physical modeling of cavern reservoir [J]. Petroleum physical exploration, 2008,47(2):156-160.
- [4] 王永刚,乐友喜,刘伟,等. 地震属性与储层特征的相关性研究[J]. 石油大学学报:自然科学版,2004,28(1):26-30.  
WANG Yong-gang, YUE You-xi, LIU Wei, et al. Relativity between seismic attributes and reservoir characters [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2004,28(1):26-30.
- [5] 莫午零,吴朝东. 碳酸盐岩风化壳储层的地球物理预测方法[J]. 北京大学学报:自然科学版,2006,42(6):704-707.  
MO Wu-ling, WU Chao-dong. Geophysical method for prediction of weathering crust of carbonate reservoirs[J]. Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinesis, 2006,42(6):704-707.
- [6] 刘忠宝,孙华,于炳松,等. 裂缝对塔中奥陶系碳酸盐岩储集层岩溶发育的控制[J]. 新疆石油地质,2007,28(3):289-291.  
LIU Zhong-bao, SUN Hua, YU Bing-song, et al. The control of fractures on karst in Ordovician carbonate reservoirs in Tazhong area, Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007,28(3):289-291.
- [7] 陈新军,蔡希源,纪友亮,等. 塔中奥陶系大型不整合面与风化壳岩溶发育[J]. 同济大学学报:自然科学版,2007,35(8):1122-1127.  
CHEN Xin-jun, CAI Xi-yuan, JI You-liang, et al. Relationship between large scale unconformity surface and weathering crust Karst of Ordovician in Tazhong [J]. Journal of Tongji University (Natural Science), 2007,35(8):1122-1127.
- [8] 朱如凯,郭宏莉,高志勇,等. 中国海相储层分布特征与形成主控因素[J]. 科学通报,2007,52(增刊1):40-45.  
ZHU Ru-kai, GUO Hong-li, GAO Zhi-yong, et al. The distribution character and the formation controlling factors of marine reservoir in China[J]. Chinese Science Bulletin, 2007,52(sup1):40-45.
- [9] 王宏语,樊太亮,高志前,等. 塔中地区奥陶纪古地貌及其对储集层的控制作用[J]. 新疆石油地质,2007,28(1):15-19.  
WANG Hong-yu, FAN Tai-liang, GAO Zhi-qian, et al. Ordovician Palaeogeomorphology and reservoir-controlled process in Tazhong area, Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007,28(1):15-19.
- [10] 热合木江,马玉书. 模糊神经网络在地质数据分析中的应用[J]. 石油大学学报:自然科学版,1996,20(6):13-16.  
REHE Mu-jiang, MA Yu-shu, Analysis of geological data by using fuzzy neural networks[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1996,20(6):13-16.

(编辑 徐会永)

(上接第15页)

- [5] 刘顺生,胡复唐. 洪积扇砾岩储层非均质性及非均质模型[J]. 新疆石油地质,1993,14(4):350-356.  
LIU Shun-sheng, HU Fu-tang. Heterogeneity and heterogeneity models of pluvial conglomerate reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1993,14(4):350-356.
- [6] 岳大力,吴胜和,刘建民. 曲流河点坝地下储层构型精细解剖方法[J]. 石油学报,2007,28(4):99-103.  
YUE Da-li, WU Sheng-he, LIU Jian-min. An accurate method for anatomizing architecture of subsurface reservoir in point bar of meandering river [J]. Acta Petroleoi Sinica, 2007,28(4):99-103.
- [7] 周银邦,吴胜和,岳大力,等. 点坝内部侧积层倾角控制因素分析及识别方法[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2009,33(2):7-13.  
ZHOU Yin-bang, WU Sheng-he, YUE Da-li, et al. Controlling factor analysis and identification method of lateral accretion shale beddings angle in point bar [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2009,33(2):7-13.
- [8] 岳大力,吴胜和,程会明,等. 基于三维储层构型模型的油藏数值模拟及剩余油分布模式[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(2):21-28.  
YUE Da-li, WU Sheng-he, CHENG Hui-ming, et al. Numerical reservoir simulation and remaining oil distribution patterns based on 3D reservoir architecture model [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008,32(2):21-28.

(编辑 徐会永)