

鄂尔多斯盆地长 7 段致密油成藏物性下限研究

吴康军^{1,2}, 刘洛夫^{1,2}, 徐正建^{1,2}, 窦文超^{1,2}, 罗安湘³, 付金华³, 谭先锋⁴

(1. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京) 盆地与
油藏研究中心, 北京 102249; 3. 中国石油 长庆油田公司, 西安 710018; 4. 重庆科技学院, 重庆 401331)

摘要: 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段致密砂岩储层在湖盆中心大面积分布, 成藏期的储层物性下限是决定油气是否充注储层的重要参数。运用恒速压汞和纳米 CT 扫描技术分析了长 7 段湖盆中心渗透率小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、孔隙度小于 12% 的致密砂岩储层的物性及微观孔喉特征。结果表明, 其平均孔隙半径为 160 μm , 喉道半径不超过 0.55 μm , 均值为 0.33 μm 。在分析致密油成藏期储层压差、原油物理性质及盆地流体特征的基础上, 结合致密储层油气驱替模拟实验及最小流动孔喉半径法, 综合确定了研究区长 7 段致密油成藏期油气开始充注时的孔喉下限为 14 nm, 孔隙度下限为 4.2%, 渗透率下限为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 要达到含油饱和度超过 40% 而实现致密油的大面积连续分布, 孔喉半径下限应为 0.12 μm , 孔隙度下限为 7.3%, 渗透率下限值为 $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

关键词: 物性下限; 油气成藏; 致密储层; 致密油; 延长组; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Lower limits of pore throat radius, porosity and permeability for tight oil accumulations in the Chang7 Member, Ordos Basin

Wu Kangjun^{1,2}, Liu Luofu^{1,2}, Xu Zhengjian^{1,2}, Dou Wenchao^{1,2}, Luo Anxiang³, Fu Jinhua³, Tan Xianfeng⁴

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. Basin and Reservoir Research Center, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4. Chongqing University of Science and Technology, Chongqing 401331, China)

Abstract: Tight sandstone reservoirs were found widespread in the seventh member of Yanchang Formation (Chang7) in the central Ordos Basin. The lower limit of reservoir porosity and permeability during the accumulation period was critical for hydrocarbon enrichment. We studied these physical properties and microscopic pore throat characteristics of tight sandstones with permeability $< 0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and porosity $< 12\%$ by means of constant-rate mercury injection and Nano-CT scan. The average pore radius is 160 μm , and the throat radius is $< 0.55 \mu\text{m}$, average 0.33 μm . We analyzed the pressure differential between source rocks and reservoirs, the physical properties of crude oils, and fluid characteristics. Oil and gas displacement simulations in tight gas reservoirs and minimum flow pore throat radius method showed that the Chang7 tight reservoirs in the study area had a minimum pore throat radius of 14 nm, porosity of 4.2%, and permeability of $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ during hydrocarbon enrichment period. To form large tight oil reservoirs with an oil saturation $> 40\%$, the lower limits for pore throat radius, porosity and permeability should be 0.12 μm , 7.3% and $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, respectively.

Key words: lower limits of physical properties; oil accumulation; tight reservoir; tight oil; Yanchang Formation; Ordos Basin

有效储层是指储集了烃类流体并可采出的物性下限以上的部分, 该物性下限即有效储层物性下限^[1-2]。与有效储层物性下限不同, 成藏物性下限是指在油气成藏时, 油气在特定的地质条件下克服运移阻力从而充注储层的最小物性界线, 通常用孔隙度下限和渗透率下限 2 个重要参数来表征。目前, 对于有效储层物性下限的确定, 主要是基于统

计学的原理, 利用分布函数曲线法、试油法、束缚水饱和度法等求取^[3-5], 而对于成藏期油气充注物性下限研究方法有: 基于油气显示砂岩的孔隙度—渗透率关系确定^[6-8]; 以现今储层含油物性下限为切入点, 对现今储层含油物性下限进行成藏后孔隙度损失量补偿, 从而求取油气成藏孔隙度下限^[9]; 利用砂岩样品双轴承压充注实验模拟地层条件下石

收稿日期: 2014-12-24; 修订日期: 2015-11-26。

作者简介: 吴康军 (1983—), 男, 博士研究生, 从事油气成藏方面的研究。E-mail: wukangjun520@163.com。

通信作者: 刘洛夫 (1958—), 男, 教授, 博士生导师, 从事石油地质及油藏地球化学方面的研究。E-mail: liulof@cup.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金项目“鄂尔多斯盆地三叠系延长组致密油含油边界识别研究”(41372143)、“济阳坳陷古近系孔店组旋回沉积机理及成岩系统研究”(41202043)和教育部高等学校博士学科点专项科研基金“致密油含油边界确定的新方法”(20130007110002)资助。

