

文章编号: 1000-2618(2011)05-0377-07

【环境与能源】

致密气藏束缚水分布规律及含气饱和度研究

孙军昌^{1,3}, 杨正明², 唐立根², 晏 军^{1,3}

1) 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007; 2) 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007;
3) 中国科学院研究生院, 北京 100049

摘 要: 油气藏储层含气(油)饱和度是储量计算、储层评价及制定合理开发方案的关键参数之一。针对致密砂岩气藏孔喉细微、毛管力和束缚水饱和度较高的特点, 经气水离心实验优选认为, 2.07 MPa 是致密砂岩气藏岩样的合适离心力, 传统使用的 0.69 MPa 及适合于低渗油藏的 1.38 MPa 离心力均不适用于致密气藏。结合毛管压力方程, 计算得到致密砂岩气藏储层有效渗流喉道半径下限为 0.07 μm 。结合低磁场核磁共振弛豫谱技术, 发现致密气藏束缚水并不完全分布在微孔隙中, 被小喉道所控制的较大孔隙中仍含有约 16.39% 的束缚水, 这与该类储层喉道半径较小、孔喉半径较大有关。与密闭取心岩样核磁共振实验结果对比表明, 优选离心力 2.07 MPa 的离心实验结果与气藏原始状态束缚水分布规律及原始含气饱和度具有很好的一致性。致密气藏束缚水饱和度较高, 初始含气饱和度仅为 26.76%。

关键词: 油气藏开发; 致密砂岩气藏; 含气饱和度; 核磁共振; 束缚水; 孔隙结构

中图分类号: TE 311

文献标识码: A

含气饱和度是气藏储量计算、储层评价所需的关键参数之一^[1-3]。但由于致密砂岩气藏孔隙度、渗透率较低、孔喉细微及毛管力较大等特点^[1-3], 使用常压干馏法、蒸馏抽提法和色谱法等常规方法操作较为复杂和影响因素较多, 导致实验结果误差较大^[3]。而离心法和压汞法近年来也被广泛用来求取储层原始含气饱和度, 但由于压汞实验中进汞压力难以准确控制及对岩样具有破坏性等缺点, 因此实验结果也存在一定的误差和局限性^[4]。

在离心实验中, 非润湿相流体在离心力驱动下克服毛管阻力, 将润湿相流体驱替出来, 不同大小的离心力会得到大小不同的束缚水饱和度, 最终计算的储层含气饱和度也会出现明显差异。因此, 优选合适的离心力是应用该技术的关键^[4-9]。低渗砂岩油藏选取的离心力一般为 0.69 MPa^[4-5], 但李海波^[6]认为 1.38 MPa 才是适合低渗油藏的最佳离心力; Rauhul Dastidar 等^[7]对一低渗浊积岩油藏研究认为, 0.69 MPa 是适合该油藏的最佳离心力; An

Mai 等^[8]在研究孔洞型碳酸盐储层束缚水变化规律时, 发现只有在较高离心力 8 000 r/min 作用下, 岩样中较大孔隙和溶洞中的地层水才能被离心出来。笔者^[9]对低渗火山岩气藏进行的研究表明, 2.76 MPa 是该类储层束缚水饱和度的合适离心力。由于目前对于致密砂岩气藏合适离心力研究较少, 直接影响到离心法确定储层原始含气饱和度的准确程度。

本研究首先对致密气藏岩样进行不同离心力气水离心实验, 优选出适合该类气藏的合适离心力, 结合核磁共振 (nuclear magnetic resonance, NMR) 技术给出了储层束缚水分布规律。最后与密闭取芯岩样实验结果进行对比, 证明了优选离心力的合理性及原始含气饱和度的准确性。

1 实 验

1.1 材 料

选取中国某致密砂岩气藏 16 块岩样进行研究,

收稿日期: 2010-12-02; 修回日期: 2011-08-03

基金项目: 国家重点基础研究发展规划基金资助项目 (2007CB209500); 国家自然科学基金资助项目 (10672187)

作者简介: 孙军昌 (1983-), 男 (汉族), 陕西省白水人, 中国科学院博士研究生。E-mail: jjsun1983@yahoo.com.cn

通讯作者: 杨正明 (1969-), 男 (汉族), 中国石油勘探开发研究院高级工程师。E-mail: yzmhxj@263.net

<http://journal.szu.edu.cn>

其中 4 块岩样取自密闭取芯的全直径岩芯, 表 1 为密闭取芯的 4 块岩样常规物性资料. 16 块岩样孔隙度平均值为 5.77%, 渗透率分布在 $0.002 \times 10^{-3} \sim 0.139 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值为 $0.057 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于典型的致密砂岩气藏储层.

