

文章编号: 0253-2697(2015)06-0740-08 DOI:10.7623/syxb201506011

# 天然气驱油藏开发动态评价及可采储量预测新方法

童凯军 张迎春 戴卫华 郑浩 聂玲玲 王月杰

(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院 天津 300452)

**摘要:**天然气驱油藏在中国油气藏开发类型中占有重要比例。目前针对气驱油藏的研究多集中于气窜规律分析,矿场缺乏针对性的生产动态监测与评价方法。从油-气两相渗流规律和物质平衡方程出发,推导了适用于气驱油藏开发指标评价及预测的气驱特征曲线。同时,通过引入经济极限气/油比及初始与边界条件,推导并绘制了无因次气体分流量与采出程度之间的理论图版,利用该图版可以快速、直观地评价油田开发效果。应用数值模拟方法,分析讨论了井网加密、工作制度调整及油井措施对气驱特征曲线形态的影响,论证了新型气驱特征曲线的适用性。实际应用结果表明,新方法预测气驱油藏开发动态与数值模拟法及产量衰减法计算结果吻合较好,对气驱油藏开发指标预测具有一定的实用性。

**关键词:**气驱油藏;相对渗透率;气驱特征曲线;可采储量;开发动态评价

中图分类号:TE328

文献标识码:A

## A new method for evaluation of development performance and recoverable reserves estimation in natural gas flooding reservoirs

Tong Kaijun Zhang Yingchun Dai Weihua Zheng Hao Nie Lingling Wang Yuejie

(Bohai Petroleum Research Institute, Tianjin Branch, CNOOC China Limited, Tianjin 300452, China)

**Abstract:** Natural gas flooding reservoirs are the dominant development type of hydrocarbon reservoirs in China. At present, researches on gas flooding reservoirs mainly focus on the gas channeling laws, but lack of targeted production performance monitoring and assessment method. According to oil-gas phase percolation laws and material equilibrium equation, the gas flooding characteristic curve was derived, and applicable for assessment of development index and prediction of gas flooding oil reservoirs. Meanwhile, the economic-limit gas-oil ratio and initial boundary conditions were introduced to derive and prepare the theoretical chart of dimensionless gas fractional flow and recovery degree. This chart can be used to assess oilfield development effect rapidly and intuitively. Moreover, the numerical simulation method was applied to analyze and discuss the influences of well pattern infilling, working system adjustment and oil well measures on the morphology of gas flooding characteristic curve, so as to demonstrate the applicability of such new gas flooding characteristic curve. It is proven by actual applications that the new method for predicting gas flooding development dynamics is not only better consistent with the results calculated by numerical simulation method and production attenuation method, but also has certain practical significance in predicting the development index of gas flooding oil reservoirs.

**Key words:** gas flooding reservoir; relative permeability; gas flooding characteristic curve; recoverable oil reserves; evaluation of development performance

**引用:**童凯军,张迎春,戴卫华,郑浩,聂玲玲,王月杰.天然气驱油藏开发动态评价及可采储量预测新方法[J].石油学报,2015,36(6):740-747.

**Cite:** Tong Kaijun, Zhang Yingchun, Dai Weihua, Zheng Hao, Nie Lingling, Wang Yuejie. A new method for evaluation of development performance and recoverable reserves estimation in natural gas flooding reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(6): 740-747.

水驱特征曲线反映了水驱油田开发过程中累积产油量( $N_p$ )、累积产水量( $W_p$ )、累积产液量( $L_p$ )及水/油比(WOR)之间的统计规律。自 20 世纪 50 年代首次提出该概念以来,国内外众多学者先后从不同的角度对其进行了深入研究,也取得了丰硕的成果<sup>[1-14]</sup>。其中, Wright 在研究采油速度对注水开发油田的影响时,根据实际动态数据建立了水/油比与累积产油量之间的半对数统计直线<sup>[2]</sup>。几乎与此同时,前苏联马克

西莫夫根据全苏石油科学研究所的室内水驱油实验数据,给出了另外一条非常重要的统计曲线,即  $W_p$  与  $N_p$  之间的半对数直线关系,目前该方法已成为水驱油田预测水驱采收率最重要的方法之一。在此基础上,童宪章<sup>[6,7]</sup>、陈元千<sup>[8]</sup>、俞启泰<sup>[9,10]</sup>、张金庆<sup>[11]</sup>等针对不同类型的水驱特征曲线统计经验关系式进行了较为完整的理论推导,从而为其赋予了物理意义,为后来水驱特征曲线在中国的发展奠定了坚实基础。但其应

**基金项目:**国家重大科技专项(2011ZX05057-001)和中国海洋石油总公司“十二五”重大科技专项(CNOOC-KJ125ZDXM06LTD-02)资助。

**第一作者及通信作者:**童凯军,男,1984 年 7 月生,2006 年获成都理工大学学士学位,2009 年获成都理工大学硕士学位,现为中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院油藏工程师,主要从事油气田开发方面的研究工作。Email: tongkaijun714@126.com

用范围主要是针对天然水驱或人工注水开发的油田,而对于以气顶驱或注气驱作为驱动能量的油田,这些方法存在较大误差,甚至完全不适用。

现阶段,气驱油藏的生产动态预测多采用数值模拟方法,但该方法计算精度严重依赖于实际油藏的静、动态资料品质及历史拟合精度,其中静态资料主要来源于室内实验,存在取心成本高、实验效率低、无法连续跟踪且岩心很难反映油藏非均质性问题。因此,大力发展油藏工程评价方法仍然是未来一段时间内油藏工作者需要努力的方向。

