

鄂尔多斯盆地陇东地区延长组长7段致密储层 水平向可动流体特征及其影响因素分析

郭睿良^{1,2}, 陈小东³, 马晓峰^{1,4}, 马静³, 王琪¹, 陈霖³

(1. 甘肃省油气资源研究重点实验室/中国科学院油气资源研究重点实验室, 甘肃兰州 730000;

2. 中国科学院大学, 北京 100049;

3. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西西安 710018;

4. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074)

摘要:以离心实验与核磁共振实验为主, 辅以铸体薄片分析、场发射电镜扫描、纳米级 CT 扫描、X-射线衍射黏土矿物分析以及常规压汞分析, 对鄂尔多斯盆地陇东地区长7段致密储层 GP41-65 水平井的6块岩心样品(水平跨度44.48m)进行水平方向可动流体特征及其影响因素研究。结果表明:研究区长7段致密储层饱和模拟地层水状态下 T_2 谱形态为左峰高于右峰的双峰态, 对比离心后的 T_2 谱可知可动流体主要分布于中大孔隙内; 并且6个岩心样品的微小孔隙与中大孔隙的比例有明显差异; 核磁共振实验结果显示可动流体 T_2 截止值与储层孔隙度、渗透率相关性均较好, 基于核磁共振实验原理可知 T_2 截止值与可动流体孔喉半径下限具有对应关系; 通过 T_2 分布换算孔喉半径分布的方法, 得出6个样品可动流体孔喉半径下限相差10.5倍, 平均为 $0.62\mu\text{m}$, 可动流体分布特征与参数差异性表明长7段致密储层水平向非均质性较强; 而储层孔喉半径分布、次生孔隙发育情况及孔喉连通程度、不同类型黏土矿物含量和赋存形态以及充填孔喉程度、微裂缝发育与充填程度是致密储层可动流体参数差异性较大的影响因素, 其中长石溶蚀孔的发育和呈蜂窝状、搭桥状充填孔隙的伊利石的发育则为主控因素。

关键词:致密储层; 核磁共振; T_2 谱; 可动流体; 延长组; 长7油层组; 陇东地区

中图分类号: TE122.1

文献标志码: A

文章编号: 1672-1926(2018)05-0665-10

引用格式: Guo Ruiliang, Chen Xiaodong, Ma Xiaofeng, *et al.* Analysis of the characteristics and its influencing factors of horizontal movable fluid in the Chang 7 tight reservoir in Longdong area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(5): 665-674. [郭睿良, 陈小东, 马晓峰, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组长7段致密储层水平向可动流体特征及其影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(5): 665-674.]

0 引言

目前, 以致密油为代表的非常规油气资源越来越受到人们的重视^[1-6]。鄂尔多斯盆地陇东地区上三叠统延长组长7段为深湖环境, 发育暗色富有机

质页岩与浊积砂岩互层的组合, 生储配置有利, 资源丰富^[7]。现已查明, 陇东地区长7段储层物性较差, 主要发育微、纳米级孔喉, 是典型的致密储层^[8-10]。大量微纳米孔喉的存在使得流体在储层内的赋存状态和流动状态十分复杂, 制约了长7段致密油的勘

收稿日期: 2018-03-26; 修回日期: 2018-04-10.

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(编号: 41772142); 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“长庆油田5000万吨持续稳产关键技术研究与应”项目(编号: 2016E-05); 中国科学院兰州油气资源研究中心“十三五”创新基金(编号: 35CCJJ20160510; 135CCJJ20160504); 甘肃省油气资源研究重点实验室开放基金(编号: SZDKFJJ20160602)联合资助。

作者简介: 郭睿良(1991-), 男, 陕西西安人, 博士研究生, 主要从事油气储层地质学研究. E-mail: guoruiliang1991@163.com.

探和开发。可动流体参数是评价致密储层当中可动流体比例的主要指标^[11]。与孔隙度、渗透率相比较,可动流体参数更能反映致密储层的物性和渗流特征^[7]。由于核磁共振 T_2 谱分析技术在测试储层可动流体特征方面应用较广^[7,12-15],其主要原理是研究在孔隙空间中氢原子核的磁性及其在外加磁场作用下的核磁共振特性,从而得出孔隙空间中流体的赋存状态,最终定量给出可动流体相关参数^[16-18]。该技术在研究储层可流动流体方面具有信息丰富、精度高、对流体流动性和孔隙空间反映灵敏、无损样品的优点^[19]。因此在致密油气田的勘探开发过程中,储层内可动流体参数及特征的研究尤为重要。

鄂尔多斯盆地是我国致密油勘探开发最早地区之一,勘探潜力巨大^[20,21]。目前该盆地致密油勘探开发技术以水平井为主,通过试采对比,水平井产量是直井的 4~6 倍^[22]。因此目前主要采用水平井+体积压裂技术对致密油藏进行开发^[22]。但是,以往长 7 段致密储层可动流体的研究主要针对垂向非均质性,且实验手段较单一^[7,11,13,14,23,24]。而对储层水平向可动流体研究相对缺乏。

基于上述原因,笔者以鄂尔多斯盆地陇东地区长 7 段 GP41-65 水平井的致密储层为研究对象,运用离心实验与核磁共振 T_2 谱分析技术,辅助以 X-射线衍射黏土矿物分析、常规压汞分析、场发射扫描电镜、纳米级 CT 扫描等实验手段,研究致密储层水平向可动流体特征及其影响因素。目的是弄清致密储层水平方向上可动流体的分布规律,以期解决目前致密油开发中水平井单井产量不稳定的问题,为研究区长 7 段致密油的勘探开发提供理论依据和技术指导。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地是一个发育在华北克拉通之上的多旋回的叠合型盆地。现今的构造形态总体东部宽缓、西部陡窄,为不对称的拗陷盆地(图 1)。盆地四周断裂带较为发育,而盆地内部构造相对简单,地层非常平缓^[5,8,14]。陇东地区位于鄂尔多斯盆地西南部,横跨伊陕斜坡和天环拗陷。研究区主要含油层位为延长组,按沉积旋回及含油性特征将延长组自上而下划分为长 1—长 10 共 10 个油层组^[14]。其中,长 7 段油层组属于深湖—半深湖重力流沉积,岩石类型主要为岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩,储层粒度细、分选差、泥质含量高,矿物成分复杂,压实作用强烈,孔隙度平均值为 9.06%,渗透率平均值

