

文章编号:0253-9985(2012)01-0045-05

大牛地气田大12—大66井区沉积微相与储层产能关系

刘双莲¹,李浩²,周小鹰²

(1. 中国石化石油工程技术研究院,北京 100101; 2. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:以大牛地气田大12—大66井区为研究对象,基于物质供给和沉积水动力条件、河道结构与特征,探讨了沉积微相纵向结构与产能分布之间的成因关系,沉积微相横向结构与产能分布之间的内在关系。研究表明,物质供给和沉积水动力条件的组合关系是影响沉积微相纵向产能分布规律,其中物质供给充分、稳定的强水动力条件下,主要为中高产气层;分流河道微相中心位置,测试产能相对稳定,中高产气层分布比较多。分流河道微相边部,测试产能有不稳定的特点。两个强水动力沉积的河道交汇处,是中、高产气层的密集发育区。另外,曲流化的固定河道,因复杂化而形状变化大、难钻遇,但潜力大。不稳定河道,储层整体产能低,但强水动力沉积区仍具挖潜价值。研究结果与大12—大66井区生产测试结果吻合。

关键词:河道结构;沉积水动力;沉积微相;产能;物质供给;致密砂岩;大牛地气田

中图分类号:TE121.3 文献标识码:A

Relationship between sedimentary microfacies and reservoir productivity in Da12 – Da66 wellblock, Daniudi gas field

Liu Shuanglian¹, Li Hao² and Zhou Xiaoying²

(1. SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China;

2. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: Based on sediment supplies, sedimentary hydrodynamic conditions, channel structures and features, the paper discusses the relationship between the vertical/lateral structures of the sedimentary microfacies and reservoir productivity in Da12 – Da66 wellblocks, Daniudi gas field. The result indicates that the combinations of source supplies and sedimentary hydrodynamic conditions affect the vertical distribution of reservoir productivity. Under the condition of abundant sediment supplies, stable and strong hydrodynamic conditions, the formations are mostly payzones with medium to high productivity. Reservoirs in the central part of distributary channel microfacies have been commonly tested relatively stable productivity and are mostly payzones with medium to high productivity. In contrast, reservoirs at the edge of distributary channel have been usually tested with the feature of unstable productivity. The payzones with medium to high productivity grow usually in the intersection of two channels with strong hydrodynamic conditions. In addition, because of complexity of meander channel and great shape changes, it is difficult to identify and discover. Generally, productivity is lower for unstable channel except for areas with strong hydrodynamic conditions. The study results coincide with the production tests in Da12-Da66 wellblocks.

Key words: channel structure, sedimentary hydrodynamic condition, sedimentary microfacies, productivity, sediment supply, tight sandstone, Daniudi gas field

致密砂岩储层的产能预测精度,直接关系到 整个致密砂岩储层的开发效果。从目前产能预测

收稿日期:2011-03-07;修订日期:2012-01-15。

第一作者简介:刘双莲(1970—),女,博士、高级工程师,测井地质。

的文献来看,大多是从测井响应特征或者是从多元计算方面,对产能预测研究做了大量的工作,但少有涉及储层沉积背景对产能的影响分析。众所周知,沉积环境是影响储层性质的重要因素之一。通常而言,强水动力沉积环境的储层,其物性一般较好,当有充足的油气运移至此,则含油气丰度相对较高^[1]。本文利用该原理,结合统计分析数据,分析了大牛地气田大 12—大 66 井区沉积微相与产能的关系,发现水动力条件是储层质量的主要影响因素。在宏观地质背景研究基础上,从测井相分析入手,划分了研究区的沉积微相,并利用测井技术,结合试油与生产资料,建立了沉积微相与产能相关关系,在储层产能预测方面,精度较高。

1 沉积背景

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地东北部—伊陕斜坡北部(图 1),区块内构造、断层不发育。构造总体为一北东高、西南低的平缓单斜,平均坡降为 6~9 m/km,地层倾角为 0.3°~0.6°。局部发育近东西走向的鼻状隆起,未形成较大的构造圈闭。