油充注临界条件,确定成藏期物性下限^[10]。本文在明确延长组长 7 段致密油发育特征的基础上,考虑了致密油成藏期储层压差、原油物理性质及盆地流体特征,结合致密储层油气驱替模拟实验及最小流动孔喉半径法,对长 7 段致密油成藏时的物性下限进行了研究。成藏物性下限的确定对判断致密油成藏期储层能否发生油气充注提供定量依据,为致密油资源量的计算及成藏机理的研究提供指导。

1 致密油的形成条件

鄂尔多斯盆地是由古生界地台与中新界台内拗陷叠合的克拉通盆地,与威利斯顿盆地 Bakken 组具有极其相似的构造背景和致密油富集规律^[11]。三叠系长 7 段沉积时期是湖盆发育的鼎盛时期,半深湖—深湖环境下沉积的泥页岩为中生界最重要的优质烃源岩^[12-15]。大范围分布的优质烃源岩与连续分布的致密储层紧密接触,形成共生层系。烃源岩为致密油的形成创造物质条件的同时,其生烃增压产生的异常高压为石油充注致密储层提供了动力^[16-17]。

2 致密储层孔喉特征

孔隙喉道为连通孔隙的狭窄通道,其大小和形态主要取决于碎屑颗粒的接触关系、胶结类型和颗粒

本身的形态及大小,是决定储层渗流能力的主要因素。对于致密储层而言,常规的分析技术已不能完全反映其致密特征的研究,本文采用了恒速压汞和 CT 扫描图像处理技术分析致密储层的孔喉特征。

恒速压汞是基于准静态实验过程,不但可以将孔隙与喉道区别开来,同时其测量值更接近静态毛细管压力,从而使喉道半径结果更接近实际情况,可以定量表征孔喉特征参数的变化,是非常规储层孔喉结构分析最先进的技术之一。所选实验样品渗透率介于 $(0.031 \sim 0.407) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度介于 7.6%~14.2%之间。实验结果表明,致密油储层平均孔隙半径为 151.47~165.00 μm ,与渗透率无明显的相关性;平均喉道半径为 0.26~0.36 μm ,是影响流体渗流的主要控制因素,与渗透率具有很强的正相关性;平均孔喉比为 488.61~675.03,与渗透率呈负相关性;主流喉道平均半径值为 0.25~0.50 μm ,其值越大,意味着数量较多的细小喉道对渗透率的贡献较小(表 1)。从孔隙半径分布曲线上可以看出,孔隙半径主要分布在 100~200 μm 之间,相对于常规储层,孔隙半径分布范围相对更窄(图 1a);喉道半径的分布范围也较窄,主要分布在 0.15~0.55 μm 之间,喉道半径小于 0.5 μm 的喉道占到总喉道的 90%以上,且变化特征更为敏感(图 1b)。通过分析认为,常规和非常规储层的主要差异体现在喉道

表 1 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段致密砂岩恒速压汞实验数据

Table 1 Experiment results of constant rate mercury penetration for tight sandstones in Chang7 member of the Yanchang Formation, Ordos Basin

井号	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	喉道进汞 饱和度/%	孔隙进汞 饱和度/%	主流喉道 半径/ μm	平均 孔喉比	平均喉道 半径/ μm	平均孔隙 半径/ μm
b19	14.2	0.175	18.80	26.33	0.41	488.61	0.36	151.47
m49	8.0	0.031	15.47	24.09	0.25	675.03	0.26	159.17
s1	11.0	0.407	15.82	44.07	0.50	493.00	0.42	163.00
a75	7.6	0.087	19.38	29.62	0.31	537.00	0.35	165.00
q52	10.3	0.098	15.63	31.07	0.31	658.00	0.29	162.00
平均值	10.2	0.160	17.02	31.04	0.36	570.33	0.34	160.13

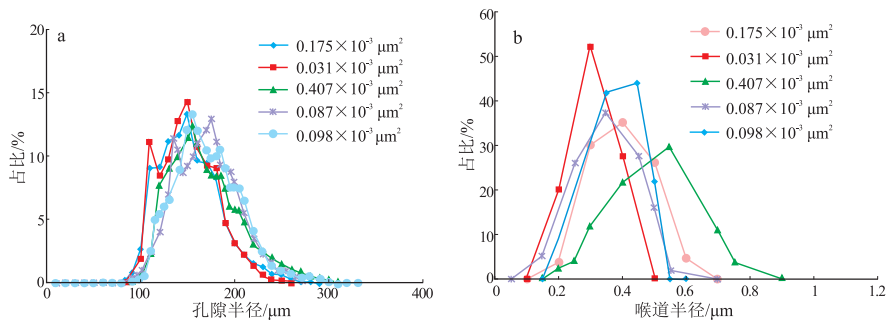


图 1 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段致密砂岩孔隙半径(a)、喉道半径分布曲线(b)

Fig.1 Distribution curves of pore radius (a) and throat radius (b) for tight sandstones in Chang7 member of the Yanchang Formation, the Ordos Basin

