

窄薄砂岩油藏储层非均质性综合评价 与剩余油分布

——以葡北油田三断块葡Ⅰ油组为例

刘卫¹, 林承焰¹, 杨永智², 胡祖站³

(1. 中国石油大学(华东)地球资源与信息学院, 山东 东营 257061; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;
3. 中国石化胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司, 山东 东营 257000)

摘要:在综合评价储层质量和形态各项参数的基础上,利用储层非均质综合指数来定量表征储层非均质性特征,介绍了非均质综合指数的原理及求取方法。该评价方法克服了采用单一指标评价储层非均质性的片面性,能更加全面、有效地反映储层特征,有利于剩余油分布的研究。该方法在葡北油田三断块的应用结果证实,非均质综合指数的分布特征与剩余油分布具有较好的相关性,其值为0.5~0.7的区域是剩余油相对富集区。在特高含水期,窄薄砂岩油藏剩余油分布非常复杂,相对富集区主要位于水下分流河道正韵律油层上部、主力相带侧缘和非主力相带以及断层遮挡等部位,其中正韵律厚油层上部的剩余油为最有利的挖潜目标,断层遮挡部位的剩余油也具有较好的潜力。

关键词:储层;非均质性;非均质综合指数;剩余油;葡北油田

中图分类号:TE357.42

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2010)01-0037-04

中国大部分陆相油田已进入了高含水和特高含水开采阶段,在面临严重开发矛盾的同时,尚存大量的剩余油^[1-2],且呈现总体高度分散和局部相对富集的特点^[3],而储层非均质性差异是导致剩余油如此分布的根本原因之一^[4-7]。因此,储层非均质性研究已成为油藏地质研究的核心内容,通过对储层非均质性的综合研究,可以分析剩余油分布的控制因素和富集规律。为此,笔者针对葡北油田三断块Ⅰ油组窄薄砂岩储层,提出并利用储层非均质综合指数方法来综合表征储层的非均质性,结合动态资料进行剩余油分布特征的研究,以期为剩余油挖潜和提高采收率提供参考依据。

1 开发现状

葡北油田三断块位于松辽盆地中央坳陷带大庆长垣南部,含油面积为55.3km²,属葡萄花穹窿状背斜的一部分,其东西两侧被断层分割,内部未见明显断层。位于白垩系姚家组一段的葡Ⅰ油组共分为11个小层和26个沉积单元,为一套三角洲前缘沉

积的砂泥岩地层,砂体以水下分流河道沉积为主,河道宽度为100~200m,部分为外前缘席状砂沉积;厚度大于2m的单砂层钻遇率仅为15.1%,而厚度小于1m的钻遇率高达61.3%,平均单砂层厚度为0.85m,是典型的窄薄砂岩油藏,储层非均质性较强。该油藏于1979年正式投入开发,采用反九点法面积井网,目前综合含水率达88.5%,采出程度仅为31.3%,尚存大量剩余油。

2 储层非均质综合指数求取及应用

2.1 基本原理

储层非均质综合指数是在综合储层质量描述参数和几何形态参数基础上求取的无量纲参数^[8],用来表征储层非均质性。描述储层质量的参数包括净毛厚度比、孔隙度和渗透率等,描述储层几何形态的参数包括沉积微相和油层构造等。在求取非均质综合指数的过程中,采用了波叠加原理,将反映储层质量的参数与反映储层几何形态的参数依据其对储层非均质性的影响程度进行叠加。

收稿日期:2009-10-30;改回日期:2009-12-14。

作者简介:刘卫,女,工程师,在读博士研究生,从事开发地质和测井数据处理与解释方面的研究工作。联系电话:15318358297, E-mail: sd_liuwei2000@163.com。

基金项目:国家重点基础研究发展计划“973”项目“温室气体提高石油采收率的资源化利用及地下埋存”(2006CB705801)