大牛地气田生产目的层段自下而上为太原组、山西组与下石盒子组。按照前人沉积相研究成果,大牛地气田目前普遍接受并用于指导生产的沉积模式主要有 3 种,即具障壁海岸沉积、三角洲沉积与河流相沉积^[2-9]。这 3 种沉积模式分别与构造不断隆升背景下,沉积由海相—海陆过渡相—陆相演化相对应。其中太原组为具障壁海岸沉积,山西组为三角洲沉积,下石盒子组为河流相沉积。

太原组储层岩性主要为石英砂岩,少量岩屑石英砂岩,平均孔隙度为 5.1%,平均渗透率为 $0.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;山西组储层岩性主要为中粗岩屑砂岩,少量中-粗粒岩屑石英砂岩,平均孔隙度为 5.6%,平均渗透率为 $0.54 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;下石盒子组储层岩性主要为中、粗粒岩屑砂岩,少量岩屑石英砂岩和长石岩屑砂岩,平均孔隙度为 9.5%,平均渗透率为 $0.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。岩石为颗粒支撑,孔隙式胶结,颗粒之间点-线接触至线接触。孔隙类型有粒间孔、次生溶孔、晶间微孔和微裂缝,其中粒间孔和次生溶孔为主要的孔隙类型。



图 1 大牛地气田区域位置
Fig. 1 Location of Daniudi gas field

2 沉积微相划分

在前人沉积相研究成果基础上,利用岩心、测试与测井资料,划分了研究区太原组、山西组与下石盒子组的沉积微相。其中太原组划分为障壁砂坝、混合坪、泻湖和泥炭沼泽微相;山西组划分为分流河道、决口扇、分流间沼泽(河间沼泽)以及分流间湾沉积微相;下石盒子组划分为河道、心滩、决口扇和泛滥平原沉积微相。根据划分结果分析,太原组划分为太 1 段与太 2 段;山西组划分为山 1 段与山 2 段,其中山 1 段煤层发育,而山 2 段煤层不发育;下石盒子组划分为盒 1 段、盒 2 段与盒 3 段,其中,盒 1 段心滩较多且河道宽、浅,具有明显的辫状河特征;至盒 2、盒 3 段可见明显河道沉积,决口扇发育,具有曲流化的特征,表明下石盒子组具自身的沉积演化规律。

研究区主要沉积微相形成的砂体与主力生产层位相对应,分别是山 2 段、盒 3 段及太 2 段、盒 2 段少量储层。

3 沉积微相与储层产能关系

3.1 主要沉积微相的水动力条件决定了储层的组成结构

纵向上,以下石盒子组的心滩微相为例,心滩储层结构的差异与水动力条件的差异密切相关。图2是研究区内3种典型心滩与水动力条件的关系,其中图2a D66-34井为强水动力条件下,物质供给充分且稳定条件形成的心滩^[10-15],从测井曲线响应特征看,其自然伽马曲线具有连续、相对光滑的箱形特征,这类心滩多为中高产储层,该段测试获日产气 $12.2\times10^4\text{m}^3$;图2bD66-59井为不稳定水动力条件下,物质供给相对充分形成的心滩,自然伽马曲线具有连续、齿化的箱形特征,这类心滩多为中、低产储层,该段两层测试,获日产气 $3\times10^4\text{m}^3$;图2c D66-25井为间歇水流水动力条件下,物质供给相对不充分形成的心滩,自然伽马曲线具有不连续的箱形特征,这类心滩的产能与间歇水流的水动力强度关系密切,该段测试获日产气 $0.9\times10^4\text{m}^3$ 。

横向上,以山2的分流河道微相为例,沉积水动力的稳定性是影响储层产能的关键因素。图3可以看出,分流河道微相的中心位置上,测试产能

相对稳定,总体上中高产气层分布比较多;分流河道微相的边部位置上,测试产能具有不稳定的特点,这类产层的生产测试应谨慎对待;D66井附近位于2个强水动力沉积的河道交汇处,该井附近为中、高产气层的密集发育区,为山西组最重要、最有意义的沉积微相研究区。

