

川西南筇竹寺组页岩盐敏性实验评价新方法

李凯¹ 张浩¹ 邵振滨² 钟颖²

(油气藏地质及开发工程国家重点实验室¹, 成都理工大学能源学院², 成都 610059)

摘要 孔喉致密、黏土矿物含量高使得页岩气层具有严重的潜在盐敏性损害特征。用现行行业标准(SY/T 5358—2010)评价页岩盐敏性时,存在对实验设备要求高、测试流程长、实验误差大等问题。提出气测渗透率法评价页岩盐敏性,通过比较岩心经液体污染前后气体渗透率变化来反映盐敏性。该方法不需计算岩心出口端流量,从而解决了页岩液体渗透率过低而引起的测试周期长、实验误差大等常规评价问题。此外,行业标准法实验采用液体为实验介质,而气体渗透能力是影响页岩气层产能的主要参数,因此气测渗透率法更符合气层生产实际。盐敏性实验研究结果表明,该储层盐敏指数为74.51~82.80,盐敏性强,施工过程中应尽量避免或者减少碱敏损害。同时该实验方法为后续以气测渗透率为中心的流体敏感性实验评价打下了基础。

关键词 气测渗透率法 筇竹寺组 页岩 盐敏 行业标准法 储层损害

中图分类号 TE311; **文献标志码** B

在目前的页岩盐敏性评价中,研究人员还只是简单地沿用评价中、高渗储层的方法,而没有形成系统的、完整的页岩储层盐敏评价方法^[1-4]。用现行行业标准测试页岩盐敏性时,由于液体渗透率极低,液体在岩心中流动速度极慢,导致测量穿过岩心液体流量时间较长,且很难测量通过岩心的液体流量,导致较大误差^[5-8]。在现行行业标准的基础上设计了气测渗透率法评价页岩盐敏性的实验方法,使之更加符合页岩气层的实际情况。

1 实验样品与实验方法

1.1 实验样品

川西南下寒武统筇竹寺组是一组相对缺氧,静水环境的深水陆棚相沉积,黑色页岩及深灰色含砂质页岩发育。本文选取的页岩岩样孔隙度为1.01%~2.91%,渗透率为 $(0.004\ 2 \sim 0.009\ 3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,具体基础物性如表1所示。

表1 筇竹寺组页岩盐敏性实验岩心基础参数表

Table 1 Basic parameters of shale cores used in salt-sensitivity tests from Qiongzhusi formation

岩心编号	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
A	1.58	0.005 1
B	2.51	0.009 3
C	1.01	0.004 2
D	2.20	0.006 7

2014年6月30日收到

国家自然科学基金

青年基金项目(51304032)资助

第一作者简介:李凯(1990—),硕士研究生。研究方向:储层改造与储层保护技术。E-mail:cdlikai@126.com。

配制8% KCl溶液模拟地层水,75%地层水、次地层水、25%地层水、10%地层水、去离子水分别为地层水浓度的75%、50%、25%、10%、0%。

1.2 实验方法

气测渗透率法与行业标准法的本质区别在于测渗透率所选用介质的区别,行业标准法评价盐敏性测试的是液体渗透率,而气测渗透率法评价盐敏性时测试的是气体渗透率。气测渗透率法实验设备主要为氮气瓶、压力表、中间容器、岩心夹持器、围压泵、气量计。氮气瓶提供驱替气源,中间容器内置中间流体,利用围压泵和岩心夹持器给岩心加围压,气量计用来计量通过岩心的气体流量,实验装置见图1。

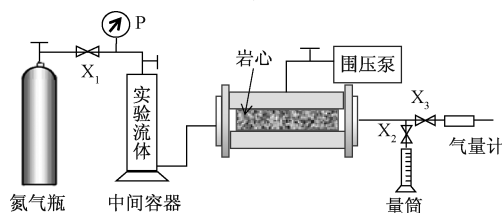


图1 气测渗透率法实验流程图

Fig. 1 Experimental scheme of gas permeability method tests

实验程序如下:

(1)准备实验岩心,烘干后置于岩心夹持器中,设定围压为2.5 MPa,中间容器不加入任何液体,打开阀门 X_3 ,关闭阀门 X_2 ,打开阀门 X_1 通入氮气,设定进口压在1.5~2 MPa范围内某一点并保持稳定;

(2)待气量计测得通过岩心夹持器的气流稳定后,记录此时压力表P读数为 P_1 ,用气量计计量通过气体流量,进而得到气体流速 Q 。根据式(1)得到岩样的初始渗透率 K_0 ;

(3)将岩心取出。准备标准地层水,将岩心在标准地层水中真空饱和 24 h;

(4)常温下将岩心置于岩心夹持器中,将标准地层水置于中间容器,设置围压为 2.5 MPa,用氮气驱动标准地层水并使进口端压力达到 1.5 ~ 2 MPa 范围内某一点并保持稳定;

