

# L油藏蒸汽吞吐后期剩余油分布研究

王 腾,李康康,王 剑

(中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249)

**摘要:** L油藏经过近30年蒸汽吞吐开发,目前已进入吞吐中后期,开发效果日益变差。为了弄清剩余油分布状况,改善注蒸汽开发效果,开展了数值模拟研究。利用CMG软件进行L油藏地质建模并完成地质储量、产量及含水率的历史拟合,拟合误差小于5%,拟合精度较高,得到了可信的剩余油分布结果。剩余油主控因素分析显示,地层系数、储层非均质性与井间干扰等因素综合影响剩余油分布。为定量描述各类型剩余油储量,通过灰色关联理论逐层逐井区计算了剩余油影响因素的关联度,确定了剩余油类型。计算结果表明,L油藏主要发育薄差储层型剩余油和井间滞留型剩余油,其次为射孔对应性差型剩余油。通过灰色关联方法计算得到的剩余油定量分布为后续剩余油挖潜提供了指导。

**关键词:** 稠油油藏;蒸汽吞吐;数值模拟;剩余油;灰色关联

**中图分类号:** TE327 **文献标志码:** A

## Study on distribution of remaining oil in L Reservoir after steam stimulation

WANG Teng, LI Kangkang, WANG Jian

(Institute of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

**Abstract:** After nearly 30 years of steam stimulation development, the L Reservoir has entered the middle and late stage of steam huff and puff, and the development effect is getting worse. In order to improve the development effect of steam injection and clarify the distribution of remaining oil, the numerical simulation research was carried out. Geological modeling of L Reservoir was built by CMG software, and then it was completed the history matching of geological reserves, oil production, and water cut. The fitting error was less than 5%, and the reliable results of remaining oil distribution were obtained. The analyses of the main controlling factors of remaining oil distribution show that factors such as formation coefficient, reservoir heterogeneity, and inter-well interference comprehensively affect the distribution of remaining oil. In order to quantitatively describe the remaining oil reserves of various types, the correlation degree of remaining oil influencing factors was calculated layer by layer and well area by grey relation analysis (GRA), and the remaining oil type was determined. The calculation results show that in L Oil-reservoir, there are mainly thin and poor reservoir type remaining oil and inter-well retention type remaining oil, followed by poor perforation correspondence type remaining oil. The quantitative distribution of remaining oil calculated by GRA provides guidance for the subsequent tapping of remaining oil potential.

**Key words:** heavy oil reservoir; cumulative steam stimulation; numerical simulation; residual oil; grey relational analysis (GRA)

我国稠油资源分布广泛,从东部的辽河盆地、渤海湾盆地,到中部的南阳盆地,再到西部的准噶尔盆地等,目前已在12个盆地发现了70多个稠油油田<sup>[1-5]</sup>,预计中国稠油资源量可达 $300 \times 10^8$  t以上,稠油已成为国内一种重要的非常规油气资源<sup>[6]</sup>。

L油藏作为河南油田稠油资源的重要组成部分,从1994年正式投产以来就采取蒸汽吞吐的开发方式,初期吞吐效果较好。但经过近30年的开发历

程,目前单井平均吞吐10.7轮次,吞吐周期大于11轮次的井数达到52.83%,开发效益日益变差。为了摸清剩余油分布规律,改善油藏开发状况,有必要进行剩余油分布研究。

收稿日期:2020-06-24;改回日期:2020-07-29。

第一作者简介:王腾(1997—),硕士在读,研究方向为稠油提高采收率理论与技术。E-mail: 2018212132@student.cup.edu.cn。

研究剩余油分布的方法多种多样,主要包括开发地质方法、岩心观察描述和分析测试方法、四维地震方法、油藏数值模拟方法、动态监测分析方法、油藏工程方法等<sup>[7-10]</sup>。其中数值模拟方法不仅能直观地再现油藏的开发历程,还能形象地描述储层内油水分布<sup>[11-12]</sup>。鉴于此,本文采取数值模拟的方法,结合L油藏的地质背景和生产动态资料,建立精细地质模型并进行历史拟合,分析剩余油饱和度分布及影响因素,并根据灰色关联理论计算不同影响参数间的关联性以及各参数对剩余油饱和度的影响程度,完成剩余油主控因素分析,为油藏后期的开发调整提供借鉴。

## 1 油藏概况

### 1.1 油藏地质特征

L油藏构造位于高庄南鼻状构造东翼和前杜楼鼻状构造南翼,含油范围内表现为一个由东南向西北平缓抬起的单斜构造,地层倾角 $11.2^{\circ}$ ,倾向 $98^{\circ}\sim 130^{\circ}$ ,油藏埋深 $197\sim 521$  m,原始地层压力 $1.97\sim 4.91$  MPa,原始地层温度 $23.8\sim 37.9$   $^{\circ}\text{C}$ 。含油区域内发育①、②两条近东西向的北倾正断层,①号断层控制着油藏北部含油边界,断距 $13\sim 312$  m;②号断层向西延伸至该区中部,断距 $7\sim 143$  m,两条断层对油藏的油气聚集起着控制作用。岩性主要为深灰色泥岩、页岩与褐灰色细砂岩、粉砂岩不等厚互层,岩石颗粒分选中等—好,胶结类型以孔隙胶结为主。L油藏孔隙度为 $25\%\sim 36\%$ ,平均 $32\%$ ;渗透率为 $0.423\sim 6.606$   $\mu\text{m}^2$ ,平均 $3.45$   $\mu\text{m}^2$ ;含油饱和度为 $50\%\sim 80\%$ ,平均 $65\%$ ,油层物性好。由于L油藏处于南北沉积砂体交汇处,储层非均质性严重,非均质系数 $1.91$ ,平面渗透率级差达 $7.83$ ,垂向渗透率级