3.2 次要沉积微相主要发育中、低产储层

研究区的次要沉积微相主要发育在太2段、山1段、盒1段和盒2段,生产测试层段比山2段和盒3段少,多为中、低产储层。

造成这些层段高产气层少的原因各有不同。钻井已基本证实,山1段和盒2段的沉积水动力弱,砂体总体变薄,储层物性不如山2段和盒3段;太2段是地层老、埋藏深、成岩作用强和颗粒变细等因素作用的结果;盒1段虽然在研究区纵向上沉积水动力最强,但其河道宽、浅且不固定,砂体在纵横向上沉积不稳定,导致高产气层相对少(图4)。

3.3 沉积微相与储层产能关系

为了证实上述推测,特别选取了一条D66-13井组与D66井组的测井连井剖面图加以分析、证明。图3为该连井剖面在沉积微相分布图上的

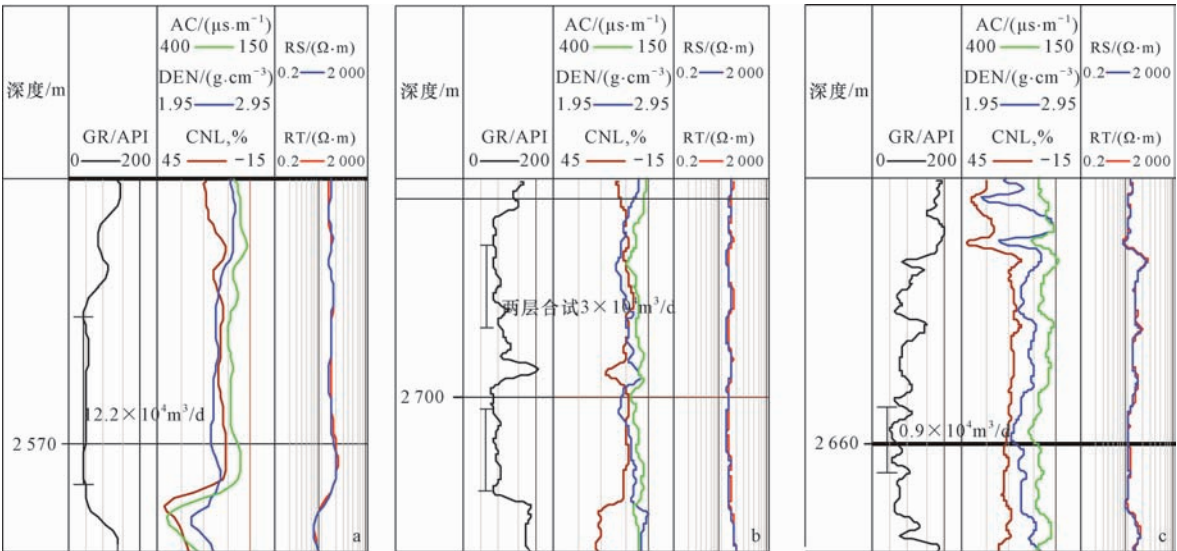


图2 大牛地气田不同产能的心滩类型曲线

Fig. 2 Well log of different types of channel bars with different productivities in Daniudi gas field

