

doi:10.3799/dqkx.2017.550

致密油藏储层微观孔隙特征与可动用性评价

熊生春¹, 储莎莎¹, 皮淑慧², 何英¹, 李树铁¹, 张亚蒲¹

1. 中国石油勘探开发研究院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007

2. 中国石油西南油气田分公司, 重庆 401147

摘要: 致密油储层主要包括致密灰岩和致密砂岩, 两者微观特征差异明显. 但目前针对致密灰岩和致密砂岩的对比研究相对较少, 因此开展致密油藏不同岩性微观孔隙结构特征及可动用性研究具有十分重要的意义. 利用低温氮吸附比表面、核磁共振、压汞等方法, 从纳米级、亚微米级、微米级孔隙等不同尺度表征了致密灰岩和致密砂岩孔隙结构差异, 分析了不同孔隙对渗透率的贡献和对流体赋存的影响, 研究了启动压力梯度的差异和喉道对启动压力梯度的影响. 以川中灰岩和长庆砂岩为例, 结果表明渗透率大于 0.01 mD 储层具备开发潜力, 致密灰岩中的亚微米和微米级孔隙是重要的储集和流动空间, 致密砂岩中微米级孔隙是重要的储集和流动空间. 基于微观实验分析和低渗透油藏评价方法, 提出了致密油藏分级评价参数, 并给出了分级评价界限, 对确定致密油藏攻关目标和优选区块新建产能意义重大.

关键词: 致密油; 孔隙特征; 赋存状态; 可动流体; 可动用性; 石油地质.

中图分类号: P554

文章编号: 1000-2383(2017)08-1379-07

收稿日期: 2017-03-03

Micro-Pore Characteristics and Recoverability of Tight Oil Reservoirs

Xiong Shengchun¹, Chu Shasha¹, Pi Shuhui², He Ying¹, Li Shutie¹, Zhang Yapu¹

1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China

2. PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chongqing 401147, China

Abstract: Tight oil reservoirs mainly include tight limestone and tight sandstone, and there are significant differences in their microscopic characteristics. However, there are relatively fewer comparative studies on tight limestone and tight sandstone, so it is very important to study micro-pore characteristics and recoverability of different lithology tight oil reservoirs. By combining cryogenic nitrogen adsorption surface area, nuclear magnetic resonance and high pressure mercury technology, this paper comprehensively described the pore structure differences between tight limestone and tight sandstone from various scales including nano scale, submicron scale and micro scale, analyzed the effect of pores at different scales on permeability and fluid occurrence state, and studied the difference of the starting pressure gradient and the effect of throat on the starting pressure gradient. Taking the central Sichuan limestone and Changqing sandstone as an example, the results show that the tight oil reservoirs have development potential with permeability of more than 0.01 mD, in tight limestone, the submicron and micron scale pores are important reservoir and flow spaces, and in tight sandstone the micron scale pores are important reservoir and flow spaces, which are key to effective development. Based on numerous microscopic experimental analysis and low permeability reservoir evaluation methods, 8 grading evaluation parameters of tight reservoir were proposed and grading evaluation boundaries were determined, which is of great significance to determine the target of tight reservoirs and select the preferred blocks to build capacity.

Key words: tight reservoir; pore characteristics; occurrence state; movable fluid; recoverability; petroleum geology.

基金项目: 国家油气重大专项(No.2017ZX05013-001); 中国石油重大科技攻关项目(No.2016E-1303).

作者简介: 熊生春(1981-), 男, 高级工程师, 主要从事低渗致密油藏渗流理论与应用方面的研究. ORCID: 0000-0002-3184-8878.

E-mail: xiongshengchun@petrochina.com.cn

引用格式: 熊生春, 储莎莎, 皮淑慧, 等, 2017. 致密油藏储层微观孔隙特征与可动用性评价. 地球科学, 42(8): 1379-1385.

