

元坝地区须三段天然气富集控制因素

贾爽, 肖开华, 李宏涛, 魏修平

中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要 结合层序地层学理论、岩心观察、岩心分析实验结果及钻井测试资料等, 分析了元坝地区须三段的层序地层特征、储层岩性特征、储层微观特征及天然气富集的控制因素。目的层储层岩性复杂, 以西部发育钙屑砂岩, 东部发育岩屑石英砂岩为主要特征。岩心分析实验表明: 目的层储层物性差, 属于特低孔-低渗次生致密砂岩储层; 须三段上部3个砂组天然气相对富集, 在富气砂组内有有利岩性带、砂体厚度是天然气聚集的基础条件, 储层内部发育裂缝和溶蚀孔组合是天然气富集的关键因素。

关键词 元坝地区; 须三段; 天然气分布; 次生致密砂岩储层

近年元坝地区海相地层勘探过程中, 在钻遇上覆陆相须家河组地层时, 部分井发现了较好的油气显示, 揭开了元坝地区陆相天然气勘探开发的序幕。该区须三段为自生自储气藏, 前期钻探显示天然气主要富集在须三段上部(图1), 且气井产能差异较大, 因此需要分析天然气富集的主控因素, 以指导气藏的勘探开发工作。近几年, 针对元坝地区须三段气藏的研究主要集中在地层划分、沉积相分布、砂体分布、成藏等方面。黎静容等^[1]通过井震结合地层划分与对比解释了

元坝地区双物源的沉积特征及受控于双物源的沉积相分布; 王威^[2]研究了须三段天然气自生成藏的基本特征, 指出厚层河道砂体是优势储集体。层序地层划分、储层岩性分布、储层微观特征等表明, 层序地层沉积过程是元坝地区须三段富气砂组的主控因素, 有利岩相带、砂体厚度、次生孔隙和裂缝是富气砂组内天然气富集的主控因素, 并通过岩心与测井的标定, 提出“中粗粒钙屑砂岩+厚度稳定+裂缝、溶蚀发育”是元坝地区须三段气井高产的关键因素。

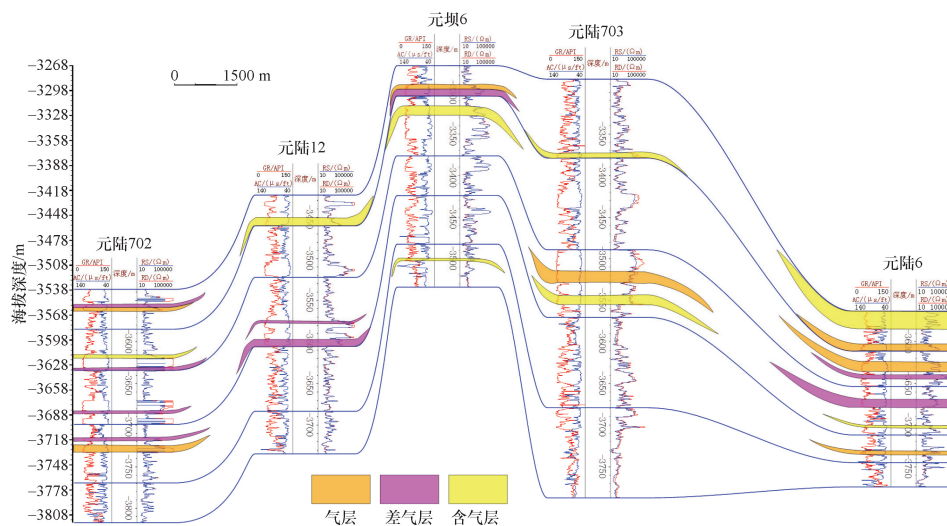


图1 元坝地区须三段天然气分布

Fig. 1 Gas distribution in the 3rd member of Xujiache formation in Yuanba area

1 区域构造背景

川东北地区构造上位于川东北坳陷, 位于四川盆地北部的川东北坳陷与盆地西部的川西坳陷、盆地东部的川东南坳

陷、盆地中部的中前陆隆起形成区域上三坳围一隆的构造-沉积格局^[3,4]。元坝地区位于川东北前陆盆地内部, 属于龙门山推覆作用远端效应影响的前陆盆地斜坡带^[5], 其南为川中低