本文针对气驱油藏开发效果评价难题,从油-气两相渗流规律和物质平衡方程出发,推导了适用于气驱油藏开发指标预测的气驱特征曲线,实现了气驱油藏开采过程中的 3 个关键任务:①建立目标区气驱特征曲线;②评价油藏目前井网条件下的气驱动态地质储量;③评价气驱油藏的开发效果。通过矿场实例检验,证明了该方法不仅可以对油田的后续措施调整提供有力指导,还具有对油藏、井组及单井等多尺度适应性的特点。该方法的提出对气驱油藏评价方法的发展和完善具有一定的现实意义。

## 1 理论推导基础

### 1.1 $(K_{rg}/K_{ro})-S_g$ 表征关系

水驱特征曲线是以油-水相对渗透率曲线与 Buckley-Leverett 线性推进方程为基础推导而来。在大多数的理论推导中,基本假设都是认为在油-水两相稳定渗流条件下,中含水阶段  $(K_{rw}/K_{ro})-S_w$  呈半对数直线关系<sup>[15,16]</sup>。当然,该研究思想同样也适用于气驱油的情况,二者的区别除了黏度比的差异外,主要体现在油相内溶解了大量的溶解气,这一点在分析气驱开发动态时必须加以考虑。因此,对于只有油-气两相渗流时,认为  $(K_{rg}/K_{ro})-S_g$  也满足指数函数关系:

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = m e^{n S_g} \quad (1)$$

式中: $K_{rg}$ 为气相相对渗透率; $K_{ro}$ 为油相相对渗透率; $S_g$ 为含气饱和度; $m, n$ 为方程回归系数。

笔者结合两个混相注气驱及非混相气驱的室内岩心实验结果对式(1)的可行性及适用性展开分析。对于混相注气驱而言[图 1(a)],油-气两相相对渗透率值  $(K_{rg}, K_{ro})$  分别与含气饱和度之间呈线性变化关系,且

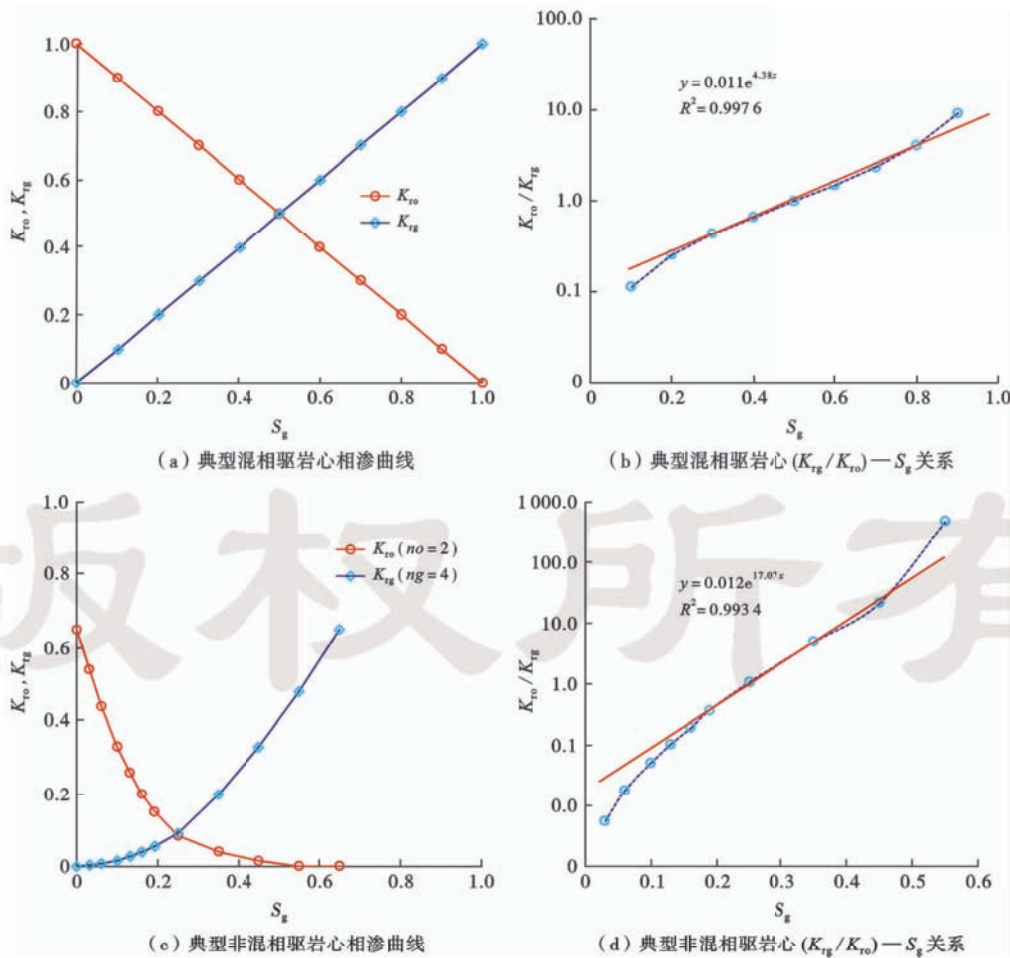


图 1 典型混相驱/非混相驱岩心相渗曲线

Fig. 1 Typical core relative permeability curves of miscible flood/immiscible flood

$S_g$  在 0.2~0.8 内,  $\lg(K_{rg}/K_{ro})-S_g$  呈现出良好的线性关系。对于非混相气驱而言[图 1(c)], 尽管油-气两相相对渗透率值与含气饱和度之间呈非线性变化关系, 但  $S_g$  在 0.1~0.5 内, 同样表现出  $\lg(K_{rg}/K_{ro})-S_g$  呈良好线性关系。因此, 对于只有油-气两相渗流时, 在中含气阶段( $S_g$  在 0.2~0.6), 认为  $(K_{rg}/K_{ro})-S_g$  也满足指数变化关系, 这为后续新型气驱特征曲线的建立奠定了基础。