2.2 参数处理和求取

2.2.1 参数处理

在实际计算过程中,各参数单位不统一,且大小相差悬殊,故首先须对它们进行归一化处理,即统一标定在[0,1],0代表非储层,1代表高质量储层。

净毛厚度比 净毛厚度比指有效厚度与砂体厚度的比值,该值在[0,1],所以不必进行归一化的特殊变换处理。

孔隙度 将给定储层孔隙度下限赋值为0,最大平均孔隙度赋值为1。在实际工作中,采用极差变换法对参数进行极差规格化变换,即

$$\bar{x}_i = \frac{x_i - x_{i \min}}{x_{i \max} - x_{i \min}} \quad (1)$$

式中: \bar{x}_i 为参数极差规格化变换后的值; i 为变量数, $i=1,2,\dots,n$; x_i 为第*i*个变量的值; $x_{i \min}$ 为第*i*个变量的最小值; $x_{i \max}$ 为第*i*个变量的最大值。

经过极差变换后所得到的孔隙度规格化数据均在[0,1],且变换前后变量间的相关程度不变。

渗透率 渗透率分布的巨大差异性使得该参数在处理过程中的难度较大。先将各渗透率值取对

数,再对其进行极差变换,将渗透率规格化到[0,1]。极差变换后同样没有改变变量间的相关程度。

沉积微相 不同沉积环境下形成的砂体一般具有不同的几何形态,体现了砂体间的差异。精细地质研究表明,葡北油田三断块葡I油组发育水下分流主河道(RM)、主体席状砂(SM)、三角洲内前缘过渡相河道(SR)、三角洲外前缘过渡相河道(RS)、三角洲内前缘透镜状砂(RL)、三角洲外前缘透镜状砂(SL)、水下分流浅滩(RB)和非主体席状砂(SS)8种沉积微相。各微相砂体的几何形态主要有条带状、枝状、透镜状、坨状、连续席状和不连续席状6种。345口油井生产动态数据的分析结果表明,不同微相类型砂体的产液能力不同,对全区产液能力的贡献比例存在明显差异,体现了不同微相非均质性特征。岩心物性分析结果和产液能力均表明,水下分流主河道砂体是研究区最好的储层,因而将其赋值为1,然后依据不同微相砂体产液贡献比例与水下分流主河道砂体产液贡献比例的相对大小分别赋予不同的值(表1)。

油层构造 微型构造模式的赋值通过各小层构

表1 葡北油田三断块葡I油组不同沉积微相物性参数及赋值

微相类型	砂体形态	孔隙度, %			渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$			平均砂体厚度/m	平均有效厚度/m	产液贡献比, %	赋值
		最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值				
RM	主要为条带状,次为枝状	16.41	29.26	23.33	2.50	2 283.00	850.50	2.30	1.90	21.16	1.00
SM	连续席状	17.92	29.00	21.54	3.40	1 146.00	518.90	2.00	1.70	20.77	0.98
SR	主要为枝状,次为条带状	13.21	24.23	22.00	1.60	688.00	287.50	1.62	1.60	17.54	0.83
RS	主要为枝状,次为条带状	11.54	26.18	20.83	34.90	642.00	457.00	0.85	0.48	12.77	0.60
RL	透镜状	16.36	24.85	19.30	7.80	267.00	397.70	0.78	0.45	10.50	0.50
SL	透镜状	18.44	28.53	21.40	2.50	655.00	293.00	0.78	0.43	7.04	0.33
RB	坨状	17.93	26.41	19.60	1.50	524.00	282.45	0.60	0.33	5.76	0.27
SS	不连续席状(破席状)	13.47	26.85	20.10	2.80	786.00	209.60	0.69	0.35	4.49	0.21

造图来计算,依据构造与剩余油分布之间的关系在每一层最低部位取0,最高部位取1,根据不同部位的高程差异,通过极差变换法进行赋值,赋值结果在[0,1]。

2.2.2 参数权值的确定

在储层非均质性综合评价过程中,采用层次分析法确定各参数权值,该方法是一种能充分利用专家意见的定性分析与定量分析相结合的多目标决策分析方法^[9-10]。

首先建立目标层次结构,第1层次为储层非均质性指标,第2层次包括储层质量和储层几何形态2项指标,第3层次包括净毛厚度比、孔隙度、渗透率、沉积微相和油层构造5项指标;再根据专家意见,按照标度原则对各指标进行两两比较,并以此来