收稿日期: 2015-02-25; 修回日期: 2015-07-20

作者简介: 贾爽, 工程师, 研究方向为油气田开发地质, 电子信箱: jiashuang.syky@sinopec.com

引用格式: 贾爽, 肖开华, 李宏涛, 等. 元坝地区须三段天然气富集控制因素[J]. 科技导报, 2016, 34(2): 142-146; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2016.2.022

缓构造带北部斜坡,东为通南巴构造带西南端、北为九龙山背斜南端,地势北西高,南部低(图2)。

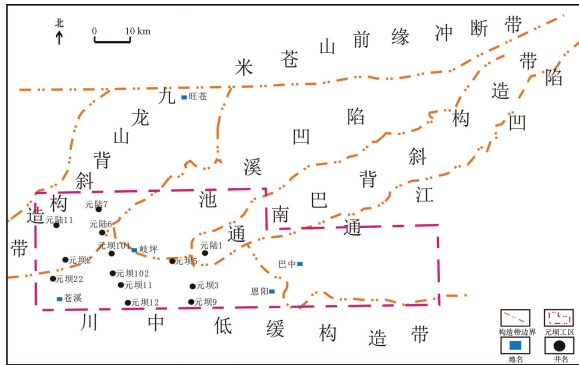


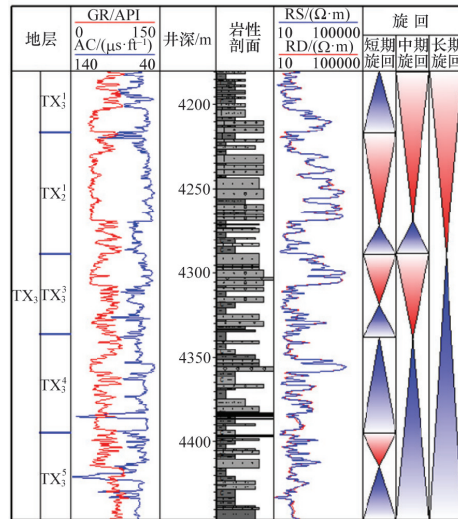
图2 元坝地区区域构造位置

Fig. 2 Tectonic location of Yuanba area

2 地层沉积与储层特征

2.1 层序地层特征

元坝地区须三段可划分为1个长期旋回,2个中期旋回及5个短期旋回(对应5个砂组),其中TX₃¹、TX₃²砂组界面为最大湖泛面,该最大湖泛面也是须二段、须三段超长期旋回的最大湖泛面^[6],因此须三段整体处于相对湖平面上升至缓慢下降的时期(图3),水进水退序列交替频繁。



AC为声波时差,GR为自然伽马,RS为浅电阻率,RD为深电阻率

图3 元坝地区元坝6井单层序划分

Fig. 3 Single well sequence stratigraphic column in the 3rd member of Xujiahe formation in Yuanba area

2.2 储层岩性特征

元坝地区须三段为辫状河三角洲沉积体系,沉积物来自北西、北东两个方向^[1],不同物源区的母岩不同,导致元坝地区具有复杂岩性,其中西部以钙屑砂砾岩沉积为主,包括中粗粒钙屑砂岩及细粒钙屑砂岩,东部以岩屑石英砂岩沉积为主(图4)。