## 1.2 物质平衡方程

对于一个实际的油藏, 当油藏基本不产水或产水很少时, 可以将其看成是在束缚水饱和度条件下的油-气两相渗流。在气驱油过程中, 含气饱和度可以表示为:

$$S_g = 1 - S_{wi} - S_o \quad (2)$$

式中:  $S_o$  为原油饱和度;  $S_{wi}$  为束缚水饱和度。

式(2)中的含油饱和度是油藏中剩余油体积与油藏孔隙体积之比。根据物质平衡原理<sup>[17]</sup>, 任意时刻油藏的含油饱和度为:

$$S_o = \frac{(NE_v - N_p)B_o}{NE_v B_{oi}/(1 - S_{wi})} \quad (3)$$

式中:  $N$  为原油地质储量,  $10^4 \text{ m}^3$ ;  $E_v$  为气驱效率, %;  $N_p$  为累积产油量,  $10^4 \text{ m}^3$ ;  $B_o$  为原油体积系数;  $B_{oi}$  为原油原始体积系数。

当气顶膨胀或注气驱对于能量的补充足够强时, 油藏压力下降一般较为缓慢, 此时可以忽略气体密度、溶解度以及地层体积系数等参数的变化。将式(3)代入式(2), 可得到任一时刻油藏含气饱和度:

$$S_g = \frac{N_p}{NE_v} (1 - S_{wi}) \quad (4)$$

## 2 气驱特征曲线推导

构建气驱特征曲线的数学模型时, 其基本假设为: ①油藏均质; ②忽略毛细管力及重力作用存在; ③流体不可压缩, 渗流介质微可压缩; ④油藏压力补充及时, 忽略流体性质及流体参数变化; ⑤仅考虑油-气两相流动, 水相以束缚水形式存在。

在不考虑水相流动时, 地层条件下的油-气两相流量  $q_{gn}$ 、 $q_{on}$  可以利用达西定律来确定, 并且在气驱稳定渗流条件下, 油-气两相的相对渗透率比值与油-气两相流量之间存在如下关系<sup>[18]</sup>:

$$\frac{q_{gn}}{q_{on}} = \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \quad (5)$$

式中:  $q_{gn}$  为地层条件下气相流量,  $\text{m}^3$ ;  $q_{on}$  为地层条件下油相流量,  $\text{m}^3$ ;  $\mu_o$  为地层原油黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\mu_g$  为地层天然气黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。其中  $q_{gn}$ 、 $q_{on}$  均为地下流量, 将其转化成地面条件下的流量为:

$$\begin{cases} q_{oa} = q_o B_o \\ q_{ga} = (q_g - q_o R_{si}) B_g \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $q_g$  为地面条件下气相流量,  $\text{m}^3$ ;  $q_o$  为地面条件下油相流量,  $\text{m}^3$ ;  $B_g$  为天然气体积系数;  $R_{si}$  为原始溶解气/油比,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

将式(6)代入式(5), 可得:

$$\frac{(q_g - q_o R_{si}) B_g}{q_o B_o} = \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \quad (7)$$

可以看出, 在流动相黏度比一定的条件下, 某一断面上的流量比主要取决于两相相对渗透率之比。联立式(1)、式(4)及式(7), 可得:

$$q_g = [R_{si} + \frac{m\mu_o B_o}{\mu_g B_g} e^{\frac{n(1-S_{wi})N_p}{NE_v}}] q_o \quad (8)$$

油田从投入开采到  $t$  时间段内, 其累积产气量及累积产油量分别为:

$$\begin{cases} G_p = \int_0^t q_g dt \\ N_p = \int_0^t q_o dt \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $G_p$  为累积产气量,  $10^4 \text{ m}^3$ ;  $N_p$  为累积产油量,  $10^4 \text{ m}^3$ ;  $t$  为开采时间,  $\text{a}$ 。

联立式(8)及式(9), 通过积分、移项及求对数可得:

$$\lg(G_p - DN_p + C) = A + BN_p \quad (10)$$

其中:  $A = \lg \left[ \frac{m\mu_o B_o NE_v}{n\mu_g B_g (1 - S_{wi})} \right]$ ;  $B = \frac{n(1 - S_{wi})}{2.303 NE_v}$ ;  $C = \frac{m\mu_o B_o NE_v}{n\mu_g B_g (1 - S_{wi})}$ ;  $D = R_{si}$ 。

式(10)即为能够反映气驱油藏稳定渗流条件下的新型气驱特征曲线。

## 3 确定气驱油田可采储量和采收率的关系

对式(10)开展求导与移项整理, 可得气驱油田预测阶段任一时刻的累产油及采出程度表达式。引入经济极限气/油比( $E_{ogmax}$ )概念, 即当油田开发达到废弃条件下的  $E_{ogmax}$  时, 进一步推导得出可采储量预测关系式:

$$N_R = \frac{\lg(E_{ogmax} - D) - (A + \lg 2.303B)}{B} \quad (11)$$

式中:  $E_{ogmax}$  为油田经济极限气/油比,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

由式(11)除以原油地质储量即可得到气驱油田的最终采收率:

$$E_R = \frac{\lg(E_{ogmax} - D) - (A + \lg 2.303B)}{BN} \quad (12)$$

式中:  $E_R$  为采收率。

需要注意的是, 油田经济极限气/油比的大小受到

多种因素的制约,如:储层类型、开发方式、驱动能量、工艺技术及开发成本等,这些因素综合决定了  $E_{ogmax}$  的高低。根据以往开发经验,气驱油田开发进入产量递减阶段后,在不采取重大的调整措施及不改变开发方式的情况下,其原油产量和气/油比之间符合下述经验关系<sup>[19,20]</sup>:

$$\lg E_{og} = \alpha + \beta Q_0 \quad (13)$$

式中: $E_{og}$  为气/油比,  $m^3/m^3$ ;  $Q_0$  为原油产量,  $10^4 m^3/a$ ;  $\alpha, \beta$  为方程回归系数。

