

文章编号:0253-9985(2012)04-0506-05

塔西南阿克莫木气田白垩系克孜勒苏群砂岩 储层特征及其控制因素

石 石¹,常志强²,徐艳梅¹,阳建平²,初广震¹

(1. 中国石油 勘探开发研究院 廊坊分院,河北 廊坊 065007; 2. 中国石油 塔里木油田公司,新疆 库尔勒 841000)

摘要:根据常规薄片、铸体薄片、常规物性和粒度分析,研究了塔西南阿克莫木气田克孜勒苏群砂岩储层的地质特征及其主控因素。结果表明,该套储层岩石类型以长石岩屑砂岩及岩屑砂岩为主;储层物性较差,为低孔、低渗储层;孔隙类型以次生孔隙为主,主要有粒内溶孔、粒间溶孔及微孔隙等;压汞曲线排驱压力较高,一般孔喉分选较差,总体具有小孔-细喉的孔隙结构特征。阿克莫木气田克孜勒苏群砂岩储层发育程度与碎屑颗粒的粒度粗细、岩屑含量以及成岩阶段的压实、胶结和溶蚀作用具有较强的相关性。辫状水道控制下的碎屑颗粒越粗,岩屑含量相对越高,溶蚀作用越强,储层就越发育;压实作用及成岩后期的碳酸盐岩、粘土类、硅质矿物的胶结作用不利于储层发育。

关键词:成岩作用;沉积相;砂岩;储层特征;阿克莫木气田;塔里木盆地西南部

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and their controlling factors of Cretaceous Kezilesu Group sandstone reservoirs in Akmomu gas field, northwestern Tarim Basin

Shi Shi¹, Chang Zhiqiang², Xu Yanmei¹, Yang Jianping² and Chu Guangzhen¹

(1. Langfang Branch Department, PetroChina Exploration and Development Research Institute, Langfang, Hebei 065007, China;

2. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China)

Abstract: Characteristics of Kezilesu Group sandstone reservoirs and factors controlling their development are investigated based on the analysis of routine thin-sections, cast thin-sections, physical property and grain sizes. The results show that the reservoir rocks are dominated by feldspathic litharenite and lithic sandstones with low porosity and permeability, and the pore types are mainly secondary pores including intragranular dissolved pores, intergranular dissolved pores and micropores. The mercury intrusion curve has high displacement pressure, indicating that the sorting of pore throats is poor and the pore structure feature in small pores and fine throats. The development of Kezilesu Group sandstone reservoirs in Akemomu gas field has strong correlation with grain sizes, debris content and diagenetic compaction, cementation and dissolution. For reservoir rocks were deposited under the control of braided rivers, their quality improves with grain size enlarging, debris content increasing and enhancing of dissolution. On the contrary, compaction and cementation of carbonate, clay and siliceous mineral formed during the post-diagenesis have adverse effects on reservoir rocks.

Key words: diagenesis, sedimentary facies, sandstone, reservoir characteristics, Akemomu gas field; northwest Tarim Basin

