

柳江盆地二叠系山西组露头致密砂岩储层非均质性表征方法

袁红旗¹, 邓馨雨², 杜会尧³, 于英华¹, 许凤鸣⁴

(1. 东北石油大学 地球科学学院, 黑龙江 大庆 163318; 2. 中国石油 大庆油田有限责任公司 第一采油厂第八作业区技术管理室, 黑龙江 大庆 163000; 3. 中国石油 大庆油田分公司 第一采油厂, 天津 300280; 4. 中国石油 大庆油田有限责任公司 勘探事业部, 黑龙江 大庆 163453)

摘要:为了深入研究致密砂岩露头储层的非均质性,解决致密砂岩储层非均质性影响因素多、综合定量表征储层非均质性难度大的问题,对柳江盆地二叠系山西组露头储层进行了系统化密集采样。利用地质统计分析、样品实验分析和显微镜薄片观察等方法,确定了致密砂岩储层各项性质及相关定量数据。同时基于洛伦兹曲线理论分析处理数据,运用层次分析法确定了渗透率、孔隙度、面孔率、填隙物含量和粒度等影响因素的权重,提出了综合定量表征致密砂岩储层非均质性的方法。研究表明,靶区山西组露头致密砂岩为强非均质性储层,区域垂直层面和平行层面的孔、渗特征近乎一致。孔隙度与渗透率之间的差相关性表明,基于突进系数、变异系数和级差等参数的传统非均质性评价方法不适用于致密砂岩储层。用新方法得到的结果比传统仅基于渗透率指标所构建的参数能更好地反映致密砂岩储层和非均质性。该方法也适用于其他类型非常规储层的非均质性评价。

关键词:非均质性;定量表征;洛伦兹系数;野外露头;致密砂岩;山西组;柳江盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characterizing the heterogeneity of tight sandstone in outcropped Permian Shanxi Formation, Liujiang Basin

YUAN Hongqi¹, DENG Xinyu², DU Huiyao³, YU Yinghua¹, XU Fengming⁴

(1. School of Earth Science, Northeast Petroleum University, Daqing, Helongjiang 163318, China; 2. No. 1 Oil Production Plant, Daqing Oilfield Company, PetroChina, Daqing, Helongjiang 163318, China; 3. NO. 1 Oil Production Plant, Dagang Oilfield Company, PetroChina, Tianjin 300280, China; 4. Exploration Department, Daqing Oilfield Company, PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163453, China)

Abstract: Tight sandstone in outcropped Permian Shanxi Formation of the Liujiang Basin is highly heterogeneous as a result of various affecting factors, making quantitatively characterization of the feature quite a headache to parties of interest. A systematic and intensive sampling of the tight sandstone were performed and reservoir properties and relevant quantitative data were obtained through geological statistical analysis, testing and microscopic observation of thin sections. Hendrik Lorentz curves were drawn based on the analysis and the analytic hierarchy process (AHP) was also applied to determine the weights of influence factors such as permeability, porosity, surface porosity, matrix content and particle size, with a comprehensive and quantitative characterization method of the heterogeneity proposed. The study shows that the tight sandstones are highly heterogeneous with nearly identical porosity-permeability characteristics at both the vertical and lateral directions, indicating the invalidity of traditional assessment parameters such as breakthrough coefficient, variation coefficient and gradient in heterogeneity characterization due to the poor correlation between porosity and permeability. Meanwhile, the proposed method yields better results that fit well with the field observation. This method is also applicable to the description of heterogeneity of other types of unconventional reservoirs.

收稿日期:2022-05-13;修订日期:2023-01-05。

第一作者简介:袁红旗(1979—),男,博士、教授,沉积及储层评价。E-mail:yuan_flag@163.com。

通讯作者简介:于英华(1979—),女,博士、教授,储层评价。E-mail:yyhyhq2008@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41572126);黑龙江省自然科学基金项目(LH2022D013);黑龙江省中央支持地方高校青年骨干人才项目(14011202101);黑龙江省重点研发计划项目(JD22A022)。

Key words: heterogeneity, quantitative characterization, Lorentz coefficient, field outcrop, tight sandstone, Shanxi Formation, Liujiang Basin

引用格式:袁红旗,邓馨雨,杜会尧,等. 柳江盆地二叠系山西组露头致密砂岩储层非均质性表征方法[J]. 石油与天然气地质,2023,44(2):468-479. DOI:10.11743/ogg20230217.

YUAN Hongqi, DENG Xinyu, DU Huiyao, et al. Characterizing the heterogeneity of tight sandstone in outcropped Permian Shanxi Formation, Liujiang Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2):468-479. DOI:10.11743/ogg20230217.

随着全球传统油气资源日趋减少,油气勘探领域不断扩展,致密砂岩油藏是重要扩展领域之一^[1]。鄂尔多斯盆地苏里格致密气藏的成功开发也展示了中国致密油气具有广阔的勘探开发前景^[2]。因此近年来众多科研工作者对致密砂岩储层特征、成岩过程及致密机理等方面进行了深入研究,取得了丰硕成果^[3-5]。但由于致密砂岩储层低孔超低渗、物性变化快、非均质性强^[6-9],很难真实客观描述及定量评价此类储层非均质性难度较大的,致密砂岩储层非均质性研究一直处于起步阶段。张凌云^[6]利用测井综合评价技术对百色盆地东部断陷那读组储层非均质性进行了表征,但由于致密砂岩储层往往具有强非均质性,仅凭稀疏的钻孔资料难以真实反映多数致密砂岩储层性质变化情况。同时,传统的基于渗透率相关参数的表征方法对该类型区域不再适用。

为解决上述问题,本文利用露头资料直观、系统、精确、可检验的特点^[10-11],在致密砂岩露头区系统密集取样,通过薄片鉴定、化验分析手段对致密砂岩储层岩石碎屑颗粒成分、粒度分布、胶结特征、孔隙类型、物性特征等进行全方位系统研究,多指标真实刻画致密砂岩储层非均质性;并且,首次将露头研究与经济学洛伦兹曲线层次分析法相结合,参考油田运用洛伦兹曲线分析日产油量非均质性的实例,利用其他可以均衡分析统计多项因素、直观简明地描述分布不均匀性的特点,建立一种多因素分析致密砂岩储层非均质性的综合表征模型,以期对致密砂岩储层非均质性研究提供类比实例及评价新方法。

1 区域概况及样品处理

1.1 野外露头区域概况及取样说明

柳江盆地位于秦皇岛市以北28 km处的石门寨地区,面积约240 km²,是一个长轴NNE走向的不对称向斜(图1)。研究目的层山西组主要分布在石门寨西门、小王山、黑山窑等地,为三角洲沉积,与下伏太原组和上覆下石盒子组均整合接触。岩性主要为灰色、灰

白色中-细粒长石岩屑杂砂岩、粉砂岩、炭质页岩及黏土岩。本次取样层位为山西组下部,发育灰色、灰白色中-细粒长石岩屑杂砂岩、粉砂岩、炭质页岩及黏土岩,总体上表现为下粗上细的正韵律。该剖面砂体发育连续,单层厚度大,产状稳定。

系统取样区位于石门寨西500 m处的大石河河谷内,每年3月—4月枯水期岩层出露。系统取样区为河床上长边南北向展布的矩形区域(42 m × 10 m),岩层产状为150°∠13°。纵向上从下至上分为12个单元层(L1—L12),水平上每隔2 m取样一次,一个单元层取样21块(1—21)(图2b)。同时为了更加精细刻画储层横向变化,在取样网格10~12 m处每一单层加密取3块样品,如图2b中阴影部分所示,共取样288块。