因此,由递减阶段的气/油比和原油产量在半对数坐标下进行线性回归,得到直线段截距  $\alpha$ 、斜率  $\beta$  值,通过给定油田废弃产量后,就可计算得出经济极限气/油比。

## 4 气驱特征曲线规律分析

### 4.1 气驱油藏的储量常数 $B$ 值统计规律

笔者收集了包括 Schuler、Mile six、STZ 及 JZ25-1S 等在内的 23 个具有代表性的气顶油藏(采用气顶驱为主的天然能量开发)或注气驱油藏的生产动态数据进行了整理分析。这些油藏的动用地质储量分布范围在  $(95 \sim 3\ 275) \times 10^4 m^3$ ,且均有较长的生产历史,因此可以为正确有效地分析开动态奠定基础。

利用本文建立的气驱特征曲线对 23 个典型气驱油藏开展应用分析,发现驱替特征曲线的斜率  $B$  值与动用地质储量之间存在幂函数关系(图 2)。

$$N_d = 5.77B^{-0.98} \quad (14)$$

式中: $N_d$  为原油动用地质储量,  $10^4 m^3$ 。

式(14)还可以转化成另外一种更加简单的表达关系: $BN_d = 5.2$ 。上述研究表明:由生产动态数据拟合所得的  $B$  值能够较好地指示油藏动用地质储量的大小,并且具有曲线斜率  $B$  值越小,油藏动用储量规模  $N_d$  越大的特点,因此可以利用油藏某一阶段生产动态拟合所得的  $B$  值大小来反映对应条件下的开发效果。

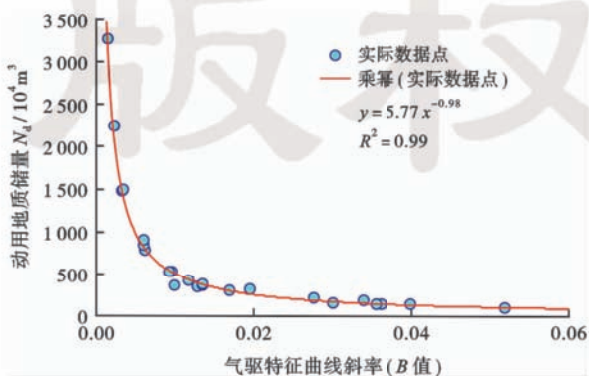


图 2 动用地质储量与气驱特征曲线斜率值统计关系  
Fig. 2 Statistical relationship between producing geological reserves and slope of gas flooding characteristic curve

### 4.2 无因次气体分流量与采出程度的变化规律

以式(12)为基础,进一步推导得出油田气/油比与采出程度之间的关系:

$$\lg(E_{og} - D) = 5.2(R - E_R) + \lg(E_{ogmax} - D) \quad (15)$$

式中: $E_{og}$  为气/油比,  $m^3/m^3$ ;  $R$  为采出程度。

在式(15)中引入校正系数  $a_1$  和  $b_1$ :

$$\lg(E_{og} - D + b_1) = 5.2(R - E_R) + \lg(E_{ogmax} - D) + a_1 \quad (16)$$

在此引入初始条件: $E_{og} = R_{s1} = D, R = R_1$ ,则式(16)可变换为:

$$\lg b_1 = 5.2(R_1 - E_R) + \lg(E_{ogmax} - D) + a_1 \quad (17)$$

式中: $R_1$  为无气窜期采出程度。

同时引入边界条件: $E_{og} = E_{ogmax}, R = E_R$ ,可求得系数  $a_1$  的表达式:

$$a_1 = \lg \frac{E_{ogmax} - D + b_1}{E_{ogmax} - D} \quad (18)$$

联立式(17)和式(18),可进一步求解得到  $b_1$ :

$$b_1 = \frac{(E_{ogmax} - D)10^{5.2(R_1 - E_R)}}{1 - 10^{5.2(R_1 - E_R)}} \quad (19)$$

将所求  $a_1, b_1$  值代入式(16)即可得到任一时刻油田生产气/油比与采出程度之间的表达关系。在此需要说明的是, $R_1$  为气驱油田无气窜采油期结束时的采出程度。

进一步采用无因次化气体分流量来代替油田生产气/油比,可以更加直观地展示其与采出程度之间的关系:

$$f_g = \frac{10^{5.2(R - E_R) + \lg(E_{ogmax} - D) + a_1 - b_1 + D}}{1 + 10^{5.2(R - E_R) + \lg(E_{ogmax} - D) + a_1 + b_1 + D}} \quad (20)$$

$$\bar{f}_g = \frac{f_g - f_{gmin}}{f_{gmax} - f_{gmin}} \quad (21)$$

式中: $f_g, \bar{f}_g$  分别为无因次化前、后的气体分流量值; $f_{gmin}, f_{gmax}$  分别为变量的极小值和极大值。

上述研究表明:任何一个气驱油田的无因次气体分流量和采出程度之间都存在一定的关系,而其之间的具体关系却取决于油藏的最终采收率。

### 4.3 开发调整措施对气驱特征曲线形态的影响

上文分析气驱特征曲线的一般特征,都是基于一套井网、一套工作制度贯穿于整个开采过程,但没有油田会一成不变地生产下去,总是需要不断地进行井网和工作制度的调整,以改善油田的开采效果。本文参照渤海湾 JZ25-1S 油田沙河街组二段 I 油组 3 井区大气顶油藏(以下简称 E3-I 油藏)的储层物性及流体特征参数建立机理模型(表 1),重点分析及讨论了包括井网加密、卡堵气及工作制度调整等措施对气驱特征曲线形态的影响。

