

济阳坳陷透镜状砂岩成藏模拟实验*

姜振学^{1,2}, 陈冬霞^{1,2}, 苗胜³, 曾溅辉^{1,2}, 邱楠生^{1,2}

(1. 石油大学盆地与油藏研究中心, 北京 102249; 2. 石油大学石油天然气

成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249; 3. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院渗流所, 河北廊坊 065007)

摘要: 从济阳坳陷下第三系沙河街组三段透镜状油藏物性特征统计发现, 砂体物性与圈闭充满度呈正比关系, 而且存在一个砂体物性门限值, 即当平均孔隙度大于 12% 时, 砂体内才有油气的聚集。利用核磁共振技术对储集层岩石的孔隙性、渗透性和含油性及其空间分布进行定量描述的优点, 以同一围岩含油饱和度, 相同温度、压力, 以不同物性相同规格的人工岩芯进行模拟实验, 实验证实砂体物性是影响砂体含油饱和度的重要因素。砂体含油性有随砂体物性增加而变好的趋势。成藏模拟实验与统计结果具有很好的一致性。从透镜状油藏成藏机理分析来看, 在毛细管力差和烃浓度差的作用下, 油气首先从较大孔隙进入砂岩透镜体中, 油气的进入占据了砂岩透镜体中的孔隙空间。在孔喉半径小、物性差的砂体内应无油气的聚集, 即砂体不能成藏。

关键词: 透镜状砂岩; 成藏模拟; 成藏机理; 核磁共振; 济阳坳陷

第一作者简介: 姜振学, 男, 40 岁, 副教授, 盆地分析及油气资源评价

中图分类号: TE112.422

文献标识码: A

随着油气勘探的深入, 大型构造油藏发现的概率逐渐降低, 岩性油气藏已逐渐成为济阳坳陷油气勘探的主要对象和焦点问题。我国从“八五”期间就开始了有目的地尝试岩性油气勘探^[1], 经过“九五”期间连续的攻关研究和勘探实践, 从砂体预测到储层描述, 一系列实用、有效的地质-地球物理勘探技术和方法逐渐成熟起来, 并应用到生产实践中, 获得了较好的效益^[2]。但由于对岩性油气成藏机理和主控因素研究的薄弱, 也严重制约了岩性油气藏的勘探开发。

本文主要从济阳坳陷实际透镜状油气藏物性统计出发, 利用核磁共振仪器的有效监测手段, 模拟透镜状砂体成藏对物性条件的要求, 进而解释透镜状砂体成藏的机理, 为提高该类油气藏勘探成功率提供理论基础。

1 统计特征

对济阳坳陷牛庄、郝家、现河庄、东辛、渤南、五号桩等地区沙河街组三段(以下简称沙三段)大小 152 个透镜体进行剖析统计, 发现其中 82 个含油, 占透镜体总数的 50.4%。含油砂体油气充满度受到构造沉积部位、砂体沉积体系、砂体物性、包裹

砂体的围岩条件、地层温度、压力等因素控制。从油藏物性统计特征看(图 1), 储集体平均孔隙度为 12%~22%, 砂体物性与圈闭充满度呈正比关系, 而且存在一个砂体物性门限值, 即当平均孔隙度大于 12% 时, 砂体内才有油气的聚集。

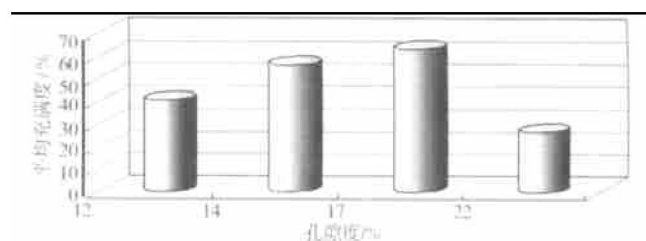


图 1 济阳坳陷沙三段透镜状油藏
充满度与平均物性关系

Fig. 1 Relation between the trap fill degree and average petrophysical property of lenticular oil reservoir in Es₃ in Jiyang depression

