

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组超低渗储层 油气成藏启动压力研究

张潇文,陈世加,姚宜同,路俊刚,黄圃霖,王力

西南石油大学地球科学与技术学院,成都,610500

内容提要:近10年来,非常规油气资源在全球能源格局中的地位愈发重要,低渗透—致密油已成为目前勘探的热点,在我国具有可观的前景。而对于低渗透油气成藏启动压力的研究一直是一个难点,目前仍处于起步阶段,它的完善直接关系到低渗透乃至致密油气成藏的理论研究及勘探。本文首先以鄂尔多斯盆地延长组岩心为基础进行覆压孔隙度、渗透率实验研究,分析储层物性随覆压的变化关系;其次,结合喉道半径与孔、渗的关系,研究喉道半径随有效应力的变化关系,并探讨不同成藏机制的致密油藏的启动压力;最后详细分析鄂尔多斯盆地华池—合水地区上三叠统延长组长7致密油藏的成藏启动压力及成藏下限。结果表明:超低渗储层的孔、渗与有效应力间存在较好的乘幂关系,拟合函数的系数与地表的物性值相关性较好;喉道半径与孔、渗的相关性较好,与孔隙度呈指数关系,与渗透率呈乘幂关系;对于先致密后成藏类型油气藏来说,以渗透率建立的启动压力计算方法可靠,而先成藏后致密或边成藏边致密类型油气藏,启动压力计算方法还有待深入研究。华池—合水地区延长组长7致密油藏成藏时储层渗透率为 $0.00473 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 0.52832 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.01380 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;孔隙度为1.458%~10.851%,平均7.224%;储层的平均喉道半径为0.0033~0.3769 μm 。该区属先致密后成藏,成藏的实际启动压力为0.0788~13.0022 MPa,平均2.1025 MPa。长7源岩的最大埋深为3000 m,原油的充注压力为6.06 MPa,油藏条件下充注的喉道半径下限为 $8.576 \times 10^{-3} \mu\text{m}$,渗透率下限为 $0.00486 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

关键词:鄂尔多斯盆地;上三叠统延长组;超低渗储层;覆压孔渗;覆压喉道变化;成藏启动压力

沉积、压实过程中,岩石颗粒在上覆围压及孔隙流体压力的共同作用下发生变形,取芯后由于压力的释放,岩石颗粒的弹性形变得以恢复,使得在地表测试的物性明显好于地层环境(何顺利等,2006;郝春山等,2003;刘明洁等,2014)。因此有必要研究覆压对储层物性的影响,将地表岩心的物性转换为地层中的物性,才能有效的反映油气成藏时的运聚特征。自1941年Biot提出了有效应力与渗透场之间的关系以来(Boit,1941),国内外专家学者对此做了大量研究,对孔渗与覆压的关系也提出了不同的拟合方式(郝春山等,2003;孙东生等,2012;卢家亭等,2007;孙来喜等,2009;杨永智等,2006;Zhang et al., 1994;张新红等,2001);李传亮教授对地层中多孔介质的有效应力的计算提出了指正(李传亮,2003,2008),为覆压孔渗变化的计算提供了可靠的理论依据。此外,超低渗储层中微—纳米级孔喉系统及

微裂缝是油气运聚的主要空间,渗透率极低,传统的达西定律难以准确描述油气的运移及聚集机制。低渗透油气藏的形成机理、赋存状态及运聚机理均有别于常规油藏。近年来国内外学者对超低渗储层的渗流的也做一些研究,提出了非达西渗流理论(邓英尔等,1998,2000;冯文光等,1986;窦宏恩等,2012;Aarayanawamy,1999;杨正明等,2010),油气在低渗透储层中运移时存在一定的启动压力梯度(庞正炼等,2013)。由于目前的研究主要是从油气田开发出发,对于地层中油气成藏的运聚机理研究较少,但地层环境下孔渗的影响因素复杂,地下流体真实的渗流特征及古毛细管压力的恢复仍是一个难题。因此研究超低渗油气藏原油渗流运聚成藏启动压力,对明确超低渗储层中油气富集规律具有重要的意义。

本文以鄂尔多斯盆地延长组超低渗岩心的覆压

注:本文为国家重点基础研究发展计划(973)项目“中国陆相致密油(页岩油)形成机理与富集规律基础研究”(编号2014CB239005)的成果。

收稿日期:2014-12-03;改回日期:2015-03-10。责任编辑:黄敏。Doi: 10.16509/j.georeview.2015.04.019

作者简介:张潇文,女,1990年生。西南石油大学在读研究生,主要从事油气成藏、地球化学以及致密油气勘探研究。地址:610500,成都市新都区西南石油大学地球科学与技术学院;Email:zhangxiaowen@163.com。

孔渗实验为基础,对测试结果进行函数拟合,建立孔隙度、渗透率与覆压的关系;并通过压汞参数,研究孔、渗与喉道半径的关系,建立同一喉道在地表和地层中的变化,分析不同形成机制油气藏成藏时的启动压力。旨在为超低渗储层成藏的运聚富集过程的研究,以及油气资源量的估算及油气勘探部署提供可靠的理论依据。

1 基础地质条件

鄂尔多斯盆地位于华北地台的西部,是我国第二大沉积盆地,中生代晚期才演化为一独立的拗陷盆地,具有典型的克拉通沉积盆地的特点(杨华等,2010)。其中上三叠统延长组地层为一套拗陷型湖盆河流—三角洲—湖泊沉积体系,发育河流、三角洲、浊积扇和湖泊等4种沉积相,其中河流沉积和浊积扇发育在湖盆的西缘陡坡带,三角洲则在西缘和东部缘坡均有发育。根据层序地层学原理,将延长组划分为5个层段10个油层组(李凤杰等,2006),埋深为1500~3000m,是该盆地目前主要的产油层位。其中长7是主要的烃源岩层位,有机质丰度高,以I~II₁型为主,目前处于成熟阶段,为延长组的原油富集提供了良好的物质基础;长2—长3、长4+5、长6、长7、长8为延长组主要的产层,以细—中、粉粒长石、长石岩屑、岩屑长石砂岩为主;孔隙类型主要有粒间孔、长石溶孔、岩屑溶孔、晶间孔、浊沸石溶孔、碳酸岩溶孔和微孔(罗静兰,2006);杂基含量高,点、点—线、线接触为主,孔喉细小。物性较差,孔隙度一般为3%~16.8%;渗透率一般 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的低渗透—致密储层。

2 实验测试条件

2.1 实验仪器

本次试验采用CMS-300型全自动覆压孔渗仪,仪器具有高精度、自动测量和记录功能,岩心夹持器为拟三轴式。该研究的基本原理是模拟低渗透砂岩孔隙度、渗透率随有效应力的变化,对岩心进行长加压,测定不同压力下岩样的孔隙度及渗透率。