差达 $12.41$ 。主力油层为H3 IV 2、3层,含油面积 $0.45$   $\text{km}^2$ ,油层厚度较薄,一般为 $5\sim 9$  m,纯总比平均 $0.62$ ,地质储量 $40\times 10^4$  t,油层温度下脱气油黏度 $164.17\sim 10\ 863.21$   $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,地面原油密度 $0.905\sim 0.969$   $\text{g}/\text{cm}^3$ ,属浅薄层普通稠油油藏。

### 1.2 油藏开发现状

L油藏自生产以来共有53口井先后开发目标层位,其中地质/工程封井6口,吞吐效益差返层生产28口,目前在产井19口。油藏累积注蒸汽 $43.61\times 10^4$   $\text{m}^3$ ,累积产油 $11.32\times 10^4$  t,综合含水 $82.25\%$ ,累积油气比 $0.26$ ,采出程度 $28.31\%$ 。

蒸汽吞吐属于衰竭式开发,随着地层能量的枯竭,开采效果不可避免地变差,具体表现为:

(1)生产周期延长,日产油降低。周期平均生产天数由第1周期的 $92.2$  d增加到17周期的 $248.48$  d,单周期生产天数明显增加,而日均产油由 $3.15$  t/d降低至 $1.37$  t/d,不到低周期的 $1/2$ 。

(2)含水率随周期数增加而不断上升。油井吞吐第1周期时,周期含水 $56.26\%$ ,而到第17周期时,周期含水 $88.07\%$ 。

(3)油气比随周期数增加而降低。区块周期油气比由第1周期的 $0.39$ 降低到目前的 $0.14$ ,低于行业标准中标定的吞吐极限油气比。

## 2 数值模拟研究

### 2.1 地质模型的建立

本次数值模拟采用CMG数模软件STARS热采模块,模拟所需数据主要包括地层和流体参数、热物理参数、地层基础物性参数、流体相渗参数、原油黏温参数、生产动态参数等。其中岩石及流体热物性参数见表1。

表1 模型热物性参数

参 数	取 值	参 数	取 值
岩石压缩系数/ $\text{kPa}^{-1}$	$9\times 10^{-6}$	水相导热系数/ $(\text{J}\cdot\text{m}\cdot\text{d}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	$5.35\times 10^4$
岩石热容/ $(\text{J}\cdot\text{m}^3\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	$2.14\times 10^6$	气相导热系数/ $(\text{J}\cdot\text{m}\cdot\text{d}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	2 890
岩石导热系数/ $(\text{J}\cdot\text{m}\cdot\text{d}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	$6.6\times 10^5$	上、下覆岩石热容/ $(\text{J}\cdot\text{m}^3\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	$2.35\times 10^6$
油相导热系数/ $(\text{J}\cdot\text{m}\cdot\text{d}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	$1.15\times 10^4$	上、下覆岩石导热系数/ $(\text{J}\cdot\text{m}\cdot\text{d}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	$1.49\times 10^5$

针对油藏具体情况和研究内容,根据井距大小,平面上L油藏网格步长设计为 $dx=dy=10$  m。为了对该油藏开展精细模拟,搞清纵向上的剩余油分布,根据油藏储层物性、油层分布及生产特征,将每

个单层定为一个模拟层。其中第一、三、五模拟层分别对应实际油藏的IV<sup>2</sup>层、IV<sup>3</sup>层和IV<sup>3</sup>层,第二、四层为隔夹层,纵向上网格步长由该小层的实际砂厚确定,模型总节点数为 $120\times 80\times 5=48\ 000$ 个。通

过地质建模得到的L油藏三维地质模型见图1。

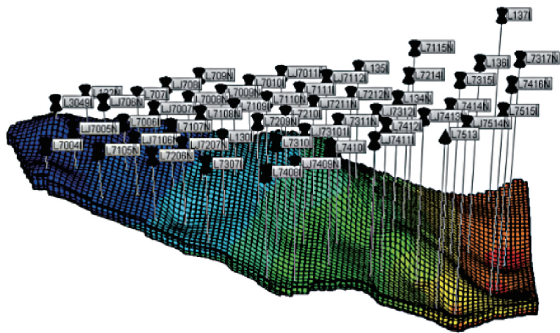


图1 L油藏三维地质模型示意

2.2 历史拟合

历史拟合是通过计算机模拟运算重现油藏开发历史的过程,是油藏数值模拟的关键,它的拟合程度既是验证地质模型准确性的重要指标,又是衡量模拟结果可靠性的依据<sup>[13-14]</sup>。拟合精度愈高,所模拟的油藏模型越接近真实油藏情况,剩余油分布及地层压力就越准确,越符合地下实际情况。

L油藏采取蒸汽吞吐的开发方式,进行生产数据拟合时,选取每天为时间步长,采用生产井定液量、注入井定注入量的工作制度,进行全区和单井拟合。为了达到较好的拟合结果,拟合过程中对储

层渗透率、相对渗透率曲线、压缩系数、黏温数据等可调参数在合理范围内进行调整<sup>[15]</sup>。

储量拟合作为历史拟合的首要步骤,本次数值模拟分别进行了全区储量拟合和单层储量拟合。结果显示,模拟地质储量和油藏描述计算的地质储量基本吻合,L油藏模拟地质储量为 $40.35\times10^4\text{ t}$ ,相对误差为0.91%,表明地质模型具有较高的准确性。