气水离心实验在 PC-1 型离心机上进行. 为避免高速离心过程中岩样液体蒸发, 该离心机离心杯上配有密封盖, 且离心腔内设强冷却和温控系统, 离心过程中可调控恒温, 具有较高实验精度. NMR 实验在自制的 RecCore04 型低磁场核磁共振岩样分析仪上进行. 实验中设置的仪器参数为: 等待时间 $t_w = 3\ 000\ \text{ms}$, 回波间隔 $t_E = 0.6\ \text{ms}$, 回波个数 $n_E = 1\ 024$, 扫描次数 > 64 次.

表 1 4 块致密气藏岩样常规物性资料

Table 1 Physical parameters of four tight gas reservoir samples

岩样 编号	长度/ cm	直径/ cm	岩石视密度/ ($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	孔隙 度/%	10^{-3} 渗 透率/ μm^2
1 [#]	2.98	2.51	2.44	7.68	0.097
2 [#]	3.11	2.51	2.44	7.40	0.078
3 [#]	3.05	2.51	2.53	4.85	0.093
4 [#]	2.87	2.51	2.56	4.13	0.149

1.2 实验步骤

① 先从密闭取芯的 4 块全直径岩芯上快速钻取直径约 2.5 cm、长约 3 cm 的规则柱塞岩样, 将两端切平、切齐, 用滤纸擦干岩样表面的外来水, 用保鲜膜多层包裹.

② 对代表储层原始状态的 4 块岩样进行 NMR 测量, 数学反演得到核磁共振 T_2 谱.

③ 对 16 块岩样抽真空、加压饱和模拟地层水, 测量重量后进行 NMR 实验.

④ 对 4 块岩样分别进行 0.35、0.69、1.03、1.38、1.73、2.07 和 2.42 MPa 离心力的离心实验, 每次离心后均记录岩样质量并进行 NMR 实验.

⑤ 对其余 12 块岩样进行优选离心力实验, 记录离心后岩样质量并进行 NMR 实验.

⑥ 岩样烘干后测量干质量, 计算水测孔隙度, 测试岩样气测渗透率.

2 结果与讨论

2.2 优选离心实验中离心力

图 1 为 4 块岩样在不同离心力离心后含水饱和度变化规律; 图 2 为不同离心力离心后 4 块岩样含水饱和度减小幅度与离心力的关系.

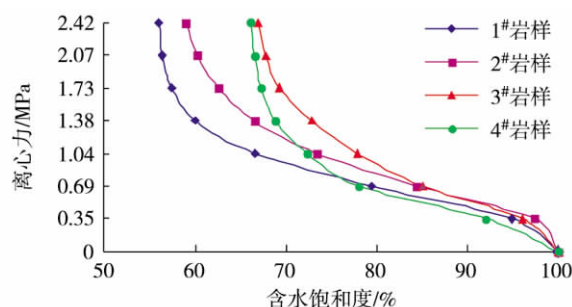


图 1 不同离心力离心后岩样含水饱和度

Fig. 1 Water saturation corresponding to different centrifugal forces

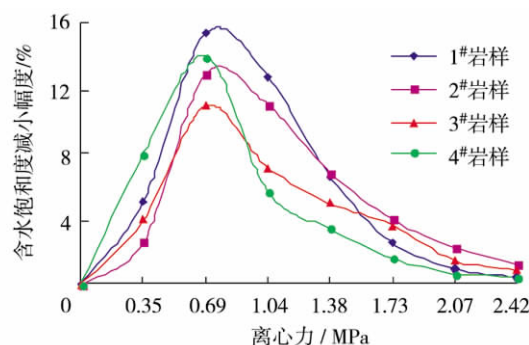


图 2 不同离心力离心后岩样含水饱和度减小幅度

Fig. 2 The decrease extent of water saturation reduction corresponding to different centrifugal forces