2.2 样品及实验方法

本次研究选取了鄂尔多斯盆地延长组17块地表空气渗透率 k_0 小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的含油长石、岩屑长石砂岩岩心进行分析,按现今对超低渗储层的统一分类标准(李道品等,1997;赵澄林等,1998;赵靖舟等,2007)为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,该次

实验样品为典型的超低渗—致密储层。覆压的变化范围在2~40 MPa之间,以2 MPa为测试初始条件;缓慢增加有效覆压,分别记录4 MPa、6 MPa、8 MPa、10 MPa、15 MPa、20 MPa、25 MPa、30 MPa、35 MPa时的孔隙度及渗透率。

2.3 实验误差分析

不可否认,任何实验设备都存在误差。在覆压实验中,可能由于岩样表面不光洁或形状不规整,导致岩样与封套之间存在一定微间隙,在围压较低状态下($< 3 \text{ MPa}$),如果流体驱替压力较高($> 2 \text{ MPa}$),则可能出现流体沿微间隙窜流的现象,从而使实验结果产生误差(罗瑞兰,2010)。本次实验中通过处理尽量使岩石表面光洁和岩样外形规则,并注意保持较低的驱替压力,以降低并避免这种误差的发生。其次,在覆压实验中,一般采用的流体是氮气或空气,在测试过程中,为了消除气体的滑脱效应,本次实验在每个围压点下采用不同的驱替压差(出口端为大气压)测一组渗透率,然后通过线性回归得到岩样的克氏渗透率。因此本次实验的数据误差在允许的范围内,为实验结果研究提供了可靠的数据。

3 实验结果分析

随着有效压力的增加,岩心的渗透率和孔隙度均有不同程度的下降。就储层物性与覆压的关系而言,不同的学者也提出了不同的拟合关系:有的认为孔渗与覆压呈指数关系;有的认为是幂函数关系;也有的认为是一元二次方程;还有的认为渗透率与覆压呈指数关系,孔隙度与覆压呈一元二次关系。本文以实验测试结果为依据分别讨论渗透率、孔隙度与覆压的关系,为油气成藏的启动压力研究奠定基础。

3.1 渗透率随有效应力的变化

实验结果表明渗透率随压力变化明显,尤其在小于20 MPa范围内,变化幅度较大,在此之后相对较弱。由于实验过程中是通过空气法测试物性,孔隙中的流体压力可以忽略,覆压即为岩石的有效应力(李传亮,2008),用 σ_e 表示。根据实验数据发现,通过对数、乘幂、指数拟合得出的 $k-\sigma_e$ 关系相关性较好(本文中的各变量代号见正文末尾),总的来说乘幂拟合结果的相关性最好,对数次之,指数较差,但对于 k_0 小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品来说对数关系的相关性最好(表1)。也就是说,不同的 k_0 范围的样品在覆压时 $k-\sigma_e$ 的关系式存在不同。在本次研

表 1 $k-\sigma_e$ 拟合关系式

Table 1 The fitted formulas between k and σ_e

样号	含油性	物性		对数关系		乘幂关系		指数关系	
		$\varphi_0(\%)$	k_0 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	$k = -a \cdot \ln(\sigma_e) + b$	R^2	$k = a \cdot \sigma_e^{-b}$	R^2	$k = a \cdot e^{-b \cdot \sigma_e}$	R^2
Y-1	油斑	12.8	0.795	$k = -0.1122 \ln(\sigma_e) + 0.7731$	97.29	$k = 0.8269 \sigma_e^{-0.2143}$	98.43	$k = 0.6326 e^{-0.0161 \sigma_e}$	83.99
Y-2	油斑	18.5	0.492	$k = -0.0703 \ln(\sigma_e) + 0.4287$	99.07	$k = 0.4729 \sigma_e^{-0.2609}$	99.81	$k = 0.3433 e^{-0.0020 \sigma_e}$	88.35
Y-3	油斑	14.0	0.974	$k = -0.0950 \ln(\sigma_e) + 0.4287$	99.05	$k = 0.8659 \sigma_e^{-0.1547}$	98.58	$k = 0.7187 e^{-0.0121 \sigma_e}$	90.67
Y-4	油斑	16.2	0.120	$k = -0.0231 \ln(\sigma_e) + 0.0930$	96.55	$k = 0.1362 \sigma_e^{-0.5985}$	99.09	$k = 0.0657 e^{-0.0461 \sigma_e}$	88.97
Y-5	油斑	16.6	0.481	$k = -0.0469 \ln(\sigma_e) + 0.3377$	99.65	$k = 0.3603 \sigma_e^{-0.2031}$	99.74	$k = 0.2812 e^{-0.0156 \sigma_e}$	89.38
Y-6	油斑	17.7	0.367	$k = -0.0275 \ln(\sigma_e) + 0.1896$	98.72	$k = 0.2046 \sigma_e^{-0.2180}$	98.39	$k = 0.1572 e^{-0.0169 \sigma_e}$	89.81
Y-7	油斑	12.1	0.608	$k = -0.0418 \ln(\sigma_e) + 0.4000$	98.22	$k = 0.4204 \sigma_e^{-0.1335}$	98.22	$k = 0.3572 e^{-0.0103 \sigma_e}$	88.14
Y-8	油斑	10.7	0.126	$k = -0.0100 \ln(\sigma_e) + 0.0401$	97.52	$k = 0.0600 \sigma_e^{-0.6084}$	99.24	$k = 0.0289 e^{-0.0477 \sigma_e}$	92.22
Y-9	油斑	13.9	0.156	$k = -0.0186 \ln(\sigma_e) + 0.0869$	98.45	$k = 0.1091 \sigma_e^{-0.4266}$	99.26	$k = 0.0649 e^{-0.0329 \sigma_e}$	89.46
Y-10	油斑	13.3	0.257	$k = -0.0314 \ln(\sigma_e) + 0.1664$	99.02	$k = 0.1935 \sigma_e^{-0.3327}$	99.65	$k = 0.1290 e^{-0.0256 \sigma_e}$	89.38
Y-11	油斑	11.4	0.512	$k = -0.0454 \ln(\sigma_e) + 0.1966$	97.49	$k = 0.4122 \sigma_e^{-0.2184}$	99.71	$k = 0.1427 e^{-0.0384 \sigma_e}$	98.7
Y-12	油斑	11.1	0.258	$k = -0.0291 \ln(\sigma_e) + 0.1176$	97.29	$k = 0.1854 \sigma_e^{-0.3331}$	99.23	$k = 0.0843 e^{-0.0467 \sigma_e}$	91.18
Y-13	油斑	11.2	0.291	$k = -0.0288 \ln(\sigma_e) + 0.1226$	98.14	$k = 0.2128 \sigma_e^{-0.3084}$	99.23	$k = 0.0908 e^{-0.0419 \sigma_e}$	92.09
Y-14	油迹	10.3	0.052	$k = -0.0048 \ln(\sigma_e) + 0.0222$	98.62	$k = 0.0280 \sigma_e^{-0.9278}$	95.69	$k = 0.0174 e^{-0.0370 \sigma_e}$	96.11
Y-15	油斑	11.4	0.090	$k = -0.0100 \ln(\sigma_e) + 0.0222$	98.68	$k = 0.0550 \sigma_e^{-0.6533}$	99.84	$k = 0.0406 e^{-0.0260 \sigma_e}$	89.86
Y-16	油迹	8.1	0.056	$k = -0.0020 \ln(\sigma_e) + 0.0222$	98.70	$k = 0.0156 \sigma_e^{-0.8565}$	93.47	$k = 0.0060 e^{-0.0714 \sigma_e}$	98.26
Y-17	油迹	9.0	0.038	$k = -0.0031 \ln(\sigma_e) + 0.0133$	97.00	$k = 0.0182 \sigma_e^{-1.1341}$	92.79	$k = 0.0106 e^{-0.0456 \sigma_e}$	97.26

