

惠民凹陷商847块湖相深水浊积岩储层 非均质性特征及主控因素

李庆¹, 姜在兴², 由雪莲³

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 2. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083;
3. 中国地质大学(北京)海洋学院, 北京 100083)

摘要:惠民凹陷商847块沙三段上亚段发育典型的深水浊积岩,且垂向变化复杂,非均质性强,其演化规律及主控因素尚不明确。为此,综合运用岩心、铸体薄片和分析化验等资料,对该区深水浊积岩储层的非均质性特征及主控因素进行研究。结果表明:商847块深水浊积岩总体上以极细粒岩屑长石砂岩为主,分选中等、磨圆次棱角状,成分成熟度和结构成熟度均较低,储层物性较差,储集空间以次生溶蚀孔隙为主,为中成岩阶段A期。根据压实、胶结和溶解3种主要成岩作用程度,对研究区深水浊积岩成岩相进行划分,认为商847块沙三段上亚段2砂组储层物性最差,胶结物含量高,溶蚀作用弱,为中等压实中等胶结低溶解相;3砂组储层物性最好,胶结物含量少,溶蚀作用最强,为中等压实低胶结强溶解相;4砂组整体介于2砂组及3砂组之间,为中等压实中等胶结中等溶解相。

关键词:深水浊积岩 储层非均质性 成岩作用 成岩相 湖相 惠民凹陷

中图分类号:TE112.221

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)05-0044-06

Characteristics and main controlling factors of reservoir heterogeneity of lacustrine deep-water turbidites in Shang847 block, Huimin sag

Li Qing¹, Jiang Zaixing², You Xuelian³

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 2. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing City, 100083, China; 3. School of Ocean Sciences, China University of Geosciences (Beijing), Beijing City, 100083, China)

Abstract: Typical turbidite sandstones developed in the upper part of the third member of Shahejie Formation in the Shang847 block, Huimin sag. The reservoir evolution is not clear because of its complex vertical change and high heterogeneity. Based on data of core, thin section observation and laboratory analysis, the characteristics and main controlling factors of reservoir heterogeneity of the lacustrine deep-water turbidites were studied. The results show that the deep-water turbidity deposition rock in Shang847 block is mostly fine-grained lithic arkose sandstones, moderate sorted, and the grains are mainly sub-angular. The reservoir is characterized by low compositional maturity and textural maturity, poor physical property, and the reservoir space is dominated by secondary pores. The sandstone is in middle diagenetic stage A. Based on the differences of compaction, cementation and dissolution, three diagenetic facies were divided. Sand group2, which has poor physical property, high cement content and weak dissolution, is medium-compaction medium-cementation weak-dissolution facies. Sand group3, which has good physical property, low cement content and strong dissolution, is medium-compaction low-cementation strong-dissolution facies. Sand group4, which has characteristics intermediated between group2 and group3, is medium-compaction medium-cementation medium-dissolution facies.

收稿日期:2016-06-14。

作者简介:李庆(1985—),男,山东枣庄人,博士,讲师,从事沉积、储层及非常规油气勘探等方面的研究。联系电话:18810547678, E-mail:liqing@cup.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“陆相深水储集体成因与地质评价新方法”(2016ZX05009-002),中国石油大学(北京)科研基金资助“湖相细粒沉积岩沉积作用与储层特征研究”(2462015YJRC022)。

Key words: deep-water turbidites; reservoir heterogeneity; sandstone diagenesis; diagenetic facies; lacustrine; Huimin sag

