

文章编号:1009-3850(2015)03-0068-07

最优尺度回归在储层孔隙度主控因素分析中的应用

马鹏杰¹, 佟昕¹, 张世奇¹, 慕小水²

(1. 中国石油大学地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 2. 中国石化中原油田分公司, 河南 濮阳 457001)

摘要:本文以实测物性、粒度分析及铸体薄片鉴定为基础,结合对东濮凹陷濮卫地区沙二-沙四段储层孔隙度影响因素的分析,利用最优尺度回归方法,定量分析了储层孔隙度的主控因素。研究表明,最优尺度回归可以简便快捷地定量分析多因素对孔隙度的重要程度。分析结果显示各类影响因素重要性排序为:含油级别、层位、胶结物含量、储层与膏盐岩位置关系、压实减孔率及分选系数。成岩作用早期,分选性决定了储层的初始孔隙,压实作用是孔隙度减小的最主要的原因;成岩作用中后期,烃类充注是储层孔隙度得以保存的最主要的原因。

关键词:最优尺度回归;控制因素;烃类充注;膏盐岩;濮卫地区

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

随着我国油气勘探难度不断加大,勘探目标逐渐转向中深层,储层物性更差,有效储层更为隐蔽,必然导致高成本、高风险的勘探目标逐渐增多^[1]。明确储层物性的主控因素,对提高有效储层勘探成功率具有重要的意义。前人研究表明,储层物性的主控因素包括:沉积作用、层序地层格架、成岩作用、烃类充注、地层温度、异常压力、构造演化及埋藏时间等^[2-10]。不同研究区储层物性演化各异,导致物性主控因素各有不同,但多是结合数据统计、实验分析及工区的研究状况,得出定性的认识^[11-14]。王艳忠等以储层实际孔隙度与物性下限的正差值为有效储层的衡量标准,统计单因素控制下有效储层百分比,定量表征了有效储层物性的主控因素^[2]。

上述方法依然存在一定的局限性。第一,物性主控因素的认识,往往具有主观性,不能明确各种

因素的重要程度;第二,孔隙度在多因素影响下,单因素分析较难实现,且容易产生多解性。如颗粒的分选性、磨圆度、岩石组分、粒度等均可以影响后期储层孔隙度值,单因素分析很难控制其它变量均相同。

为了明确影响因素对储层物性的重要程度及其相关性,本文以东濮凹陷濮卫地区沙二-沙四段实测孔隙度为例,在分析和讨论深度、层位、含油性、砂体厚度、分选系数、粒度中值、磨圆度、岩性、杂基含量、压实作用、胶结作用、储层与膏盐岩的位置关系及异常压力等13项因素对储层孔隙度影响的基础上,应用最优尺度回归方法,对几类孔隙度控制因素的重要程度及相关性进行了定量分析。

1 最优尺度回归方法简介

在分析储层物性主控因素中,砂岩的埋藏深

收稿日期:2014-08-28; **改回日期:**2014-09-01

作者简介:马鹏杰(1989-),男,硕士研究生,研究方向主要为储层地质学。E-mail:mpj1989@126.com

通讯作者简介:张世奇(1971-),男,博士,教授,从事层序地层学和油气地质学方面的教学与科研工作。E-mail:shqzhang@upc.edu.cn

资助项目:国家科技重大专项“东濮凹陷油气富集规律与增储领域”(2011ZX05006-004)、中央高校科研专项资金(10CX04009A)

度、分选系数、杂基含量等,均为数字这一定量变量来表示,易于拟合并量化表征其对物性的影响程度。但是,沉积相类型、含油级别、磨圆度、地层压力等分类变量无法直接量化表征,多是将其定义为等距连续整数进行简单的线性拟合。如将常压、弱超压及超压分别定义为1、2、3,意味着这3种压力状态是等距的或者影响程度是均匀的。显然这种定义十分草率,得出的结论也不一定合理,此时可直接采用最优尺度回归的方法对这些分类数据进行拟合^[16]。

最优尺度回归基本思路是按着某种最优化原则,通过定量化变换将分类变量转换为定量变量,然后再按照一般线性回归方法进行处理。所谓最优化原则,就是在分析分类变量的每个分类对因变量影响的强弱程度的基础上,采用一定的非线性变换方法进行反复迭代,对原始变量的每个分类变量值赋予一个最佳的量化数值,并保证变换后各变量间的关系成为线性关系,目的是得到一个最佳的回归方程,并在SPSS中通过分类回归来实现^[17-18]。