1.2 样品处理

为了全面分析系统取样区储层特征及非均质性,在每块岩石样品垂直于岩层面和平行于岩层面上分别钻取直径为2.5 cm、长度为6.0 cm的岩柱,并分别以“V”和“H”来区分命名。刨除钻取失败的岩样,最后共获取432个岩柱,其中第2—第9层的每块岩石样品均沿两个方向成功钻取了两个岩柱,第10和第11层岩石样品只钻取了垂直岩层面的岩柱,第1和第12层岩石样品由于岩性过粗或过细,未能成功钻取岩柱。对所有的样品都制备了铸体和普通薄片,并使用ZEISS Axio Lab. A1 pol偏光显微镜进行镜下鉴定及拍照。取样网格10~12 m处(图2b矩形阴影内样品)的样品在镜下鉴定的基础上,利用脉冲法测量了其孔隙度和渗透率(图2b中标记的红色取样点的样品)。

2 储层特征及传统非均质性评价

储层非均质性是指在沉积作用、成岩作用以及后期构造作用的综合影响下,储层的空间分布特征及各种属性出现的不均匀变化,具体包括岩性、物性及微观孔隙结构等^[12-15],因此首先进行这些特征的分析。

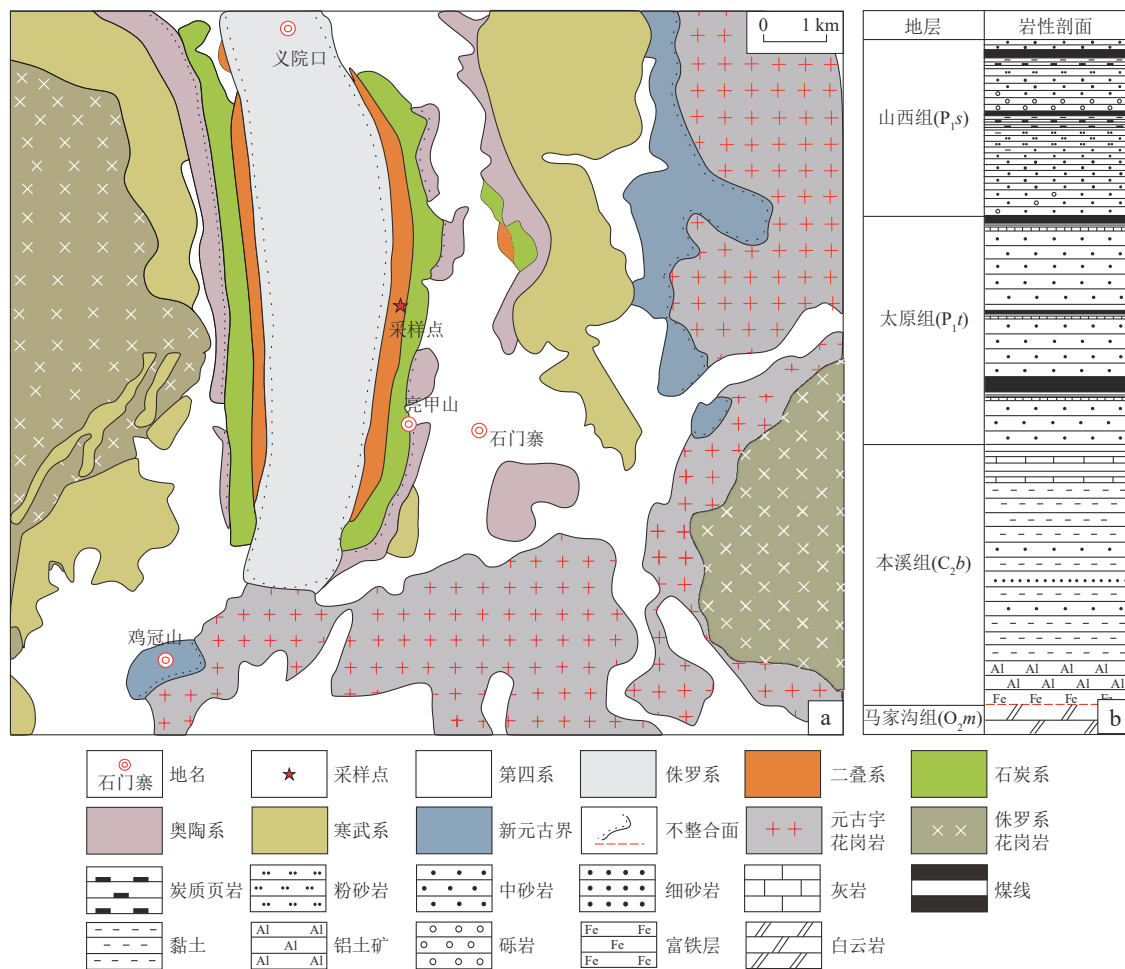


图1 柳江盆地区域地质及地层柱状图

Fig. 1 Geological map showing the sampling locations on regional geologic map and stratigraphy of the Liujiang Basin

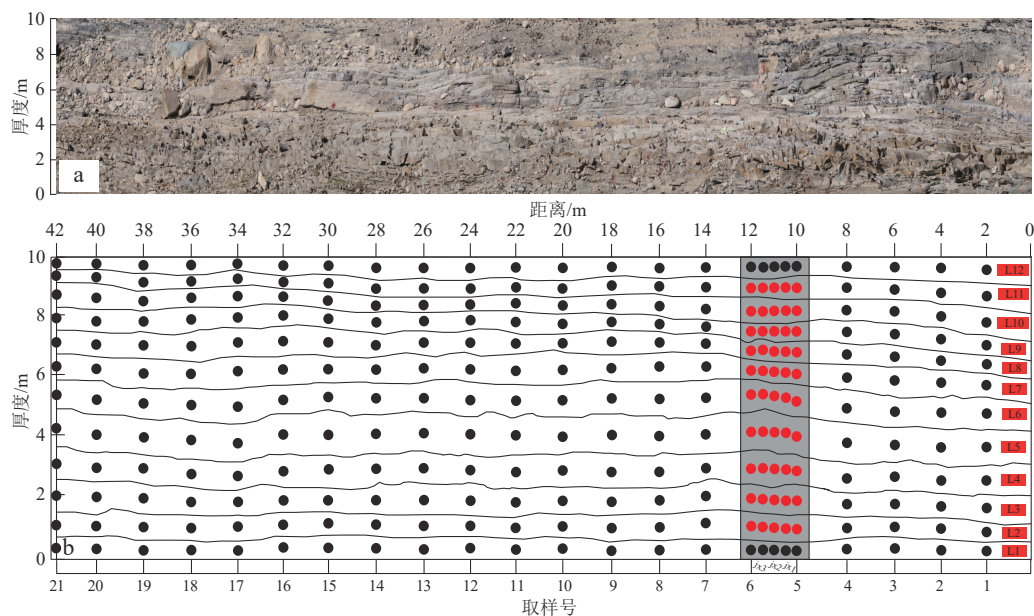


图2 柳江盆地山西组大石河河谷露头 and 取样方案示意图

Fig. 2 Outcrop photo and sampling scheme, Shanxi Formation, Dashi River Valley, Liujiang Basin

a. 取样岩层照片; b. 取样方案

(红色点样品在镜下鉴定的基础上,利用脉冲法测量了其孔隙度和渗透率。)

2.1 储层特征

2.1.1 碎屑颗粒特征

岩石薄片分析表明,露头储层岩性以灰色、灰褐色岩屑质石英砂岩为主,其次为泥质粉砂岩。碎屑组分主要为石英、长石、岩屑,其中石英含量最高,平均83.5%,其次为岩屑,平均12.75%。岩屑组分主要为火成岩岩屑,含少量变质岩岩屑和沉积岩岩屑。长石平均含量为3.75%,以斜长石为主。第9—第12层样品中泥质含量达20.0%,发育泥质粉砂岩。碎屑颗粒以次棱角状—次圆状为主,颗粒之间以线状接触为主,剖面垂向上磨圆度由下至上逐渐变差。岩石胶结类型以孔隙式为主,其次为接触式、薄膜式和基底式胶结,矿物颗粒发育次生加大边。岩石粒度垂向上呈从下至上逐渐变细的趋势(图3)。该区域砂体分布连续,粒度差异较小,在同一岩层内,粒度越粗则物性越好^[9,16],因此粒度为反映岩层非均质性强弱的指标之一。

