

doi: 10.11720/wtyht.2024.2576

赵冰. 基于孔喉分布碳酸盐岩储层类型划分[J]. 物探与化探, 2024, 48(1): 134-141. <http://doi.org/10.11720/wtyht.2024.2576>Zhao B. Classification of carbonate reservoirs based on pore throat radius distributions[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2024, 48(1): 134-141. <http://doi.org/10.11720/wtyht.2024.2576>

基于孔喉分布碳酸盐岩储层类型划分

赵冰

(中国石化江汉油田勘探开发研究院, 湖北 武汉 430074)

摘要: 针对储集空间多样、非均质性强的碳酸盐岩储层, 由于内部孔隙结构复杂, 常规的岩石物理分类方法难以准确地划分储层类别, 特别是对孔喉半径呈现双峰、三峰等多峰分布的复杂多孔隙系统。本文以中东某油田 M 组碳酸盐岩储层为研究对象, 明确了岩石内部孔隙结构决定孔喉半径分布特征, 进而影响岩石的类型划分。因此从孔喉大小分布入手, 考虑多峰样品中每个峰对应孔隙组分对岩石储集空间及渗流作用的贡献, 以累积渗透率曲线为依据, 提出了结合孔喉大小及其占比的组合孔喉半径参数 (R_{max}^*) 来表征岩石的孔隙结构, 并对选取的 114 块双峰及 43 块三峰岩样进行分类。结合物性、压汞、薄片、测井等资料, 对每类储层特征展开了深入研究。结果表明, 相比于利用单一孔喉半径 (Winland R_{35}) 的分类结果, R_{max}^* 可以更好地表征储层孔隙结构, 提高储层的分类效果。

关键词: 碳酸盐岩; 岩石物理分类; Winland R_{35} ; 孔喉半径分布; R_{max}^*

中图分类号: TE122

文献标识码: A

文章编号: 1000-8918(2024)01-0134-08

0 引言

储层分类作为现今油气田开发研究的重要环节之一, 其类别划分的合理性与否直接关系到后期储层能否有效地开发^[1-3], 但如何在储层中开展准确的分类工作一直是国内外研究的热点^[4-6]。尤其对非均质性储层来说, 其宏观物性参数差异大且变化无规则, 常规分类方法难以准确划分储层类别^[7-8]。以岩石物理特征为依据的储层分类方法, 从岩石内部孔隙结构研究入手, 在成因机理上把握储层的储集空间和渗流能力, 划分出的储层类别不仅可以很好地约束物性参数, 且方便借助岩心资料刻度测井^[9-11], 进而对单井储层进行连续分类与识别, 如经典的 Winland R_{35} 方法。该方法以毛管压力曲线为依据, 认为进汞饱和度达到 35% 时对应的孔喉半径可反映岩石中最大连通孔喉半径, 与岩石孔渗具有直接关系, 可根据孔喉半径值 R_{35} 大小进行储层岩石分类^[12], 并不断有学者尝试用其他孔喉半径值 (R_{10} , R_{50} 等) 来进行储层类别划分^[13-14]。但对于

沉积过程受多种成岩作用共同控制的碳酸盐岩来说, 岩石内部发育多种孔隙类型, 储层非均质性强^[15-17], 若笼统以进汞饱和度达到某一固定值对应的孔喉半径大小划分岩石类型带有一定的片面性^[18], 没有充分考虑其他孔隙的发育及整体的孔喉分布特征, 特别是对于碳酸盐岩储层中孔喉半径呈双峰、三峰等多峰分布的复杂多孔隙系统。

为解决在复杂多峰的强非均质性碳酸盐岩储层分类中存在的问题, 本文以中东某碳酸盐岩储层为例, 从孔隙结构入手, 结合孔喉大小及分布, 以累积渗透率曲线为依据, 提出了一种组合孔喉半径的新参数并用其对储层进行分类, 新参数能更全面地评价储层孔隙结构, 提高了储层分类的效果, 为强非均质性储层类别的有效划分提供了新的思路。

1 复杂碳酸盐岩储集层岩石类型主控因素

储层岩石物理分类主要取决于岩石物理性质, 即通过反映岩石物理特征参数来对储层进行类别划分, 使得每一类储集层在岩石物理特征上相对均

收稿日期: 2022-12-26; 修回日期: 2023-10-20

基金项目: 中国石油化工股份有限公司科技攻关项目“江汉油田低渗致密油藏有效动用关键技术研究”(P20069-5)

第一作者: 赵冰 (1995-), 女, 工程师, 2017 年毕业于长江大学勘查技术与工程专业, 2020 年毕业于长江大学地球探测与信息技术专业, 获硕士学位, 现主要从事油气藏开发工作。Email: 605419901@qq.com

