

礁滩相储集层平面非均质性定量表征技术

靳秀菊^{1,2,3)}, 侯加根¹⁾, 刘红磊²⁾, 陈建²⁾, 刘欣³⁾

1) 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京, 102249;

2) 中国石油化工股份有限公司中原油田分公司勘探开发研究院, 河南濮阳, 457001;

3) 中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司, 四川达州, 635000

内容提要: 受沉积、成岩、构造破裂等作用影响, 礁滩相储集层平面非均质性较强, 但由于储集层孔隙类型多样, 孔一渗关系复杂, 储集层渗透率定量预测难度大, 加上目前多借用碎屑岩表征参数和表征方法, 致使储集层平面非均质性难以定量表征。以普光气田为例, 通过分析礁滩相碳酸盐岩储集层非均质性影响因素, 运用统计学中的主因子分析方法, 优选出颗粒岩厚度百分比、隔夹层个数、孔隙度、基质渗透率、裂缝渗透率五项评价参数; 而针对具有复杂孔隙结构特征的礁滩相储集层基质渗透率参数的取值, 则引入反映孔隙形态和连通性的“孔构参数”, 开展储集层渗透率的测井精细解释与地震预测; 以四级层序为研究单元级次, 优选综合指数法, 对井点上储集层非均质参数进行计算; 再在传统数理统计方法评价储集层平面非均质性基础上, 进一步采用地震预测渗透率反演数据体震控、沉积微相相控的多级约束, 运用地质建模技术, 定量评价了气田平面非均质性。研究成果较好的指导了气田开发动态分析、措施方案制定等, 对气田开发具有重要意义。

关键词: 礁滩相储集层; 平面非均质性; 定量表征; 综合指数法; 复杂孔隙类型; 孔构参数; 渗透率地震预测

普光气田位于四川盆地川东北断褶带, 目的层系上二叠统长兴组和下三叠统飞仙关组, 为典型的碳酸盐岩礁滩相储集层(马永生等, 2005; 张喜亭等, 2009)。其中, 长兴组储集层岩性主要为海绵礁白云岩、砾屑白云岩、生屑白云岩等; 飞仙关组储集层岩性主要为鲕粒白云岩、晶粒白云岩、砂屑白云岩等。储集层物性整体较好, 但受沉积、成岩、构造等作用影响, 各类品质储集层交错分布, 储集空间类型多样, 孔渗关系复杂, 表现出较强的纵横向非均质性(蔡勋育等, 2005; 马永生等, 2007; 曾大乾等, 2011)。随着气田开发的深入, 由于非均质性的影响, 纵向上各层组之间、平面上各井区之间储量动用状况差异较大, 边底水沿高渗带局部推进较快(靳秀菊, 2010), 给气田高效开发造成一定的影响。因此, 定量评价储集层非均质性对指导气田开发动态分析、储集层动用状况评价及开发调整部署, 进而提高气田开发效果意义重大(许宁, 2001; 黄书先和张超谟, 2004)。

近年来, 针对碎屑岩储集层非均质评价方面的研究较多(杨少春等, 1993; 林承焰, 1993; 王纪祥等, 1994; 柳妮等, 2014), 除用常规单参数(渗透率变异系数、突进系数、级差等)表征外, 还提出了诸如变差函数、神经网络、模糊数学、综合指数、渗透率参差系数、熵权等方法, 均取得了很好的表征效果(信荃麟等, 1993; 刘泽容和杜庆龙, 1993; 杨少春, 2000; 郑红军等, 2005; 路杨和单敬福, 2007; 邵先杰, 2010; 文化和孙娜, 2011; 冯建伟等, 2011)。礁滩相碳酸盐岩储集层非均质性更强, 渗透率差异更大。陈培元等通过优选综合指数、渗透率参差系数等对礁滩相储集层层间非均质性进行了定量表征, 在一定程度上消除了参数无界及表征角度各异的影响, 效果较好(陈培元等, 2013)。但目前对礁滩相储集层平面非均质性表征, 主要是选用储集体集合形态、连通程度、隔夹层分布等参数定性表征, 或采用井点属性数据的数理统计井间插值方法(岳大力等, 2004), 对井间的非均质评价误差较大, 没能真正实现量化

注: 本文为国家科技重大专项(编号: 2011ZX05017-001)资助成果。

收稿日期: 2015-12-28; 改回日期: 2016-06-20; 责任编辑: 刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2016.05.015

作者简介: 靳秀菊, 女, 1967年生。博士研究生, 教授级高级工程师。主要从事气田开发地质研究工作。Email: jinxiuju1@163.com。通讯

作者: 侯加根, 男, 1963年生。教授, 博士生导师。主要从事储集层沉积学、油气藏地质、油气田开发地质学及三维建模研究。Email: houjg63@cup.edu.com。

表征。分析造成这一现状的主要原因,一是礁滩相储集层孔一渗关系复杂,目前还缺少渗透率精细计算和预测的技术手段(孙耀庭等,2008;李淑荣等,2008),二是单一参数难以真正表征礁滩相储集层的强非均质。

本文通过分析普光气田礁滩相储集层非均质性影响因素,优选出颗粒岩厚度百分比、隔夹层个数、孔隙度、基质渗透率、裂缝渗透率五项参数,从储集层发育特征、储集能力、渗流能力、裂缝影响等几个方面综合表征储集层非均质性;而针对礁滩相储集层复杂孔一渗关系,引入反映孔隙形态和连通性的"孔构参数",精细解释与定量预测储集层(基质)渗透率;以四级层序为研究单元级次,优选综合指数法对井点上储集层非均质参数进行计算;再在传统数理统计方法评价储集层平面非均质性基础上,进一步采用地震反演数据体作为约束条件,综合考虑气田沉积相平面展布,运用地质建模技术,实现了由点到面对储集层平面非均质性的定量评价。

1 礁滩相储集层非均质性影响因素

1.1 沉积环境与储集层非均质性

普光地区发育有台地边缘、开阔台地、局限台地等五个相,台缘礁、台缘浅滩、台坪、泻湖等八个亚相和相应的三十余个微相。沉积作用不仅控制了有利储集相带分布,同时还控制了礁、滩沉积体的厚度和其内部的岩石组合,以及储集层的物性等(马永生等,2010;李小燕等,2014)。

对沉积(微)相与孔隙度、渗透率关系进行统计分析(表1),发现储集层的发育与沉积相密切相关。储集层一般发育在"颗粒岩"(飞仙关组主要指作为结构组分的鲕粒、内碎屑等,长兴组则是指能够反映礁体分布形态、规模的生物格架及其粘结物等)含

表1 普光气田飞仙关组不同沉积相带储集层物性特征

Table 1 Reservoir characteristics of different sedimentary facies of Feixianguan Formation in Puguang gas field

沉积相(亚相)		台缘滩	台内滩	滩间海	泻湖	潮坪
孔隙度 (%)	最小	1.1	0.56	0.32	0.45	0.30
	最大	28.8	22	3.7	2.2	0.37
	平均	10.7	6	1.7	0.60	0.32
	样品个数	1295	292	167	53	42
渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	最小	0.0368	0.0328	0.0369	0.0004	0.004
	最大	2526	128	9.12	0.152	0.131
	平均	94.76	4.284	3.87	0.12	0.08
	样品个数	962	188	146	47	39

量较高的层段,且往往发育于向上水体变浅、粒度变粗的滩体上部和顶部,其它微相储集条件较差,滩体的不同部位其储集条件差异也较大,储集层质量由好至坏的顺序一般为滩核>滩核-滩缘>滩缘。

本区具有良好物性的储集岩主要为重结晶的鲕粒云岩、砂屑云岩、生屑白云岩、海绵胶白云岩等,其余岩性的储集性能较差。进一步通过研究发现颗粒含量与储集层物性之间具有明显的相关性(图1),颗粒含量越高,对应的储集层物性越好。说明本区储集层的储集空间形成发育与颗粒滩密切相关,即具有早期孔隙层的储集层,后期越容易改造形成稳定分布的优质储集层,而早期"铁板"一块的地层,后期难于改造成优质储集层。

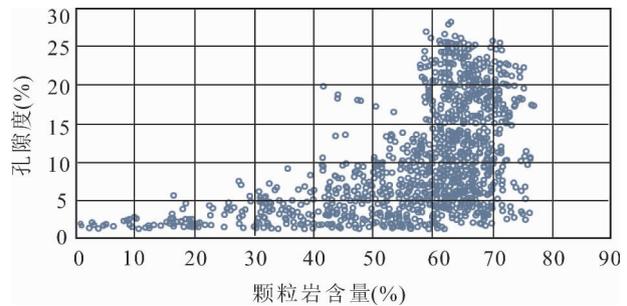


图1 普光102-1井飞仙关组颗粒含量与孔隙度关系

Fig. 1 Cross plot between granular rock contents and reservoir porosity in Feixianguan Formation of well P102-1