储量拟合完成之后需进行生产历史拟合,采取先整体再局部的步骤,其中全区动态指标主要拟合产油量和含水率。由于生产井采取定产液量生产,全区及单井的产液量自然得到拟合,只要含水拟合得当,产水量及产油量也自然得到拟合。由于L油藏及储层原油具有非均质性,只用一根相渗曲线、黏温曲线并不能准确体现各小层的渗流状况,因此根据各井生产情况和实际井口原油黏度数据进行了相渗分区和黏度分区。此外,由于渗透率、井指数等具有不确定性,历史拟合中也可在合理范围内进行修正,通过适当调整参数,可以完成含水拟合。油藏区块及典型单井历史拟合结果如图2,3所示,结果表明,在定产液的工作制度下,区块累产液、累产油、累产水、累注蒸汽、累注氮的模拟误差均小于5%,满足拟合精度。

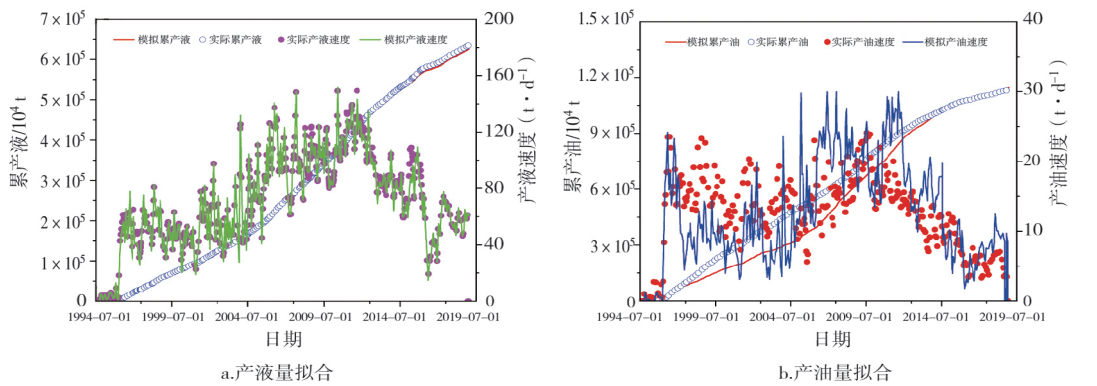


图2 L油藏区块历史拟合曲线

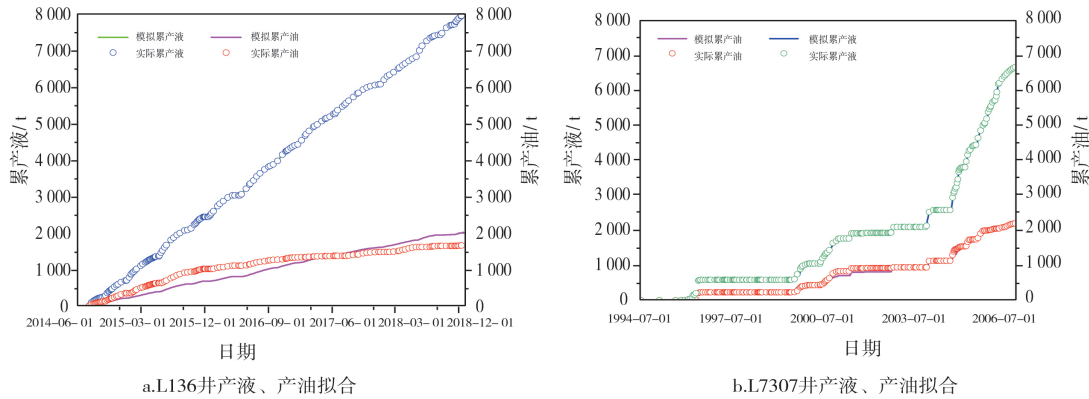


图3 L油藏典型井历史拟合曲线



### 3 高周期吞吐后剩余油分布

#### 3.1 剩余油分布

L油藏经过高轮次吞吐后各层剩余油分布如图4所示,油藏各小层均得到不同程度动用,其中工区西部动用程度普遍较高,部分区域由于蒸汽充分加

热油层达到热联通状况,含油饱和度明显降低。但由于蒸汽吞吐通常是单井作业,蒸汽注入到地层后逐渐冷凝变为热水,存在有效加热半径问题,因此井点附近的油层开发效果较好,而热半径以外的井间区域,油层并不能有效动用,开发效果差,剩余油发育,这是蒸汽吞吐导致的不可避免现象。