2 工区概况

濮卫地区位于东濮凹陷中央隆起带北部,主要包括卫城、濮城两个正向构造单元和濮卫洼陷一个负向构造单元,走向近NNE向,勘探面积约为150km²。构造演化经历了箕状断陷(沙二段沉积前)、双断洼陷(沙二段-东营组沉积期)和区域隆升剥蚀洼陷定型(东营组抬升期-现今)3个发育阶段^[19]。其中,沙三段沉积期是研究区的主裂陷期和扩张期,也是大多数断裂的主要活动期,东断西超、地层东倾的构造格局,低水位时发育盐湖沉积体系及三角洲沉积体系,高水位时广泛发育深湖-半深湖暗色泥岩及湖底扇、砂坝等沉积体系。

3 储层特征

3.1 岩石学特征

依据岩心观察及薄片鉴定结果表明,濮卫地区沙二-沙四段储层主要为岩屑长石砂岩及长石岩屑砂岩,含部分长石石英砂岩及少量岩屑砂岩(图1)。沙二段颗粒主要为次圆状、次棱角-次圆状,沙三段以次棱角-次圆状为主,沙四段则主要为次棱角、次棱角-次圆状。颗粒分选普遍较差,粒度中值大多小于0.1mm,以粉砂岩为主。胶结方式以孔隙式胶结为主,基底式胶结次之。胶结物主要为早期(方解石和白云石)、晚期碳酸盐(铁白云石)胶结(图

2a)。硅质胶结也较为发育(图2b),但含量较少。临近膏盐岩层,硬石膏胶结比较发育(图2c)。

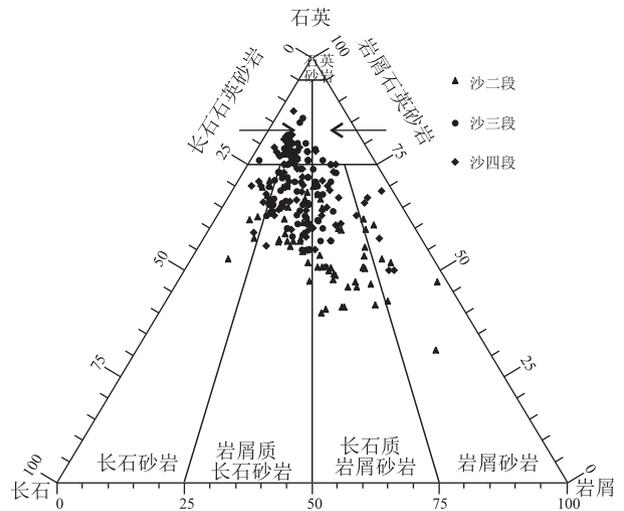


图1 濮卫地区沙二-沙四段储层岩石学特征

Fig. 1 Triangular diagram for the sandstone reservoirs from the second to fourth members of the Shahejie Formation in the Puwei region

3.2 物性特征

濮卫地区沙二段储层物性最好,孔隙度低于15%的样品只占16.4%,平均孔隙度为21.45%。有62%的样品的渗透率介于 $(10 \sim 500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;沙三段和沙四段物性整体较差,孔隙度低于15%的样品分别占73.9%、66.2%,平均孔隙度分别为12.40%、12.75%。渗透率介于 $(0.1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品分别占66.5%和55.3%,属低孔-特低渗储层。

3.3 储集特征

通过镜下铸体薄片鉴定发现,研究区储集空间类型主要为原生孔隙与次生孔隙的混合孔,其中次生孔隙以长石、岩屑及早期碳酸盐胶结物的溶蚀孔为主(图2d、2e、2f),局部可见有石英及其加大边溶蚀孔(图2b)。

4 储层孔隙度控制因素分析

储层物性受多重因素共同影响,结合研究区储层地质背景,通过层位、沉积作用、成岩作用、烃类充注、储层与膏盐岩位置关系及异常压力等方面对影响储层孔隙度的控制因素进行分析。

4.1 层位

层位代表了地层的沉积期、埋藏时间及经历的热演化过程。往往埋藏的层位越新,其埋深越浅,成岩作用弱,储层物性好。从图3a可以看出,在相近深度,地层层位越新,储层孔隙度值越高。