据统计,全球致密油资源总量约为 6.78×10^{12} 桶,技术可采储量接近 0.34×10^{12} 桶,平均采收率为 4.96%,其中 2/3 以上的致密油资源集中在俄罗斯、美国、中国、利比亚、阿根廷和澳大利亚 6 个国家(EIA, 2013, 2017).致密油是指覆压基质渗透率小于或等于 0.1 mD(空气渗透率小于 1 mD 的致密砂岩、致密碳酸盐岩等储集层中的石油,单井一般无自然产能或自然产能低于工业油流下限,但在一定经济条件和技术措施下可获得工业石油产量(邹才能等, 2015).中国鄂尔多斯盆地延长组、准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组、松辽盆地白垩系、四川盆地中下侏罗统及柴达木盆地古近系等均具丰富的致密油资源潜力(贾承造等, 2012a; 杜金虎等, 2014; 桂丽黎等, 2015; 吴松涛等, 2015),初步估算地质资源量为 $8 \times 10^9 \sim 1 \times 10^{10}$ t.致密油储集层孔隙结构复杂,不同岩性储层差异明显.从目前致密油开发效果看,不同油区不同区块存在较大差异(Cai *et al.*, 2010; Cai and Yu, 2011; 贾承造等, 2012b; 喻建等, 2014; 刘文超等, 2015; 张君峰等, 2015; 张忠义等, 2016),但目前针对致密灰岩和致密砂岩的对比研究相对较少,因此开展对致密油藏不同岩性微观孔隙结构特征及可动用性研究具有十分重要的意义.本文以长庆致密砂岩和四川致密灰岩为例,分析了不同渗透率级别岩心的微观孔隙结构特征、流体赋存状态等,进一步剖析了不同渗透率级别岩心之间微观特征差异,并提出了分级评价参数和分级界限,为储层精细认识和优选区块新建产能提供了依据.

1 致密岩心孔隙结构及微观特征

1.1 致密岩心孔隙度和渗透率关系

本文利用脉冲渗透率测试了 128 块长庆致密砂岩和 135 块四川致密灰岩岩心,测试岩心渗透率和孔隙度关系如图 1 所示.

从图 1 可以看出,渗透率在 0.000 1~1 mD 范围内,长庆致密砂岩孔隙度与渗透率之间存在较好的正相关关系,孔隙度在 2.8%~13.4% 范围内变化,而对应的四川致密灰岩孔隙度为 0.7%~3.8%.将致密储层渗透率划分为小于 0.01 mD、0.01~0.1 mD 和 0.1~1 mD 三个区间,在对应的渗透率区间内,致密砂岩平均孔隙度分别为 4.8%、9.6% 和 12.6%.对于长庆的致密砂岩,孔隙空间大小直接影响了渗流能力;对于四川的致密灰岩,孔隙空间大小与渗流能力之间相关性较差.

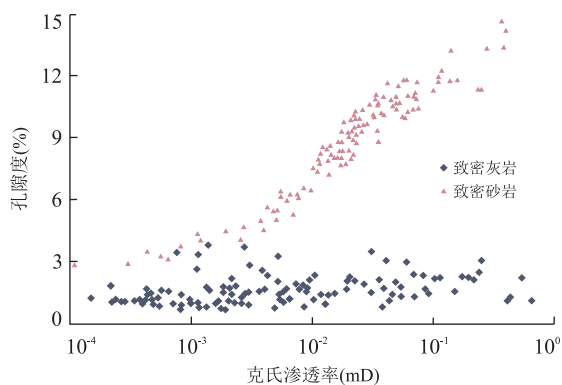


图 1 致密灰岩和致密砂岩岩心孔渗关系

Fig. 1 Relationship between porosity and permeability of tight limestone and tight sandstone

1.2 致密岩心孔隙结构特征

致密岩心微观孔隙主要分布在纳米级到微米级,综合利用低温氮吸附比表面仪、高压压汞和恒速压汞 3 套设备,对 33 块致密岩心进行了全尺度孔隙结构测试分析.通过不同压力进汞量可以确定纳米级以上孔喉所控制的孔隙体积;综合低温氮吸附量可以测试并计算纳米级孔隙所占的比例,分析不同级别喉道控制孔隙空间大小;渗透率的贡献率与喉道半径有对应关系见公式(1),可用于计算不同级别喉道对渗透能力的贡献(张洪等, 2014; 肖前华等, 2015; 熊生春等, 2015; 冷振鹏等, 2016),测试结果如表 1 所示.渗透率的贡献率与喉道半径对应关系如下:

$$\Delta K_i = \frac{r_i^2 \alpha_i}{\sum r_i^2 \alpha_i}, \quad (1)$$

其中, r_i 为岩心某一个喉道半径, m; α_i 为某一个喉道半径归一化的分布频率, %.

