

层间干扰与油气差异充注

吴胜和^{1,2}, 曾溅辉^{1,2}, 林双运², 郭燕华³

(1. 石油大学 石油天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249; 2. 石油大学 资源与信息学院, 北京 102249; 3. 中国石油 勘探开发科学研究院, 北京 100083)

摘要: 通过物理模拟实验及油田实际数据的统计分析, 文中探讨了储层层间非均质性对油气二次运移过程中油气充注圈闭的控制作用, 首次提出了油气充注的渗透率临界级差的概念。在油气充注过程中, 层间干扰导致高渗层对低渗层的屏蔽作用, 使得油气充注是在一定的层间渗透率级差(即临界级差)范围内进行的, 储层渗透率下限值与最高砂层渗透率具有良好的双对数正相关关系。

关键词: 储层非均质性; 油气二次运移; 油气差异充注; 物理模拟实验

中图分类号: TE122. 1

文献标识码: A

长期以来, 人们在研究油气二次运移及成藏过程时, 往往对圈闭特征比较重视, 而在考虑储层因素的影响时, 则往往侧重于对储集岩微观特征的研究, 即通过孔隙结构及渗透率分析, 进而研究浮力等驱动力是否能克服毛管阻力使得油气进入储层而形成油气藏^[1]。最近, 一些学者对油气二次运移的通道和路径进行了卓有成效的实验研究和理论分析^[2-7]。但是, 对宏观的储层非均质性造成的油气运聚的差异研究不够。油气成藏中的二次运移过程实际上是油(气)驱替地层水的过程, 这一过程是在储层中进行的, 必然受到储层非均质性的影响。

在陆相油藏注水开发的水驱油过程中, 由于储层非均质的影响会导致层间干扰现象: 即当注入水流经具不同渗透性的非均质储层时, 由于高渗透层渗流通道大、启动压力低, 流体渗流相对较易、较快; 而低渗透层由于渗流通道小、启动压力低, 流体渗流则相对较难、较慢。当渗透率级差达到一定值时, 流体将沿着高渗层发生“单层突进”, 低渗层则被“屏蔽”而形成剩余油分布, 从而严重影响水驱油效率及油田采收率^[8-10]。

然而, 在油气藏成藏过程中, 是否会出现层间干扰现象呢? 储层非均质性对油气成藏以及油气在圈闭中的分布有什么影响呢? 本文通过物理模拟实验

和统计分析, 深入研究储层层间非均质性及层间干扰对油气充注差异的影响, 以深化油气二次运移及油气成藏的认识, 从而丰富石油地质学理论及有效地指导油气田勘探。

1 物理模拟实验

为了探讨储层层间非均质性对油气充注的控制作用, 我们首先进行了油驱水的物理模拟实验。物理模型采用单斜地层模式, 该模式的原型来自济阳坳陷东营凹陷胜坨油田胜二区。

1.1 胜二区油藏分布特征

胜二区由北东高、南西低的单斜层状油藏组成(图 1), 其北面、东面分别为封闭性的二级断层, 含油层系主要为下第三系沙河街组。该区原油储量大, 仅沙二至沙三段原油地质储量即超过 1×10^8 t, 为典型的大型油田。油源来自其西南的利津洼陷。由于储集砂体直接楔入生油岩中, 且区内几乎没有三级断层, 因而油气运移通道主要为储层本身, 油气从南西一侧沿上倾方向向北东运移。圈闭内油气分布总体受构造因素影响, 即构造高部位油气相对富集, 油层层数多; 但由于沉积、成岩条件的复杂性及由此引起的储层非均质性, 使得油气分布具有较强

