

文章编号:0253-9985(2012)06-0877-06

孔隙结构参数在普光气田的初步应用

张汉荣¹,孙跃峰²,窦齐丰³,张婷婷²(1. 中国石化 勘探南方分公司,四川 成都 610041; 2. 德克萨斯农工大学,美国 休斯顿 77840;
3. 壳牌石油公司,美国 休斯顿 77252)

摘要:影响地震波速度的因素除了岩层的孔隙度外,孔隙结构的差异会使地震波速度的分布变得复杂,以致于影响速度-孔隙度模型的准确性。文中介绍了荷兰皇家壳牌石油公司命名的孙氏模型及孔隙结构参数的计算方法。孔隙结构参数是描述孔隙结构对地震波速度产生影响的新的岩石物理参数,可以用于刻画不同的孔隙空间类型,可以将速度-孔隙度一元关系改善为速度-孔隙度-孔隙结构参数二元关系。孔隙结构参数也可以表征渗透率的非均质性,将孔隙度-渗透率一元关系改善为孔隙度-渗透率-孔隙结构参数二元关系,为储层孔隙度和渗透率的预测提供了理论模型,使地震尺度上用孔隙度、渗透率、孔隙结构表征储层成为可能。该方法在普光气田的初步应用效果良好。

关键词:孙氏模型;孔隙结构参数;渗透率非均质性;储层预测;普光气田

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Preliminary application of the frame flexibility factor in Puguang gas field

Zhang Hanrong¹, Sun Yuefeng², Dou Qifeng³ and Zhang Tingting²(1. Exploration Southern Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China;
2. Texas A & M University, Houston 77840, U. S. A; 3. Shell Oil Company, Houston 77252, U. S. A)

Abstract: In addition to rock porosity, pore structure (pore size and geometry) also affects velocity of seismic waves, lowering the accuracy of reservoir prediction of velocity-porosity model. This paper introduces the Sun Model named by Shell for advanced carbonate reservoir characterization, a new rock-physics-based parameter called frame flexibility factor, and the method of how to calculate this parameter. The frame flexibility factor can be used as a pore type indicator to quantify the effects of pore structure on velocity and permeability and establishes relations among porosity-sonic velocity-frame flexibility factor instead of porosity-sonic velocity. It also can be used to describe permeability heterogeneity, and establish relations among porosity-permeability-frame flexibility factor instead of porosity-permeability. Theoretical model has been built for porosity and permeability prediction and makes it possible to characterize reservoirs with porosity, permeability and pore structure on seismic. Good results have been achieved through the utilization of the model in the Puguang gas field.

Key words: SUN model, frame flexibility factor, permeability heterogeneity, reservoir prediction, Puguang gas field

1 概述

在油气勘探中,储层是重要的地质要素之一,而储层预测则是一门关键技术。储层地质描

述的主要参数是孔隙度、渗透率和孔隙结构,而储层在地震尺度上描述的主要参数只有孔隙度,渗透率和孔隙结构在地震尺度上均无法用于预测储层。

储层预测是应用声波速度随着储层孔隙度的

收稿日期:2011-09-20;修订日期:2012-10-27。

第一作者简介:张汉荣(1968—),女,博士、高级工程师,石油天然气地质与地球物理。

增大而减小这个规律,即利用 Wyllie 公式通过平均声波数据得到的声波速度-孔隙度一元关系模型——通过速度(波阻抗)的变化总结经验公式计算孔隙度来预测储层。这说明孔隙度是影响速度的主要因素,但我们往往发现,当孔隙度不变的时候,速度的变化值有时非常大,如在普光气田,孔隙度等于 13% 时,声波变化范围从 4 000 ~ 7 000 m/s,相差达 3 000 m/s(图 1),这说明影响速度的因素不仅仅是孔隙度,如果仅用声波速度来预测储层孔隙度,会有一定偏差。

造成孔隙度相同声波差异大的原因主要是孔隙结构不同(含裂缝),受沉积环境变化及成岩作用多样性影响,会形成极其复杂的孔隙空间类型,孔隙的大小、形状、空间展布、孔喉半径的粗细及其连通关系,这些都会影响声波的传播路径及传播时间。另外流体和岩性也是造成声波差异的原因之一,但相对而言,孔隙结构是继孔隙度之后的不容忽视的重要因素。