从图 1 和图 2 可见, 随离心力增大, 4 块岩样含水饱和度不断减小, 减小幅度呈明显下降趋势. 离心力从 0 增至 0.69 MPa 时, 4 块岩样含水饱和度平均减小 18.25%; 当离心力从 0.69 MPa 增至 1.38 MPa 时, 4 块岩样含水饱和度平均减小 14.63%. 表明 0.69 MPa 离心力并不适合致密砂岩气藏储层岩样, 因为该离心力离心后 4 块岩样中至少还有 14.63% 的可动水未被离心出来. 而当离心力从 1.38 MPa 增至 2.07 MPa 后, 4 块岩样含水饱和度平均减小了 4.32%. 表明适合于低渗砂岩油藏的 1.38 MPa 离心力也不适用于致密砂岩气藏. 但当离

心力从 2.07 MPa 增至 2.42 MPa 后,4 块岩样含水饱和度平均仅减少 0.77%。因此,对于实验研究的低渗致密砂岩气藏储层岩样,室内离心实验确定储层束缚水饱和度的合适离心力应为 2.07 MPa。

从图 3 不同离心力离心后岩样核磁共振 T_2 谱变化特征可以看出,在离心力增大的初期,首先是较大孔隙中的水被离心出来,而较小孔隙中的水基本保持不变。当离心力增大到一定程度后(如 1.38 MPa),较小孔隙中的水才被离心出来。但 T_2 弛豫时间最小的黏土束缚水($T_2 < 1$ ms)基本保持不变^[11-12]。对应的核磁共振 T_2 谱左侧曲线完全重合,表明不同气驱压力下(离心力)仍然是较大孔隙中的水被驱替出来。岩样不同离心状态核磁共振 T_2 谱变化特征从微观上进一步证明了较小离心力(0.69 MPa 和 1.38 MPa)离心后致密气藏岩样中仍含有大量的可动水未被离心出来。

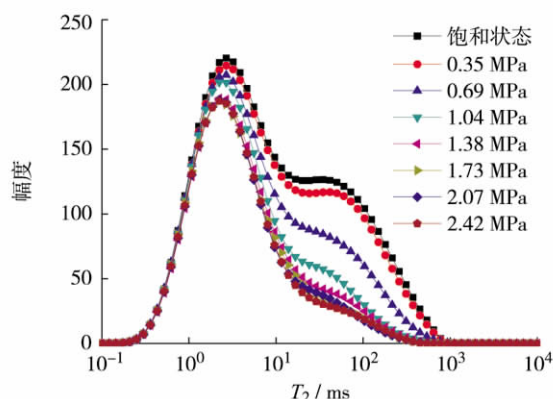


图 3 1# 岩样不同离心力离心后核磁共振 T_2 谱

Fig. 3 NMR T_2 spectrum corresponding to different centrifugal forces of sample 1#

2.3 致密气藏有效渗流喉道半径下限

根据毛管力方程^[3] $P = 2\sigma\cos\theta/r_l$ (1)

其中, P 为毛管力; σ 为表面张力; θ 为润湿角; r_l 为喉道半径。对于气水离心 $\sigma = 72.8$ mN/m, $\theta = 0^\circ$, 将以上参数代入式(1)即得气水离心实验中离心力与岩样喉道半径的对应关系。

对于致密砂岩气藏储层,根据式(1)计算可知,2.07 MPa 离心力对应的喉道半径约为 0.07 μm 。根据离心实验原理可知,实验研究的致密砂岩气藏储层有效渗流喉道半径下限约为 0.07 μm 。半径小于 0.07 μm 的孔隙,以及由半径小于 0.07 μm 喉道所控制的孔隙空间中主要为束缚水,而由

半径大于 0.07 μm 喉道所控制的孔隙空间中的流体在气体运移过程中被驱走,成为致密气藏主要的有效储集空间。

经典油层物理中一般将半径小于 0.1 μm 的孔隙定义为微毛细管孔隙^[3],认为在该类孔隙中液体分子之间及液固分子之间的引力很大,油层条件下的压力梯度一般无法使原油在此类孔隙中移动^[3]。因此,通常将半径 0.1 μm 作为流体能否在孔隙中流动的分界线^[13]。但由于气体分子直径和黏度均远小于原油,使气体的流动力远大于原油^[1],这是致密气藏储层有效渗流喉道半径下限降低的根本原因;而离心实验确定的致密气藏储层有效渗流喉道半径下限的减小,则是该类储层物性下限降低的直接原因^[1]。