2 模拟实验

油气是在地下高温高压环境下成藏的, 其成藏过程既复杂又难以观测。核磁共振成像技术是多孔物质内部结构与微观渗流过程快速、准确、无误、直观观测和显示的有力工具, 可以对储集层岩石的孔隙性、渗透性和含油性及其空间分布进行定量描述, 还可以对岩石孔隙流体的传递和渗流机制进行定量研究^[3]。可以更直观的观测透镜体

* 国家科技攻关项目“济阳坳陷复杂隐蔽油气藏地质评价和勘探关键技术研究”(编号: 2001BA605A09)

收稿日期: 2003-05-26

的油及其围岩中的水的分布与替换过程, 以对成藏过程和成藏机理进行更深入的分析 and 研究。

2.1 原理

当含油(或水)样品处于均匀磁场中, 流体所含的氢核¹H 就会被磁场极化, 宏观上表现出一个磁化矢量。此时对样品施加一定频率(拉莫频率)的射频场就会产生核磁共振, 随后撤掉射频场, 可接收到一个幅度随时间以指数函数衰减的信号, 可用两个参数描述信号衰减的快慢, 纵向弛豫时间 T_1 和横向弛豫时间 T_2 , 在岩石核磁共振测量中, 一般采用 T_2 测量法。根据核磁共振理论分析, T_1 和 T_2 均反映岩石孔隙比表面大小, 即

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{s}{v}$$

式中 T_2 为单个孔隙内流体的核磁共振横向弛豫时间, ρ 为岩石表面弛豫强度常数, s/v 为单个孔隙的比表面。

岩石多孔介质是由不同大小孔隙组成的, 存在多种指数衰减信号。 $S(T)$ 是不同孔隙的核磁弛豫信号的叠加。成像采用自旋-回波 (spin-echo) 成像方法^[4], 每个像素原 (pixel) 的信号大小或亮度可用下式表示

$$S = S_0 \exp(-TE/T_2)$$

式中 S 为像素原的信号大小或亮度; S_0 是常数, 与像素原内所含氢原子数成正比; TE 为回波间隔; T_2 为横向弛豫时间。对于油和水来说, S_0 是相同的, T_2 是不同的。 TE 是可控制的成像参数, 利用油和水在 T_2 上的差别, 采用不同的回波间隔 TE 可以达到区分油和水的目的(图 2)。实验中, 为了更好地分辨油和水的信号, 可以在水中加入核磁弛豫试剂(本次加入含 Mn^{2+} 的水), 加大油和水的 T_2 反差, 即通过改变回波间隔来控制采集信号的

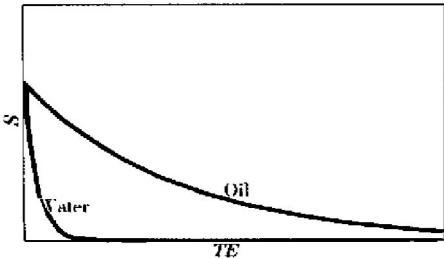


图 2 油和水的核磁共振信号随回波间隔的延长而衰减速率不同

Fig.2 The attenuation rates of NMR signals for oil and water with prolongation of echo interval

时间, 可以将孔隙空间的油气和水区分开来。当回波间隔取值较短时, 图像中既有油的信号, 又有水的信号, 而当其充分大时, 图像中则只包括油的信号。

2.2 模型设计

透镜体成藏是由透镜体状储层或其他不规则状储集层周围被不渗透或低渗透性地层所限形成圈闭, 形成油气聚集。最常见的是泥岩中的砂岩透镜体。根据地质模型特征(图 3), 建立核磁共振实验模型, 模型由长 12 cm, 内径 D_1 为 5 cm, 外径 D_2 为 6 cm 的有机玻璃空心管构成。管内有一充填砂粒的圆柱体, 圆柱体横切面直径 D_3 , 高 H_1 。透镜体四周被泥质(玻璃微珠, 成分为石英砂, 粒径小于 0.1 mm) 包围, 管直立(图 4), 放入中间容器, 管两端加压封闭, 并放恒温箱内加热。