2.1.2 填隙物

通过对全部样品镜下鉴定结果进行统计分析,发现总体上填隙物含量偏低。填隙物以胶结物为主,约占12.4%,杂基含量偏低,约占6.3%,层与层之间填隙物含量变化较大;第9—第12层填隙物以杂基为主,约占25.8%,胶结物总含量小,变化不大,约占6.7%。纵向上第1—第6层胶结物含量高,第9—第12层杂基含量高。

胶结物矿物成分主要包括玉髓、次生加大石英、水白云母、高岭石、铁质胶结物(赤铁矿、褐铁矿)以及浊

沸石。硅质胶结物是该区含量最高的胶结物,镜下主要有两种胶结方式,一种是石英自生加大边充填孔隙,造成了储层孔喉形态发生改变;另外一种为石英单晶充填孔隙,单晶占据了孔喉空间、减小了孔喉体积。总体上,硅质胶结物均堵塞孔喉空间,降低了储层物性,从而影响储层非均质性。自生黏土矿物胶结类型普遍发育,但含量相对较低,常沉淀于孔喉内部,降低物性,对储层起到破坏作用。虽然高岭石晶间微孔较为发育,可与粒间孔连通,但高岭石充填时,将大孔隙分割成小孔隙,改变了孔隙的分布,加强了非均质性。铁质胶结物主要发育在第8—第12层,充填了部分孔隙,提高了储层致密化程度(表1)。

而杂基则以泥质填隙物为主,如图4所示,主要体现在第9—第12层,杂基含量大则表明岩石的分选性差,结构成熟度低,孔、渗性也差。

2.1.3 孔隙结构

受沉积和成岩作用影响,微观孔隙发育也具有强烈的非均质性,其非均质性体现在孔隙的类型、形态、分布及发育程度等方面^[17-22]。在偏光显微镜下可清楚观察到残余粒间孔、溶蚀孔、高岭石晶间孔等各种孔隙类型,其中以溶蚀孔和残余粒间孔最为常见^[23]。孔隙因部分充填高岭石或次生石英而形成残余粒间孔。溶蚀孔和残余粒间孔提供的储集空间大,呈现不规则形态,其所受溶蚀作用越强,孔隙分布越不均匀。薄片(图5薄片标号与图2横坐标相对应)统计结果表明,区内样品孔隙类型以溶蚀孔为主(主要为长石溶孔与岩屑溶孔),其次为残余粒间孔,晶间微孔与微裂隙含量

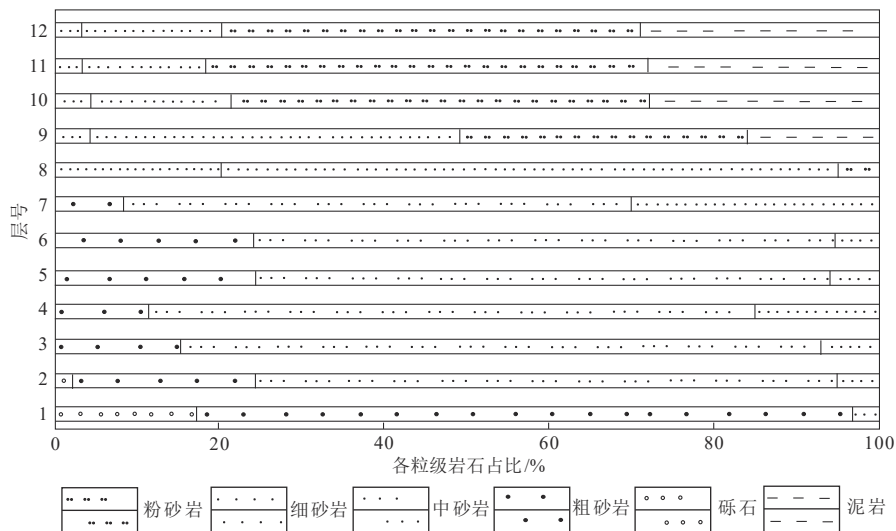


图3 柳江盆地山西组大石河河谷露头区各层段岩石粒级分布

Fig. 3 Grain size distribution of rocks in each layer of the Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

表1 柳江盆地山西组大石河河谷露头区各层段岩石胶结物类型及含量

Table 1 Types and contents of cements in different layers of the Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

层号	胶结物含量/%					
	次生加大石英	玉髓	水白云母	高岭石	铁质胶结物	浊沸石
12	1.00	0	0.60	0.70	3.33	0
11	1.30	0	0.70	0.70	3.33	0
10	1.00	0	0	1.00	4.00	0
9	1.67	0	0	2.00	2.67	0.67
8	1.67	4.67	2.30	0	3.33	0
7	2.30	1.83	0.17	0.30	1.17	2.00
6	2.75	6.25	1.25	3.25	1.00	0
5	2.25	6.50	2.00	0.25	0.50	0
4	2.25	6.50	1.00	0	1.00	0
3	3.50	6.50	2.00	0	2.00	0
2	3.60	5.40	0.70	0.20	1.10	0.60
1	3.00	0	1.00	1.00	0	0

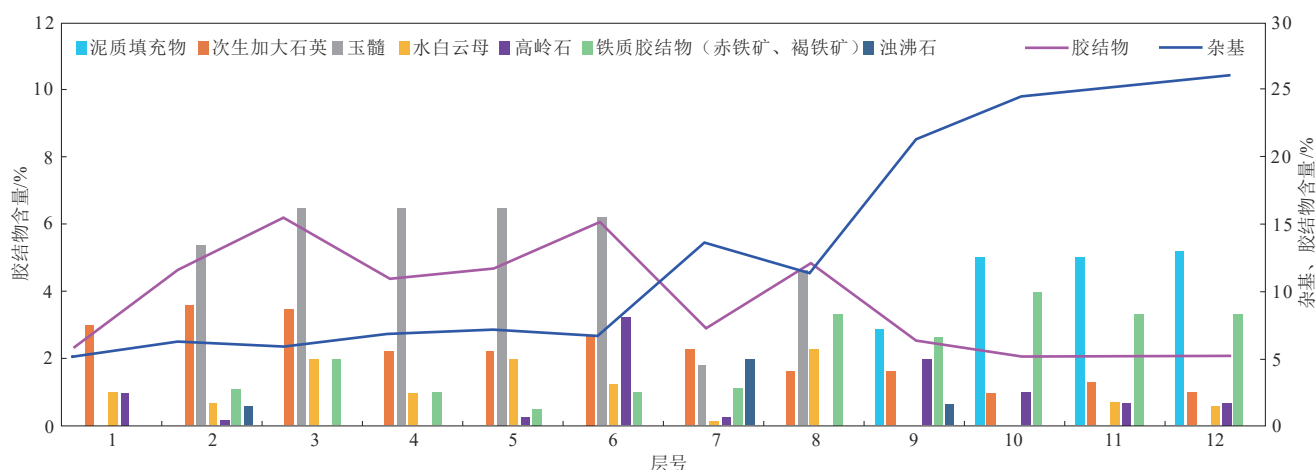


图4 柳江盆地山西组大石河河谷露头区各层段岩石填隙物种类和含量柱状图

Fig. 4 Diagram showing matrix types and contents in each layer of the Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

最少。且第1—第7层下部石英砂岩整体孔隙较为发育,平均面孔率较高(图5,图6)。

2.1.4 物性特征

如图7所示,利用垂直于层面与平行于层面所钻取岩柱进行物性分析,并分别绘制垂直于层面和平行于层面的孔隙度和渗透率频率分布直方图。其中,垂直于层面方向上的孔隙度最大值为7.54%,最小值为0.05%,平均值为4.31%,标准偏差为1.76,主要分布范围介于2.00%~7.00%;平行于层面方向上的孔隙度最大值为8.86%,最小值为1.24%,平均值为4.94%,标准偏差为1.84,主要分布范围介于2.00%~9.00%;垂直于层面方向上的渗透率最大值为 $0.09857 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最小值为 $0.00007 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.01571 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要分布范围介于 0.00100×10^{-3} ~