究中,由于 k_0 小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品数量较少,在拟合系数 a 、 b 与 k_0 的关系时相关性较差,可能带来较大的误差。因此本文只建立 $k-\sigma_e$ 的乘幂关系式。假设 $k-\sigma_e$ 满足表达式:

$$k = a \times \sigma_e^{-b} \tag{1}$$

研究中发现不同样品的 k_0 存在明显差异,但拟合曲线形态基本一致,只是起始端存在差异,表明拟合系数受 k_0 影响明显。并且地表孔渗测试时也存在一定的压力,及 σ_e 不为0,因此本文中以 k_0 为基础建立 $a-k_0$ 、 $b-k_0$ 的关系。

据表1中的不同样品的乘幂拟合关系可知各自的系数 a 、 b ,通过系数 a 、 b 与 k_0 的拟合可以发现,系数 a 与 k_0 的一元二次拟合关系最好,相关系数为95.42%,关系式为(图1a):

$$a = 0.2801 k_0^2 + 0.6771 k_0 - 0.0079 \tag{2}$$

系数 b 与 k_0 的乘幂拟合关系最好,相关系数为95.14%,关系式为(图1b):

$$b = 0.14 k_0^{-0.6397} \tag{3}$$

将(2)、(3)式代入(1)可知鄂尔多斯盆地延长组超低渗储层的渗透率随岩石有效应力的关系式为:

$$k = (0.2801 k_0^2 + 0.6771 k_0 - 0.0079) \cdot \sigma_e^{-0.14 k_0 - 0.6397} \tag{4}$$

3.2 孔隙度随有效应力的变化

在覆压变化过程中,主要是喉道和孔隙尺寸大小的变化,除渗透率外孔隙度的变化也比较明显。此外研究孔隙度随覆压的变化关系对油藏储量计算以及后文研究成藏启动压力是有重要的作用,因此有必要对孔隙度随覆压变化的关系进行研究。

根据实验结果对孔隙度与覆压的关系拟合时发现,对数、一元二次及乘幂关系三者的相关系数非常接近,除个别外均大于95%,总的来说乘幂拟合结果的相关性最好。同样,对于 k_0 小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品来说一元二次关系的相关性最好(表2)。也就是说,不同的 k_0 范围的样品在覆压时 $\varphi-\sigma_e$ 的关系式存在不同。在本次研究中,由于 k_0 小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品数量较少,在拟合系数 m 、 n 、 t 与 φ_0 的关系时相关性较差,可能带来较大的误差而缺乏可靠性。因此本文只建立 $\varphi-\sigma_e$ 的指数关系式。假设 $\varphi-\sigma_e$ 满足表达式:

$$\varphi = m \times \sigma_e^{-n} \tag{5}$$

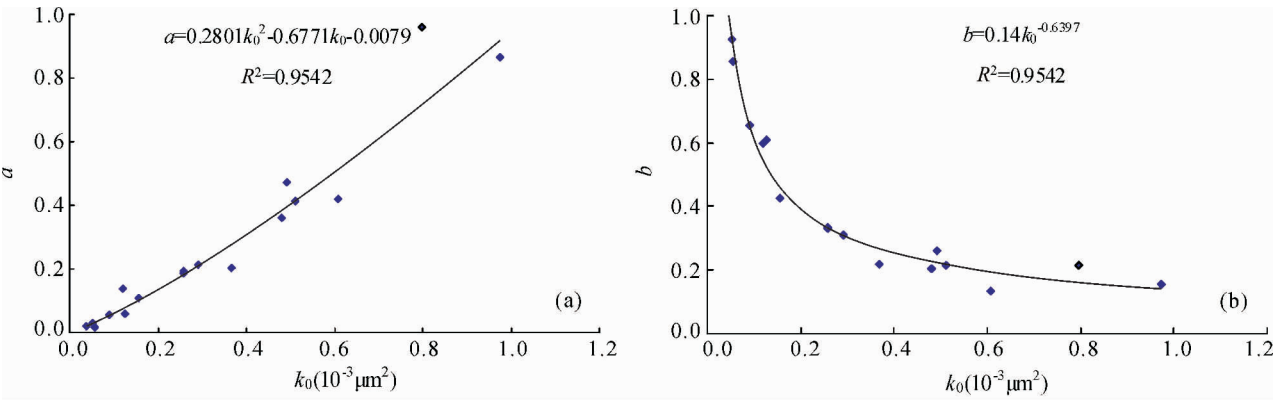


图 1 系数 a 、 b 与 k_0 的关系：(a) $a-k_0$ 关系；(b) $b-k_0$ 关系

Fig. 1 The relationship between coefficient of a , b and k_0 :

(a) The relationship between coefficient of a and k_0 ; (b) The relationship between coefficient of b and k_0

虽然近年来国内外模拟地层承温承压状态下测量岩心物理参数技术的出现,证实了胶结砂岩由于受热膨胀的影响,地层中孔隙度往往要比地表孔隙度大,而不是小(周灿灿等,2003)。但本次研究中发现孔隙度随覆压逐渐减小,同前文 $k-\sigma_e$ 一样,在 $\varphi-\sigma_e$ 关系拟合时,不同样品的曲线形态基本一致,起始端不同,表明拟合系数与 φ_0 关系密切。因此在此以 φ_0 为基础建立 $m-\varphi_0$ 、 $n-\varphi_0$ 的关系。

据表 2 中的不同样品的乘幂拟合关系可知各样品的系数 m 、 n ,通过系数 m 、 n 与 φ_0 的拟合发现,系数 m 与 φ_0 的线性拟合关系最好,相关系数为 98.19%,其关系式为(图 2a):

$$m = 1.0564\varphi_0 - 0.4773 \tag{6}$$

系数 n 与 φ_0 的一元二次拟合关系最好,相关系数为 83.74%,其关系式为(图 2b):