通过表 1 可以分析致密灰岩和致密砂岩不同渗透率级别岩心的喉道分布特征.渗透率在小于 0.01 mD、0.01~0.1 mD 和 0.1~1 mD 三个区间中,致密灰岩以纳米级孔隙为主,平均占比分别为 80.62%、66.76% 和 71.75%,亚微米级孔隙平均占比分别为 19.31%、31.89% 和 22.09%,微米级孔隙平均占比分别为 0.07%、1.35% 和 6.17%;致密砂岩在小于 0.01 mD 和 0.01~0.1 mD 两个渗透率区间以纳米级孔隙为主,平均占比分别为 84.85% 和 62.37%,亚微米级孔隙平均占比分别为 15.15% 和 37.57%,但渗透率在 0.1~1 mD 时,纳米级孔隙占比平均为 27.13%,亚微米级孔隙占比平均为 72.73%,说明此时以亚微米级孔隙为主;致密砂岩在 3 个渗透率区间微米级孔隙所占比例都很低,分

表 1 33 块岩心微观孔隙结构测试结果

Table 1 Micro pore structure measurement results of 33 cores

岩性	渗透率 (mD)	纳米级 $r \leq 0.1 \mu\text{m}$		亚微米 $0.1 < r \leq 1.0 \mu\text{m}$		微米级 $r > 1.0 \mu\text{m}$	
		控制体积比例 (%)	渗透率贡献比例 (%)	控制体积比例 (%)	渗透率贡献比例 (%)	控制体积比例 (%)	渗透率贡献比例 (%)
致密灰岩	小于 0.01	80.62	21.85	19.31	76.56	0.07	1.59
	0.01~0.1	66.76	8.35	31.89	68.16	1.35	23.49
	0.1~1	71.75	0.31	22.09	22.96	6.17	76.74
致密砂岩	小于 0.01	84.85	33.03	15.15	66.97	0.00	0.00
	0.01~0.1	62.37	24.50	37.57	73.68	0.05	1.82
	0.1~1	27.13	1.06	72.73	97.41	0.14	1.53

别为 0、0.05% 和 0.14%，均低于致密灰岩。致密灰岩整体呈现出随渗透率增加大孔隙显著增多的趋势，且致密砂岩大孔隙增加幅度低于致密灰岩。从表 1 还可以分析致密岩心不同渗透率级别喉道对渗透率的贡献。渗透率在小于 0.01 mD、0.01~0.1 mD 和 0.1~1 mD 三个区间中，致密灰岩渗透率贡献主要来自于亚微米级孔隙和微米级孔隙，渗透率在 0.1~1 mD 时，微米级孔隙平均只占 6.17%，但对渗透率贡献平均达到了 76.74%；致密砂岩渗透率主要贡献来自于亚微米级孔隙，对应渗透率区间的贡献率分别是 66.97%、73.68% 和 97.41%，较大的微米级孔隙对渗透率贡献可以忽略。致密灰岩由于存在部分大孔隙，渗透率的贡献主要来自于亚微米级孔隙和微米级孔隙，致密砂岩大孔隙不发育，渗透率贡献主要来自亚微米级孔隙。

对于致密灰岩，渗透率小于 0.01 mD 时，纳米级孔隙是主要的储集空间，但不是主要的流动空间，储集空间和流动空间不匹配，可开发潜力低；渗透率大于 0.01 mD 时，亚微米级孔隙和微米级孔隙既是重要的储集空间，也是重要的流动空间，储集空间和流动空间两者匹配。对于致密砂岩，渗透率小于 0.01 mD 时，纳米级孔隙是主要的储集空间，但不是主要的流动空间，储集空间和流动空间不匹配，可开发潜力低；渗透率大于 0.01 mD 时，亚微米级孔隙是重要的储集空间，也是主要的流动空间，储集空间和流动空间两者匹配。因此，对于致密灰岩和致密砂岩，渗透率大于 0.01 mD 时，储集空间和流动能力才能匹配，才具有开发的潜力。

