



Characteristics and Influencing Factors of Tight Carboniferous Tuff Reservoir in Malang Sag

Zhe Li^{1,2}

¹College of Earth Science and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, China

²Key Laboratory of Shaanxi Province for Oil and Gas Accumulation Geology, Xi'an, China

Email: 928885304@qq.com

How to cite this paper: Li, Z. (2023) Characteristics and Influencing Factors of Tight Carboniferous Tuff Reservoir in Malang Sag. *Open Access Library Journal*, 10: e9919. <https://doi.org/10.4236/oalib.1109919>

Received: February 23, 2023

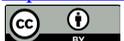
Accepted: March 24, 2023

Published: March 27, 2023

Copyright © 2023 by author(s) and Open Access Library Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

Based on the investigation of the predecessors' literature, this paper takes the Carboniferous tuff reservoirs in the Malang sag as the research object, and clarifies the characteristics of dense reservoirs, which provides a basis for the geological evaluation of tight tuff. Technologies such as casting thin sheets and high-pressure mercury injection are mainly used. Analyze the data obtained, and study the pore structure and physical properties of tuff reservoirs. The results show that the Carboniferous tuff in the Malang sag is mainly developed as swarf tuff. The porosity is less than 10% and the permeability is less than 0.5 mD. In general, the Carboniferous tuff reservoirs in the Malang sag are highly heterogeneous, but the fluid mobility is poor, probably due to a large amount of carbonate cementation and blockage of pores during reservoir formation. This results in smaller pores and poor porosity. However, such small pores or micro-cracks can play a certain role in percolation, and can also contribute to the storage of oil and gas.

Subject Areas

Petroleum Geology

Keywords

Malang Sag, Carboniferous, Tuff, Pore Structure

1. 前言

近年来, 世界各地相继发现火山岩油藏, 我国也在渤海湾、塔里木等盆地中发现火山岩油气藏。前人针对不同的研究区, 对火山岩储层特征、孔隙类型做出了大量研究, 但对孔隙形成的因素分析较少。同时, 凝灰岩作为火山碎屑岩的一种, 分布较为普遍, 一般为细粒。碎屑类型包括了晶屑、岩屑、

玻屑和火山灰四种，碎屑的粒径都较小，一般都小于 2.0 mm。它是由于火山爆发所产生的压力，将火山物质抛入到空中，在风力的作用下，由风力进行搬运很长距离后，在重力的作用下，散落到盆地当中，由于压结作用和水化学胶结固结之后所形成的。在资源开发方面，凝灰岩一直被忽视，所以至今为止，关于它的研究都较少。如果，丰富的凝灰岩资源得到良好的应用，我国将在致密油获得上取得又一次进步。笔者通过岩石薄片、压汞等资料研究三塘湖盆地马朗凹陷凝灰岩的储层特征，并对孔隙的形成影响因素做出分析。

2. 区域地质概况

马朗凹陷处于三塘湖盆地的中央拗陷带偏南部(图 1)，地层的发育较为全面，远到石炭系，近到第四系，其中，致密油更多地发育在上石炭系和中二叠系，因此，这两个时期也是油气勘探开发的重要时期。2006 年，三塘湖盆地马朗凹陷利用打井的方法来获得油气流，其中，M17 井第一次从火山岩中得到了卡拉岗组的工业油气流，在这之后，M36 井也从哈尔加乌组获得良好的工业油气流，本次油气流的获得展示了石炭系火山岩所具有的良好勘探开发前景。但是，由于石炭系火山岩埋藏深度较深、成岩过程较为复杂等因素，对该地区的油气勘探开发过程带来了很大的困难。因此，本论文参考前人方法，紧密结合现场数据，对凝灰岩的分布、储层做出评价，为马朗凹陷致密油勘探开发提供进一步的参考。