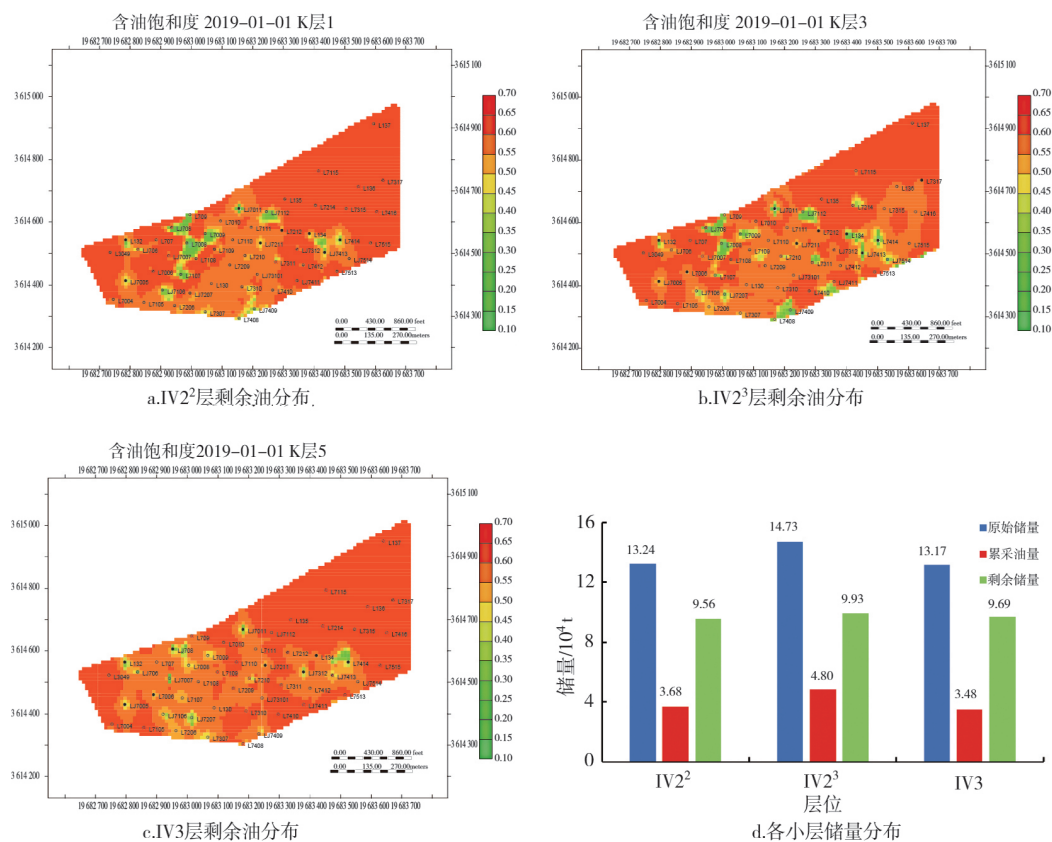


图4 高周期吞吐后期剩余油分布

以IV2砂层组为例,由图4(a)、4(b)可以看出平面上剩余油分布规律。为了抑制蒸汽超覆,改善注入蒸汽的体积波及系数,油井在射孔时未能全部射开IV2<sup>2</sup>小层,存在一定的避射现象,使得IV2<sup>2</sup>小层采出程度较低,工区东部饱和度接近初始含油饱和度,有大面积剩余油分布;IV2<sup>3</sup>小层射孔较IV2<sup>2</sup>层更为完善,开发效果更好,中西部井点周围有效加热范围内含油饱和度明显降低,但是由于东北部区域井网密度较低,靠近油层边界处仅有零散的L135、L137、L7115等几口生产井,蒸汽吞吐效果差,剩余油大面积发育。

通过统计各小层开发情况,得到图4(d)所示的小层储量分布,由图可知:三个小层的采出程度接近30%,储层中还有大量的剩余油滞留在原位,剩余油潜力较大,可以通过后期开发策略调整进行提高采收率研究。

#### 3.2 剩余油影响因素分析

剩余油分布的影响因素可分为地质因素和开发因素两大类,多种因素之间相互作用、相互影响<sup>[16-17]</sup>。宏观上,影响剩余油分布的地质因素主要包括微构造、断层、储层非均质等,开发因素主要包括射孔完善程度、井间干扰等。本研究根据生产井分布情况、生产井在各层钻遇射孔情况以及各油层目前的含油饱和度情况,结合全区剩余油分布特征,以数值模拟结果为依据,将主力层剩余油主要影响因素归为以下5种:

(1)井间干扰:L油藏初期采用100 m×141 m五点法井网,2006年进行井网加密后采用70 m×100 m五点法井网,油藏有多口井同时生产会产生多井干扰现象,流场中存在渗流速度为0的滞留区;另一方面高周期吞吐后,蒸汽有效波及半径范围多为30~35 m,蒸汽波及范围内剩余油饱和度值较小,导致



井间剩余油饱和度仍然较高,剩余油富集。

(2)薄差储层:由于储层厚度和物性差异影响,通常形成较大分布面积的薄差储层,此类储层虽然井网较为完善,但是受到物性差因素影响,储层内驱油通道受阻,蒸汽沿优势渗流通道窜流,驱油效果并不明显,生产井受效差,其特点是驱油通道不连续。

(3)平面非均质性:平面非均质是控制油水平面运动的主要因素,也是控制剩余油分布的主要因素。平面上高渗透条带会在储层中形成优势渗流通道,使得蒸汽波及系数低,造成原油优先沿渗透率高的区域流向井底,而中、低渗透带渗流阻力大,致使该处剩余油发育。

(4)层间非均质性:由于层间非均质性,注蒸汽开采过程中,物性较好的层段吸汽量大驱油效率相对较好,为优势渗流通道,使低渗透层形成剩余油富集,该类剩余油主要与层间渗透率分布有关;同时受到层间隔夹层热损失影响,蒸汽波及范围受限,隔层上部形成剩余油富集带。

(5)射孔完善性差:由于蒸汽超覆和射孔工艺等问题,L油藏中只有14口生产井全部打开目的层,而其他油井只打开了部分含油层段,在未射孔层位处,不能建立起储层-井筒的有效渗流通道,使得该处储量未能动用,原油饱和度接近初始状态,形成未射孔型剩余油。

结合上述剩余油影响因素,根据蒸汽吞吐特点、L油藏剩余油分布特征和剩余油主控因素,将工区内剩余油分为井间干扰型剩余油、薄差储层型剩余油、射孔完善性差型剩余油、层间非均质型剩余油和平面非均质型剩余油等5种分布模式。

## 4 剩余油灰色关联分析

灰色关联理论作为能够定量分析影响因素与考察因素之间关联程度的有效方法,已在石油与天然气开发等领域进行了广泛应用<sup>[18-19]</sup>。它是一种综合各因素的评价方法,能对系统动态过程量化分析以考察系统诸因素之间的相关程度,其基本思想是根据事物或因素的序列曲线的相似程度来判断其关联程度,若两条曲线的形状彼此相似,则关联