2 致密岩心流体赋存状态特征

利用核磁共振和高速离心技术，对 68 块致密灰岩和致密砂岩岩心进行可动流体测试。利用核磁共振技术对岩石孔隙中流体所含的氢核(H)进行探

测，可以反映孔隙大小分布以及不同大小孔隙中的流体量(王学武等,2013)，饱和水离心前后两次测试流体分布曲线，可以计算得到不同喉道中可动流体分布(杨正明等,2007)，测试结果见图 2 和图 3。不同类型和不同渗透率级别岩心的不同尺度喉道内可动流体分布见图 4 和图 5。

从图 2 可以看出，致密岩心可动流体百分数与渗透率之间呈较好的正相关关系，随着渗透率从 0.001 mD 增加到 1 mD，可动流体百分数从 15% 增加到 60%，在相同渗透率条件下，致密灰岩与致密砂岩可动流体不存在显著差异。从图 3 可以看出，致密灰岩和致密砂岩岩心可动流体百分数与孔隙度之间不存在明显对应关系。上述数据表明岩心孔隙空间大小不是可动流体的决定因素，可动流体与岩心渗流能力相关性较强。

从图 4 可以看出，致密灰岩岩心渗透率从 0.001 mD 增加到 1 mD，可动流体份额从 10% 增加到 60%，将岩心按照渗透率分为小于 0.01 mD、0.01~0.1 mD 和大于 0.1 mD 三个级别，小于 0.01 mD 的岩心可动流体份额平均为 19.67%，0.01~0.1 mD 的岩心可动流体份额平均为 39.53%，0.1~1 mD 的岩心可动流体份额平均为 56.13%。3 种不同级别渗透率岩心按照不同尺度喉道划分控制

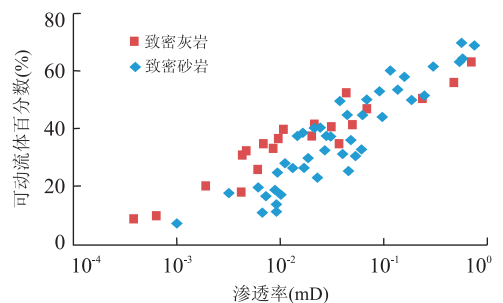


图 2 致密岩心渗透率与可动流体百分数关系

Fig.2 Relationship between permeability and movable fluid percentage of tight cores