表1 E3-I气顶油藏储层参数

Table 1 Reservoir physical properties of E3-I gas cap reservoir

参数名称	参数值(E3-I油藏)	参数名称	参数值(E3-I油藏)
油藏类型	层状构造	原油相对密度/( $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$ )	0.878
沉积相类型	河口砂坝	地层原油黏度/( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	0.71
平均渗透率/ $\text{mD}$	325	原油体积系数	1.216
平均孔隙度/%	25	气层气体相对密度/( $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$ )	0.712
原始含油饱和度/%	60	气层气体黏度/( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	0.019
原始含气饱和度/%	78	气层气体体积系数	0.00613
束缚水饱和度/%	40	原始地层压力/ $\text{MPa}$	16.5
气顶指数	2.03	饱和压力/ $\text{MPa}$	15.8
水体倍数	5	原始气/油比/( $\text{m}^3\cdot\text{m}^{-3}$ )	74

### (1) 油田井网加密

应用机理模型开展两种方案对比:①基础井网,在油环内采用水平井形成排状井网开发;②加密井网,开发中后期通过对油环实施井间加密。模拟结果表明[图3(a)]:油环实施井间加密后,曲线向右偏向 $N_p$ 轴,说明全面加密井网改善了原有井网储量动用不充分的情况。通过提高油环储量动用程度,在气驱特征曲线上表现为:曲线出现右偏,斜率 $B$ 值减小。

### (2) 工作制度调整

对比分析了单一工作制度(方案1)与变化工作制度下(方案2)的气驱特征曲线形态特征。在图3(b)中,方案1初期以3.5%的采油速度稳定生产;方案2在方案1的基础上初期以3.5%的采油速度稳定生产一段时间后(I段),改为1.5%的采油速度稳定生产(II段),后又以2.5%的采油速度生产一段时间(III段),最后在开发后期,采油速度降低为1.0%继续生

产(IV段)。模拟结果显示:相比方案1,方案2的驱替特征曲线由多段折线组成,并且具有明显规律,即降低采油速度,直线段出现右偏;提高采油速度,直线段出现左偏。模拟结果表明对于气驱油藏而言,由于油气两相黏度差异与油-水黏度差异相比更加突出,气体更加容易出现舍进与绕流现象,因此气驱油藏对于开发速度是十分敏感的。

### (3) 油井卡堵气

油井稳定生产一段时间后,对油环内水平井的高气窜层实施封堵(通过封堵高产气层使本井综合气/油比下降)。模拟结果显示[图3(c)]:与不卡气方案相比,油井实施卡堵气后,曲线出现明显右偏( $B$ 值降低),偏转程度与封堵层的产气量有关,并且经济有效的卡堵气措施能够提高油田储量动用情况,由此可见油井高含气层实施卡堵气是改善油田经济效益的有效手段。

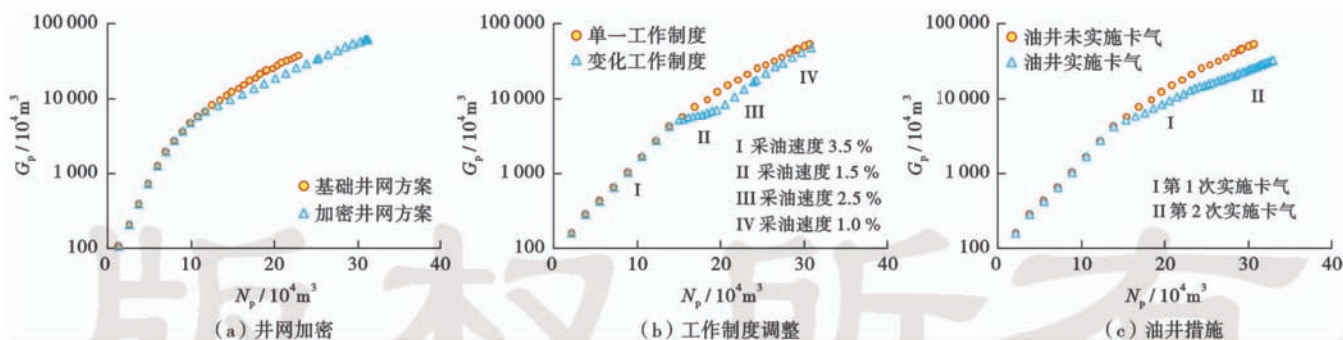


图3 不同开发调整措施与气驱特征曲线形态影响关系

Fig. 3 Influence relations between different development measures and gasflood characteristic curve

上述研究表明,受不同开发措施的影响,油田气驱特征曲线走向也将随之发生变化。当开发调整措施见效后,油藏驱替特征曲线变化也将趋于稳定,由此可以利用气驱特征曲线斜率 $B$ 值变化关系来评价开发措施是否得当。

## 5 应用实例

为了进一步说明本文建立气驱特征曲线的有效性

和实用性,对渤海海域JZ25-1S油田E3-I油藏的生产动态数据进行了拟合,预测其可采储量及相关开发参数。

JZ25-1S油田位于渤海辽东湾海域,油田古近系沙河街组发育了一系列受构造控制的短轴半背斜气顶油藏,其中以E3-I油藏最为典型。E3-I油藏是一个以带大气顶、弱边水、窄油环为特征的砂岩油藏(气顶指数为2.03、水体倍数为5、油环平面宽度小于600m),油藏具体物理参数及流体参数见表1。E3-I油藏于