度大;反之,关联度就小<sup>[20-21]</sup>。

在高周期吞吐后期剩余油影响因素分析的基础上,根据灰色关联理论,将单井控制面积内的平均剩余油饱和度作为参考序列,各影响因素作为比较序列,运用灰色关联分析方法计算各影响因素与剩余油饱和度的关联度,从而确定影响剩余油分布的主控因素,为剩余油挖潜提供方向。

### 4.1 灰色关联理论

#### 4.1.1 分析序列的确定

为了从数据信息的内部结构分析被评价事物与其影响因素之间的关系,需在对所研究问题定性分析的基础上,确定一个因变量因素和多个自变量因素,设因变量数据构成参考序列 $X_0'$ ,各自变量数据构成比较序列 $X_i'(i=1,2,\dots,m)$ , $m+1$ 个数据序列形成如下矩阵:

$$(X_0', X_1', \dots, X_m') = \begin{bmatrix} X_0'(1) & X_1'(1) & \dots & X_m'(1) \\ X_0'(2) & X_1'(2) & \dots & X_m'(2) \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ X_0'(n) & X_1'(n) & \dots & X_m'(n) \end{bmatrix}_{(n \times (m+1))} \quad (1)$$

其中, $X_i' = (X_0', X_1', \dots, X_m')^T, i=0,1,2,\dots,m; m$ 为变量序列的长度。

#### 4.1.2 变量序列的无量纲化处理

由于各因素的物理意义不同,其量纲也不一定相同,为了保证分析结果的可靠性,需要把比较序列作相应的无量纲变换以消除量纲间的差异,变化后各因素序列形成如下无量纲矩阵:

$$(X_0, X_1, \dots, X_m) = \begin{bmatrix} X_0(1) & X_1(1) & \dots & X_m(1) \\ X_0(2) & X_1(2) & \dots & X_m(2) \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ X_0(n) & X_1(n) & \dots & X_m(n) \end{bmatrix}_{(n \times (m+1))} \quad (2)$$

无量纲分析公式:

$$X_i = \frac{X_i'(k) - \min X_i'(k)}{\max X_i'(k) - \min X_i'(k)} \quad (3)$$

#### 4.1.3 绝对差值矩阵的求取

计算式(2)中第一列(参考序列)与其余各列(比较序列)对应其的绝对差值,形成绝对差值矩阵(4):

$$(\Delta_{oi(1)}, \Delta_{oi(2)}, \dots, \Delta_{oi(k)}) = \begin{bmatrix} |X_0(1) - X_1(1)| & |X_0(1) - X_2(1)| & \dots & |X_0(1) - X_m(1)| \\ |X_0(2) - X_1(2)| & |X_0(2) - X_2(2)| & \dots & |X_0(2) - X_m(2)| \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ |X_0(n) - X_1(n)| & |X_0(n) - X_2(n)| & \dots & |X_0(n) - X_m(n)| \end{bmatrix}_{(n \times m)} \quad (4)$$

其中: $i=0,1,2,\cdots m;k=0,1,2,\cdots n$ 。绝对差值矩阵中最大数和最小数即为最大差和最小差。

绝对差值矩阵最大值:

$$\Delta(\max) = \max_{1 \leq i \leq m} \{\Delta oi(k)\} \quad (5)$$

绝对差值矩阵最小值:

$$\Delta(\min) = \min_{1 \leq i \leq m} \{\Delta oi(k)\} \quad (6)$$

#### 4.1.4 关联系数的求取

计算关联系数:

$$\xi_{oi(k)} = \frac{\Delta(\min) + \Delta(\max)}{\Delta oi(k) + \rho \cdot \Delta(\max)} \quad (7)$$

对绝对差值阵中数据以式(7)作变换,得到关联系数矩阵式(8)。其中 $\rho$ 为分辨系数,在(0,1)之间取值,多取0.5<sup>[22]</sup>,本次计算也取0.5。

$$(\xi_{oi(1)}, \xi_{oi(2)}, \cdots, \xi_{oi(k)}) = \begin{bmatrix} \xi_{o1}(1), \xi_{o2}(1), \cdots, \xi_{om}(1) \\ \xi_{o1}(2), \xi_{o2}(2), \cdots, \xi_{om}(2) \\ \vdots \\ \xi_{o1}(n), \xi_{o2}(n), \cdots, \xi_{om}(n) \end{bmatrix}_{(n \times m)} \quad (8)$$

#### 4.1.5 关联度的求取

通过公式计算关联度序列,将比较序列与参考序列的关联度从大到小排序,关联度越大,说明比较序列与参考序列变化的态势越一致,也即该因素影响剩余油分布的程度就越大。

$$r_{oi} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \xi_{oi(k)} \quad (9)$$

## 4.2 灰色关联参数选取及计算

根据区块剩余油类型分析各类型剩余油主控因素,拟定单井控制面积内的平均剩余油饱和度作为因变量,地层系数( $Kh$ )、纵向渗透率级差、平面渗透率级差、生产影响因子、射孔完善性等影响因素为自变量进行剩余油主控因素分析。

#### 4.2.1 指标量化方法

(1)静态指标:静态指标的量化主要分定性指标量化与定量指标量化。其中定性指标为射孔完善性,主要依据其对井点的影响大小给出相对值。研究的区块共有IV2<sup>2</sup>、IV2<sup>3</sup>、IV3三个小层,本次计算选取打开3个小层的参考比较序列为0,打开2个小层的参考比较序列为0.56,打开1个层的参考比较序列为0.77。