大小和分布特征上,非常规储层中小喉道所占比例最大。

纳米/微米 CT 成像数字分析是通过锥束 CT 和扇束 CT 对岩石进行扫描,采集包含物体位置和密度信息的 X 射线图像,可得到物体内部清晰的二维、三维图像。该技术可针对不同尺寸样品进行微米(纳米)CT 分析,获取纳米、微米与毫米级多尺度孔喉结构特征,精确定位不同孔喉的位置。长 7 段致密砂岩储层具有一定的储集空间(图 2),孔隙通过大小不一的微观孔喉相互连通,孔隙空间在三维空间内分布极不均匀,整体呈孤立状,局部呈条带状,围绕连通的孔隙空间周围存在着较多的孤立孔隙,为无效孔隙。微观孔喉粗细差别较大,多呈微小球状、细小管状,垂向分布不均。直径较小的微观孔喉不连通,呈孤立状,局部孤立的微观孔喉分布于颗粒内部,属于颗粒内微孔或晶间微孔。局部较发育的微观孔喉呈层状、条带状,多围绕颗粒分布,孔喉边缘表面粗糙,推测为颗粒间溶蚀微孔,层状、条带状微米级孔喉具有较好的连通性,具有很好的微孔隙沟通能力。

在采用恒速压汞和纳米 CT 扫描技术分析长 7 段致密油砂岩储层后,对本区致密砂岩储层的孔隙和喉道的大小、分布特征、连通情况有了比较清楚的了解,是油气驱替模拟实验及定量计算最小孔喉半径的前提,为确定致密油成藏期的充注物性下限提供了基础理论。

3 成藏物性下限的确定

尽管现今鄂尔多斯盆地为低压盆地,但在地质历史时期曾为超压盆地,早白垩世长 7 段埋深为 2 600~2 900 m,地热梯度达 3.5~4.0 °C/hm^[18-19],早白垩世是致密油的成藏时期^[20],致密油成藏期

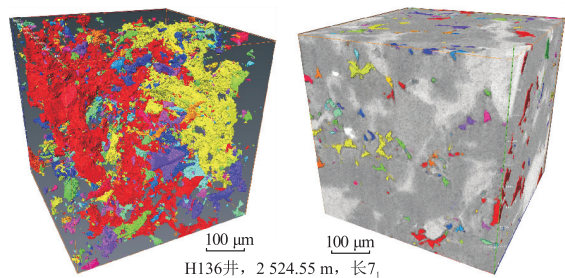


图 2 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段致密砂岩纳米 CT 扫描三维立体结构模型
相同颜色的部分为单位空间内连通的孔隙空间

Fig.2 Nano-CT scan three-dimensional model of the structure for tight sandstones in Chang7 member of the Yanchang Formation, Ordos Basin

时湖盆中部地区长 7 油层组普遍存在异常高压,剩余压力一般为 8~20 MPa^[21],地层压力系数一般为 1.2~1.8,上下地层的长 6、长 8 的地层压力系数逐渐减小^[22]。

3.1 最小流动孔喉半径法

对于非常规油气中的致密油,油气大量生、排烃时期,生烃增压是油气充注储层的主要动力。油气在压力的驱使下通过致密储层中的喉道而进入到孔隙空间,喉道的大小是决定油气是否充注孔隙空间的关键因素之一,而这种能使油气渗流的最小喉道半径就是致密油气充注致密储层的最小流动孔喉半径^[23]。储层的孔隙表面上有一层水均匀地铺展,且这种孔隙表面水具有一定的厚度,即水膜厚度。孔喉半径小于此水膜的厚度,岩石孔喉完全被束缚水封堵,则油气不可能通过喉道,此时的岩石颗粒表面束缚水膜厚度即最小流动孔喉半径(图 3)。确定了不同盆地地质条件下岩石表面的临界水膜厚度即最小流动孔喉半径,进而可应用统计分析方法建立孔喉半径与孔隙度和渗透率的关系图版,求取最小流动孔喉半径对应的孔隙度和渗透率,即为一定条件下油气的成藏物性下限值。

国内外的研究成果普遍认为,0.1 μm 厚度相当于水湿碎屑岩表面附着的水膜厚度^[24]。由于水膜厚度受盆地温压和岩石润湿性的影响,不同地层条件其水膜厚度不同,因此,此数值并不适合计算研究区致密油充注时的物性下限。长 7 段在油气大量充注的早白垩世时期地层为超压,通过恢复成