阿克莫木气田位于西部重镇喀什市的西北,是自1977年发现柯克亚凝析气田以来,塔西南山

前的又一重大发现^[1]。该气田构造上属于喀什凹陷的乌恰构造带(图1),含气层位为下白垩统克

收稿日期:2011-06-09;修订日期:2012-07-06。

第一作者简介:石石(1981—),男,硕士研究生,开发地质和储层建模。

基金项目:中国石油塔里木重大专项(041008110090)。

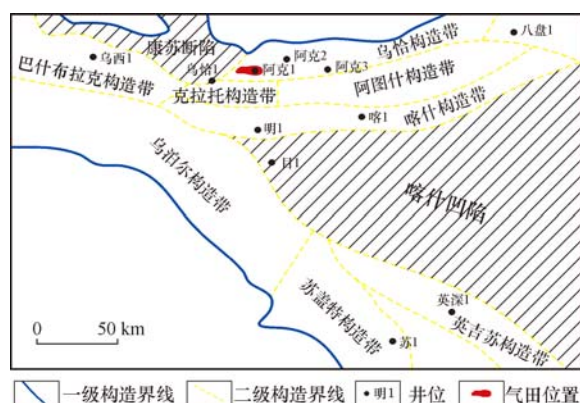


图1 阿克莫木气田位置及构造简图

Fig. 1 Location and structure map of Akmomu gas field

孜勒苏群,层厚 200 m 左右,主要发育辫状河三角洲平原沉积,岩石类型以长石岩屑砂岩及岩屑砂岩为主,储层低孔、低渗,孔隙类型以次生溶蚀孔及微孔隙为主。初步分析认为,沉积、成岩作用是影响阿克莫木气田储层物性的主控因素,而这些认识在前人的研究中涉及甚少^[2-4]。本文根据大量的岩心常规薄片、铸体薄片、常规物性和粒度分析,结合储层沉积相及成岩作用研究,探讨阿克莫木气田储层特征,并对储层物性的影响因素进行初步探讨。

1 储层特征

1.1 岩石学特征

克孜勒苏群储层砂体受辫状河三角洲平原的辫状水道相控制^[5-6],岩石类型以长石岩屑砂岩及岩屑砂岩为主。碎屑骨架成分中含石英 66%、长石 9%、岩屑 25%。岩屑以中-酸性喷出岩岩屑含量最高,占骨架总成分的 13.6%;变质岩、沉积岩岩屑含量次之,分别为 7.6% 和 3.8%。填隙物主要为杂基和胶结物。杂基含量为 5.2%,以泥质和铁泥质为主;胶结物含量为 5.0%,以白云石、铁白云石为主,多为孔隙式胶结,次为薄膜-孔隙式和孔隙-薄膜式胶结。碎屑颗粒以细粒为主,分选中等,磨圆度次棱角-次圆,总体成分成熟度较低。颗粒间以点-点接触和点-线接触为主,结构成熟度中等-偏高。

1.2 物性特征

据 344 块岩心样品的常规物性分析,克孜勒苏

群储层孔隙度分布范围为 1.90% ~ 21.66%,平均 9.45%;渗透率分布范围为 $(0.008 \sim 88.40) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 2)。测试解释有效渗透率 $(0.62 \sim 7.17) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率 $3.51 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体具有低孔隙和低渗透特征。

阿克莫木气田原始储层条件下的有效覆压为 46 MPa 左右。通过覆压孔、渗测试可知,岩样的常规渗透率值约为储层条件下渗透率值的 10% ~ 60% (图 3)。与渗透率相比,孔隙度随覆压的变化程度要小得多。这是由于在有效覆压增大的过程中,被压缩的主要是岩石的喉道,渗透率的大小恰恰受制于喉道;而孔隙度则不然^[7-9]。

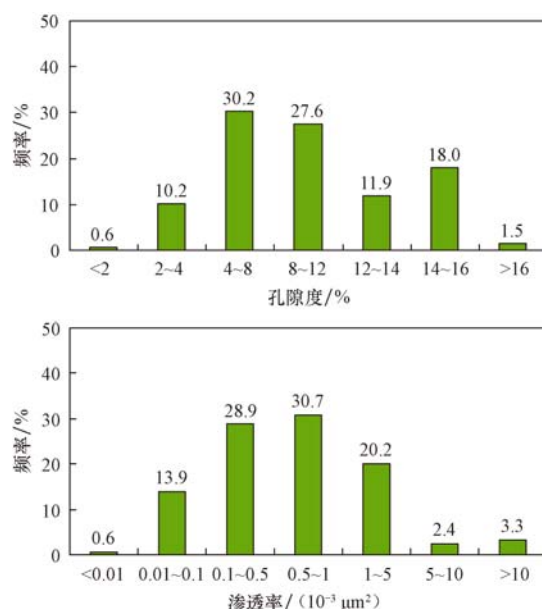


图2 克孜勒苏群岩心实测孔、渗分布直方图

Fig. 2 Histogram of the measured core porosity and permeability of the Kizilsu Group