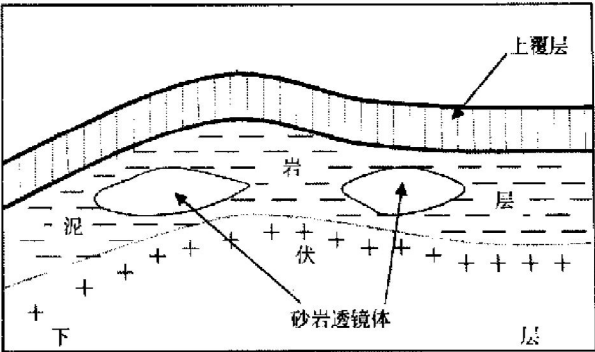


图 3 砂岩透镜体成藏地质模型

Fig.3 Geological model of petroleum accumulation in sand lens

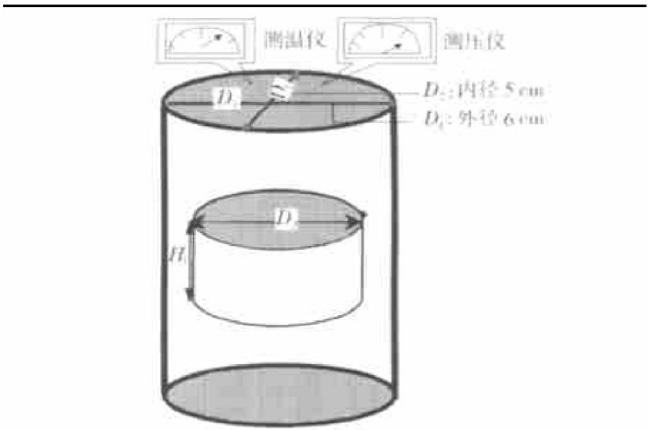


图 4 砂岩透镜体成藏物理实验模型

Fig.4 Physical experimental model of petroleum accumulation in sand lens

2.3 过程和步骤

实验装置采用中国石油勘探开发研究院廊坊分院核磁共振实验仪器。实验材料选用有机玻璃

管, 及不同含油饱和度的压实泥质岩(玻璃微珠和天然泥质) 、不同渗透率的人工岩芯和实际油田岩芯、优质煤油、含 200×10^{-6} 的 Mn^{2+} 的无离子水。

筛选玻璃微珠, 漂洗烘干后完全饱和锰水, 装入中间容器内, 饱和一定比例的油; 岩芯完全干燥脱水后, 饱和锰水; 将饱和油、水的玻璃微珠装填在有机玻璃模型管中压实, 其间将饱和水的岩芯放在管的中部一起压实装填; 将装填好的有机玻璃模型放入中间容器内加压, 保持要求的压力后,

将中间容器放入恒温箱中加温。按一定的时间间隔取出模型, 扫描成像后, 再放入中间容器, 继续加压加温。

实验分组进行(表 1), 在温度 $T = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、压力 $P = 20\text{ MPa}$ 泥质围岩含油饱和度为 40% 的条件下, 以圆柱直径 5 cm、高为 4 cm 的规格, 分别对渗透率 $K = 988 \times 10^{-3}$, 585×10^{-3} , 203×10^{-3} , 56×10^{-3} , $13 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 的人工胶结岩芯进行实验, 实验进行了 120 h 后, 岩芯内含油饱和度均不再增加。

表 1 砂岩透镜体成藏物理模拟实验分组表

Table 1 Grouping table of physical modeling test for petroleum accumulation in sand lens

组	顺序	主要因素	岩 芯			围岩含油饱和度/ %	岩 芯 渗 透 率 $K/(10^{-3}\mu\text{m}^2)$	实验条件		
			岩芯种类	规格, 半径 $\times$ 高/ cm^2	形状(与源岩接触面积)			温度/ $^{\circ}\text{C}$	压力/MPa	时间/ h
1	1	物性	人工岩芯	2.5×4	约 1:2 的长圆柱形	40	988	30	20	96
	2						585			
	3						203			
	4						56			
	5						13			