为 $0.063 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于典型的致密储层^[25]。

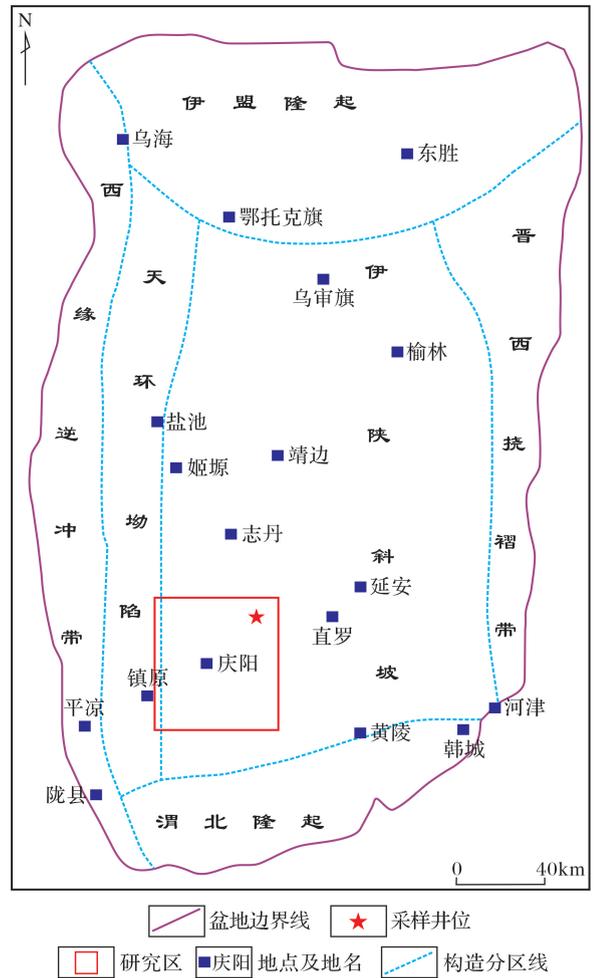


图 1 鄂尔多斯盆地构造分区及研究区位置

Fig.1 Tectonic division and study location of Ordos Basin

2 样品采集及测试分析

本文实验以鄂尔多斯盆地陇东地区长 7 段 GP41-65 水平井为采样井。该井位于合水县东北 20km 太莪乡太莪村,为长庆油田第一口取心水平井,完钻井深为 2 800m,水平段长度为 878m,取心段为 2 322.0~2 375.5m,岩心长度为 53.5m,全部位于油层内,和定向井相比,水平井岩心在同一个单层、同一个纹层级别旋回的砂体平面上具有连续性,这些特点使其在储层水平向研究中具有得天独厚的优势。

共选取了长 7 段致密储层的 6 块岩样进行核磁共振、普通压汞、高压压汞、X-射线衍射黏土矿物分析及扫描 CT 实验,6 块岩样均为块状构造,不显层理(图 2),渗透率在 $(0.0189 \sim 0.1238) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均为 $0.063 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;气测孔隙度介于 6.08%~11.46%之间,平均为 9.06%(表 1)。根据

贾承造等^[25]的致密储层分类评价标准,可知这些样品均属致密储层。同时6块岩样在孔渗条件、胶结程度、含油性等方面存在差异,势必对其可动流体特征有影响。

本文核磁共振 T_2 测量使用的是 RecCore04 型

低磁场核磁共振岩心分析仪,检测方法参照中华人民共和国石油天然气行业标准 SY/T5336—2007《岩心常规分析方法》和 SY/T6490—2014《岩样核磁共振参数实验室测量规范》中规定的要求。

最佳离心力的确定是计算核磁共振实验相关参

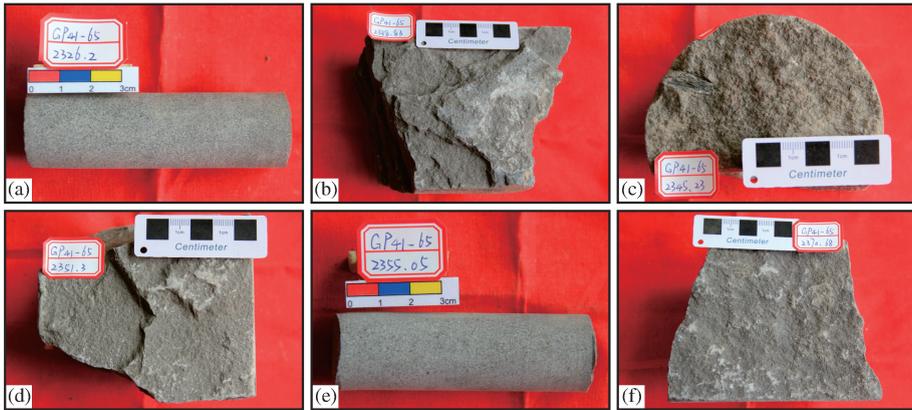


图2 核磁共振实验样品岩心照片

Fig.2 Core pictures of the NMR samples

(a)1号样品,深度1922m,进尺404.2m,深灰色块状细砂岩,油浸;(b)2号样品,深度1922m,进尺416.83m,深灰色块状粉砂岩与灰绿色块状粉砂岩接触,弱油浸;(c)3号样品,深度1922m,进尺423.23m,深灰色细砂岩,油浸;(d)4号样品,深度1922m,进尺429.3m,深灰色块状粉砂岩,弱油浸;(e)5号样品,深度1922m,进尺433.05m,深灰色块状粉砂岩,弱油浸;(f)6号样品,深度1922m,进尺448.68m,深灰色块状细砂岩,油浸

表1 核磁共振试验样品物性资料

Table 1 Physical properties of NMR test samples

样品序号	层位	深度/m	进尺/m	孔隙度/%	岩样密度/(g/cm ³)	渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	含油性	岩性
1	长7	1922	404.2	11.46	2.34	0.0840	油浸	深灰色细砂岩
2	长7	1922	416.83	7.54	2.51	0.0588	弱油浸	深灰色粉砂岩
3	长7	1922	423.23	10.04	2.42	0.1238	油浸	深灰色细砂岩
4	长7	1922	429.3	8.44	2.48	0.0191	弱油浸	深灰色粉砂岩
5	长7	1922	433.05	6.08	2.56	0.0189	弱油浸	深灰色粉砂岩
6	长7	1922	448.68	10.8	2.38	0.0894	油浸	深灰色细砂岩