$0.10000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;平行于层面方向上渗透率最大值为 $3.33759 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最小值为 $0.00005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.16289 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要分布范围介于 0.00100×10^{-3} ~ $0.10000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这些数据表明,露头区的储层属于特低-超低孔、超低渗储层。结合孔隙度、渗透率在垂直于层面、平行于层面方向上正态分布曲线的概率密度函数分析,垂直层面上的孔隙度、渗透率的分布范围与平行层面的孔隙度、渗透率的分布范围并无明显差别,只是为平行层面数据峰值稍大,且两者渗透率之间的标准偏差基本相等,说明在垂直层面和平行层面方向上通过孔、渗评价致密砂岩储层非均质性得到的规律具有一致性(图7)。

通过分析垂直于和平行于层面方向上的孔隙度与渗透率交会图的相关性可知,两条拟合线近乎重合,可见露头区垂直层面和平行层面方向上孔隙度随渗透率

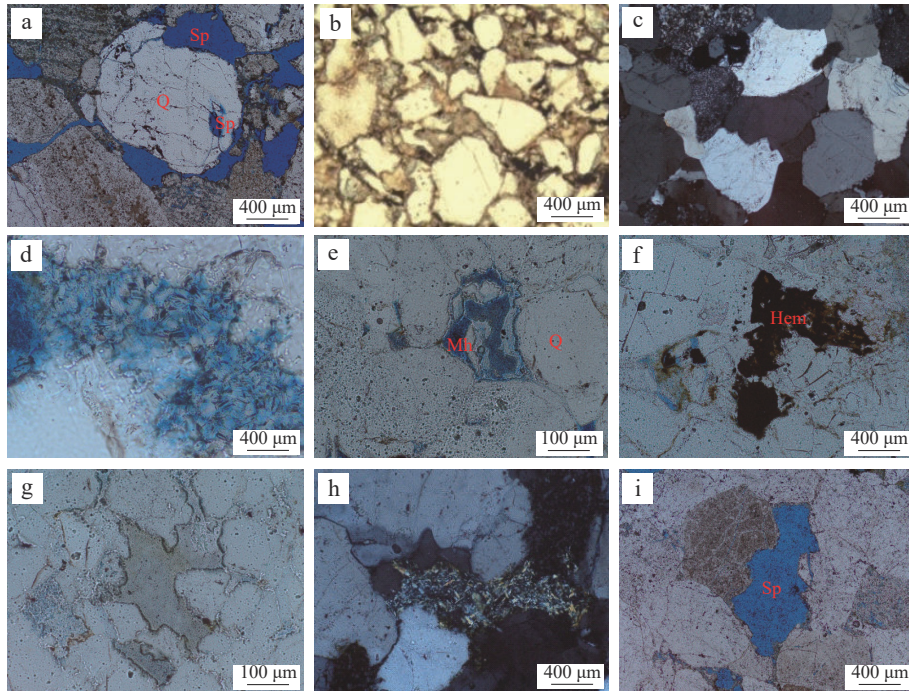


图5 柳江盆地山西组大石河河谷露头区储层岩石典型孔隙类型显微照片

Fig. 5 Typical pore types of reservoir rocks in the Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

- a. 样品 L1-12, 单偏光, 石英颗粒被压裂; b. 样品 L11-6, 单偏光, 泥质含量高, 未见原生孔隙; c. 样品 L1-1, 正交光, 石英呈近全包围状次生加大; d. 样品 L1-1, 单偏光, 高岭石胶结物, 晶间微孔; e. 样品 L8-6, 单偏光, 水云母薄膜式胶结, 铸模孔; f. 样品 L11-jx2, 单偏光, 含赤铁矿; g. 样品 L8-jx3, 单偏光, 泥质孔隙式胶结; h. 样品 L3-jx3, 正交光, 水白云母孔隙式胶结; i. 样品 L4-jx2, 单偏光, 超大孔、粒内缝、粒间溶孔

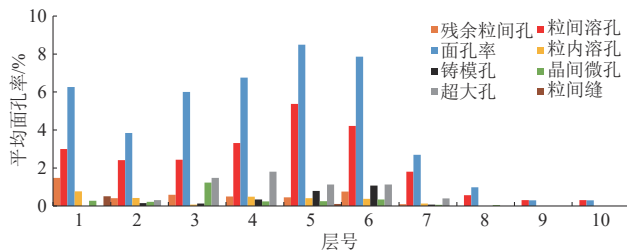


图6 柳江盆地山西组大石河河谷露头区储层岩石孔隙类型及平均面孔隙率柱状图

Fig. 6 Diagram showing pore types and their average surface porosity of reservoir rocks in the Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

的变化规律也基本相同,均随孔隙度增大而增大,但孔、渗相关性不强,数据离散,说明岩层孔隙结构复杂,地层非均质性强(图7)。

2.2 传统非均质性评价

储层岩石普遍存在非均质性,表现在成分、结构、物性等方面,油气勘探开发工作关注的是物性的变化^[7-8,15]。由于在常规储层中孔隙度与渗透率的相关性较强,因此在常规油气勘探开发中,通常将渗透率作为表征储层非均质性的指标,并基于该指标构建了突进系数、变异系

数、级差、均质系数等参数来评价储层非均质性。由前面分析可知致密砂岩储层由于特低孔、超低渗特点,物性上差异更大。而且渗透率参数显然无法合理反映受成分、粒度、结构、成岩作用等多因素影响的孔隙分布特征。因此基于渗透率指标的传统非均质性评价方法可能无法很好地反映致密砂岩储层物性的空间变化。

为验证传统评价方法是否适用于该区致密砂岩储层,把第2—第11层各样品测量出的渗透率值分别代入相应公式,计算出各样品的渗透率突进系数(T_k)、变异系数(N_k)和级差(J_k)(表2)。从表2数据分析可知,其垂直于层面方向上的变异系数分布在0.45~2.17,平均值为1.14,突进系数分布在1.50~4.90,平均值为2.82,级差普遍大于8.00;平行于层面方向上的变异系数分布在0.72~2.19,平均值为1.18,突进系数分布在2.00~5.13,平均值为2.89,级差普遍大于10。因此露头区储层的非均质性较强,在垂直和平行于平面的方向上其强度基本一致。从计算结果与储层非均质性的划分标准^[8]对比来看,若依据变异系数(V_k)和级差(J_k)参数划分,研究区储层定为强非均质性储层类型;若依据突进系数(T_k)参数划分,其为中等非均质性储层类型。可见采用基于渗透率构建的参数来定量表征致密砂岩储层非均质性,不同参数给出的表征结

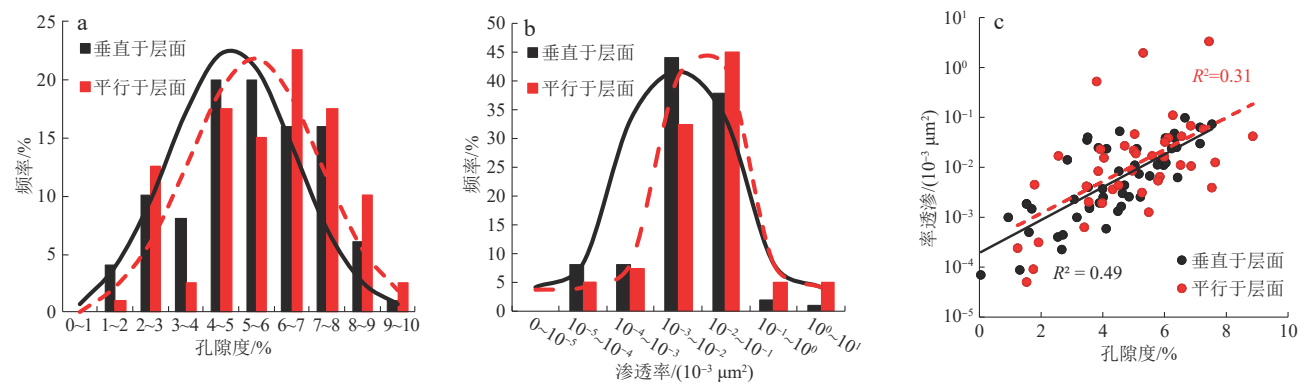


图7 柳江盆地山西组大石河河谷露头区垂直和平行于层面方向上孔隙度和渗透率分布及交会图

Fig. 7 Diagrams showing porosity and permeability in bedding-perpendicular and bedding-parallel directions and their cross-plot, the Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin
a. 垂直于和平行于层面方向上的孔隙度分布直方图;b. 垂直于和平行于层面方向上的渗透率分布直方图;c. 孔隙度和渗透率交会图