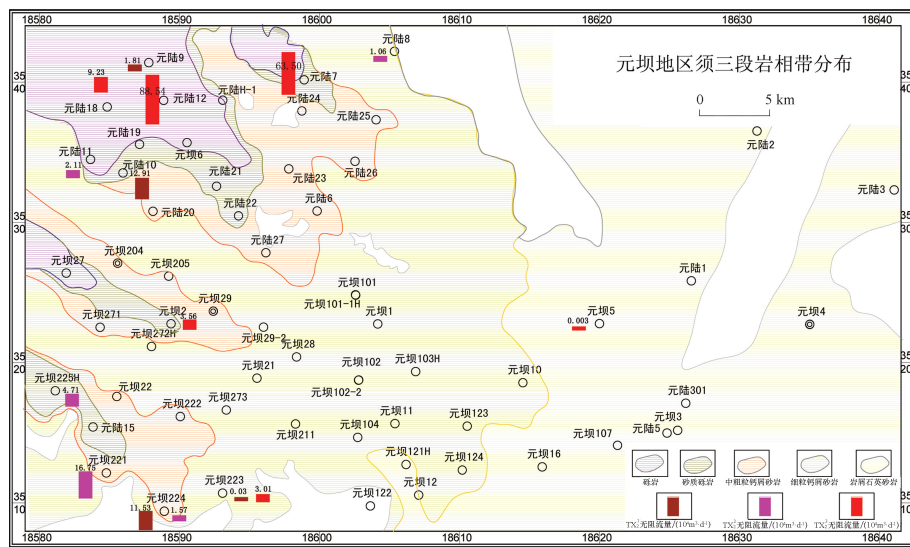


图4 元坝地区须三段储层岩相分布

Fig. 4 Reservoir lithology distribution in the 3rd member of Xujiahe formation in Yuanba area

2.3 储层微观特征

元坝地区须三段岩心实测孔隙度平均值1.94%,渗透率平均值 $5.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,多数样品的渗透率低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表明研究区总体为特低孔-低渗储层特征。孔渗相关性较好,储集空间以孔隙为主。岩石薄片、扫描电镜等岩石学观

察结果表明,储集空间类型以溶蚀孔及其中的自生矿物晶间孔为主,(微)裂缝为辅。岩心观察显示裂缝以低角度裂缝和水平缝为主,高角度裂缝较少(图5)。以上结论表明,元坝须三段储层为次生致密砂岩储层,即主要储集空间受成岩作用,特别是溶蚀作用的影响。