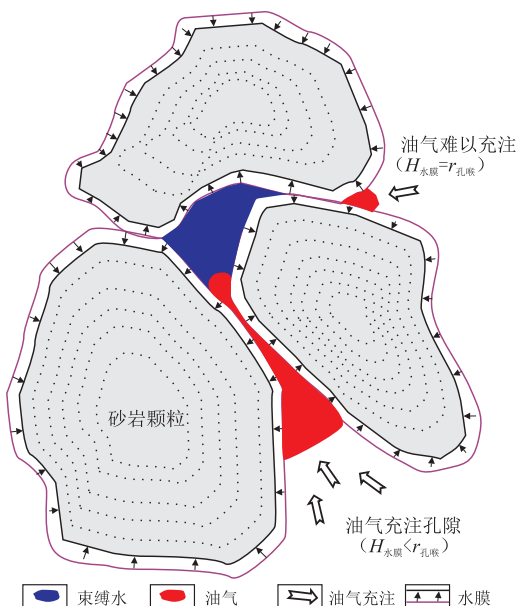


图 3 岩石表面水膜厚度与油气充注关系模型

Fig.3 Model of relationship between rock surface water film thickness and hydrocarbon filling

藏期的古压力、古温度,得到不同地层压力下水膜厚度与喉道半径之间的相关关系图版,并由静水压力、古埋深、古压力系数等参数计算得到早白垩世致密油充注时的地层压力最小值为 30 MPa。通过不同地层压力下水膜厚度与喉道半径之间的相关关系图版,可得到早白垩世致密油充注时期长 7 段岩石颗粒间的水膜厚度为 14 nm,即成藏期致密油可充注的孔喉下限值为 14 nm(图 4)。利用常规压汞和恒速压汞实验分析,对致密储层的孔隙度、渗透率、及孔喉半径分析,并作孔隙度与孔喉半径、渗透率与孔喉半径关系图。统计分析认为,相对于孔隙度,渗透率与孔喉半径更具有较好的相关性,孔喉半径与渗透率成正相关,相关系数达 0.83。研究区早白垩世致密油成藏时致密油的最小流动孔喉半径为 14 nm,结合孔喉半径与渗透率、孔隙度的关系图版,可得到研究区早白垩世致密油成藏时油气开始充注储层的孔隙度下限为 4.2%,渗透率下限为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 5)。

最小流动孔喉半径法是基于成藏时地层压力条件下岩石颗粒表面的水膜厚度而计算的成藏物性

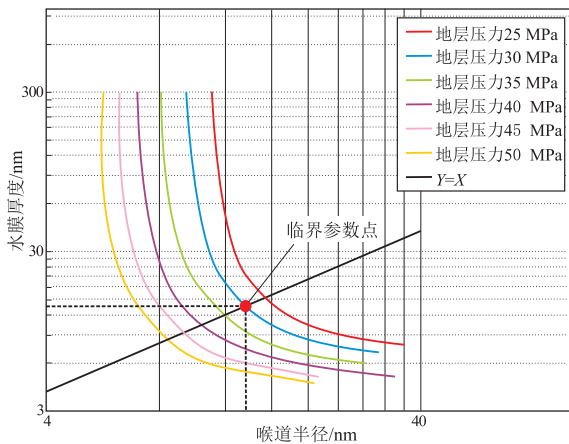


图 4 不同地层压力条件下岩石表面水膜厚度与孔喉半径关系图版

Fig.4 Relationship between rock surface water film thickness and throat radius under different formation pressure

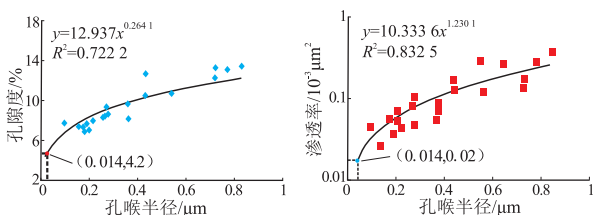


图 5 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段致密砂岩孔隙度、渗透率与孔喉半径关系

Fig.5 Relationship between porosity, permeability and pore throat radius of tight sandstones in Chang7 member of the Yanchang Formation, Ordos Basin

下限,其方法是在水膜理论基础上计算的,其物性下限值和最小流动孔喉半径只是代表了油气开始充注致密砂岩的临界条件,而长 7 段致密油具有大面积连续分布的特征,致密油要形成大规模的非常规油藏,还需进行致密油成藏模拟实验加以研究。

3.2 驱替模拟实验

3.2.1 实验原理及装置

前述纳米 CT 成像数字分析和恒速压汞表明了致密砂岩储层的孔喉以纳米(微米)级别为主,储层孔隙结构复杂。致密储层与常规储层不同,致密储层内流体渗流规律表现为典型的非达西渗流特征。致密储层中流体的注入需要有一个启动压力,当运聚动力超过启动压力后,流体才开始向储层中充注;非达西渗流特征主要包括变性达西渗流和上凹型非达西渗流 2 种基本类型,渗透率越低,渗流曲线越趋于上凹型非达西渗流特征^[25-27]。变性达西渗流曲线表现为直线,常规储层渗流曲线经过原点,与常规储层渗流曲线不同,变性达西渗流曲线不过原点,而是在压力梯度轴上存在一段截距,渗流速度随压力梯度的增大而变大。上凹型非达西渗流曲线表现为明显的非线性特征,其初始部分凹向流速轴,随着压力梯度的增大渗流速度由缓慢变大变为快速变大,当压力梯度超过一定值后渗流曲线变为直线,渗流曲线与启动压力轴的交点即为启动压力梯度值。基于致密储层的渗流原理,设计压力状态下油气驱替盐水实验,实验装置由动力系统、流体注入系统、流体驱替系统、温度测试装置、数据记录仪等主要部分组成。