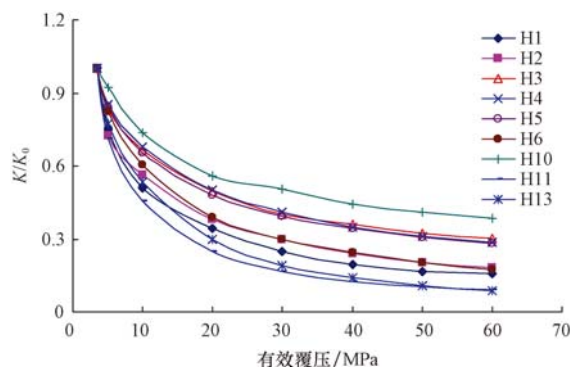


图3 岩石渗透率随有效覆压变化关系

Fig. 3 Rock permeability vs. effective overburden pressure
(图中纵坐标 K/K_0 为覆压渗透率与常规渗透率比值。)

1.3 储集空间类型

储集空间类型以次生孔隙为主。其中,粒内溶孔、粒间溶孔及微孔隙占孔隙总体积的80%以上,其次为原生粒间孔、晶间孔、铸模孔及微裂缝等(图4)。

1) 粒间溶孔

粒间溶孔指颗粒之间的次生溶蚀孔隙。烃源岩中的有机质在大量生油气前,由于干酪根脱羧作用形成大量有机酸,它们溶蚀长石、岩屑甚至粘土矿物,形成粒间溶蚀扩大孔^[10]。该类孔隙类型占孔隙总体积的22.3%,大多是碎屑颗粒间白云石胶结物经溶蚀作用后形成,孔径较大,一般在0.02~0.05 mm之间。这类孔隙边缘常呈锯齿状、不规则状等,最常见的是长石边缘溶蚀呈港湾状。

2) 粒内溶孔

粒内溶孔主要是砂岩中不稳定的碎屑颗粒内部成分被溶蚀而形成的孔隙。粒内溶孔占孔隙总体积的36%,主要是在长石颗粒及岩浆岩屑内经溶蚀作用后产生,其孔隙直径较小,一般在0.01~0.03 mm,常见有颗粒不均匀溶蚀形成蜂窝状颗粒、骨架颗粒,以长石颗粒内解理缝溶孔最为常见。

3) 微孔隙

微孔隙包括基质微孔隙和粘土矿物晶间孔及碎屑颗粒表面微孔隙,一般孔隙直径小。微孔隙

占孔隙总体积的24.1%,多分布在铁泥质杂基中,镜下表现为铸体呈浸染状。

4) 原生粒间孔

原生粒间孔主要有压实缩小的剩余粒间孔,或石英次生加大后的剩余孔,以及碳酸盐部分胶结后的剩余原生孔。受强压实及溶解作用影响,该类孔隙仅占孔隙总体积的6.6%,主要分布在颗粒较粗、抗压能力较强的中-粗砂岩、含砾砂岩和砾岩中。

5) 晶间孔

晶间孔指岩石孔隙中充填的自生粘土矿物之间的孔隙。这类孔隙占孔隙总体积的4.2%,主要见于粒间高岭石及晶粒状白云石胶结物中,一般呈斑点状和蜂窝状,孔径一般较小,且面孔率低。

6) 铸模孔

铸模孔多为条纹长石、微斜长石、正长石及蚀变火山岩屑被溶蚀形成。铸模孔占孔隙总体积的2.8%,多为钾长石颗粒及岩浆岩屑被完全溶蚀后产生,且不被后来物质所充填。在铸模孔中可隐约看到颗粒边缘的痕迹。