因此,在储层预测中应充分考虑到孔隙结构的影响。但孔隙结构的表征仅在钻井取心后的分析化验中才能得到,在地震尺度上能不能做到,将

是一个有意义的挑战。

2 孔隙结构参数的定义及计算

孔隙结构参数(γ)是美国 Texas A & M 大学的孙跃峰教授(2000,2004)推导的一个新的岩石物理模型中的参数^[1-4]。

这个模型是用来表征碳酸盐岩储层的孔隙结构特征,该模型已经被荷兰皇家壳牌石油公司命名为孙氏模型(SUN Model)。壳牌石油公司利用该理论模型成功地进行了碳酸盐岩油气藏的表征,并将其研究成果于 2005 年首次公布于众(Bracco Gartner 等,2005)。目前,这一技术在世界许多大型碳酸盐岩油气藏描述中得到广泛应用。

孔隙结构参数是描述孔隙形状和大小对声波产生影响参数。主要受储层孔隙结构及矿物粒径大小的影响,而相对独立于孔隙度,在一定程度上可以用来定量的表征储层渗透率的大小。

孙氏模型的推导是从基本的岩石物理分析开始的,主要的公式如下:

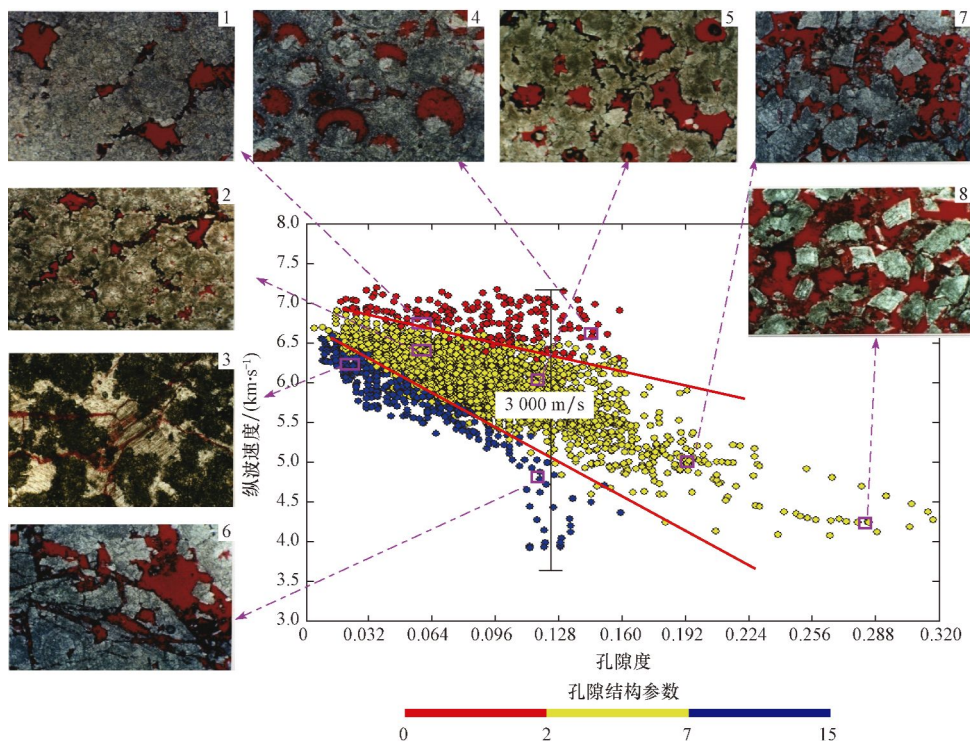


图1 孔隙度-纵波速度-孔隙结构参数交会图

Fig. 1 Crossplot of porosity-P-wave velocity-frame flexibility factor
(不同孔隙结构参数代表不同孔隙空间结构和空间展布。)