定量指标的量化主要为渗透率、有效厚度、平面渗透率级差和层间渗透率级差等,对于定量指标依据各自参数的计算方法进行逐井逐层计算。

(2)动态指标(生产影响因子):动态上,生产井

对自身及油藏中其他各井都有影响,为反映这一影响,提出生产影响因子的概念( $ENP$ ),影响因子能够充分反映储层联通关系及在储层条件下注采井网的完善程度<sup>[22-25]</sup>。其计算方法为:对于给定的井点( $X, Y$ ),分别计算该点到所有生产井的距离,记为 $Li$ (单位:m),各生产井累积产油记为 $NP_i, i=1, 2, \cdots n$ (其中 $n$ 为生产井数,本次计算取53)。

定义:

$$ENP = \sum_{i=1}^m NP_i \times e^{-Li/L_0} \quad (10)$$

其中: $L_0$ 为调节因子,用于调整距离、生产速度等的影响,在井距不大的情况下,一般选175 m<sup>[22]</sup>。

#### 4.2.2 各小层剩余油类型划分及储量计算

以LX井区中第IV2<sup>2</sup>层剩余油类型划分为例,选取剩余油饱和度为参考序列,生产井影响因子 $ENP$ 、地层系数( $Kh$ )、平面渗透率级差、层间渗透率级差、射孔完善性为比较序列,开展了灰色关联法计算剩余油类型。

根据LX井在油藏中的位置和实际数模成果,得到表2所示LX单井控制面积内的剩余油饱和度与影响因素参数。

表2 IV2<sup>2</sup>层LX井区剩余油类型评价参数

网格坐标	$S_o$	$ENP$	$Kh$	平面渗透率级差	层间渗透率级差	射孔完善性
43,55	0.332	0.794	4.760	1.717	1.369	0
44,55	0.522	0.794	5.521	1.610	1.313	0
42,56	0.344	0.794	4.577	1.861	1.254	0
43,56	0.453	0.794	5.093	1.750	1.284	0
44,56	0.606	0.794	5.835	1.625	1.337	0
45,56	0.630	0.794	7.014	1.463	1.589	0
41,57	0.533	0.794	4.593	2.082	1.176	0
42,57	0.551	0.794	5.029	1.901	1.215	0
43,57	0.586	0.794	5.372	1.789	1.260	0
44,57	0.626	0.794	5.870	1.691	1.334	0
45,57	0.626	0.794	6.864	1.521	1.521	0
41,58	0.634	0.794	4.968	2.159	1.096	0
42,58	0.633	0.794	5.202	2.037	1.190	0
43,58	0.607	0.794	5.655	1.848	1.275	0
44,58	0.603	0.794	5.918	1.755	1.325	0
45,58	0.607	0.794	6.607	1.605	1.445	0
42,59	0.628	0.794	5.469	2.112	1.177	0
43,59	0.608	0.794	5.636	1.994	1.240	0
44,59	0.626	0.794	5.727	1.919	1.305	0
45,59	0.620	0.794	5.991	1.781	1.369	0

通过灰色关联法的求解步骤,计算关联度,得到 LX 井区在 IV2<sup>2</sup>层各影响因素的关联度(见表 3)。其中平面渗透率级差的关联度最大,为 0.670,因此定义 LX 井区的剩余油类型为平面非均质型剩余油。

表 3 IV2<sup>2</sup>层 LX 井区剩余油关联度

平面渗透率级差	层间渗透率级差	$Kh$	$ENP$	射孔完善性
0.670	0.665	0.649	0.472	0.472

另以 IV2<sup>2</sup>层中 LY 井区剩余油分布为例,采取同样的方法,开展灰色关联计算(见表 4)。

表 4 IV2<sup>2</sup>层 LY 井区剩余油类型评价参数

网格坐标	$S_o$	$ENP$	$Kh$	平面渗透率级差	层间渗透率级差	射孔完善性
99,13	0.626	0.365	2.700	2.048	1.617	0.560
100,13	0.623	0.365	2.834	2.031	1.613	0.560
101,13	0.632	0.365	2.932	2.002	1.608	0.560
102,13	0.639	0.365	3.049	1.990	1.606	0.560
99,14	0.624	0.365	2.700	2.048	1.617	0.560
100,14	0.622	0.365	2.834	2.031	1.613	0.560
101,14	0.630	0.365	2.932	2.002	1.608	0.560
102,14	0.638	0.365	3.049	1.990	1.606	0.560
103,14	0.640	0.365	3.119	1.980	1.605	0.560
99,15	0.624	0.365	2.700	2.048	1.617	0.560
100,15	0.624	0.365	2.834	2.031	1.613	0.560

续表 4 IV2<sup>2</sup>层 LY 井区剩余油类型评价参数

网格坐标	$S_o$	$ENP$	$Kh$	平面渗透率级差	层间渗透率级差	射孔完善性
101,15	0.631	0.365	2.932	2.002	1.608	0.560
102,15	0.638	0.365	3.049	1.990	1.606	0.560
103,15	0.640	0.365	3.119	1.980	1.605	0.560
99,16	0.627	0.365	2.700	2.048	1.617	0.560
100,16	0.628	0.365	2.834	2.031	1.613	0.560
101,16	0.634	0.365	2.932	2.002	1.608	0.560
102,16	0.639	0.365	3.049	1.990	1.606	0.560

通过灰色关联法的求解步骤计算关联度,得到 LY 井区在 IV2<sup>2</sup>层各影响因素的关联度,如表 5 所示。其中  $Kh$  的关联度最大,为 0.691,因此定义 LY 井区的剩余油类型为薄差储层型剩余油。