7) 微裂缝

微裂缝主要是粒缘收缩缝及构造缝。这类孔隙占孔隙总体积的4.8%,缝宽0.01~0.08 mm。粒缘收缩缝多沿颗粒边缘分布;构造缝沿铁泥质条带或粉砂质条带分布。

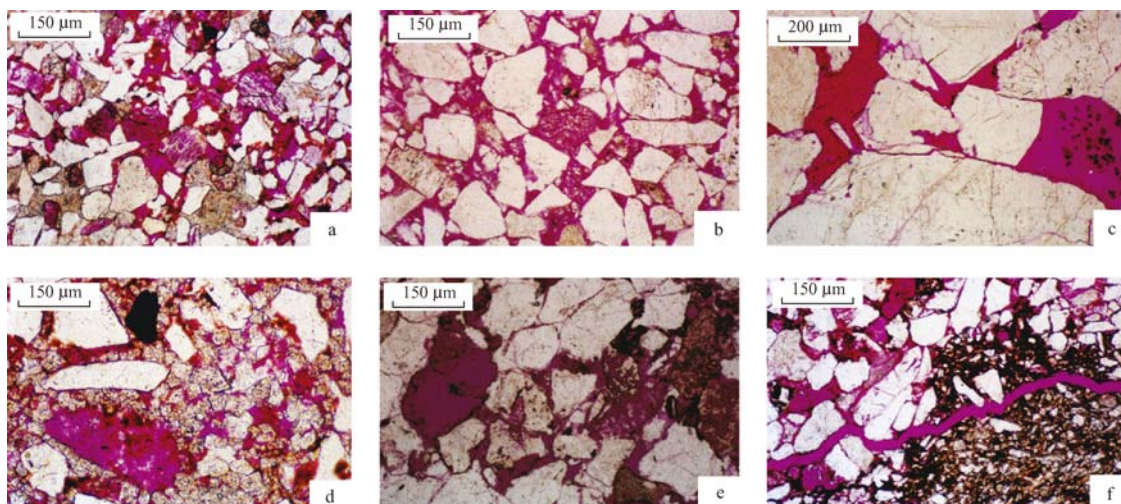


图4 阿克莫木气田克孜勒苏群孔隙类型特征

Fig. 4 Characteristics of pore types in the Kezilesu Group in Akemomu gas field

a. 阿克1井,3 334.29 m,粒间溶孔、粒内溶孔;b. 阿克1井,3 385.20 m,粒内溶孔、微孔隙;c. 阿克1井,3 456.58 m,原生粒间孔、微孔隙;d. 阿克1井,3 336.86 m,粒内溶孔、白云石晶间孔;e. 阿克1井,3 379.91 m,铸模孔、粒内溶孔;f. 阿克1井,3 388.35 m,构造缝、粒内溶孔、粒间溶孔

1.4 孔隙结构特征

克孜勒苏群砂岩储层压实程度中等偏强,颗粒之间以点和点-线接触为主,胶结类型为孔隙式胶结和薄膜-孔隙式胶结,岩心比较致密,喉道以片状、弯片状喉道和管束状喉道为主。压汞曲线斜度小,孔隙平台发育,排驱压力(p_d)较高,约为0.14~2.58 MPa,平均值为1.17 MPa,表明储层渗透性较差;中值压力(p_{c50})较高,为0.98~29.62 MPa,平均值为10.14 MPa;最大孔喉半径(R_{c10})为0.29~1.66 μm ,平均值为0.76 μm ;中值孔喉半径(R_{c50})为0.025~0.767 μm ,平均值为0.143 μm ;分选系数(σ)为0.059~0.459,平均值为0.161,孔喉分选偏差。总体属小孔-细喉的孔隙结构特征。

2 沉积微相对储层的影响

沉积微相对储层的控制作用主要表现为控制砂岩颗粒的粒度、结构成熟度和成分成熟度^[11-12]。不同的微相具有不同的粒度分布,不同的颗粒成分(岩屑、长石或石英)决定其具有不同的孔隙保存基础和成岩演化基础^[13-15]。克孜勒苏群含气砂岩段发育辫状河三角洲平原沉积。辫状水道微相水动力最强,因此保存了最抗搬运的粗碎屑颗粒。76个样品的粒度与物性统计表明,碎屑颗粒越粗,即平均粒径 Φ 值越小,储层渗透率也越高(图5)。显然,辫状水道微相是最有利的沉积微相,辫状水道控制下的粗粒颗粒分布对储层物性具有较强的控制作用。

阿克莫木气田次生孔隙发育,主要包括粒间溶孔、粒内容孔及微孔隙等;石英含量与渗透率呈负相关性(图6)。石英含量升高导致岩屑含量降低,而岩屑含量对碎屑溶孔的发育具有重要的控制作用。岩屑含量降低,岩屑溶孔必然不发育,导致储层物性变差。

3 成岩作用对储层的影响

克孜勒苏群砂岩埋藏深度3 000~3 500 m,已经达到早成岩B期至中成岩A期阶段。埋藏压实作用使碎屑颗粒之间多呈点-线接触,压实和胶结作用共同使得储层的粒间孔隙几乎完全丧失。根据岩石薄片统计,由于压实作用,储层原生孔隙大