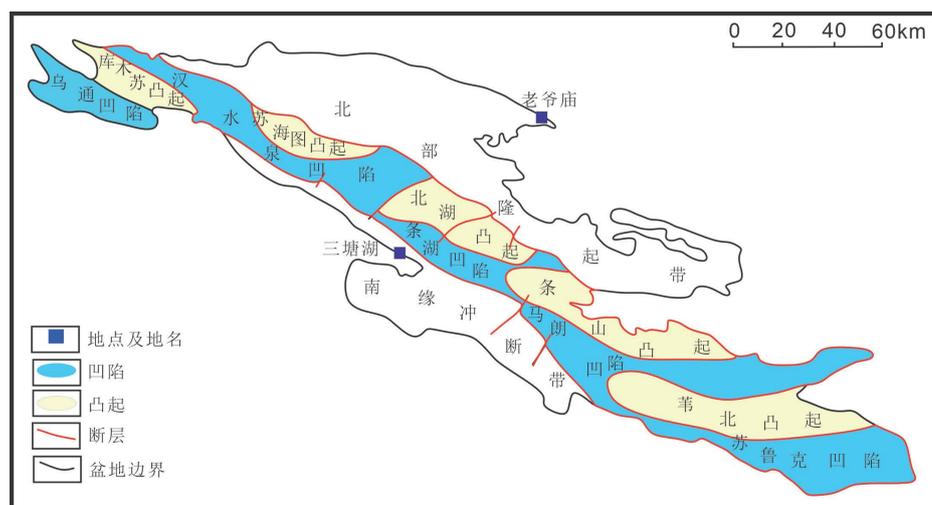


图 1. 马朗凹陷区域构造位置[1]

3. 凝灰岩岩石类型

凝灰岩一般由岩屑、晶屑和玻屑组成。晶屑(晶体碎屑)、岩屑(岩石碎屑)和玻屑(玻璃碎屑)是火山碎屑物质的 3 种基本类型，习惯上统称为“三屑”，它们构成了火山碎屑岩的主体。根据岩屑、晶屑、玻屑的相对含量所占的比例，可以把凝灰岩大致分成如图 2 所示的类型，B 分类法使用得更加多一点，这种分类方法把凝灰岩分成了十类，本文对凝灰岩的命名主要根据此种分类方案。

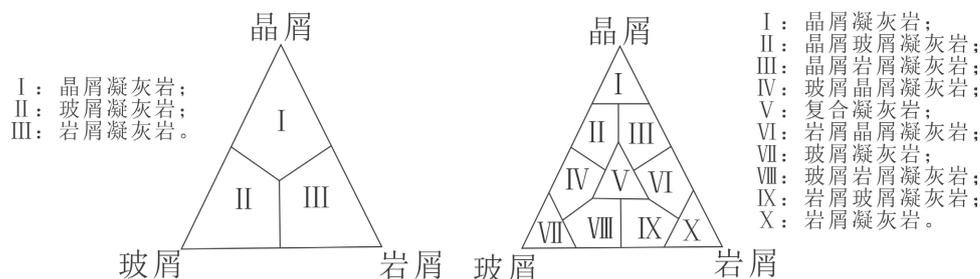


图 2. 凝灰岩分类图[2]

马朗凹陷上石炭统凝灰岩类型主要有晶屑玻屑凝灰岩、玻屑凝灰岩、岩屑玻屑凝灰岩以及云质凝灰岩四种[3] [4] (表 1), 其中云质凝灰岩只在卡拉岗组有发现。

表 1. 马朗凹陷上石炭统凝灰岩类型[3] [4]

凝灰岩类别	分类标准	分布特点	储集空间	储集性能
玻屑凝灰岩	凝灰岩中碎屑以玻屑为主, 可见晶屑颗粒	分布于离火山口较远地区	脱玻化孔、晶间溶孔、粒间孔等	好
晶屑玻屑凝灰岩	凝灰岩中碎屑以晶屑为主	分布于离火山口较远地区	晶间孔、晶内溶孔、脱玻化孔等	较好
岩屑玻屑凝灰岩	凝灰岩中碎屑以细粒岩屑为主, 晶屑较少	离火山口近, 岩屑混入凝灰岩中	粒间孔、粒内孔、气孔、脱玻化孔等	较差
云质凝灰岩	凝灰岩中可见云质碎屑	以夹层形式分布于 C ₂ k 泥岩中	脱玻化孔、粒间孔等	较好

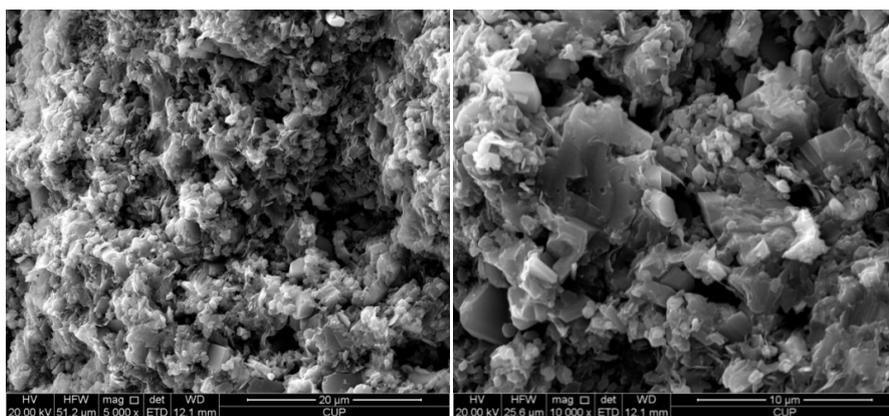


图 3. 凝灰岩扫描电镜图(ST40 井, C₂h¹, 2734~2734.16 m)