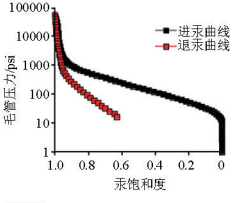
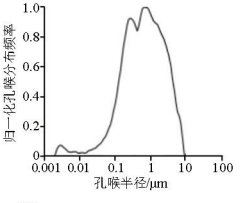
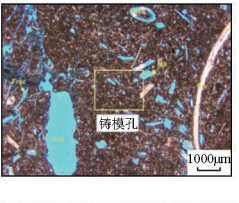
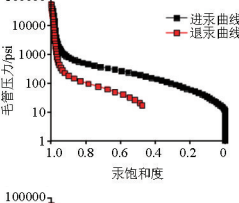
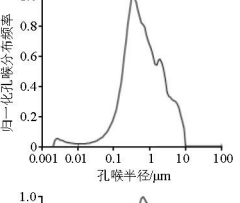
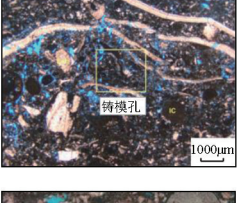
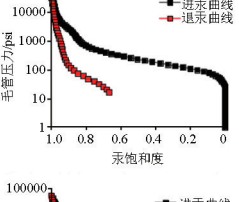
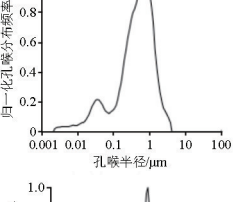
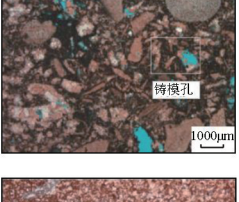
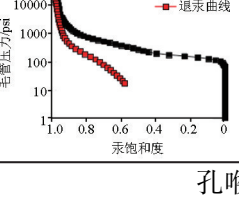
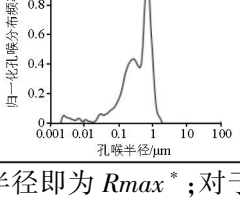
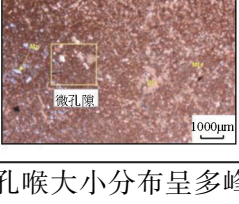
匀,孔隙结构基本一致^[19-20]。以 Winland R35 岩石物理分类方法为例,对常规储层来说确实可以通过 R35 值来实现储层类别划分,但对于非均质性强的碳酸盐岩来说,影响储集空间的因素众多,常常出现 R35 基本一致的岩石,其毛管压力曲线及孔喉半径分布存在差异。如在研究区,两组岩心样品的薄片、压汞等实验分析结果如表 1 所示,每组样品在 R35 值相近,孔渗参数也比较相似的情况下,毛管压力曲线和孔喉半径分布差别较大。通过薄片观察,这些

差异是由岩石内部孔隙结构不同造成的。且每块岩石样品发育多种孔隙类型,孔隙结构复杂,导致毛管压力曲线存在拐点,对应的孔喉半径同样呈现多峰分布,而 Winland R35 仅用单孔喉参数来表征岩石孔隙结构,对复杂碳酸盐岩储层是存在一定局限性的。

对于孔隙结构多样的复杂碳酸盐岩储层,需要加强岩石内部微观孔喉特征研究,提出一种全面客观反映孔隙结构的新孔喉参数来精细划分储层类型。

表 1 R35 相近岩心分析资料对比

Table 1 Comparison of core analysis data with similar R35 values

样品	孔隙度/%	渗透率/mD	R35/ μm	毛管压力曲线	孔喉半径分布	铸体薄片
1-1	26.04	9.35	1.09			
1-2	25.84	12.34	0.96			
2-1	16.59	2.55	0.67			
2-2	17.59	1.83	0.60			

2 结合孔喉大小及其占比的新参数

2.1 新参数 R_{max}^* 的提出

岩石内部微观孔隙结构对宏观参数的控制,主要取决孔喉大小及其占比,反映为储层的储集及渗流能力^[21-22]。一般来说,连通孔喉半径越大且占比越高的岩石,其储层类别越好,相反孔喉半径较小且占比高的岩石,其类别越差。岩石内部占比最高的孔喉半径反映在孔喉半径分布图上,即峰值对应的孔喉半径,可以用其来表征岩石的孔隙结构,命名为 R_{max}^* ,相比于固定的孔喉半径值,每块岩石的 R_{max}^* 是不同,对于孔喉大小分布集中,呈单峰形态的岩样来说,直接取孔喉半径分布图上峰值对应的

孔喉半径即为 R_{max}^* ;对于孔喉大小分布呈多峰形态的岩样来说,其微观孔隙结构非均质性强,孔隙类型多样,各个孔喉的发育对储层的储集和渗流能力都有贡献。孔喉半径的大小对应储集能力,渗透率的贡献对应其渗流能力,两者结合即可表征该孔喉的孔隙结构。故对于多峰样品来说,可以把孔喉整体划分为大、中、小等若干孔隙组分,利用各个孔隙组分的孔喉大小和渗透率贡献计算出一个综合孔喉参数,即为该块样品的 R_{max}^* 。

2.2 R_{max}^* 参数的提取

单峰岩样(图 1a)的孔喉分布只存在一个峰值,读取其对应的孔喉半径值即为该单峰样品的 R_{max}^* 。多峰岩样的孔喉分布存在多个峰值,按照每一峰值两侧的波谷间的范围把孔喉整体划分为多