a. D66-34井; b. D66-59井; c. D66-25井

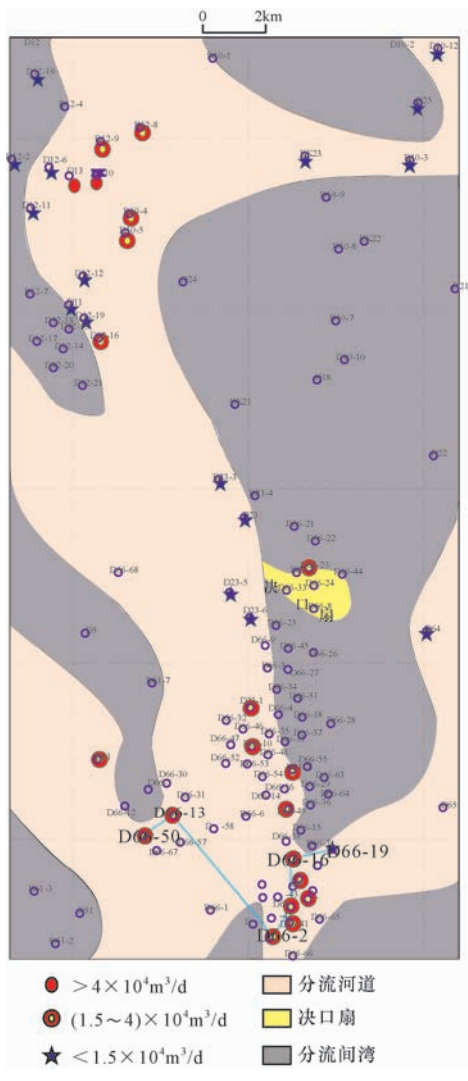


图3 大牛地气田山西组二段2小层沉积微相与产能的关系

Fig. 3 Relationship between sedimentary microfacies and productivity in the second sand unit in the 2nd member of Shanxi Formation in Daniudi gas field

位置,从图5可以看出,位于三角洲分流河道边部的D66-50,D66-13,D66-2及D66-19井砂体相对薄,一般小于10 m,产能相对较低;而D66井处于河道中心,砂体较厚,一般大于15 m,产能相对较高。由此分析可见,在水动力强、砂体较发育的区域,产能相对较高。

4 结论

1) 主沉积微相的水动力条件决定了储层的组成结构。沉积水动力的稳定性是影响储层产能的关键因素。在物质供给充分、稳定的强水动力

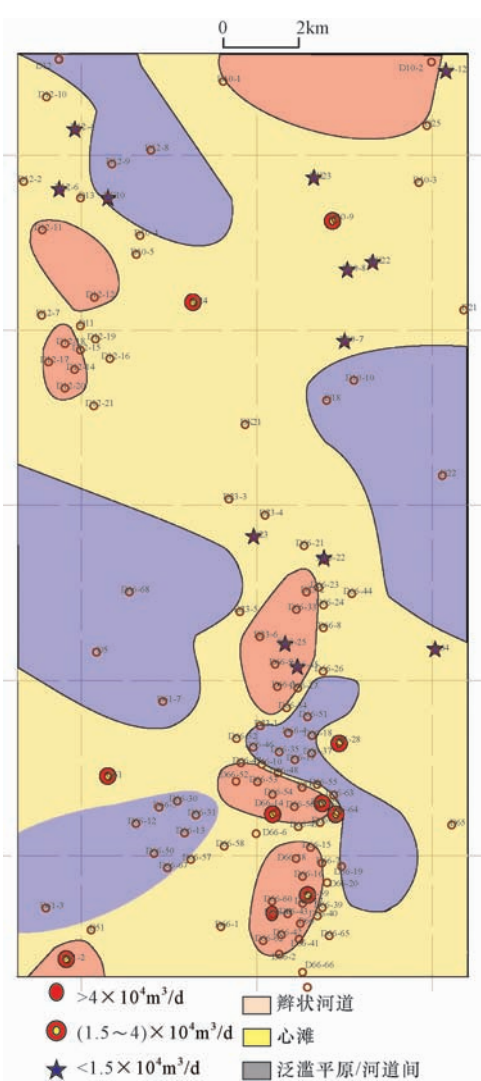


图4 大牛地气田下石盒子组一段1小层沉积微相与产能的关系

Fig. 4 Relationship between sedimentary microfacies and productivity in the first sand unit in the 1st member of Xiashihezi Formation in Daniudi gas field