表 5 IV2<sup>2</sup>层 LY 井区剩余油关联度

$ENP$	$Kh$	平面渗透率级差	层间渗透率级差	射孔完善性
0.574	0.691	0.619	0.631	0.574

通过上述算法对研究区各井组逐层开展基于灰色关联理论的剩余油类型分析,完成研究区各小层剩余油类型划分(见表 6),并得到各类型剩余油储量(见表 7)。其中 IV<sup>2</sup>层原始储量 13.24×10<sup>4</sup> t,目前剩余储量 9.56×10<sup>4</sup> t; IV<sup>2</sup>层原始储量 14.73×10<sup>4</sup> t,目前剩余储量 9.93×10<sup>4</sup> t; IV<sup>3</sup>层原始储量 13.17×10<sup>4</sup> t,目前剩余储量 9.69×10<sup>4</sup> t。

表 6 IV2<sup>2</sup>层各井区剩余油类型统计

井区	剩余油类型	井区	剩余油类型	井区	剩余油类型
LXY1	薄差储层型	LXY19	射孔对应性差型	LXY37	层间非均质型
LXY2	井间干扰型	LXY20	层间非均质型	LXY38	层间非均质型
LXY3	层间非均质型	LXY21	井间干扰型	LXY39	平面非均质性
LXY4	层间非均质型	LXY22	井间干扰型	LXY40	薄差储层型
LXY5	井间干扰型	LXY23	薄差储层型	LXY41	平面非均质性
LXY6	薄差储层型	LXY24	薄差储层型	LXY42	薄差储层型
LXY7	薄差储层型	LXY25	平面非均质性	LXY43	井间干扰型
LXY8	层间非均质型	LXY26	井间干扰型	LXY44	井间干扰型
LXY9	井间干扰型	LXY27	薄差储层型	LXY45	平面非均质性
LXY10	薄差储层型	LXY28	井间干扰型	LXY46	射孔对应性差型
LXY11	平面非均质性	LXY29	层间非均质型	LXY47	薄差储层型
LXY12	薄差储层型	LXY30	井间干扰型	LXY48	薄差储层型
LXY13	井间干扰型	LXY31	井间干扰型	LXY49	薄差储层型
LXY14	薄差储层型	LXY32	平面非均质性	LXY50	射孔对应性差型
LXY15	射孔对应性差型	LXY33	井间干扰型	LXY51	井间干扰型
LXY16	平面非均质性	LXY34	层间非均质型	LXY52	薄差储层型
LXY17	平面非均质性	LXY35	平面非均质性	LXY53	射孔对应性差型
LXY18	射孔对应性差型	LXY36	层间非均质型	-	-



表7 各小层剩余油储量统计

层位	剩余油	井间滞留	薄差储层	平面非均质	层间非均质	射孔对应性差	总计
IV2 <sup>2</sup> 层	比例/%	26.42	28.30	16.98	16.98	11.32	100
	储量/10 <sup>4</sup> t	2.53	2.71	1.62	1.62	1.08	9.56
IV2 <sup>3</sup> 层	比例/%	33.96	18.87	16.98	15.09	15.09	100
	储量/10 <sup>4</sup> t	3.37	1.87	1.69	1.50	1.50	9.93
IV3层	比例/%	22.64	37.74	11.32	20.75	7.55	100
	储量/10 <sup>4</sup> t	2.19	3.66	1.10	2.01	0.73	9.69

通过L油藏各类型剩余油储量分布(见图5)可以看出,对于L油藏,对比各类型剩余油储量,薄差储层型、井间滞留型剩余油储量最多,分别为 $8.24 \times 10^4$  t和 $8.09 \times 10^4$  t;其次为层间非均质型、平面非均质型剩余油,分别为 $5.13 \times 10^4$  t和 $4.41 \times 10^4$  t;除此以外,由于全区只有24口油井全部打开目标层位,工区内发育部分射孔对应性差型剩余油,储量为 $3.31 \times 10^4$  t。