在过去的几十年中,深水浊积岩逐渐成为油气勘探开发及研究的热点^[1-2],并在全球80多个盆地中成为主要储层,展现出其重要的油气勘探价值^[3-5]。随着渤海湾盆地油气勘探开发的持续深入,勘探目标逐渐从构造圈闭转向隐蔽的地层圈闭和岩性圈闭,由高孔高渗透砂岩储层向低孔低渗透致密储层转变^[6-7],其中深水浊积岩储层已成为重要勘探目标之一。惠民凹陷商847块沙三段上亚段基山砂体是典型的深水浊积岩,含油气面积约为5.7 km²,是惠民凹陷重要的产油层系之一,具有很好的油气勘探前景^[2],但是该深水浊积岩储层垂向变化复杂,层间及层内非均质性强,产能不稳定,其主控因素尚不清楚,严重制约了研究区的油气勘探开发。为此,对惠民凹陷商847块沙三段上亚段深水浊积岩储层特征、非均质性特征及主控因素进行分析,深入研究成岩作用等对储层非均质性及储层物性的影响,以期寻找有利勘探开发目标,提高最终采收率起借鉴作用。

1 区域地质概况

惠民凹陷位于渤海湾盆地东部济阳坳陷的西南端,为北东—南西向展布的箕状凹陷,包括临南、阳信和滋镇等洼陷及中央隆起带和南部斜坡带等隆起构造单元(图1)。基山砂体形成于沙三段沉积中后期,主体位于惠民凹陷中央隆起带中部的宿安地区,物源来自北部埕宁隆起,经过滋镇洼陷,向南越过中央隆起带的鞍部延伸至临南洼陷,整体呈西北—东南向舌状展布,面积约为350 km²,平面上向西、东、南三面尖灭。商847块位于惠民凹陷中央隆

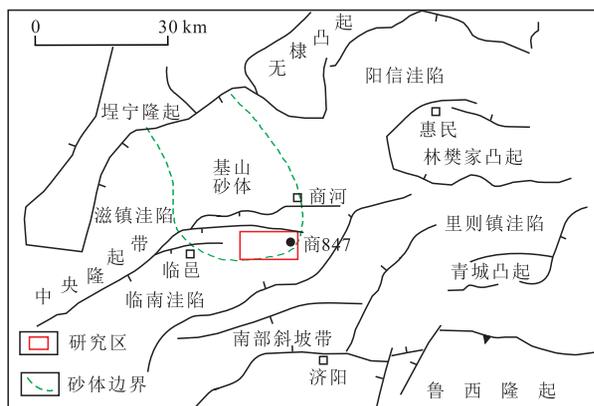


图1 惠民凹陷商847块构造纲要及位置示意

Fig.1 Structural map and location of Shang847 block in Huimin sag

起带以东商河油田的南部,为基山砂体的东南部边缘,沙三段上亚段发育的基山砂体主要为远源重力流成因的深水浊^[8-10],由砂岩及泥岩夹层组成,厚度约为300 m,埋深为2 500~3 500 m。研究区沙三段上亚段基山砂体由上而下依次划分为1—4砂组。其中1砂组分布局限,且未取心,故主要研究2—4砂组。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

镜下观察结果表明,在商847块深水浊积岩的碎屑组分中,石英含量为43%~74%,平均为57.78%;长石含量为13%~59%,平均为28.4%;岩屑含量为8%~29%,平均为14.37%。表明研究区岩石类型以岩屑长石砂岩为主,少量为长石砂岩及长石岩屑砂岩。砂岩粒度中值主要为0.0 625~0.125 mm(占全部粒度的64.7%),其中粒度中值为0.125~0.25 mm的占34.5%,按照Udden-Wentworth划分方案^[11-12],研究区砂岩以极细砂岩为主,其次为细砂岩,总体粒度普遍较细。商847块深水浊积岩分选中等,磨圆主要为次棱角状,含有大量的粘土杂基(平均含量为7%),结构成熟度低,成分成熟度值约为1,为低—中等成分成熟度,总体成分成熟度较低。分析认为,商847块深水浊积岩总体上以极细粒岩屑长石砂岩为主,分选中等、磨圆较差,成分成熟度和结构成熟度均较低。