表2 柳江盆地山西组大石河河谷露头区储层非均质性参数计算值

Table 2 Calculated values of reservoir heterogeneity parameters in the Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

层号及岩柱方向	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)			V _k	T _k	J _k
	最大值	最小值	平均值			
第11层V	0.433 54	0.001 86	0.088 94	2.16	4.87	232.83
第10层V	0.063 25	0.000 02	0.019 74	1.45	3.20	2 461.41
第9层V	0.001 86	0.000 08	0.000 85	0.89	2.17	21.18
第9层H	0.004 52	0.000 05	0.001 04	1.86	4.33	89.53
第8层V	0.001 94	0.000 22	0.001 18	0.62	1.64	8.61
第8层H	0.526 65	0.000 62	0.107 08	2.19	4.91	836.89
第7层V	0.052 72	0.001 32	0.013 68	1.60	3.85	39.92
第7层H	0.027 19	0.001 26	0.013 44	0.79	2.02	21.50
第6层V	0.038 30	0.003 57	0.017 36	0.81	2.20	10.71
第6层H	0.038 66	0.003 92	0.019 62	0.76	1.96	9.85
第5层V	0.098 56	0.003 72	0.032 90	1.18	2.99	26.48
第5层H	0.068 01	0.005 41	0.033 10	0.84	2.05	12.55
第4层V	0.073 75	0.006 77	0.032 92	0.84	2.24	10.89
第4层H	0.110 90	0.006 47	0.043 94	1.07	2.52	17.12
第3层V	0.023 69	0.001 62	0.06 68	1.42	3.54	14.57
第3层H	0.058 53	0.003 13	0.019 35	1.20	3.02	18.69
第2层V	0.024 67	0.008 42	0.016 36	0.45	1.50	2.92

果是不同的。

此外,为了进一步分析这3项传统的评价参数是否能够真实反映致密砂岩储层物性变化情况,绘制了垂直于和平行于表面方向上渗透率的箱型图,以及这3个传统评价参数的折线图(图8)。箱形图中位数(黄色线)与平均值(黑色线)距离越远、箱形面积越大代表储层非均质性越强。这里从箱形图中可以看出,垂直于层面和平行于层面方向上的渗透率变化规律近乎一致。第4和第5层数据离散程度最高,非均质性应该最强,但V_k、J_k和T_k却反映第8和第11层非均质性强,这显然是矛盾

的。因此对于致密砂岩储层而言,传统的非均质性评价方法并不适用,必须综合考虑多因素耦合的影响。

3 储层非均质性综合定量表征

基于上文的分析,该研究区致密砂岩储层非均质性的影响因素较为复杂,使用单一参数难以表征储层非均质性。因此,需综合储层物性、岩石学特征等多属性参数,通过构建综合表征模型,提出综合评价指数来弥补单一参数评价致密砂岩储层非均质性时的缺陷。

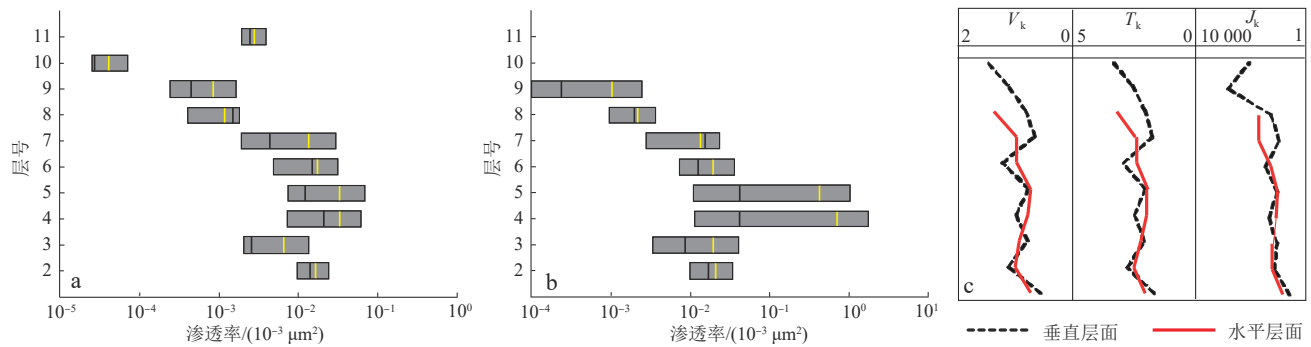


图 8 柳江盆地山西组大石河河谷露头区不同方向上渗透率分布及储层非均质性评价参数的对比

Fig. 8 Distribution of permeability and comparison of purareters for reservoirs heterogeneity description in bedding-perrendicualr and bedding-panaled diagrams, the Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

a. 垂直于层面方向上渗透率分布;b. 水平于层面方向上渗透率分布;c. 垂直于层面和水平于层面方向上的非均质性评价参数对比

3.1 露头致密砂岩储层非均质性结构模型建立

根据前文所述影响因素与非均质性的相关性,建立露头致密砂岩储层非均质性结构模型,如表 3 所示。

3.2 露头致密砂岩储层非均质性表征模型建立

鉴于传统的渗透率变异系数、突进系数和级差等参数^[24-25],已不适用于定量评价该区储层非均质性,且在利用这些参数开始评价时存在计算数值无界、分类方案主观性强及定量化程度不高等问题,不能全面、定量地刻画致密砂岩储层非均质特征,因此本文以洛伦兹曲线法为基础,综合考虑前述致密砂岩储层非均质性结构模型,构建了一种新的非均质性综合表征参数。该参数适合于任何类型的储层,其优点在于进行多指标综合评价储层非均质性时,综合考虑于储层物性、岩石学特征等属性,同时省去了以往因量纲不同而需对不同指标进行的归一化处理的步骤,并且通过洛伦兹曲线可以直观地看出非均质性的强弱。

表 3 柳江盆地山西组大石河河谷露头区致密砂岩储层非均质性层次结构

Table 3 Heterogeneity hierarchy structure of tight sandstone reservoirs in Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

目标层 A	准则层 B	指标层 C
储层非均质性 A	正向指标 B ₁	渗透率 C ₁
		面孔率 C ₂
		孔隙度 C ₃
	负向指标 B ₂	填隙物含量 C ₄
		粒度 C ₅
		石英含量 C ₆

运用洛伦兹曲线法求取致密砂岩露头储层综合表征参数的方法具体如下:

1) 将实验室分析数据按从小到大的顺序排列,分别计算实验分析数据累计百分比和岩样累计百分比得到统计数据(图 9a)。

2) 采用曲线拟合法将统计数据转换为洛伦兹曲线 $f(x)$ 。

3) 如图 9b 所示,洛伦兹曲线与绝对平均线之间的包络面积为 A ,洛伦兹曲线右下方与坐标轴的包络面积为 B ,并以 A 除以 $(A+B)$ 的商表示不均等程度 L [公式(1)],这个商被称为洛伦兹系数。