3.2.2 实验准备及参数确定

先把样品在全自动洗油仪器内用比例为 3 : 1 的酒精与苯进行清洗残余油气一个月,用相同的原洗油液浸泡 10 h,若颜色不变则证明已洗干净;洗干净的岩心放于 104 ℃ 的恒温箱中烘干 4 h 以上,取出岩心称重,测量其长度、直径、孔隙度和渗透率(表 2)。长 7 段致密油地表条件下的原油密度一般为 0.83~0.88 g/cm³,地层条件下原油密度约

表 2 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段致密砂岩驱替模拟实验数据

Table 2 Displacement simulation experiment data for tight sandstones in Chang7 member of the Yanchang Formation, Ordos Basin

编号	深度/ m	长度/ cm	直径/ cm	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	孔隙度/ %	平均孔喉 半径/μm
B486	1 938.80	2.50	3.44	0.163	11.38	0.080 6
H136	2 524.55	2.60	3.40	0.271	11.22	0.163 3
N27	1 651.60	2.55	3.02	0.096	10.68	0.014 2
L47	2 435.87	2.61	3.42	0.299	10.68	0.120 3

0.70~0.76 g/cm³,黏度平均在 1.0 mPa·s 左右。早白垩世的成藏时期,长 7 段的剩余压力(储源压差)为 8~20 MPa^[20],综合成藏期的各地质条件,配置 40 g/L 的盐水作为实验用水,选择黏度为 1.0 mPa·s、密度为 0.75 g/cm³ 的煤油为模拟用油,实验最大压力 70 MPa,温度在 60~70 °C 之间。

3.2.3 实验过程及结果分析

在实验开始前先用已配置的盐水浸泡样品一周,使其饱和,放置于流体驱替系统中开始实验。在持续的压力条件下,煤油持续充注到致密砂岩样品中,驱替致密岩样中饱和的盐水,煤油为幕式充注特征。实验过程中,间隔时间观察压力计并对出口处的盐水流量进行检测,并记录实验数据。当流体驱替装置的出口不再检测到盐水,此时煤油在岩心中达到饱和,岩心从油气充注阶段转为饱和阶段,实验结束。本次驱替模拟实验的 4 个致密砂岩样品的渗流特征均表现为上凹型非达西渗流特征,表明长 7 段渗透率小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的致密砂岩储层中其流体渗流规律为上凹型非达西渗流特征。非线性渗流段之前存在一个明显的不流动段,只有压力梯度达到启动压力梯度后渗流才会发生,样品渗透率不同,其渗流曲线的曲率、非线性段和拟线性段的变化特征也不同;渗透率与启动压力梯度成反比,渗透率越小,启动压力梯度越大,渗流曲线越靠近压力梯度轴、非线性段的曲率越大、拟线性段的延长线在压力梯度轴的截距越长(图 6)。

对长 7 段致密砂岩样品中挑选的 4 个样品,其物性特征和平均孔喉半径不同,其实验结果也有较

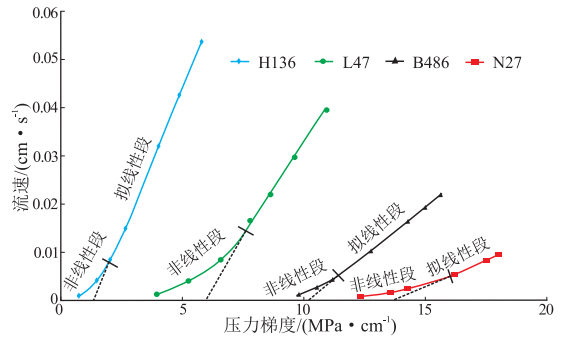


图 6 鄂尔多斯盆地长 7 段致密砂岩上凹型非达西渗流特征

Fig.6 Characteristics of concave-up non-Darcy percolation curves of tight sandstones for the Chang7 member of the Yanchang Formation, Ordos Basin