1.2 成岩作用与储集层非均质性

普光气田礁滩相储集层沉积后,经历了同生、浅埋藏、表生、深埋藏四个成岩环境,成岩作用极其复杂(沈安江和陈子料,1997;王恕一等,2010)。其中,对孔隙形成具有重要贡献的有白云石化、溶蚀作用。同生成岩期广泛的白云化作用形成了大量的晶间孔;溶蚀作用进一步溶扩原生孔隙及白云化后的晶间孔,从而提高了孔隙的有效性。引起孔隙破坏的主要作用是胶结与充填、压实和重结晶等。总之,岩石原有孔隙度为35%左右,经过一系列成岩作用后,最终演变为10%左右,并且形成了复杂多样的储集空间类型(任利剑等,2008;潘立银等,2012)。按照形态,储集空间类型可划分为四类:粒间孔隙(包括晶间孔隙)、粒内孔隙(包括铸模孔隙、生物体腔内溶孔)、混合孔隙、裂缝(图2)。

普光气田由于储集层孔隙类型的多样

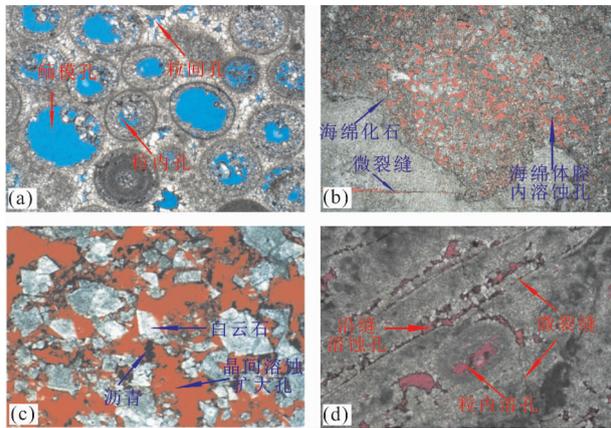


图2 普光气田储集层主要储集空间类型

Fig. 2 Main reservoir space types of Puguang gas field

(a) 普光102-1井, 5604.93 m, 鲕粒白云岩, 粒内溶孔和鲕模孔发育; (b) 普光6井, 5363.84 m, 海绵礁白云岩, 海绵体腔内溶孔发育; (c) 普光2井, 5098.86 m, 残余鲕粒白云岩, 发育晶间溶蚀扩大孔, 部分充填沥青; (d) 普光104-1井, 5716.22 m, 鲕粒细晶白云岩, 微裂缝, 沿缝扩溶

(a) well P102-1, 5604.93 m, oolitic dolomite with intragranular dissolved pore and mould pore; (b) well PG6, 5363.84 m, sponge reef dolomite with corrosion pore in cavernae; (c) well PG2, 5098.86 m, residual oolitic dolomite with intercrystalline dissolved pores filled with asphalt partly; (d) well P104-1, 5716.22 m, oolitic fine dolomite with microfractures and enlarged pores along microfractures

化, 孔隙度—渗透率关系复杂, 通过样品分析大致可以分为三类: 对于以粒内孔(包括铸模孔)为主的储集层, 由于孔隙连通性差, 主要表现为高孔低渗特征; 对于以粒间孔(包括晶间孔和晶间溶蚀孔)为主的层段, 由于孔隙连通性好, 渗透率较高; 而包含上述含两种孔隙类型的储集层, 渗透率变化趋势则处于两者之间(图3)。

1.3 构造破裂作用与储集层非均质性

破裂作用发生于岩石固结成岩以后, 是岩石受挤压或拉伸而发生破碎, 对储集层孔隙形成至关重要。首先, 破裂作用形成了裂缝型储集层, 统计表明普光气田裂缝孔隙度约2%; 其次, 裂缝为烃类及液体进入提供了通道, 对溶蚀作用起了很好的辅助作用, 裂缝附近溶孔密集(艾合买提江·阿不都热和曼等, 2008)。更重要的是, 裂缝尤其是未被充填的裂缝, 极大改善了储集层的局部渗流能力, 使储集层裂缝渗透率发生较大变化。普光气田裂缝局部发育, 但却导致储集层非均质性大大增强。

2 礁滩相储积层平面非均质性定量评价参数及评价方法优选

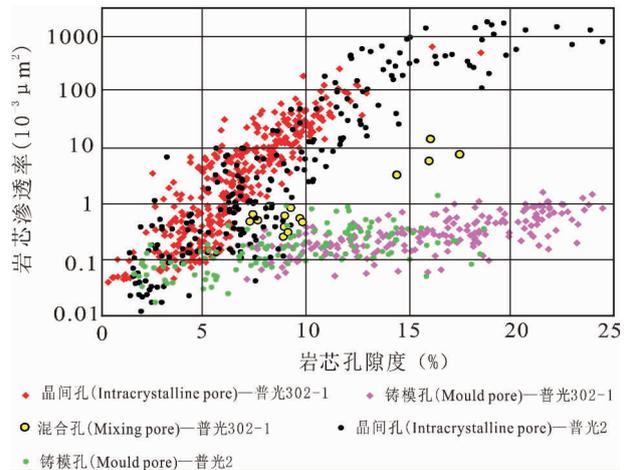


图3 岩芯测量孔隙度与渗透率交会图

Fig. 3 Cross plot of core porosity and core permeability

2.1 评价参数优选与求取

2.2.1 评价参数优选

普光气田目前处于开发稳产阶段, 开发动态表现为储集层动用状况差异大、边底水沿高渗带突进明显, 所选参数应能指导气田的开发生产。

通过礁滩相储集层非均质性影响因素分析可以看出, 表征礁滩相储集层平面非均质特征参数有很多, 如沉积微相、颗粒岩厚度(或颗粒岩厚度百分比)、礁滩储集体几何形态与连通程度、灰泥隔夹层个数与厚度、储集层胶结物含量、孔隙度、基质渗透率、裂缝渗透率、地层系数等, 每个参数都有其不同的意义。其中, 基质渗透率和裂缝渗透率的联合作用导致的渗流变化, 是礁滩相储集层非均质性的集中表现。

为准确评价礁滩相储集层平面非均质性, 评价参数选取时应遵循如下原则:

(1) 有效性: 评价参数应易于求取和统计分析, 并且在平面上具有一定的可对比性。

(2) 合理性: 评价参数应能够在很大程度上刻画和反映储集层的平面非均质特征。

(3) 全面性: 应尽可能地全面选取反映和表征平面非均质特征的参数, 但所选参数并非越多越好, 否则会因参数过多、过杂掩盖了储集层非均质性评价的目的及意义。

(4) 相异性: 评价参数应相互独立, 即要求选取的表征参数不具有重复性, 否则会影响储集层非均质性评价的客观性。

基于上述参数优选原则, 对所能取到的表征平

面非均质性影响参数,运用统计学中的主因子分析的方法,优选出能反映储集层内在联系和起主导作用的、数目较少的部分参数,即无损于原来多个参数的信息,又便于对众多的参数进行分类和解释。最终确定利用颗粒岩厚度百分比、隔夹层个数、孔隙度、基质渗透率、裂缝渗透率五项参数进行储集层平面非均质性的表征。

选取的五项参数,既有表征宏观特征的,也有表征微观特征的;既有反映储集层内部结构的,也有反映储集层外部形态的;既有反映沉积因素的,也有反映成岩和构造因素的。其中,颗粒岩厚度百分比可以近似反映沉积期微地貌特征的变化,用于表征储集层整体发育情况;隔夹层个数可以反映沉积微相变化频率,用于表征储集层纵向渗流能力的差异;孔隙度、基质渗透率集中反映了储集层的储集能力与渗流能力,是储集层非均质性表征的重要参数;裂缝是造成储集层非均质的重要因素,裂缝渗透率则反映了裂缝对渗流能力的改变。

2.2.2 评价参数求取

基于礁滩相储集层发育特点,普光地区五级层序不具备横向对比性,所以本次储集层非均质性评价以四级层序为研究单元,地层厚度一般 30 ~ 80 m,包含 3 ~ 5 个五级层序。

颗粒岩厚度百分比、隔夹层个数、孔隙度、渗透率等 4 项参数取值主要是基于测井精细解释。首先,在测井曲线标准化基础上,采用岩芯刻度测井方法,分析不同储集岩石类型测井响应特征,建立各类岩相测井识别图版及适合普光礁滩相储集层特点的孔隙度计算模型;其次,分析不同孔隙类型储集层在常规测井、偶极声波测井上的响应特征,建立相应储集层类型及隔夹层测井识别标准;然后,开展岩石物理分析,在传统岩石物理模型基础上,引入能反映礁滩相储集层复杂孔隙结构特征的孔构参数,建立不同孔隙类型集储层渗透率解释模型;最后,开展测井解释及评价,统计研究单元内颗粒岩厚度、隔夹层个数,孔隙度、渗透率取值则采取储集层厚度加权平均方法。其中,隔夹层确定还要结合地震储集层预测结果,即要求平面上有一定展布范围。

裂缝渗透率取值主要是基于成像测井解释。首先,通过岩芯、薄片观察,结合成像测井,描述裂缝发育密度、开度、长度、充填特征、发育的岩性段等;其次,分析裂缝测井响应特征,研究常规测井裂缝识别方法,预测没有成像测井资料井点裂缝发育情况(靳秀菊等, 2011; 刘红磊等, 2013; 肖小玲等,