2.2 储集空间及孔喉结构类型

由岩心、镜下薄片观察及扫描电镜观测表明,商847块砂岩颗粒之间主要为线接触和凹凸接触,可见点接触,粒度细,且含有较多的杂基,压实作用明显(图2a)。碳酸盐岩胶结作用广泛发育,其含量变化大且分布不均匀,充填在颗粒之间,对储层物性起破坏作用(图2b)。另外,研究区溶蚀作用普遍,主要有长石颗粒溶蚀,不稳定岩屑颗粒溶蚀和碳酸盐岩胶结物溶蚀等(图2c,2d)。

商847块砂岩储层的储集空间类型主要为孔隙和裂缝2大类。原生孔隙遭到严重破坏,以次生孔隙为主,包括残余粒间溶孔、粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔及特大孔等。分析孔隙类型认为,粒间溶孔是研究区最为发育的孔隙类型,占总孔隙的63.3%;其次是铸模孔,占15.6%;粒内溶孔约占11.5%;特大孔(孔隙直径通常超过相邻颗粒直径1.2倍以上)约

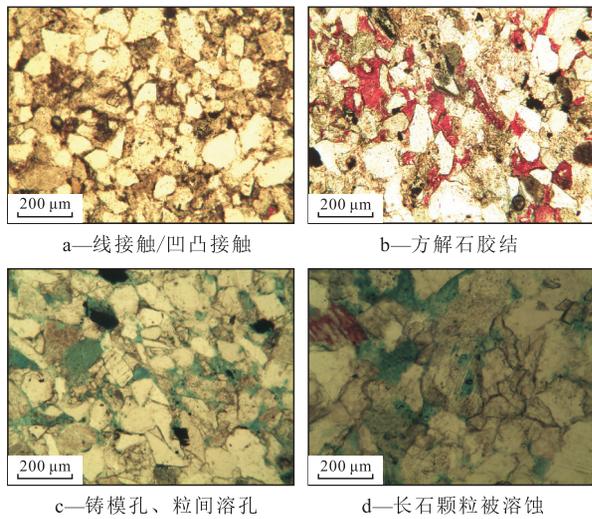


图2 商847块深水浊积岩储层特征

Fig.2 Thin section photomicrographs of the deep-water turbidites in the Shang847 block

占4.9%。另外,可见裂隙发育,如岩石裂隙、颗粒裂隙和胶结物裂隙。根据毛管压力曲线形态、中值压力和排替压力等参数特征,认为研究区孔喉结构可分为I, II, III和IV型共4类。I型为大孔中喉结构,进汞饱和度曲线向左下方凹,具平台或略具平台,略粗歪度,储层物性中等,连通性中等—好,喉道类型以收缩型为主。II型为中孔细喉结构,进汞饱和度曲线不具有平台,储层物性一般,存在大孔隙和微孔隙,粘土杂基或胶结物含量增多,孔喉连通程度变差,喉道宽度相对较小。III型为中小孔极细喉结构,进汞饱和度曲线表现为细歪度,储层物性较差,粘土杂基或胶结物充填绝大多数孔隙,孔隙和喉道均较小,孔隙连通性较差,喉道类型以片状为主。IV型为小孔微喉结构,进汞饱和度曲线向右上方拱起,表现为极细歪度,储层物性很差,孔隙连通性差,喉道类型以管束状为主。

2.3 非均质性特征

2.3.1 层间非均质性特征

层间非均质性是储层之间或储层与非储层交替出现造成的沉积单元之间的垂向差异,是层间矛盾形成的内因^[13-14]。商847块沙三段上亚段3个砂组的孔渗特征、孔隙结构和胶结物含量等均有较大差异,具有明显的层间非均质性。3砂组孔喉结构较好,其次为4砂组,2砂组较差(图3a);储层物性以3砂组最好,其次为4砂组,2砂组最差;碳酸盐岩胶结物含量以2砂组最高,3砂组最低,4砂组介于2砂组和3砂组之间。商847块沙三段上亚段各砂组孔隙度与渗透率的关系具有正相关性,随着孔隙度的增加,渗透率也增加(图3b)。其中2砂组和4砂