数的前提。《岩样核磁共振参数实验室测量规范》(SY/T6490—2000)规定 100psi(0.69MPa)为推荐最佳离心力。然而,100psi对于标定孔隙度渗透率非常低的致密砂岩岩心是不适用的。因此需确定适合研究样品的最佳离心力。实验中选取3块样品分别进行了0.35MPa、0.69MPa、1.38MPa、2.07MPa及2.76MPa共5个不同大小离心力的离心实验,确定最佳离心力的原则是随离心力的增加,岩心中含水饱和度不断减小,当含水饱和度不再减小或减小幅度很低时,所对应的离心力即为最佳离心力。由此得出最佳离心力为1.38MPa。据气水离心 Washburn 方程可知[式(1)],当离心力为1.38MPa,此时所对应的喉道半径约为0.11 μm 。所以最终测量所得可动流体相关参数是基于岩石内部孔喉半径大于

此喉道半径空间中的可动流体情况所得,即可动流体和束缚流体的概念是对于岩石内部喉道半径大于0.11 μm 的孔喉空间而言的。

$$P_c = 2\sigma \cos\theta / r \quad (1)$$

式中: P_c 为毛管压力,kPa; σ 为油水界面张力,mN/m; θ 为水与岩石表面接触角, $^\circ$; r 为毛管半径, μm 。对于气—水系统而言,当 σ 取72.75mN/m(72.75dyne/cm), θ 取 0° 时,此条件下的毛管压力即为离心力。

3 核磁共振实验结果

3.1 T_2 谱形态特征

在饱和模拟地层水状态下,6个样品的 T_2 谱形态都为双峰态[图3(a)—图3(f)],岩心中大孔与小

孔喉半径有明显界限;1号、3号、6号样品[图3(a),图3(c),图3(f)]左峰的左边还有一段幅度不大的过渡段,说明这3个样品内微小孔隙的孔喉半径分布范围较广。2号、4号、5号样品[图3(b),图3(d),图3(e)]的 T_2 谱显示弛豫时间小于10ms的包络面积明显大于弛豫时间大于10ms的包络面积,说明这3个样品内的微小孔隙发育的数量明显大于中、大孔隙;而1号、3号样品[图3(a),图3(c)]的 T_2 谱弛豫时间小于10ms的包络面积则与大于10ms的包络面积基本相同,6号样品[图3(f)]前者面积劣于后者面积,说明1号[图3(a)]、3号样品[图3(c)]内微小孔隙发育数量与大、中孔隙近似相等,6号样品[图3(f)]大、中孔隙数量优于微小孔隙

数量。同时,所有样品在饱和模拟地层水状态下的 T_2 谱形态都为左峰高于右峰型,这反映了岩心孔喉半径小、物性较差的特点。在经过1.38MPa离心力离心后,6个样品的 T_2 谱形态发生相应变化。1号、3号样品[图3(a),图3(c)]两峰减小幅度近似,且两峰峰态发生左移,说明这2个样品内可动流体在微小孔隙和中孔隙中均有分布,且数量近似相等;2号、4号、5号、6号样品[图3(b),图3(d),图3(e),图3(f)]右峰减小幅度明显较左峰大,且4号、6号[图3(d),图3(f)] T_2 谱峰态基本变成单峰态,6号[图3(f)] T_2 谱为近似对称单峰,说明这4个样品内大部分可动流体分布于中大孔隙内,微小孔隙中分布较少甚至全部为束缚流体。

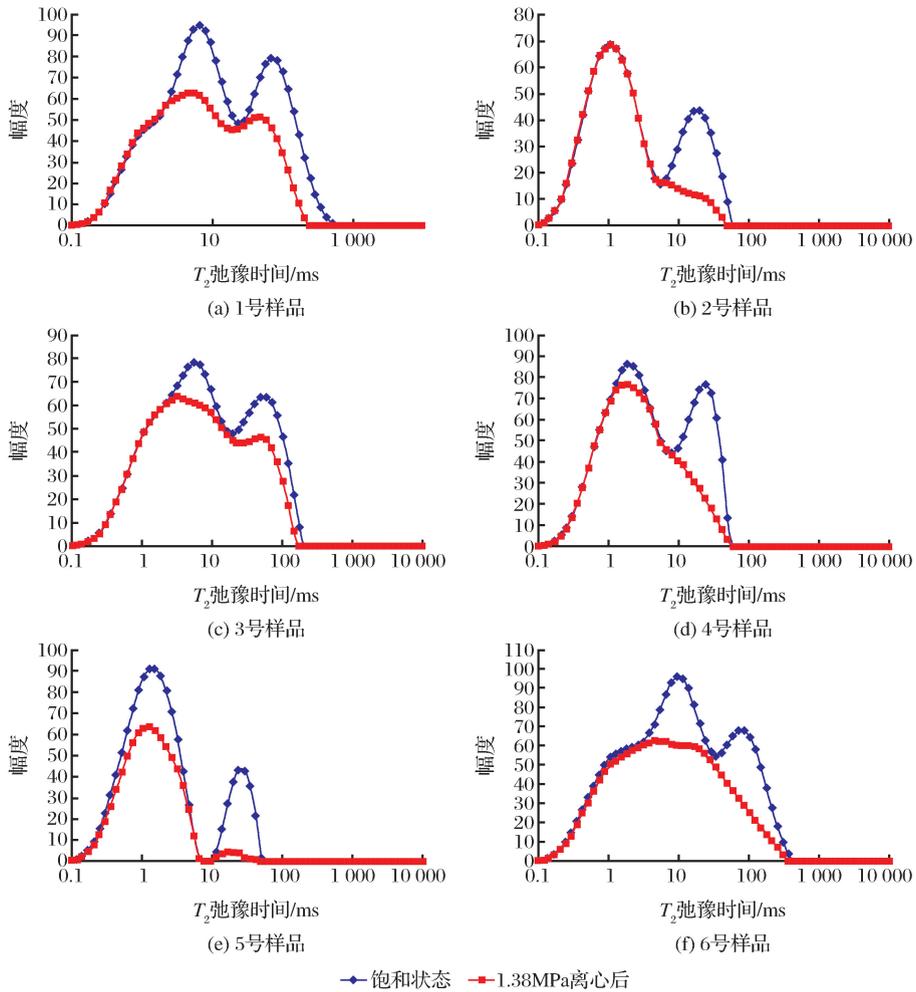


图3 实验样品核磁共振 T_2 谱

Fig.3 The NMR T_2 spectrum of test samples

3.2 T_2 截止值实验结果

确定 T_2 截止值的方法是首先计算离心后的 T_2 谱曲线与坐标轴围成的积分面积 S_1 ,然后在离心前的 T_2 谱曲线上找到一点,使该点左侧的积分面积等

于 S_1 ,此点对应的 T_2 弛豫时间就是 T_2 截止值^[14]。确定 T_2 截止值后就可以间接计算出可动流体百分数、束缚流体百分数、可动流体孔隙度等一系列参数。6个样品的 T_2 截止值在3.87~41.6ms之间