2015);然后计算裂缝渗透率,计算公式如下式(杨胜来和魏俊之, 2010)(式 1):

$$K_f = \frac{f \cdot e^3}{12} \quad (1)$$

式中, K_f 为裂缝渗透率; f 为单元网格裂缝长度; e 为裂缝开度。 f 和 e 都可由成像测井解释得到。

该计算过程较为复杂,是在叠前地震裂缝预测结果基础上,利用 DFN 裂缝模拟技术,通过裂缝长度、开度等裂缝表征参数求取。为方便计算,模型中把裂缝简化为面,裂缝的长度为模拟生成裂缝片面积的开方,裂缝开度可以根据成像测井数据拟合出的裂缝长度—裂缝开度关系式进行计算(图 4)。

2.2.3 评价参数归一化处理

由于各项评价参数的物理意义不同,量纲不同,数值范围相差十分悬殊,在分析时难以得到合理的结论。为了便于运用,保证参数的等效性和同序性,进一步对参数进行了无量纲化处理,使所有的参数的数值处于同一水平。参数无量纲化处理的方法有多种,本文采用阈值法,应用这种方法变换后,所有的参数值都在 0 ~ 1 之间。

对于孔隙度、基质渗透率、颗粒岩厚度百分比、裂缝渗透率等评价参数,其值越大,储集层性能越好。该类参数的标准化方法为第 i 个参数值除以该项参数的最大值(式 2):

$$E_i = \frac{X_i}{X_{\max}} \quad (2)$$

对于隔夹层个数,其值越小,储集层性能越好,均质程度越高。该类参数的标准化方法为该项参数的最大值减去第 i 个参数值,再除以该项参数的最大值(式 3):

$$E_i = \frac{X_{\max} - X_i}{X_{\max}} \quad (3)$$

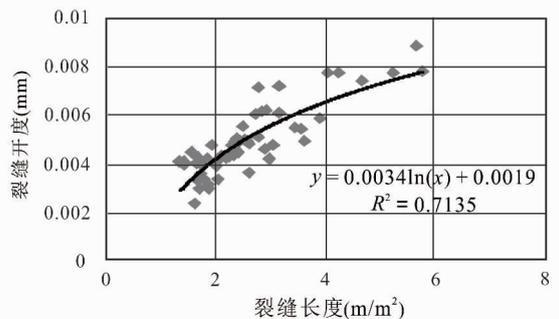


图 4 成像测井统计裂缝长度与开度关系
Fig. 4 Cross plot of fracture length and fracture opening from imaging logging

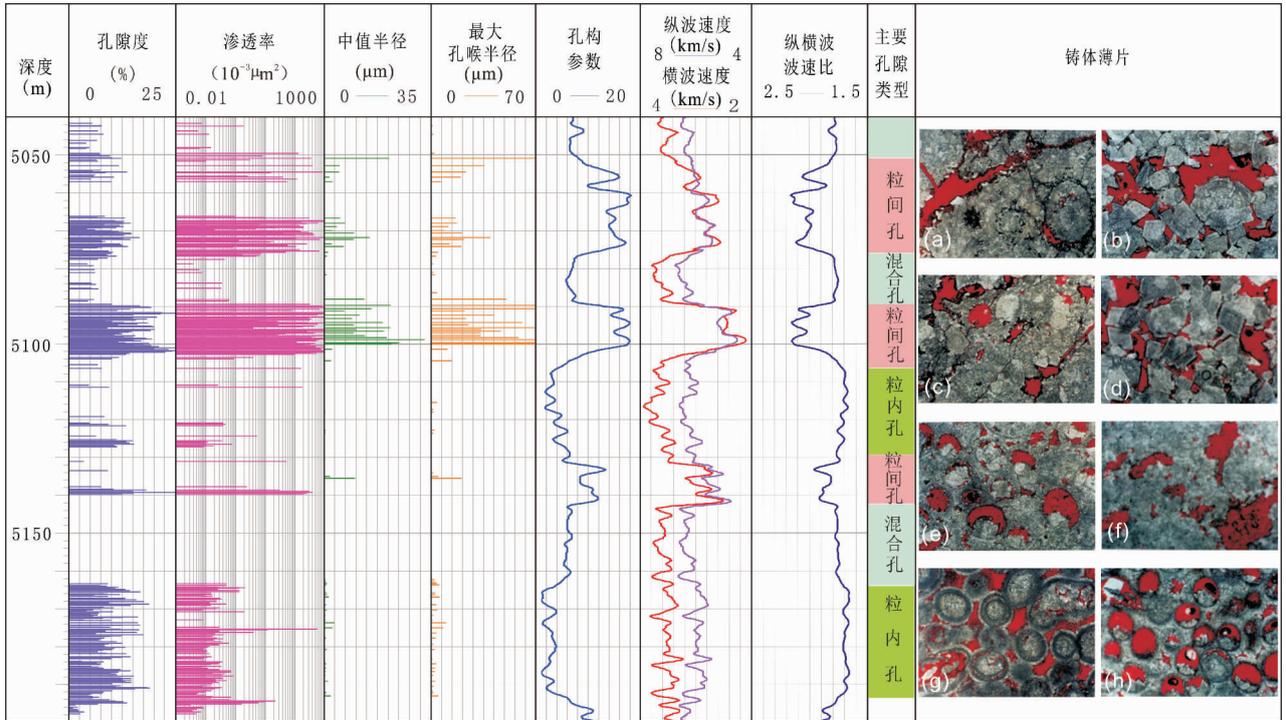


图 7 普光 2 井孔构参数与孔喉半径关系分析

Fig. 7 Relationship analysis diagram between frame flexibility factor and pore throat radius (Well Puguang 2)

(a) 5044.60 m, 残鲕中细晶白云岩, 孔隙度 8.02%, 渗透率 $0.1273 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 粒内溶孔 >3%, 粒间溶孔 >3%, 晶间孔 1% ~ 2%; (b) 5069.03 m, 残鲕粗晶白云岩, 孔隙度 12.94%, 渗透率 $190.3545 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 晶间孔 >7%, 粒间晶间溶孔 >5%; (c) 5075.76 m, 残鲕细粗晶白云岩, 孔隙度 10.24%, 渗透率 $49.4593 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 粒内溶孔 3% ~ 4%, 粒间溶孔 4% ~ 5%, 晶间孔 >1%, 裂缝 <1%; (d) 5095.63 m, 残鲕粗晶白云岩, 孔隙度 15.38%, 渗透率 $1114.4709 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 晶间孔 8% ~ 10%, 粒间晶间溶孔 >5%; (e) 5118.06 m, 鲕粒细中晶白云岩, 孔隙度 13.31%, 渗透率 $0.3846 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 粒内溶孔 >8%, 粒间溶孔 >2%, 晶间孔 >2%, 裂缝 <1%; (f) 5135.05 m, 残余鲕粒白云岩, 孔隙度 18.04%, 渗透率 $30.6734 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 粒间溶孔 10% ~ 12%, 晶间孔 >5%, 粒内溶孔 <1%; (g) 5161.54 m, 鲕粒微细晶白云岩, 孔隙度 9.08%, 渗透率 $0.4955 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 粒间溶孔 >5%, 粒内溶孔 >3%, 晶间孔 <1%; (h) 5171.73 m, 鲕粒细晶白云岩, 孔隙度 16.04%, 渗透率 $2.449 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 粒内溶孔 >12%, 粒间溶孔 >2%, 晶间孔 2% ~ 3%

(a) depth 5044.60 m, residual oolitic medium—fine crystalline dolomite, with permeability of $0.1273 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and porosity of 8.02%, of which intragranular dissolved pores porosity >3%, intergranular dissolved pores porosity >3%, intercrystalline pores porosity 1% ~ 2%; (b) depth 5069.03 m, residual oolitic coarse crystalline dolomite, with permeability of $190.3545 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and porosity of 12.94%, of which intercrystalline pores porosity >7%, intergranular—intercrystalline dissolved pores porosity >5%; (c) depth 5075.76 m, residual oolitic fine—coarse crystalline dolomite, with permeability of $49.4593 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and porosity of 10.24%, of which intragranular dissolved pores porosity 3% ~ 4%, intergranular dissolved pores porosity 4% ~ 5%, intercrystalline pores porosity >1%, fracture porosity <1%; (d) depth 5095.63 m, residual oolitic coarse crystalline dolomite, with permeability of $1114.4709 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and porosity of 15.38%, of which intercrystalline pores porosity 8% ~ 10%, intergranular—intercrystalline dissolved pores porosity >5%; (e) depth 5118.06 m, oolitic medium—fine crystalline dolomite, with permeability of $0.3846 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and porosity of 13.31%, of which intragranular dissolved pores porosity >8%, intergranular dissolved pores porosity >2%, intercrystalline pores porosity >2%, fracture porosity <1%; (f) depth 5135.05 m, residual oolitic crystalline dolomite, with permeability of $30.6734 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and porosity of 18.04%, of which intergranular dissolved pores porosity 10% ~ 12%, intercrystalline pores porosity >5%, intragranular dissolved pores porosity <1%; (g) depth 5161.54 m, oolitic micritic—fine crystalline dolomite, with permeability of $0.4955 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and porosity of 9.08%, of which intergranular dissolved pores porosity >5%, intragranular dissolved pores porosity >3%, intercrystalline pores porosity <1%; (h) depth 5171.73 m, oolitic fine crystalline dolomite, with permeability of $2.449 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and porosity of 16.04%, of which intragranular dissolved pores porosity >12%, intergranular dissolved pores porosity >2%, intercrystalline pores porosity 2% ~ 3%

