

文章编号:0253-9985(2008)06-0721-05

从模拟实验看致密砂岩储层的石油成藏条件

肖芝华,钟宁宁,黄志龙,姜振学,刘岩

(中国石油大学 资源与信息学院 油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249)

摘要:通过不同系列物理模拟实验,对致密砂岩储层中油水倒置成藏的临界地质条件进行了研究。模拟实验结果表明,对于密度约为 0.8 g/cm^3 的原油,材质相同的各种毛细玻璃管孔喉半径为 1.8 mm 时,或砂柱中砂体粒径小于 $0.35 \sim 0.40 \text{ mm}$ 时,即能够产生稳定的油水倒置现象。油水倒置现象的产生与流体浮力和毛细管力之间的力平衡有关,油的密度在油水倒置关系的形成过程中起着比表面张力更为重要的作用。因此,致密砂岩储层油水倒置油藏形成的临界地质条件,主要取决于储油砂层的孔喉半径及其与原油密度之间的关系。

关键词:油水倒置;孔喉半径;成藏条件;模拟实验;致密砂岩储层

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

A study on hydrocarbon pooling conditions in tight sandstones through simulated experiments

Xiao Zhihua, Zhong Ningning, Huang Zhilong, Jiang Zhenxue, Liu Yan

(State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: A study on critical geological conditions for oil pooling in inversed oil/water distribution in tight sands is carried out through various serial physical simulated experiments. The result shows that, for crude with density of about 0.8 g/cm^3 , a stable inversed oil/water distribution may occur when the pore throat radius of different capillarity glass tubes made of the same material are 1.8 mm or the grain diameters in sand-column are smaller than $0.35 \sim 0.40 \text{ mm}$. The phenomenon is thought to be related with the equilibrium between buoyancy (floatation) and capillary force and oil density plays a more important role than that of the interfacial tension in the formation of this inversed oil/water distribution. Therefore, it is suggested that the formation of oil pools with inversed water/oil distribution in tight sandstone is subject to the pore radius of reservoir sands and its relationship with the density of crude oil.

Key words: oil/water inversion; pore throat radius; pooling condition; simulated experiment; tight sand reservoir

根据国内外研究成果认识,在沉积盆地深部或负压构造条件下,致密砂岩储层内有油气显示,对致密砂岩储层内形成的气水倒置气藏研究较多,有学者称之为“深盆地气藏”或“致密砂岩气藏”^[1-3],具有气水倒置、储层致密、压力异常、通常聚集在构造的下倾部位、向斜构造凹陷或盆地的轴部的特点,气水倒置是其最显著的特征。自 Masters J A 1979 年提出“深盆地”的概念以来,国内外很多学者通过各种模拟实验来研究解释这种

致密砂岩气藏独特的形成过程^[4-10]。而对于致密砂岩储层内油水倒置成藏的研究却很少,国内外的勘探实践表明,地质体内确实存在这种油水倒置的特殊油藏^[11-16]。侯启军等^[16]认为松辽盆地南部凹陷区内储集层孔隙度小于 13%、渗透率小于 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的扶杨油层绝大部分呈现明显的油水倒置现象,那么如何确定这种致密砂岩油藏的成藏门限条件及其影响因素,它的成藏机理如何,这些都是亟待解决的科学问题。

收稿日期:2008-04-22。

第一作者简介:肖芝华(1972—),男,工程师、博士研究生,油气地质与地球化学。

本文通过物理模拟实验,分析不同孔喉条件下石油充注与储层物性关系,并结合地质实例分析,探讨致密砂岩储层中油水倒置的成藏条件。

1 实验装置与方法

1.1 毛细玻璃管模拟实验

选择14种内径不等的系列材料相同的玻璃管,进行实验(0.8,1.1,1.5,2.2,3.6,3.7,4.0,4.9,5.8,6.9,8.0,8.5,9.0,11 mm)。将水注满玻璃管后,自下而上注入原油,观察油水移动情况,确定毛细玻璃管封油的门限(临界孔喉半径)。