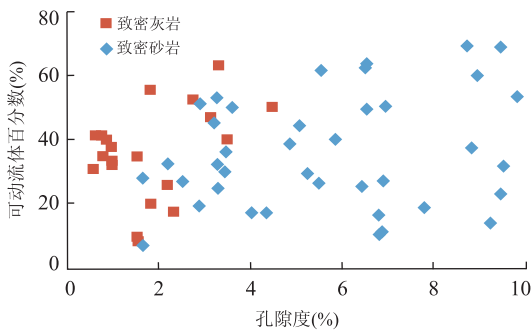


图 3 致密岩心孔隙度与可动流体百分数关系

Fig. 3 Relationship between porosity and movable fluid percentage of tight cores

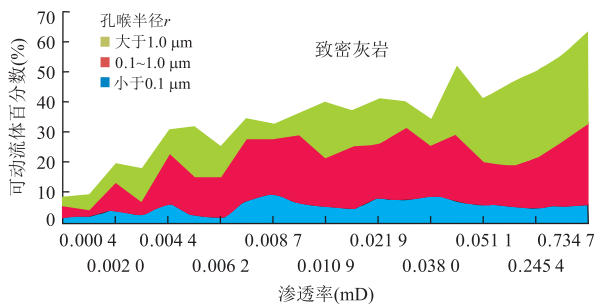


图 4 致密灰岩不同喉道的可动流体份额

Fig. 4 Movable fluid share of different throats in tight limestone

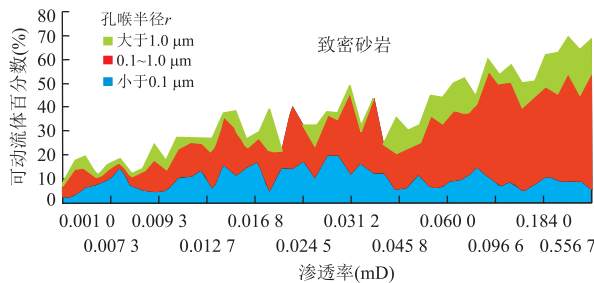


图 5 致密砂岩不同喉道的可动流体份额

Fig. 5 Movable fluid share of different throats in tight sandstone

可动流体份额, 纳米级孔隙控制可动流体份额分别为 3.28%、6.52% 和 5.26%, 亚微米级孔隙控制可动流体份额分别为 10.88%、17.72% 和 22.48%, 微米级孔隙控制可动流体份额分别为 5.51%、15.29% 和 28.39%。致密灰岩岩心微米级孔隙控制可动流体份额增加幅度最为明显, 亚微米级次之, 纳米级孔隙控制可动流体份额变化幅度最小, 从图 5 可以看出, 致密砂岩岩心渗透率从 0.001 mD 增加到 1 mD, 可动流体份额从 8% 增加到 61%; 将岩心按照渗透率分为小于 0.01 mD、0.01~0.1 mD 和大于 0.1 mD 三个

级别, 小于 0.01 mD 的岩心可动流体份额平均为 15.69%, 0.01~0.1 mD 的岩心可动流体份额平均为 35.37%, 0.1~1 mD 的岩心可动流体份额平均为 60.01%。3 种不同级别渗透率岩心按照不同尺度喉道划分控制可动流体份额, 纳米级孔隙控制可动流体份额分别为 7.02%、11.92% 和 8.45%, 亚微米级孔隙控制可动流体份额分别为 6.36%、18.12% 和 40.65%, 微米级孔隙控制可动流体份额分别为 2.31%、5.32% 和 10.91%。致密砂岩亚微米级孔隙控制可动流体增加幅度最为明显, 微米级孔隙和纳米级孔隙控制可动流体变化幅度不大。致密灰岩可动流体主要分布在亚微米级孔隙和微米级孔隙中, 致密砂岩可动流体主要分布在亚微米级孔隙中, 因此, 致密灰岩亚微米级喉道和微米级喉道在油田开发中需要重点关注, 致密砂岩需要重点关注亚微米级喉道。

3 致密岩心非线性渗流特征

利用非线性渗流测试系统, 对 36 块致密岩心进行了不同驱替压力下的稳定压力—稳定流量测试, 计算得到致密灰岩和致密砂岩启动压力梯度, 如图 6 所示。随着渗透率逐渐增加, 致密灰岩和致密砂岩启动压力梯度持续减小。将岩心按照渗透率分为小于 0.01 mD、0.01~0.1 mD 和 0.1~1 mD 三个级别, 致密灰岩启动压力梯度分别为 2.12 MPa/m、0.53 MPa/m 和 0.31 MPa/m, 致密砂岩启动压力梯度分别为 4.75 MPa/m、1.03 MPa/m 和 0.36 MPa/m。在相同渗透率情况下, 致密灰岩启动压力梯度低于致密砂岩启动压力梯度, 致密砂岩启动压力梯度分别是致密灰岩启动压力梯度的 2.24 倍、1.94 倍和 1.16 倍; 可见随着渗透率逐渐增加, 致密灰岩和致密砂岩启动压力梯度差异逐渐减小, 变化趋势与喉道分布有一定的联系。

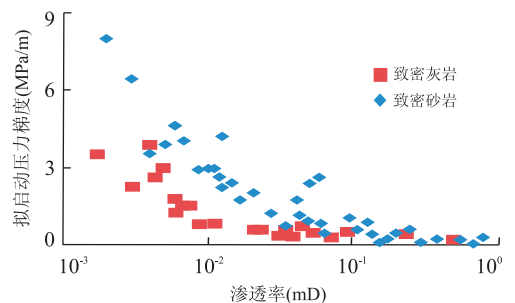


图 6 致密灰岩和致密砂岩启动压力梯度对比

Fig. 6 Comparison of starting pressure gradient between tight limestone and tight sandstone

表 2 致密油储层特征参数及分类界限

Table 2 Characteristic parameters and classification boundaries of tight oil reservoirs