个孔隙组分,每个孔隙组分的峰值对应的孔喉半径值是其 $Rmax_i^*$,以渗透率的贡献值大小来对各 $Rmax_i^*$ 给定一个权系数,根据式(1)计算可得 $Rmax^*$:

$$Rmax^* = \sum_{i=1}^n C_i \times Rmax_i^* \quad (1)$$

式中: C_i 为不同孔喉半径的权系数; $Rmax_i^*$ 为第 i 个孔隙组分对应的孔喉半径; $Rmax^*$ 为加权后的综合孔喉半径参数; i 为不同孔隙组分序号; n 为总的孔隙组分个数。

双峰样品(图 1b)在孔喉分布图上从右至左依次对应两个峰值 $Rmax_1^*$ 和 $Rmax_2^*$, $Rmax_1^*$ 代表较

大孔喉, $Rmax_2^*$ 代表较小孔喉。图中红色曲线为累计渗透率贡献,以每个峰值对应孔隙组分的渗透率贡献值作为其权系数, $Rmax_1^*$ 和 $Rmax_2^*$ 中间波谷点对应的累计渗透率贡献值 C_1 即为 $Rmax_1^*$ 的权系数, $Rmax_2^*$ 对应的权系数即为 $(1-C_1)$ 。三峰样品(图 1c)在孔喉分布图上从右至左对应 3 个峰值 $Rmax_1^*$ 、 $Rmax_2^*$ 和 $Rmax_3^*$, 分别代表大、中、小孔喉三部分。 $Rmax_1^*$ 和 $Rmax_2^*$ 中间波谷点对应的累计渗透率贡献值为 C_1 , $Rmax_2^*$ 和 $Rmax_3^*$ 中间波谷点对应的累计渗透率贡献值 C_2 , $Rmax_1^*$ 的权系数为 C_1 , $Rmax_2^*$ 的权系数为 (C_2-C_1) , $Rmax_3^*$ 的权系数为 $(1-C_2)$ 。

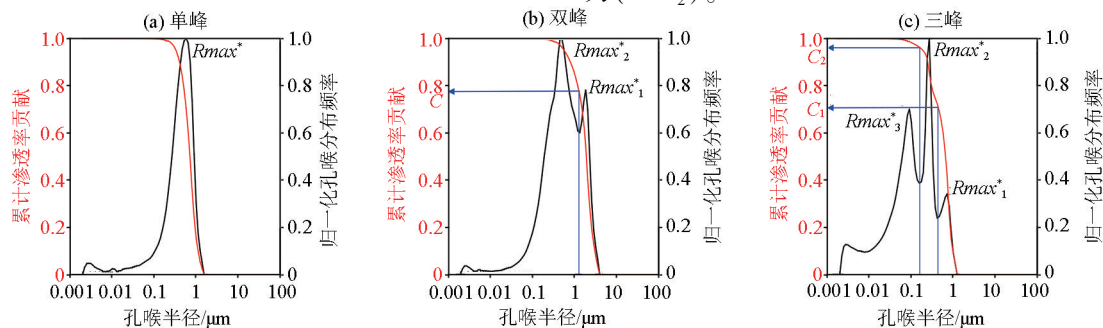


图 1 $Rmax^*$ 参数求取示意

Fig. 1 $Rmax^*$ parameter extraction of monomodal

按照上述方法,求出 536 块样品的 $Rmax^*$ 值,其中单峰 379 块,双峰 114 块,三峰 43 块。对比 536 块样品的 $Rmax^*$ 值和 $R35$ 值(图 2)可以发现,单峰样品的 $Rmax^*$ 和 $R35$ 近似相等,但对于双峰和三峰样品, $Rmax^*$ 较大于 $R35$,说明对于均质储层, $R35$ 和 $Rmax^*$ 的效果是一样的,对于非均质储层, $R35$ 没有充分考虑多峰岩心样品孔隙结构的复杂性,忽略了其他发育的孔喉对储层的影响。

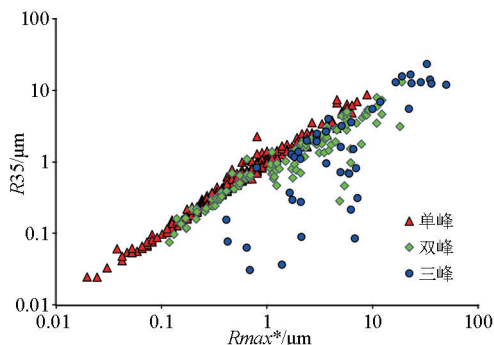


图 2 $Rmax^*$ 与 $R35$ 对比

Fig. 2 $R35$ versus $Rmax^*$

3 新孔喉参数 $Rmax^*$ 的应用效果评价

由于单峰样品的 $Rmax^*$ 和 $R35$ 近似相等,避免

其数量多过对 $Rmax^*$ 在双峰和三峰的分类效果产生影响,本次储层分类研究仅以双峰和三峰样品展开。

3.1 储层类别划分

对研究区 114 块双峰和 43 块三峰,共 157 块样品分别用 $Rmax^*$ 和 $R35$ 对其进行分类,划分原理参考 Al-Qenae K J^[23]。将反映储层孔隙结构的参数排序后绘制其与序号的半对数分布图,观察直线的斜率变化,每一次斜率的变化都表明一种新的岩石类型。如图 3,分别绘制 $Rmax^*$ 和 $R35$ 的半对数分布,按照斜率的变化, $Rmax^*$ 将该 157 块岩样分成了 5 类,界限为 0.4、0.8、1.8、7.8 μm ,同样 $R35$ 也将该 157 块岩样分成了 5 类,界限为 0.1、0.5、2.7、7.3 μm 。下面依次从 4 个方面对两种参数的分类合理性进行比较。