实验方法是首先将均匀等径的玻璃管垂直夹在托架上,向玻璃管中注水,静置观察并记录原始水柱高度,用注油泵连接(或注射器针头刺穿玻璃管)底端胶塞,向管内缓慢注入一定体积的染色凝析油,观察油柱上浮现象并记录时间,实验装置如图1所示。

对于实验结果的观测,主要采用肉眼观察,秒表记录,并按一定的时间间隔利用数码相机拍摄照片。

1.2 砂柱模拟实验

在装满不同粒径的细砂和水的玻璃管内进行油驱水系列实验,观测砂柱内原油运移情况,确定封住油的最大砂粒粒径及其对应的孔喉半径。

选择长度为400 mm,内径为50 mm的玻璃管

进行实验。首先在玻璃管内注水(无色)填砂,然后从底部注入染色的凝析油。重点对8种砂粒进行观察,砂粒粒径分别为:0.70~0.80,0.50~0.55,0.40~0.45,0.35~0.40,0.30~0.35,0.25~0.30,0.20~0.25和0.10~0.15 mm。

实验中将粒度相同等轴近浑圆颗粒状玻璃珠先用清水反复漂洗表面的粉尘,浸泡24 h后再填充到玻璃管内。实验中使用的水为蒸馏水,其粘度为 $1.002 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ (20℃),密度为 1.007 g/cm^3 (20℃);用于排替水的凝析油用油红染色与水区别,便于观察实验现象。

将填装好的玻璃管直立,固定在托架上,用恒流泵注入或注射器针头刺穿玻璃管底端胶塞,向管内注入一定体积的染色凝析油,静置10 min后记录原始油柱高度。观察实验过程,每隔一定时间记录油运移前缘的高度并拍照,直至油运移至玻璃管顶部。试验装置如图2所示。