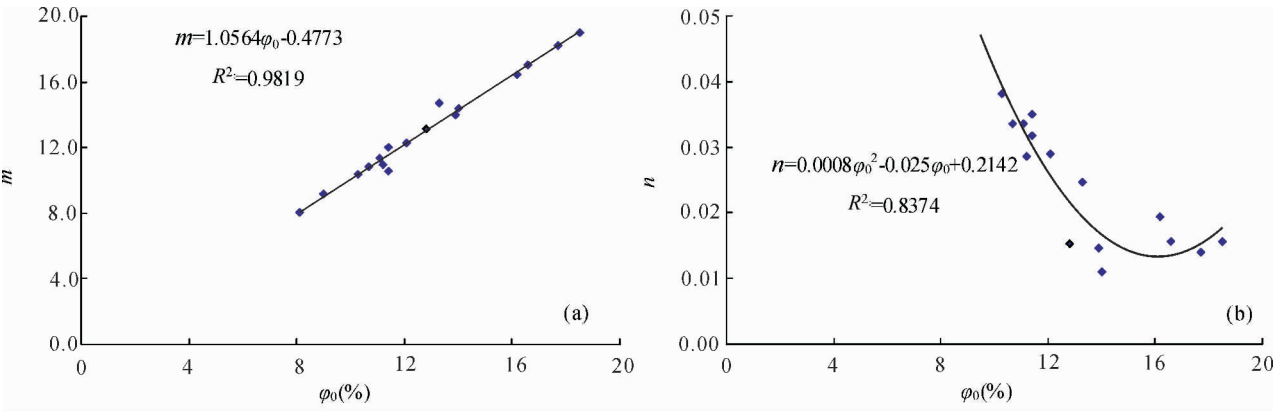


图 2 系数 m 、 n 与 φ_0 的关系：(a) $m-\varphi_0$ 关系；(b) $n-\varphi_0$ 关系

Fig. 2 The relationship between coefficient of m , n and φ_0

(a) The relationship between coefficient of m and φ_0 ; (b) The relationship between coefficient of n and φ_0

$$n = 0.0008\varphi_0^2 - 0.0251\varphi_0 + 0.2142 \tag{7}$$

因此,将(6)、(7)式代入(5)可知鄂尔多斯盆地延长组超低渗储层的孔隙度随岩石有效应力的关系式为:

$$\varphi = (1.0564\varphi_0 - 0.4773) \cdot \sigma_e^{-(0.0008\varphi_0^2 - 0.0251\varphi_0 + 0.2142)} \tag{8}$$

4 讨论

4.1 喉道半径在地表与地层中的变化

目前研究储层孔喉大小的方法较多,主要有压汞、空气渗流、扫描电镜、恒速压汞、核磁共振以及场发射等,但目前的研究主要是从静态储层研究及开发方面考虑而在地表环境下进行的测试,然而对地下油气成藏时储层喉道的研究较少,几乎是空缺。本文以函数拟合的方式对喉道在地下与地表的关系

表 2 φ — σ_e 拟合关系式Table 2 The fitted formulas between φ and σ_e

样号	含油性	物性		对数关系		一元二次关系		乘幂关系	
		φ_0 (%)	k_0 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	$\varphi = -m \cdot \ln(\sigma_e) + n$	R^2	$\varphi = m \cdot \sigma_e^2 - n \cdot \sigma_e + t$	R^2	$\varphi = m \cdot \sigma_e - n$	R^2
Y-1	油斑	12.8	0.795	$\varphi = -0.1941 \ln(\sigma_e) + 13.113$	98.13	$\varphi = 0.0007 \sigma_e^2 - 0.0410 \sigma_e + 13.016$	98.98	$\varphi = 13.119 \sigma_e^{-0.0153}$	98.12
Y-2	油斑	18.5	0.492	$\varphi = -0.2881 \ln(\sigma_e) + 18.996$	99.44	$\varphi = 0.0007 \sigma_e^2 - 0.0479 \sigma_e + 18.790$	98.58	$\varphi = 19.006 \sigma_e^{-0.0157}$	99.34
Y-3	油斑	14.0	0.974	$\varphi = -0.1550 \ln(\sigma_e) + 14.355$	98.87	$\varphi = 0.0006 \sigma_e^2 - 0.0326 \sigma_e + 14.276$	98.01	$\varphi = 14.358 \sigma_e^{-0.0111}$	98.90
Y-4	油斑	16.2	0.120	$\varphi = -0.3058 \ln(\sigma_e) + 16.400$	99.58	$\varphi = 0.0010 \sigma_e^2 - 0.0601 \sigma_e + 16.224$	98.08	$\varphi = 16.412 \sigma_e^{-0.0194}$	99.59
Y-5	油斑	16.6	0.481	$\varphi = -0.2594 \ln(\sigma_e) + 17.037$	98.35	$\varphi = 0.0010 \sigma_e^2 - 0.0565 \sigma_e + 16.911$	96.46	$\varphi = 17.044 \sigma_e^{-0.0157}$	98.45
Y-6	油斑	17.7	0.367	$\varphi = -0.2466 \ln(\sigma_e) + 18.193$	97.04	$\varphi = 0.0011 \sigma_e^2 - 0.0565 \sigma_e + 8.086$	96.39	$\varphi = 18.199 \sigma_e^{-0.0140}$	97.13
Y-7	油斑	12.1	0.608	$\varphi = -0.1775 \ln(\sigma_e) + 12.713$	99.00	$\varphi = 0.0006 \sigma_e^2 - 0.0358 \sigma_e + 12.615$	97.90	$\varphi = 12.305 \sigma_e^{-0.0290}$	99.02
Y-8	油斑	10.7	0.126	$\varphi = -0.1793 \ln(\sigma_e) + 11.038$	97.98	$\varphi = 0.0007 \sigma_e^2 - 0.0396 \sigma_e + 10.953$	95.98	$\varphi = 10.828 \sigma_e^{-0.0336}$	98.11
Y-9	油斑	13.9	0.156	$\varphi = -0.1975 \ln(\sigma_e) + 13.985$	97.74	$\varphi = 0.0008 \sigma_e^2 - 0.0443 \sigma_e + 13.986$	96.75	$\varphi = 13.991 \sigma_e^{-0.0146}$	97.82
Y-10	油斑	13.3	0.257	$\varphi = -0.3446 \ln(\sigma_e) + 14.710$	98.33	$\varphi = 0.0014 \sigma_e^2 - 0.0742 \sigma_e + 14.538$	95.57	$\varphi = 14.726 \sigma_e^{-0.0246}$	98.52
Y-11	油斑	11.4	0.512	$\varphi = -0.3131 \ln(\sigma_e) + 10.532$	99.14	$\varphi = 0.0011 \sigma_e^2 - 0.0643 \sigma_e + 10.360$	95.97	$\varphi = 10.551 \sigma_e^{-0.0318}$	99.33
Y-12	油斑	11.1	0.258	$\varphi = -0.3545 \ln(\sigma_e) + 11.363$	99.26	$\varphi = 0.0013 \sigma_e^2 - 0.0722 \sigma_e + 11.166$	96.10	$\varphi = 11.385 \sigma_e^{-0.0335}$	99.45
Y-13	油斑	11.2	0.291	$\varphi = -0.3231 \ln(\sigma_e) + 10.912$	98.29	$\varphi = 0.0013 \sigma_e^2 - 0.0694 \sigma_e + 10.749$	95.23	$\varphi = 10.930 \sigma_e^{-0.0316}$	98.55
Y-14	油迹	10.3	0.052	$\varphi = -0.1509 \ln(\sigma_e) + 10.390$	98.06	$\varphi = 0.0005 \sigma_e^2 - 0.0282 \sigma_e + 10.298$	99.37	$\varphi = 10.395 \sigma_e^{-0.0381}$	97.97
Y-15	油斑	11.4	0.090	$\varphi = -0.1740 \ln(\sigma_e) + 12.039$	93.36	$\varphi = 0.0006 \sigma_e^2 - 0.0348 \sigma_e + 11.938$	98.52	$\varphi = 12.044 \sigma_e^{-0.0350}$	98.68
Y-16	油迹	8.1	0.056	$\varphi = -0.1069 \ln(\sigma_e) + 8.0171$	95.56	$\varphi = 0.0004 \sigma_e^2 - 0.0210 \sigma_e + 7.958$	99.46	$\varphi = 8.0203 \sigma_e^{-0.0633}$	95.47
Y-17	油迹	9.0	0.038	$\varphi = -0.1032 \ln(\sigma_e) + 9.190$	96.30	$\varphi = 0.0004 \sigma_e^2 - 0.0210 \sigma_e + 9.1352$	97.90	$\varphi = 9.1925 \sigma_e^{-0.0530}$	96.24