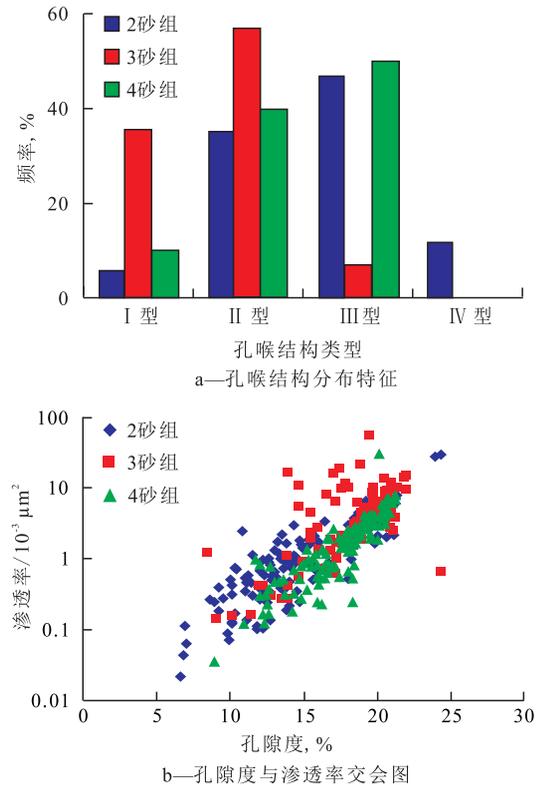


图3 商847块储层孔喉结构分布及物性特征

Fig.3 Characteristics of physical property and pore-throat in the Shang847 block

组的孔隙度与渗透率相关性较好,而3砂组渗透率相对较为分散。在孔隙度一定的条件下,3砂组渗透率大于2砂组和4砂组,表明3砂组存在较强的溶蚀作用或微裂缝发育。

2.3.2 层内非均质性特征

层内非均质性是指在单砂体内储层性质垂向上的变化,是控制和影响小层中油气或者注入剂波及体积的关键因素^[15]。层内非均质程度多是通过渗透率的垂向变化程度来反映的,一般用渗透率级差(Jk)和渗透率非均质系数(Tk)表征^[16]。 Jk 值越大,渗透率非均质性就越强,反之非均质性越弱;一般地, Tk 值小于2为均质型, Tk 值为2~3为较均匀型, Tk 值大于3为不均匀型。商849井沙三段上亚段2砂组深水浊积岩渗透率为 $0.022 \times 10^{-3} \sim 2.37 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.488 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, Jk 值为107.7, Tk 值为4.86;3砂组的渗透率为 $0.021 \times 10^{-3} \sim 1.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.514 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, Jk 值为66.2, Tk 值为2.7;4砂组的渗透率为 $0.167 \times 10^{-3} \sim 6.94 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $2.13 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, Jk 值为41.6, Tk 值为3.26。整体上,2砂组层内非均质性最强,4砂组次之,3砂组较弱。

综上所述,商847块沙三段上亚段深水浊积岩层间非均质性强,各砂组的储层物性、孔喉结构和层内非均质性均有较大差别。其中,2砂组储层物

性最差,孔喉结构差,碳酸盐岩胶结物含量高,层内非均质性强;3砂组储层物性最好,孔喉结构好,碳酸盐岩胶结物含量低,层内非均质性强;4砂组整体介于2砂组和3砂组之间。

3 储层非均质性主控因素

储层非均质性通常主要受沉积作用、成岩作用和构造作用影响。商847块位于基山砂体的东南缘,属于远源深水浊积岩,相比于构造背景及沉积相,成岩作用是控制研究区深水浊积岩储集性能的主要因素,因此主要研究成岩作用对研究区储层非均质性的控制作用。