价储集层平面非均质性,且随着工区内井数的增多,评价精度会逐渐提高,但对井间储集层的非均质评价误差仍然较大。为提高井间非均质性综合评价的

精度,在具体的建模过程中,本文进一步采用渗透率反演数据体震控、沉积微相相控的多级约束建模技术,达到由点到面对储集层平面非均质性的定量表

征。

3 礁滩相储集层渗透率精细解释与地震预测

普光气田长兴组—飞仙关组礁滩相储集层储集空间类型多样,造成孔隙度—渗透率关系复杂。但目前常用的岩石物理模型不能较好的描述碳酸盐岩储集层复杂孔隙结构的变化规律(张天付等,2012;蔡涵鹏等,2013),且岩石孔隙结构的差异在较大程度上影响着岩石的弹性性质,致使测井解释渗透率精度较低,精确的地震预测难以实现(蔡忠等,1993;李岩峰等,2005;秦军等,2011;Jiang Lian et al.,2012)。本文通过开展基于储集层孔隙结构的岩石物理分析,建立基于不同孔隙类型储集层测井定量识别标准、储集层参数测井解释模型及岩石物理模型,实现了复杂孔隙类型储集层渗透率的精细解释与定量预测,为储集层平面非均质性定量评价奠定基础。

3.1 礁滩相储集层渗透率精细解释

岩芯样品压汞分析结果进一步证明:孔隙度(孔隙大小)仅是渗透率的控制因素之一,孔喉半径(吼道大小及形状)才是渗透率的绝对控制因素,因为它控制了孔隙间的连通程度,这很好地解释了在一些井的部分低孔隙度层段,依然存在较高渗透率的现象(图 6)。因此,只有在孔隙结构约束下的渗透率模型才能更为精确地表征储集层物性。

为定量描述礁滩相储集层渗透率的变化,在裂缝—孔隙型多孔介质中引入孙氏模型中表征储集层内部结构特征的孔构参数—— γ 与 γ_u (Sun and Goldberg,1997;Sun Yuefeng,2004),以达到定量分析解释礁滩相碳酸盐岩复杂的孔隙结构特征及其复杂的连通关系对岩石声波速度的影响作用。

孔构参数、是独立于岩石孔隙度但反映孔隙形态和连通性的参数(主要表征岩石的体积变化,主要表征岩石的形态变化)(Dou et al.,2011;Padhy et al.,2012;Bullock et al.,2014),在物理上可以理解为 Aspect Ratio(高宽比)的倒数,低“ γ 、 γ_u ”值对应高 Aspect Ratio,孔隙更圆化。当储集层孔隙度较大且孔隙类型相对单一时, γ 近似于 γ_u ,即 $C \approx 1$ 。孔构参数的计算由岩石弹性参数(纵波波速、横波波速、密度等)推导,简化计算公式如下(式 8 ~ 式 17):

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (8)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (9)$$

$$\rho = (1 - \phi)\rho_s + \rho_f \quad (10)$$

$$K = (1 - \phi)K_s + \phi_k K_f \quad (11)$$

$$\phi_k = F_k \phi \quad (12)$$

$$F_k = \frac{1 - (1 - \phi)f}{[1 - (1 - \phi)f] \frac{K_f}{K_s} + (1 - \frac{K_f}{K_s})\phi} \quad (13)$$

$$\mu = \mu_s(1 - \phi)f_\mu \quad (14)$$

$$f = (1 - \phi)^{-1} \quad (15)$$

$$f_\mu = (1 - \phi)^{\gamma_\mu - 1} \quad (16)$$

$$C = \frac{\gamma_\mu}{\gamma} \quad (17)$$

式中, V_p 、 V_s 分别为纵、横波波速,m/s; ρ 、 ρ_s 、 ρ_f 分别为体积密度、岩石骨架密度、流体密度,g/cm³; K 、 K_s 、 K_f 分别为体积模量、岩石骨架体积模量、流体体积模量,Pa; μ 、 μ_s 分别为剪切模量、岩石骨架剪切模量,Pa; ϕ 、 ϕ_k 分别为总孔隙度、有效孔隙度,%; F_k 为有效孔隙比例系数,无量纲; f 、 f_μ 为骨架柔韧性参数,无量纲; γ 、 γ_μ 为孔构参数; C 为系数,无量纲。

过测井和岩芯分析,认为孔构参数在普光气田指示孔隙结构上具有可行性(张汉荣等,2012)(图 7)。粒间孔因晶体的特殊形状和排列而具有较低的高宽比和较高的孔构参数,而粒内孔由于大多保留了鲕粒特有的磨圆度而具有较高的高宽比和较低的孔构参数。综合分析结果,孔隙类型与孔构参数 γ_u 的对应关系如下:

粒内孔隙: $\gamma_u < 4.0$;

混合孔隙: $4.0 < \gamma_u < 8.0$;

粒间孔隙: $\gamma_u > 8.0$ 。

可以看出,孔构参数可以作为表征不同孔隙类

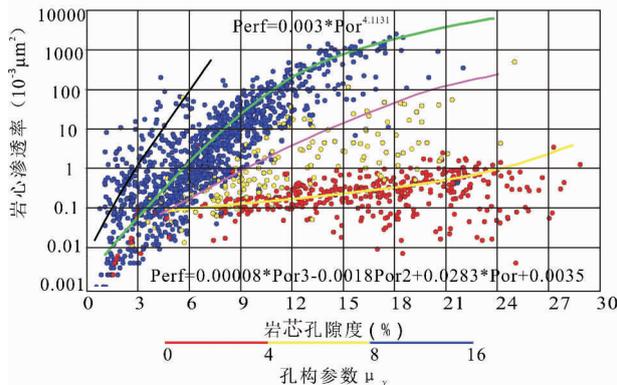


图 8 普光气田渗透率解释图板
Fig. 8 Permeability Interpretation chart of Puguang gas field

基础 (Shedid and Almehaideb, 2003; Ramamoorthy et al., 2008; Zhu Guangyou et al., 2013)。

结合储集层孔构参数分析,利用上述建立的基于孔构参数的岩石物理量版和孔—渗关系模型,可以解决复杂孔隙结构储集层的渗透率地震预测难题。首先根据取芯、测井资料,将孔隙类型划分为粒内孔、粒间孔及混合孔三类;分析不同孔隙类型储集层空间分布特征,确定不同孔隙类型储集层的概率密度分布函数和变差函数;采用叠前统计学反演技

术,获得纵、横波阻抗等弹性参数体,再进一步转换为孔构参数体、孔隙度体;基于建立的孔—渗关系模型,即可将孔构参数体、孔隙度体转换为渗透率体。

预测结果分析,储集层整体以粒间孔隙为主,孔渗对应关系较好,局部发育粒内孔,体现出的是相对的低渗特征,与实际地层具有较好的一致性,满足了普光气田复杂孔隙类型储集层渗透率预测的精度要求。如普光 302-1 井在 5369 ~ 5440 m 井段(时间剖面上 2534 ~ 2554 ms)发育一套粒内孔储集层,预测孔隙度较大,但孔构参数值较小,渗透率较低(图 10),与岩芯分析结果一致。根据预测结果,进一步明确了气田高渗透带分布。