3.2 分类效果评价

3.2.1 储层物性

孔隙度和渗透率是评价储集层的重要参数,可以在宏观上直接反映储层分类效果。从孔渗分布图上(图 4)可以看出,以 $Rmax^*$ 分类后的孔渗界限较 $R35$ 明显,每一类的孔渗点分布更加集中,且类与类之间的重叠范围也比以 $R35$ 分类的较小。

3.2.2 储层孔喉结构

毛管压力曲线形态主要取决于孔喉半径的大

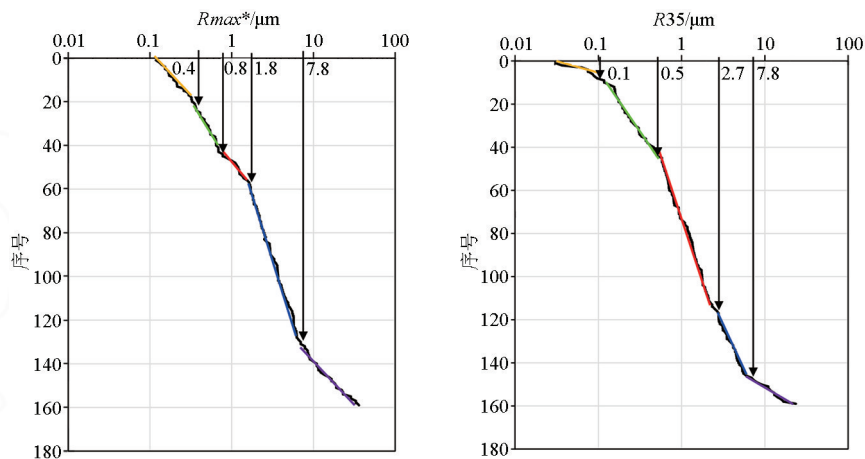


图3 孔喉半径的半对数分布

Fig. 3 Semi-log plot of pore throat radius

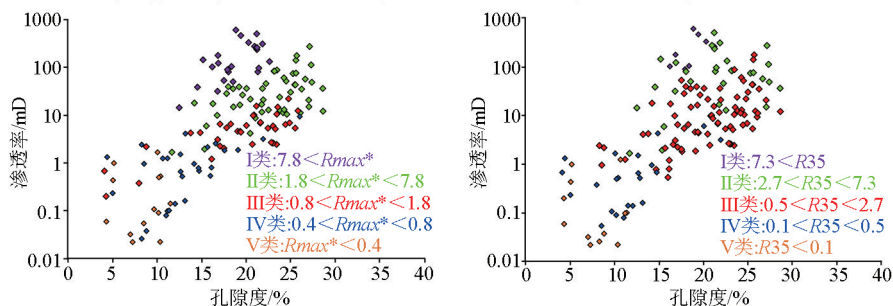


图4 孔渗分布

Fig. 4 The pore-permeability distribution

小、分选等孔隙结构参数,被广泛应用于储层孔隙结构研究^[24-25],如果储层孔隙结构相似,那么其压汞曲线形态和排驱压力应当具有相似性。从毛管压力曲线和排驱压力(图5)来看, R_{max}^* 的分类结果都要优于 R_{35} 。结合孔喉半径分布图(图6),每类的孔喉半径分布相对集中,从I类到V类,毛管压力曲线的歪度由粗变细,排驱压力由低变高,孔喉半径分布区间由大变小,反映储层类别由好变差。

3.2.3 储层岩性及储集空间

每一种岩石类型应当具有相似的沉积环境和成岩环境^[26-27]。分析铸体薄片,绘制研究区颗粒灰

岩、粒泥灰岩、泥粒灰岩和泥晶灰岩4种岩性的分布直方图(图7),可以看出, R_{max}^* 分类后的每类储层之间岩性的覆盖范围较小于 R_{35} ,且按照储层类别的好坏,在岩性上有明显的反映。

进一步研究发现,研究区碳酸盐岩储层的岩性与后期成岩作用中形成的孔隙空间类型存在对应关系。在储集空间对储集性能的贡献上,以溶蚀作用为主导多发育粒间(溶)孔、铸模孔及溶蚀扩大孔隙发育的储层更为优质,而发育大量泥晶间微孔及强烈胶结残余的粒间孔隙岩石的储集性能则变差。从泥晶灰岩到颗粒灰岩,成岩作用由以胶结作用为主