4) 通过层次分析法^[26-28]确定所选取指标的洛伦兹系数在综合表征参数中的权重,最终确定综合表征参数 H [公式(2)]。

$$L = \frac{A}{A+B} = 2A = 1 - 2 \int_0^1 f(x)dx \quad (1)$$

$$H = \sum_{i=1}^n L_i W_i \quad (2)$$

式中: $f(x)$ 为洛伦兹曲线; H 为综合表征参数,值越大,非均质性越强; L_i 为某一指标的洛伦兹系数; W_i 为某一指标的洛伦兹系数对应的权重。

3.3 研究区致密砂岩储层非均质性表征过程

首先对由野外露头样品所获数据进行处理,分别作渗透率、面孔率、孔隙度、填隙物含量、粒度及石英含量的洛伦兹曲线。图 10 中各指标的洛伦兹曲线与绝对平均线包络的面积越大,指标离散程度越大,说明储层的各项属性在三维空间的不均一程度越高,非均质性越强。

通过洛伦兹曲线分别计算渗透率、面孔率、孔隙度、填隙物含量、粒度、石英含量的洛伦兹系数[公式(1)],得到如下计算结果(表 4)。

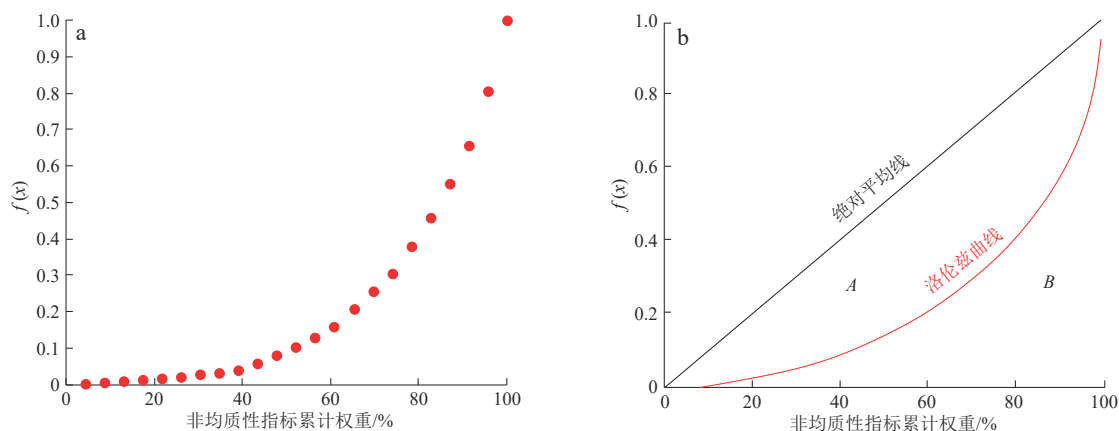


图9 柳江盆地山西组大石河河谷露头区渗透率洛伦兹曲线示意图

Fig. 9 Lorentz curves of permeability of the Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

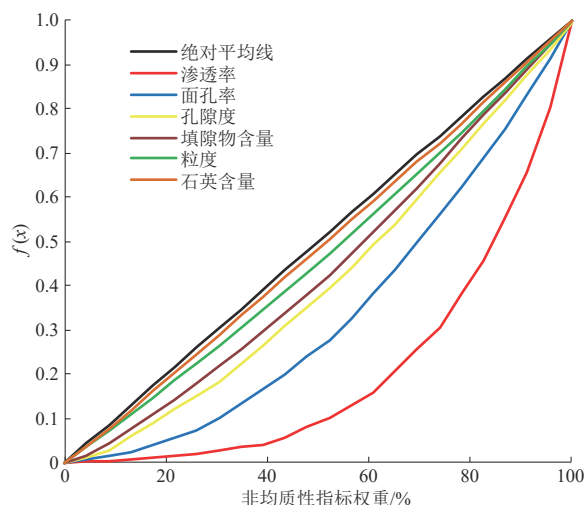


图10 柳江盆地山西组大石河河谷露头区洛伦兹曲线综合指标

Fig. 10 Comprehensive indexes of Lorentz curves for the Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

表4 柳江盆地山西组大石河河谷露头区渗透率、面孔率、孔隙度、填隙物含量、粒度、石英含量的洛伦兹系数计算结果

Table 4 Lorentz coefficient calculation results of permeability, porosity, surface porosity, cement content, grain size and quartz content, Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

指标	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	面孔率/ %	孔隙度/ %	填隙物 含量/%	粒度/ mm	石英 含量/%
洛伦兹 系数	0.76	0.53	0.24	0.18	0.11	0.03

然后,基于致密砂岩储层非均质性结构模型以及对岩样渗透率、孔隙度、面孔率、填隙物、粒度、石英含量数据的离散程度分析,借鉴 Saaty^[26]提出的1—9的尺度关系,用 a_{ij} 来代表尺度,1—9影响强度逐渐增强,

表5 柳江盆地山西组大石河河谷露头区致密砂岩储层非均质性层次判断矩阵及一致性检验结果

Table 5 Judgment matrix and consistency test results of heterogeneity level of tight sandstone reservoirs, Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

层次模型		判断矩阵		权重		一致性检验
A-B		B ₁		B ₂		$\lambda_{\max}$ =2.000 0
	B ₁	1		7	0.875 0	CI=0
	B ₂	1/7		1	0.125 0	CR=0
B ₁ -C		C ₁	C ₂	C ₃		
	C ₁	1	2	5	0.581 6	$\lambda_{\max}$ =3.003 6
	C ₂	1/2	1	3	0.309 0	CI=0.001 8
	C ₃	1/5	1/3	1	0.109 5	CR=0.003 6
B ₂ -C		C ₄	C ₅	C ₆		
	C ₄	1	2	3	0.539 6	$\lambda_{\max}$ =3.009 2
	C ₅	1/2	1	2	0.292 0	CI=0.004 6
	C ₆	1/3	1/2	1	0.163 4	CR=0.008 8

注:判断矩阵最大特征根 $\lambda_{\max}$ 分别为2.000 0,3.003 6,3.009 2,一致性指标 CI 分别为0,0.001 8,0.004 6,一致性比例 CR 分别为0,0.003 6,0.008 8,权重均小于0.1,具有较好一致性。

分别比较两个具有不同性质的因素 c_i 和 c_j 对上层因素 b 的影响,确定不同影响因素的标度,再用成对比较的方法依据该区域各非均质性影响因素关系构造出判断矩阵,并对各个影响因素指标进行一致性检验和层次总排序,如表5所示,最终将各指标对应的权重代入公式(2)进行运算。

对于依据该区域各非均质性影响因素构造出的判断矩阵,其最大特征值所对应的特征向量则为规范化权重值^[27]。为了从致密砂岩储层非均质性层次判断矩阵中提炼出有用的信息,得来对事物的规律性认识,为决策提供科学依据,对各个影响因素进行了一致性检验。最终利用层次分析法^[26-28]计算得到了准则层对