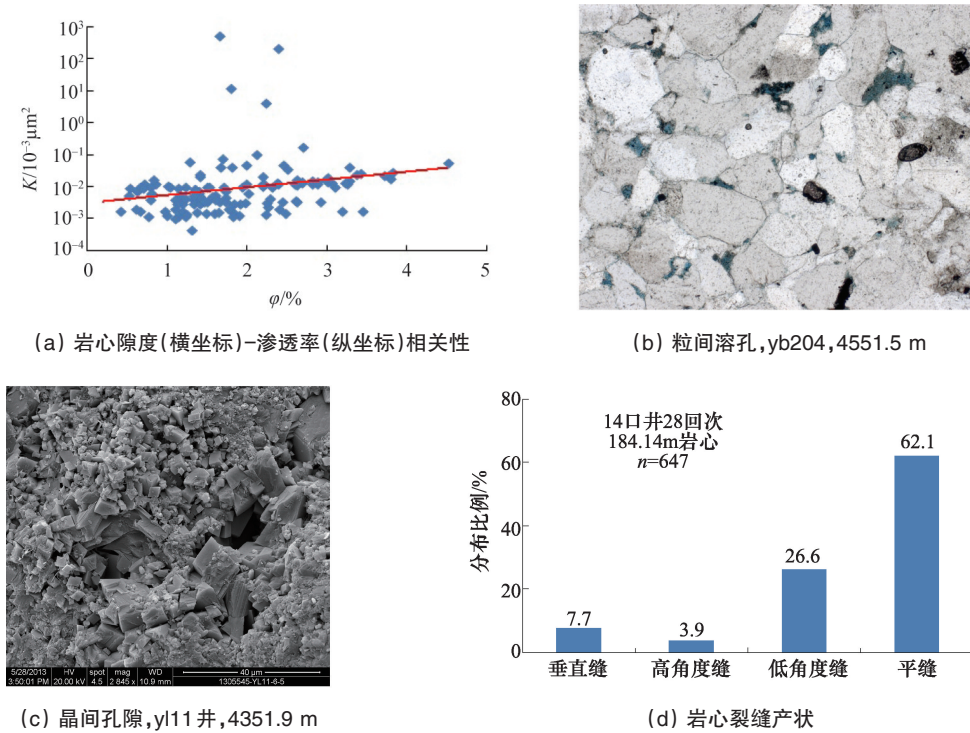


图5 元坝地区须三段储层特征

Fig. 5 Reservoir properties in the 3rd member of Xujiahe formation in Yuanba area

3 天然气富集控制因素

天然气的成藏受控于烃源岩、沉积环境、储层物性条件等因素^[7]。沉积环境间接影响储层物性条件,元坝地区须三段储层属于特低孔-低渗的次生致密砂岩储层,非均质性强,因此改善储层物性的储层条件是天然气富集的关键因素^[8]。

3.1 富气砂组控制因素

作为自生自储气藏,须三段具有优质烃源岩“近源聚集”的优势^[2]。首先须三段有机质丰度达到生烃门限,是川东北地区陆相层系最好的烃源岩;其次须三段内部的最大湖泛面同时是更高一级超长期层序的最大湖泛面,其附近是陆相烃源岩集中发育的层段,最好的储集砂体常围绕最大湖泛面上下分布^[9]。

受水进、水退影响,岩性横向变化快,纵向沉积间断多,有利于形成岩性地层圈闭。上部的TX₃、TX₂、TX₁砂组沉积时期,由于湖平面由缓慢上升转为下降造成辫状河三角洲平原及前缘分流河道的前积,使得砂体或与前三角洲、滨浅湖泥岩指状接触,或呈独立的透镜状,与烃源岩呈现大面积接触,因此成为须三段天然气相对富集的3个砂组。

3.2 富气砂组内部天然气富集控制因素

1) 有利岩相带。元坝地区须三段储层岩性复杂,储层致密,物性差,因此建设性成岩作用是储层物性改善的重要原因。从储层储集空间改造程度的角度,钙屑砂岩储层比岩屑石英砂岩储层容易形成有利于天然气的储集空间:一方面,碳酸岩岩屑属于脆性颗粒,随着碳酸盐岩岩屑含量的增加,

组中刚性颗粒含量相对减少,在埋藏压力下,高脆性颗粒含量有利于保持其颗粒不被破碎,使原生孔隙空间得到保存;另一方面,碳酸盐岩岩屑易被溶蚀形成次生孔隙,为天然气运聚提供有利条件。虽然溶蚀作用是该区储集空间改善的最重要的原因,但原生孔隙度大小仍然影响储层物性,中粗粒钙屑砂岩粒度较粗,比细粒钙屑砂岩储层物性更好。综上所述,中粗粒钙屑砂岩是元坝地区须三段最具优势储层岩性(图6(a)),这与测试井试气产量情况吻合较好(图4)。

2) 砂体厚度。砂体厚度影响储层物性^[10],从而影响优势储层分布及天然气富集。稳定的水动力条件沉积砂体厚度大,岩性稳定性好,分选好,非均质性弱,因此原生孔隙发育。对须家河组钙屑砂岩储层研究^[11,12]认为,厚度大的钙屑砂岩砂体顶底被方解石胶结而致密,从而阻碍流体运移,使得砂体中部的孔隙空间得以保存。元坝地区须三段钙屑砂岩砂体的厚度分布在1~30 m,统计其与孔隙度关系表明,厚度较大的钙屑砂岩储层,孔隙度分布集中在3%~7%,厚度较小的钙屑砂岩储层孔隙度分布集中在1%~4%,可见厚度大的钙屑砂岩储层更具优势(图6(b))。