大的差异。H136 号样品其渗透率为 $0.271 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均孔喉半径为 $0.1633 \mu\text{m}$,实验开始 35 min 时,其实验压差为 2.5 MPa,含油饱和度即达到 14.77%,实验时间长达 12 h,岩心完全被煤油所饱和,其含油饱和度为 40%,继续加大压差到 22.4 MPa,含油饱和度基本无变化,岩心进入饱和阶段。L47 号样品其渗透率为 $0.299 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均孔喉半径为 $0.1203 \mu\text{m}$,实验达到 15 h,岩心完全被煤油所饱和,其含油饱和度为 52%,继续加大压差到 25 MPa,含油饱和度基本无变化,岩心进入饱和阶段。L47 号样品被煤油饱和和所需的压差大于 H136 号样品,且最终含油饱和度大于 H136 号样品。而对于 N27 号、B486 号样品被煤油所饱和的压差分别为 49 MPa 和 44 MPa(图 7)。

致密储层油气驱替实验是模拟早白垩世地层条件下致密油的成藏过程,早白垩世长 7 烃源岩的

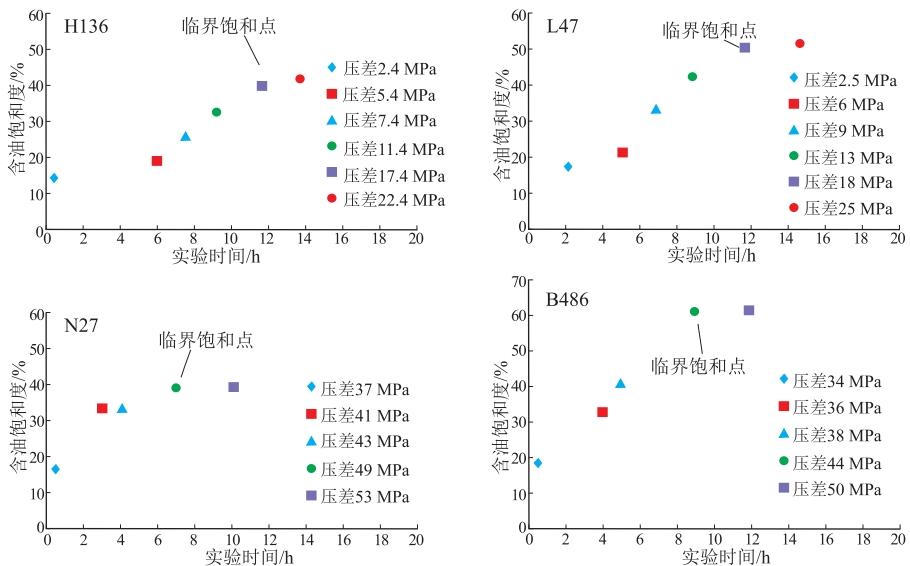


图 7 鄂尔多斯盆地长 7 段致密砂岩驱替模拟实验含油饱和度与实验时间的关系

Fig.7 Relationship between oil saturation and experiment time for tight sandstone oil-charging simulation experiments for the Chang7 member of the Yanchang Formation, Ordos Basin

生烃增压产生了与紧邻重力流成因砂岩之间的压差为 8~20 MPa,模拟实验中只有 H136 号、L47 号样品的实验压差在此范围之内,且含油饱和度在 40%以上,即达到了大规模油气藏形成的条件,所以致密油要形成大规模非常规油藏,其致密砂岩储层的平均孔喉下限应为 0.12 μm。根据长 7 段致密砂岩的常规压汞和恒速压汞实验统计的孔隙度与孔喉半径、渗透率与孔喉半径相关关系图,可计算出长 7 段致密油大规模成藏时的孔隙度下限为 7.39%,渗透率下限为 $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

4 结论

(1)鄂尔多斯盆地长 7 段渗透率小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的致密油储层孔隙半径主要分布在 100~200 μm 之间,峰值为 160 μm;平均喉道半径的分布范围较窄,介于 0.15~0.55 μm 之间,均值为 0.33 μm,且变化特征更为敏感。孔隙空间通过大小不一的微观孔喉相互连通,整体呈孤立状,局部呈条带状,直径较小的微观孔喉不连通,呈孤立状。层状、条带状的孔喉多围绕颗粒分布,具有很好的微孔隙流通能力。

(2)长 7 段致密油在早白垩世成藏时的颗粒表面水膜厚度为 14 nm,结合统计学的原理可得到研究区早白垩世致密油成藏时油气开始充注储层的孔隙度下限为 4.2%,渗透率下限为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(3)延长组长 7 段渗透率小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的致密砂岩储层中流体的渗流特征表现为上凹型非达西渗流,成藏期的生烃增压是其充注的主要动力,源储压差介于 8~20 MPa。致密油要形成大规模非常规油藏(含油饱和度为 40%以上),成藏时的致密砂岩储层平均孔喉下限应为 0.12 μm,孔隙度下限为 7.39%,渗透率下限为 $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

致谢:中国石油大学(北京)盆地与油藏研究中心的曾溅辉教授、王洪玉老师及中国石油大学(华东)的王伟明老师在模拟实验方面给予了很大的帮助,在此表示衷心的感谢。

参考文献:

[1] 郭睿. 储集层物性下限值确定方法及其补充[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(5): 140-144.
Guo Rui. Supplement to determining method of cut-off value of net pay [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004; 31(5): 140-144.