根据铸体薄片和扫描电镜所观察到的结果, 再结合凝灰岩的物性, 发现玻屑凝灰岩在形成过程中, 普遍发生了脱玻化现象, 孔隙度相对较高, 孔隙多为脱玻化孔, 这类孔隙的储集能力一般较好; 相比于玻屑凝灰岩, 岩屑玻屑凝灰岩无法看出有明显的脱玻化现象, 孔隙度较低, 可能是由于蒙皂石次生矿物堵塞填充了较大岩屑中原生孔隙所导致; 晶屑玻屑凝灰岩和云质凝灰

岩均存在脱玻化孔隙，储集性能较好。在平面上，玻屑凝灰岩大多数都分布在离火山口较远的区域附近，经过了火山灰长距离搬运之后，发生了沉降而形成，基本不受到火山熔岩的影响；晶屑玻屑与岩屑玻屑凝灰岩分布于离火山口较远的地方，晶屑、岩屑含量增多；云质凝灰岩多分布于卡拉岗组入湖型沉积体中，沉积时混入白云质碎屑形成(图 3)。

4. 储层特征

本文通过对卡拉岗组和哈尔加乌组凝灰岩储层物性、孔隙结构等做出分析，对比前人，对卡拉岗组和哈尔加乌组凝灰岩储层类型做出评价。通过对研究区凝灰岩的岩心进行压汞实验，得到其孔喉大小、孔喉分选性、孔喉连通性等，最终达到分析其影响因素的目的。

4.1. 储层物性特征

石炭系凝灰岩致密储层主要为偏基性的晶屑凝灰岩和炭质凝灰岩，针对研究区 247 个样品进行物性数据统计，并绘制散点图，如此可以清晰地看出不同时期凝灰岩储层的分布特征，并且，可以对比分析不同时期的孔渗关系，对凝灰岩储层类型做出评价。马朗凹陷石炭系卡拉岗组凝灰岩储层孔隙度主要分布于 2%~8%，平均值为 4.81%，水平渗透率主要分布于 0.002 mD~0.11 mD，平均值为 0.04 mD；马朗凹陷石炭系哈尔加乌组凝灰岩储层孔隙度主要分布于 5%~10%，平均值为 6.99%，水平渗透率主要分布于 0.1 mD~0.8 mD，平均值为 0.44 mD(图 4)。可以看出，卡拉岗组凝灰岩储层和哈尔加乌组凝灰岩储层主要为特低孔—超低渗储层。