进行探讨。

根据孔喉变形理论,岩石在没有受压时,孔隙和喉道并存,当受到压力作用时,岩石中的微细喉道先闭合,而孔隙基本不闭合,随着有效应力增加,未闭合喉道越来越少,且多为不易闭合的喉道,致使岩石受压后压缩量减小,所以渗透率下降的趋势逐渐缓慢(卢家亭等,2007)。然而对于在不同压力下闭合喉道的半径是多少,这方面缺乏研究,也存在一定的困难。但由于平均喉道半径的计算是通过不同半径对其饱和度加权方法(何更生,1994;李道品,1997):

$$\bar{r} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n r_i^2 \Delta S_{Hgi}}{\sum_{i=1}^n \Delta S_{Hgi}}} \tag{9}$$

进行计算的,因此本次研究中,在拟合喉道半径与孔隙度、渗透率的关系时采用加权平均喉道半径。由于渗透率主要受由喉道半径、孔喉分布及连通性的影响,因此且假设喉道半径与孔隙度、渗透率的关系受外界压力及温度等的影响较小,即喉道半径与孔隙度、渗透率的关系式在地下和地表的几乎一致。

对鄂尔多斯盆地延长组 12 个超低渗储层样品的压汞测试结果,通过(9)式计算出对应的平均喉道半径,并与孔隙度、渗透率进行拟合。结果表明,孔隙度、渗透率与平均喉道半径关系密切,平均喉道半径与孔隙度呈指数关系,相关系数为 74.53%;与渗透率呈乘幂关系,相关系数为 86.37%(图 3)。因此就鄂尔多斯盆地延长组而言,喉道半径与孔、渗的关系如下:

$$r_{\varphi} = 0.0081e^{0.2765\varphi} \tag{10}$$

$$r_k = 1.2856 k^{0.9407} \tag{11}$$

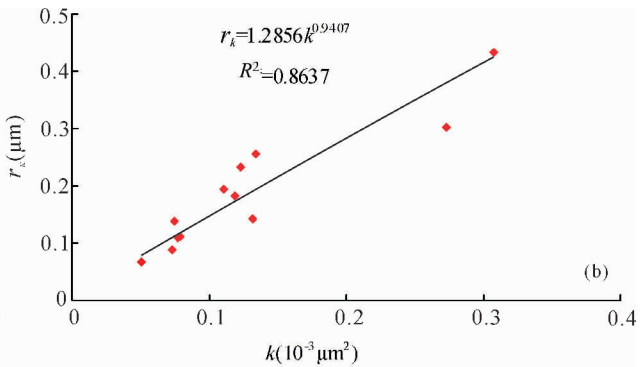
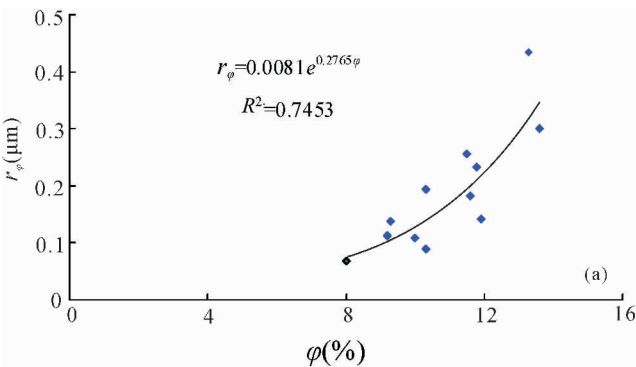


图 3 平均喉道半径与孔隙度、渗透率关系: (a) 平均喉道半径与孔隙度关系; (b) 平均喉道半径与渗透率关系
Fig. 3 The relationship between the average throat radius and porosity, permeability: (a) The relationship between the average throat radius and porosity; (b) The relationship between the average throat radius

假设地面的某一喉道的喉道半径为 r_0 ; 在地层环境下的半径为 r_{φ} 或 r_k 。则由地表到地层喉道半径的变化为 r_{φ}/r_0 或 r_k/r_0 。

(1) 以孔隙度为标准,喉道半径的变化由(10)式可知 r_{φ}/r_0 有以下关系式:

$$\frac{r_{\varphi}}{r_0} = \frac{0.0081e^{0.2765\varphi}}{0.0081e^{0.2765\varphi_0}} = \frac{e^{0.2765\varphi}}{e^{0.2765\varphi_0}} \tag{12}$$

(2) 以渗透率为标准,喉道半径的变化由(11)式可知 r_k/r_0 有以下关系式:

$$\frac{r_k}{r_0} = \frac{1.2856 k^{0.9407}}{1.2856 k_0^{0.9407}} = \frac{k^{0.9407}}{k_0^{0.9407}} \tag{13}$$