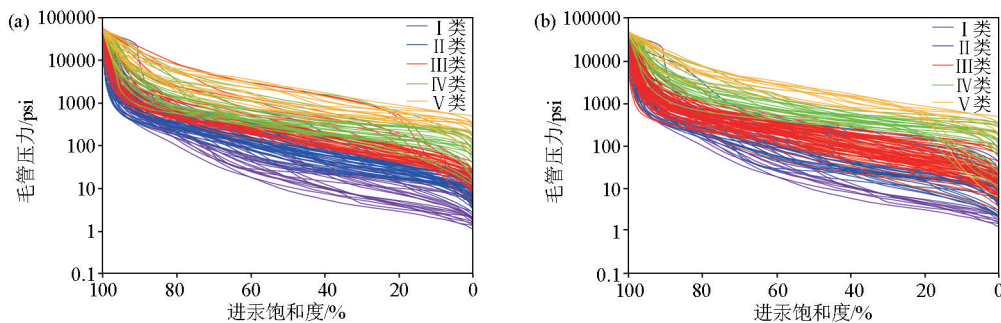
a—基于 R_{max}^* 分类的毛管压力曲线分布;b—基于 R_{35} 分类的毛管压力曲线分布a—the capillary pressure curve for each type based on R_{max}^* classification;b—the capillary pressure curve for each type based on R_{35} classification

图5 毛管压力曲线分布

Fig. 5 The capillary pressure curve for each type

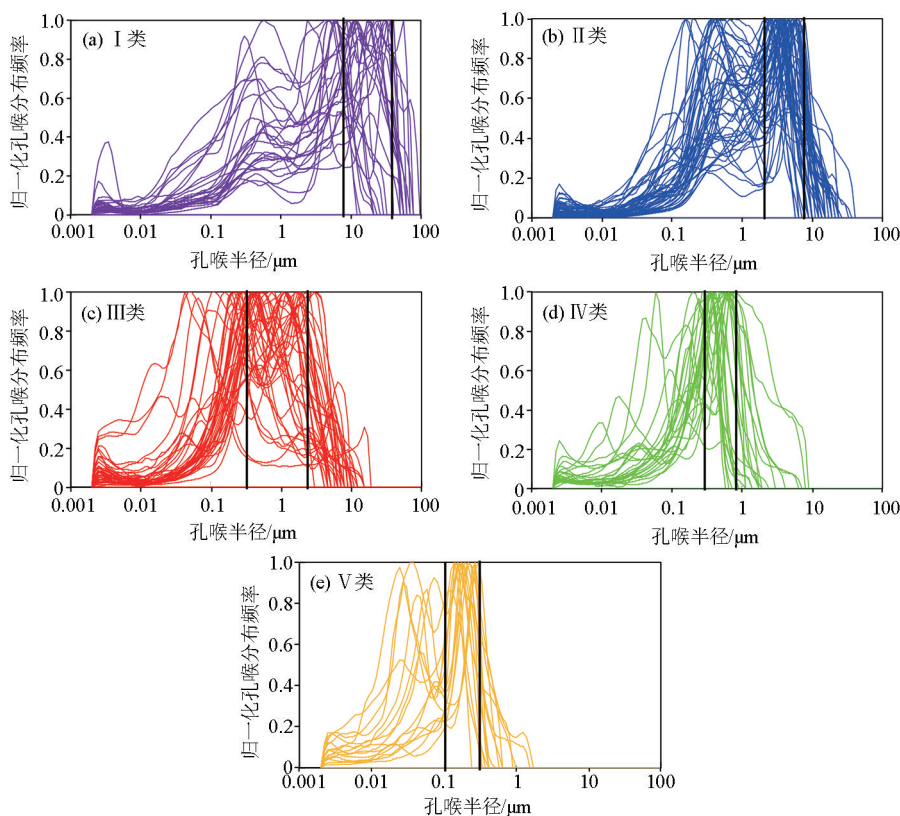
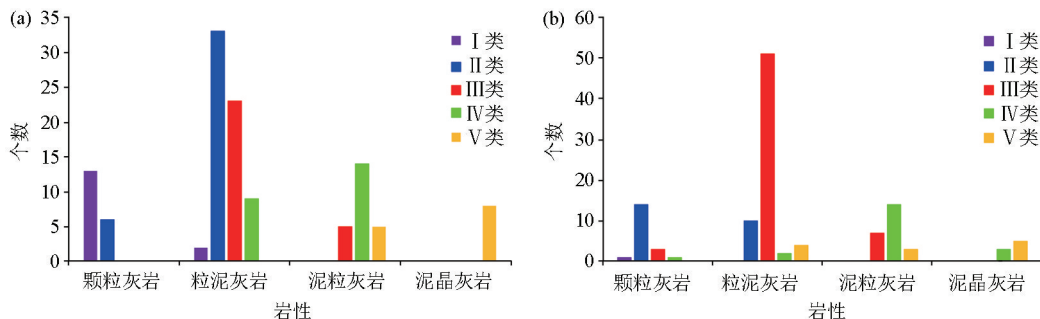
图 6 基于 R_{max}^* 分类的孔喉半径分布Fig. 6 The pore throat radius distribution for each type of R_{max}^* a—基于 R_{max}^* 分类的毛管压力曲线分布; b—基于 R_{35} 分类的毛管压力曲线分布a—the capillary pressure curve for each type based on R_{max}^* classification; b—the capillary pressure curve for each type based on R_{35} classification