2009 年底正式投入开发,初期设计采用 750 m 井距的水平井排状井网开发[图 4(a)],并依靠充足的气顶天

然能量,以平均 3.5%的采油速度高产稳产了 3 年,截至 2013 年 6 月阶段采出程度已达 14.5%。

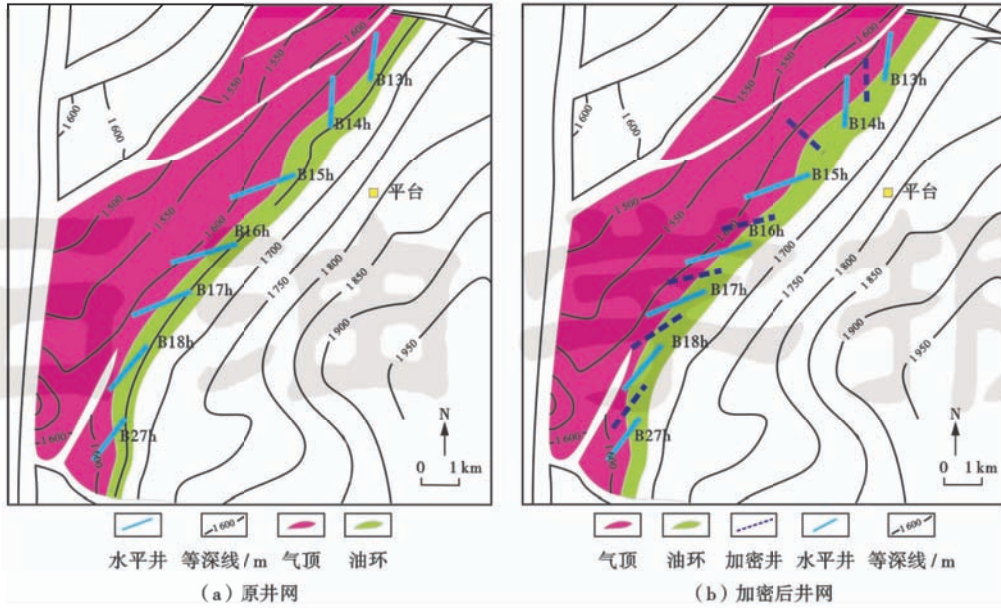


图 4 E3-I 油藏井位分布

Fig. 4 Well array maps of E3-I reservoir

利用 E3-I 油藏生产动态数据(表 2),绘制了  $N_p - G_p$  及  $N_p - (G_p - DN_p + C)$  的变化关系曲线(图 5)。应用新方法对图 5(b)中的数据点进行拟合,得到了  $N_p - (G_p - DN_p + C)$  的表达式:

$$\lg(G_p - 68N_p + 1970) = 3.29 + 0.0093 N_p \quad (22)$$

由式(22)可得:  $A = 3.29, B = 0.0093, C = 1970$ 。

将相关系数代入式(11)可计算得到目前井网条件下 E3-I 油藏经济可采储量为  $149.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,经济采收率为 23.8%。为了验证新方法的有效性,利用产量衰减法与数值模拟法计算了 E3-I 油藏目前井网条件下的可采储量(图 6)。产量衰减法由柯佩托夫提出<sup>[21]</sup>,其评价原理为:当油田开发进入某阶段后,产量开始出现衰减,此后递减期内的累积采油量与开采时间存在着下述经验关系:

$$N_p(\lambda + t) = \alpha + \beta(\lambda + t) \quad (23)$$

式中:  $\alpha, \beta, \lambda$  为方程回归系数。

通过产量衰减法计算得到 E3-I 油藏经济可采储量为  $147.23 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,经济采收率为 23.5%;而数值模拟法预测经济可采储量为  $151.78 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,经济采收率为 24.3%。对比来看,3 种方法计算结果一致性较好,充分印证了本文预测方法的有效性。

此外,将式(22)所求相关系数  $B$  值代入式(14),还可计算得到目前井网条件下 E3-I 油藏动态地质储量为  $559.14 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,与容积法计算静态地质储量  $626.44 \times 10^4 \text{ m}^3$  相差较大,说明在目前井网条件下油环尚有一部分地质储量没有完全动用。对此,为了确保该区稳产和充分利用气顶天然能量,利用数值模拟方法对基础井网实施井间加密模拟[图 4(b)],并利用新方法对井网加密之后得到的模拟数据进行分析。图 7(a)中所示蓝线与红线分别代表不同井网条件下 E3-I

表 2 E3-I 油藏 2009—2013 年生产动态数据

Table 2 Production data in 2009-2013 of E3-I reservoir

时间	$N_p/10^4 \text{ m}^3$	$G_p/10^4 \text{ m}^3$	$R_p/(m^3 \cdot m^{-3})$	时间	$N_p/10^4 \text{ m}^3$	$G_p/10^4 \text{ m}^3$	$R_p/(m^3 \cdot m^{-3})$
2009-12	0.95	62.21	65.80	2011-12	58.70	9055.25	154.26
2010-03	6.76	514.69	76.19	2012-03	64.52	9985.79	154.78
2010-06	18.01	1555.66	86.38	2012-06	70.37	11226.78	159.53
2010-09	29.07	3387.58	116.54	2012-09	76.22	13114.79	172.07
2010-12	36.43	4797.69	131.68	2012-12	82.49	15196.10	184.21
2011-03	42.61	5834.44	136.94	2013-03	87.83	16988.16	193.42
2011-06	48.41	6906.21	142.66	2013-06	91.07	18342.03	201.40
2011-09	53.54	8013.04	149.66				