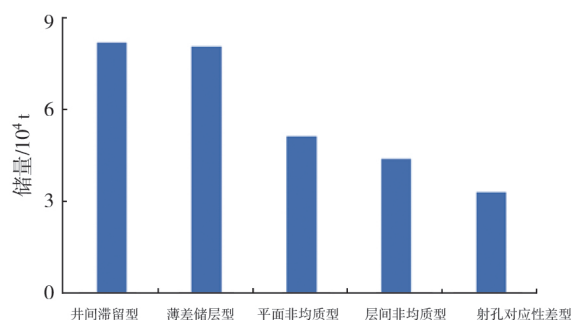


图5 L油藏不同类型剩余油储量

## 5 结论

(1)通过L油藏地质模型完成了地质储量、产量及含水率历史拟合,拟合情况较好,与实际生产保持一致。

(2)根据油藏数值模拟研究结果,七区北油藏经过长期蒸汽吞吐开发历程,剩余油发育,剩余油潜力较大。

(3)根据油藏剩余油影响因素分析,影响油藏吞吐后期剩余油分布的主要因素有地层系数( $Kh$ )、纵向渗透率级差、平面渗透率级差、生产影响因子、射孔完善性等。

(4)灰色关联计算表明,L油藏主要发育薄差储层型、井间滞留型剩余油,其次由于射孔不完善,存在一定量的射孔对应性差型剩余油。

### 参考文献:

- [1] 于连东.世界稠油资源的分布及其开采技术的现状与展望[J].特种油气藏,2001,8(2):98-103.
- [2] 任芳祥,孙洪军,户昶昊.辽河油田稠油开发技术与实践[J].特种油气藏,2012,19(1):1-8.
- [3] 郭太现,苏彦春.渤海油田稠油油藏开发现状和技术发展方向[J].中国海上油气,2013,25(4):26-30,35.
- [4] 邵先杰,汤达祯,樊中海,等.河南油田浅薄层稠油开发技术试验研究[J].石油学报,2004,25(2):74-79.
- [5] 李甫,梁爱国,廖先燕,等.新疆稠油油藏复合吞吐技术研究与应用[J].石油钻采工艺,2013,35(6):87-90.
- [6] 刘慧卿.热力采油原理与设计[M].北京:石油工业出版社,2013:1-5.
- [7] 冉启佑.剩余油研究现状与发展趋势[J].油气地质与采收率,2003,10(5):49-51.
- [8] 高博禹,彭仕宓,王建波.剩余油形成与分布的研究现状及发展趋势[J].特种油气藏,2004,11(4):7-11,22.
- [9] 韩大匡.关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路线的探讨[J].石油勘探与开发,2010,37(5):583-591.
- [10] 陈欢庆,胡海燕,吴洪彪,等.精细油藏描述中剩余油研究进展[J].科学技术与工程,2018,18(29):140-153.
- [11] 东晓虎,刘慧卿,张红玲,等.稠油油藏注蒸汽开发后转热水驱实验与数值模拟[J].油气地质与采收率,2012,19(2):50-53,114.
- [12] 周芸,张烈辉,罗建新,等.M油藏剩余油分布数值模拟研究[J].非常规油气,2017,4(2):95-98,90.
- [13] 陈兆芳,张建荣,陈月明,等.油藏数值模拟自动历史拟合方法研究及应用[J].石油勘探与开发,2003,30(4):82-84.
- [14] 朱焱,谢进庄,杨为华,等.提高油藏数值模拟历史拟合精度的方法[J].石油勘探与开发,2008,35(2):225-229.
- [15] 于金彪.油藏数值模拟历史拟合分析方法[J].油气地质与采收率,2017,24(3):66-70. (下转第97页)

## 4 现场应用

普光气田P101-3井是第一口试验井,施工时旋转喷枪的喷射排量达0.2~0.45 m<sup>3</sup>/min,喷射酸化层段为飞仙关组5 715.1~5 863.1 m,合计59.1 m/10 n,其中Ⅰ类气层14.9 m/3 n,Ⅱ类气层44.2 m/7 n。

连续油管下放速度不高于25 m/min,冲洗速度为2~2.2 m/min;管柱上提初始速度不高于15 m/min;冲洗速度为1.5 m/min。

措施后在相同日产气量下,油压由10.8 MPa升至12.3 MPa,有效降低了产出气从地层流入井筒的阻力,喷射酸化效果良好,能够满足现场应用要求。

## 5 结论与认识

(1)连续油管拖动酸化工艺技术及旋转式水力喷射工具在P101-3井的现场应用,验证了该工艺在普光气田的可行性。

(2)缓蚀剂缓蚀效果基本满足施工需要,保障

了现场施工的安全可靠。

(3)随着普光气田的高效开发,地层压力逐渐降低,现场采用连续油管拖动喷射酸化,需要增加后续诱喷工艺。

### 参考文献:

- [1] 张培东,鲁宜全.普光气田气藏特征分析[J].油气井测试,2009,18(3):21-24.
- [2] American Society of Petroleum Engineers.美国石油工程师学会转载丛书之38-连续油管技术[M].博阳朝,译.北京:石油工业出版社,2000.
- [3] 代成建.小直径旋转喷枪酸化解堵技术研究[D].北京:中国石油大学(北京),2016.
- [4] 李根生,沈忠厚,彭烨.自动旋转喷嘴的理论研究[J].石油学报,1995,16(4):148-153.
- [5] 吕维平,刘菲,盖志亮,等.连续管旋转射流油管除垢技术研究和应用[J].石油机械,2014,42(5):80-83.
- [6] 裴楚洲.连续油管拖动酸化技术应用研究[D].成都:西南石油大学,2009.

(编辑 韩 枫)

(上接第68页)

- [16] 徐艳梅,郭平,黄伟岗,等.剩余油分布的影响因素[J].西南石油学院学报,2005(6):29-32.
- [17] 杨勇.剩余油分布规律影响因素分析研究[J].石油天然气学报,2009,31(1):100-103.
- [18] 邓聚龙.灰理论基础[M].武汉:华中科技大学出版社,2002:158-170.
- [19] 梁涛,常毓文,郭晓飞,等.巴肯致密油藏单井产能参数影响程度排序[J].石油勘探与开发,2013,40(3):357-362.
- [20] 张建宁,孔维军,周均.基于灰色关联法的小断块油藏剩余油主控因素研究[J].油气藏评价与开发,2017,7(5):32-37.
- [21] 沈安琪,高琳琳,刘义坤,等.灰色关联与聚类分析方

法在油层层系优化重组中的应用[J].数学的实践与认识,2019,49(9):130-137.

- [22] 张海翔.海上疏松砂岩油田聚合物驱油藏精细描述及综合调整研究[D].东北石油大学,2018:96-101.
- [23] 李胜利,于兴河,高兴军,等.剩余油分布研究新方法——灰色关联法[J].石油与天然气地质,2003,24(2):175-179.
- [24] 彭得兵,唐海,李呈祥,等.灰色关联法在剩余油分布研究中的应用[J].岩性油气藏,2010,22(3):133-136.
- [25] 高兴军,于兴河,李胜利,等.利用神经网络技术预测剩余油分布[J].石油学报,2005,26(3):60-63.

(编辑 谢 葵)