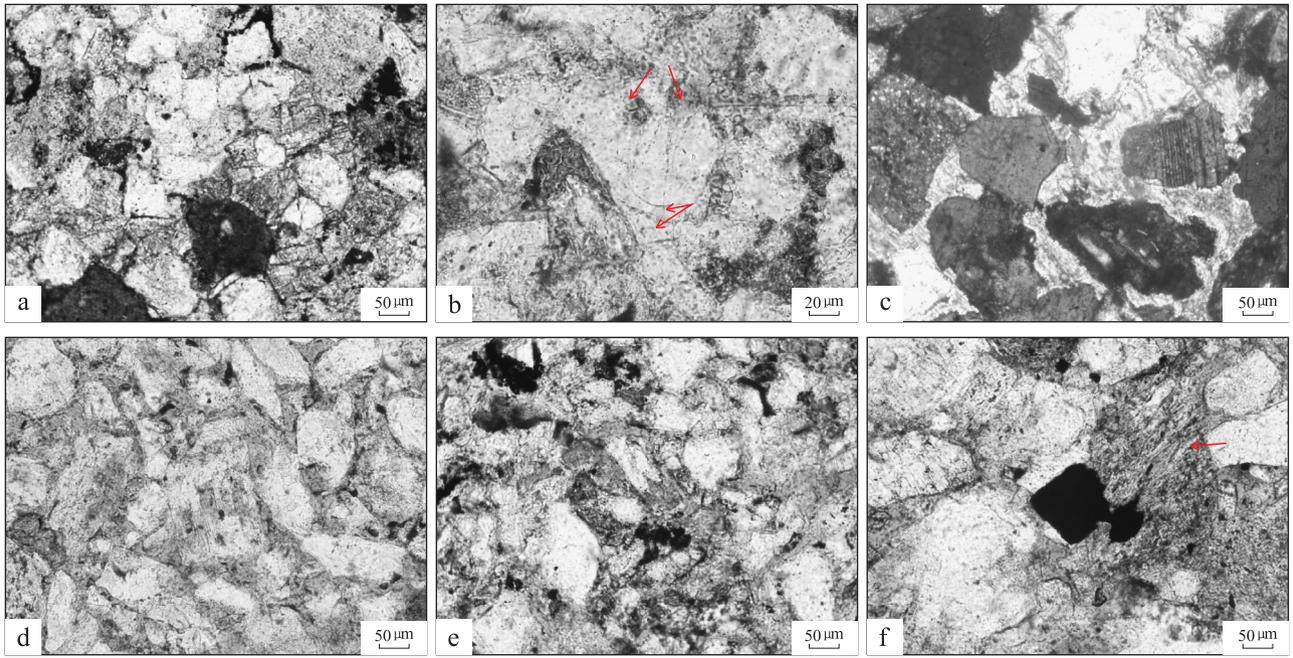


图2 濮卫地区沙二-沙四段储层成岩作用特征

a. 铁白云、方解石胶结,濮75井,3531.1m; b. 石英两期次生加大及局部溶蚀,云2井,3487.0m; c. 硬石膏胶结,部分交代颗粒边缘,E37-5井,1990.4m; d. 长石沿解理缝溶蚀,濮27井,2568.9m; e. 早期方解石胶结物被溶蚀,濮115井,3125.8m; f. 岩屑颗粒内溶蚀,卫37-5井,2078.8m

Fig. 2 Diagenetic characteristics of the sandstone reservoirs from the second to fourth members of the Shahejie Formation in the Puwei region