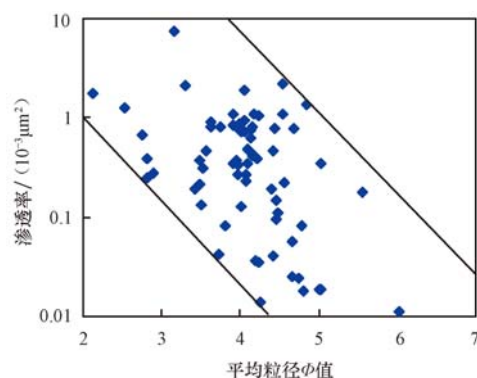


图5 平均粒径与渗透率关系

Fig. 5 Average grain size vs. permeability

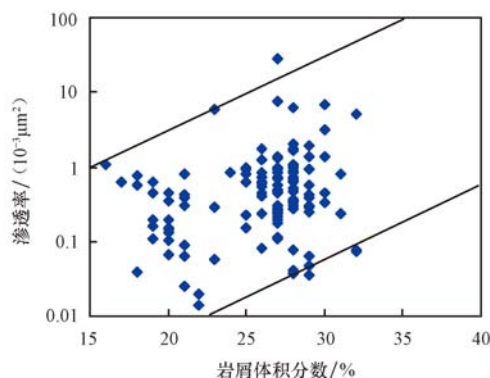


图6 岩屑含量与渗透率关系

Fig. 6 Debris content vs. permeability

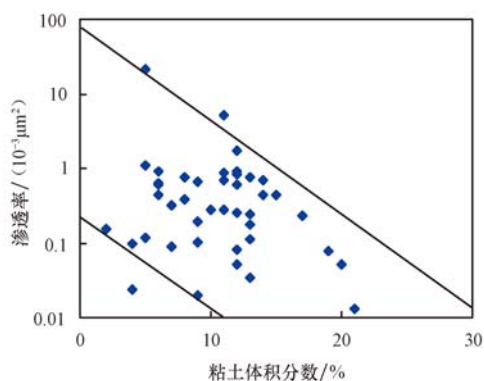


图7 粘土含量与渗透率关系

Fig. 7 Clay content vs. permeability

大减少,储层孔隙度损失20%~30%。成岩后期碳酸盐岩、粘土类及硅质矿物的胶结作用使其孔隙进一步地缩小,其减孔量为1.5%~13.5%。各类胶结物的胶结对储层渗透率也有较大的影响,其中碳酸盐和粘土胶结导致渗透率降低的趋势较明显(图7,图8)。溶蚀作用形成大量粒内容孔、粒间溶孔和微孔隙等储集空间,使孔隙度增加了1%~4.8%,是主要的增孔作用。

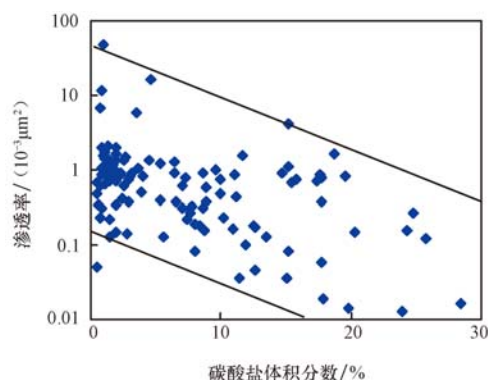


图8 碳酸盐含量与渗透率关系

Fig. 8 Carbonate content vs. permeability

4 结论

1) 阿克莫木气田克孜勒苏群砂岩储层岩石类型以长石岩屑砂岩及岩屑砂岩为主;储层物性较差,为低孔、低渗储层;孔隙类型多为次生的粒内溶孔、粒间溶孔及微孔隙;压汞曲线排驱压力较高,孔喉分选较差,总体具有小孔-细喉的孔隙结构特征。

2) 辫状水道控制下的粗粒颗粒分布对储层物性具有较明显的控制。岩屑含量升高,储层物性变好,说明岩屑对次生溶孔的发育具有重要的作用。

3) 成岩阶段的压实、胶结及溶蚀作用对储层物性具有明显的控制作用。溶蚀作用是储层发育的主控因素,压实作用及成岩后期的碳酸盐岩、粘土类、硅质矿物的胶结作用不利于储层发育。