构造判断矩阵,即

$$R = \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & r_{13} & r_{14} & r_{15} \\ r_{21} & r_{22} & r_{23} & r_{24} & r_{25} \\ r_{31} & r_{32} & r_{33} & r_{34} & r_{35} \\ r_{41} & r_{42} & r_{43} & r_{44} & r_{45} \\ r_{51} & r_{52} & r_{53} & r_{54} & r_{55} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} 1 & 2 & 1/5 & 1/3 & 1/4 \\ 1/2 & 1 & 1/5 & 1/2 & 1/2 \\ 5 & 5 & 1 & 2 & 1/2 \\ 3 & 2 & 1/2 & 1 & 1/2 \\ 4 & 2 & 2 & 2 & 1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

采用规范列平均法计算各参数权重,求得净毛厚度比、孔隙度、渗透率、沉积微相、油层构造的权值分别为0.10,0.07,0.36,0.18和0.29。

2.2.3 非均质综合指数计算

在完成了各种参数求取并确定其权值之后,求各参数加权平均值便可得到非均质综合指数,即

$$I_{RH} = \sum_{i=1}^5 W_i \bar{x}_i \quad (3)$$

式中: I_{RH} 为非均质综合指数; W_i 为各参数权值。

通过对各小层非均质综合指数等值线的分析发现,研究区各小层砂体的非均质综合指数平均值和中值均大于0.65,这表明各小层储层质量从总体上来讲为中等偏好,各小层非均质综合指数级差为2.68~7.93,这说明储层非均质性较强。

2.3 非均质综合指数与剩余油的关系

油藏数值模拟技术已经在剩余油分布及预测中得到广泛应用^[11],但限于模型网格节点数量和计算机运行速度,模拟范围常存在一定局限性^[12],精细模拟往往只选择一部分井区。而非均质综合指数则不受以上条件的限制,若将有限区域的数值模拟与非均质综合指数相结合,便能较好地解决未进行数值模拟区域的剩余油分布和预测的问题。

葡北油田三断块葡I油组油藏数值模拟区域只有4个井区,相对整个区域而言,面积非常有限,为此须首先确定非均质综合指数与剩余油相对富集区的关系。通过求取非均质综合指数,编绘各个沉积单元的非均质综合指数等值线图(图1a),与油藏数值模拟剩余油饱和度分布(图1b)对比后发现,油藏数值模拟得到的剩余油饱和度分布特征与非均质综合指数等值线分布特征具有一定的相关性。一般在非均质综合指数大于0.5所圈定的部位,剩余油饱和度大于30%;但当非均质综合指数大于0.7时,

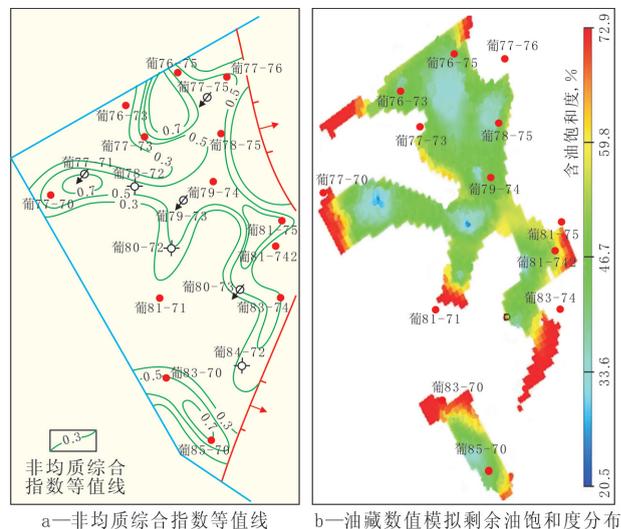


图1 葡北油田三断块葡I油组非均质综合指数与剩余油分布的关系

由于储层物性较好,水洗程度较高,剩余油饱和度降低,故非均质综合指数为0.5~0.7的区域是剩余油相对富集区。据此标准,利用全区的非均质综合指数等值线图,便可预测剩余油相对富集区。