商847块沙三段上亚段深水浊积岩埋深为2660~3200 m,地层温度为114~128℃,地温梯度为3.27℃/hm;孔隙以残余粒间溶孔和次生溶蚀孔隙为主。以商847井为例,粘土矿物主要有伊/蒙混层(平均含量为26%)、伊利石(平均含量为26%)、高岭石(平均含量为16.71%)及绿泥石(平均含量为31.29%);碳酸盐岩胶结物中,普遍发育铁白云石胶结和铁方解石胶结;石英发育Ⅱ期次生加大;长石发生钠长石化、绢云母化及高岭石化,伴随大量高岭石形成。故认为商847块沙三段上亚段深水浊积岩在成岩阶段划分上主要为中成岩阶段A期。

3.1 压实作用及胶结作用

商847块深水浊积岩有明显的压实作用痕迹,包括石英及长石颗粒的微裂缝发育和韧性颗粒的变形(如云母),颗粒之间呈线一点接触,可见凹凸接触。压实作用在成岩早期对储层物性影响较大,使原生孔隙迅速减少。胶结作用是研究区碎屑岩主要的成岩作用之一,也是孔隙度和渗透率降低的主要原因之一。根据胶结物不同,研究区的胶结作用主要有碳酸盐岩胶结、硅质胶结和粘土矿物胶结。碳酸盐岩胶结作用是最主要的胶结作用,已发现多种碳酸盐岩胶结物,包括方解石、白云石、铁方解石和铁白云石等多种类型。硅质胶结也是常见的胶结作用,显微镜下观察石英加大边宽窄不一,其尺寸为10~40 μm。

Houseknecht建立了压实作用和胶结作用对孔隙影响相对大小的概念^[17]。分析商847块沙三段上亚段各砂组压实作用及胶结作用对孔隙演化的影响程度(图4)发现:2砂组的粒间体积(IGV)及胶结物含量跨度较大,IGV值为18%~35%,压实作用的减孔率为20%~50%,胶结物含量为7%~21%,胶结

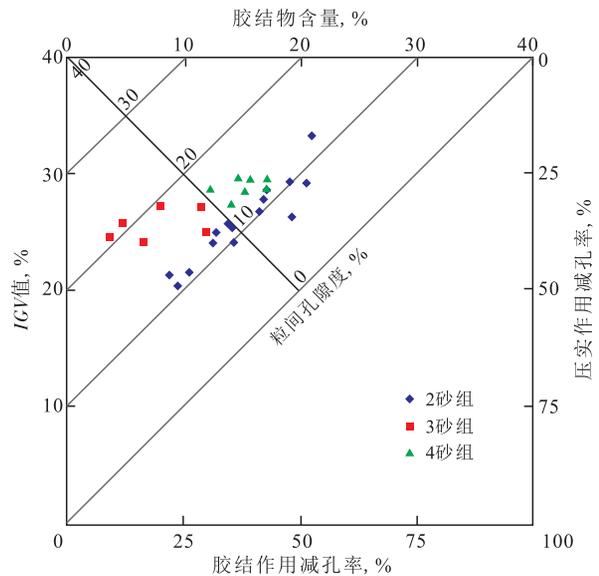


图4 商847块压实作用及胶结作用对孔隙演化的影响

Fig.4 Effect of compaction and cementation on porosity evolution in the Shang847 block

作用的减孔率为20%~53%;2砂组非均质性强,储层物性差,孔隙度的减小受压实作用和胶结作用共同影响,且压实作用和胶结作用对孔隙减小的控制作用相当。3砂组的IGV值为23%~28%,压实作用对孔隙的破坏作用较强,减孔率为27%~40%;胶结物含量较少,为3%~14%,胶结作用的减孔率为5%~30%;3砂组储层物性较好,孔隙度的减小主要受压实作用影响,胶结物的含量较少,镜下观察表明,胶结物主要表现为后期被溶蚀,进而产生次生孔隙。4砂组的IGV值为26%~30%,压实作用的减孔率为25%~35%;胶结物含量为11%~18%,胶结作用的减孔率为25%~50%;4砂组胶结作用对储层的破坏作用强于压实作用,胶结物含量相对较高。