孔隙度、渗透率都能计算出同一喉道在地表与地下的变化可能存在一定的差异,主要是由于在岩石有效应力作用下喉道的闭合明显,直接影响渗透率的减小。再者,在建立 $\varphi-\sigma_e$ 关系时, $n-\varphi_0$ 的相关系数比 $a-k_0$ 、 $b-k_0$ 相关系数低;此外,平均喉道半径与孔隙度的关系比渗透率的关系略差,这都可能带来较大的误差。因此以渗透率为基础建立的喉道半径变化关系更可靠。

4.2 油气成藏启动压力

对于常规储层而言,由于储层孔隙和喉道较大,油气在浮力作用下发生二次运移及油—气—水分异,优先在圈闭的高部位聚集(England, 1987; Hubbert, 1953; Schowalter, 1979)。而对于低渗透、特低渗透岩性油气藏,与常规储层存在明显差异,储层致密,孔喉细小。前人也提出了低渗透储层中满足非达西渗流的特征,在一定的压力梯度条件下才能开始渗流,也就是说低渗透储层中油气的运聚存在一定的启动压力。

超低渗油气藏与烃源岩广覆式接触,主要为油气经初次运移近源成藏(廖群山等,2013;田涛等,

2013),但运移过程中存在毛细管阻力,当动力大于毛细管阻力时油气才能进入储层,因此油气运聚成藏的启动压力即为油气在成藏时的毛细管阻力。而毛细管阻力与喉道半径的大小成反比,如下:

$$P_c = \frac{2\delta\cos\theta}{r} \tag{14}$$

假设 θ_1 、 θ_2 及 δ_1 、 δ_2 分别表示汞和油气进入岩样的润湿角及表面张力; P_{cR} 为油气成藏时储层的毛细管压力,即启动压力; P_{cHg} 为地面环境压汞实验分析获得的毛细管压力; r_0 为地表压汞实验获得的喉道半径; r_R 为成藏时对应的喉道半径。则有

$$P_{cR} = \frac{P_{cHg}r_0\delta_2\cos\theta_2}{r_R\delta_1\cos\theta_1} = \frac{P_{cHg}\delta_2\cos\theta_2}{\delta_1\cos\theta_1} \cdot \frac{r_0}{r_R} \tag{15}$$

超低渗油气成藏分为先致密后成藏、先成藏后致密及边致密边成藏三种类型。对于先致密后成藏型油气藏,由于油气的进入抑制了后期成岩作用,后期的成岩作用较弱,物性变化较小,并且渗透率与覆压及平均喉道半径的相关性均好于孔隙度与二者的关系。此时用渗透率建立的喉道变化关系来计算成藏启动压力更可靠。对于先成藏后致密及边致密边成藏型油气藏而言,后期储层致密的原因可能是继续压实、后期成岩作用以及构造挤压等。在鄂尔多斯盆地后期致密主要是由于后期成岩作用强,物性变化较大,对喉道的影响明显强于孔隙,用渗透率建立的喉道变化关系来计算成藏启动压力误差较大。而通过成岩序列与孔隙演化可以知道不同地质时期孔隙度大小,因此对于后两种类型的油气藏用孔隙度建立的喉道变化关系来计算成藏启动压力较可靠。

(1) 先致密后成藏型:对于先致密后成藏型油气藏用渗透率建立的喉道变化关系来计算,则 $r_R = r_k$ 。由(15)式有:

$$P_{cR} = \frac{P_{cHg}r_0\delta_2\cos\theta_2}{r_R\delta_1\cos\theta_1} = \frac{P_{cHg}\delta_2\cos\theta_2}{\delta_1\cos\theta_1} \cdot \frac{r_0}{r_k} \tag{16}$$

(2) 先成藏后致密、边成藏边致密型:对于先成藏后致密或边致密边成藏型油气藏利用孔隙度建立的喉道变化关系来计算,则 $r_R = r_\phi$ 。由(15)式有:

$$P_{cR} = \frac{P_{cHg}r_0\delta_2\cos\theta_2}{r_R\delta_1\cos\theta_1} = \frac{P_{cHg}\delta_2\cos\theta_2}{\delta_1\cos\theta_1} \cdot \frac{r_0}{r_\phi} \tag{17}$$

5 实例分析

5.1 覆压物性及喉道变化

华池—合水地区位于鄂尔多斯盆地次级构造单元伊陕斜坡的西南部,延长组长 7 属深湖—半深湖

沉积,浊积砂体为主要的储层,物性较差,产油砂体的孔隙度主要分布在 3% ~ 12% 范围,平均为 9.0%;渗透率主要分布在 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 范围,平均为 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属典型的低渗透—致密储层。另外,延长组烃源岩(长 7)的最大埋深约为 3000 m(张洪等,2014),为方便计算,取地层深度 H 为 3000 m。由岩石及地层水实验分析结果可知岩石的平均密度 ρ 为 2.35 g/cm^3 ;地层水的密度 ρ_w 为 1.05 g/cm^3 。

另外,李传亮(2008)提出地层中岩石在压实后主要的有效应力为岩石的本体有效应力,计算式:

$$\sigma_e = \sigma - \frac{\varphi}{100}P \tag{18}$$

表明 σ_e 与地下孔隙度有关。由

$$\sigma = \rho gH \tag{19}$$

则有岩石的围压 σ 为 69.09 MPa。而由

$$p = \rho_w gH \tag{20}$$

有内压 P 为 30.87 MPa。

将 $\sigma = 69.09 \text{ MPa}$, $P = 30.87 \text{ MPa}$,在此取 $\varphi_0 = 9.0\%$,代入(8)和(18)式可得 σ_e 为 66.85 MPa;取 $k_0 = 0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 分别代入(4)、(8)式可得地下平均渗透率、平均孔隙度分别为: $k = 0.01380 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; $\varphi = 7.224\%$ 。同理,将华池—合水地区孔隙度 3% ~ 12% 和渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 分别代入以上公式有该区地层条件的孔隙度 1.458% ~ 10.851% 和渗透率 $0.00473 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 0.52832 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

5.2 成藏启动压力

经理藏史、热演化史以及储层孔隙演化的研究表明,华池—合水地区长 7 烃源岩在侏罗世末期开始成熟后,随深度增大,连续排烃;并且储层致密过程较快,以压实及胶结作用为主,烃源岩大量生烃时储层已经基本致密(图 4)。因此该区长 7 为先致密,中期连续充注成藏,启动压力的计算应采用渗透率建立的关系式。再根据(13)是可知: r_k/r_0 为 0.057 ~ 0.549,平均为 0.106。由于该区地表的平均喉道半径为 $0.0575 \sim 0.6865 \mu\text{m}$,则有成藏时储层的平均喉道半径为 $0.0033 \sim 0.3769 \mu\text{m}$ 。

此外由于前文中所选样品为不同程度的含油岩芯,表明在研究区延长组成藏的环境中存在原油的运聚,能真实反映成藏与物性的统一。

根据前人研究,确定了油水的润湿角及表面张力(表 3)。根据实验可知该区储层的进汞排替压力一般为 $0.6121 \sim 10.4890 \text{ MPa}$,平均为 3.1541 MPa 。