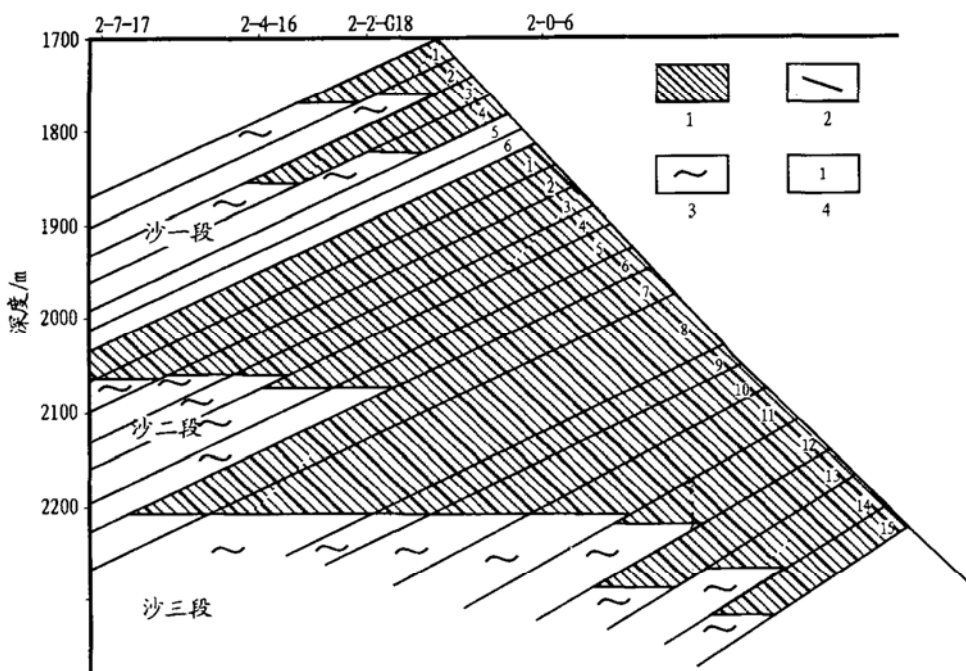


图 1 胜坨油田胜二区南西—北东向油藏剖面图

1. 油层; 2. 断层; 3. 水层; 4. 砂组号

Fig. 1 SW-NE pool section of Sheng-2 district in Shengtuo oilfield

的非均质性,主要表现在层间油水界面的差异及石油聚集丰度的差异。从图 1 可以看出,在沙一、二段及沙三段,至少存在 12 个油水界面,其中可以分为 3 组,分别为沙一段 1—4 砂组、沙二段 1—6 砂组及沙三段 7—15 砂组。沙一段平均渗透率最低(为 $2\,500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、含油面积最小、储量最低;沙二段平均渗透率最高(为 $7\,600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、含油面积最大、储量亦最高;而沙三段平均渗透率、含油面积及储量则介于两者之间。由此可以看出,储层质量的层间差异性对油气富集程度有一定的控制作用。

1.2 模拟实验

物理模拟实验模型由 3 个不同粒度和渗透率的砂层组成,砂层间用非渗透隔板隔离(如图 2)。上砂层沙粒粒度为 0.15~0.2mm,渗透率(K_1)为 $2\,266.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;中砂层粒度为 0.05~0.1mm,渗透率(K_2)为 $416.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;下砂层粒度为 0.25~0.3mm,渗透率(K_3)为 $5\,596.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。层间用隔板隔离,左壁用粗砂填充。左下角为充油入口,在模型右端 3 个砂层有 3 个油水出口。砂层模型先饱和水,然后进行油驱水实验。由左下角充注煤油(比重 $0.75\text{g}/\text{cm}^3$),先进入左壁粗砂,并使之达到平衡,然后进一步进行充注。

在充注过程中,煤油先进入上砂层(充注速率为 $0.05\text{mL}/\text{min}$),并不断驱替其中的水,使煤油饱和度增加;同时下砂层有少量油进入。当充注速率逐渐增加到 $1\text{mL}/\text{min}$ 时,下砂层开始大量进油,并在充

注速度为 $2\text{mL}/\text{min}$ 时煤油达到模型右端;此时中砂层(最低渗透层)进油极少,而且即使将充注速度增加到 $7\text{mL}/\text{min}$,中砂层也基本未进油,而成为水层(图 2)。