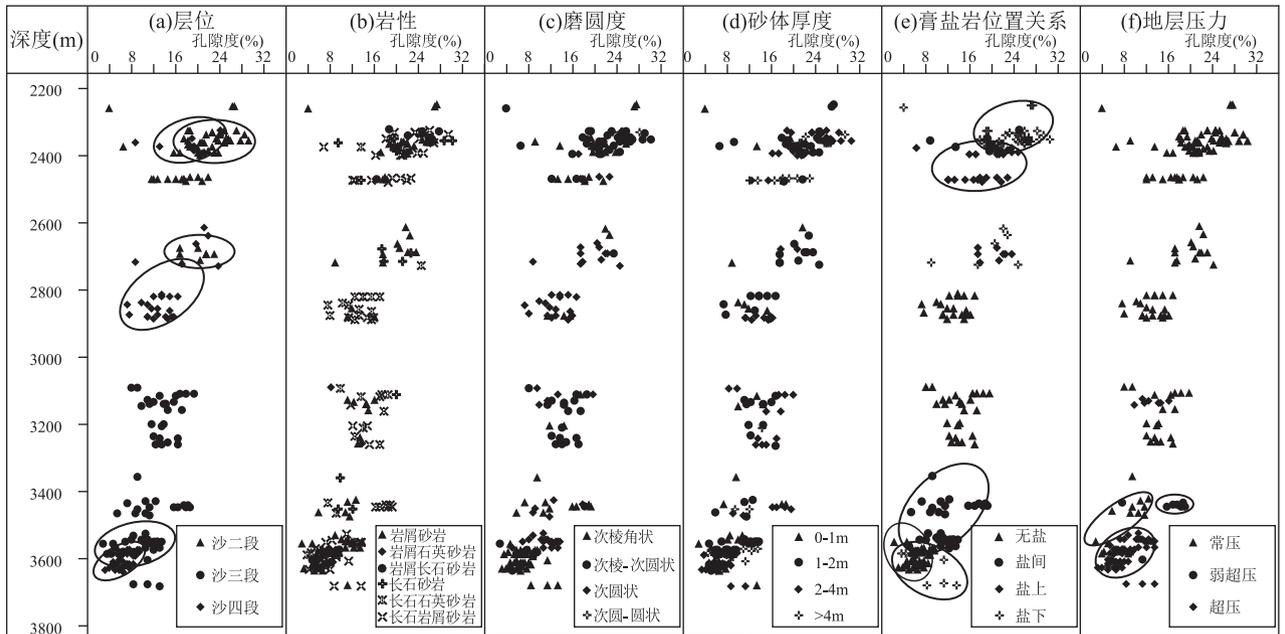


图3 不同影响因素下孔隙度与深度的关系

Fig. 3 Diagrams showing the relationship between the porosity and depth of the sandstone reservoirs from the second to fourth members of the Shahejie Formation in the Puwei region

4.2 沉积作用

不同沉积物源和水动力条件控制储层的原始物性,本质上主要包括碎屑岩岩石组分、磨圆度、分选、粒度、杂基含量及砂体厚度等因素对物性的影

响^[13]。其中,研究区目的层段岩石组分、磨圆度、粒度大小及杂基含量对现今储层孔隙度值的影响差别不大(图3b、3c、4a、4b),而分选系数与孔隙度呈负相关,即随着岩石分选性变差,储层孔隙度逐渐变

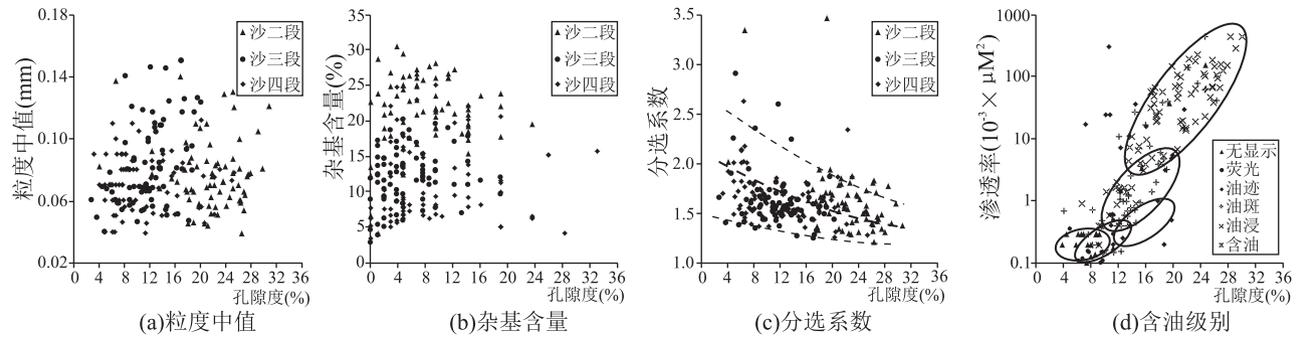


图4 粒度中值、杂基含量、分选系数及含油级别对储层孔隙度的影响

Fig. 4 Diagrams showing the relationship between the porosity and median grain size, matrix content, sorting coefficient and oil-bearing grade of the sandstone reservoirs from the second to fourth members of the Shahejie Formation in the Puwei region