(表 2),分布范围较宽,平均为 22.02ms。

通过 T_2 截止值与样品孔隙度和渗透率的相关图可以看出, T_2 截止值与孔隙度和渗透率的相关性均较好,相关系数分别为 0.879 8 和 0.792 8(图 4)。

通过核磁共振实验原理可知, T_2 截止值与岩心内可动流体孔喉半径下限存在对应关系, T_2 截止值与岩心物性参数的关系表明,随着岩心物性越来越好,可动流体孔喉半径下限越来越高。

表 2 核磁共振实验结果
Table 2 Experimental results of NMR

样品序号	岩样深度 /m	渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	气测孔隙度/%	核磁孔隙度/%	束缚流体 /%	可动流体 /%	可动流体孔隙度/%	T_2 截止值 /ms	可动流体孔喉半径下限/ μm
1	2 326.2	0.084	11.46	8.91	69.12	30.88	3.54	34.65	0.97
2	2 338.83	0.058 8	7.54	4.61	78	22	1.66	11.57	0.32
3	2 345.23	0.123 8	10.04	7.13	88.56	19.44	1.95	41.6	1.16
4	2 351.3	0.019 1	8.44	6.44	72.06	27.94	2.36	11.57	0.32
5	2 355.05	0.018 9	6.08	4.96	78.81	21.19	1.29	3.87	0.11
6	2 370.68	0.089 4	10.8	9.52	71.54	28.46	3.07	28.86	0.81

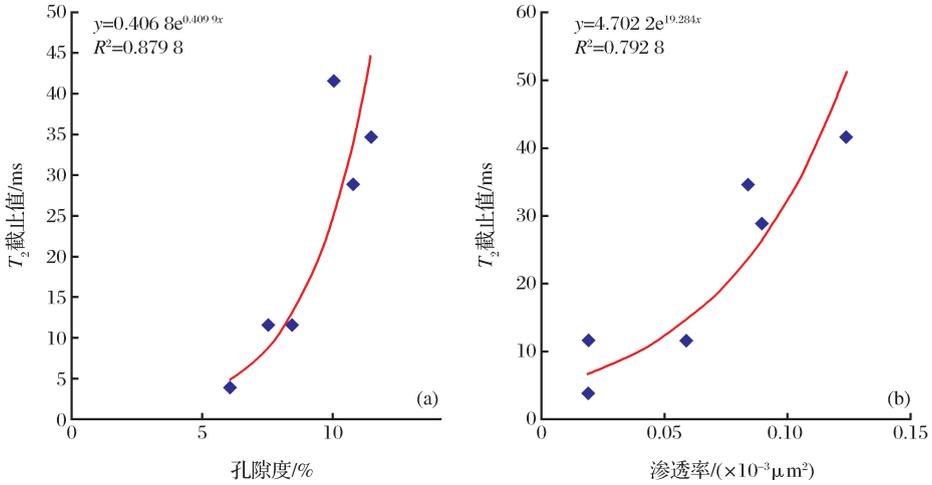


图 4 可动流体 T_2 截止值与孔隙度渗透率相关性

Fig.4 Relationship between movable fluid T_2 cutoff and porosity and permeability

3.3 可动流体分布特征

实验结果显示,6块岩心样品的可动流体百分数在 19.44%~30.88%之间(表 2),分布范围较宽,平均为 24.99%。对比核磁孔隙度与气测孔隙度测试结果发现,除 2号样品外的 5块岩心样品的核磁孔隙度普遍较气测孔隙度小,差值介于 0.5%~2.5%之间,这是由于核磁孔隙度受到岩心中顺磁物质含量和黏土矿物微孔隙等因素的影响而偏小^[26,27],因此可动流体孔隙度的计算需采用可动流体百分数与气测孔隙度进行相乘。结果显示可动流体孔隙度介于 1.29%~3.54%之间(表 2),平均为 2.31%。综合来看,6块岩心样品可动流体参数差异较大,反映了致密储层水平非均质性较强的特点。

核磁共振 T_2 谱显示,不同的岩心样品中可动流

体的分布范围同样存在较大的差异,如 1号样品中可动流体主要分布在 T_2 弛豫时间为 2.68~537.23ms 所对应的孔隙中[图 3(a)],而 2号样品可动流体分布在 T_2 弛豫时间 8.03~49.94ms 对应的孔隙中[图 3(b)],可见不同岩心样品可动流体分布范围差异较大,大部分可动流体都分布在 T_2 弛豫时间大于 10ms 的中大孔隙中,但微小孔隙中也赋存了小部分可动流体。

3.4 可动流体孔喉半径下限

可动流体孔喉半径下限即孔隙空间中可动流体能发生渗流的最小孔喉半径^[23]。确定可动流体孔喉半径下限可为致密油藏开发方案的制定提供一定理论依据。前人研究确定可动流体孔喉半径下限的方法一般是首先确定离心实验最佳离心力,然后计

算该离心力所对应的孔喉半径,此孔喉半径即为可动流体孔喉半径下限^[14,18]。但根据核磁共振实验原理,可动流体参数是基于岩石内部孔喉半径大于最佳离心力对应孔喉半径的空间中可动流体情况所获得,即大于最佳离心力对应孔喉半径的空间中仍存在束缚流体。可知此可动流体孔喉半径下限较真实值偏小。