条件下,主要为中高产气层。

2) 次要沉积微相主要发育中、低产储层。次要沉积微相的沉积水动力条件弱,具物性差、砂体薄、砂体纵横向分布不稳定特点,储层主要为中低产。

3) 不同河道高产气层的有利分布区各不相同。其中,三角洲水下分流河道及河道交汇处是其有利储层挖潜区;曲流化的固定河道,因复杂化而形状变化大、难钻遇,但潜力大;不稳定河道,储层整体产能低,但强水动力沉积区是潜在的挖潜区。

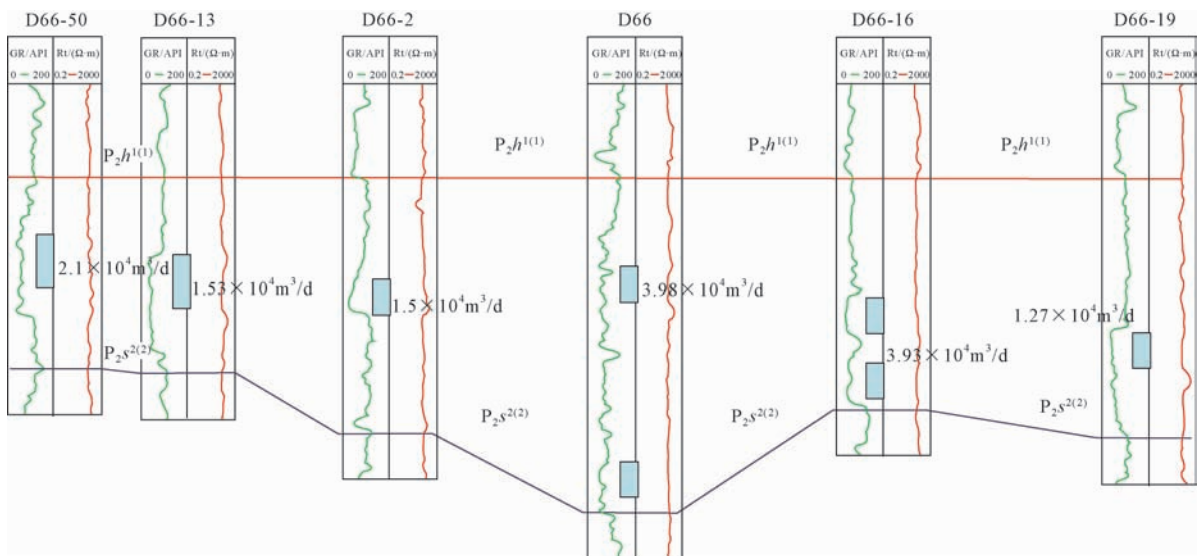


图 5 大牛地气田 D66 - 13 井组与 D66 井组山西组二段 2 小层测井连井剖面

Fig. 5 Log profile in the second sand unit in the 2nd member of Shanxi Formation crossing from well D66 - 52 to well D66 - 9 in Daniudi gas field

参 考 文 献

[1] 李浩,刘双莲. 测井信息的地质属性研究[J]. 地球物理学进展,2009,24(3):994-999.
Li Hao, Liu Shuanglian. Geological characteristics study on logging information[J]. Progress in Geophys, 2009, 24(3): 994-999.

[2] 郝蜀民,李良,尤欢增. 大牛地气田石炭-二叠系海陆过渡沉积体系与近源成藏模式[J]. 中国地质,2007,34(4):606-611.
Hao Shumin, Li Liang, You Huanzeng. Permo-Carboniferous paralic depositional systems in the Daniudi gas field and its near-source box-type gas accumulation-forming model [J]. Geology in China, 2007, 34(4): 607-611.

[3] 王付斌,李良,陈亚平. 大牛地气田太原组沉积模式[J]. 天然气工业,2007,27(12):49-51.
Wang Fubin, Li Liang, Chen Yaping. Depositional models of Taiyuan Fomation in Daniudi gas field, Ordos basin[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(12): 49-51.