[2] 张安达, 潘会芳. 致密储层物性下限确定新方法及其应用[J]. 断块油气田, 2014, 21(5): 623-626.
Zhang Anda, Pan Huifang. New methods to determine physical

property lower limit of tight reservoir and their application [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(5): 623-626.

[3] 付金华, 罗安湘, 张妮妮, 等. 鄂尔多斯盆地长 7 油层组有效储层物性下限的确定[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(6): 82-88.
Fu Jinhua, Luo Anxiang, Zhang Nini, et al. Determine lower limits of physical properties of effective reservoirs in Chang 7 Oil Formation in Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(6): 82-88.

[4] 李文浩, 张枝焕, 管灵, 等. 渤南洼陷北部陡坡带沙河街组砂砾岩有效储层物性下限及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(5): 766-777.
Li Wenhao, Zhang Zhihuan, Zan Ling, et al. Lower limits of physical properties and their controlling factors of effective coarse-grained clastic reservoirs in the Shahejie Formation on northern steep slope of Bonan Subsag, the Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 766-777.

[5] 刘莉莉, 徐文, 石石, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏有效储层建模方法[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 47-51.
Liu Lili, Xu Wen, Shi Shi, et al. A new effective reservoir modeling method for tight sandstone gas reservoir in Sulige gas field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 47-51.

[6] 高岗, 沈霞, 韩永林. 低孔低渗背景下砂体输导物性下限及其对石油运聚的影响: 以鄂尔多斯盆地胡尖山地区延长组长 4+5 段和长 6 段为例[J]. 高校地质学报, 2010, 16(3): 351-357.
Gao Gang, Shen Xia, Han Yonglin. The physical properties' lowest limit values in sandstone conducting system and their affections to oil accumulation in the setting of low porosity and permeability: Taking Chang (4+5) and Chang 6 sections of Yanchang Formation in Hujianshan area of Ordos Basin for example [J]. Geological Journal of China Universities, 2010, 16(3): 351-357.

[7] 司马立强, 吴思议, 袁龙, 等. 致密砂岩油藏有效厚度的确定方法: 以苏北盆地阜宁组和戴一段为例[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 57-60, 72.
Sima Liqiang, Wu Siyi, Yuan Long, et al. Determination and application of effective thickness of tight sandstone reservoirs: an example from Funing Formation and Daiyi Member in Subei basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 57-60, 72.

[8] 刘雅利. 断陷盆地连续型油气藏分布范围的确定方法: 以渤南地区沙四段为例[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(2): 1-8.
Liu Yali. A method of determining distribution of continuous hydrocarbon reservoir in faulted basin—a case of the fourth member of Shahejie Formation in Bonan area [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(2): 1-8.

[9] 潘高峰, 刘震, 赵舒, 等. 鄂尔多斯盆地镇泾地区长 8 段致密砂岩油藏成藏孔隙度下限研究[J]. 现代地质, 2011, 25(2): 271-278.
Pan Gaofeng, Liu Zhen, Zhao Shu, et al. The study on lower limit of porosity for oil accumulation in Chang-8 Member, Zhenjing area, Ordos Basin [J]. Geoscience, 2011, 25(2): 271-278.

[10] 刘震, 刘静静, 王伟, 等. 低孔渗砂岩石油充注临界条件实验: 以西峰油田为例[J]. 石油学报, 2012, 33(6): 996-1002.
Liu Zhen, Liu Jingjing, Wang Wei, et al. Experimental analyses on critical conditions of oil charge for low-permeability sand-