对于实验结果的观测,主要采用肉眼观察,随时记录油在孔隙介质中驱替孔隙水的过程;并按一定的时间间隔利用数码相机和摄像机拍摄运移路径及路径前缘的形态。

2 模拟实验结果与讨论

2.1 毛细玻璃管模拟实验

实验结果见表1,在直径小于4.9 mm、均匀等径玻璃管中注水后,从其底部注油,可观察到油柱

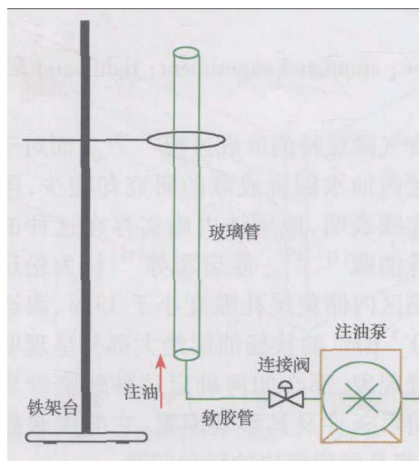


图1 毛细玻璃管实验装置示意图

Fig. 1 Sketch map showing the experimental apparatus of capillary glass tube

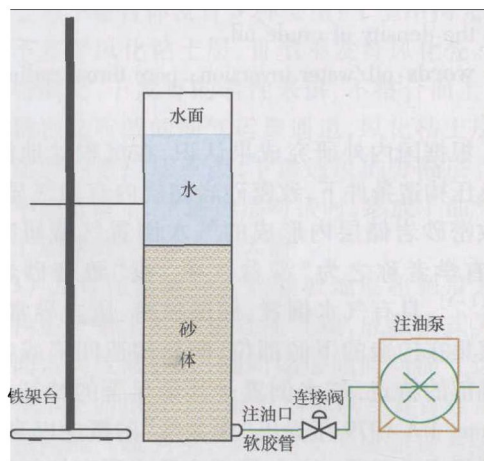


图2 砂柱封油实验装置示意图

Fig. 2 Sketch map showing the experimental apparatus of sand-column

表1 毛细玻璃管注油实验

Table 1 Results of oil injection experiment in capillary glass tubes

序号	内径/mm	油滴上浮时间	现象描述
1	0.8		油水倒置,非常稳定
2	1.1		油水倒置,非常稳定
3	1.5		油水倒置,非常稳定
4	2.2		油水倒置,稳定
5	3.6		油水倒置,较稳定
6	3.7	220 h	油水倒置,较稳定,9 d后缓慢上浮
7	4.0	45 min 30 s	形成油水倒置,油柱上浮缓慢
8	4.9	32 min 10 s	短时间油水倒置,油柱上浮慢
9	5.8	2 min 20 s 50	较短时间油水倒置,油柱上浮较快
10	6.9	1 min 33 s 25	单一油柱,上浮较快
11	8.0	45 s 32	形成分段小油柱,上浮很快
12	8.5	24 s 47	多为散状上浮,可形成高约1 cm的小油柱
13	9.0	4 s 53	多为悬浮状小油滴,可形成高约0.5 cm的小油柱
14	11.0	3 s 70	悬浮状小油滴,不能形成油柱
备注	相同条件下对比,注油量2 mL,注油速率约20 mL/min		

活塞式向水推进的过程,原始水液面高度与油柱高度的增加同步且同幅。其原因在于注入油柱与水柱之间表面张力较强,它们借助于玻璃管(毛细管)壁对水或油的亲和与排斥作用产生了毛细管力,而油、水之间无法交换位置势能,所以油水倒置,玻璃管(或毛细管)直径越小,油水倒置关系的稳定性就越强。由于玻璃管具有与原始条件下储集层毛细管相似的亲水性特征,故从物理原理分析,该实验过程可以代表典型致密砂岩储层条件下原油自下向上对地层水进行活塞式排驱的运聚特征。

玻璃管与岩石孔隙具有相似的表面物理性质,玻璃管观察结果可以推广至地下理想条件下单根均匀毛细管的油水排驱。

表面张力越大,所产生的毛细管压力就越大,流体倒置关系就越容易形成。由于油-水表面张力大约是气-水表面张力的一半,照此分析气水倒置关系应该比油水倒置关系更容易形成和保存。上述实验已证明结论正好是相反的,因此可以得出结论,油气密度在流体倒置关系的形成过程中起着比表面张力更为重要的作用。

实验结果表明(图3):当毛细玻璃管直径小于4.9 mm时,可以形成油水倒置现象,但不稳定;只有毛细玻璃管直径小于3.6 mm时,才能形成非

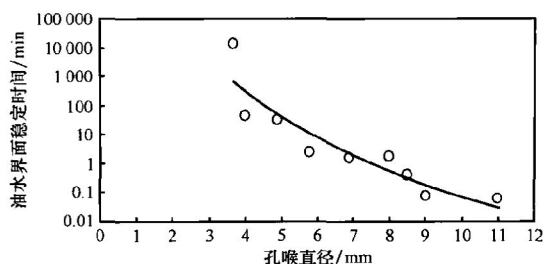


图3 孔喉直径与油水界面稳定时间的关系

Fig. 3 Pore radius vs. time of oil-water contact keeping stable

常稳定的油水倒置现象。当玻璃管直径大于8 mm时,油水界面稳定时间不足1 min,玻璃管直径大于4 mm时,油水界面稳定时间不足100 min,玻璃管直径为3.7 mm时,油水界面稳定时间达10 000 min以上,玻璃管直径小于3.6 mm时,油水界面保持长久稳定。因此,理论上,在致密砂岩储层内能够形成稳定油水倒置的临界孔喉半径为1.8 mm。

2.2 砂柱模拟实验

实验结果见表2,注油实验中染色油有的沿壁上浮,有的在砂体中间上浮;将结果保存并静置观察50 d,均不同程度地出现有向上推移的现象。

表2 不同粒径砂柱封油实验

Table 2 Results of experiments in sand columns with different grain sizes

砂粒粒径/mm	注入速率/(mL · min ⁻¹)	注入时间/min	现象描述	油滴上浮时间
0.10 ~ 0.15	4	5	油水倒置非常稳定	
0.20 ~ 0.25	4	5	油水倒置非常稳定	
0.30 ~ 0.35	4	5	油水倒置非常稳定	
0.35 ~ 0.40	4	5	油滴直径约2 mm, 中部上浮	25 h
0.40 ~ 0.45	4	5	油滴直径约2 mm, 沿壁上浮	20 h
0.50 ~ 0.55	4	5	油滴直径2 ~ 3 mm, 沿壁上浮	3 h
0.70 ~ 0.80	4	5	油滴直径3 ~ 4 mm, 沿壁上浮	16 min
3.00 ~ 4.00			油滴直径约4 mm, 先壁后中	30 s
备注	5 min 注入染色油 20 mL 后停止, $H_{\text{砂柱}} = 20 \text{ cm}$, $H_{\text{水柱}} = 35 \text{ cm}$			