4 礁滩相储集层平面非均质定量评价

根据测井解释结果,对优选参数进行标准化处理和权重的求取,并计算综合评价值。每个井点的

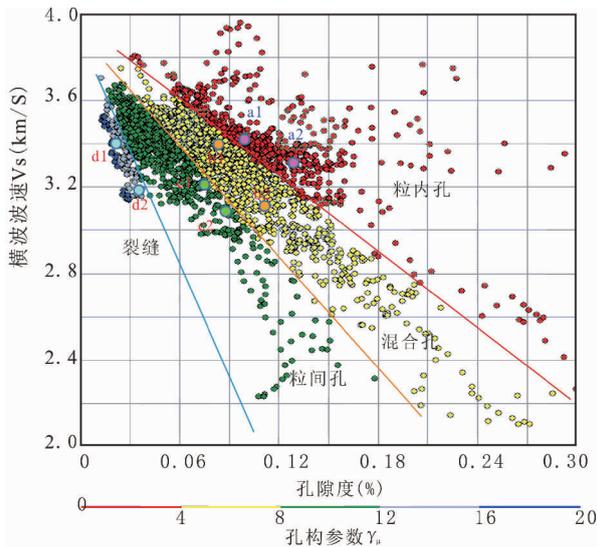
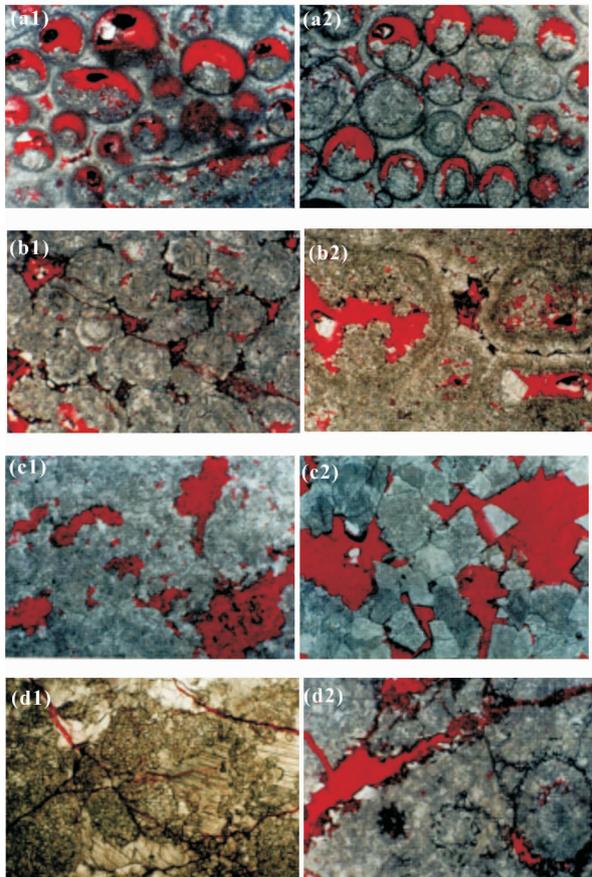


图 9 普光 2 井密度孔隙度—纵波速度交汇图版

Fig. 9 Cross plot chart of density porosity and P-wave velocity (Well Puguang 2)

(a1) 井深 5163.7 m, 粒内溶孔为主, 孔隙度 9.7%, 横波速度 3.4 km/s, 孔构参数 3.88; (a2) 井深 5165.4 m, 粒内溶孔为主, 孔隙度 13.5%, 横波速度 3.3 km/s, 孔构参数 1.39; (b1) 井深 4993 m, 粒间孔、粒内溶孔, 孔隙度 8.7%, 横波速度 3.39 km/s, 孔构参数 4.58; (b2) 井深 4880 m, 粒内溶孔、粒间孔, 孔隙度 11.2%, 横波速度 3.08 km/s, 孔构参数 7.28; (c1) 井深 4782.7 m, 粒间溶孔、晶间溶孔, 孔隙度 7.5%, 横波速度 3.21 km/s, 孔构参数 8.14; (c2) 井深 5135 m, 晶间溶孔, 孔隙度 9.0%, 横波速度 3.07 km/s, 孔构参数 8.61; (d1) 井深 4781 m, 裂缝, 孔隙度 2.8%, 横波速度 3.41 km/s, 孔构参数 14.56; (d2) 井深 5109 m, 裂缝, 孔隙度 3.8%, 横波速度 3.17 km/s, 孔构参数 12.31

(a1) depth 5163.7 m, mainly intragranular dissolved pores, with porosity of 9.7%, S-wave velocity of 3.4 km/s and frame flexibility factor of 3.88; (a2) depth 5165.4 m, mainly intragranular dissolved pores, with porosity of 13.5%, S-wave velocity of 3.3 km/s and frame flexibility factor of 1.39; (b1) depth 4993 m, intergranular pores and intragranular dissolved pores, with porosity of 8.7%, S-wave velocity of 3.39 km/s and frame flexibility factor of 4.58; (b2) depth 4880 m, intragranular dissolved pores and intergranular pores, with porosity of 11.2%, S-wave velocity of 3.08 km/s and frame flexibility factor of 7.28; (c1) depth 4782.7 m, intergranular and intercrystalline dissolved pores, with porosity of 7.5%, S-wave velocity of 3.21 km/s and frame flexibility factor of 8.14; (c2) depth 5135 m, intercrystalline dissolved pores, with porosity of 9.0%, S-wave velocity of 3.07 km/s and frame flexibility factor of 8.61; (d1) depth 4781 m, fractures, with porosity of 2.8%, S-wave velocity of 3.41 km/s and frame flexibility factor of 14.56; (d2) depth 5109 m, fractures, with porosity of 3.8%, S-wave velocity of 3.17 km/s and frame flexibility factor of 12.31



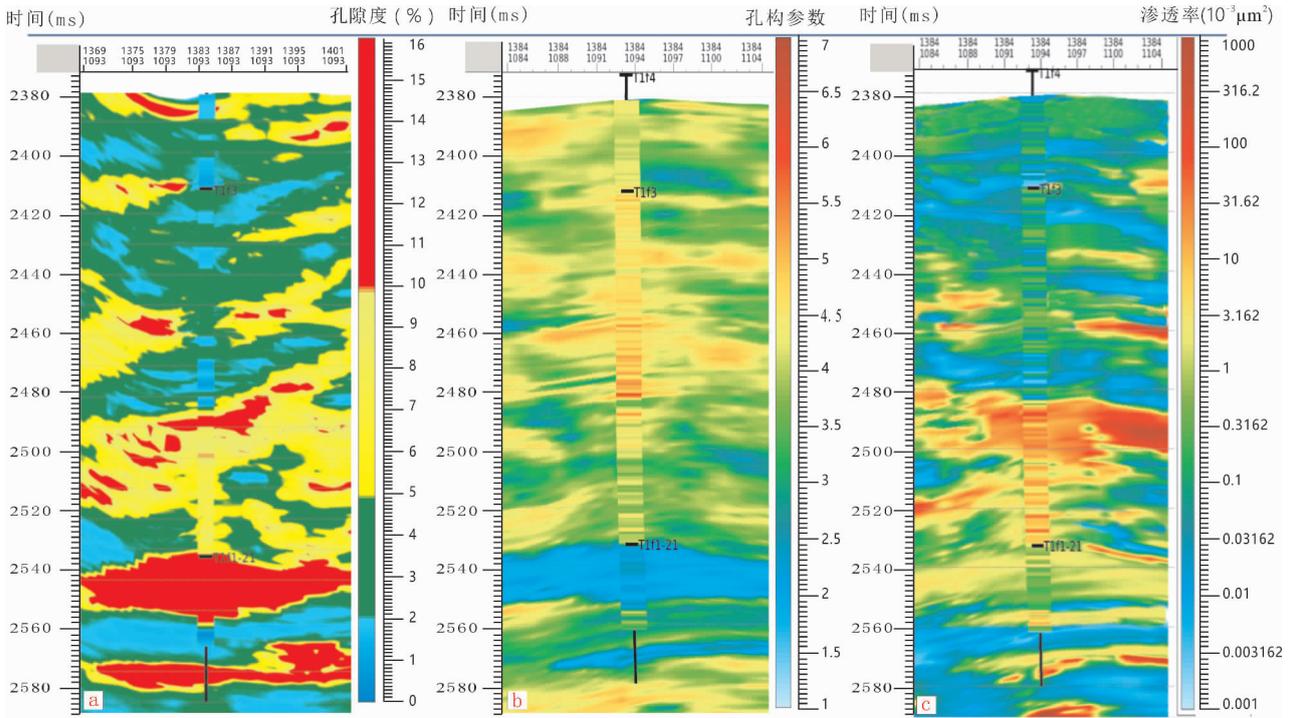


图 10 过普光 302-1 井孔隙度(a)、孔构参数(b)、渗透率(c)预测剖面对比图

Fig. 10 Contrast diagram of predicted porosity(a), frame flexibility factor (b) and permeability(c) through well Puguang 302-1

每一个四级层序均对应着一个非均质性综合评价价值(表 2),采用地震反演数据体作为约束条件,综合考虑沉积相平面展布,利用协克里金地质建模技术,即可得到储集层非均质性三维地质模型,进而定量表征各层序平面非均质性。

具体操作过程中,是将基于孔构参数反演的基质渗透率数据体和基于叠前地震裂缝预测而建立的裂缝渗透率体进行融合,形成双重介质渗透率地质模型,与沉积相一起作为非均质性评价地质建模的约束数据。这种方法既可发挥地震数据横向分辨率高的优势,又可以利用相对宏观的沉积微相来减少地震数据的多解性,大大提高储集层平面非均质性模型的可靠性,充分体现渗透率对平面非均质性的重要影响。

进一步计算出每一层序综合评价价值的标准差,根据标准差值分布特征(图 11),结合各层序井间连通程度、生产状况等地质认识,确定非均质评价标准:

- 综合评价价值标准差 < 0.05, 弱非均质性;
- 综合评价价值标准差 0.05 ~ 0.08, 中等非均质性;

综合评价价值标准差 > 0.08, 强非均质性。

评价结果分析,普光气田飞仙关组—长兴组储集层发育的 9 个四级层序的平面非均质性差异较大,但整体上以中等非均质性为主。其中,TSQ1-V 层序非均质性最强,TSQ1-VII 层序非均质性最弱,其它层序为中等非均质性。