1.3 实验结果

该实验至少说明以下 3 个问题。

a) 在油气充注过程中出现了层间干扰现象。层间渗透率差异造成了油气充注的层间差异,油气优先充注较高渗层,低渗层则被“屏蔽”而无油气充注。在本实验中,渗透率级差为 13.4,最高油气充注速度为 $7\text{mL}/\text{min}$ 。在这一条件下,渗透率为 $416.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂层不发生油气充注而保持为含水砂层。

b) 油气运聚除与储层非均质性有关外,还与油气充注速度有关。在本实验中,当充注速度为 0.05、0.1 和 $0.5\text{mL}/\text{min}$ 时,油气主要在上砂层运聚;当充注速度达 $1.0\text{mL}/\text{min}$ 时,油气开始沿下砂层大量运聚;当充注速度大于 $2\text{mL}/\text{min}$ 后,上、下砂层基本充满。但值得注意的是,由于层间干扰的影响,即使充注速度达到 $7\text{mL}/\text{min}$,中砂层(低渗透层)也几乎未进油。

c) 浮力在油气充注过程中起着较大的作用。油气并不一定先沿下部最高渗砂层充注,而是优先沿较高渗的顶部砂层充注,这说明构造因素在油气充注过程中起着较大的作用。

该实验说明,层间非均质性、构造部位及油气供

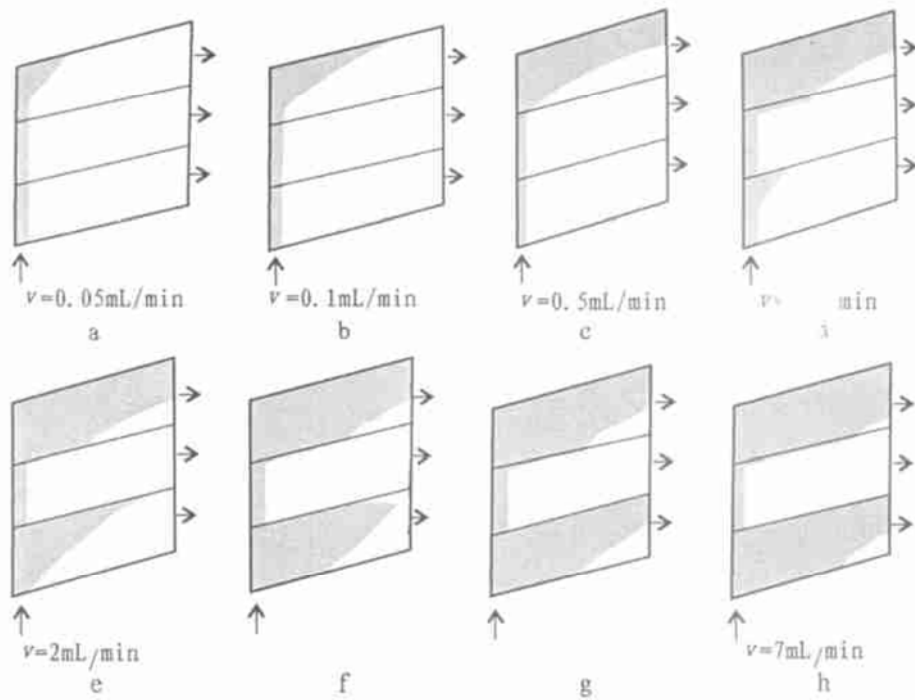


图2 油驱水物理实验模拟示意图

1. 气藏; 2. 稀油藏; 3. 稠油藏

Fig. 2 Sketch diagram showing the physical simulation experiment of the oil-driving-water process

应程度等因素共同控制了圈闭内油气的充注及分布。

2 统计分析

从上述物理模拟实验可知,在一个油藏范围内,油气优先沿较高渗层充注,一些低渗层可能很少进油甚至不进油。那么,渗透率低到什么程度时油气就不能充注呢?

我们注意到,不同油藏的储层渗透率下限值(即在现有工艺水平条件下油气层能够产出工业性油气流的最低渗透率值)不尽相同,甚至有很大的差别,如胜坨油田储层下限值为 $40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,而吐哈盆地侏罗系油藏的渗透率下限值一般为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右。显然,油气充注的储层渗透率下限不是一个定值。那么,其主控因素是什么,与储层非均质程度又有什么关系呢?