图 7 每类储层岩性分布直方图

Fig. 7 The histogram of lithologic distribution for each type

逐步过渡为以溶蚀作用为主,储层内由泥晶支撑转变为颗粒支撑,储集层物性逐渐变好。

3.2.4 储层测井相

研究区某井的分类效果在测井上如图 8 所示。从 2 981~3 001 m 阴影部分中可看到,该段储层中自然伽马测井值极小,泥质含量低,中子和密度交会显示该段储层发育良好,深电阻率极大,且深浅电阻率有很大幅度差,说明储层有良好的含油性显示。第七道孔喉分布图和第八道核磁 T2 谱中峰值均靠右,且岩性剖面显示孔隙较大,且全部为油填充。从测井相上来看,该段地层的孔隙结构好,储层物性特

征好,且含油气充足,为优质储层。因此第五道 R_{max}^* 在该段中的分类结果为 I 类,其中由于储层非均质性存在,个别岩心点位于 II 类。而第六道 R_{35} 的分类结果为 I 类和 II 类交互。从 3 006~3 026 m 阴影部分中可看到,该段地层较 2 981~3 001 m 中地层自然伽马高,泥质含量也较高。中子和密度交会也指示储层。而电阻率曲线低,含油性比 2 981~3 001 m 地层差。孔径分布图和核磁 T2 谱中峰值均比 2 981~3 001 m 偏左,则储层孔喉发育以及渗透性较 2 981~3 001 m 差,且孔隙中为油水填充,为较好储层。因此 R_{max}^* 在该段中的分类结果为 II 类。而 R_{35} 的分类结果为 II 类和 III 类交

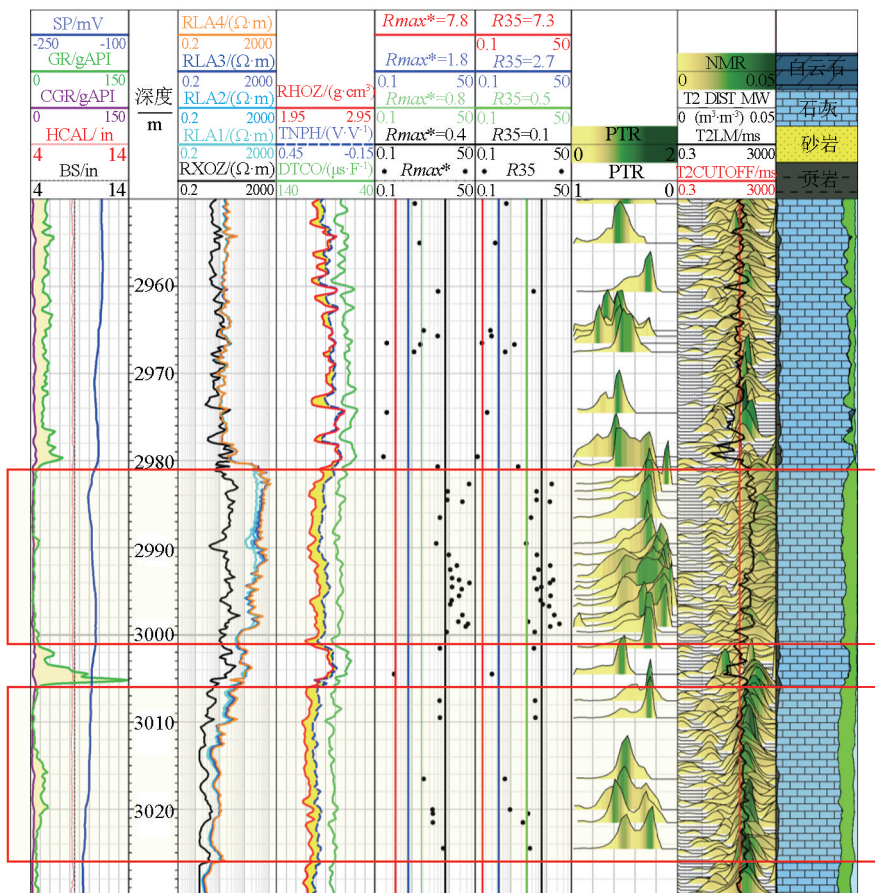


图 8 分类测井效果对比

Fig. 8 Comparison of classification effect on logging data

互。在其他自然伽马高值且电阻率低值的地方,密度中子无交会,且孔喉发育差的部分, R_{max}^* 都将其归为V类,如2 966.55 m、2 974.52 m和3 004.53 m的地方,而R35将其分为IV类,分类效果较差。

4 结论

1) 对于非均质性强的碳酸盐岩储层,孔隙类型多样,组合形式复杂,常常形成孔喉大小呈多峰分布的孔隙系统,为了准确表征此类岩石的孔隙结构特征,从孔喉分布入手,考虑多峰样品中每个峰对岩石渗流作用的贡献,借助渗透率贡献曲线,提出了一种结合孔喉大小及其占比的新孔喉参数 R_{max}^* 。

2) R_{max}^* 能够弥补单一孔喉参数评价多峰类型样品的不足, R_{max}^* 越大,储层物性越好,孔隙连通性越好,越利于油气渗流。

3) 基于 R_{max}^* 对114块双峰和43块三峰样品进行了分类,进一步结合常规孔渗、压汞、薄片及测井资料验证了该参数分类的合理性,每类储层在岩性、物性及孔喉结构特征上都有很好的对应关系,可有效提高对非均质碳酸盐岩储层的分类效果。