小(图4c)。从图3d可以看出,虽然2~4m厚的砂体孔隙度值整体较高,但薄层与厚层同样存在相似深度下高孔隙度值,因此其影响并不明显。

4.3 成岩作用

目的层段储层成岩类型主要包括压实作用、胶结作用、溶蚀作用和交代作用,其中压实作用和胶结作用是储层深埋过程中孔隙度变差的主要原因。通过校正后的压实-胶结减孔图版^[20](图5)可以看出,压实作用减孔量普遍大于30%,主要集中在40%~75%之间;胶结作用减孔量普遍小于50%,主要集中在小于30%以下。有机酸与CO₂等酸性流体对长石、岩屑、早期碳酸盐胶结物的溶解以及碱性环境石英及其加大边的溶蚀,均对储层物性有一定的改善作用。研究区早期、晚期碳酸盐胶结的普遍

发育及原生孔隙为主、混合孔隙次之的储集空间类型,决定了胶结作用对储层孔隙度的破坏超过了溶蚀改善作用。

4.4 烃类充注

研究表明,烃类充注明显抑制了碳酸盐胶结及自生黏土矿物的形成。烃类后期热解形成的沥青覆盖在颗粒表面,能够有效减弱硅质胶结,对储层物性具有重要的保护作用^[6,21]。本文以含油级别表征储层的含油气程度,通过建立不同含油级别孔隙度和渗透率交会图(图4d)可以看出,随着储层含油级别的增大,储层孔渗性逐渐变好。

4.5 储层与膏盐岩的位置关系

膏盐岩的发育对储层物性的影响是多重性的。有利方面,膏盐岩发育可以导致异常压力的形成,延缓储层物性变差过程,保存原生孔隙;不利方面,临近膏盐岩的储层水介质富含硫酸钙,容易发生硬石膏胶结,降低储层物性。本文以储层与膏盐岩50m为界,将储层与膏盐岩位置关系划分为无盐影响、盐下、盐间及盐上,不同位置关系储层孔隙度随深度的变化见图3e。可以看出,2400m左右,盐下储层孔隙度较盐上储层孔隙度高;3400m以下,盐间储层孔隙度好于盐下储层孔隙度,无盐影响的最差。

4.6 异常压力

异常压力的存在,可以延缓储层物性变差过程,保存原生孔隙不被破坏。深层储层中,异常高压往往可以使得储层产生裂缝,提高储集性能。研究区地层主要以常压为主,沙三-沙四段深层局部存在弱超压-超压。从图3f可以看出,3100m左右,常压与超压孔隙度值差别很小;3400m以下,弱超压-超压下储层孔隙度值更好。

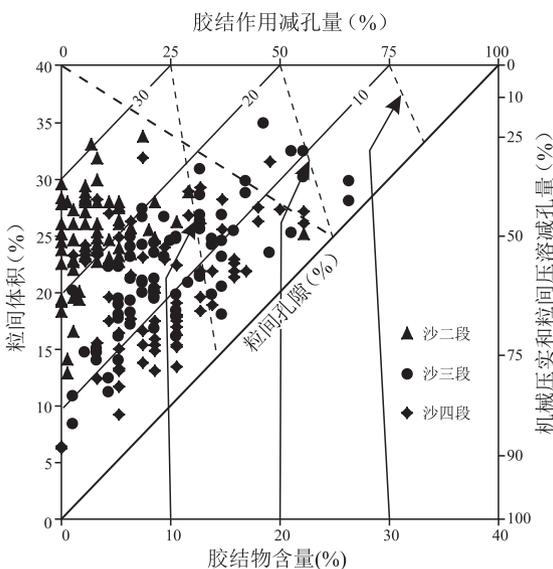


图5 压实作用与胶结作用对储层孔隙度损失的影响

Fig. 5 Effects of compaction and cementation on the porosity loss of the sandstone reservoirs from the second to fourth members of the Shahejie Formation in the Puwei region

5 基于最优尺度回归的储层孔隙度控制因素分析

通过前文分析,可以反映出在多因素影响下单因素的统计分析存在很大程度的多解性。如图3中3600m附近差物性的数据点,可以是“沙四段”、“无盐”及“超压”等几种解释方式。要实现控制其它因素相同,单因素分析较难实现,且分析结果的主观性强。引入最优尺度回归方法,可以在综合考虑影响因素相关性的基础上,定量表征单因素分析对孔隙度的影响程度。

5.1 影响因素的定义

结合前文所述,定义层位、含油级别、储层与膏盐岩位置关系及地层压力这4项影响因素为分类变量,具体见表1。深度、砂体厚度、分选系数、胶结物含量及压实减孔率这5项影响因素为数值型变量。