[4] 罗东明,陈召佑,吝文,等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田盒 2、3 段沉积微相研究[J]. 大庆石油地质与开发,2007,26(5):21-24.
Luo Dongming, Chen Zhaoyou, Lin Wen, et al. Sedimentary microfacies of He₂ and He₃ Member in Daniudi gas field of Ordos basin[J], Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007, 26(5): 21-24.

[5] 唐海发,赵彦超,于广瀛. 精细气藏描述中的沉积微相研究-以大牛地气田山一段地层为例[J]. 西安石油大学学报:自然科学版,2004,19(2):5-8.
Tang Haifa, Zhao Yanchao, Yu Guangying. Study of sedimenta-

ry microfacies in fine gas reservoir description — taking Shan1 Formation of Daniudi gas field as an example [J], Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2004, 19(2): 5-8.

[6] 罗东明,陈舒薇,张广权. 大牛地气田上古生界沉积相与天然气富集规律的再认识[J]. 石油与天然气地质,2011,31(3):368-374.
Luo Dongming, Chen Shuwei, Zhang Guangquan. New understandings of the Upper Paleozoic sedimentary facies and gas accumulation patterns in Daniudi gas field[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 31(3): 368-374.

[7] 曹忠辉. 鄂尔多斯盆地大牛地气田上古生界自然伽马曲线测井相分析[J]. 河南石油,2005,19(5):23-24.
Cao Zhonghui. GR electrofacies analysis of Upper Paleozoic in Daniudi gas field, Ordos basin[J]. Henan Petroleum. 2005, 19(5): 23-24.

[8] 张广权,陈舒薇,郭书元. 鄂尔多斯地区东北部大牛地气田山西组沉积相[J]. 石油与天然气地质,2011,31(3):338-396,403.
Zhang Guangquan, Chen Shuwei , Guo Shuyuan. Sedimentary facies of the Shanxi Formation in Daniudi gas field, northeastern Ordos area[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 31(3): 338-396, 403.

[9] 张永贵,刘振峰. 鄂尔多斯盆地北部上古生界致密砂岩气藏储层建模[J]. 石油与天然气地质,2011,32(4):560-567.
Zhang Yonggui, Liu Zhenfeng. Reservoir modeling of tight gas sands in the Upper Palaeozoic of the northern Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology. 2011, 32(4): 560-567.

[10] 卢亚涛. 心滩砂体内部构型及其剩余油分布特征研究[J]. 科学技术与工程, 2011, (10): 2303-2305.

sandstones in the West Sichuan basin[J]. Kuang wu yan shi, 2000,19(4):47-51.

[5] 曾小英,张小清,钟玉梅. 川西坳陷中段须家河组四段钙屑砂岩气层的成因[J]. 沉积学报,2007,25(6):896-902.

Zeng Xiaoying,Zhang Xiaoqing,Zhong Yumei. Origin of calcarenaceous sandstone gas formation of the 4th member of Xujiahe formation in the Middle Part of western Sichuan depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica,2007,25(6):896-902.

[6] 包洪平,杨奕华,王晓方,等. 同沉积期火山作用对鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储层形成的意义[J]. 古地理学报,2007,8(4):397-406.

Bao Hongping,Yang Yihua,Wang Xiaofang,et al. Significance of synsedimentary volcanism for formation of sandstone reservoirs of the Upper Paleozoic in Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography 2007,8(4):397-406.

[7] 刘万洙,庞彦明,吴河勇,等. 松辽盆地深层储层砂岩中火山碎屑物质在成岩阶段中的变化与孔隙发育[J]. 吉林大学学报,2007,37(4):698-702.

Liu Wanzhu,Pang Yanming,Wu Heyong. Relationship between pore-space evolution and deeply buried alteration during diagenetic stage of the volcanic fragments in reservoir greywacke from the Songliao basin, NE China[J]. Journal of Jilin University, 2007,37(4):698-702.