笔者从核磁共振实验原理出发,采用 T_2 谱换算孔喉半径分布的方法来确定长 7 段致密储层的可动流体孔喉半径下限。核磁共振 T_2 分布与毛管压力曲线本质上都是反映岩石的孔隙结构,它们之间存在密切的联系,对应关系为^[27-29]:

$$r = CT_2$$

式中: T_2 为弛豫时间,ms; r 为孔喉半径, μm ; C 为换算系数, $\mu\text{m}/\text{ms}$ 。

因此,只要求出转换系数 C 就可以将 T_2 分布转换为岩石孔喉半径分布。

通过对 6 个岩心样品进行常规压汞测试,并与核磁共振 T_2 弛豫时间分布进行拟合,最终确定换算系数 C 为 $0.028\mu\text{m}/\text{ms}$ 。通过 1 号样品 T_2 分布与压汞孔喉分布对比图(图 5)可以看出, T_2 分布显示的孔喉半径分布范围更宽,尤其是中大孔喉部分。

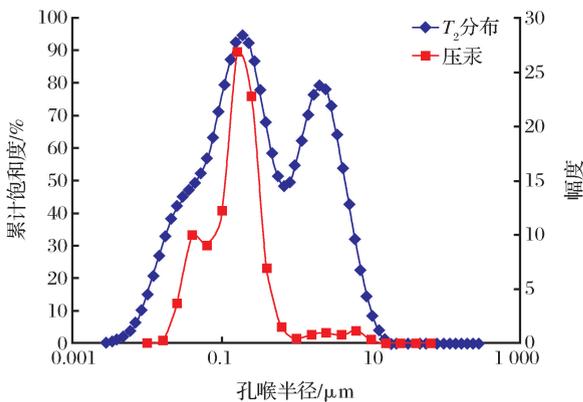


图 5 1 号样品 T_2 分布与压汞孔喉分布对比

Fig.5 Comparison of T_2 distribution and pore distribution determined by mercury-injection method of test sample 1

造成这种差异的原因是压汞孔喉分布反映的是孔喉之间的连通关系,而 T_2 分布反映的是岩石内所有的孔喉空间,不受孔喉连通性限制。对压汞孔喉分布来说,微小孔喉或与之相连的中大孔隙会因毛管束缚力太大导致汞无法进入,从而在毛管压力曲线上无法显示这部分孔喉半径分布。因此由 T_2 弛豫时间分布换算的孔喉半径分布理论上更能反映岩石内孔喉分布的真实情况。

通过核磁共振原理可知, T_2 截止值代表可动流

体与束缚流体的分界,小于 T_2 截止值的部分为束缚流体,反之则为可动流体。那么在由 T_2 分布转换得到的孔喉半径分布上 T_2 截止值对应的孔喉半径即为可动流体孔喉半径下限。由此得到 6 个岩心样品的可动流体孔喉半径下限值介于 $0.11\sim 1.16\mu\text{m}$ 之间(表 2),平均为 $0.62\mu\text{m}$ 。可动流体孔喉半径下限分布范围较宽,说明长 7 段致密储层水平非均质性较强。

4 致密储层可动流体影响因素

6 块岩心样品的可动流体参数与可动流体分布范围均存在较大差异,主要原因是储层微观特征的不同^[7,14,30]。致密储层微观特征的差异主要体现在孔隙连通性与次生孔隙发育程度等微观孔隙结构特征、黏土矿物发育类型及赋存形态、微裂缝发育程度等方面。

4.1 孔隙微观结构特征影响

通过铸体薄片和场发射扫描电镜观察,鄂尔多斯盆地陇东地区长 7 段致密砂岩储层岩性以细粒长石砂岩为主,孔隙类型主要为粒间孔、粒间与粒内溶孔、晶间孔等,且溶蚀孔含量大大高于粒间孔含量。1 号、3 号、6 号样品见有较多长石溶蚀孔发育[图 6(a),图 6(b),图 7(a)],长石溶蚀形成的次生孔隙以及由溶蚀作用形成的管束状细长喉道大大增加储集空间及孔喉连通性,有利于流体储集及渗流,因此 1 号、3 号、6 号样品可动流体百分数较高,且离心前后 T_2 谱显示可动流体在微小孔隙与中大孔隙

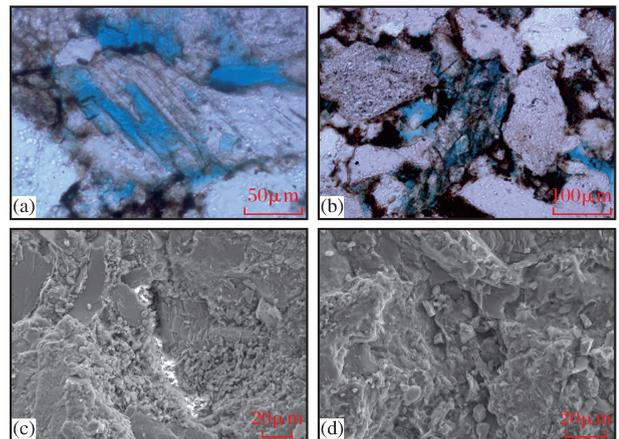


图 6 致密储层铸体薄片图像与电镜扫描图像

Fig.6 Compact cast and scanning electron microscopy images of tight oil reservoir

(a)1 号样品, $\times 400$, 长石溶蚀残余, 次生孔隙发育; (b)6 号样品, $\times 200$, 长石溶蚀形成次生孔隙; (c)2 号样品, $\times 1370$, 喉道细小, 溶蚀孔隙不发育, 连通性较差; (d)4 号样品, $\times 1890$, 岩石致密, 溶蚀孔隙不发育

中均有分布。2号、4号、5号样品较致密[图6(c),图6(d)],原生粒间孔与长石溶蚀孔均较少,喉道以片状为主,片状喉道发育在碎屑颗粒以线状接触的部位,孔隙较小,喉道极细,主要受压实作用控制,核磁共振结果显示这3个样品可动流体百分数相对较低,离心前后的 T_2 谱显示可动流体主要分布于中大孔隙,微小孔隙中分布较少甚至不存在可动流体,流体在细小片状喉道间流动会受到孔壁的毛细管压力,从而可能无法流动而成为束缚流体。