参 考 文 献

- [1] 王招明,赵孟军,张水昌. 塔里木盆地西部阿克莫木气田形成初探[J]. 地质科学, 2005, 40(2): 237-238.
Wang Zhaoming, Zhao Mengjun, Zhang Shuichang. A preliminary study on formation of Akemo gasfield in the Kashi SAG, Tarim basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2005, 40(2): 237-238.
- [2] 肖立新,赵克斌. 塔里木盆地西南地区碎屑岩储集层特征与评价[J]. 新疆地质, 2002, 20(20): 103-104.
Xiao Lixin, Zhao Kebin. Characteristics and appraisal of clastic reservoir rocks in southwestern Tarim[J]. Xinjiang Geology, 2002, 20(20): 103-104.
- [3] 王琪,张晓宝. 塔西南坳陷碎屑岩储层成岩环境及成岩作用类型[J]. 新疆地质, 1999, 17(1): 33-40.
Wang Qi, Zhang Xiaobao. Characteristics of diagenetic environments in clastic reservoir of southwest Tarim depression and its

controlled diagenesis types[J]. Xinjiang Geology, 1999, 17(1): 33-40.

- [4] 吴超,翟胜敏. 塔里木盆地喀什凹陷含油气评价[J]. 新疆石油地质, 2003, 24(3): 221-223.
Wu Chao, Zhai Shenmin. Hydrocarbon evaluation of Kashi Sag in Tarim basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003, 24(3): 221-223.
- [5] 张桂权,吕勇. 喀什凹陷北部下白垩统克孜勒苏群(K_1kz)储层评价[J]. 南方油气, 2003, 16(2): 25-30.
Zhang Guiquan, Lü Yong. Reservoirs evaluation of Lower Cretaceous Kezilesu Group in the northern Kashi Depression[J]. Southern China Oil & Gas, 2003, 16(2): 25-30.
- [6] 杨俊丰,朱长见. 塔西南南天山山前白垩系储集层特征及有利区带预测[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(3): 25-30.
Yang Junfeng, Zhu Changjian. The Cretaceous reservoir characteristic and favorable zone prediction in south Tianshan piedmont in Southwestern Tarim basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(3): 25-30.
- [7] 罗瑞兰,程林松,彭建春,等. 油气储层渗透率应力敏感性与启动压力梯度的关系[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(3): 20-22.
Luo Ruilan, Cheng Linsong, Peng Jianchun, et al. The relationship between stress-sensitivity permeability and starting pressure gradient of reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2005, 27(3): 20-22.
- [8] 于中良,熊伟,高树生,等. 致密储层应力敏感性及其对油田开发的影响[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 95-98.
Yu Zhongliang, Xiong Wei, Gao Shusheng, et al. Stress sensitivity of tight reservoir and its influence on oilfield development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 95-98.
- [9] 李传亮. 储层岩石的应力敏感性评价方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(2): 40-42.
Li Chuanliang. Evaluation method for stress sensitivity of reservoir rock[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25(2): 40-42.
- [10] 苏娜,段永刚,于春生. 微CT扫描重建低渗气藏微观孔隙结构——以新场气田上沙溪庙组储层为例[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(5): 792-796.
Su Na, Duan Yonggang, Yu Chunsheng. Reconstruction of microscopic pore structure in low permeability gas reservoir by micro-CT scanning: an example from the Upper Shaximiao Formation in Xinchang gas field[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(5): 792-796.
- [11] 郑和荣,尹伟,胡宗全,等. 中国中西部碎屑岩领域油气富集主控因素与勘探方向[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6): 753-762.
Zheng Herong, Yin Wei, Hu Zongquan, et al. Main controlling factors for hydrocarbon accumulation and potential exploration targets in clastic sequences in western-central China[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6): 753-762.