类别	渗透率 (mD)	$r > 0.1 \mu\text{m}$ 大孔隙比例 (%)	$r > 0.1 \mu\text{m}$ 渗透率贡献 (%)	可动流体百分数 (%)	启动压力梯度 (MPa/m)	原油粘度 (mPa·s)	岩石脆性指数	压力系数
一类	0.1~1	>40	>90	>40	<0.5	<2	>60	>1.1
二类	0.01~0.1	20~40	80~90	20~40	0.5~1	2~5	20~40	0.9~1.1
三类	<0.01	<20	<80	<20	>1	>5	<40	<0.9
备注	储层宏观流动能力	大孔隙储集能力	大孔隙流动能力	大孔隙供给能力	储层流动阻力	流体流动能力	缝网重要条件	能量是否充足

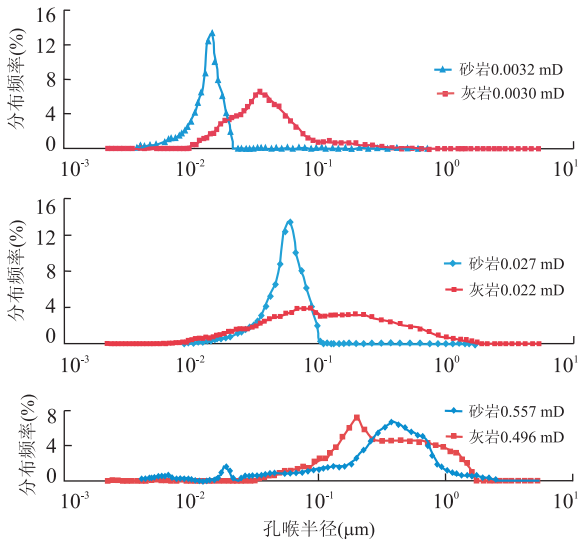


图 7 致密灰岩和致密砂岩不同级别渗透率岩心喉道分布
Fig.7 Different levels of permeability core throat distribution of tight limestone and tight sandstone

从图 7 可以看出在小于 0.01 mD、0.01~0.1 mD 和 0.1~1 mD 三个渗透率级别范围内,致密灰岩喉道分布曲线相对于致密砂岩分布曲线整体右移,表明致密灰岩的相对较大喉道占比高;而曲线分布平滑、曲线较宽,表明其分选相对较好.随着渗透率逐渐增加到 0.1~1 mD,致密灰岩大喉道所占比例相对于致密砂岩差异逐渐减小,因此启动压力梯度差异缩小到 1.16 倍,可以看出,致密岩心喉道分布直接影响岩心启动压力梯度大小.

4 致密岩心物性参数和特征综合对比与分级评价界限

张仲宏等(2012)根据低渗透油藏储层特征,以储层岩石和流体特征为基础提出了主流喉道半径、可动流体百分数、启动压力梯度、原油粘度和粘土矿物含量 5 参数评价体系,并给出了分级界限.贾培锋等(2015)在 5 参数评价基础上增加岩石脆性指数和

地层压力系数,用以评估大规模改造形成缝网的物性基础和原始地层能量.上述评价方法主要适用于低渗透油藏,按照低渗透油藏分类界限,致密油藏主要分布在第 4 类,难以体现致密油藏储层差异.根据上述微观实验分析及前人研究成果,本文从宏观流动能力、大孔隙储集能力、大孔隙流动能力、大孔隙供给能力、储层流动阻力、流体流动能力、缝网形成条件和能量充足情况这 8 个方面,对致密灰岩和致密砂岩进行了初步分级评价,分级界限见表 2.目前,鄂尔多斯盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、川中和新疆等已动用的致密油区属于第 1 类;致密油 2 类储层在目前技术条件下开发难度大,未动用的致密油区是未来开发的重点;对于致密油 3 类储层,需要开发技术取得突破性进展才能实现效益开发,开发潜力小.致密油分级评价方法为致密油藏储层精细评价、优选储层新建产能提供了依据.

5 结论

(1)致密油岩心渗透率低于 0.01 mD 时,岩心中储集空间和流动空间不匹配,在现有技术条件下不具备开发潜力;在岩心渗透率大于 0.01 mD 时,岩心中储集空间与流动空间能够匹配,具备一定开发潜力.