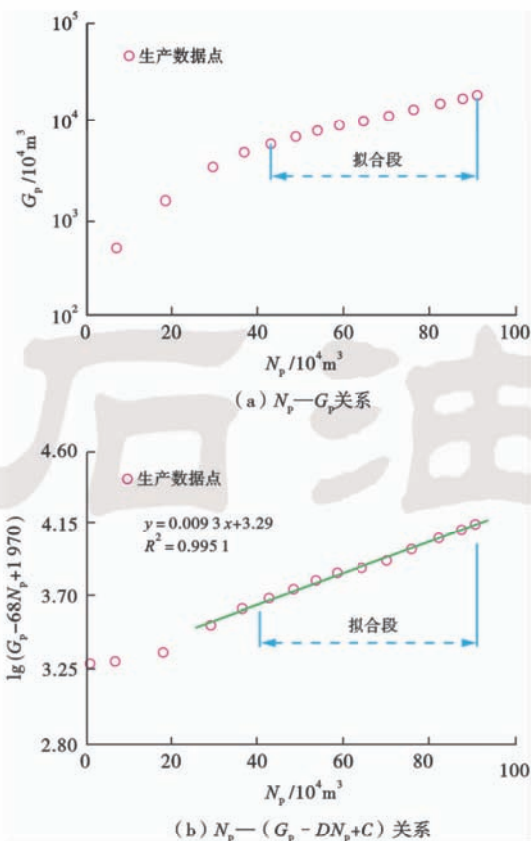


图5 E3-I油藏基础井网气驱特征曲线

Fig. 5 Gas flooding characteristic curve of E3-I reservoir under initial well pattern

10<sup>4</sup> m<sup>3</sup> 吻合程度高,说明 E3-I 油藏在开发中后期通过实施井间加密,可以充分动用井间剩余油,进一步提高油环开发效果。

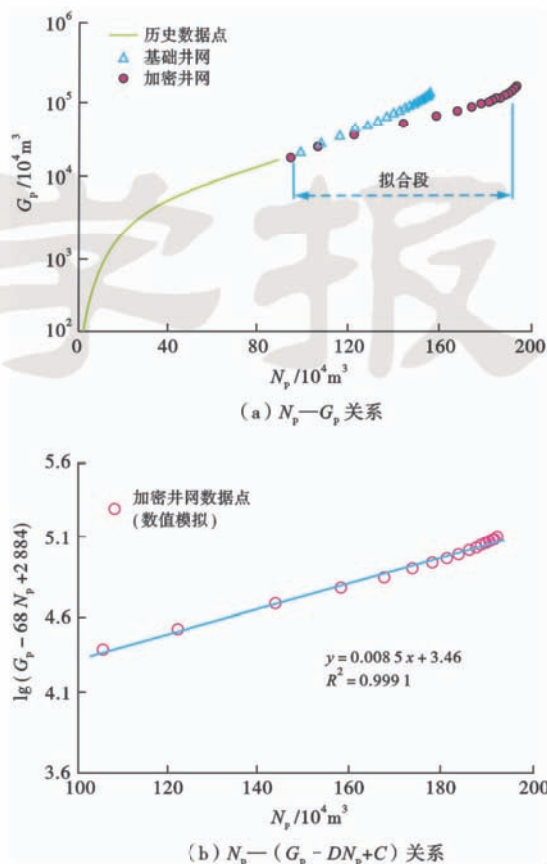


图7 E3-I油藏不同井网条件下气驱特征曲线

Fig. 7 Gas flooding characteristic curve of E3-I reservoir under different well patterns

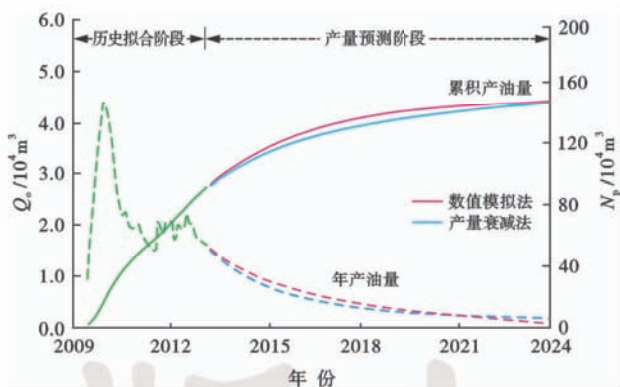


图6 不同方法生产动态预测对比

Fig. 6 Comparison between production dynamic prediction of different methods

油藏的未来生产动态,通过提取加密井网拟合段部分数据绘制了  $N_p - (G_p - DN_p + C)$  关系曲线,利用新方法曲线进行拟合,得到[图 7(b)]:

$$\lg(G_p - 68N_p + 2884) = 3.46 + 0.0085N_p \quad (24)$$

由式(24)可得:  $A = 3.46, B = 0.0085, C = 2884$ 。

将相关系数代入式(11)计算可得 E3-I 油藏在井网加密条件下的经济可采储量为  $191.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,经济采收率为 30.5%。此外,计算还可得到动态地质储量为  $611.76 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,与容积法计算静态地质储量  $626.44 \times$

为了进一步以直观化的方式对比该油田加密前、后的开发效果,将加密前、后的生产动态数与  $\bar{f}_g - R$  关系图版进行拟合。图 8 表明,在目前井网条件下持续开发,E3-I 油藏预测采收率在约 25%;实施井间加密之后,曲线趋势逐渐变好,未来采收率能达到约 32%。

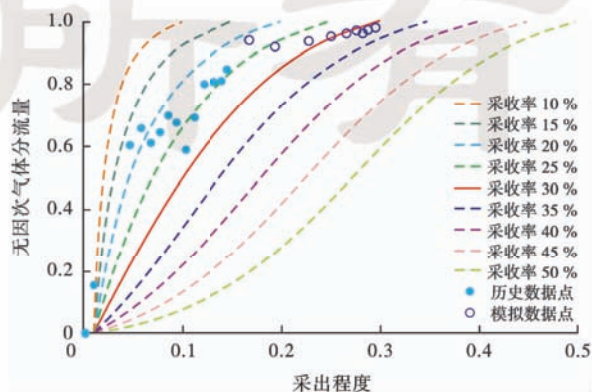


图8 E3-I油藏无因次气体分流量与采出程度关系曲线  
Fig. 8 Dimensionless fraction flow of gas versus recovery factor in E3-I reservoir