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2)$$

$$\rho = (1 - \phi)\rho_s + \phi\rho_f \quad (3)$$

$$K = (1 - \phi_k)K_s + \phi_k K_f \quad (4)$$

$$\phi_k = F_k \phi \quad (5)$$

$$F_k = \frac{1 - (1 - \phi)f}{[1 - (1 - \phi)f] \frac{K_f}{K_s} + \left(1 - \frac{K_f}{K_s}\right)\phi} \quad (6)$$

$$f = (1 - \phi)^{\gamma-1} \quad (7)$$

$$\mu = \mu_s (1 - \phi)f_\mu \quad (8)$$

$$f_\mu = (1 - \phi)^{\gamma_\mu-1} \quad (9)$$

式中: V_p 为纵波速度, m/s; K 和 k 均为体积模量, Pa; μ 为剪切模量, Pa; ρ 为密度, g/cm³; V_s 为横波速度, m/s; ρ_s 为岩石骨架密度, g/cm³; ϕ 为孔隙度, %; ρ_f 为流体密度, g/cm³; K_s 为岩石骨架体积模量, Pa; K_f 为流体体积模量, Pa; ϕ_k , F_k , f 为中间变量; μ_s 为固体骨架剪切模量, Pa; γ , γ_μ 为两种孔隙结构参数。

孔隙结构参数是一个由岩石弹性参数(纵波、横波、密度等)推导出的新的参数,它的应用在不断开发和推广,阿拉伯联合酋长国阿布扎比陆上石油作业公司在 AAPG 2010 中东地球科学会上展示了他们开发应用 SUN 模型的结果^[5]。

3 在普光气田飞仙关组的初步应用

3.1 气田概况

普光气田是近年来在川东北发现的大型气田^[6-7],也是目前我国海相碳酸盐岩层系中最大的气藏,气藏类型为构造-岩性复合型^[7-10],下三叠统飞仙关组(鲕粒滩储层)是气田的主要产气层位之一,发育台地边缘浅滩相储层^[11-12],主要岩性为白云岩,储层不仅厚度大,分布范围广,而且受表生溶蚀、白云化、重结晶、埋藏溶蚀、超压作用、构造运动等成岩作用的影响^[13-17],发育多种孔隙类型(表 1),储层孔隙结构差异大,储层非均质性强。

3.2 用孔隙结构参数划分孔隙空间类型,建立二元孔隙度-速度关系

普光气田纵波速度总体上随着密度孔隙度的增大而减小(图 1),但分布范围非常发散,发散的主要原因是孔隙结构的差异。应用测井资料,选取合适的岩石物理参数,参照孙氏模型中孔隙结构参数的计算公式,计算出孔隙结构参数。绘制密度孔隙度-纵波速度-孔隙结构参数交会图(图 1),以孔隙结构参数为指标,非常明显地将密度孔隙度-纵波速度划分出 3 个区域。红色区域的孔隙结构参数小于 2,黄色区域的孔隙结构参数在 2~7,蓝色区域的孔隙结构参数大于 7。

表 1 普光气田飞仙关组储层储集空间类型及特征

Table 1 Reservoir types and characteristics of the Feixianguan Formation in Puguang gas field

成因类型		特征	岩性
类	亚类		
孔隙	铸模孔	鲕粒、砂屑和少量生屑全部被溶蚀形成的铸模孔隙	鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、含砾屑鲕粒白云岩
	粒内溶孔	晶粒或颗粒内部被溶蚀	鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、含砾屑鲕粒白云岩
	粒间溶孔、粒间溶蚀扩大孔	粒间孔被溶蚀扩大	鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、砾屑白云岩、含砂屑白云岩
	晶间孔	分布于白云石和次生方解石晶粒间	糖粒状残余鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、鲕粒白云岩、结晶白云岩、含生屑白云岩
	晶间溶孔、晶间溶蚀扩大孔	晶粒被溶掉或溶蚀扩大	糖粒状残余鲕粒白云岩、鲕粒白云岩、结晶白云岩、含生屑白云岩
	超大溶孔、溶洞	超越颗粒、角砾、晶粒的不规则溶孔	砾屑白云岩、鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、结晶白云岩
裂缝	微裂缝	主要为早期构造作用或干化失水收缩而成,缝宽小于 0.5 mm 的网状缝	砾屑白云岩、鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、结晶白云岩
	构造缝	受局部构造张性力形成,形状不规则,有的被溶蚀扩大,半充填或未充填	砾屑白云岩、鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、结晶白云岩