3.2 溶蚀作用

溶蚀作用普遍发育,其中长石溶蚀最为普遍,有的沿长石解理缝溶蚀形成粒内溶孔或粒间溶孔,甚至将长石颗粒全部溶蚀形成铸模孔;不稳定岩屑沿边缘被溶蚀,形成粒间溶孔,或被完全溶蚀形成铸模孔;碳酸盐岩胶结物被溶蚀,形成粒间溶孔(图2)。

由溶蚀产生的粒内孔、铸模孔和超大孔增加了岩石的储集空间,使储层物性有明显改善,溶蚀作用是研究区最重要的建设性成岩作用。商847块沙三段上亚段3砂组的溶蚀作用最强,次生孔隙发育,4砂组次之,2砂组溶蚀作用较弱。研究区深水浊积岩形成于中成岩阶段A期,有机质开始成熟,溶蚀作用主要来自有机质热演化过程中形成的有机酸及酸性流体对储层的改造;早期形成的碳酸盐岩矿

物、长石及不稳定岩屑等被酸性流体溶解,产生次生溶蚀孔隙,形成次生溶蚀孔隙带(图5)。研究区原生孔隙破坏严重,溶蚀作用为有利储层发育的主控因素。

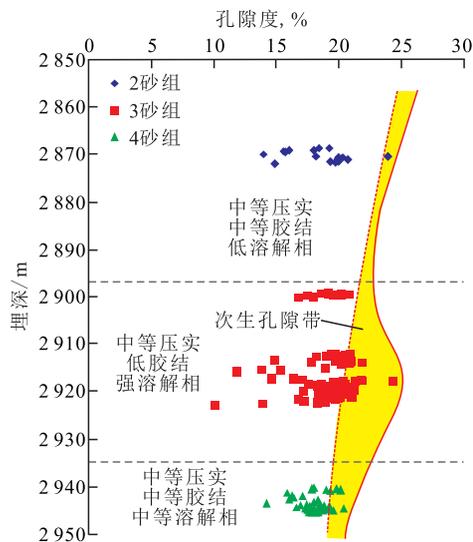


图5 商847块储层孔隙演化及成岩相划分

Fig.5 Porosity evolution and diagenetic facies of reservoir in the Shang847 block

结合储层的压实、胶结和溶蚀作用程度及储集空间类型等因素,对商847块沙三段上亚段各砂组成岩相进行划分(图5),成岩相是沉积物在特定的沉积和物理化学环境中,在成岩与流体及构造等作用下,经历一定成岩作用演化阶段的产物,是表征储层性质、类型和优劣的成因性标志^[18-20]。研究结果表明,2砂组埋深约为2870m,压实作用明显,溶蚀作用弱,储层物性差,孔喉结构差,层内非均质性强,成岩相为中等压实中等胶结低溶解相;3砂组埋深为2900~2930m,压实作用明显,对孔隙的破坏作用较强,溶蚀作用强,储层物性最好,孔喉结构好,层内非均质性强,成岩相为中等压实低胶结强溶解相;4砂组埋深为2940~2950m,压实作用明显,胶结作用对储层的破坏程度比压实作用强,溶蚀作用程度、储层物性、孔喉结构及层内非均质性都介于2砂组和3砂组之间,成岩相为中等压实中等胶结中等溶解相。

4 结论

惠民凹陷商847块沙三段上亚段深水浊积岩总体上以极细粒岩屑长石砂岩为主,分选中等、磨圆较差,成分成熟度及结构成熟度均较低,位于中成岩阶段A期。压实作用和胶结作用使原生孔隙遭到严重破坏,以次生孔隙为主。层间非均质性强,各