因此由公式(16)有: P_{cR} 为0.0788~13.0022 MPa,平均为2.1025 MPa。而按现在常用的方法,假设喉道大小在地表与地下是不变的,平均 $P_{\text{cR}} = \delta_2 \cos \theta_2 P_{\text{cHg}} / \delta_1 \cos \theta_1 = 0.11305 \times P_{\text{cHg}} = 0.3566$ MPa,明显偏小。

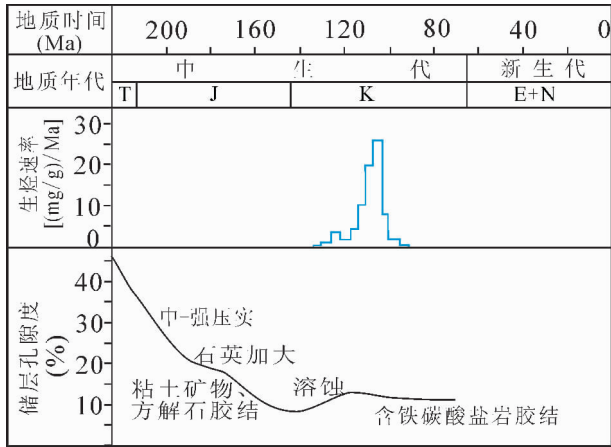


图4 华池—合水地区长7生烃速率及储层孔隙度演化
Fig. 4 The hydrocarbon generation rate and reservoir porosity evolution of chang-7 reservoir of the Yanchang Formation in Huachi—Heshui area

表3 不同系统中的 θ 、 δ 值
Table 3 The values of θ 、 δ in different system

条件	系统	$\theta(^{\circ})$	$\delta(\text{mN/m})$
实验室	空气—水	0	72
	油—水	30	48
	空气—汞	140	480
	空气—油	0	24
地层	油—水	30	30
	天然气—水	0	50

此外,对于华池—合水地区属先致密后成藏,渗透率与成藏启动压力的关系密切。前人对致密油充注孔喉下限的研究中表明鄂尔多斯盆地延长组主力烃源岩(长7)最大埋深时储层内部的状态压力为41.18 MPa,储层的破裂压力为35.12MPa,因此原油充注的压力为6.06 MPa(张洪等,2014)。那么由(14)式可知油藏条件下对应的充注的最小喉道半径为 $8.576 \times 10^{-3} \mu\text{m}$;由(11)式可知充注的渗透率下限 $k = 0.00486 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表明原油成藏时的充注下限的喉道直径为 $17.152 \times 10^{-3} \mu\text{m}$ 。

6 结论

(1)鄂尔多斯盆地延长组超低渗储层的孔隙度、渗透率与有效应力之间存在较好的乘幂关系,相

关系数较高,大多大于97%。不同的样品具不同的覆压孔渗曲线,形态基本一致,覆压渗透率拟合函数的系数与地表渗透率的相关性较好,均大于95%;孔隙度的拟合系数与地表孔隙度的相关性略差,一者为98.19%,另一者为83.74%。总之,表明实验结果理想,渗透率变化与覆压的关系密切,孔隙度随覆压的变化关系较好;可以通过覆压孔渗实验来计算油气藏条件下的物性。

(2)喉道半径与孔隙度呈指数关系,与渗透率呈乘幂关系;由于覆压的存在主要是喉道半径的减小及微细喉道的闭合,导致渗透率随覆压的变化比孔隙度明显,因此及对于先致密后成藏类型油气藏来说,以渗透率建立的启动压力较为可靠。而对于由后期成岩作用引起的先成藏后致密或边成藏边致密型油气藏,由于后期的成岩作用对储层物性的减小具有明显的作用,孔隙度建立的启动压力比较可行;由继续压实或构造挤压导致的致密,则应通过源岩演化史与地层埋藏史或构造演化史结合分析成藏时的物性特征来反演成藏启动压力,本文对此做了初步探讨,还有待深入研究。

(3)鄂尔多斯盆地华池合水地区延长组长7油藏成藏时储层的孔隙度分布范围为1.458%~10.851%,平均7.224%;渗透率分布范围为 $0.00473 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 0.52832 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.01380 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;储层的平均喉道半径为 $0.0033 \sim 0.3769 \mu\text{m}$ 。该区属先致密后成藏,成藏的实际启动压力为0.0788~13.0022 MPa,平均2.1025 MPa。长7源岩的最大埋深为3000 m,原油的充注压力为6.06 MPa,油藏条件下充注的喉道半径下限为 $8.576 \times 10^{-3} \mu\text{m}$,渗透率下限为 $0.00486 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。表明该方法可行性较好,具有一定的实用和预测作用。

符号注释:

- $a、b、m、n、t$ —系数,无量纲;
- H —地层最大埋深,m;
- g —重力加速度, m/s^2 ;
- k —随有效应力变化的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;
- k_0 —地表空气渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;
- p —孔隙流体压力(内压),MPa;
- P_{c} —毛管阻力,MPa;
- P_{cHg} —压汞分析获得的毛细管压力,MPa;
- P_{cR} —油藏条件下毛细管压力,即启动压力,MPa;
- r —加权平均喉道半径,m;
- r_0 —地面的喉道半径,m;
- r_i —某一区间孔喉半径中值,m;

r_k —由渗透率计算出的地层中的喉道半径,m;
 r_R —地层中对应的喉道半径,m;
 r_φ —由孔隙度计算出的地层中的喉道半径,m;
 S_{Hgi} —某一孔喉半径区间进汞饱和度,%;
 δ —表面张力,N/m;
 δ_1 —实验室汞与空气间的界面张力,N/m;
 δ_2 —地层下原油与水间的界面张力,N/m;
 θ —润湿角,(°);
 θ_1 —实验室汞与空气间的润湿角,(°);
 θ_2 —地层下原油与水间的润湿角,(°);
 ρ —上覆岩石骨架密度,g/cm³;
 ρ_w —地层水密度,g/cm³;
 σ —应力(外压,围压),MPa;
 σ_e —岩石有效应力,MPa;
 φ —随有效应力变化的孔隙度;
 φ_0 —地表空气孔隙度,%。

参 考 文 献 / References

邓英尔,刘慈群. 1998. 具有启动压力梯度的油水两相渗流理论与开发指标. 石油勘探与开发,25(6):36~39.

邓英尔,王允诚,刘慈群,张盛宗,周娟. 2000. 低渗非达西渗流相对渗透率计算方法及特征. 西南石油学院学报,22(3):34~36.

窦宏恩,杨咏. 2012. 低渗透油藏流体渗流再认识. 石油勘探与开发,39(5):633~640.

冯文光,葛家理. 1986. 单一介质、双重介质非达西低速渗流的压力曲线动态特征. 石油勘探与开发,13(5):52~57.