表2 普光气田岩心物性与孔隙结构

Table 2 Core physical properties and pore structure in Puguang gas field

岩性	孔隙度/ %	密度/ (g/cm ³)	渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	孔隙类型及百分含量	孔隙分布
残鲕白云岩	5.69	2.714 9	0.030 4	粒间溶孔 4%, 晶间孔 1%, 粒内溶孔小于 1%	大小不一
残鲕细晶白云岩	6.13	2.679 9	0.748 9	晶间孔 3%~4%, 晶间粒间溶孔 1%~2%	较均匀
细晶白云岩	2.43	2.781 6	0.767 8	未见孔隙, 裂缝孔大于 2%	裂缝为主
鲕粒细中晶白云岩	13.31	2.515 7	0.384 6	粒内溶孔 8%, 粒间溶孔 2%, 晶间孔大于 2%, 裂缝 1%	大小不一
含灰质白云岩	10.79	2.542 7	9.533 1	粒内溶孔大于 6%, 粒间晶间溶孔大于 2%, 晶间孔 2% 左右	均匀
残鲕白云岩	10.12	2.593 7	27.418 2	粒间溶孔 1%, 粒内溶孔 1%~2%, 晶间孔小于 1%, 裂缝 5%~6%	裂缝为主
溶蚀残鲕粗晶白云岩	19.34	2.240 8	962.567 0	晶间孔 6%~7%, 粒间晶间溶孔大于 12%	均匀
残鲕粗晶白云岩	28.86	2.080 9	1 720.820 0	晶间孔 10%~12%, 粒间晶间溶孔大于 16%	均匀

选取普光气田的 8 个岩心资料点(表 2;图 1),结合孔隙度、渗透率、铸体薄片等分析资料研究发现:顺着颜色带看,1,4 号点位于红色样点区域,孔隙结构参数值小于 2,反应的是孔隙类型多样,孔隙空间大小不一,分布不均匀。如 4 号点孔隙类型有粒内溶孔、粒间溶孔、晶间孔及裂缝,粒内溶孔空间大,其他孔隙空间小。2,5,7,8 号点位于黄色样点区域,孔隙结构参数在 2~7,反应孔隙类型较单一,孔隙空间大小相近,分布较均匀-均匀,并随着孔隙空间大小的增加,孔隙度渗透率随之增加。3,6 号点位于蓝色样点区域,孔隙结构参数大于 7,反应孔隙类型以裂缝为主。由此可见,孔隙结构参数可以定量地划分孔隙空间类型。

垂直颜色带看,4,5,6 三个样点的孔隙度比较接近,分别为 13.31%,10.79%,10.12%。但由于它们的孔隙空间不一样,即孔隙结构参数分别为小于 2,2~7 和大于 7,造成纵波速度相差很大,从 4 800~6 050~6 550 m/s。对比 3 个样点的渗透率变化趋势,随着孔隙结构参数的增大,渗透率随之增大,分别为 $0.384\ 6 \times 10^{-3}$, $9.533\ 1 \times 10^{-3}$ 和 $27.418\ 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。1,2,3 三个样点也有类似的情况,1,2 号样品孔隙度接近,孔隙结构参数不同,但渗透率相差 20 多倍,3 号样品孔隙结构参数大,孔隙度虽然不到 2 号的一半,渗透率却比 2 号大。由此可见,孔隙结构参数可以用来表征渗透率。渗透率并不完全是随着孔隙度增大而增大,而与孔隙结构息息相关,不同的孔隙结构具有不同的渗透率。