3) 次生溶蚀孔与裂缝。通过岩心刻度测井研究表明,次生溶蚀孔和裂缝的发育是须三段高产的关键因素。在稳定井眼处,利用声波曲线计算的地层孔隙度为原生孔隙,利用密度曲线计算的地层孔隙度为总孔隙度,当密度孔隙度大于声波孔隙度时,表明地层发育次生孔隙。低角度裂缝的声波时差降低,声波曲线主要呈“鼓包”或“微齿”特征。

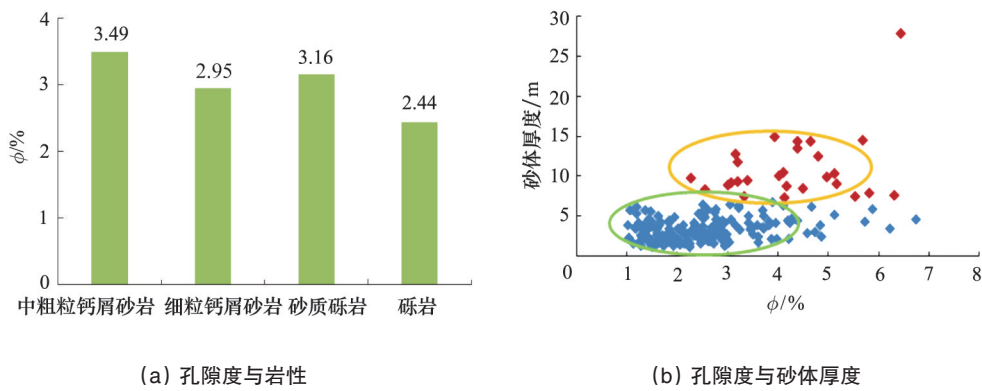


图6 元坝地区须三段储层物性与岩性、砂体厚度关系

Fig. 6 Relationships among physical properties, lithologic characteristics and sand body thickness in the 3rd member of Xujiache formation in Yuanba area

综合分析元陆12井高产、稳产原因是其产层段具有优质储层发育的良好配置关系,即“中粗粒钙屑砂岩+厚度稳定+裂缝、溶蚀孔发育”。元陆12井测试段TX₃砂组产层段岩性为中粗粒钙屑砂岩,自然伽马曲线整体平直、光滑;电阻率曲线稳定、光滑(裂缝发育段除外),结合两条测井曲线看该层段均稳定性好。声波曲线和电阻率曲线表明产层段有两处低角度缝比较发育,密度和中子曲线表明低角度缝较发育处有溶蚀发育。产层段厚度达9 m,厚度较大且稳定(图7(a))。

从元坝224井密度、声波时差,电阻率曲线分析其低产的原因,其测试段TX₃砂组产层段裂缝欠发育,溶蚀发育不明显;自然伽马和电阻率曲线表明岩性变化较快,难以高产和稳产(图7(b))。综合分析元坝224井TX₃砂组产层段储层发育特征,具有“砂质砾岩+裂缝欠发育、溶蚀孔不明显”的配置关系,与元陆12井产层段的“中粗粒钙屑砂岩+厚度稳定+裂缝、溶蚀发育”的配置关系存在着较明显的不同,这是造成元坝224测试产量低的主要原因。