1) 当砂粒较粗(粒径为0.35 ~ 0.40 mm 及其以上)时,注入油缓慢上浮,在其原始存在位置及其运移路径上形成油斑,剩余油则上浮水面形成油柱。

2) 当砂粒粒径小于0.30 ~ 0.35 mm 时,油水倒置现象非常稳定。

油水倒置,界面在静置期间向上方缓慢地移动,表明了推动界面上移的惟一动力——浮力作用仍然存在。原油的密度和粘度越大,其上浮的速率越慢,时间越长。

与气水倒置相比,由于油类的表面张力和粘度更大、所产生的浮力更小,油水倒置在同等条件下更容易形成,储层物性条件较为宽松,也更容易保存。

实验结果表明,当砂粒粒径为0.35 mm 或更小时,能够产生稳定的油水倒置现象。如图4所示,砂粒粒径大于0.70 mm 时,油水界面稳定时间不足20 min;砂粒粒径为0.50 ~ 0.55 mm 时,油水

界面稳定时间不足200 min;砂粒粒径为0.35 ~ 0.40 mm 时,油水界面稳定时间达1 500 min,砂粒粒径小于0.30 ~ 0.35 mm 时,油水界面保持长久稳定。因此砂粒粒径为0.30 ~ 0.35 mm 可以作为在致密砂岩储层内形成稳定油水倒置的理论临界值。

3 致密砂岩储层石油成藏主控因素分析

致密砂岩储层内能够成藏的根本原因是储层致密性和毛细管力配合下的水封油作用。这种水封油作用可以进一步理解为力平衡作用,如果没有这种平衡,油藏就不能形成。笔者将形成致密砂岩油藏的临界地质条件称之为成藏地质门限。进入这一地质门限,可以富集成藏;当孔喉半径大于产生毛细管力所需的临界值时,未进入这一地质门限,就不可能富集成藏。

原油之所以不能在浮力作用下向上运移,是由于毛细管力(P_c)比浮力(P_f)大。当浮力(P_f)增大超过了毛细管力(P_c)之后,油就向上整体驱替储层孔隙水,在浮力作用下向上运移形成正常油水关系。

$$P_f = \frac{4}{3}(\rho_w - \rho_o)g\pi r_p^3 \sin\alpha \quad (1)$$

$$P_c = \frac{2\pi r^2 \sigma \cos\theta}{r} \quad (2)$$

当浮力 P_f 等于毛细管力 P_c 时为油水界面平衡状态,根据公示(1)和公式(2)推出:

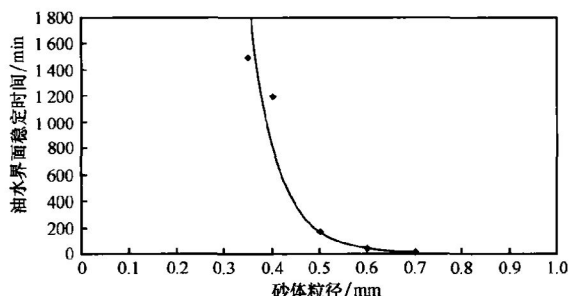


图4 砂体粒径与油水界面稳定时间的关系

Fig. 4 Sand grain sizes vs. time of oil-water contact keeping stable

$$r^2 = \frac{3\sigma \cos\theta}{1250(\rho_w - \rho_o)g \sin\alpha} \quad (3)$$

式中: P_f 为浮力,N; P_c 为毛细管压力,N; σ 为油水界面张力,N/m; r 为孔喉半径,m; r_p 为孔隙半径,m; ρ_w 为水的密度,kg/m³; ρ_o 为油的密度,kg/m³; θ 为润湿角,(°); g 为重力加速度,取值为9.8 m/s²。