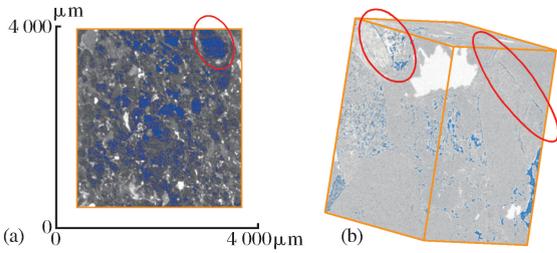


图7 致密油储层纳米CT扫描二维(a)与三维(b)图像
 Fig.7 Two-dimension(a) and three-dimension(b) nano-CT scanning images of tight oil reservoir
 (a)1号样品,分辨率 $1\mu\text{m}$,长石溶蚀残余,次生孔隙发育;
 (b)3号样品,分辨率 $1\mu\text{m}$,微裂缝发育,储层渗流能力较好

通过高压压汞实验分析,致密储层平均孔喉半径分布在 $7.5\sim 73.7\text{nm}$ 之间,中值孔喉半径分布在 $12.4\sim 94.7\text{nm}$ 之间,最大孔喉半径分布在 $30.3\sim 309\text{nm}$ 之间。微小孔喉占比较高,孔喉配位数也较低。孔喉半径大小对储层储集性能和连通性都有影响,从而也会影响储层流体含量和渗流能力。流体在较大半径的孔喉中更容易流动,若孔喉微细,流体则会受到较强的毛细管阻力,难以流动。

总体而言,致密储层孔喉半径较小,喉道以弯片状、片状为主,孔喉连通性较差,储层内部容易形成“死孔隙”,对可动流体含量产生较大影响。而长石溶蚀作用形成的次生孔隙及管束状喉道则大大提高了孔隙连通性,增加了可动流体量。

4.2 黏土矿物影响

长7段致密储层黏土矿物含量较高,黏土矿物发育的类型、含量、产状都会对储层孔隙空间中的可动流体产生影响。X-射线衍射黏土矿物分析显示(表3),长7段储层中黏土矿物以伊利石为主,平均相对含量为 50.32% ,其次为绿泥石、伊/蒙混层、高岭石,平均含量分别为 24.29% 、 20.56% 、 4.83% 。

表3 X-射线衍射黏土矿物分析结果

Table 3 Experimental results of analysis of clay minerals by X diffraction

样品 序号	黏土 X-射线衍射强度/counts					矿物质量百分含量/%				伊/蒙 混层比
	$I_{0.7\text{nm}}(\text{N})$	$I_{1.0\text{nm}}(\text{E})$	$I_{1.0\text{nm}}(550)$	$h_{0.358\text{nm}}$	$h_{0.353\text{nm}}$	伊利石	伊/蒙混层	高岭石	绿泥石	
1	740	722	877	44	228	52.69	11.31	5.82	30.18	15
2	1 354	1 441	2 354	81	433	44.25	28.03	4.37	23.35	20
3	598	716	907	35	133	54.84	14.63	6.36	24.17	20
4	1 311	1 192	1 817	61	382	44.30	23.23	4.47	28.01	20
5	585	993	1 476	44	213	53.22	25.88	3.58	17.32	20
6	424	550	762	32	167	52.65	20.29	4.35	22.71	20

通过场发射扫描电镜观察,2号、4号、5号样品伊利石、伊/蒙混层呈分散杂乱片状、蜂窝状、丝缕状、搭桥状产出[图8(a)~图8(c)]。片状与丝缕状伊利石集合体主要以杂乱堆积形式产出在颗粒表面;蜂窝状、搭桥状伊利石、伊/蒙混层集合体则呈孔隙充填状产出,在狭窄喉道处也见有发育。伊利石与伊/蒙混层的发育使孔隙空间被切割、充填,侵占了部分可动流体赋存空间,同时堵塞喉道,减弱孔隙连通性,增加束缚流体含量,从 T_2 谱上来看这3个样品[图3(b),图3(d),图3(e)]可动流体主要分布于中大孔隙中,在微小孔隙中分布极少甚至不存在。绿泥石与高岭石产出量较少,绿泥石以衬边式产出于颗粒表面,增加流体流动时的粒间黏滞力;

高岭石以分散质点式随机分布于颗粒表面,这2种黏土矿物对孔隙空间影响相对较弱,对可动流体量影响较小。可见,致密储层中黏土矿物的类型、含量、产状对可动流体含量影响较大,尤其是呈蜂窝状、搭桥状充填孔隙的伊利石与伊/蒙混层集合体挤压孔隙空间、降低孔隙连通性,减小可动流体含量作用最为显著。

4.3 微裂缝影响

纳米CT扫描结果显示,3号岩心样品内部发育多条微裂缝[图7(b)],且未被充填,微裂缝沟通孔隙,增强储层渗流能力,该样品渗透率偏高,为 $0.1238 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,较高渗透率势必有利于可动流体发生渗流,从3号样品的 T_2 谱上可见可动流体在

微小孔隙与中大孔隙中均有分布且比例相当,微裂缝的发育不仅可以增强孔隙连通程度,其本身还可以赋存可动流体,改善致密储层储集空间,因此微裂缝对致密储层中可动流体具有显著影响。

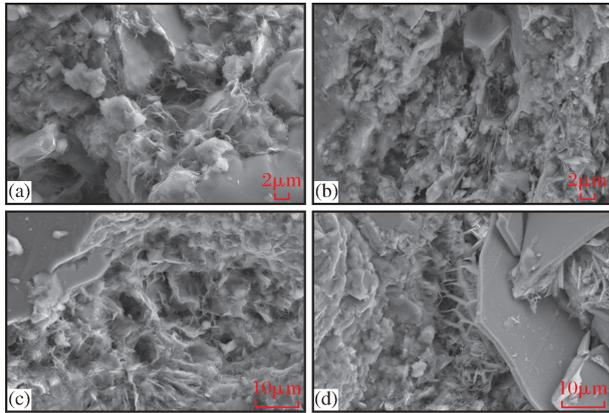


图8 致密储层扫描电镜图像

Fig.8 Scanning electron microscopy images of tight oil reservoir

(a)4号样品,×6 330,丝缕状伊利石充填孔隙,挤占孔隙空间;
(b)5号样品,×6 740,绿泥石伊利石化,挤占孔隙空间;(c)2号样品,×4 050,蜂窝状伊利石充填孔隙,堵塞喉道;(d)2号样品,×3 930,孔隙壁表面叶片状绿泥石,增加渗流黏滞力