## 6 结 论

(1) 以油-气两相渗流规律及物质平衡方程为理论基础,推导出了一类新型气驱特征曲线。经过大量实例统计应用,赋予了方程参数物理意义:曲线斜率  $B$  值能有效表征目标区动用地质储量的规模,并且具有  $B$  值越小,动用地质储量规模越大的特点。

(2) 通过引入经济极限气/油比及初始与边界条件,推导并绘制了无因次气体分流量与采出程度之间的理论图版,利用该图版可以快速、直观地评价油田开发效果。

(3) 应用数值模拟方法,分析讨论了井网加密、工作制度调整及油井措施等对气驱特征曲线形态的影响。研究表明,受不同开发措施的影响,气驱特征曲线走向也将随之发生变化。当开发调整措施见效后,油藏驱替特征曲线变化也将趋于稳定,由此可以利用气驱特征曲线斜率  $B$  值的变化来评价开发措施是否得当。

(4) 应用实例表明,新方法能够快速有效地预测出目前井网条件下油田的经济可采储量及经济采收率。同时,数值模拟方法及产量衰减曲线法对比结果说明了该方法的有效性。更为重要的是,与数值模拟法相比,该方法具有更加简便实用的优点;与产量衰减法相比,该方法还能够有效评价油藏动态地质储量。

### 参 考 文 献

- [1] Buckley S E, Leverett M C. Mechanism of fluid displacement in sands[J]. Transactions of the AIME, 1942, 146(1): 107-116.
- [2] Wright F F. Field results indicate significant advances in water flooding[J]. Journal of Petroleum Technology, 1958; 12
- [3] Parts M, Matthews C S, Jewett R L, et al. Prediction of injection rate and production history for multfluid five-spot floods[R]. SPE 1091, 1959.
- [4] Higgins R V, Boley D W, Leighton A J. Predictions of water floods by graphs[R]. SPE 1456, 1966.
- [5] Ershaghi I, Omorigie O. A method for extrapolation of cut vs recovery curves[J]. Journal of Petroleum Technology, 1978, 30(2): 203-204.
- [6] 童宪章. 天然水驱和人工注水油藏的统计规律探讨[J]. 石油勘探与开发, 1978, (6): 38-67.  
Tong Xianzhang. Statistics law of natural water drive and artificial water injection reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 1978, (6): 38-67.
- [7] 童宪章. 油井产状和油藏动态分析[M]. 北京: 石油工业出版社, 1981.  
Tong Xianzhang. Oil well production and reservoir performance [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1981.
- [8] 陈元千. 水驱曲线关系式的推导[J]. 石油学报, 1985, 6(2): 69-78.  
Chen Yuanqian. Derivation of relationships of water drive curves [J]. Acta Petrolei Sinica, 1985, 6(2): 69-78.
- [9] 俞启泰, 靳红伟. 关于广义水驱特征曲线[J]. 石油学报, 1995, 16(1): 61-70.  
Yu Qitai, Jin Hongwei. Generalized water displacement curves [J]. Acta Petrolei Sinica, 1995, 16(1): 61-70.
- [10] 俞启泰. 关于如何正确研究和应用水驱特征曲线——兼答《油气藏工程实用方法》一书[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(5): 122-126.  
Yu Qitai. How to study and apply the water displacement curves correctly; a reply to the book "Practical methods of petroleum reservoir engineering" [J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(5): 122-126.
- [11] 张金庆. 一种简单实用的水驱特征曲线[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(3): 56-57.  
Zhang Jinqing. A new practical water displacement curve[J]. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(3): 56-57.
- [12] 陈元千. 预测油田产量和可采储量模型的典型曲线及其应用[J]. 石油学报, 2014, 35(4): 749-753.  
Chen Yuanqian. Model's typical curve and its application for forecasting production and recoverable reserves of oilfields [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 749-753.
- [13] 杨超, 李彦兰, 韩洁, 等. 顶部注气油藏定量评价筛选方法[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 938-946.  
Yang Chao, Li Yanlan, Han Jie, et al. Quantitative evaluation and screening method for gas assisted gravity drainage reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5): 938-946.
- [14] Lo K K, Warner Jr. H R, Johnson J B. A study of the post-break-through characteristics of waterflood[R]. SPE 20064, 1990.
- [15] Smith C R, Tracy G W, Farrar R L. 实用油藏工程[M]. 岳清山, 北京: 石油工业出版社, 1995.  
Smith C R, Tracy G W, Farrar R L. Applied reservoir engineering [M]. Yue Qingshan. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [16] Bradley H B. 石油工程手册[M]. 董宪章, 北京: 石油工业出版社, 1996.  
Bradley H B. Petroleum Engineering Handbook [M]. Dong Xianzhang. Beijing: Petroleum Industry Press, 1987.
- [17] 刘世华. 高含水期油藏递减规律理论研究及模型建立[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2010.  
Liu Shihua. Research on production decline theory and model-building in high water cut reservoirs [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2010.
- [18] Towler B F. 油藏工程基本原理[M]. 闫建华, 北京: 石油工业出版社, 2006.  
Towler B F. Fundamental principles of reservoir engineering [M]. Yan Jianhua. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [19] 黄小亮, 唐海, 王中伍, 等. 油藏极限含水率确定新方法[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(5): 629-630.  
Huang Xiaoliang, Tang Hai, Wang Zhongwu, et al. A new method for ultimate water cut determination [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(5): 629-630.
- [20] Kazeem A L, Anthony O U, Omamoke F O. A systematic methodology for extrapolating gas-oil ratio during declining oil production [R]. SPE 105973, 2006.
- [21] 陈元千. 油气藏工程实用方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.  
Chen Yuanqian. Practical methods of petroleum reservoir engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.