2.4 束缚水微观分布规律

图 4 为表 1 中 1# 和 4# 岩样饱和水状态、2.07 MPa 离心后及密闭取芯岩样初始状态核磁共振 T_2 谱对比图。

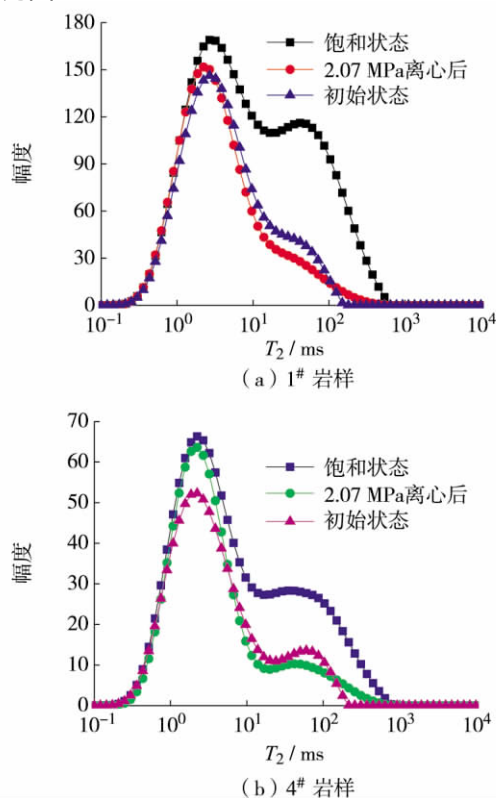


图 4 2 块岩样饱和度、原始状态及离心后核磁共振 T_2 谱对比

Fig. 4 NMR T_2 spectrum corresponding to different state of two samples

从图 4 可见,离心后岩样 T_2 谱对应较大孔隙空间的右峰并未完全消失,且不同渗透率岩样 T_2 谱右峰减小幅度具有一定差异,表明致密气藏束缚水并不完全分布在微孔隙中,离心与气藏原始状态 T_2 谱的高度吻合也证明了这个观点.实际上,为进一步确认研究结果的准确性,在将离心与密闭取芯的原始状态岩样实验结果对比之前,对从密闭取芯的全直径岩芯表面及内部分别钻取的岩石颗粒也进行了核磁共振实验.结果表明,4 块岩芯表面岩石碎颗粒获取的原始含气饱和度与内部岩石碎颗粒获取的原始含气饱和度非常接近,对应的含气饱和度平均值分别为 62.87% 和 62.50%,两者对应的核磁共振 T_2 谱也基本一致.由于全直径岩芯内部颗粒在钻进和取芯等过程中受到的影响和扰动相对较小,因此研究的密闭取芯的全直径岩芯较好地保存了原始地层流体信息,实验结果可信度很高.

图 5 为 16 块岩样微孔隙空间束缚水所占比例与渗透率的关系,其中微孔隙以 Schlumberger 公司推荐的 T_2 弛豫时间小于 10 ms 为界限计算所得.从图 5 可见,致密气藏储层中绝大多数束缚水分布在 T_2 弛豫时间小于 10 ms 的黏土孔隙 ($T_2 < 1\text{ms}$) 和微孔隙 ($1\text{ms} < T_2 < 10\text{ms}$) 中^[14-15].统计表明,16 块岩样微孔隙束缚水所占比例为 83.61%.随着岩样渗透率的增大,微孔隙束缚水所占比例呈递减趋势.图 5 中渗透率小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的 5 块岩样中 87.41% 的束缚水分布在黏土孔隙和微孔隙中;而渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的 3 块岩样中约有 80.30% 的束缚水分布在微孔隙中.本研究的低渗砂岩属于胶结致密的细粒砂岩,扫描电镜结果显示,该类储层岩石孔隙连通性较差,黏土含量较高.岩样渗透率越小,则孔隙连通性越差,尤其是粒间胶结物发育较多,导致岩石比表面较大,大量的束缚水分布在微孔隙中^[5].而渗透率相对较大的储层黏土含量较少,微孔隙所占比例和岩石比表面相对减小,而被细微喉道控制的较大孔隙中的束缚水比例增加.