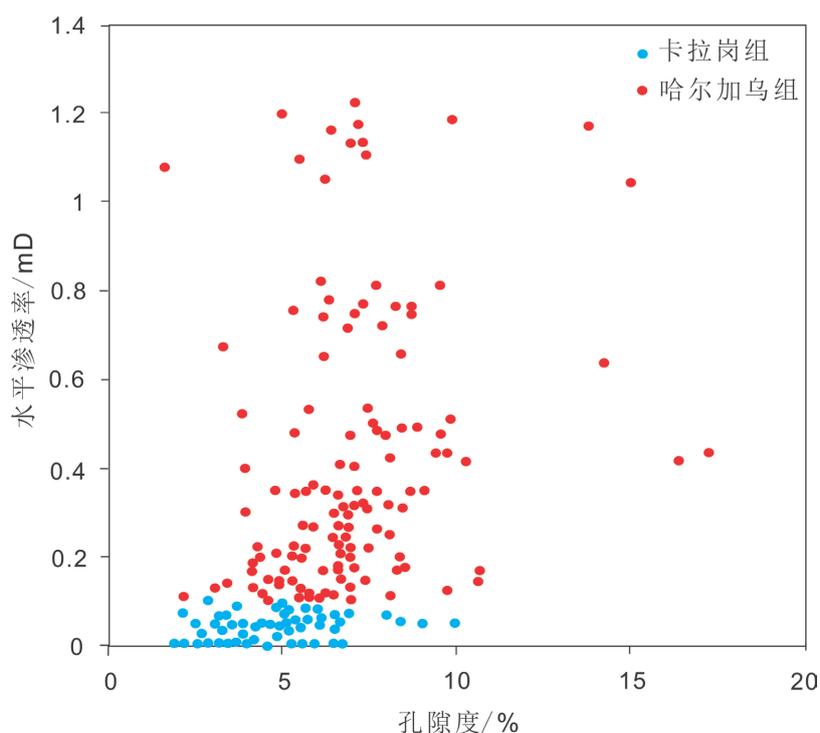


图 4. 石炭系卡拉岗组、哈尔加乌组孔隙度及渗透率散点图

4.2. 孔隙结构特征

本次研究一共对石炭系 21 块凝灰岩样品进行了高压压汞分析,通过对研究区凝灰岩的岩心进行压汞实验分析,获取到了不同类型储层的毛管压力数值,最后可以绘成毛管压力曲线图,毛管压力曲线图可分析孔隙结构的孔喉半径分布、孔喉中值半径、最大进汞饱和度、孔喉渗透率贡献等相关参数。

1) 孔喉大小

石炭系凝灰岩储层平均孔喉半径分布在 0.01~0.26 μm 之间,平均值为 0.07 μm ; 饱和度中值孔喉半径大部分为 0.01 μm 。饱和度中值孔喉半径介于 0.01~0.23 μm , 均值为 0.06 μm 。与二叠系凝灰岩对比来看,石炭系凝灰岩的孔喉半径明显低于二叠系,这可能与凝灰岩性质、脱玻化程度和成因压实作用等因素有关。

2) 孔喉分选性

石炭系凝灰岩储层歪度(Skp)主要分布在-0.84~0.54 之间,平均值为-0.2, 90%样品均小于 0; 分选系数主要分布在 0.66~2.28 之间,平均值为 1.55,表明石炭系凝灰岩孔喉分选性较差,孔喉偏细。

3) 孔喉连通性

储层孔喉连通性一般可通过排驱压力、最大进汞饱和度和饱和中值压力等参数来表征,石炭系凝灰岩储层排驱压力主要分布在 0.68~48.22 Mpa 之间,平均值为 9.9 Mpa,大于 10 Mpa 的占比达 80%; 最大进汞饱和度主要分布在 53.28%~96.28%之间,平均值为 83.4%,最大进汞饱和度高的主要原因是所选凝灰岩样品中的微裂缝较为发育; 退汞效率分布在 17.56~85.47%之间,平均值为 41.95%。可以看出,石炭系凝灰岩储层排驱压力整体上较高,明显高于二叠系,这反映出其孔喉偏小的特点,而最大进汞饱和度和退汞效率较高,但整体低于二叠系,反映出主要孔喉是彼此连通的,但连通性比二叠系差。

4.3. 物性及孔隙影响因素分析

4.3.1. 储层物性影响因素

经过分析凝灰岩的组分、性质、矿物组成和脱玻化程度等数据后发现,影响凝灰岩物性的主要因素为组分、性质和脱玻化程度[5]。研究区石炭系凝灰岩类型主要为偏酸性的玻屑凝灰岩、岩屑凝灰岩和晶屑岩屑凝灰岩为主,不同的凝灰岩类型其物性差异较大,以玻屑凝灰岩储层物性最好,主要原因是玻屑凝灰岩脱玻玻屑和石英含量高,脱玻化程度高,容易形成脱玻化孔隙,造成孔隙度较高。

对于玻屑凝灰岩来说,其碳酸盐与物性关系如图所示(图 5),由图可知,碳酸盐含量与物性关系不好,甚至呈现反比例关系,从溶蚀成孔角度,晶屑溶孔的贡献主要是长石晶屑,粒间溶蚀孔主要是碳酸盐溶蚀,长石和碳酸盐溶蚀强烈,因此长石和碳酸盐的存在有利于颗粒溶蚀孔隙的形成,碳酸盐与物性成反比关系也可能与碳酸盐溶蚀被消耗有关,其消耗愈多,物性愈好。粘土物质为塑性、软性成分,受压易变形,其含量越多对储层孔隙保存越不利。