(2)同等渗透率条件下,致密灰岩亚微米级孔隙和微米级孔隙总量相对高于致密砂岩,致密灰岩可动流体潜力主要分布在亚微米级孔隙和微米级孔隙,致密砂岩可动流体潜力主要分布在亚微米级孔隙.致密灰岩大孔隙所占比例高于致密砂岩,而且启动压力梯度低于致密砂岩,随着渗透率逐渐增加,两者启动压力梯度差异逐渐减小.

(3)基于本文微观实验研究成果和前人的研究,笔者提出了 8 个致密油藏储层分级评价参数,并初步给出了分级评价的界限,将致密油储层分为 3 种类型,依次为致密油可开发储层、未动用储层和难动用储层.

References

- Cai, J.C., Yu, B.M., 2011. A Discussion of the Effect of Tortuosity on the Capillary Imbibition in Porous Media. *Transport in Porous Media*, 89(2): 251–263. doi: 10.1007/s11242-011-9767-0
- Cai, J.C., Yu, B.M., Zou, M.Q., et al., 2010. Fractal Characterization of Spontaneous Co-Current Imbibition in Porous Media. *Energy & Fuels*, 24(3): 1860–1867. doi: 10.1021/ef901413p
- Du, J.H., Liu, H., Ma, D.S., et al., 2014. Discussion on Effective Development Techniques for Continental Tight Oil in China. *Petroleum Exploration and Development*, 41(2): 198–205 (in Chinese with English abstract).
- EIA, 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>, 1–79
- EIA, 2017. Oil and Gas Supply Module. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/oilgas.pdf>, 131–149.
- Gui, L.L., Liu, K.Y., Liu, S.B., et al., 2015. Hydrocarbon Charge History of Yingdong Oilfield, Western Qaidam Basin. *Earth Science*, 40(5): 890–899 (in Chinese with English abstract).
- Jia, C.Z., Zheng, M., Zhang, Y.F., 2012a. Unconventional Hydrocarbon Resources in China and the Prospect of Exploration and Development. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 129–136 (in Chinese with English abstract).
- Jia, C.Z., Zou, C.N., Li, J.Z., et al., 2012b. Assessment Criteria, Main Types, Basic Features and Resource Prospects of the Tight Oil in China. *Acta Petrolei Sinica*, 33(3): 343–350 (in Chinese with English abstract).
- Jia, P.F., Yang, Z.M., Xiao, Q.H., et al., 2015. A New Method to Evaluate Tight Oil Reservoirs. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 22(4): 33–36 (in Chinese with English abstract).
- Leng, Z.P., Yang, S.J., Lü, W.F., et al., 2016. Pore Structure Characterization for Tight Oil Reservoirs: Taking Chuanzhong Tight Oil Reservoir Coers Example. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 23(2): 161–165 (in Chinese with English abstract).
- Liu, W.C., Yao, J., Chen, Z.X., et al., 2015. Research on Analytical and Numerical Solutions of a Moving Boundary Model of Seepage Flow in Low-Permeable Porous Media. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 47(4): 605–612 (in Chinese with English abstract).
- Wang, X.W., Yang, Z.M., Li, H.B., et al., 2013. Microscopic Distribution of Remaining Oil of Ultra-Low Permeability Reservoir by Using NMR Technique. *Journal of Basic Science and Engineering*, 21(4): 702–708 (in Chinese with English abstract).
- Wu, S.T., Zou, C.N., Zhu, R.K., et al., 2015. Reservoir Quality Characterization of Upper Triassic Chang 7 Shale in Ordos Basin. *Earth Science*, 40(11): 1810–1823 (in Chinese with English abstract).
- Xiao, Q.H., Zhang, Y., Yang, Z.M., et al., 2015. Experiment on Low-Temperature Nitrogen Adsorption in Typical Tight Oil Zones in China. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 22(4): 82–85, 155 (in Chinese with English abstract).