5.2 模型结果

将带有小数值的数字变量重新编码转化为正整数后^[18],代入SPSS19.0中“分析-回归-最优尺度回归”,设置含油级别、层位、储层与膏盐岩位置关系及地层压力的变换水平为名义水平,深度、砂体厚度、分选系数、胶结物含量及压实减孔率等为数值型水平,经软件分析,列于表2~表5。

表2是分析模型的摘要,其中 $R^2 = 0.451$,调整后的 $R^2 = 0.408$,表3可见总模型F检验通过($\text{Sig} < 0.05$),表明模型具有统计学意义。

表4为标准化系数及其F检验。检验结果表明,在15%的显著性水平($\text{Sig} < 0.15$)下,含油级别、胶结物含量、膏盐岩与储层位置关系及层位这4项影响因素通过检验;在25%的显著性水平下,分选系数与压实减孔率也通过检验。以上结果表明,所列的影响因素,除砂体厚度及地层压力之外,基本都是影响现今储层孔隙度的重要因素。值得一提的是,同样的设置,每次软件计算出的显著性值(Sig)与F值略微有所波动,对结果没有影响。标准化回归系数(Beta)、相关性和容忍度的值则保持不变。

表5是对模型的进一步分析结果。首先是相关分析,给出了各影响因素对孔隙度的相关性分析。其中偏相关是控制其它因素对自身及孔隙度影响后的估计,部分相关则只是控制其它因素对孔隙度的影响。其次是影响重要性,是根据标化系数和相关系数计算出的参数在模型中的重要程度百分比,所有变量的重要性加起来等于100%,数值越大表明该变量对因变量的预测越重要。由此可见,在通过标准化系数的显著性检验后的因素中,含油级别对储层孔隙度的影响最大。第三是容忍度,表示该

参数对孔隙度的影响中不能够被其它参数所解释的比例,越大越好,反映了因素之间共线性的情况,

表1 影响因素定义及描述

Table 1 Definition and description of individual factors

影响因素	因素定义
层位	1 = 沙二段;2 = 沙三段;3 = 沙四段
含油级别	1 = 无显示;2 = 荧光;3 = 油迹;4 = 油斑; 5 = 油浸;6 = 含油
储层与膏盐岩位置	1 = 无盐;2 = 盐上;3 = 盐间;4 = 盐下
压力	1 = 常压;2 = 弱超压;3 = 超压

表2 模型摘要

Table 2 Model summary

多R	R^2	调整 R^2
0.672	0.451	0.408

表3 方差分析

Table 3 Variance analysis

	平方和	Df	均方	F	Sig
回归	99.777	16	6.236	10.49	0.00
残差	121.223	204	0.594		
总计	221.000	220			

表4 回归系数表

Table 4 Regression coefficients

	标准系数		Df	F	Sig
	Beta	标注误差估计			
厚度	-0.032	0.057	1	0.322	0.571
含油级别	0.531	0.093	5	32.622	0.000
分选系数	0.071	0.060	1	1.421	0.235
胶结物含量	-0.156	0.060	1	6.625	0.011
膏盐岩位置	0.207	0.076	3	7.315	0.000
层位	0.261	0.097	2	7.259	0.001
压实减孔率	0.093	0.075	1	1.541	0.216
地层压力	0.037	0.062	2	0.362	0.697

表5 相关性和容忍度

Table 5 Correlation and tolerance limit

变量	相关性			重要性	容忍度	
	零阶相关	偏相关	部分相关		转换前	转换后
厚度	0.039	-0.042	-0.031	-0.003	0.938	0.926
含油级别	0.558	0.533	0.466	0.657	0.770	0.476
分选系数	0.146	0.089	0.067	0.023	0.868	0.878
胶结物含量	-0.257	-0.199	-0.151	0.089	0.937	0.936
膏盐岩位置	0.148	0.255	0.195	0.068	0.890	0.682
层位	0.202	0.302	0.235	0.117	0.807	0.458
压实减孔率	0.174	0.111	0.083	0.036	0.796	0.775
地层压力	-0.180	0.039	0.029	0.015	0.609	0.625