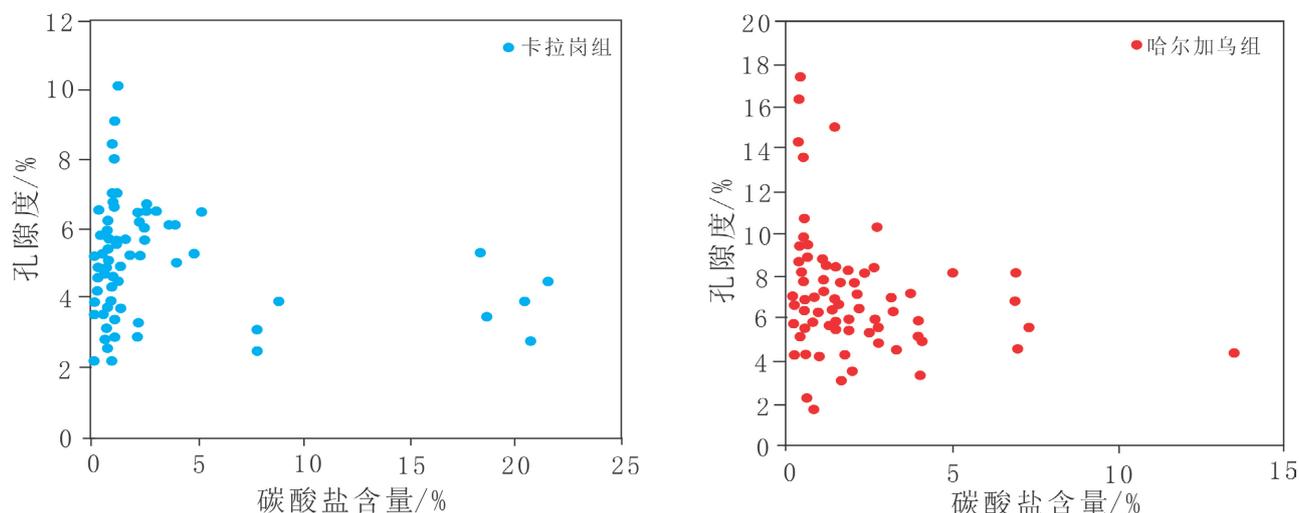


图 5. 卡拉岗组、哈尔加乌组碳酸盐含量与孔隙度交会图

4.3.2. 孔隙形成影响因素

凝灰岩的孔隙形成主要受其原始火山灰类型、矿物组成、后期溶蚀作用和成岩压实作用的影响。

1) 原始火山灰类型和形成环境

上石炭统凝灰岩以中基性为主[6]，研究认为偏基性的火山灰结构粗，岩屑为主，含硅少，泥化作用强，脱玻化作用弱，脱玻化形成次生孔隙较少。通过扫描电镜、铸体薄片的观察发现卡拉岗组凝灰岩中的脱玻化孔、晶间孔不发育，以粒间孔和晶间孔为主，少量溶蚀孔缝。火山灰形成环境主要指火山灰沉降区域离火山口距离的远近，离火山口近的火山灰主要以岩屑、晶屑凝灰岩为主；而在离火山口越远的区域，火山灰主要以玻屑成分为主，玻屑密度较小，易于在风力作用下被搬运到很远的地方。晶屑、玻屑凝灰岩中的脱玻化晶间孔、晶间溶蚀孔隙等次生孔隙较为发育，储集性能较好。岩屑凝灰岩中孔隙不发育，储集性能较差。卡拉岗组在局部井区表现近源喷发特征，以晶屑岩屑凝灰岩为主，储集性能较差。

2) 矿物组成

凝灰岩中石英矿物多为脱玻化作用产生，其含量可指示脱玻化作用的强弱，上石炭统地层水偏碱性，石英矿物含量明显低于二叠系凝灰岩，因而脱玻化作用较弱，脱玻化孔相对较少[7]；另外，碱性地层水条件下方解石、沸石结晶沉淀增多，且溶蚀作用弱，原生孔隙多被充填，孔渗条件变差。上石炭统凝灰岩储层物性在一定程度上受到石英含量、方解石和沸石含量的影响，石英的含量越高，方解石和沸石的含量越低，凝灰岩储层物性越好。

3) 后期溶蚀作用

上石炭统大部分地区地层水偏碱性条件和凝灰岩中低有机质含量导致整体溶蚀作用较弱，可在沉积中心及其附近与烃源岩直接接触的玻屑或晶屑岩屑凝灰岩中见到部分溶蚀现象。这主要是由于在沉积中心的致密储集层与烃源岩产生了直接接触，并且玻屑含量相对较高，烃源岩在温度和压力的条件下产生了大量的烃类，这些烃类通过初次运移的方式直接进入到了储集层中，