由此可见,孔隙结构参数可以划分孔隙空间

类型,并与渗透率有一定关系。有了这样的地质认识,就可以将孔隙结构参数应用到储层预测中,常规方法只能建立速度与孔隙度的一元关系式来预测储层孔隙度,即通常只能拟合黄色区域孔隙结构参数在 2~7 之间的速度与孔隙度的关系,来预测储层,而红色和蓝色区域的储层可能就被忽略掉。用孔隙结构参数约束,在孔隙结构参数小于 2 时,可以建立红色区域速度与孔隙度的关系,孔隙结构参数在 2~7 时,建立黄色区域速度与孔隙度的关系,孔隙结构参数大于 7 时,建立蓝色区域速度与孔隙度的关系。显然用三个关系式比用一个关系式来预测不同孔隙空间的储层,可以弥补常规储层预测的不足。

3.3 用孔隙结构参数划分渗透率类型,建立孔隙度-渗透率-孔隙结构参数二元关系

用普光气田岩心样点的实测物性资料,和用孙氏模型计算的孔隙结构参数编制孔隙度-渗透率-孔隙结构参数交汇图(图 2),图上可见孔隙度-渗透率没有明显的相关关系,用任何直线或曲线都没法拟合。但用孔隙结构参数为指标,可以将孔隙度-渗透率分为两种趋势,红色样点是孔隙结构参数小于 3.5,蓝色样点是孔隙结构参数大于 3.5。两种趋势基本明显,但还存在着部分散点,原因是孔隙度渗透率是岩心测量的,而孔隙结构参数是测井曲线计算的,由于将岩心归位到测井曲线上的过程中,两者精度不一致,造成归位存在一定偏差,因此由测井参数计算出来的孔隙结构参数在孔渗关系图上的颜色出现部分散点,但孔渗关系两个方向的趋势很明显。

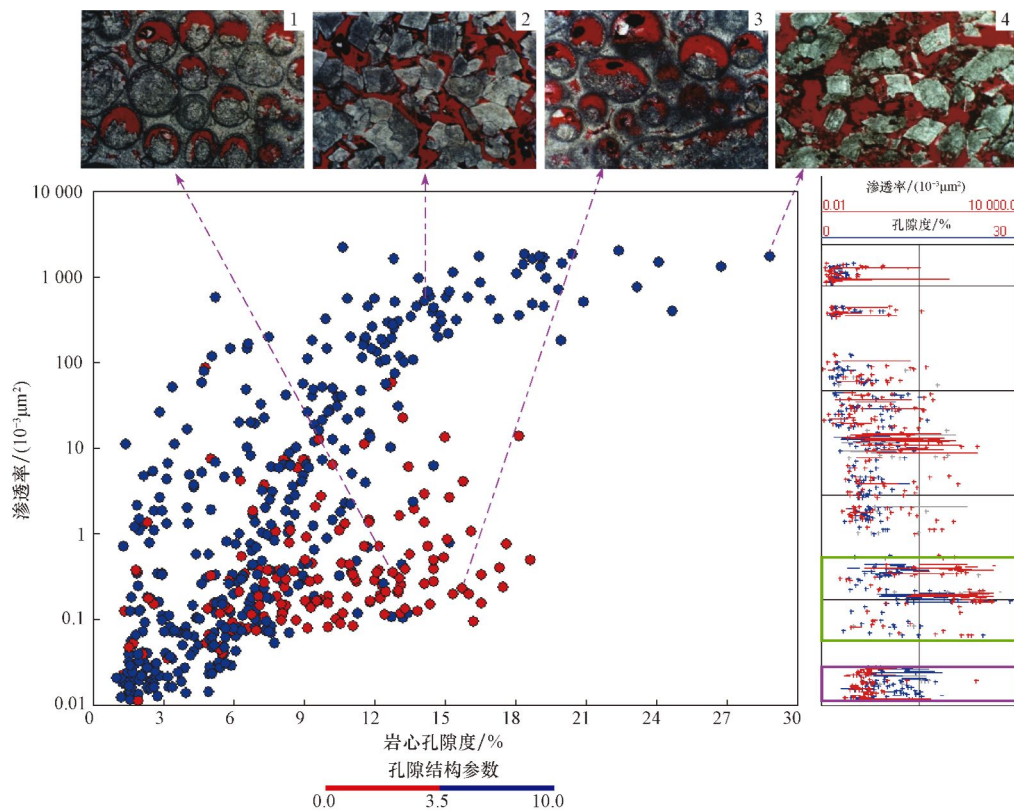


图2 孔隙度-渗透率-孔隙结构参数交会图

Fig. 2 Crossplot of porosity-permeability-frame flexibility factor
(两层不同孔隙结构的岩心样品的孔隙度-渗透率关系。)