储集层的非均质分布特征,可以较好地解释边水突进规律及储集层动用程度差异大等气田开发发现

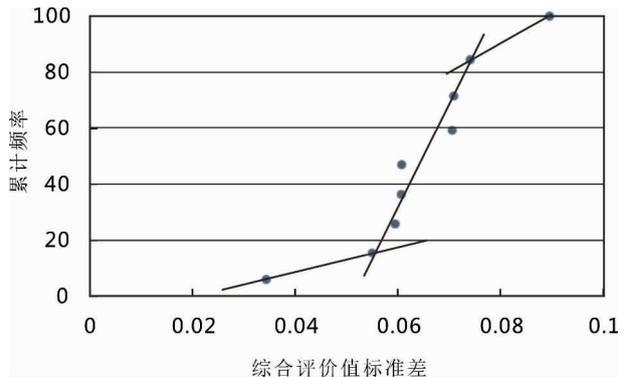


图 11 综合评价价值标准差累计频率分布图

Fig. 11 Cumulative frequency distribution diagram of standard deviation of complex index

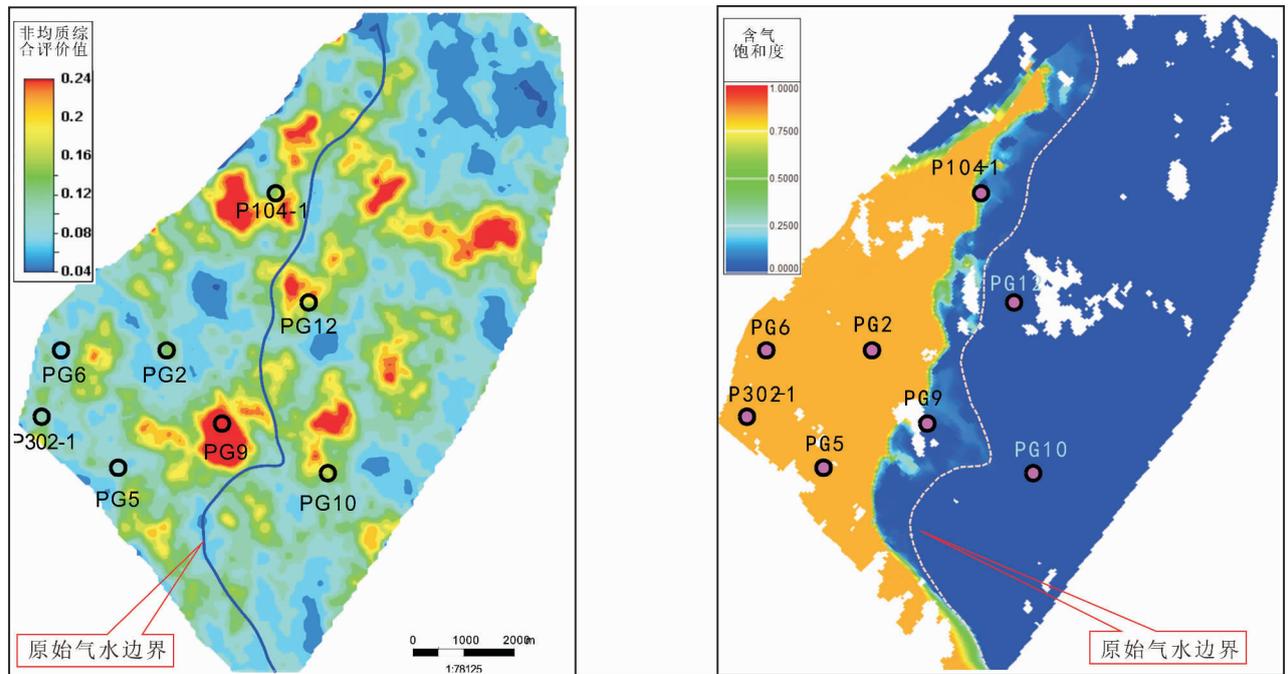


图 12 飞仙关组 TSQ1-III 层序储集层非均质性与气水边界推进情况关系图

Fig. 12 Plane graph of plane heterogeneity and edge water propulsion of sequence TSQ1-III

状。以飞一二段 TSQ1-III 层序为例(图 12), 计算综合评价值在 0.04 ~ 0.24, 标准差为 0.071, 非均质性整体处于中等水平。其中, PG9、P104-1 井区综合评价值在 0.2 左右, 比周边其它井区评价值高出 1 倍以上, 局部非均质性较强。进一步分析认为, 造成两井区储集层强非均质性的因素不尽相同, 最终对气田开发的影响结果也有所差异。一是这两个井区均处于构造曲率较大部位, 裂缝较为发育, 造成边水沿裂缝发生水窜; 二是造成 P104-1 井区强非均质性的另一因素是该井区处于滩体的滩核部位, 高孔渗带更加发育。虽然两个井区都存在边水突进现象, 但 P104-1 井区边水突进速度更快, 气井产能迅速降低甚至停产, 最终导致水淹而损失部分地质储量。

5 结论

(1) 礁滩相储集层储集空间类型多样, 不同孔隙类型储集层具有不同孔—渗关系特征, 导致储集层平面非均质性较强, 采用常规表征参数及方法难以定量表征。

(2) 引入反映孔隙形态和连通性的“孔构参数”, 并建立了基于孔构参数的孔—渗关系模型和岩石物理量版, 精细解释与定量预测储集层渗透率, 为面非均质性定量评价打下基础。

(3) 针对礁滩相储集层地质特点, 优选出颗粒岩厚度百分比、隔夹层个数、孔隙度、基质渗透率、裂缝渗透率五个相对独立参数, 从储集层发育特征、储集能力、渗流能力、裂缝影响等几个方面综合表征礁滩相储集层非均质性。

(4) 优选综合指数法对井点上储集层非均质参数进行计算; 再在传统数理统计方法评价储集层平面非均质性基础上, 以地震预测渗透率数据体为约束, 利用地质建模技术, 定量评价了礁滩相储集层平面非均质性。

(5) 评价结果已用于普光气田精细地质模型建立, 为气藏开发动态分析及措施方案制定提供了准确的地质依据。该技术方法对类似气藏储集层精细研究具有一定借鉴意义。

参 考 文 献 / References

- (The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; the literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)
- 艾合买提江·阿不都热和曼, 钟建华, 李阳, 钟富平, 高玉飞. 2008. 碳酸盐岩裂缝与岩溶作用研究. 地质论评, 54(4): 485 ~ 493.
- 蔡涵鹏, 贺振华, 唐湘蓉, 何光明, 邹文. 2013. 碳酸盐岩孔隙结构影响分析和等效孔隙结构参数计算. 石油物探, 52(6): 566 ~ 572.
- 蔡勋育, 马永生, 李国雄, 黄仁春. 2005. 普光气田下三叠统飞仙关组储集层特征. 石油天然气学报, 27(1): 43 ~ 45.
- 蔡忠, 王伟锋, 侯加根. 1993. 利用测井资料研究储层的孔隙结构. 地

质论评,39(S1):69~75.

陈培元,谭秀成,杨辉廷,王海芳,靳秀菊. 2013. 礁滩型储集层间非均质性定量表征. 岩性油气藏, 25(4):27~32.

冯建伟,戴俊生,杨少春,冀国盛,黄文科. 2011. 综合指数法在河流相储集层非均质性研究中的应用. 地质科学,46(4):1155~1165.

黄书先,张超漠. 2004. 孔隙结构非均质对剩余油分布的影响. 江汉石油学院学报,26(4):124~125.

靳秀菊,姜贻伟,刘志远,毕建霞,万晓伟. 2010. 礁滩相碳酸盐岩气藏气层下限标准研究. 断块油气田,17(5):571~574.

靳秀菊,王寿平,毕建霞,刘志远,宿亚仙. 2011. 礁滩相储集层裂缝识别方法研究. 断块油气田,18(2):165~168.

李淑荣,朱留方,李国雄,袁卫国. 2008. 川东北海相碳酸盐岩储集层测井评价技术. 测井技术,32(4):124~127.

李小燕,王琪,韩元红,田兵,许勇,王菲菲. 2014. 川东北地区长兴组~飞仙关组礁滩相沉积体系优质储层形成过程及储集空间演化主控因素分析. 天然气地球科学,25(10):1594~1602.

李岩峰,刘殊,曾晓. 2005. 川东飞仙关组鲕滩储集层地震响应特征及预测. 石油物探,44(3):236~239.

林承焰,侯加根,徐怀民. 1993. 枣园油田孔一段岩相类型及其储层非均质性. 地质论评,39(S1):76~82.

刘红磊,陈建,靳秀菊,毕建霞,李元亮,杨祖贵. 2013. 普光气田礁滩相储层裂缝测井识别方法与应用. 石油天然气学报,35(3):106~109.

柳妮,文华国,于景维,祁利祺. 2014. 准噶尔阜康东部斜坡区中侏罗统头屯河组高分辨层序地层格架内储集层宏观非均质性研究. 地质论评,60(5):1158~1166.