砂组的储层物性、孔喉结构、层内非均质性及储层物性主控因素有较大的差别。其中,2砂组储层物性最差,孔喉结构差,碳酸盐岩胶结物含量高,层内非均质性强;压实作用和胶结作用对孔隙减小的控制作用相当,溶蚀作用较弱,成岩相为中等压实中等胶结低溶解相;3砂组储层物性最好,孔喉结构好,碳酸盐岩胶结物含量低,层内非均质性强,孔隙度的减小主要受压实作用影响,胶结物的含量较少,溶蚀作用最强,成岩相为中等压实低胶结强溶解相;4砂组储层物性、孔喉结构、胶结物含量、层内非均质性及溶蚀作用等处于2砂组与3砂组之间,胶结作用对储层的破坏程度比压实作用强,成岩相为中等压实中等胶结中等溶解相。

致谢:中国石化胜利油田分公司临盘采油厂领导及专家在课题研究过程中给予诸多帮助,并提出建设性意见,在此表示感谢!

参考文献:

- [1] Mansurbeg H, Morad S, Salem A, et al. Diagenesis and reservoir quality evolution of palaeocene deep-water, marine sandstones, the Shetland-Faroes Basin, British continental shelf[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2008, 25(6): 514-543.
- [2] Li Q, Jiang Z, Liu K, et al. Factors controlling reservoir properties and hydrocarbon accumulation of lacustrine deep-water turbidites in the Huimin Depression, Bohai Bay Basin, East China[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2014, 57: 327-344.
- [3] Weimer P, Link M H. Global petroleum occurrences in submarine fans and turbidite system[M]. New York: Springer-Verlag, 1991: 9-67.
- [4] 刘惠民, 刘鑫金, 贾光华. 东营凹陷北部陡坡带深层砂砾岩扇体成岩圈闭有效性评价[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(5): 7-14.
Liu Huimin, Liu Xinjin, Jia Guanghua. Evaluation on trap effectiveness for deep fan diagenetic trap in the northern steep slope zone of Dongying sag[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(5): 7-14.
- [5] 张兴良, 田景春, 王峰, 等. 致密砂岩储层成岩作用特征与孔隙演化定量评价——以鄂尔多斯盆地高桥地区二叠系下石盒子组盒8段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(2): 212-217.
Zhang Xingliang, Tian Jingchun, Wang Feng, et al. Diagenetic characteristics and quantitative porosity estimation of tight sandstone reservoirs: a case from the 8th Member of Permian Xiashihezi Formation in the Gaoqiao region, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(2): 212-217.
- [6] 李维岭, 姜在兴, 倪新锋, 等. 正理庄地区沙二段储层成岩作用对孔隙演化的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(5): 52-57.
Li Weiling, Jiang Zaixing, Ni Xinfeng, et al. Impact of reservoir diagenesis on porosity evolution in the second member of Shahe-