这两种趋势的孔渗关系代表了什么地质意义呢?笔者选中这些样点,反过来找到了它们对应的层位,然后选取整个类似层段(紫红色层段与绿色层段,图2),对照着铸体薄片等分析资料,发现了这么一个有趣的现象。

紫红色样点反应的是含砾屑鲕粒白云岩中鲕模孔与粒内溶孔发育的储层(图2中1,3号样点)。由于早期选择性溶蚀较强,发育丰富的粒内溶孔、鲕模孔及少量的粒间溶孔,粒内溶孔中可见底构造。但由于晚期溶蚀作用较弱,孔隙多呈孤立状,连通性较差。鲕模孔与粒内溶孔发育,孔隙度大,但连通性不够,平均渗透率在 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,为高孔中渗储层。

蓝色样点反应的是残余鲕粒白云岩和糖粒状残余鲕粒中粗晶白云岩(图2中2,4号样点)。由于重结晶影响,原始结构基本破坏,仅见残余结构。岩石结构均匀,鲕粒基本已全部重结晶成中粗晶,似“糖粒状”,仅见残余鲕粒。破裂普遍,形成一套碎裂残余白云岩和残余中粗晶白云岩。岩石中溶孔极为丰富,主要为晶间溶孔及晶间溶蚀

扩大孔,储集性极好。孔隙度平均值为 12.71%。渗透率平均值为 $479.339 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为高孔特高渗储层。

这两种孔隙结构类型,孔隙度虽然都是一类,但渗透率的差异却很大,用孔隙结构参数可以定量的把它们区分开来。

在地震尺度上,由于孔隙结构参数可以通过叠前地震资料,提取纵横波及密度资料,用孙氏模型进行反演而得到。再通过孔隙度-渗透率-孔隙结构参数的关系,建立孔隙结构参数约束的孔隙度-渗透率二元模型,就可以在孔隙度预测的基础上,进一步预测渗透率,达到在地震尺度上,用孔隙度、渗透率和孔隙结构来描述储层的目的。

4 结论

1) 孔隙结构参数是一个新的岩石物理参数。是描述孔隙形状和大小对声波产生影响的一个参数。主要受储层孔隙结构及矿物粒径大小的影

响,而相对独立于孔隙度,在一定程度上可以用来定量的表征储层渗透率的大小。

2) 孔隙结构参数将孔隙结构量化,可用于刻画不同的孔隙空间类型。建立孔隙结构参数约束的速度-孔隙度-孔隙结构参数二元关系模型,弥补常规模型预测孔隙度的不足。

3) 孔隙结构参数可用于表征渗透率非均质性,用孔隙结构参数约束建立孔隙度与渗透率之间的关系,来划分渗透率类型,这样可以在储层预测中用于预测渗透率,达到在地震尺度上预测渗透率的目的。