与水分结合成了有机酸，这部分有机酸通过溶蚀储层，从而可以起到改善储集层物性的作用，最终，能够保护孔隙不被充填，使早期油气能够在孔隙中充注。

5. 结论

1) 三塘湖盆地马朗凹陷石炭系凝灰岩主要发育岩屑凝灰岩、玻屑凝灰岩以及它们的复合凝灰岩。卡拉岗组凝灰岩储层孔隙度主要分布于 2%~8%，水平渗透率主要分布于 0.002 mD~0.11 mD；而哈尔加乌组凝灰岩储层孔隙度主要分布于 5%~10%，水平渗透率主要分布于 0.1 mD~0.8 mD，可以看出两个时期的孔隙度相差不大，哈尔加乌组的水平渗透率多数都大于卡拉岗组。

2) 石炭系凝灰岩储层平均孔喉半径分布在 0.01~0.26 μm 之间；饱和度中值孔喉半径介于 0.01~0.23 μm ；歪度(Skp)主要分布在-0.84~0.54 之间；分选系数主要分布在 0.66~2.28 之间；排驱压力主要分布在 0.68~48.22 Mpa 之间；最大进汞饱和度主要分布在 53.28%~96.28% 之间；退汞效率分布在 17.56%~85.47%之间。可以看出石炭系储层的孔喉偏小，主要孔喉彼此连通，但连通性较差。

3) 凝灰岩组分、性质和脱玻化程度、原始火山灰类型、矿物组成等分别对储层物性及孔隙的形成产生影响，碳酸盐的溶蚀作用影响较大，并且储层中形成的有机酸通过溶蚀达到了改善储集层物性的作用，能够保护孔隙不被充填，有利于早期油气充注。

Conflicts of Interest

The author declares no conflicts of interest.

References

- [1] 慕尚超, 郭小波, 李钰, 等. 三塘湖盆地马朗凹陷芦苇沟组泥页岩储层孔隙结构及含油性[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2021, 36(5): 1-12.
- [2] 邱欣卫. 鄂尔多斯盆地延长组凝灰岩夹层特征和形成环境[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西北大学, 2008.
- [3] 柳成志, 于海山, 吕延防, 等. 三塘湖盆地马朗凹陷卡拉岗组火山岩油气储层特征及其形成机理[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2012, 37(S1): 134-142.
- [4] 李思辰, 马强, 白国娟, 等. 三塘湖盆地马朗凹陷哈尔加乌组致密凝灰岩储集层特征[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(4): 430-435.
- [5] 陈旋, 司学强, 刘书强, 等. 马朗凹陷沉凝灰岩致密储集层特征及主控因素[J]. 特种油气藏, 2015, 22(6): 40-44.
- [6] 梁浩, 苟红光, 王志矿, 等. 三塘湖盆地马朗凹陷卡拉岗组火山岩岩性及岩相特征研究[J]. 沉积学报, 2011, 29(6): 1156-1163.
- [7] 刘书强, 姚孟多, 冯亚琴, 等. 马朗凹陷条湖组凝灰岩脱玻化孔影响因素与油气关系[J]. 特种油气藏, 2018, 25(1): 16-19.

Appendix (Abstract and Keywords in Chinese)

马朗凹陷石炭系凝灰岩致密储层特征及影响因素

摘要: 本文在调研前人文献的基础上,以马朗凹陷石炭系凝灰岩储层为研究对象,明确石炭系凝灰岩致密储层特征,为凝灰岩致密油地质评价提供依据。主要采用了铸体薄片、高压压汞等技术,分析其得到的数据,对凝灰岩储层孔隙结构、物性等做出分析。研究表明,马朗凹陷石炭系凝灰岩主要发育为玻屑凝灰岩,孔隙度小于 10%,渗透率低于 0.5 mD。总体分析,马朗凹陷石炭系凝灰岩储层非均质性较强,但流体的可动性较差,可能是由于在储层形成过程中,存在大量的碳酸盐胶结现象,堵塞了孔隙,导致孔隙较小,孔隙度较差。但是,这类小孔隙或微裂缝可以起到一定的渗滤作用,也能对油气的储存起到一定的帮助。

关键词: 马朗凹陷, 石炭系, 凝灰岩, 孔隙结构