郝春山,李治平,杨满平,彭彩珍. 2003. 变形介质的变形机理及物性特征研究. 西南石油学院学报,25(4):19~21,33.

何更生. 1994. 油层物理,北京:石油工业出版社.

何顺利,门成全,周家胜,吴志均. 2006. 大张坨储气库储层注采渗流特征研究. 天然气工业,26(5):90~92.

李传亮. 2003. 岩石压缩系数与孔隙度的关系. 中国海上油气,17(5):355~358.

李传亮. 2008. 有效应力概念的误用. 天然气工业,28(10):130~132.

李道品,罗迪强,刘雨芬. 1997. 低渗透砂岩油田开发. 北京:石油工业出版社.

李道品. 1997. 低渗透砂岩油田开发. 北京:石油工业出版社.

李凤杰,王多云,张庆龙,徐旭辉. 2006. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组沉积相特征与层序地层分析. 沉积学报,24(4):549~554.

廖群山,何文渊,孔骅. 2013. 中国致密油资源潜力与勘探开发前景. 59(增刊):669~670.

刘明洁,刘震,刘静静,蔡长娥,张胜斌. 2014. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组机械压实作用与砂岩致密过程及对致密化影响程度. 地质论评,60(3):655~665.

卢家享,李闽. 2007. 低渗砂岩渗透率应力敏感性实验研究. 天然气

地球科学,18(3):339~341,421.

罗静兰,刘小洪,林潼,张三,李博. 2006. 成岩作用与油气侵位对鄂尔多斯盆地延长组砂岩储层物性的影响. 地质学报,80(5):664~673.

罗瑞兰. 2010. 关于低渗致密储层岩石的应力敏感问题. 石油钻采工艺,32(2):126~130.

罗晓容. 2003. 油气运聚动力学与研究进展及存在问题. 天然气地球科学,14(5):337~346.

庞正炼,陶士振,吴松涛,高晓辉,范建伟. 2013. 四川盆地侏罗系致密油形成条件与运聚特征. 地质论评,59(增刊):757~758.

孙东生,李阿伟,王红才,赵卫华,乔二伟,龙长兴. 2012. 低渗砂岩储层渗透率各向异性规律的实验研究. 地球物理学进展,27(3):1101~1106.

孙来喜,李成勇,李成,朱绍鹏. 2009. 低渗透气藏应力敏感与气井产量分析. 天然气工业,29(4):74~76.

田涛,任战利,韩伟,李浩,陈玉林. 2013. 鄂尔多斯盆地延长组埋藏史、成藏期次与致密油储层演化关系. 地质论评,59(增刊):1261~1262.

杨华,窦伟坦,刘显阳,张才利. 2010. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7沉积相分析. 沉积学报,28(2):254~263.

杨永智,廖新维,沈平平,李跃刚. 2006. 应力敏感性高压气井流入动态分析. 天然气工业,26(6):100~101.

杨正明,于荣泽,苏致新,张艳峰,崔大勇. 2010. 特低渗透油藏非线性渗流数值模拟. 石油勘探与开发,37(1):94~98.

张洪,张水昌,柳少波. 2014. 郝加庆,赵孟军,田华,姜林. 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.

张新红,秦积舜. 2001. 低渗岩心物性参数与应力关系的试验研究. 石油大学学报(自然科学版),25(4):56~57,60.

赵澄林,胡爱梅,陈碧珏,梁官忠. 1998. 中华人民共和国石油天然气行业标准,油气储层评价方法(SY/T6285-1997). 北京:石油工业出版社.

赵靖舟,吴少波,武富礼. 2007. 论低渗透储层的分类与评价标准—以鄂尔多斯盆地为例. 岩性油气藏,19(3):28~31.

周灿灿,李淑珣,周凤鸣,郑红菊. 2003. 高柳地区新近系地层压力和温度对岩石物性的影响,石油勘探与开发,30(1):105~108.

Aarayanawamy G. 1999. Effect of heterogeneity on the non-Darcy flow coefficient. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2(3):296~302.

Biot M A. 1941. General theory of three - dimensional consolidation. Journal of applied physics, 12(2): 155~164.

England W A, Mackenzie A S, Mann D M, Quigley T M. 1987. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface. Journal of the Geological Society, 144(2): 327~347.

Hubbert M K. 1953. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. AAPG Bulletin, 37(8): 1954~2026.

Schowalter T T. 1979. Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment. AAPG Bulletin,63(5):723~760.

Zhang M Y, Ambastha A K. 1994. New Insights Reservoirs. SPE, 28420.

Study on Start-Up Pressure of Charging for Super-Low Permeability Reservoir , Upper Triassic Yanchang Formation , Ordos Basin

ZHANG Xiaowen, CHEN Shijia, YAO Yitong, LU Jungang, HUANG Youlin, WANG Li

School of Geoscience and Technology , Southwest Petroleum University ,Chengdu ,610500

Abstract: Over the past decade , unconventional oil and gas has become an increasingly important resource in global energy structure. Low-permeable and tight oil has become a hotspot issue in exploration , which has considerable prospects. The research for start-up pressure of the low-permeable hydrocarbon accumulation has been a difficulty , but it is still in the start stage. It is directly related to the theoretical research and exploration of low permeable and even tight hydrocarbon accumulation. The changes of petrophysical property under overpressure condition and the relationship between the throat sizes and porosity were discussed in combination with core analysis of the Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin. The results show: there was a good power relationship between effective pressure and porosity and permeability of sandstones with super-low permeability; coefficient of fitting function has a good correlation with the surface reservoir physical properties; the throat sizes has a good correlation with the reservoir physical properties as well , which has showed an exponential relationship with property , and a power relationship with permeability. The calculation method of start-up pressure based on permeability is more reliable to reservoirs which are characterized by “compacting before charging” , while it needs further research for the calculation method of start-up pressure for reservoirs which are characterized by "charging before compacting" or "charging while compacting". Finally , analysis about chang7 reservoir of Yanchang formation in Huchi—Heshui area shows that under the reservoir condition the permeability is $(0.00473 \sim 0.52832) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ with an average of $0.01380 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; the property is $1.458\% \sim 10.851\%$ with an average of 7.224% ,and the average throat radius is $0.0033 \sim 0.3769 \mu\text{m}$. This area is characterized by "compacting before charging" , and the actual start-up pressure is $0.0788 \sim 13.0022 \text{MPa}$ with an average of 2.1025MPa . The Chang7 source rock is of a maximum burial depth of 3000m , the charging pressure is 6.06MPa ,so the throat radius and permeability cutoffs under reservoir condition is $8.576 \times 10^{-3} \mu\text{m}$ and $0.00486 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

Keywords: Ordos Basin; Upper Triassic Yanchang Formation; reservoir with super-low permeability; petrophysical property under overpressure condition; changes of throat sizes under overpressure condition; start-up pressure for charging