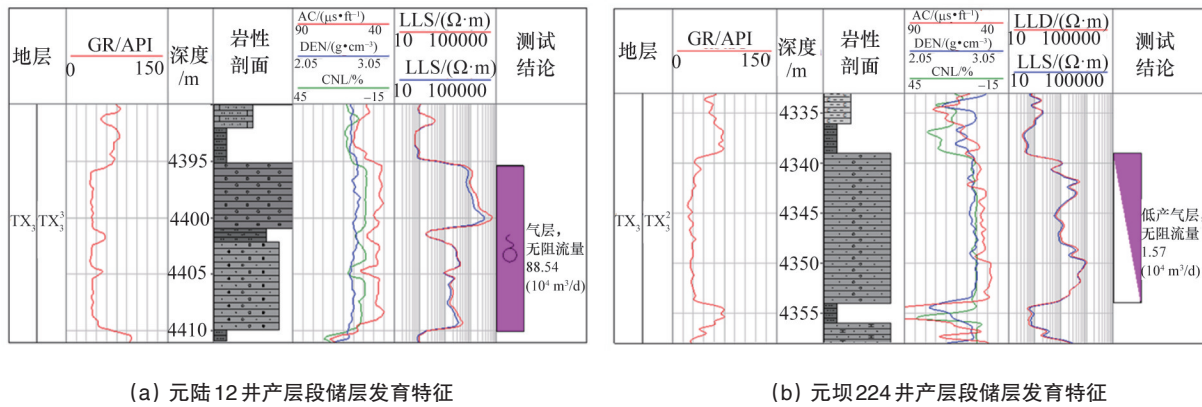


图7 元坝地区须三段产层段与储层发育特征关系

Fig. 7 Relationship between pay beds and reservoir development characteristics in the 3rd member of Xujiache formation in Yuanba area

4 结论

- 1) 元坝地区须三段储层岩性复杂,以西部发育钙屑砂砾岩,东部发育岩屑石英砂岩为特征。
- 2) 元坝地区须三段储层为特低孔-低渗次生致密砂岩储层。储集空间类型以溶蚀孔及其中的自生矿物质间孔为主,(微)裂缝为辅。
- 3) 须三段上部TX₃、TX₂、TX₁3个砂组天然气相对富集。在富气砂组内部,储层岩性是天然气富集的基础,中粗粒钙

屑砂岩是元坝地区须三段最有优势的储层岩性。厚度大的钙屑砂岩砂体,岩性稳定性好,内部孔隙空间保护相对较好。溶蚀孔和裂缝的组合是须三段高产的关键因素,厚度稳定、裂缝、溶蚀孔发育的中粗粒钙屑砂岩是元坝地区须三段最有利的天然气储集体。

参考文献 (References)

[1] 黎静蓉,李毓,程洪亮,等.元坝地区须三段沉积特征[J].西安石油大学学报:自然科学版,2013,28(5):43-50.