从图 6 可见,致密气藏储层束缚水饱和度随渗透率增加呈明显递减趋势,两者呈较好的对数关系.当渗透率小于 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时束缚水饱和度随渗透率的增加急剧减小,但当渗透率大于 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时束缚水饱和度随渗透率的增加变化不明显.统计表明,16 块岩样束缚水饱和度平均值为

73.24%,高于低渗砂岩气藏束缚水饱和度^[10].

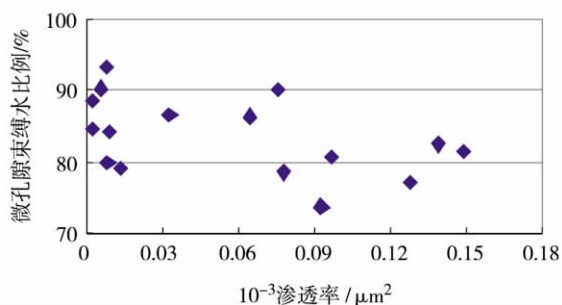


图 5 微孔隙束缚水比例与渗透率的关系

Fig. 5 Relationship between micro-pore irreducible water ratio and permeability

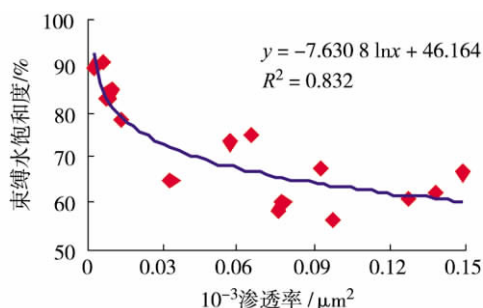


图 6 束缚水饱和度与渗透率的关系

Fig. 6 Relationship between irreducible water saturation and permeability

2.5 离心与原始状态含气饱和度对比

图 7 为 4 块密闭取芯岩样原始含气饱和度与离心力为 2.07 MPa 时计算的含气饱和度对比结果.从图 7 可见,离心力 2.07 MPa 时计算的含气饱和度与储层原始含气饱和度非常接近.4 块岩样原始含气饱和度分布在 30.49% ~ 41.61%,平均值为 37.50%.离心力 2.07 MPa 时计算的含气饱和度分布在 32.19% ~ 43.55% 之间,平均值为 37.23%,两者相差仅 0.27%.而使用 0.69 MPa 和 1.38 MPa 离心力计算的储层含气饱和度分别为 18.28% 和 32.91%,明显小于气藏原始实际含气饱和度,误差分别为 19.22% 和 4.59%.表明离心实验优选的 2.07 MPa 离心力对于致密砂岩气藏储层岩样具有很好的适用性,室内使用离心实验求取束缚水饱和度时应当以 2.07 MPa 进行离心实验.

图 8 为使用 2.07 (本研究优选)、0.69 (经典推荐) 和 1.38 MPa (适用于低渗油藏岩样) 3 种离心力计算的致密砂岩气藏储层含气饱和度对比结

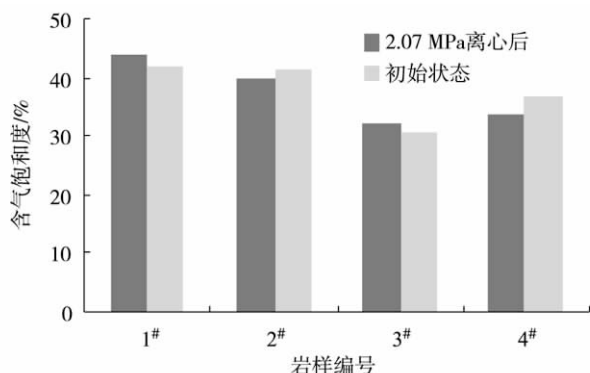


图7 4块岩样离心与原始含气饱和度对比图

Fig. 7 Relationship between initial gas saturation and centrifugal gas saturation of four samples

果. 由图8可见, 0.69 MPa与1.38 MPa离心力计算的储层原始含气饱和度分别为18.28%和32.91%, 比致密气藏实际原始含气饱和度分别减少19.22%和4.59%. 数据统计表明, 通过较小离心力获取的储层含气饱和度会明显小于实际气藏地质储量, 这对气藏储量计算、开发方案的制定及经济效益分析均会造成较大误差, 而本研究优选的2.07 MPa离心力对于准确获取低渗致密气藏原始含气饱和度客观重要.