2.4 结果及解释

2.4.1 结果

图 5 示为 $K = 988 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 的扫描图像和处理结果。扫描图像中的圆圈和方框所包括的范围是岩芯, 周围为含油泥质。在扫描图像的左面的统计栏里, 统计信息的 mean 表示平均值, Source 是统计源, 曲线是图像像素亮点大小和分布, 横坐

标表示亮点, 其值从 0 到 255, 亮度加大, 含油饱和度增加; 纵坐标表示不同亮点像素点的个数。左图是横切面的图像和处理结果, 右图是纵切面的信息。左图和右图中的 mean 平均值为切面上岩芯亮度。在实验中, 以定标管为参照物, 其亮度值为 0.24。岩芯的含油饱和度值即为横切面和纵切面亮度值 mean 的平均值除以定标管亮度。

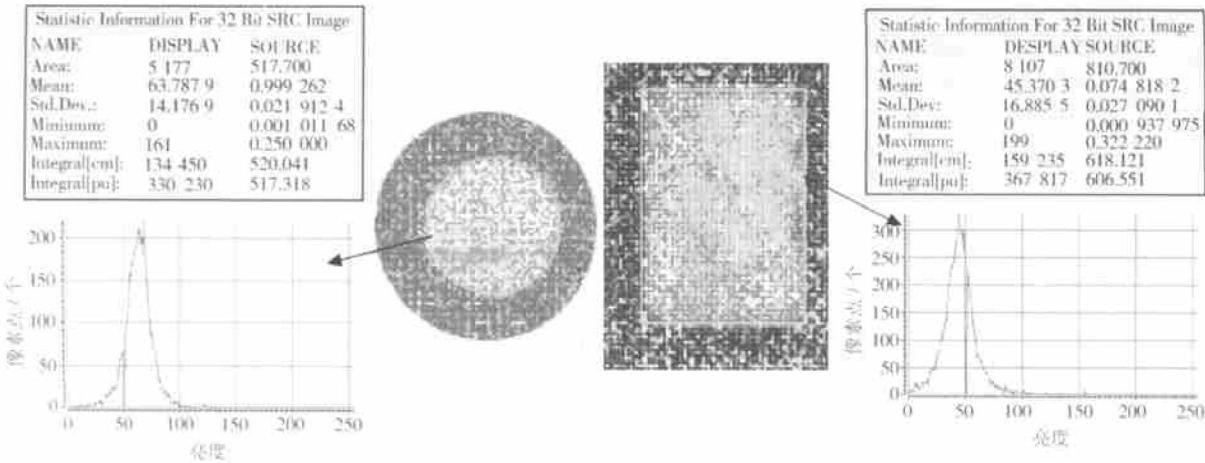


图 5 渗透率为 $988 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 的实验图像和处理结果

Fig. 5 Experimental image and processing results of $988 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ permeability

砂体物性是影响砂体含油饱和度的重要因素,通过以上5个不同物性(不同渗透率)砂体在同一围岩含油饱和度,相同温度、压力,相同规格的人工岩芯实验发现,岩芯渗透率从 988×10^{-3} , 585×10^{-3} , 203×10^{-3} , 56×10^{-3} 到 $13 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 含油饱和度从 30.88%, 24.5%, 23.02%, 20.11% 到 14.96%(图6)。砂体含油性有随砂体物性增加而变好的趋势。

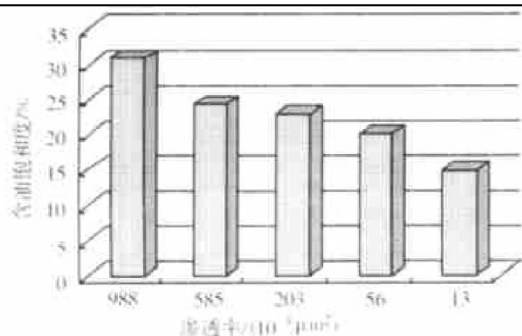


图6 不同物性岩芯含油饱和度柱状图

Fig. 6 Columnar section of oil saturation of the cores with different petrophysical property