为此,我们对我国主要大中型油气田的储层下限值、最高单层渗透率值及渗透率级差进行了统计分析。共收集整理了 50 多个油田(包括大庆、辽河、胜利、克拉玛依、吐哈等油田)近 60 多个油气藏、4 个层系(石炭系、侏罗系、白垩系和下第三系)及 3 种流体类型(稀油、稠油和气)的储层数据资料,并提取两类数据,一类为油藏的储层渗透率下限值,另一类为油藏中的最高单层平均渗透率,并对储层下限值

与最高单层渗透率进行了回归分析(见图 3)。从图中可以看出,对于中国大部分油气田来讲,储层的渗透率下限值与储层最高单层渗透率值整体上呈良好的双对数正相关关系,相关系数达到 0.88。砂层的最高渗透率越高,其渗透率下限值也越高,相关方程为:

$$\lg K_x = 1.1344 \lg K_{\max} - 6.60258$$

$$R = 0.8817$$

式中: K_x 为储层渗透率下限值, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{\max} 为油藏内最高渗砂层平均渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

上述关系说明了储层最高渗透率值与储层渗透率下限值的比值(K_{\max}/K_x)趋于定值。当然,储层渗透率下限值与现有油气开采工艺水平有关。由于各油田的开采工艺有所差别,对同一类储层渗透率下限值的确定亦会有所差别,但不会超过一个数量级。因此,上述研究在统计意义上是没有问题的。由此可以推论,油气向储层的充注过程是在一定的层间渗透率级差范围内进行的。

层间渗透率级差反映了层间非均质性的强弱,级差越大,则砂层间渗透率非均质性越强。在非均质储层内,高渗透层的渗透率越高,相对于低渗透层的渗透率差异越大,对低渗透层的屏蔽作用也就越大,层间干扰程度越强,油气进入低渗透层的难度也越大。当级差大于一定值时(即圈闭内最高渗砂层的渗透率与低渗透层渗透率的比值大于一定值时),低渗

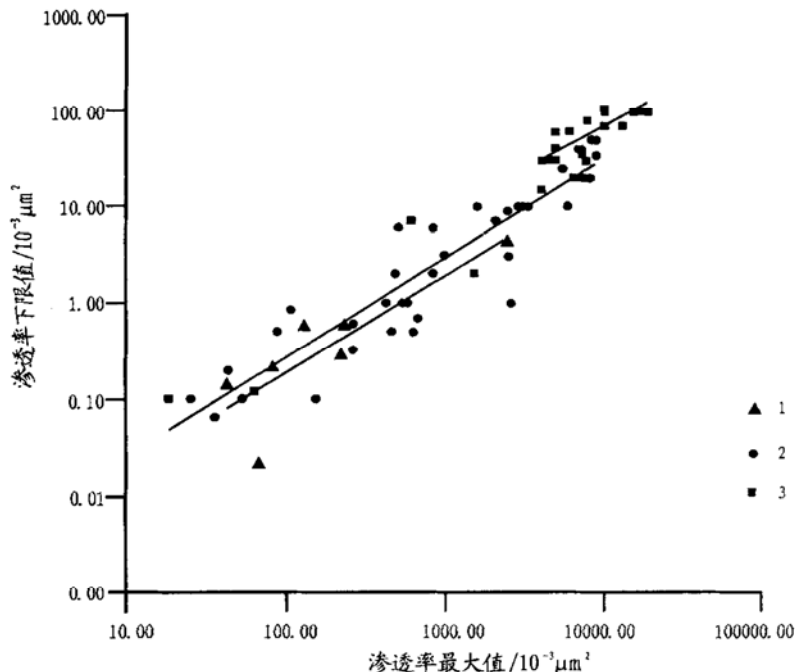


图 3 我国主要大中型油气田储层渗透率下限值与最高单层渗透率相关关系图

Fig. 3 Relationship between the lower limit values of reservoir permeability and the maximum single bed permeability in the major large-medium scale oil and gas fields of China