对葡北油田三断块葡I油组进行剩余油相对富集区预测结果表明:在高含水期,剩余油相对富集区位于储层质量好的水下分流河道微相内部,而外前缘席状砂微相的可采剩余储量所占比例较小。

3 剩余油分布特征

3.1 层内剩余油分布

葡北油田三断块葡I油组储集砂体主要沉积微相类型包括三角洲前缘水下分流河道和席状砂,层内以正韵律、复合正韵律和反韵律为主,均质韵律少见。

水下分流河道正韵律储层中、下部为高孔、高渗透段,易水淹,而上部剩余油饱和度较高,剩余油相对富集;水下分流主河道叠加而成的复合正韵律厚油层往往会出现多段水淹、剩余油分段富集的现象(图2);水下分流河道均质韵律层一般水淹程度较高,不易形成剩余油富集。另外,由于水下分流主河道储层物性最好,在多层合注合采情况下,其底部易形成低效、无效循环条带,这势必加剧储层层内非均质性,降低水驱波及范围而进一步导致剩余油形成。席状砂多为反韵律储层,其中、上部的物性较好,加之注入水的重力作用影响,水驱较均匀,剩余油滞留相对较少。

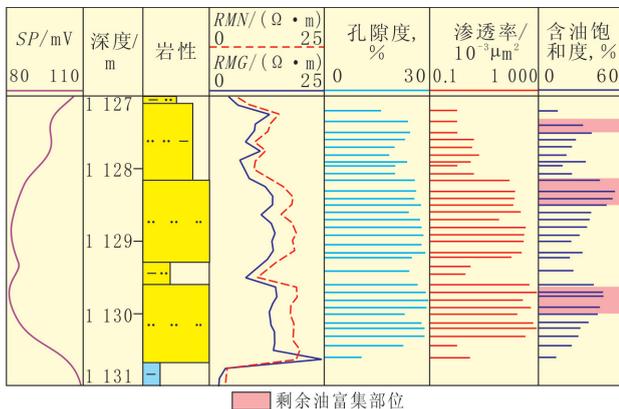


图2 葡73-J912井葡I油组水下分流主河道层内剩余油分段富集示意

研究区碳氧能谱测井资料统计结果表明,水下分流河道砂体正韵律模式的水淹程度最高,强水淹层所占比例高达79.3%,有效储层水淹比例达94%,但采出程度较低,仅为30.83%。强水淹段主

要位于油层底部, 剩余油主要分布于油层中、上部, 可动用剩余储量占葡 I 油组总量的 58.6%, 是主要的挖潜目标。复合河道成因的复合正韵律层水淹比例达 92.1%, 以强—中水淹为主, 由于此类油层厚度较大, 剩余储量较多, 也是剩余油挖潜的重要目标。水下分流河道均质韵律油层厚度总体偏薄, 水淹程度较高, 且水淹均匀, 水驱效果比较好, 剩余油富集程度差。席状砂反韵律非均质模式油层的水淹比例达 88.4%, 但强水淹层仅为 25%, 水淹比较均匀, 因其厚度较薄, 剩余油富集程度也较差。

3.2 层间剩余油分布

沉积环境的差异控制了不同环境中形成的砂体之间的差异。主力小层和非主力小层间存在较强的层间差异, 导致了层间剩余油分布的不均一性。总的来看, 葡北油田三断块葡 I 油组三角洲内前缘亚相砂体最发育, 物性最好, 内外前缘交互亚相次之, 外前缘亚相最差。统计表明, 纵向上层间渗透率变异系数的平均值为 0.81, 这种较强的层间非均质性造成层间干扰, 导致多层合注合采情况下的不同相带砂体间剩余油分布的差异, 层位越多, 层间差异越大, 层间干扰就越严重。相对高渗透储层水驱启动压力低, 容易水驱, 而较低渗透储层的水驱启动压力高, 水驱程度弱, 甚至未被水驱, 使得部分油层动用不好或基本未动用, 形成剩余油。