- stones; a case study of Xifeng oilfield, Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(6): 996-1002.
- [11] 张妮妮, 刘洛夫, 苏天喜, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长7段与威利斯顿盆地 Bakken 组致密油形成条件的对比及其意义[J]. *现代地质*, 2013, 27(5): 1120-1130.
- Zhang Nini, Liu Luofu, Su Tianxi, et al. Comparison of Chang 7 member of Yanchang formation in Ordos Basin with Bakken Formation in Williston Basin and its significance [J]. *Geosciences*, 2013, 27(5): 1120-1130.
- [12] 杨华, 张文正, 刘显阳, 等. 优质烃源岩在鄂尔多斯低渗透富油盆地形成中的关键作用[J]. *地球科学与环境学报*, 2013, 35(4): 1-9.
- Yang Hua, Zhang Wenzheng, Liu Xianyang, et al. Key Role of high-quality source rocks on the formation of low-permeability oil-rich reservoirs in Ordos Basin [J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2013, 35(4): 1-9.
- [13] 薛永超, 田斌丰. 鄂尔多斯盆地长7致密油藏特征[J]. *特种油气藏*, 2014, 21(3): 111-115.
- Xue Yongchao, Tian Xiaofeng. Characteristics of Chang-7 tight oil reservoir, Ordos basin [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(3): 111-115.
- [14] 李威, 文志刚. 鄂尔多斯盆地马岭地区延长组长7烃源岩特征与分布[J]. *断块油气田*, 2014, 21(1): 24-27.
- Li Wei, Wen Zhigang. Characteristics and distribution of Chang 7 source rocks of Yangchang Formation in Maling Area of Ordos Basin [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2014, 21(1): 24-27.
- [15] 吉利明, 梁晓飞, 贺聪, 等. 鄂尔多斯盆地西峰地区延长组烃源岩两环烷烃分布特征及其生源[J]. *地球科学与环境学报*, 2015, 37(1): 76-84.
- Ji Liming, Liang Xiaofei, He Cong, et al. Distribution of bicyclic alkanes of source rocks of Yanchang Formation in Xifeng Area of Ordos Basin and their biological sources [J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2015, 37(1): 76-84.
- [16] 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.
- 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.
- [17] 马洪, 李建忠, 杨涛, 等. 中国陆相湖盆致密油成藏主控因素综述[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(6): 668-677.
- Ma Hong, Li Jianzhong, Yang Tao, et al. Main controlling factors for tight oil accumulation in continental lacustrine basins in China [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(6): 668-677.
- [18] 赵孟为, Behr H J. 鄂尔多斯盆地三叠系镜质体反射率与地热史[J]. *石油学报*, 1996, 17(2): 15-23.
- Zhao Mengwei, Behr H J. Vitrinite reflectance in Triassic with relation to geothermal history of Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1996, 17(2): 15-23.
- [19] 任战利, 张盛, 高胜利, 等. 鄂尔多斯盆地热演化程度异常分布区及形成时期探讨[J]. *地质学报*, 2006, 80(5): 674-684.
- Ren Zhanli, Zhang Sheng, Gao Shengli, et al. Research on region of maturation anomaly and formation time in Ordos Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2006, 80(5): 674-684.
- [20] 姚泾利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(2): 150-158.
- Yao Jingli, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(2): 150-158.
- [21] 李兴文, 李仲东, 过敏, 等. 鄂尔多斯麻黄山西区中生界过剩压力与油气关系[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(3): 294-298.
- Li Xingwen, Li Zhongdong, Guo Min, et al. Relations of overpressure and hydrocarbons in the Mesozoic of western Mahuangshan, Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(3): 294-298.
- [22] 邓秀芹, 姚泾利, 胡喜峰, 等. 鄂尔多斯盆地延长组超低渗透岩性油藏成藏流体动力系统特征及其意义[J]. *西北大学学报: 自然科学版*, 2011, 41(6): 1044-1050.
- Deng Xiuqin, Yao Jingli, Hu Xifeng, et al. Characteristics and geological significance of hydrodynamic system on ultra-low permeability reservoir of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. *Journal of Northwest University: Natural Science Edition*, 2011, 41(6): 1044-1050.
- [23] 蒋裕强, 高阳, 徐厚伟, 等. 基于启动压力梯度的亲水低渗透储层物性下限确定方法: 以蜀南河包场地区须家河组气藏为例[J]. *油气地质与采收率*, 2010, 17(5): 57-60.
- Jiang Yuqiang, Gao Yang, Xu Houwei, et al. Now method for determining cut-off parameter in hydrophilic and low permeable sandstone reservoir; case of gas reservoir, Hebaochang area [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2010, 17(5): 57-60.
- [24] Wardlaw N C, Taylor R P. Mercury capillary pressure curves and the interpretation of pore structure and capillary behaviour in reservoir rocks [J]. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 1976, 24(2): 225-262.
- [25] 朱志强, 曾溅辉, 吴勇勇, 等. 低渗透砂岩石油运移及成藏特征模拟实验[J]. *石油与天然气地质*, 2007, 28(2): 229-234.
- Zhu Zhiqiang, Zeng Jianhui, Wu Heyong, et al. An experimental study on oil migration and accumulation in low-permeability sandstone [J]. *Oil & Gas Geology*, 2007, 28(2): 229-234.
- [26] 樊阳, 查明, 姜林, 等. 致密砂岩气充注机制及成藏富集规律[J]. *断块油气田*, 2014, 21(1): 1-6.
- Fan Yang, Zha Ming, Jiang Lin, et al. Charging mechanism of tight sandstone gas reservoir and its pattern of accumulation and enrichment [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2014, 21(1): 1-6.
- [27] 公言杰, 柳少波, 刘可禹, 等. 致密油充注过程中储层润湿性变化对含油性影响: 以川中侏罗系致密油为例[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(4): 423-429.
- Gong Yanjie, Liu Shaobo, Liu Keyu, et al. Influence of reservoir wet ability changes on oil-bearing features during tight oil accumulation; A case study of Jurassic tight oils in Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(4): 423-429.