层便无油气进入。我们将这一级差称为临界级差。其内涵为,当某一砂层的渗透率低于临界级差的倒数时,该砂层便无油气进入,或进入很少而无法在正常的压差下流动和采出。

从图 3 可以看出,就我国大中型油气田而言,稠油藏、稀油藏和气藏的平均临界级差分别为 150、350 和 900 左右。其中,油藏平均临界级差低于气藏的原因主要是由原油和天然气进入储层的粘滞力差异及油(气)水密度差造成的。显然,天然气相对于原油来讲进入储层的粘滞力更小且浮力更大,因此更易发生充注,对储层性质及非均质程度的要求也最低。

从上可知,在油源条件一定的情况下,层间渗透率差异(导致层间干扰)及流体性质是控制油气圈闭内油气充注差异及储层渗透率下限值的重要因素,是具有共性的因素,其中层间干扰是最重要的控制因素。当然,由于各油区及各油田的总体地质情况会有所差异,导致储层渗透率下限值与最高单层渗透率的关系有所差别,但其双对数正相关的关系模式没有变化,只不过是临界级差有所差别。

3 结论

在油气向非均质储层充注的过程中,会发生层间干扰现象,从而导致油气的差异充注。高渗层对低渗层的屏蔽作用使得油气充注是在一定的层间渗

透率级差(即临界级差)范围内进行的。不同性质的流体具有不同的临界渗透率级差。就中国大中型油气田而言,稠油藏、稀油藏和气藏的平均临界级差分别为 150、350 和 900 左右。储层渗透率下限值虽然与储集岩本身性质等因素有关,但主控因素是储层层间非均质性及流体性质;储层渗透率下限值与油藏内部最高砂层渗透率具有良好的双对数正相关关系。

参考文献:

- [1] 张厚福,张万选. 石油地质学(第二版)[M]. 北京:石油工业出版社, 1989.
- [2] England W A, Mackenzie W S, Mann D M, et al. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface[J]. Journal of the Geological Society of London, 1987, 144: 327- 347.
- [3] Dembicki H Jr, Anderson M J. Secondary migration of oil experiments supporting efficient movement of separate, buoyant oil phase along limited conduits[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73: 1018- 1021.
- [4] Catalan L, Xiaowen F, Chatzis I, et al. An experimental study of secondary oil migration[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76: 638- 650.
- [5] Rhea L, Person M., de Marsily G, et al. Geostatistical models of secondary oil migration within heterogeneous carrier beds: a theoretical example[J]. AAPG Bulletin, 1994, 78: 1679- 1691.
- [6] Thomas M M, Clouse J A. Scaled physical model of secondary oil migration[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79: 19- 29.
- [7] Hindle A D. Petroleum migration pathways and charge concentration: a three-dimensional model, AAPG Bulletin[J]. 1997, 81: 1451- 1481.
- [8] Weber K J. How heterogeneity affects oil recovery[A]. Lake L W, Carroll H B Jr. Reservoir Characterization[M]. Orlando, Florida: A-

ademic Press, 1986. 487- 544.

[10] 吴胜和, 熊琦华. 油气储层地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.

[9] 陈永生. 油田非均质对策论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.

INTERLAYER INTERFERENCE AND DIFFERENTIAL INJECTION OF HYDROCARBON INTO A TRAP

WU Sheng-he^{1,2}, ZENG Jiar-hui^{1,2}, LIN Shuang-yun², GUO Yarr-hua³

(1. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation, Ministry of Education, Beijing 102249, China;

2. College of Resources and Information, University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, China)

Abstract: Through physical simulation experiments and the statistical analyses of practical data from oilfields, the authors intended to make a systematic analysis of the influence of reservoir interlayer heterogeneity on the differential injection of hydrocarbon into a trap in secondary migration. It put forth for the first time a concept of critical permeability grade ratio for hydrocarbon injection. In the process of hydrocarbon injection, interlayer interference led to the shielding action of high permeability zones on low-permeability ones, thus making hydrocarbon injection take place only within definite bounds of interlayer permeability grade ratio (or critical grade ratio). The lower permeability limit value of a reservoir has a good relationship of log-log positive correlation with the highest permeability of sandbody within the reservoir.

Key words: reservoir heterogeneity; secondary oil migration; differential injection of hydrocarbon; physical simulation experiment