参考文献 (References):

- [1] Weger R J, Eberli G P, Baechle G T, et al. Quantification of pore structure and its effect on sonic velocity and permeability in carbonates[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(10): 1297-1317.
- [2] 李峰峰, 郭睿, 孙昭, 等. 中东M油田Mishrif组碳酸盐岩储集层分类及主控因素[J]. 东北石油大学学报, 2021, 45(5): 1-12, 131.
- [3] Li F F, Guo R, Sun Z, et al. Classification and main controlling factors of carbonate reservoir of Mishrif Formation, M Oilfield in the Middle East[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2021, 45(5): 1-12, 131.
- [4] 谭学群, 廉培庆. 碳酸盐岩油藏岩石分类方法研究[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(14): 3963-3967.
- [5] Tan X Q, Lian P Q. Classification research on rock typing of carbonate reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(14): 3963-3967.
- [6] Folk R L. Practical petrographic classification of limestones[J]. AAPG Bulletin, 1959, 43(1): 1-38.
- [7] Eberli G P, Baechle G T, Anselmetti F S, et al. Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks[J]. The Leading Edge, 2003, 22(7): 654-660.
- [8] 冯进, 赵冰, 张占松, 等. 珠江口盆地惠州凹陷储层测井产能分级与识别方法[J]. 物探与化探, 2020, 44(1): 81-87.
- [9] Feng J, Zhao B, Zhang Z S, et al. Classification and identification

- method of reservoir logging capacity in Huizhou depression of Pearl River mouth basin[J]. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 2020,44(1):81-87.
- [7] Lonoy A. Making sense of carbonate pore systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2006,90(9):1381-1405.
- [8] Purcell W R. Capillary pressures—their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1949,1(2):39-48.
- [9] 王小敏,樊太亮. 碳酸盐岩储层渗透率研究现状与前瞻[J]. *地学前缘*, 2013,20(5):166-174.
- Wang X M, Fan T L. Progress of research on permeability of carbonate rocks[J]. *Earth Science Frontiers*, 2013,20(5):166-174.
- [10] 王永诗,高阳,方正伟. 济阳坳陷古近系致密储集层孔喉结构特征与分类评价[J]. *石油勘探与开发*, 2021,48(2):266-278.
- Wang Y S, Gao Y, Fang Z W, et al. Pore throat structure and classification of Paleogene tight reservoirs in Jiyang depression, Bohai Bay Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021,48(2):266-278.
- [11] 田瀚,王贵文,冯庆付,等. 碳酸盐岩储层复杂孔隙结构研究现状及进展[J]. *科学技术与工程*, 2020,20(29):11825-11833.
- Tian H, Wang G W, Feng Q F, et al. Review and prospective of complex pore structure of carbonate reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 2020,20(29):11825-11833.
- [12] Schowalter T T. Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment[J]. *AAPG Bulletin*, 1979,63(5):723-760.
- [13] Pittman E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone (1)[J]. *AAPG Bulletin*, 1992,76(2):191-198.
- [14] Torres-Verdin C, Nelaon P. Permeability, porosity, and pore-throat size? A three-dimensional perspective[J]. *Petrophysics*, 2005,46(6):452-455.
- [15] 张萌,乔占峰,高计县,等. 伊拉克哈法亚油田 Mishrif 组 MB1-2 亚段局限台地碳酸盐岩储层特征及评价[J]. *东北石油大学学报*, 2020,44(5):35-45,7.
- Zhang M, Qiao Z F, Gao J X, et al. Characteristics and evaluation of carbonate reservoirs in restricted platform in the MB1-2 Sub-Member of Mishrif Formation, Halfaya Oilfield, Iraq[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2020,44(5):35-45,7.
- [16] 王金娜,王德海,李宗宇,等. 巴什托油气田石炭系巴楚组碳酸盐岩储层特征及控制因素[J]. *东北石油大学学报*, 2019,43(1):75-86,10.
- Wang J N, Wang D H, Li Z Y, et al. Characteristics and controlling factors of carbonate reservoir of Carboniferous Bachu Formation in Bashituo Oilfield[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2019,43(1):75-86,10.
- [17] Tucher M E, Wright V P. Carbonate sedimentology[M]. London: Blackwell Scientific Publications, 1990.
- [18] 刘航宇,田中元,郭睿,等. 复杂碳酸盐岩储层岩石分类方法研究现状与展望[J]. *地球物理学进展*, 2017,32(5):2057-2064.
- Liu H Y, Tian Z Y, Guo R, et al. Review and prospective of rock-typing for complex carbonate reservoirs[J]. *Progress in Geophysics*, 2017,32(5):2057-2064.
- [19] 石磊,管耀,冯进,等. 基于多级次流动单元的砂砾岩储层分类渗透率评价方法——以陆丰油田古近系文昌组 W53 油藏为例[J]. *物探与化探*, 2022,46(1):78-86.
- Shi L, Guan Y, Feng J, et al. Multi-level division method of flow units for accurate permeability assessment of glutenite reservoirs: A case study of reservoir W53 of Paleogene Wenchang Formation in Lufeng oilfield[J]. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 2022,46(1):78-86.
- [20] 刘航宇,田中元,徐振永. 基于分形特征的碳酸盐岩储层孔隙结构定量评价[J]. *岩性油气藏*, 2017,29(5):97-105.
- Liu H Y, Tian Z Y, Xu Z Y. Quantitative evaluation of carbonate reservoir pore structure based on fractal characteristics[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2017,29(5):97-105.
- [21] 邱隆伟,周涌沂,高青松,等. 大牛地气田石炭系一二叠系致密砂岩储层孔隙结构特征及其影响因素[J]. *油气地质与采收率*, 2013,20(6):15-18,22,112.
- Qiu L W, Zhou Y X, Gao Q S, et al. Study of porosity structure and its influences on Carboniferous and Permian tight sand reservoir rock in Danniudi gasfield, Ordos basin Petroleum[J]. *Geology and Recovery Efficiency*, 2013,20(6):15-18,22,112.
- [22] 葛东升,蔡振华,刘灵童,等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区太原组太 2 段致密砂岩储层孔隙结构及渗流特征分析[J]. *非常规油气*, 2020,7(6):11-17.
- Ge D S, Cai Z H, Liu L T, et al. Analysis on microscopic pore structure and seepage characteristics of tight sandstone reservoir of Tai 2 Section of Taiyuan Formation in Linxing area, Ordos Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2020,7(6):11-17.
- [23] Al-qenae K J, Al-thaqafi S H, Al-khafji J O. New approach for the classification of rock Typing using a new technique for iso-pore throat lines in Winland's Plot [C]//Baku: SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, 2015.
- [24] 邱隆伟,周涌沂,高青松,等. 大牛地气田石炭系一二叠系致密砂岩储层孔隙结构特征及其影响因素[J]. *油气地质与采收率*, 2013,20(6):15-18,22,112.
- Qiu L W, Zhou Y Y, Gao Q S, et al. Study of porosity structure and its influences on Carboniferous and Permian tight sand reservoir rock in Danniudi gasfield, Ordos basin Petroleum[J]. *Geology and Recovery Efficiency*, 2013,20(6):15-18,22,112.
- [25] 葛东升,蔡振华,刘灵童,等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区太原组太 2 段致密砂岩储层孔隙结构及渗流特征分析[J]. *非常规油气*, 2020,7(6):11-17.
- Ge D S, Cai Z H, Liu L T, et al. Analysis on microscopic pore structure and seepage characteristics of tight sandstone reservoir of Tai 2 section of Taiyuan Formation in Linxing area, Ordos Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2020,7(6):11-17.
- [26] 李峰峰,郭睿,刘立峰,等. 伊拉克 M 油田白垩系 Mishrif 组潟湖环境碳酸盐岩储集层成因机理[J]. *地球科学*, 2021,46(1):228-241.
- Li F F, Guo R, Liu L F, et al. Genesis of reservoirs of lagoon in the mishrif Formation, M oilfield, Iraq[J]. *Earth Science*, 2021,46(1):228-241.
- [27] 王瑞,朱筱敏,陈焯菲,等. 滨里海盆地肯基亚克地区中、下石炭统碳酸盐岩储层特征与成岩作用[J]. *石油与天然气地质*, 2012,33(2):225-235.