如果有变量的容忍度太小,则最优尺度回归的分析结果可能不正确。在加入深度因素的模型结果中,深度的容忍度值低于0.3,表明现有的八项参数(主要是层位)可以解释深度的影响。因此本模型将深度因素剔除。表5中可以看出每个变量的容忍度均没有太小的情况,表明参数对孔隙度的影响中不能够被其它自变量所解释的比例较高,共线性的情况基本不存在。以上分析表明,最优尺度回归的效果较好,可以用于分析。

6 讨论与分析

通过最优尺度回归模型的验证,除砂体厚度及地层压力之外,基本都对现今储层孔隙度具有重要影响,与前文的认识结果相同。按照表5影响重要性顺序排列为:含油级别、层位、胶结物含量、储层与膏盐岩位置关系、压实减孔率及分选系数。

不同含油级别对储层孔隙度的影响最大。含油级别代表了储层含油气性的程度,而烃类的充注明显抑制胶结及自生黏土矿物的形成,减弱硅质胶结,对储层物性具有重要的保护作用^[6,21]。随着储层的埋深,有机质热演化生成大量有机酸及烃类,前者注入储层使得长石及碳酸盐胶结物发生溶蚀,烃类随之注入孔隙,有效保护了储层物性。

不同的层位代表地层的不同沉积期、埋藏时间及经历的热演化过程。在构造作用不太强烈的地区,无地层的倒转,其也往往代表地层的埋深。埋藏的层位越新,埋深越浅,成岩作用越弱,储层物性越好。

模型中压实减孔率与分选系数显著性水平较低,且得出的结果显示二者的重要性弱,表明储层孔隙度的差异性与压实作用及颗粒的分选性相关性较小。原因在于:储层埋藏初期,颗粒的分选性决定储层的初始孔隙度,压实作用主要控制成岩阶段早期的储层孔隙度^[22]。由压实作用减少的初始孔隙远大于胶结作用(图5),而随着进一步的埋深,胶结交代作用、溶蚀作用逐渐成为成岩作用中对储层孔隙度起重要作用的因素。本次分析模型所选取的沙二-沙四段样品深度主要介于2200~4000m,胶结交代作用普遍发育,也是造成局部储层物性低的最主要的原因。

膏盐岩发育可以延缓储层物性变差过程,保存原生孔隙。尹彦龙研究认为,储层位于盐岩层之下50m之内,距离越近,储层物性越好^[23];刘景东等人通过研究东濮凹陷膏盐岩与油气的关系,认为膏盐

层下部一定距离内孔隙度出现最大值^[24]。模型中储层与膏盐岩的位置关系以50m距离为临界条件,盐下储层比同等条件无盐影响储层物性好。

7 结论

(1)利用最优尺度回归对多分类变量与因变量的关系可以简便快捷地进行定量分析,简化多变量下单因素分析的不便与多解性。

(2)通过最优尺度回归分析,认为各类因素对孔隙度影响的重要性排序为:含油级别、层位、胶结物含量、储层与膏盐岩位置关系、压实减孔率及分选系数。含油级别表征储层的烃类饱和程度,烃类充注明显抑制了碳酸盐胶结及自生黏土矿物的形成,减弱了硅质胶结,保存原生孔隙,并在与颗粒接触处发生局部溶蚀,进一步改善储层物性,是控制储层孔隙度有效性最重要的因素。

(3)定性与定量认识相结合,认为成岩作用早期,颗粒的分选决定了储层的初始孔隙度,而机械压实作用是造成孔隙减少的最主要原因。随着埋深加大及有机质的成熟,烃类充注对储层孔隙度的保存作用更加显著,胶结作用比压实作用对孔隙度的影响更大。

参考文献:

- [1] 贾承造. 关于中国当前油气勘探的几个重要问题[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊1): 6-13.
- [2] 王艳忠, 操应长, 李永新, 等. 渤南洼陷古近系深层有效储层控制因素研究[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(6): 996-1003.
- [3] ESTUPINAN J, MARFIL R, SCHERER M, et al. Reservoir sandstones of the Cretaceous Napo Formation U and T members in the Oriente basin, Ecuador: Links between diagenesis and sequence stratigraphy [J]. Journal of Petroleum Geology, 2010, 33(3): 221-245.
- [4] 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 and Petroleum Geology, 2008, 25(6): 514-543.
- [5] 姜红霞, 吴亚生, 罗晓容, 等. 鄂尔多斯盆地中南部三叠系延长组8油层组成岩作用及其对储层物性的控制[J]. 沉积与特提斯地质, 2007, 27(1): 54-61.
- [6] 操应长, 陈林, 王艳忠, 等. 东营凹陷民丰北带古近系沙三段成岩演化及其对储层物性的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(5): 6-13.
- [7] 李艳霞, 刘洪军, 袁东山, 等. 石油充注对储层成岩矿物演化的影响[J]. 石油与天然气地质, 2004, 24(3): 274-280.
- [8] 祝新政, 李勇, 丘东洲, 等. 大港油田孔南地区上石盒子组碎屑岩储层物性控制因素[J]. 沉积与特提斯地质, 2011, 31(1): 59