(5)保持进口端压力不变,12 h 后将岩心取出,置于烘干器中烘干;

(6)将烘干的岩样置于岩心夹持器,中间容器内不加入任何液体,重复步骤(1) ~ (2),测岩样渗透率 $K_i(i=1)$;

(7)将次地层水置于中间容器,用氮气驱动次地层水,使通过岩心的次地层水体积大于 2 PV 后停止驱替,关闭阀门,保持进口端压力不变浸泡 12 h;

(8)将岩心取出,置于烘干器中烘干后置于岩心夹持器,中间容器内不加入任何液体,重复步骤(1) ~ (2)用氮气测岩样渗透率 $K_i(i=2)$;

(9)按照浓度降低依次改变中间流体重复步骤(7) ~ (8),用氮气测经不同浓度地层水污染后的干岩样渗透率 $K_i(i=3,4,5,\dots)$

(10)确定盐敏损害程度,盐敏指数计算公式见公式 2。

渗透率计算公式:

$$k = \frac{2QL\mu P_0}{A(P_1^2 - P_2^2)} \times 10^{-1} \tag{1}$$

式(1)中: k 为气体渗透率, μm^2 ; Q 为岩心出口端的气体流量, mL/s ; L 为岩心长度, cm ; A 为岩心的横截面积, cm^2 ; P_0 为大气压(绝对), MPa ; P_1 为岩心入口端的绝对压力, MPa ; P_2 为岩心出口端的绝对压力,一般用大气压(绝对)表示, MPa ; μ 为实验温度和大气压下的气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

岩敏指数计算公式:

$$D_k = \frac{K_0 - K_i}{K_0} \times 100\% \tag{2}$$

式(2)中: D_k 为盐敏指数; K_0 为未经液体污染前的干岩样气测渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_i 为经液体污染后的干岩样最小气测渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

盐敏指数评价标准见表 2。

2 实验结果评价

盐敏评价结果(表 3)表明,盐敏指数为 74.51 ~ 82.80,总体上岩心的盐敏程度为强,造成渗透率变化

较为明显的液体是 50% 标准地层水,因此开发过程中应尽量避免或者减少导致盐敏的外流流体侵入。

表 3 筇竹寺组页岩盐敏评价实验结果表
Table 3 Results of salt sensitivity tests on cores from Qiongzhusi Formation

岩样编号	$K_0/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_w/10^{-3} \mu\text{m}^2$	D_k	盐敏程度
A	0.005 1	0.001 3	74.51	强
B	0.009 3	0.001 6	82.80	强
C	0.004 2	0.001 0	76.19	强
D	0.006 7	0.001 7	74.63	强