参 考 文 献

- [1] Sun Y F. Effects of pore structure on elastic wave propagation in rocks, AVO modeling[J]. Journal of geophysics and Engineering, 2004(1): 268-276.
- [2] Sun Y F. Seismic signatures of rock pore structure[J]. Applied Geophysics, 2004, 7, 42-48.
- [3] Sun Y F, Berteussen K, Vega S, et al. Effects of pore structure on 4D seismic signals in carbonate reservoirs[J]. SEG Expanded Abstracts, 2006, 3260-3264.
- [4] Sun Y F. Upscaling of a proxy parameters for pores structure in sedimentary rocks[J]. SEG Expanded Abstract, 2007, 1649-1654.
- [5] El W F, Vizamora A, Al H A, Integrating rock physics, seismic reservoir characterization and static modeling of carbonates a case study from the UAE[R]. AAPG GEO 2010 Middle East, Geoscience Conference & Exhibition, 2010.
- [6] Ma Yongsheng, Guo Xusheng, Guo Tonglou, et al. The Puguang gas field(NEW giant discovery in the mature Sichuan basin, SW China)[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91: 627-643.
- [7] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. 石油学报, 2007, (2): 9-14, 21.
Ma Yongsheng. Generation mechanism of Puguang gas field in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, (2): 9-14, 21.
- [8] 马永生, 蔡勋育, 李国雄. 四川盆地普光超大型气藏基本特征及成藏富集规律[J]. 地质学报, 2005, 79(6): 858-865.
Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Li Guoxiong. Basic characteristics and concentration of the Puguang gas field in the Sichuan basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2005, 79(6): 856-865.
- [9] 马永生, 傅强, 郭彤楼, 等. 川东北地区普光气田长兴—飞仙关气藏成藏模式与成藏过程[J]. 石油实验地质, 2005, 27(5): 455-461.
Ma Yongsheng, Fu Qiang, Guo Tonglou, et al. Pool forming pattern and process of the Upper Permian-Lower Triassic, the Puguang gas field, northeast Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(5): 455-461.
- [10] 郭彤楼. 川东北地区碳酸盐岩层系孔隙型与裂缝型气藏成藏差异性[J]. 石油与天然气地质, 2011, 31(3): 311-317, 326.
Guo Tonglou. Differences in reservoir forming between porous and fractured gas pools in carbonates, the northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 31(3): 311-317, 326.
- [11] 王正和, 郭彤楼, 谭钦银, 等. 四川盆地东北部长兴组—飞仙关组各沉积相带储层特征[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(1): 56-63.
Wang Zhenghe, Guo Tonglou, Tan Qinyin, et al. Reservoir characteristics of different sedimentary facies in the Changxing and Feixianguan Formations, northeast of the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(1): 56-63.
- [12] 郑荣才, 罗平, 文其兵, 等. 川东北地区飞仙关组层序—岩相古地理特征和鲕滩预测[J]. 沉积学报, 2009, 27(1): 1-8.
Zheng Rongcai, Luo Ping, Wen Qibin, et al. Characteristics of Sequence-based lithofacies and paleogeography, and prediction of oolitic Shoal of the Feixianguan formation in the Northeastern Sichuan[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 27(1): 1-8.
- [13] 郭彤楼. 川东北地区飞仙关组鲕滩储层成岩作用——以宣汉—达县及元坝区块为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(5): 620-631.
Guo Tonglou. Diagenesis of the Feixianguan oolitic shoal reservoirs in the northeastern Sichuan Basin—examples from Xuanhan-Daxian and Yuanba areas[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(5): 620-631.
- [14] 陈琪, 胡文瑄, 李庆, 等. 川东北盘龙洞长兴组—飞仙关组白云岩化特征及成因[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 84-93.
Chen Qi, Hu Wenxuan, Li Qing, et al. Characteristics and genesis of dolomitization in Changxing and Feixianguan Formations in Panlongdong, northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 84-93.
- [15] 张俊, 蔡镭璐, 向雷, 等. 川东北地区飞仙关组成岩晚期白云石溶解作用[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 599-606.
Zhang Jun, Cai Liulu, Xiang Lei, et al. Late diagenetic dissolution of dolomites in the Feixianguan Formation, northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 599-606.
- [16] 孙素琴, 杨玉杰. 塔里木盆地顺西区块地震反演及储层预测[J]. 石油物探, 2012, 51(3): 304-311.
Sun Suqin, Yang Yujie. Seismic inversion and reservoir prediction of Shunxi block in Tarim Basin[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2012, 51(3): 304-311.
- [17] 马学军, 费建博, 王建斌, 等. 塔中奥陶系缝洞系统成像的配套处理技术研究[J]. 石油物探, 2011, 50(6): 583-588.
Ma Xuejun, Fei Jianbo, Wang Jianbin, et al. Study on the supporting processing techniques for the imaging of Ordovician fracture-cavity system in Tazhong area[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2011, 50(6): 583-588.

(编辑 高岩)