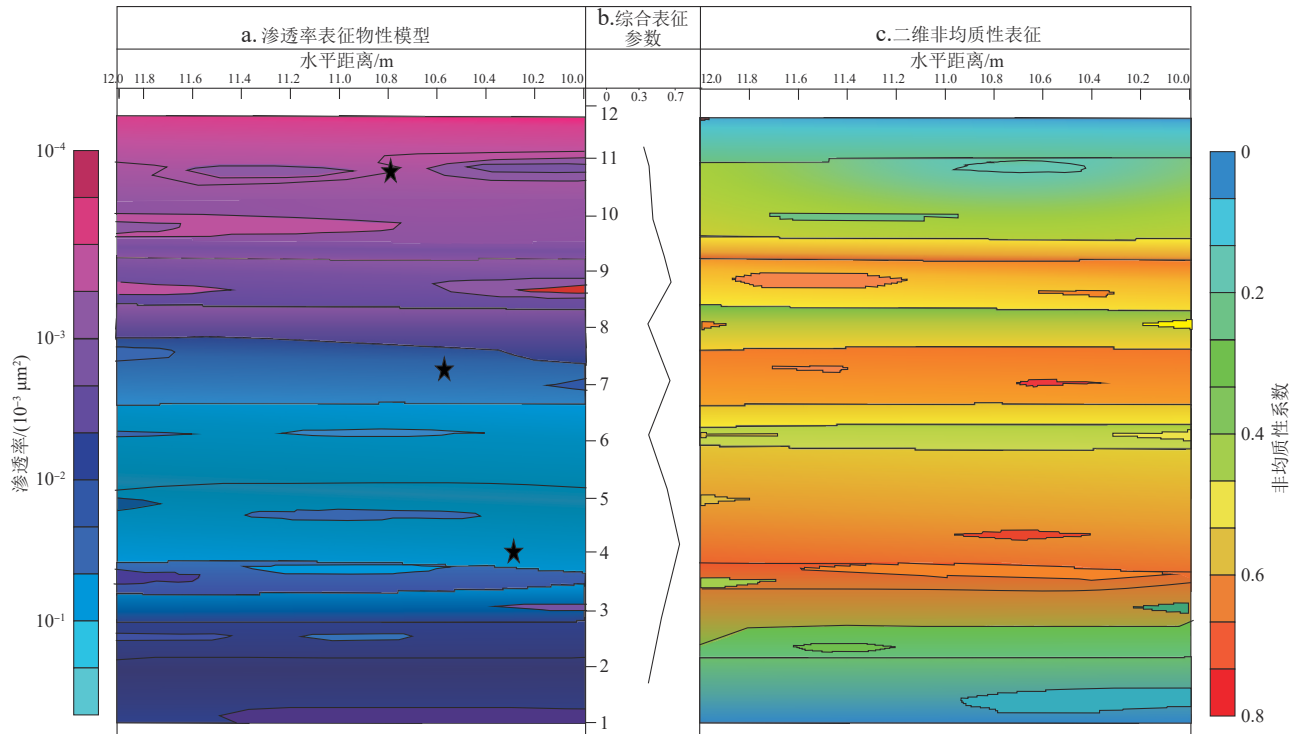


图11 柳江盆地山西组大石河河谷露头区致密砂岩储层非均质性综合表征模型

Fig. 11 Comprehensive characterization model for heterogeneity of tight sandstone, Shanxi Formation, Dashi River Valley outcrop, Liujiang Basin

目标层A的影响权重 $W_1=[0.875, 0.125]$, 指标层 C_1, C_2 和 C_3 对准则层 B_1 的影响权重 $W_2=[0.5816, 0.3090, 0.1095]$, 指标层 C_4, C_5 和 C_6 对准则层 B_2 的影响权重 $W_3=[0.5816, 0.3090, 0.1095]$, 即确定岩样渗透率、面孔率、孔隙度、填隙物含量、粒度、石英含量对非均质性的权重分别为0.5089, 0.2704, 0.0958, 0.0675, 0.0365和0.0204。代入公式(2)计算出整体非均质性综合表征参数为0.57。依照上述流程分别计算了各层综合表征参数(图11)。

3.4 表征结果分析

通过上述步骤算出各层综合表征参数值, 分别作折线图和二维非均质性表征图, 与通过渗透率数据所作物性表征图对比分析(图11)。可见在第5层、第8层、第11层附近两图存在明显差异(图中★所标注层位)。由于该综合表征储层非均质性方法除了考虑到渗透率的影响, 还综合了碎屑颗粒大小、矿物组分和孔隙度、胶结类型等影响因素, 弥补了用单一渗透率来表征非均质性强弱的不合理之处。根据对前文研究区储层特征分析可知呈现差异的原因如下: 第5层面孔率较大(图6), 孔隙分布不均, 虽渗透率差异不大也呈现较强非均质性; 第1—第8层岩石主要为岩屑质石英粗砂

岩、中砂岩, 第9—第12层岩石主要为泥质粉砂岩, 粒度的变化对孔隙度影响较强, 呈现较强非均质性(图3); 第11层岩样薄片(图5)上可清楚观察到泥质含量高且伴随着较多铁质胶结的现象, 加剧致密化, 面孔率也随之减小, 虽渗透率差异较大但非均质性却较弱。总体上, 根据洛伦兹系数国际判别标准, 即结合起来参数大于0.3, 指示储层具有较强非均质性, 判定为强非均质性储层。

从公式(1)和公式(2)可看出, 对于均质地层, 多因素洛伦兹系数综合值与单因素值重合度高, 该方法依然适用。而在非均质地层, 该方法对样品数量有一定要求, 样品点越多表征结果越接近真实情况。尽管该表征方法是基于对柳江盆地山西组露头剖面数据分析建立的, 研究区与其他地区类似储层非均质性影响因素不尽相同, 但对于后者而言本文所提供的非均质性多因素表征思路及仍然是适用的。

4 结论

1) 柳江盆地二叠系山西组致密砂岩储层岩石主要发育岩屑质石英砂岩和泥质粉砂岩, 垂向上自下而上, 岩石粒度逐渐变小, 分选性、磨圆度逐渐变差。岩

石的胶结类型以孔隙式为主,孔隙类型以溶蚀孔为主,属于特低-超低孔、超低渗储层。

2) 露头区垂直层面和平行层面的孔隙度与渗透率的变化规律基本一致,但孔隙度与渗透率之间的相关性较差,仅用渗透率指标难以反映研究区孔隙度的变化。传统的基于渗透率指标的非均质性评价方法主要是针对垂向非均质性强的储层,规避了致密砂岩自身特性造成的平行层面非均质性问题。说明采用突进系数、变异系数、级差等基于渗透率参数的传统非均质性的评价方法不适用于致密砂岩储层,必须综合考虑多因素耦合的影响。

3) 提出了一种定量表征致密砂岩储层非均质性的新方法,该方法综合考虑了碎屑颗粒大小、矿物组分、胶结类型、孔隙度和渗透率等因素,利用层次分析法和洛伦兹系数建立了山西组露头致密砂岩储层非均质性综合表征模型。该方法的表征结果表明研究区主要发育强非均质性储层,对比渗透率单一参数表征结果,该方法所得结果与实际情况的契合程度更高,证实了该方法的可靠性。这也为其他类型非常规储层非均质性表征提供了新思路和新方法。