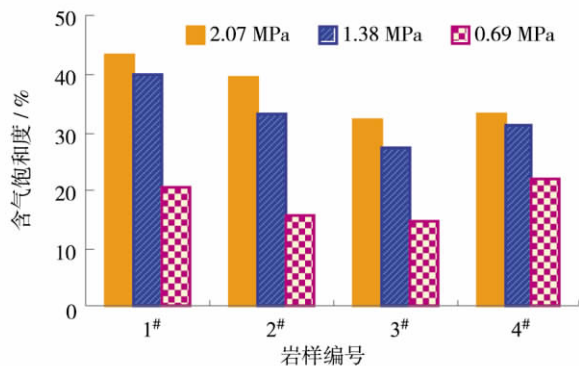


图8 不同离心力计算含气饱和度实验结果对比

Fig. 8 Gas saturations corresponding to different centrifugal forces

从图4还可看出, 2.07 MPa离心力离心后岩样束缚水微观分布规律与气藏原始状态一致, 即较小的微孔隙中基本为束缚水, 同时部分束缚水也分布在较大的孔隙空间中. 图4中1#和4#岩样离心后 T_2 谱右峰稍低于气藏原始状态 T_2 谱右峰, 但其左峰又稍高于原始状态 T_2 谱左峰. 引起这种微小差别的原因可能是成藏过程中, 气体运移时将部分孔隙

壁面的薄膜束缚水排挤出来, 以及由于储层非均质性导致的气体运移不充分, 部分较大孔隙并未被气体所占据而含有少量可动水的缘故^[1-2, 16-18], 相关结论尚需进一步验证.

结 语

综上所述可知: ① 采用不同离心力实验, 优选出适合致密砂岩气藏岩样离心法, 获取储层含气饱和度的离心力为2.07 MPa, 与密闭取心岩样原始含气饱和度对比表明, 2.07 MPa离心力计算的含气饱和度具有很高的准确性; ② 结合毛管压力方程, 确定致密气藏储层有效渗流喉道半径下限为0.07 μm , 解释了致密气藏储层物性下限降低的储层内在原因, 为进一步储层评价奠定了理论基础; ③ 结合低磁场核磁共振技术, 发现致密气藏储层束缚水分布在 T_2 弛豫时间小于10 ms的黏土孔隙、微孔隙中及被小喉道所控制的较大孔隙空间中, 微孔隙束缚水所占比例随储层渗透率增大而减小; ④ 致密砂岩气藏储层束缚水饱和度普遍较高, 初始含气饱和度仅为26.76%, 核磁共振 T_2 谱表明, 气驱过程中提高驱替压力仍是较大孔隙中的水被驱替出来, 而较小孔隙中的地层水基本保持不变.

参考文献:

- [1] 郭平, 张茂林, 黄全华, 等. 低渗透致密砂岩气藏开发机理研究 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 1-32.
- [2] 郭平, 黄伟岗, 姜贻伟, 等. 致密气藏束缚水与可动水研究 [J]. 天然气工业, 2006, 26(10): 99-101.
- [3] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2007: 132-135.
- [4] 肖亮, 肖忠祥. 核磁共振测井 $T_{2\text{cutoff}}$ 确定方法及适用性分析 [J]. 地球物理学进展, 2008, 23(1): 167-172.
- [5] 王瑞飞, 陈明强. 特低渗透砂岩储层可动流体赋存特征及影响因素 [J]. 石油学报, 2008, 29(4): 558-561.
- [6] 李海波. 岩心核磁 T_2 截止值实验研究 [D]. 北京: 中国科学院研究生院, 2007.
- [7] Rahul Dastidar, Chandar Rai, Carl Sondergeld. 核磁共振与常规油层物理信息相结合的浊积岩储层特征研究