- Li Jingrong, Li Yu, Cheng Hongliang, et al. Sedimentary characteristics of the third member of Xujiahe Formation in Yuanba area[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2013, 28(5): 43-50.
- [2] 王威. 高能河道砂体特征及勘探意义——以元坝地区须三段为例[J]. 石油实验地质, 2013, 35(6): 657-661.
Wang Wei. Characteristics of high-energy channel sandstone and its exploration significance: A case from Xujiahe formation in Yuanba area [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6): 657-661.
- [3] 翟文亮, 郑荣才, 朱如凯, 等. 川东北类前陆盆地须家河期盆-山耦合和层序充填样式[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2009, 36(3): 268-275.
Zhai Wenliang, Zheng Rongcai, Zhu Rukai, et al. Basin-range coupling and the Upper Triassic sequence filling patterns of Xujiahe Formation in the Northeastern Sichuan analogous foreland basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2009, 36(3): 268-275.
- [4] 毛琼, 郑荣才, 邹光富, 等. 川东北前陆盆地上三叠统沉积相及沉积演化[J]. 沉积与特提斯地质, 2012, 32(1): 1-11.
Mao Qiong, Zheng Rongcai, Zou Guanfu, et al. Upper Triassic sedimentary facies and sedimentary evolution in the northeastern Sichuan foreland basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2012, 32(1): 1-11.
- [5] 高红灿. 四川盆地上三叠统须家河组层序-岩相古地理及砂体分布研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2007.
Gao Hongcan. Study on Sequence-paleogeography and sand body distribution of the Xujiahe Formation of Upper Triassic in Sichuan Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2007.
- [6] 高红灿, 郑荣才, 柯光明, 等. 川东北前陆盆地须家河组层序-岩相古地理特征[J]. 沉积与特提斯地质, 2005, 25(3): 38-45.
Gao Hongcan, Zheng Rongcai, Ke Guangming, et al. The Upper Triassic Xujiahe Formation in the northeastern Sichuan forelandbasin: Sequencebased sedimentary facies and palaeogeography[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2005, 25(3): 38-45.
- [7] 秦秋寒, 宋效文, 孙玉英, 等. 临江地区扶余-杨1油层气藏分布规律及成藏主控因素[J]. 大庆石油学院学报, 2011, 35(4): 42-46.
Qin Qiuhan, Song Xiaowen, Sun Yuying, et al. Major controlling factors of hydrocarbon accumulation in Fuyu-Yang 1 reservoir in Linjiang area of Songliao basin[J]. Journal Of Daqing Petroleum Institute, 2011, 35(4): 42-46.
- [8] Ghanizadeh A, Clarkson C R, quino S A, et al. Petrophysical and geomechanical characteristics of Canadian tight oil and liquid-rich gas reservoirs: II. Geomechanical property estimation[J]. Fuel, 2015(153): 682-691.
- [9] 郭泽清, 刘卫红, 张林, 等. 中国陆相岩性地层油气藏分布规律和控制因素研究进展[J]. 地质科技情报, 2009, 28(5): 71-77.
Guo Zeqing, Liu Weihong, Zhang Lin, et al. Review of distribution and controlling factors for continental lithologic and stratigraphic oil-gas reservoirs in China[J]. Geology Science and Technology Information, 2009, 28(5): 71-77.
- [10] 张哨楠. 致密天然气砂岩储层: 成因和讨论[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(1): 1-10.
Zhang Shaonan. Tight sandstone gas reservoirs: their origin and discussion[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(1): 1-10.
- [11] 罗文军, 彭军, 曾小英, 等. 川西丰谷地区须四段钙屑砂岩优质储层形成机理[J]. 石油实验地质, 2012, 34(4): 412-416.
Luo Wenjun, Peng Jun, Zeng Xiaoying, et al. Formation mechanism of high-quality reservoir of calcarenaceous sandstone in fourth member of Xujiahe Formation, Fenggu area, Western Sichuan Depression[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(4): 412-416.
- [12] 曾小英, 张小青, 钟玉梅. 川西坳陷中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 Science, 2007, 25(6): 896-902.

Formation, sedimentary characteristics and natural gas enrichment control factors in the 3rd member of Xujiahe formation in Yuanba area

JIA Shuang, XIAO Kaihua, LI Hongtao, WEI Xiuping

Petroleum Exploration and Production Research Institute, Sinopec, Beijing 100083, China

Abstract This paper analyzes the sequence stratigraphy feature, lithology facies distribution, reservoir features and the distribution and control factors of the 3rd member of Xujiahe formation in Yuanba area, on the basis of the theory of high resolution sequence stratigraphy and core observation results. The target zone has been divided into one long sequence and five short sequences, corresponding to five sand groups. The experimental analysis of cores reveals that the reservoir belongs to low porosity and low permeability tight sandstone reservoir due to its poor physical properties, and this type of tight sandstone reservoir belongs to secondary tight reservoir because the efficient pores were formed during diagenesis procedure. Well test data confirm that the gas wells' productivities are very different and the upper three sand groups of the 3rd member of Xujiahe formation are relatively rich areas for natural gas. However, the distribution of gas in these three sand groups is still not uniform, which indicates that even in the same sand group, the gas performance varies dramatically from well to well. In order to find the reasonable explanation for this phenomenon, we conducted careful calibration between wells and logging curves to identify the reservoir features such as fissures and dissolution pores as well as analysis of influences of microfacies, lithologic belt, and sand body thickness. We draw a conclusion that favorable lithologic belt and sand body thickness are basic conditions for natural gas accumulation, and fissures combined with dissolution pores are key factors.

Keywords Yuanba area; the 3rd member of Xujiahe formation; natural gas distribution; secondary tight sandstone reservoir

(责任编辑 赵业玲)