(下转第535页)

- Zhou Xingui, Zhang Linyan, Qu Xuefeng, et al. Characteristics and quantitative prediction of distribution laws of tectonic fractures of low-permeability reservoirs in Yanhewan area[J]. Acta Petrol Sinica, 2009, 30(2): 195–200.
- [20] 张月华. 川东地区褶皱和裂缝发育期次[J]. 四川地质学报, 1990, 10(1): 7–12.
- Zhang Yuehua. Development period of fractures and thrust of the eastern Sichuan[J]. Acta Geologica Sichuan, 1990, 10(1): 7–12.
- [21] 曹宏, 宋新民, 张爱卿. 冲积扇砾岩油藏裂缝预测新技术[J]. 石油学报, 2000, 21(6): 117–121.
- Cao Hong, Song Xinmin, Zhang Aiqing. A new technique to Predict Fractures of alluvial fan conglomerate reservoir acta[J]. Acta Petrol Sinica, 2000, 21(6): 117–121.
- [22] 王光奇, 岳云福, 漆家福, 等. 黄骅坳陷白唐马地区下第三系深层碎屑岩储层裂缝分析[J]. 中国海上油气地质, 2002, 16(6): 384–388.
- Wang Guangqi, Yue Yunfu, Qi Jiafu, et al. A fracture analysis of paleogene deep clastic reservoir rock in battangma area, Huanghua depression[J]. China Offshore Oil and Gas, 2002, 16(6): 384–388.
- [23] 黄保纲, 汪利兵, 赵春明, 等. JZS 油田潜山裂缝储层形成机制及分布预测[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(5): 710–717.
- Huang Baogang, Wang Libing, Zhao Chunming, et al. Formation mechanism and distribution of fractured buried hill reservoir in JZS oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(5): 710–717.
- [24] 涂彬, 丁祖鹏, 刘月田. 火烧山油田 H3 层裂缝发育特征与剩余油分布关系[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(2): 229–235.
- Tu Bin, Ding Zupeng, Liu Yuetian. Correlation of remaining oil distribution and fracture development in H-3 reservoir of Huoshaoshan oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(2): 229–235.
- [25] Qin Huang, Angelier J. Fracture spacing and its relation to bed thickness[J]. Tectonophysics, 1989, 126(4): 355–362.
- [26] 何发岐, 朱彤. 陆相岩页岩气突破和建产的有利目标——以川盆地地下侏罗统为例[J]. 石油实验地质, 2012, 34(3): 246–251.
- He Faqi, Zhu Tong. Favorable targets of breakthrough and build-up of shale gas in continental facies in Lower Jurassic, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(3): 246–251.
- [27] Rives T, Razack M. Joint spacing: analogue and numerical simulations[J]. Journal of Structural Geology, 1992, 14(8/9): 925–937.

(编辑 张亚雄)

(上接第 510 页)

- [12] 陈伟, 李鹏, 彭承文, 等. 大庆油田肇 35 区块葡萄花油层储层特征及控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6): 802–809.
- Chen Wei, Li Peng, Peng Chengwen, et al. Characteristics and controlling factors of pore features in the Putaohua oil reservoir in the Block Zhao-35, Daqing oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6): 802–809.
- [13] 孙海宁, 万念明, 徐涛玉. 渤海湾盆地东营凹陷广利地区沙四上亚段物源体系及其对沉积的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(5): 583–593.
- Sun Haining, Wan Nianming, Xu Taoyu. Provenance systems and their control on the sedimentation of the upper Es⁴ in Guangli area of the Dongying Sag, the Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(5): 583–593.
- [14] 张顺, 崔坤宁, 张晨晨, 等. 松辽盆地泉头组三、四段河流相储层岩性油藏控制因素及分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2011, 31(3): 411–419, 429.
- Zhang Shun, Cui Kunning, Zhang Chencheng, et al. Controlling factors and distribution patterns of lithologic pools in the fluvial facies of the 3rd and 4th members of the Quantou Formation in the Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 31(3): 411–419, 429.
- [15] 刘志刚, 周心怀, 李建平, 等. 渤海海域石臼坨凸起东段 36–3 构造古近系沙二段储集层特征及控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(6): 832–838.
- Liu Zhigang, Zhou Xinhui, Li Jianping, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of the Paleogene Sha-2 member in 36-3 structure, Eastern Shijiutuo uplift, Bohai Sea[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(6): 832–838.

(编辑 李 军)