- [C]// 国际石油工程师协会技术年会及展览会议论文集. 休斯顿 (美国): 国际石油工程师协会, 2004: 1-15. (英文版)
- [8] An Mai, Apostolos Kantzas. 碳酸盐岩储层特征的低场核磁共振实验研究 [C] // 国际石油工程师协会气藏技术讨论会论文集. 卡尔加里 (加拿大): 国际石油工程师协会, 2002: 1-11. (英文版)
- [9] 孙军昌, 郭和坤, 刘卫, 等. 低渗火山岩气藏可动流体 T_2 截止值实验研究 [J]. 西南石油大学学报自然科学版, 2010, 32(4): 109-114.
- [10] 杨正明, 姜汉桥, 朱光亚, 等. 低渗透含水气藏储层评价参数研究 [J]. 石油学报, 2008, 29(2): 252-255.
- [11] 高树生, 叶礼友, 熊伟, 等. 利用核磁共振技术确定低渗砂岩气藏原始含水饱和度及可动水饱和度 [J]. 中国物理快报, 2010, 27(12): 1-2. (英文版)
- [12] 张硕. 低渗透油藏 CO_2 气驱渗流机理核磁共振研究 [J]. 深圳大学学报理工版, 2009, 26(3): 228-233.
- [13] 焦翠花, 夏冬冬, 王军, 等. 特低渗砂岩储层物性下限确定方法 [J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(3): 379-383.
- [14] ZHOU Na, Takuya Matsumoto, Takahiro Hosokawa, 等. 多孔介质气体滞留机理的孔隙尺度 X-CT 实验研究 [J]. 流动测量与仪器, 2010, 21: 262-267. (英文版)
- [15] Ann Lisbeth, Lars Rennan, Hege C Wideroe, 等. 应用 X-CT 成像、核磁共振及环境扫描电镜研究孔洞型碳酸盐岩储层残余气分布规律 [C]// 国际岩芯分析家协会专题论文集. 阿布扎比 (阿拉伯联合酋长国): 国际岩芯分析家协会, 2008: 1-6. (英文版)
- [16] 高树生, 熊伟, 刘先贵, 等. 低渗透砂岩气体渗流机理实验研究现状及新认识 [J]. 天然气工业, 2010, 30(1): 52-55.
- [17] 赵仁保, 岳湘安, 吴亚红. 氮气在水饱和岩心中的渗流规律 [J]. 吉林大学学报工学版, 2009, 39(1): 244-248.
- [18] 付大其, 朱华银, 刘义成, 等. 低渗气层岩石孔隙中可动水实验 [J]. 大庆石油学院学报, 2008, 32(5): 23-26.

Abstract: 1000-2618(2011)05-0382-EA

【Environment and Energy】

Study on distribution law of irreducible water and gas saturation of tight sandstone gas reservoir[†]

SUN Jun-chang^{1 3}, YANG Zheng-ming², TANG Li-gen², and YAN Jun^{1 3}

- | | | |
|---|---|--|
| 1) Institute of Porous Flow &
Fluid Mechanics ,
Chinese Academy of Sciences
Hebei Province
Langfang 065007
P. R. China | 2) Research Institute of
Petroleum Exploration and
Development-Langfang ,
Hebei Province
Langfang 065007
P. R. China | 3) Graduate University of
Chinese Academy
of Sciences ,
Beijing 100049
P. R. China |
|---|---|--|

Abstract: Initial oil or gas saturation is one of the most important parameters to calculate and evaluate the reserves. A set of various centrifugal forces were used in the centrifugal experiment in order to find the suitable force corresponding to the tight gas reservoir. The experiment indicated that 2.07 MPa was suitable and the classical centrifugal forces such as 0.69 MPa and 1.38 MPa were less appropriate to the tight gas reservoir. Combined with the Laplace equation, results indicated that the lower limit of the effective flow throat radius of the tight gas reservoir was close to 0.07 μm . This value laid the foundation for the reservoir evaluation. Low field nuclear magnetic resonance (NMR) experimental results also implied that the irreducible water located in micro-pore space and trapped in some large pores, which was related to the small throat radius but large pore-to throat ratio. Compared with the results of sealed cores, the centrifugal experimental results such as irreducible distribution feature and gas saturation are consistent

<http://journal.szu.edu.cn>

with the results obtained from the initial gas reservoir. In summary, the irreducible water saturation of the tight gas reservoir is high and its initial gas saturation is as low as 26.76%.

Key words: petroleum development; tight sandstone gas reservoir; gas saturation; nuclear magnetic resonance (NMR); irreducible water; pore structure

† This work was supported by the National Basic Research Program (2007CB209500) and the National Natural Science Foundation of China (10672187).