刘泽容,杜庆龙. 1993. 应用变差函数定量研究储层非均质性. 地质论评,39(4):297~301.

路杨,单敬福. 2007. 利用神经网络技术在储层非均质性上的研究. 地质学刊,31(1):50~58.

马永生,蔡勋育,李国雄. 2005. 四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律. 地质学报,79(6):858~865.

马永生,蔡勋育,赵培荣,张学丰. 2010. 深层超深层碳酸盐岩优质储层发育机理和"三元控储"模式——以四川普光气田为例. 地质学报,84(8):1087~1094.

马永生,牟传龙,谭钦银,余谦,王瑞华. 2007. 达县—宣汉地区长兴组—飞仙关组礁滩相特征及其对储集层的制约. 地学前缘,14(1):182~192.

潘立银,刘占国,李昌. 2012. 四川盆地东部下三叠统飞仙关组白云岩化作用及其与储集层发育的关系. 古地理学报,14(2):176~186.

秦军,陈玉明,刘文辉. 2011. 四川盆地建南地区二叠系长兴组生物礁滩储集层预测. 古地理学报,13(4):426~433.

任利剑,张春生,刘德智,赵逸清. 2008. 普光气田储集层成岩作用及孔隙演化. 天然气勘探与开发,31(3):10~13.

邵先杰. 2010. 储层渗透率非均质性表征新参数——渗透率参差系数计算方法及意义. 石油实验地质,32(4):397~399.

沈安江,陈子料. 1997. 中下扬子二叠纪礁滩碳酸盐岩成岩作用,孔隙演化及油气评价. 地质论评,43(1):91~95.

孙耀庭,谭海芳,于世建. 2008. 普光气田储层特征及测井解释方法. 石油天然气学报,30(1):83~91.

王纪祥,戴启德,魏荷花. 1994. 孤东油田七区西馆陶组上段储层孔隙结构非均质研究. 地质论评,40(S1):90~96.

王恕一,蒋小琼,管宏林,鲍云杰. 2010. 川东北普光气田下三叠统飞仙关组储层成岩作用研究. 石油实验地质,32(4):366~372.

文化,孙娜. 2011. 一种定量描述气藏储层非均质性的新方法. 特种油气藏,18(1):51~53.

肖小玲,靳秀菊,张翔,刘红磊,姜贻伟. 2015. 基于常规测井与电成像

测井多信息融合的裂缝识别. 石油地球物理勘探, 50(3):542~547.

信荃麟,杜庆龙,徐怀民. 1993. 地质统计学方法在井间储层参数预测中的应用. 地质论评,39(4):283~291.

许宁. 2001. 储层平面非均质性对气藏开发动态的影响. 天然气工业, 21(3):62~65.

杨少春,金强,吴佩芳. 1993. 马厂油田沙三下亚段储层非均质性研究. 地质论评,39(S1):55~62.

杨少春. 2000. 储层非均质性定量研究的新方法. 石油大学学报:自然科学版,24(1):53~56.

杨胜来,魏俊之. 2010. 油层物理学. 北京:石油工业出版社:152~155.

岳大力,林承焰,吴胜和,侯连华. 2004. 储层非均质定量表征方法在礁灰岩油田开发中的应用. 石油学报,25(5):75~79.

曾大乾,彭鑫岭,刘志远,宿亚仙. 2011. 普光气田礁滩相储集层表征方法. 天然气工业,31(3):9~13.

张汉荣,孙跃峰,窦齐丰,张婷婷. 2012. 孔隙结构参数在普光气田的初步应用. 石油与天然气地质,33(6):877~882.

张天付,寿建峰,郑兴平,余敏,潘立银. 2012. 川东北下三叠统飞仙关组鲕粒白云岩孔喉的空间展布与刻画. 古地理学报,14(2):187~196.

张喜亭,谭秀成,毕建霞,李凌,曾伟,罗冰. 2009. 普光气田飞仙关组鲕滩分布规律研究. 油气地质与采收率,16(2):8~11,16.

郑红军,刘向君,苟迎春,曹正林,严耀祖. 2005. 用分维模型定量表征储集层非均质性. 新疆石油地质,26(4):418~420.

Ahmatjan Abdurahman, Zhong Jianhua, Li Yang, Zhong Fuping, Gao Yufei. 2008. Study on effect between karstification and fracture in carbonate rocks. Geological Review, 54(4):485~493.

Bullock R J, Paola N D, Holdsworth R E, Trabuco-Alexandre J. 2014. Lithological controls on the deformation mechanisms operating within carbonate-hosted faults during the seismic cycle. Journal of Structural Geology, 58(1):22~42.

Cai Hanpeng, He Zhenhua, Tang Xiangfu, He Guangming, Zou Wen. 2013. Impact analysis of carbonate rock pore structure and calculation of equivalent pore structure parameters. Geophysical Prospecting for Petroleum, 52(6):566~572.

Cai Xunyu, Ma Yongsheng, Li Guoxiong, Huang Renchun. 2005. Reservoir characteristics of lower Triassic Feixianguan Formation of Puguang gas field. Journal of Oil and Gas Technology, 27(1):43~45.

Cai Zhong, Wang Weifeng, Hou Jiagen. 1993. The application of well logging data in the study of reservoir pore structure. Geological Review, 39(S1):69~75.

Chen Peiyuan, Tan Xiucheng, Yang Huiting, Wang Haifang, Jin Xiuju. 2013. Quantitative characterization of interlayer heterogeneity of reef flat reservoir. Lithologic Reservoirs, 25(4):27~32.

Dou Q F, Sun Y F, Sullivan C, Guo H. 2011. Paleokarst system development in the San Andres Formation, Permian Basin, revealed by seismic characterization. JAG, 75:379~389.

Feng Jianwei, Dai Junsheng, Yang Shaochun, Ji Guosheng, Huang Wenke. 2011. Applying of method of composite index in heterogeneity study of fluvial reservoir. Chinese Journal of Geology, 46(4):1155~1165.

Huang Shuxian, Zhang Chaomo. 2004. Effect of pore structural heterogeneity on residual oil distribution. Journal of Oil and Gas Technology, 26(4):124~125.

Jiang Lian, Wen Xiaotao, Zhou Donghong, He Zhenhua, He Xilei. 2012. The constructing of pore structure factor in carbonate rocks and the