- Xiong, S.C., Chu, S.S., Zhao, G.M., et al., 2015. Quality Limit of Effective Injection Water in Low Permeability Reservoirs. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 22(3): 100–105 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z.M., Miao, S., Liu, X.G., et al., 2007. Percentage Parameter of the Movable Fluid in Ultra-Low Permeability Reservoir and Its Application. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 22(2): 96–99 (in Chinese with English abstract).
- Yu, J., Yang, X., Li, B., et al., 2014. A Method of Determining Movable Fluid Saturation of Tight Oil Reservoirs. *Petroleum Geology & Experiment*, 36(6): 767–770 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, H., Zhang, S.C., Liu, S.B., et al., 2014. A Theoretical Discussion and Case Study on the Oil-Charging Throat Threshold for Tight Reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 41(3): 367–374 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J.F., Bi, H.B., Xu, H., et al., 2015. New Progress and Reference Significance of Overseas Tight Oil Exploration and Development. *Acta Petrolei Sinica*, 36(2): 129–137 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Z.H., Yang, Z.M., Liu, X.G., et al., 2012. A Grading Evaluation Method for Low-Permeability Reservoirs and Its Application. *Acta Petrolei Sinica*, 33(3): 437–441 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Z.Y., Chen, S.J., Yao, J.L., et al., 2016. A Study on Microscopic Pore Characteristic of Tight Reservoir of Chang 7 Sedimentation Section of Yanchan. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 38(6): 70–80 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C.N., Zhu, R.K., Bai, B., et al., 2015. Significance, Geologic Characteristics, Resource Potential and Future Challenges of Tight Oil and Shale Oil. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 34(1): 3–17 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 杜金虎,刘合,马德胜,等,2014.试论中国陆相致密油有效开发技术.石油勘探与开发,41(2): 198-205.
- 桂丽黎,刘可禹,柳少波,等,2015.柴达木盆地西部英东地区油气成藏过程.地球科学,40(5): 890-899.
- 贾承造,郑民,张永峰,2012a.中国非常规油气资源与勘探开发前景.石油勘探与开发,39(2): 129-136.
- 贾承造,邹才能,李建忠,等,2012b.中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景.石油学报,33(3): 343-350.
- 贾培锋,杨正明,肖前华,等,2015.致密油藏储层综合评价新方法.特种油气藏,22(4): 33-36.
- 冷振鹏,杨胜建,吕伟峰,等,2016.致密油孔隙结构表征方法——以川中致密油储层岩心为例.断块油气田,23(2): 161-165.
- 刘文超,姚军,陈掌星,等,2015.低渗透多孔介质渗流流动边界模型的解析与数值解.力学学报,47(4): 605-612.
- 王学武,杨正明,李海波,等,2013.利用核磁共振研究特低渗透油藏微观剩余油分布.应用基础与工程科学学报,21(4): 702-708.
- 吴松涛,邹才能,朱如凯,等,2015.鄂尔多斯盆地上三叠统长7段泥页岩储集性能.地球科学,40(11): 1810-1823.
- 肖前华,张尧,杨正明,等,2015.中国典型致密油区低温氮气吸附实验.特种油气藏,22(4): 82-85, 155.
- 熊生春,储莎莎,赵国梅,等,2015.低渗透油藏有效注入水水质界限.油气地质与采收率,22(3): 100-105.
- 杨正明,苗盛,刘先贵,等,2007.特低渗透油藏可动流体百分数参数及其应用.西安石油大学学报(自然科学版),22(2): 96-99.
- 喻建,杨孝,李斌,等,2014.致密油储层可动流体饱和度计算方法——以合水地区长7致密油储层为例.石油实验地质,36(6): 767-770.
- 张洪,张水昌,柳少波,等,2014.致密油充注孔喉下限的理论探讨及实例分析.石油勘探与开发,41(3): 367-374.
- 张君峰,毕海滨,许浩,等,2015.国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义.石油学报,36(2): 129-137.
- 张仲宏,杨正明,刘先贵,等,2012.低渗透油藏储层分级评价方法及应用.石油学报,33(3): 437-441.
- 张忠义,陈世加,姚泾利,等,2016.鄂尔多斯盆地长7段致密储层微观特征研究.西南石油大学学报(自然科学版),38(6): 70-80.
- 邹才能,朱如凯,白斌,等,2015.致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战.矿物岩石地球化学通报,34(1): 3-17.