- jie Formation of Zhenglizhuang area [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(5): 52-57.
- [7] 范瑞峰,董春梅,吴鹏,等.渤南油田四区沙三段储层特征及其控制因素[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(4): 64-68.
Fan Ruifeng, Dong Chunmei, Wu Peng, et al. Reservoir characteristics and its control factors of Es₃ member in Area4, Bonan oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(4): 64-68.
- [8] 姜在兴,操应长,邱隆伟.砂体层序地层及沉积学研究——以山东惠民凹陷为例[M].北京:地质出版社,2000.
Jiang Zaixing, Cao Yingchang, Qiu Longwei. Study of sandbody sequence stratigraphics and sedimentology: a case of Huimin sag Depression in Shandong Province [M]. Beijing: Geological Press, 2000.
- [9] 魏瑞香,马玉歌,曲卫和,等.基山砂体沉积成因探讨[J]. *华北地震科学*, 2004, 22(4): 38-42.
Wei Ruixiang, Ma Yuge, Qu Weihe, et al. Study on the genesis of Jishan sand bed [J]. *North China Earthquake Sciences*, 2004, 22(4): 38-42.
- [10] 孙钰,钟建华,姜在兴,等.惠民凹陷基山砂体沉积特征及成藏条件[J]. *西南石油大学学报*, 2007, 29(1): 40-43.
Sun Yu, Zhong Jianhua, Jiang Zaixing, et al. Sedimentary features and reservoir-forming conditions of Jishan sand body in Huimin Sag [J]. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2007, 29(1): 40-43.
- [11] Udden J A. Mechanical composition of clastic sediments [J]. *Geological Society of America Bulletin*, 1914, 25(1): 655-744.
- [12] Wentworth C K. A scale of grade and class terms for clastic sediments [J]. *Journal of Geology*, 1922, 30(5): 377-392.
- [13] 姜在兴.沉积学[M].北京:石油工业出版社,2010.
Jiang Zaixing. Sedimentology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [14] 于翠玲,林承焰.储层非均质性研究进展[J]. *油气地质与采收率*, 2007, 14(4): 15-18.
Yu Cuiling, Lin Chengyan. Advancement of reservoir heterogeneity research [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2007, 14(4): 15-18.
- [15] 尤源,刘建平,冯胜斌,等.块状致密砂岩的非均质性及对致密油勘探开发的启示[J]. *大庆石油地质与开发*, 2015, 34(4): 168-174.
You Yuan, Liu Jianping, Feng Shengbin, et al. Heterogeneity of the massive tight sandstones and its inspirations for the exploration and development of the tight oil [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2015, 34(4): 168-174.
- [16] 钟连彬.大庆油田三元复合驱动态特征及其跟踪调整方法[J]. *大庆石油地质与开发*, 2015, 34(4): 124-128.
Zhong Lianbin. Dynamic characteristics and tracking adjustment methods for ASP flooding in Daqing Oilfield [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2015, 34(4): 124-128.
- [17] Houseknecht D W. Intergranular pressure solution in four quartzose sandstones [J]. *Journal of Sedimentary Research*, 1988, 58(2): 228-246.
- [18] 邹才能,陶士振,周慧,等.成岩相的形成、分类与定量评价方法[J]. *石油勘探与开发*, 2008, 35(5): 526-540.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhou Hui, et al. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(5): 526-540.
- [19] 陈刚,林良彪,王威,等.元坝地区须家河组砂岩成岩作用与孔隙演化[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(4): 405-410.
Chen Gang, Lin Liangbiao, Wang Wei, et al. Diagenesis and porosity evolution of sandstones in Xujiahe Formation, Yuanba area [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(4): 405-410.
- [20] 吴远坤,陈吉,王春红,等.南堡凹陷深层砂质碎屑流储层特征[J]. *特种油气藏*, 2014, 21(6): 57-60.
Wu Yuankun, Chen Ji, Wang Chunhong, et al. Features of deep sandy debris flow reservoir in Nanpu Sag [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(6): 57-60.

编辑 单体珍

(上接第22页)

- [16] An Yin, Michael H Taylor. Mechanics of V-shaped conjugate strike-slip faults and the corresponding continuum mode of continental deformation [J]. *GSA Bulletin*, 2011, 123(9/10): 1798-1821.
- [17] 任建业,于建国,张俊霞.济阳拗陷深层构造及其对中生代盆地发育的控制作用[J]. *地质学前沿*, 2009, 16(4): 117-137.
Ren Jianye, Yu Jianguo, Zhang Junxia. Structures of deep bed in Jiyang Sag and their control over the development of Mesozoic and Cenozoic basins [J]. *Earth Science Frontiers*, 2009, 16(4): 117-137.
- [18] Egill Hauksson, Lucile M Jones, Kate Hutton. The 1999 Mw7.1 Hector Mine, California, earthquake sequence: complex conjugate strike-slip faulting [J]. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 2002, 92(4): 1154-1170.
- [19] Wayne Thatcher, David P Hill. Fault orientations in extensional and conjugate strike-slip environments and their implications [J]. *Geology*, 1991, 19(11): 1116-1120.
- [20] Bernard Guest, Gary J Axen, Patrick S Lam, et al. Late Cenozoic shortening in the west-central Alborz Mountains, northern Iran, by combined conjugate strike-slip and thin-skinned deformation [J]. *Geosphere*, 2006, 2(1): 35-52.

编辑 经雅丽