每个岩样水敏指数曲线见图 1 ~ 图 4。

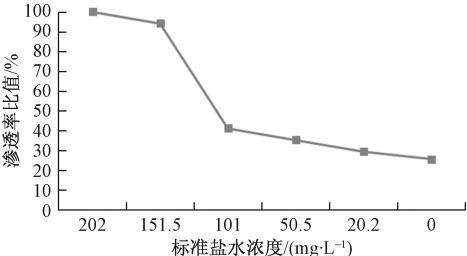


图 1 岩样 A 水敏指数曲线

Fig. 1 Water sensitivity index curve of core A

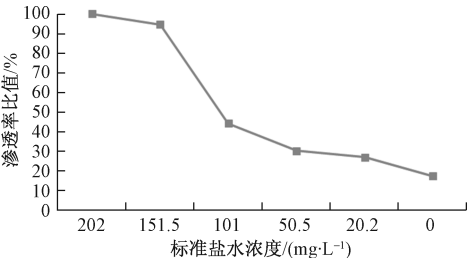


图 2 岩样 B 水敏指数曲线

Fig. 2 Water sensitivity index curve of core B

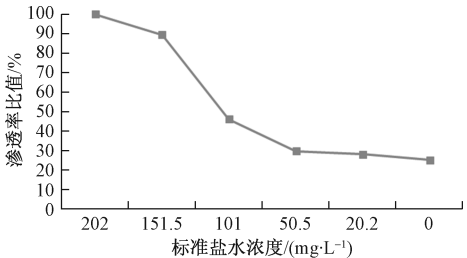


图 3 岩样 C 水敏指数曲线

Fig. 3 Water sensitivity index curve of core C

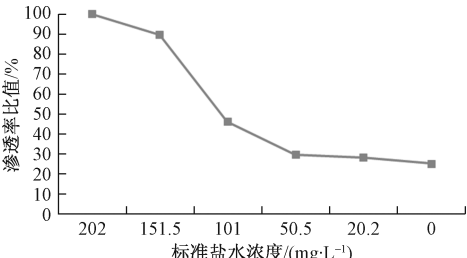


图 4 岩样 D 水敏指数曲线

Fig. 4 Water sensitivity index curve of core D

分析盐敏机理认为,当矿化度低于地层水的流体进入孔隙空间时,储层中的膨胀性较强的黏土矿

物(如伊利石、蒙脱石)吸水后发生晶格膨胀,堵塞孔喉,或者黏土矿物在膨胀过程中产生微粒,微粒脱落并在孔喉中运移,使孔隙度降低。筇竹寺组储层矿物主要为方解石、高岭石,含油少量绿泥石、蒙脱石,导致该储层水敏为中等偏弱。对于钻井、完井以及压裂作业来说,当外来工作液浓度低于地层水时,容易引起盐敏损害,严重影响气井产能。因此在施工作业中,需要控制好工作液浓度,建议保持工作液与地层水浓度基本一致,减少盐敏损害。

3. 结论

(1)采用气测渗透率法评价筇竹寺组页岩盐敏性比行业标准法更符合气层生产实际情况,其优点在于不需计算岩心出口端流量,从而解决了页岩液体渗透率过低而引起的测试周期长、实验误差大等常规评价问题。同时该方法为评价页岩以及致密砂岩流体敏感性提供了参考。

(2)盐敏评价结果表明,盐敏指数为 74.51 ~ 82.80,总体上岩心的盐敏程度为强,造成渗透率变化较为明显的液体是 50% 标准地层水。

(3)由于筇竹寺组页岩碱敏损害为强,开发过程中应尽量保持外来工作液与地层水浓度基本保持一致,以避免或者减少碱敏损害。

参 考 文 献

1 房大志. 页岩气藏开发的关键因素. 科学导报, 2013; 31(31): 70—74

Fang D Z. Key factors of shale gas development. The Scientific Herald, 2013; 31(31): 70—74

2 彭春耀, 鄢捷年, 李玉凤. 预测储层潜在敏感性损害的新方法. 钻井液与完井液, 1999; (2): 1—7

Peng C Y, Yan J N, Li Y F. New ways of predicting reservoir damage of potential sensitivity. Drilling Fluid & Completion Fluid, 1999; (2): 1—7

3 程秀梅. 吕家庄油田 A 区块某段储层速敏、水敏特征. 油气藏评价与开发, 2014; 5: 18—23

Cheng X M. Speed sensitivity and water sensitivity characteristics in some formation in A block Lujiang village Oilfield. Reservoir Evaluation and Development, 2014; 5: 18—23

4 黄 晓, 石步乾, 刘卫军, 等. 宝北区块强水敏地层油层保护实验研究. 钻采工艺, 2004; 27(2): 80—83

Huang X, Shi B Q, Liu W J, et al. Experimental study on strong water-sensitivity formation protection in Baobei filed. Drilling & Production Technology, 2004; 27(2): 80—83

5 SY/T 5358—2002. 储层敏感性流动实验评价方法
SY/T 5358—2002. Flow experimental evaluation method of reservoir sensitivity

6 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力. 石油勘探与开发, 2012; 39(1): 69—75

Huang J L, Zou C N, Li J Z, et al. Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin, China. Petroleum Exploration and Development, 2012; 39(1): 69—75

7 Nie Haikuan, Zhang Jinchuan. Types and characteristics of shale gas reservoir; a case study of lower paleozoic in and around Sichuan Basin. Petroleum Geology & Experiment, 2011; 33(3): 219—225

8 Cui Jingwei, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. New advances in shale porosity research. Advance in Earth Sciences, 2012; 27(12): 1319—1325

A New Experimental Method to Evaluate Salt Sensitivity of Shale from Qiongzhusi Formation

LI Kai¹, ZHANG Hao¹, SHAO Zhen-bin², ZHONG Ying²

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology¹,

School of Energy, Chengdu University of Technology², Chengdu 610059, P. R. China)

[Abstract] Dense pore throats and high content of clay minerals cause serious potential sensitivity damage to shale gas reservoirs. However, during industry standard method experiments, big errors appear since it is hard to measure the liquid flow for the ultra-low liquid permeability and ultra-slow movement of liquid in shale cores. A new way based on gas permeability method is raised in this article to evaluate liquid sensitivity of shale. It is not necessary to measure fluid flow rate at outlet of the core holder, which reduce test period and experimental error caused by ultra-low fluid permeability. Besides, liquid is adopted during industrial standard tests, while gas method conforms more to the fact. Experimental results indicate that salt sensitivity of shales from Qiongzhusi formation is strong, and the experimental method lays foundation to evaluate other fluid sensitivity on the basis of gas permeability.

[Key words] gas permeability method Qiongzhusi Formation shale salt sensitivity the industrial standard method reservoir damage