参 考 文 献

- [1] 林克湘,张昌民,雷卞军,等. 地面-地下对比建立储层精细地质模型[M]. 北京:石油工业出版社,1995:1-158.
LIN Kexiang, ZHANG Changmin, LEI Bianjun, et al. Surface-underground correlation to establish a fine reservoir geological model[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 1-158.
- [2] 邹才能,杨智,朱如凯,等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报,2015,89(6):979-1007.
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHU Rukai, et al. Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies [J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89 (6): 979-1007.
- [3] 闫德宇. 鄂尔多斯盆地上古生界页岩气成藏条件研究[D]. 北京:中国地质大学(北京),2013.
YAN Deyu. The analysis of shale gas accumulation conditions in the Upper Paleozoic Ordos Basin[J]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2013.
- [4] 赵靖舟,白玉彬,曹青,等. 鄂尔多斯盆地连续型低渗透-致密砂岩大油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质,2012,33(6):811-827.
ZHAO Jingzhou, BAI Yubin, CAO Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: A new pattern for large tight sand oilfields in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33 (6): 811-827.
- [5] 郭彦如,刘俊榜,杨华,等. 鄂尔多斯盆地延长组低渗透致密岩性油藏成藏机理[J]. 石油勘探与开发,2012,39(4):417-425.
GUO Yanru, LIU Junbang, YANG Hua, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of low permeable tight lithologic oil reservoirs in the Yanchang Formation, Ordos Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39 (4): 417-425.
- [6] 张凌云,季凤玲,谭晶明. 渗透率在百色盆地致密储层评价中的应用[J]. 石油仪器,2008,22(3):50-53,101.
ZHANG Lingyun, JI Fengling, TAN Jingming. Application of permeability parameter to evaluation of tight and heterogeneity clastic reservoir in Baise Basin [J]. Petroleum Instruments, 2008, 22(3): 50-53, 101.
- [7] 张云鹏,汤艳. 油藏储层非均质性研究综述[J]. 海洋地质前沿,2011,27(3):17-22.
ZHANG Yunpeng, TANG Yan. A review of reservoir heterogeneity research [J]. Marine Geology Frontiers, 2011, 27(3): 17-22.
- [8] 陈欢庆,王珏,杜宜静. 储层非均质性研究方法进展[J]. 高校地质学报,2017,23(1):104-116.
CHEN Huanqing, WANG Jue, DU Yijing. Advances of research methods on reservoir heterogeneity [J]. Geological Journal of China Universities, 2017, 23(1): 104-116.
- [9] 陈朝兵,付玲,陈新晶,等. 致密砂岩微观非均质性定量评价方法研究——以鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长6油层组为例[J]. 沉积学报,2021,39(5):1086-1099.
CHEN Chaobing, FU Ling, CHEN Xinjing, et al. Quantitative evaluation method for micro heterogeneity of tight sandstone: A case study of Chang-6 reservoir of Yanchang Formation in Huaqing area, Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39 (5): 1086-1099.
- [10] 王蕾. 碎屑岩储层物性露头类比研究[D]. 大庆:东北石油大学,2018.
WANG Lei. A study on the physical outcrop analogy of the clastic rock reservoir [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2018.
- [11] 周银邦,赵淑霞,张庆新,等. 露头类比方法在地下储层建模中的应用进展[J]. 地质科技情报,2017,36(1):247-254.
ZHOU Yinbang, ZHAO Shuxia, ZHANG Qingxin, et al. Progress of the outcrop analogy method application in the modeling of underground reservoirs [J]. Geological Science and Technology Information, 2017, 36(1): 247-254.
- [12] 公繁浩,鲍志东,季汉成,等. 鄂尔多斯盆地姬塬地区上三叠统长6段储层成岩非均质性[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2011,41(3):639-646.
GONG Fanhao, BAO Zhidong, JI Hancheng, et al. Study on the reservoir diagenesis heterogeneity of Chang 6 member of Upper Triassic in Jiuyan area of Ordos Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2011, 41(3): 639-646.
- [13] 惠宽洋,张哨楠,李德敏,等. 鄂尔多斯盆地北部下石盒子组-山西组储层岩石学和成岩作用[J]. 成都理工学院学报,2002,29(3):272-278.
HUI Kuanyang, ZHANG Shaonan, LI Demin, et al. Reservoir petrology and diagenesis of Lower Shihezi Formation and Shanxi

- Formation in northern Ordos Basin [J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2002, 29(3): 272-278.
- [14] 林承焰, 谭丽娟, 于翠玲. 论油气分布的不均一性 (I)——非均质控油理论的由来[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(2): 16-21.
- LIN Chengyan, TAN Lijuan, YU Cuiling. Research on the heterogeneous distribution of petroleum (I)——origin of the theory of uneven quality control oil [J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(2): 16-21.
- [15] 卢晨刚, 张遂安, 毛潇潇, 等. 致密砂岩微观孔隙非均质性定量表征及储层意义——以鄂尔多斯盆地X地区山西组为例[J]. 石油实验地质, 2017, 39(4): 556-561.
- LU Chengang, ZHANG Suian, MAO Xiaoxiao, et al. Quantitative characterization of microscopic pore heterogeneity in tight sandstones and its reservoir significance: A case study of the Shanxi Formation in X area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2017, 39(4): 556-561.
- [16] 李明, 戚楠, 陈朝兵, 等. 甘谷驿油田L2区特低渗储层非均质性及其对油层分布的影响[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(2): 1-6.
- LI Ming, QI Nan, CHEN Chaobing, et al. Extra-low permeability reservoir heterogeneity and its effect on the distribution of reservoirs in L2 area of Ganguyi Oilfield [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(2): 1-6.
- [17] 于兴河, 李顺利, 杨志浩. 致密砂岩气储层的沉积-成岩成因机理探讨与热点问题[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(1): 1-13, 131.
- YU Xinghe, LI Shunli, YANG Zhihao. Discussion on deposition-diagenesis genetic mechanism and hot issues of tight sandstone gas reservoir [J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(1): 1-13, 131.
- [18] 裴怿楠, 薛叔浩. 油气储层评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 152-172.
- QIU Yinan, XUE Shuhao. Oil and gas reservoir evaluation technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 152-172.
- [19] MIALD A D. Reservoir heterogeneities in fluvial sandstones: Lessons from outcrop studies [J]. AAPG Bulletin, 1988, 72(6): 682-697.
- [20] WEBER K J. How heterogeneity affects oil recovery [M]//LAKE L W, CARROLL H B, Jr. Reservoir Characterization. Orlando: Academic Press, 1986: 487-544.
- [21] 秦波, 曹斌风, 周进松, 等. 致密砂岩气储层有效性识别和定量评价——以鄂尔多斯盆地东南部上古生界山西组一段为例[J]. 沉积学报, 2019, 37(2): 403-415.
- QIN Bo, CAO Binfeng, ZHOU Jinsong, et al. Availability identification of tight gas sandstone reservoirs and quantitative assessment: A case study from the first member of the Upper Paleozoic Shanxi Formation in the southeastern Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019, 37(2): 403-415.
- [22] 曹江骏, 陈朝兵, 程皇辉, 等. 成岩作用对深水致密砂岩储层微观非均质性的影响——以鄂尔多斯盆地合水地区长7油层组为例[J]. 沉积学报, 2021, 39(4): 1031-1046.
- CAO Jiangjun, CHEN Chaobing, CHENG Huanghui, et al. Effect of diagenesis on microheterogeneity of deepwater tight sandstone reservoirs: A case study from the Triassic Chang 7 oil-bearing formation in Heshui area, Ordos Basin, NW China [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(4): 1031-1046.
- [23] 李文浩, 卢双舫, 王民, 等. 基于扫描电镜大视域拼接技术定量表征致密储层微观非均质性[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1497-1504.
- LI Wenhao, LU Shuangfang, WANG Min, et al. Quantitative characterization of micro heterogeneity of tight reservoirs by large-view FE-SEM splicing technology [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1497-1504.
- [24] 陈德坡, 王延忠, 柳世成, 等. 孤东油田七区西馆陶组上段储层非均质性及剩余油分布[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(5): 539-543.
- CHEN Depo, WANG Yanzhong, LIU Shicheng, et al. Reservoir heterogeneity and distribution of remaining oil in upper Guantao Formation in 7th block west, Gudong oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(5): 539-543.
- [25] 尹志军, 鲁国永, 邹翔, 等. 陆相储层非均质性及其对油藏采收率的影响——以冀东高尚堡和胜利永安镇油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 106-110.
- YIN Zhijun, LU Guoyong, ZOU Xiang, et al. Heterogeneity of non-marine reservoirs and its influences on recovery factor: take Gaoshangpu and Yonganzhen oil reservoirs in Jidong and Shengli oilfields as examples [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(1): 106-110.
- [26] SAATY T L. The analytic hierarchy process: Planning, setting priorities, resource allocation [M]. New York: McGraw-Hill International Book Company, 1980.
- [27] 储敏. 层次分析法中判断矩阵的构造问题[D]. 南京: 南京理工大学, 2005.
- CHU Min. The construction of judgment matrix in analytic hierarchy process [D]. Nanjing: Nanjing University of Science and Technology, 2005.
- [28] 张昌民. 储层研究中的层次分析法[J]. 石油与天然气地质, 1992, 13(3): 344-350.
- ZHANG Changmin. Analytic Hierarchy Process in reservoir research [J]. Oil & Gas Geology, 1992, 13(3): 344-350.

(编辑 张亚雄)