- 64.
- [9] 寿建峰,张慧良,斯春松,等.砂岩动力成岩作用[M].北京:石油工业出版社,2005.41-49.
- [10] 潘高峰,刘震,赵舒,等.砂岩孔隙度演化定量模拟方法——以鄂尔多斯盆地镇泾地区延长组为例[J].石油学报,2011(2):249-256.
- [11] 谢武仁,邓宏文,王洪亮,等.渤海凹陷古近系储层特征及其控制因素[J].沉积与特提斯地质,2008,28(3):101-107.
- [12] 唐海发,彭仕宓,赵彦超,等.致密砂岩储层物性的主控因素分析[J].西安石油大学学报:自然科学版,2007,22(1):59-63.
- [13] 操应长,远光辉,王艳忠,等.准噶尔盆地北三台地区清水河组低渗透储层成因机制[J].石油学报,2012,33(5):758-771.
- [14] 李文浩,张枝焕,咎灵,等.渤海洼陷北部陡坡带沙河街组砂砾岩有效储层物性下限及其主控因素[J].石油与天然气地质,2012,33(5):766-777.
- [15] MORAD S, AL-RAMADAN K, KETZER J M, et al. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8):1267-1309.
- [16] 杨维忠,张甜. SPSS 统计分析与应用案例详解[M].北京:清华大学出版社,2011.105-109.
- [17] 张文彤. SPSS 统计分析高级教程[M].北京:高等教育出版社,2004.130-136.
- [18] 杜智敏. 抽样调查与 SPSS 应用[M].北京:电子工业出版社,2010.633-639.
- [19] 刘景东,蒋有录,高平.东濮凹陷濮卫地区地层压力演化及其与油气运聚的关系[J].中国石油大学学报(自然科学版),2010,34(5):25-31.
- [20] EHRENBERG S N. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones; Discussion; compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura Basin, California; Discussion [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(10):1274-1276.
- [21] MAAST T E, JAHREN J, BJORLYKKE K. Diagenetic controls on reservoir quality in Middle to Upper Jurassic sandstones in the South Viking Graben, North Sea [J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(11):1937-1958.
- [22] SCHERER M. Parameters influencing porosity in sandstones: a model for sandstone porosity prediction [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5):485-491.
- [23] 尹彦龙.东濮凹陷沙三-沙四段有效性储层发育与盐膏岩分布的关系研究[D].中国石油大学(华东),2011.36-46.
- [24] 刘景东,蒋有录,谈玉明,等.渤海湾盆地东濮凹陷膏盐岩与油气的关系[J].沉积学报,2014,32(1):126-137.

Applications of optimal scaling regression to the analysis of main controlling factors of reservoir porosity

MA Peng-jie¹, TONG Xin¹, ZHANG Shi-qi¹, MU Xiao-shui²

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, Shandong, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Zhongyuan Oil Field Company, SINOPEC, Puyang 457001, Henan, China)

Abstract: In the light of physical properties, grain-size analysis and thin-section examination, the optimal scaling regression analysis is introduced in the applications to the quantitative analysis of main controlling factors of reservoir porosity development in the second to fourth members of the Shahejie Formation in the Puwei region, Dongpu depression, Shandong. The results of research indicate that the multivariate influencing factors of reservoir porosity development can be simply and rapidly judged by the optimal scaling regression analysis. These influencing factors include oil grades, stratigraphic horizons, cement contents, relationship between the reservoir rocks and gypsolith, porosity reduction by compaction, and sorting coefficients. In the early stages of diagenesis, the sorting determines the initial porosity of reservoir rocks, and compaction is the main reason for the reduction of reservoir porosity. Till the middle and late stages of diagenesis, the hydrocarbon charging contributes a lot to the preservation of reservoir porosity.

Key words: optimal scaling regression; controlling factor; hydrocarbon charging; gypsum rock; Puwei region