根据公式(3)可以看出:原油密度越大,临界孔喉半径就越大,二者成正相关关系;润湿角越大,临界孔喉半径就越小,二者成负相关关系;油水界面张力相对固定,与埋深、温度、压力条件相关。

实际地层中,致密砂岩储层内形成油水倒置的关键控制因素是地层的倾角和孔喉半径的大小。储层孔渗性越差、孔喉半径越小,在油水接触面上产生的毛细管力也就越大,这样使浮力低于毛细管力,原油上浮被阻滞,从而聚集成藏。因此致密储集层大面积分布,是致密砂岩油藏形成的关键条件。

4 结论

1) 油气密度在流体倒置关系的形成过程中起着比表面张力更为重要的作用。与气水倒置相比,形成油水倒置时的临界玻璃管直径增大,主要原因归结于原油的密度较大,浮力减小。因此致密砂岩油藏在同等条件下更容易形成,储层物性条件较为宽松,也更容易保存,即致密砂岩油藏比致密砂岩气藏更加“稳定”。

2) 致密砂岩油藏形成的临界地质条件或地质门限,主要取决于储层的孔喉半径。对于材质相同的各种毛细玻璃管而言,孔喉半径为1.8 mm;砂柱封油门限为砂体粒径小于0.35 ~ 0.40 mm。这些实验结果仅证明致密砂岩油藏理论门限的存在,与实际地质条件下形成的临界条件相差甚远,二者不可等同类比。在地下条件下,致密储层的毛细管半径变化较大,原油的物理性

质(表面张力和吸附力等)随地层温度和压力变化也较大,同时还有水介质条件、岩石成份等因素的影响,所以对实验结果的推广分析需要针对不同的地质条件。

参 考 文 献

- 1 Masters J A. Deep basin gas trap, western canada[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152 - 181
- 2 Walls J D. Tight gas sands-permeability, pore structure and clay [J]. Journal of Petroleum Technology, 1982, (34): 2 707 - 2 714
- 3 Rose P R, Everett J R, Merin I S. Possible basin centered gas accumulation, Roton Basin, Southern Colorado [J]. Oil & Gas Journal, 1984, 82(40): 190 - 197
- 4 Gies R M. Gas history for a major Alberta Deep Basin gas trap, the Cadomin Formation [J]. AAPG Memoir, 1984, 38: 115 - 140
- 5 王金琪. 超致密砂岩含气问题 [J]. 石油与天然气地质, 1993, 14(3): 169 - 179
- 6 王涛. 中国深盆气田 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002
- 7 张金亮, 常象春. 深盆气地质理论及应用 [M]. 北京: 地质出版社, 2002
- 8 庞雄奇, 金之钧, 姜振学, 等. 深盆气成藏门限及其物理模拟实验 [J]. 天然气地球科学, 2003, 14(3): 207 - 214
- 9 金之钧, 张金川, 王志欣. 深盆气成藏关键地质问题 [J]. 地质评论, 2003, 49(4): 400 - 406
- 10 米敬奎, 张水昌, 李新虎. 深盆气成藏形成机理实验模拟 [J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 302 - 305
- 11 张金亮, 李恕军, 秦承志. 安塞油田长 6 油层深盆油初探 [J]. 特种油气藏, 1998, 5(2): 8 - 11
- 12 高永进, 邱桂强, 陈冬霞, 等. 牛庄洼陷岩性油藏含油气性及主控因素 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(3): 284 - 287
- 13 陈冬霞, 庞雄奇, 翁庆萍, 等. 岩性油藏三元成因模式及初步应用 [J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 228 - 231
- 14 杨玉峰. 松辽盆地岩性油藏形成条件与分布规律 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(4): 393 - 399
- 15 邹才能, 贾承造, 赵文智, 等. 松辽盆地南部岩性- 地层油气藏成藏动力和分布规律 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 125 - 130
- 16 侯启军, 魏兆胜, 赵占银, 等. 松辽盆地的深盆油藏 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(4): 406 - 411

(编辑 高 岩)