2.4.2 解释

储层物性是评价储层性质好坏的重要参数,是影响岩性砂体成藏的关键因素。在地质条件下,这种影响主要表现在砂体的储集空间和储集性能上。物性好的砂体,储集性能好,储集空间大;渗透性好的砂体,油气易于进入储集空间内。只有当砂体的内部孔渗条件达到一定的临界值时,砂体才能接收来自外部烃源岩中的油气。对于岩性砂体内部条件对含油气性的控制作用,陈章明等^[5]在实验基础上得出粒径大的砂体含油气性好,粒度细的砂体可能没有油气的聚集。曾溅辉等^[6]在进行岩性砂体成藏实验后,发现只有砂体的粒径达到一定的临界值后,才能聚集油气。Stainforth^[7]认为烃浓度梯度作用下的毛细管输导作用是导致源岩排烃的主要机理,这种机理同样适用于砂岩透镜体成藏^[8]。

从透镜状油藏成藏模拟实验结果分析来看,在烃浓度差引起的渗透压差和扩散压差作用下,围岩中的油具有向岩芯(砂体)运移的趋势,但油运移至砂泥岩界面时,由于砂岩透镜体以孔隙作为运移通道,在接触带内的大、小孔隙之间存在着毛细管力的差异。在毛细管力差和烃浓度差的作

用下,油气首先从较大孔隙进入砂岩透镜体中,油气的进入占据了砂岩透镜体中的孔隙空间。因油气的进入占据了砂岩透镜体中的孔隙空间,使其中的孔隙水被替换出来,进入到较小孔隙泥岩中。随着上述过程的继续进行,油气不断进入砂岩透镜体中,砂岩透镜体中的孔隙水不断被置换出来,直到砂岩透镜体被油气饱和为止。

3 结论

(1) 济阳坳陷透镜状砂体物性与圈闭充满度呈正比关系,而且存在一个砂体物性门限值,即当平均孔隙度大于12%时,砂体内才有油气的聚集。

(2) 利用核磁共振仪器的监测手段可以有效地模拟透镜状砂体成藏对物性条件的要求,实验证实砂体物性是影响砂体含油饱和度的重要因素。不同物性砂体在同一围岩含油饱和度,相同温度、压力,以相同规格的人工岩芯实验发现,砂体含油性有随砂体物性变好而变好的趋势。统计结果与成藏模拟实验具有很好的一致性。

(3) 从透镜状油藏成藏机理分析来看,在毛细管力差和烃浓度差的作用下,油气首先从较大孔隙进入砂岩透镜体中,油气的进入占据了砂岩透镜体中的孔隙空间,水被驱替排出。在孔喉半径小,物性差的砂体内应无油气的聚集,即砂体不能成藏。

参 考 文 献

- 1 杨万里. 隐蔽油气藏勘探的实际与认识[M]. 哈尔滨: 黑龙江科学技术出版社, 1984. 22~ 38
- 2 谯汉生, 王明明. 渤海湾盆地隐蔽油气藏[J]. 地质前缘, 2000, 7(4): 497~ 505
- 3 肖立志, 金振武, 高守双, 等. 岩芯的核磁共振成像及其应用[J]. 江汉石油学院学报, 1994, 16(1): 29~ 36
- 4 王为民, 叶朝辉, 郭和坤. 利用核磁共振可动流体评价低渗透油田开发潜力[J]. 石油学报, 2001, 22(6): 40~ 41
- 5 陈章明, 张云峰, 韩有信, 等. 凸镜状砂体聚油模拟实验及其机理分析[J]. 石油实验地质, 1998, 20(2): 166~ 170
- 6 曾溅辉, 金之钧. 油气二次运移和聚集物理模拟[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000. 207~ 210
- 7 Stainforth J G. Primary migration of hydrocarbons by diffusion through organic matter networks, and its effect on oil and gas generation[J]. Org Geochem, 1990, 16(1): 1~ 3
- 8 庞雄奇, 金之钧, 左胜杰. 油气成藏动力学模式成因与分类[J]. 地质前缘, 2000, 7(4): 507~ 514