葡 I 油组三角洲内前缘亚相砂体单层厚度大, 平均为 1.6m, 物性好, 储量动用相对较好, 动用程度为 30.5%, 剩余储量占总剩余储量的 51.7%, 可动用剩余储量占全部可动用储量的 51.5%, 是主要挖潜目标。内外前缘交互亚相和外前缘亚相砂体由于薄差层所占比例较高, 水淹程度相对偏低, 储量动用状况差, 动用程度分别为 28.79% 和 24.95%, 剩余储量占总剩余储量的比例分别为 30% 和 18.3%, 但两者的可动剩余储量相对偏低, 属次要的挖潜目标。

3.3 平面剩余油分布

平面非均质性影响平面水驱效率, 进而影响平面剩余油分布。在水下分流河道和席状砂微相中, 注入水总是优先进入其主体砂体, 再顺着其延展方向沿高压梯度方向前进, 直到压力梯度变小才向非主体部位扩展。所以, 不同微相自主体部位到非主体部位水驱波及程度逐渐降低, 剩余油饱和度逐渐升高。另外受断层遮挡的影响, 在葡 I 油组东西两侧封闭性较强的大断层附近, 注入水难以波及, 剩

余油一般较富集, 也是有利的剩余油挖潜区域。

4 结论

非均质综合指数涵括了储层质量和储层几何形态描述参数, 是一种综合表征储层非均质性的有效参数, 能够全面地评价储层的非均质性。综合指数等值线图能够用来进行剩余油分布描述与预测, 具有直观和快速的特点。葡北油田三断块葡 I 油组非均质综合指数为 0.5~0.7 的区域是剩余油相对富集区。

特高含水期窄薄砂岩油藏剩余油分布非常复杂, 总的来看, 葡北油田三断块葡 I 油组剩余油相对富集区主要位于水下分流河道正韵律油层上部、主力相带侧缘和非主力相带以及断层遮挡等部位, 其中三角洲内前缘水下分流河道正韵律厚油层上部的剩余油为最有利的挖潜目标, 断层遮挡部位的剩余油也具有较好的潜力。

参考文献:

- [1] 沈平平, 袁士义, 韩冬, 等. 中国陆上油田提高采收率潜力评价及发展战略研究[J]. 石油学报, 2001, 22(1): 45-48.
- [2] 周总瑛, 张抗. 中国油田开发现状与前景分析[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 84-87.
- [3] 韩大匡. 准确预测剩余油相对富集区提高油田注水采收率研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 73-78.
- [4] 于翠玲, 林承焰. 储层非均质性研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(4): 15-18.
- [5] 黄伟岗, 郭平, 徐艳梅. 剩余油分布地质研究方法[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(3): 5-7.
- [6] 苏玉亮, 李涛. 平面非均质对特低渗透油藏水驱油规律的影响[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(1): 69-71.
- [7] 耿站立, 姜汉桥, 陈民锋, 等. 高含水期油藏剩余油潜力定量表征新方法[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(6): 100-102.
- [8] 杨少春, 杨兆林, 胡红波. 嫡权非均质综合指数算法及其应用[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2004, 28(1): 18-21.
- [9] 陈涛. 基于 AHP 与 DEA 的组合方法确定指标权重[J]. 科学技术与工程, 2007, 7(23): 6 143-6 145.
- [10] 余成林, 林承焰, 尹艳树. 合注合采油藏窜流通道发育区定量识别方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(2): 23-27.
- [11] 靳彦兴, 林承焰, 贺晓燕, 等. 油藏数值模拟在剩余油预测中的不确定性分析[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2004, 28(3): 22-24.
- [12] 关振良, 杨庆军, 段成刚, 等. 油藏数值模拟技术现状分析[J]. 地质科技情报, 2000, 19(1): 73-75.