[8] 杨友运,张蓬勃. 鄂尔多斯盆地延长组火山碎屑沉积物特

征及其石油地质意义[J]. 油气勘探,2006,8:30-34.

Yang Youyun,Zhang Pengbo. Characteristics and its Petroleum Geological Significance of voicanoic detrital sediments in Yan-chang formation, Ordos basin[J]. Petroleum Exploration,2006,8:30-34.

[9] 张文正,杨华,杨奕华. 晚三叠世火山活动对鄂尔多斯盆地长7优质烃源岩发育的影响[J]. 地球化学,2009,11:38(6)573-582.

Zheng Wenzheng,Yang Hu,Yang Yihua. The influence of Late Triassic volcanism on the development of Chang 7 high grade hydrocarbon source rock in Ordos basin [J]. Geochimica, 2009,11:38(6)573-582.

[10] Kurt Burger,任友谅,周义平. 川南须家河组第四段 TON-STEINS 的岩石地化特征[J]. 煤田地质与勘探,2000,28(2):1-7.

Kurt Burger, Ren Youliang, Zhou yiping. Petrologic and geochemic characteristics of tonstein in The 4 thinterval of Xujiahe formation in Southern Sichuan[J]. Coal Geology & Exploration 2000,28(2):1-7.

[11] 杨光荣. 四川盆地晚三叠世火山灰成因粘土岩特征及其成因[J]. 煤田地质与勘探,1996,12:25-40.

Yang Guangrong. Upper Triassic clay rock characteristics and its causes of volcanic ash origin in Sichuan basin[J]. Coal Geological & Exploration.

(编辑 高岩)

(上接第49页)

Lu Yatao. Internal architecture structure and remained oil of the channel bar[J]. Science Technology and Engineering, 2011, (10):2303-2305.

[11] 叶成林,王国勇,何凯,等. 苏里格气田储层宏观非均质性——以苏53区块石盒子组8段和山西组1段为例[J]. 石油与天然气地质,2011,32(2):236-244.

Ye Chenglin, Wang Guoyong, He Kai,et al. Macro heterogeneity of reservoirs in Sulige gasfield—a case study of the 8th member of the Shihezi Formation and the 1st member of the Shanxi Formation in the Su53 Block[J]. Oil & Gas Geology, 2009,30(2):236-244.

[12] 刘建锋,朱筱敏,王敏,等. 泌阳凹陷核桃园组三段上亚段滑塌浊积扇沉积特征[J]. 石油与天然气地质,2011,32(5):743-750.

Liu Jianfeng,Zhu Xiaomin,Wang Min,et al. Sedimentary characteristics of slump turbidite fan in the upper third member of Hetaoyuan Formation in Biyang Depression[J]. Oil & Gas Geology,2011,32(5):743-750.

[13] 李浩,刘双莲,吴伯服,等. 低电阻率油层研究的3个尺度及其意义[J]. 石油勘探与开发,2005,32(2):123-125.

Li Hao,Liu Shuanglian,Wu Bofu. Three scales and the significance of low resistivity oil research [J]. Petroleum Exploration And Development,2005,32(2):123-125.

[14] 李浩,刘双莲,郑宽兵,等. 分析测井相预测歧50断块沙三段低电阻率油层[J]. 石油勘探与开发,2004,31(5):57-59.

Li Hao, Liu Shuanglian, Zheng Kuanbin, et al. Prediction of low-resistivity zones in Sha-3 Member of the Q50 fault block based on logging-facies analysis [J]. Petroleum Exploration And Development,2004,31(5):57-59.

[15] 操应长,姜在兴,夏斌,等. 利用测井资料识别层序地层界面的几种方法[J]. 石油大学学报,2003,27(2):23-26.

Cao Yingchang, Jiang Zaixing, Xia Bin, et al. Some methods for identifying sequence boundaries and condensation sections using well logging[J]. Journal of the University of Petroleum, China, 2003,27(2):23-26.

(编辑 张亚雄)