Wang R, Zhu X M, Chen Y F, et al. Diagenesis and reservoir characteristics of the Lower-Middle Carboniferous carbonates in Kenky-

ak area Pre-Caspian Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 225-235.

Classification of carbonate reservoirs based on pore throat radius distributions

ZHAO Bing

(Exploration and Development Research Institute, Sinopec Jiangnan Oilfield Company, Wuhan 430074, China)

Abstract: Since carbonate reservoirs characterized by diverse reservoir spaces and high heterogeneity exhibit intricate internal pore structures, conventional petrophysical classification methods fail to accurately classify these reservoirs, especially the reservoirs with complex porous systems whose pore throat radii manifest a multimodal (e. g. , bimodal, and trimodal) distribution. By investigating the M Formation's carbonate reservoirs in an oil field in the Middle East, this study clarified that the internal pore structures of rocks determine the pore throat radius distribution, which in turn affects the classification of rocks. Hence, starting with the pore throat size distribution, and considering the contribution of pore components corresponding to each peak in the multimodal samples to the rock reservoir space and seepage capacity, this study proposed a pore throat radius parameter R_{max}^* combining pore throat sizes and their proportions to characterize the pore structures of rocks based on the cumulative permeability curve. Then, this study classified the selected 114 bimodal and 43 trimodal rock samples. Moreover, the characteristics of each type of reservoir were examined in depth by combining with physical properties, mercury injection data, thin-section observational data, and logs. The results of this study show that R_{max}^* can better characterize the pore structures of reservoirs and improve the reservoir classification effectiveness compared with the classification based on a single pore throat radius (R_{35} , corresponding to mercury saturation of 35%).

Key words: carbonate rock; petrophysical classification; Winland R_{35} ; pore throat radius distribution; R_{max}^*

(本文编辑:叶佩)