References:

- [1] GUO Ping, ZHANG Mao-lin, HUANG Quan-hua, et al. Research on the Development Mechanism of the Low Permeability Tight Sandstone Gas Reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 1-32. (in Chinese)
- [2] GUO Ping, HUANG Wei-gang, JIANG Yi-wei, et al. Research on the irreducible and movable water of tight sandstone gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(10): 99-101. (in Chinese)
- [3] YANG Sheng-lai, WEI Jun-zhi. Petrophysics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 132-135. (in Chinese)
- [4] XIAO Liang, XIAO Zhong-xiang. Analysis of methods for determining NMR $T_{2\text{cutoff}}$ and its applicability [J]. Progress in Geophysics, 2008, 23(1): 167-172.
- [5] WANG Rui-fei, CHEN Ming-qiang. Characteristics and influencing factors of movable fluid in ultra-low permeability sandstone reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5): 558-561. (in Chinese)
- [6] LI Hai-bo. Experimental Study of NMR $T_{2\text{cutoff}}$ of Reservoir Core [D]. Beijing: Graduate University of Chinese Academy of Science, 2007. (in Chinese)
- [7] Rahul Dastidar, Chandar Rai, Carl Sondergeld. Integrating NMR with other petrophysical information to characterize a turbidite reservoir [C]// The SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston(USA): The Society of Petroleum Engineers, 2004: 1-15.
- [8] An Mai, Apostolos Kantzas. On the characterization of carbonate reservoirs using low field NMR tools [C]// The SPE Gas Technology Symposium. Calgary(Canada): The Society of Petroleum Engineers, 2002: 1-11.
- [9] SUN Jun-chang, GUO He-kun, LIU Wei, et al. Experimental study on the movable fluid $T_{2\text{cutoff}}$ value of volcanic gas reservoir [J]. Journal of southwest petroleum university science & technology edition, 2010, 32(4): 109-114. (in Chinese)
- [10] YANG Zheng-ming, JIANG Han-qiao, ZHU Guang-ya, et al. Research on reservoir evaluation index for low-permeability water-bearing gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(2): 252-255. (in Chinese)
- [11] GAO Shu-sheng, YE Li-you, XIONG Wei, et al. Nuclear magnetic resonance measurements of original water saturation and mobile water saturation in low permeability sandstone gas [J]. Chinese Physics Letters, 2010, 27(2): 1-2.
- [12] ZHANG Shuo. NMR study on porous flow mechanism in low permeability reservoirs with CO₂ flooding [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2009, 26(3): 228-233.
- [13] JIAO Cui-hua, XIA Dong-dong, WANG Jun, et al. Methods for determining the petrophysical property cutoffs of extra-low porosity and permeability sandstone reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(3): 379-383. (in Chinese)
- [14] ZHOU Na, Takuya Matsumoto, Takahiro Hosokawa, et al. Pore-scale visualization of gas trapping in porous media by X-ray CT scanning [J]. Flow Measurement and Instrumentation, 2010, 21: 262-267.
- [15] Ann Lisbeth, Lars Rennan, Hege C Wideroe, et al. Residual gas distribution in vuggy carbonate by use of X-ray CT, NMR and cryo-ESEM [C]// The International Symposium of the Society of Core Analysts. Abu Dhabi(UAE): Society of Core Analysts, 2008: 1-6.
- [16] GAO Shu-sheng, XIONG Wei, LIU Xian-gui, et al. Experimental research status and several novel understandings on gas percolation mechanism in low-permeability sandstone gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 52-55. (in Chinese)
- [17] ZHAO Ren-bao, YUE Xiang-an, WU Ya-hong. Nitrogen percolation behavior in water saturated core [J]. Journal of Jilin University Engineering and Technology Edition, 2009, 39(1): 244-248. (in Chinese)
- [18] FU Da-qi, ZHU Hua-yin, LIU Yi-cheng, et al. Experimental study of the movable water in the rock pore of low permeability gas layer [J]. Journal of Daqing pPetroleum Institute, 2008, 32(5): 23-26. (in Chinese)

【中文责编: 晨 兮; 英文责编: 新 谷】

<http://journal.szu.edu.cn>