总体来说,影响可动流体特征的因素较多,但储层孔隙微观结构特征与黏土矿物的发育是对可动流体影响较为显著的主控因素,微裂缝整体发育数量有限,对可动流体影响不大。次生孔隙尤其是长石溶蚀孔的发育大大增强了孔隙连通程度,提高了储层渗流能力;而大量发育的伊利石呈蜂窝状、搭桥状充填孔隙,挤压孔隙空间,降低孔隙连通性,增加了储层中流体渗流阻力。

5 结论

(1)陇东地区长7段致密油储层水平井的6个岩心样品的饱和地层水 T_2 谱形态均为左峰高于右峰的双峰态,中大孔隙与微小孔隙半径有明显界限。并且6个岩心样品的微小孔隙与中大孔隙的比例有明显差异。

(2)6块岩心样品可动流体参数分布范围较宽,差异较大。可动流体 T_2 截止值与孔隙度、渗透率相关性均较好。可动流体孔喉半径下限值在0.11~1.16 μm 之间,相差10.5倍,平均为0.62 μm 。

(3)长石溶蚀孔及微裂缝的发育沟通孔隙,增强储层渗流能力,改善储层储集空间,大大提高了致密储层可动流体百分数。呈蜂窝状、搭桥状充填孔隙

的伊利石的发育,切割、充填、侵占了部分可动流体赋存空间,并且堵塞喉道减弱了孔隙连通性,极大降低了可动流体百分数。

参考文献(References)

- [1] Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, *et al.* Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(2): 173-187.
邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. *石油学报*, 2012, 33(2): 173-187.
- [2] Tong Xiaoguang, Guo Jianyu, Wang Zhaoming. The progress of geological theory and technology for unconventional oil and gas[J]. *Earth Science Frontiers*, 2014, 21(1): 9-20.
童晓光, 郭建宇, 王兆明. 非常规油气地质理论与技术进展[J]. *地质前缘*, 2014, 21(1): 9-20.
- [3] Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, *et al.* First discovery of Nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27(6): 1857-1864.
邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. *岩石学报*, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [4] Cao Zhe, Liu Guangdi, Liu Zhuangxiaoxue, *et al.* Research status on tight oil and its prospects[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(10): 1499-1508.
曹喆, 柳广弟, 柳庄小雪, 等. 致密油地质研究现状及展望[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(10): 1499-1508.
- [5] Yang Hua, Li Shixiang, Liu Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 1-11.
杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. *石油学报*, 2013, 34(1): 1-11.
- [6] Du Jinhui, He Haiqing, Yang Tao, *et al.* Progress in China's tight oil exploration and challenges[J]. *China Petroleum Exploration*, 2014, 19(1): 1-9.
杜金虎, 何海清, 杨涛, 等. 中国致密油勘探进展及面临的挑战[J]. *中国石油勘探*, 2014, 19(1): 1-9.
- [7] Shi Jianchao, Qu Xuefeng, Lei Qihong, *et al.* Distribution characteristics and controlling factors of movable fluid in tight oil reservoir: A case study of Chang 7 reservoir in Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(5): 827-834, 850.
时建超, 屈雪峰, 雷启鸿, 等. 致密油储层可动流体分布特征及主控因素分析——以鄂尔多斯盆地长7储层为例[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(5): 827-834, 850.
- [8] Yang Weiwei, Liu Guangdi, Liu Xianyang, *et al.* The accumulation mechanism and accumulation models of oil in low permeability reservoir of Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(2): 132-139.
杨伟伟, 柳广弟, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组低

- 渗透砂岩油藏成藏机理与成藏模式[J].地学前缘,2013,20(2):132-139.
- [9] Jiang Lingzhi, Gu Jiayu, Guo Bincheng. Characteristics and mechanism of low permeability clastic reservoir in Chinese petroliferous Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(1):13-18.
蒋凌志,顾家裕,郭彬程.中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理[J].沉积学报,2004,22(1):13-18.
- [10] 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.
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.
- [11] Yu Jian, Yang Xiao, Li Bin, *et al.* A method of determining movable fluid saturation of tight oil reservoirs: A case study of tight oil reservoirs in seventh member of Yanchang Formation in Heshui area[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(6):767-772, 779.
喻建,杨孝,李斌,等.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[J].石油实验地质,2014,36(6):767-772, 779.
- [12] Wang Weimin, Guo Hekun, Ye Zhaohui. The evaluation of development potential in low permeability oilfield by the aid of NMR movable fluid detecting technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(6):3-4, 40-44.
王为民,郭和坤,叶朝辉.利用核磁共振可动流体评价低渗透油田开发潜力[J].石油学报,2001,22(6):3-4, 40-44.
- [13] Wu Hao, Niu Xiaobing, Zhang Chunlin, *et al.* Characteristics and influencing factors of movable fluid in Chang 7 tight oil reservoir in Longdong area, Ordos Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(3):120-125.
吴浩,牛小兵,张春林,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长7段致密油储层可动流体赋存特征及影响因素[J].地质科技情报,2015,34(3):120-125.
- [14] Han Wenxue, Tao Shizhen, Yao Jingli, *et al.* Tight sandstone reservoirs characterization of Chang 7 member in Longdong area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(5):820-826.
韩文学,陶士振,姚泾利,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长7段致密储层精细表征[J].天然气地球科学,2016,27(5):820-826.
- [15] Li Haibo, Guo Hekun, Liu Qiang, *et al.* NMR experimental study of water displacing oil of tight oil reservoir[J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2014, 45(12):4370-4376.
李海波,郭和坤,刘强,等.致密油储层水驱油核磁共振实验研究[J].中南大学学报:自然科学版,2014,45(12):4370-4376.
- [16] Timur A. Pulesd nuclear magnetic resonance studies of porosity, movable fluid, and permeability of sandstones[J]. Journal of Petroleum Technology, 1969, 21(6):775-786.
- [17] Kenyon W E. Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement[J]. Nuclear Geophysics, 1992, 6(2):153-171.
- [18] Ren Yinghui, Wu Ke, He Kangning, *et al.* Application of NMR technique to movable fluid of ultra-low permeability and tight reservoir: A case study on the Yangchang Formation in Longdong area, Ordos Basin[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2017, 37(1):103-110.
任颖惠,吴珂,何康宁,等.核磁共振技术在研究超低渗—致密油储层可动流体中的应用——以鄂尔多斯盆地陇东地区延长组为例[J].矿物岩石,2017,37(1):103-110.
- [19] Zhao Yanchao, Chen Shuhui, Guo Zhenhua. Application of nuclear magnetic resonance technology to pore structure in tight sandstone: A case from third member of Shihezi Formation Upper Paleozoic in Daniudi Gasfield, Ordos Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2006, 25(1):109-112.
赵彦超,陈淑慧,郭振华.核磁共振方法在致密砂岩储层孔隙结构中的应用——以鄂尔多斯大牛地气田上古生界石盒子组3段为例[J].地质科技情报,2006,25(1):109-112.
- [20] Yang Hua, Liang Xiaowei, Niu Xiaobin. Geological conditions for continental tight oil formation and the main controlling factors for the enrichment: A case of Chang 7 member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 22(6):12-20.
杨华,梁晓伟,牛小兵,等.鄂尔多斯盆地三叠系延长组陆相致密油发现特征及潜力[J].石油勘探与开发,2017,22(6):12-20.
- [21] He Chongkang, Cheng Liangbing, Chen Xufeng. Effective reservoir identification and “sweet spot” optimization of Chang 7 tight oil reservoir in Xin’anbian Oilfield, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2017, 39(6):812-818.
何崇康,成良丙,陈旭峰,等.鄂尔多斯盆地新安边油田长7致密油有效储层识别与甜点优选[J].石油实验地质,2017,39(6):812-818.
- [22] Fu Jinhua, Yu Jian, Xu Liming. New progress in exploration and development of tight oil in Ordos Basin and main controlling factors of large-scale enrichment and exploitable capacity [J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(5):9-19.
付金华,喻建,徐黎明,等.鄂尔多斯盆地致密油勘探开发新进展及规模富集可开发主控因素[J].中国石油勘探,2015,20(5):9-19.
- [23] Wang Xiujian, Wang Minglei, Zhao Aibin. Microscopic characteristics of Chang 7 tight sandstone reservoir in Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(3):79-83.
王秀娟,王明磊,赵爱彬.鄂尔多斯盆地延长组长7致密油储层微观特征[J].岩性油气藏,2014,26(3):79-83.
- [24] Lei Qihong, Cheng Liangbing, Wang Chong, *et al.* A study on distribution features of movable fluids for Chang 7 tight reservoir in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(1):26-31.
雷启鸿,成良丙,王冲,等.鄂尔多斯盆地长7致密储层可动流体分布特征[J].天然气地球科学,2017,28(1):26-31.
- [25] Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, *et al.* Assessment

- criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3): 343-350.
- 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. *石油学报*, 2012, 33(3): 343-350.
- [26] Zheng Ke, Xu Huaimin, Chen Jianwen, *et al.* Movable fluid study of low permeability reservoir with nuclear magnetic resonance technology[J]. *Geoscience*, 2013, 27(3): 710-718.
- 郑可, 徐怀民, 陈建文, 等. 低渗储层可动流体核磁共振研究[J]. *现代地质*, 2013, 27(3): 710-718.
- [27] Zhou Yu, Wei Guoqi, Guo Hekun. Impact factors analysis and decision tree correction of NMR porosity measurements[J]. *Well Logging Technology*, 2011, 35(3): 210-214.
- 周宇, 魏国齐, 郭和坤. 核磁共振孔隙度影响因素分析与校正[J]. *测井技术*, 2011, 35(3): 210-214.
- [28] Gao Xiaozeng. NMR porosity is related with lithology[J]. *Well Logging Technology*, 1998, 22(4): 71-74.
- 高效曾. 核磁共振孔隙度和岩性有关[J]. *测井技术*, 1998, 22(4): 71-74.
- [29] Wang Sheng. Analysis of rock pore structural characteristic by nuclear magnetic resonance[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2009, 30(6): 768-770.
- 王胜. 用核磁共振分析岩石孔隙结构特征[J]. *新疆石油地质*, 2009, 30(6): 768-770.
- [30] Yang Hua, Fu Jinhua, He Haiqing, *et al.* Formation and distribution of large low-permeability lithologic oil regions in Huaiqing, Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(6): 641-648.
- 杨华, 付金华, 何海清, 等. 鄂尔多斯华庆地区低渗透岩性大油区形成与分布[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(6): 641-648.

Analysis of the characteristics and its influencing factors of horizontal movable fluid in the Chang 7 tight reservoir in Longdong area, Ordos Basin

Guo Rui-liang^{1,2}, Chen Xiao-dong³, Ma Xiao-feng^{1,4}, Ma Jing³, Wang Qi¹, Chen Lin³
 (1. Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Gansu Province / Key Laboratory of Research, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China;
 2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;
 3. Exploration & Development Research Institute of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China;
 4. Key Lab of Tectonics and Petroleum Resource of Educational Ministry, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China)

Abstract: The movable fluid distribution, evaluation and the controlling factors of 6 samples (horizontal span 44.48m) from Chang 7 tight oil reservoir of the horizontal well in Longdong area, Ordos Basin was analyzed mainly by using the centrifugal and NMR experiment, assisted with cast thin section, scanning electron microscopy, nano-scale CT scanning, X-diffraction clay mineral analysis and mercury injection. The results show that the T_2 spectrum morphology of tight oil reservoir has double peaks with the left peak higher than the right one. The movable fluid is mainly distributed in the middle and large pores, and there is a significant difference in the proportion of the small pores and the large and medium pores. Both reservoir porosity and permeability have high relationship with the T_2 cutoff. The lower limit of throat radius of movable fluid is determined by using transformation of NMR T_2 distribution to pore throat radius distribution. The results show that the lower limit of throat radius of movable fluids of 6 samples differs 10.5 times, with an average of $0.62\mu\text{m}$. The distribution characteristics and deviation of movable fluid parameters show that the horizontal heterogeneity of Chang 7 tight oil reservoir is high. The distribution of pore and throat, development degree of secondary porosity, connectivity between pore and throat, the content, the occurrence states, and the filling degree of clay mineral, development degree and filling degree of micro-fracture are the factors to cause deviation of movable fluid parameters, while development of feldspar dissolution pores and pores filled with honeycomb and bridging illite are the main controlling factor.

Key words: Tight reservoir; NMR; T_2 spectrum; Movable fluid; Yanchang Formation; Chang 7 section; Longdong area