MODEL TEST AND MECHANISM INTERPRETATION OF THE PETROLEUM ACCUMULATION OF LENTICULAR SANDSTONE IN JIYANG DEPRESSION

Jiang Zhenxue^{1,2} Chen Dongxia^{1,2} Miao Sheng³ Zeng Jianhui^{1,2} Qiu Nansheng^{1,2}

(1. Research Center of Basin & Reservoir, University of Petroleum; Beijing;

2. Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanism, Ministry of Education, University of Petroleum, Beijing;

3. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanisms, CNPC and the Chinese Academy of Science, Langfang, Hebei)

Abstract: The oil and gas was accumulated under the surface condition of high-temperature and high-pressure. This process is not only complex but also difficult to observe. Petrophysical properties are important parameters for evaluating reservoir quality and for controlling petroleum accumulation in the lithologic sandbody. Under the condition of geology, this influence is mainly represented in reservoir space and nature of sandbody. As we have seen, the sandstones with better petrophysical properties have high storage capacity, larger storage space and better permeability, and oil and gas easily enter into the reservoir spaces of sandstones. Moreover, sandstone can't be filled with oil and gas from external source rock until the porosity and permeability in sandstones reach their critical values. With respect to the control of interior conditions of lithologic sandstone on hydrocarbon-bearing capacity, Chen Zhangming suggested by experimental analysis that the coarse-grained sandstone is better in hydrocarbon-bearing capacity and the fine-grained sandstone possibly has no hydrocarbon accumulation. Zeng Jianhui found, by the petroleum accumulation test of lithologic sandbody, that the sandstone can't be filled with hydrocarbon until the sandstone grain diameter is up to certain critical value. Stainforth indicates that the capillary transmission under the action of hydrocarbon concentration gradient is key mechanism that cause the expulsion of hydrocarbon from source rock, and this mechanism is also suitable for the petroleum accumulation of lenticular sandstone. In order to make more intensive study of petroleum accumulation mechanism and model in lenticular sandstone, the nuclear magnetic resonance (NMR) technique was introduced in this model test. This technique is used to describe quantitatively the magnitude and space distribution of rock porosity and permeability as well as the transmission and percolation mechanism of rock pore fluid. By using this technique, the distribution of oil (in lenticular sandbody) and water (in enclosing rock) and their replacing process can be more directly observed and the process and mechanism of petroleum accumulation can be deeply analyzed. Lenticular pools refer to petroleum accumulation in lenticular reservoir or other irregular reservoirs confined by impermeable and low-permeable strata. Test model of nuclear magnetic resonance was built according to characteristics of the geological model. The experiment was carried out in group. Under the conditions of $T = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 20\text{ MPa}$, and 40% of oil saturation in argillaceous rock, the artificial cement cores (5 centimeters in diameter and 4 centimeter in height) with permeability of 988×10^{-3} , 585×10^{-3} , 203×10^{-3} , 56×10^{-3} , $13 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ were separately measured. From the results of experiment, under the pressure difference of penetration and diffusion caused by hydrocarbon concentration difference, there is a tendency for oil in enclosing rock to migrate towards core (sandstone). When oil migrated to the sand-shale boundary, the capillary force difference exist in contact belt between large and small pores as the migration channel of sand lens is pore. Under the action of the capillary force difference and hydrocarbon concentration difference, oil and gas first entered into the sand lens with larger pores, where the intergranular water is replaced to enter into the shale with smaller pores. With the progress of the above process, oil and gas constantly entered into sand lens and pore water is continuously replaced until sand lens are saturated by oil and gas. There is no hydrocarbon accumulation in the sandstone bodies with smaller pore throat radius and poor petrophysical properties.

Key words: lenticular sandstone; petroleum accumulation modeling; petroleum accumulation mechanism; nuclear magnetic resonance (NMR); Jiyang depression