- inversion of reservoir parameters. *Applied Geophysics*, 19(2):223 ~ 232.
- Jin Xiuju, Jiang Yiwei, Liu Zhiyuan, Bi Jianxia, Wan Xiaowei. 2010&. Minimum standard of gas pay identification for reef flat carbonate rock reservoir. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 17(5):571 ~ 574.
- Jin Xiuju, Wang Shouping, Bi Jianxia, Liu Zhiyuan, Su Yaxian. 2011&. Study on identification method of reef flat carbonate rock reservoir fracture. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 18(2):165 ~ 168.
- Li Shurong, Zhu Liufang, Li Guoxiong, Yuan Weiguo. 2008&. Log evaluation technique of marine carbonate reservoir in northeast Sichuan. *Well Logging Technology*, 32(4):124 ~ 127.
- Li Xiaoyan, Wang Qi, Han Yuanhong, Tian Bing, Xu Yong, Wang Feifei. 2014&. *Natural Gas Geoscience*, 25(10):1594 ~ 1602.
- Li Yanfeng, Liu Shu, Zeng Xiao. 2005&. Seismic response feature and prediction of oolitic beach reservoir of Feixianguan Formation in east Sichuan Basin. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 44(3):236 ~ 239.
- Lin Chengyan, Hou Jiagen, Xu Huaimin. 1993&. Lithofacies types and reservoir heterogeneity of the first member of the Kongdian Formation in the Zaoyuan oil field. *Geological Review*, 39(S1):76 ~ 82.
- Liu Honglei, Chen Jian, Jin Xiuju, Bi Jianxia, Li Yuanliang, Yang Zugui. 2013&. Logging identification and its application on reservoir fracture of oolitic beach reservoir in Puguang gas field. *Journal of Oil and Gas Technology*, 35(3):106 ~ 109.
- Liu Ni, Wen Huaguo, Yu Jingwei, Qi Liqi. 2014&. Analysis of macroscopic heterogeneity within high resolution sequence Stratigraphic framework in Toutunhe Formation of Middle Jurassic east of Fukang slope zone, Junggar Basin. *Geological Review*, 60(5):1158 ~ 1166.
- Liu Zerong, Du Qinglong. 1993&. The qualitative study of the reservoir heterogeneity with the variation function. *Geological Review*, 39(4):297 ~ 301.
- Lu Yang, Shan Jingfu. 2007&. Study on the reservoir heterogeneity by BP neural network. *Journal of Geology*, 31(1):50 ~ 58.
- Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Li Guoxiong. 2005&. Basin characteristics and concentration of the Puguang gas field in the Sichuan Basin. *Acta Geologica Sinica*, 79(6):858 ~ 865.
- Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong, Zhang Xuefeng. 2010&. Mechanism and the model of carbonates reservoir property evolution in deep-buried carbonate. *Acta Geologica Sinica*, 84(8):1087 ~ 1094.
- Ma Yongsheng, Mou Chuanlong, Tan Qinyin, Yu Qian, Wang Ruihua. 2007&. Reef-bank features of Permian Changxing Formation and Triassic Feixianguan Formation in the Daxian—Xuanhan area, Sichuan province, South China and constraint for the reservoirs of natural gas. *Earth Science Frontiers*, 14(1):182 ~ 192.
- Padhy G S, Al-Anezi K K, Latif A A, Al-Saqran F S, Vasquez R B, Thakuria A. 2012. Integrated carbonate formation evaluation for heterogeneous carbonate reservoir; A case study from minagish oolite reservoir. *SPE*, 162391.
- Pan Liyin, Liu Zhanguo, Li Chang. 2012&. Dolomitization and its relationship with reservoir development of the lower Triassic Feixianguan Formation in eastern Sichuan Basin. *Journal of palaeogeography*, 14(2):176 ~ 186.
- Qin Jun, Chen Yuming, Liu Wenhui. 2011&. Prediction of reef and bank reservoir of the Permian Changxing Formation in Jiannan area, Sichuan Basin. *Journal of palaeogeography*, 13(4):426 ~ 433.
- Ramamoorthy R, Boyd A, Neville T, Seleznev N, Flaum C, Ma J. 2010. A new workflow for petrophysical and textural evaluation of carbonate reservoirs. *Petrophysics*, 51(1):17 ~ 31.
- Ren Lijian, Zhang Chunsheng, Liu Dezhi, Zhao Yiqing. 2008&. Reservoir diagenesis and pore evolution in Puguang gas field. *Natural Gas Exploration and Development*, 31(3):10 ~ 13.
- Shao Xianjie. 2010&. A new characterized parameter for the permeability heterogeneity of the reservoir; calculation method of permeability diversity coefficient and its significance. *Petroleum Geology & Experiment*, 32(4):397 ~ 399.
- Shedid S A, Almehaideb R A. 2003. Enhanced reservoir description of heterogeneous carbonate reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42(7):119 ~ 123.
- Shen Anjiang, Chen Ziliao. 1997&. Diagenesis, porosity evolution and petroleum evaluation of Permian reef carbonate rocks in the middle and lower Yangtze area. *Geological Review*, 43(1):91 ~ 95.
- Sun Yaoting, Tan Haifang, Yu Shijian. 2008&. Reservoir characteristics and interpretation method of well-logging of Puguang gas field. *Journal of Oil and Gas Technology*, 30(1):83 ~ 91.
- Sun Y F, Goldberg D. 1997. Effects of aspect ratio changes on wave velocities in fractured rocks. *SEG Expanded Abstract*, 67:925 ~ 928.
- Sun Yuefeng. 2004. Pore structure effects on elastic wave propagation in rocks; AVO modelling. *Journal of Geophysics and Engineering*, 1(4):268 ~ 276.
- Wang Jixiang, Dai Qide, Wei Hehua. 1994&. The heterogeneity of pore structure of reservoirs in the upper member of the Guantao Formation in the west of the Seventh district of the Gudao oil field. *Geological Review*, 40(S1):90 ~ 96.
- Wang Shuyi, Jiang Xiaoqiong, Guan Honglin, Bao Yunjie. 2010&. Diagenesis effects of lower Triassic Feixianguan Formation reservoir in Puguang gas field, northeast Sichuan. *Petroleum Geology & Experiment*, 32(4):366 ~ 372.
- Wen Hua, Sun Na. 2011&. A new method to quantitative describe gas reservoir heterogeneity. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 18(1):51 ~ 53.
- Xiao Xiaoling, Jin Xiuju, Zhang Xiang, Liu Honglei, Jiang Yiwei. 2015&. Fracture identification based on information fusion of conventional logging and electrical imaging logging. *Oil Geophysical Prospecting*, 50(3):542 ~ 547.
- Xin Quanlin, Du Qinglong, Xu Huaimin. 1993&. The application of geostatistics in the predetermination of reservoir parameters between wells. *Geological Review*, 39(4):283 ~ 291.
- Xu Ning. 2001&. Influence of lateral reservoir heterogeneity on gas reservoir development performance. *Natural Gas Industry*, 21(3):62 ~ 65.
- Yang Shaochun, Jin Qiang, Wu Peifang. 1993&. Study of the reservoir heterogeneity of the Lower Sub member of the Sha — 3 Member in the Machang oil field. *Geological Review*, 39(S1):55 ~ 62.
- Yang Shaochun. 2010&. A new method for quantitatively studying reservoir heterogeneity. *Journal of China University of Petroleum*, 24(1):53 ~ 56.
- Yang Shenglai, Wei Junzhi. 2010#. The reservoir properties. Beijing: Petroleum Industry Press:152 ~ 155.
- Yue Dali, Lin Chengyan, Wu Shenghe, Hou Lianhua. 2004&. Application of quantitative method for characterizing reservoir heterogeneity to the development of reef limestone reservoir. *Acta Petroli Sinica*, 25(5):75 ~ 79.
- Zeng Daqian, Peng Xinling, Liu Zhiyuan, Su Yaxian. 2011&. Characterization methods of reef beach facies reservoirs in the

- Puguang Gas Field. *Natural Gas Industry*, 31(3):9~13.
- Zhang Hanrong, Sun Yuefeng, Dou Qifeng, Zhang Tingting. 2012. Preliminary application of the frame flexibility factor in Puguang gas field. *Oil & Gas Geology*, 33(6):877~882.
- Zhang Tianfu, Shou Jianfeng, Zheng Xingping, Yu Min, Pan Liyin. 2012. Spatial distribution and characterization of pore and throat of oolitic dolostone of the Lower Triassic Feixianguan Formation. *Journal of Paleogeography*, 14(2):187~196.
- Zhang Xiting, Tan Xiucheng, Bi Jianxia, Li Ling, Zeng Wei, Luo Bing. 2009. The oolite beach reservoir regularity distribution study in Feixianguan Formation of Puguang gas field. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 16(2):8~11, 16.
- Zheng Hongjun, Liu Xiangjun, Gou Yingchun, Cao Zhenglin, Yan Yaozu. 2005. Quantitative characterization of reservoir heterogeneity by fractal model. *Xinjiang Petroleum Geology*, 26(4):418~420.
- Zhu Guangyou, Wang Xiaodong, Guo Rui. 2013. Comprehensive formation evaluation of HF carbonate reservoir by integrating the static and dynamic parameters. *SPE*:165896.

Quantitative Characterization of Plane Heterogeneity of Reef Bank Reservoir

JIN Xiuju^{1,2,3)}, HOU Jiagen¹⁾, LIU Honglei²⁾, CHEN Jian²⁾, LIU Xin³⁾

1) College of Geoscience, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249;

2) Exploration & Development Research Institute of Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan, 457001;

3) Puguang Branch of Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Dazhou, Sichuan, 635000

Abstract: Affected by the effect of sedimentation, diagenesis, and tectonism, the plane heterogeneity of reef bank reservoir are serious. And as the reef bank reservoir is characterized by various pore types and complex relationship between Porosity and Permeability, seismic prediction of reservoir permeability has long been a major challenge. In addition, the quantitative characterization of plane heterogeneity of reservoir is also a major challenge, due to lack of characterization parameter and characterization method of reef bank reservoir. Taking Puguang gas field for example, through analyzing the controlling effect of the reef bank reservoir heterogeneity, five reservoir parameters including percentage of granular rock thickness, number of interlayer, porosity, matrix permeability and fracture permeability are introduced to calculate the heterogeneity parameter, by using main factor analysis method in statistics. According to the complex relationship between porosity and permeability of reef bank reservoir, frame flexibility factor is introduced to evaluate logging interpretation and seismic prediction permeability finely. On the basis of plane heterogeneity evaluation using traditional mathematical statistics method, the plane heterogeneity of reef plat reservoir is quantitative evaluating by geological modeling technology, which uses seismic predicting permeability and sedimentary facies as constraint. The research achievements have guide the development dynamic analysis and measure plan formulation finely, and have important significance in gas field development.

Keywords: reef bank reservoir; lane heterogeneity; quantitative characterization; composite index method; complex pore types; frame flexibility factor; seismic prediction of permeability

Acknowledgments: This study was financially supported by the National Science and Technology Major Project "Fine Description and Development Regularity Study of Carbonate Source Gas Reservoirs" (No: 2011ZX05017-001).

First author: JIN Xiuju, born in 1967, PhD candidate of China University of Petroleum (Beijing), professor senior engineer. Now she is chief geological engineer of Research Institute of Exploration and Development of Zhongyuan Oilfield, and deputy director of Development management Department of Puguang Gasfield. She is mainly engaged in development geology of gas field. Email: jinxiuju1@163.com

Corresponding author: HOU Jiagen, born in 1963, professor of China University of Petroleum (Beijing). Now he is a doctoral tutor, and is mainly engaged in reservoir sedimentation, reservoir geology, development geology and geological modeling research. Email: houjg63@cup.edu.cn

Manuscript received on: 2015-12-28; Accepted on: 2016-06-20; Edited by: LIU Zhiqiang.

Doi: 10.16509/j.georeview.2016.05.015