

# 低渗透油藏混相气驱生产气油比预测

王高峰<sup>1</sup>,姚杰<sup>2</sup>,王昊<sup>3</sup>,余光明<sup>4</sup>,罗文利<sup>1</sup>

(1. 提高石油采收率国家重点实验室(中国石油勘探开发研究院),北京 100083;2. 中国石油塔里木油田公司,新疆 库尔勒 841000;3. 中国石油吉林油田公司,吉林 松原 138001;4. 中国石油长庆油田公司,陕西 西安 710021)

**摘要:**生产气油比是气驱油藏开发设计的一项关键指标。在明确气驱全生命周期产出气具有5种来源基础上,提出了与3个开发阶段相匹配的低渗透油藏气驱生产气油比预测公式。从注气到见气前阶段生产气油比主要受油藏流体初始溶解气油比控制,给出了水溶气等效气油比确定方法;从见气到气窜前阶段的生产气油比主要受气驱“油墙”的溶气能力影响,可借鉴低渗透油藏气驱“油墙”物理性质描述系统方法确定气驱“油墙”溶解气油比;气窜后阶段的生产气油比变化情况由游离气形成的气油比决定,其预测基于“采出液腾出的空间被注入气和水充满”朴素认识,联合应用油气渗流分流方程、Corey模型和Stone方程、低渗透油藏气驱增产倍数,以及交替注入的水气段塞比等概念进行计算。“3段式”气驱生产气油比预测油藏工程方法得到了低渗透油藏CO<sub>2</sub>混相驱矿场试验的验证,可用于注气开发方案设计,采油工艺优化或注气埋存潜力评价。

**关键词:**低渗透油藏;混相驱;生产气油比;溶解气;游离气;油墙;分流方程;气驱增产倍数

中图分类号:TE357

文献标识码:A

## Prediction of produced GOR of miscible gas flooding in low permeability reservoirs

Wang Gaofeng<sup>1,2</sup>, Yao Jie<sup>1,2</sup>, Wang Hao<sup>3</sup>, Yu Guangming<sup>4</sup> and Luo Wenli<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of EOR, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, China;

2. Tarim Oilfield, Korla, Xinjiang 841000, China; 3. Jilin oilfield, CNPC, Songyuan, Jilin 138001, China;

4. Changqing oilfield, CNPC, Xi'an, Shaanxi 710021, China)

**Abstract:** The produced GOR is a key index for the development and design of gas flooding reservoirs. On the basis of confirming that there are five sources of gas production in the whole life cycle of gas flooding, the prediction formula of produced GOR in low permeability reservoirs matching with three development stages is proposed. From gas injection to pre-gas production, the produced GOR is mainly controlled by the initial dissolved GOR of the reservoir fluid, and method of determining the equivalent GOR of water-soluble gas is given. The produced GOR in the stage from pre-gas production to gas channeling is affected by the gas dissolved capacity of "oil bank". The method of describing the physical property of gas flooding "oil bank" in low permeability reservoirs can be used for reference to determine dissolved GOR of gas flooding "oil bank". The change of produced GOR after gas channeling is determined by the GOR formed by free gas, and its prediction based on the understanding that the pore space released by the produced liquids would be filled with the injected gas and water. It is calculated by oil and gas fractional flow equation, Corey's model and Stone's equation combined with concepts of gas flooding increasing multiple in low permeability reservoir, and slug size ratio of water-gas during water alternating gas injection. The reservoir engineering method of produced GOR prediction taking the form of "three-stages" has been verified by the field test of CO<sub>2</sub> miscible flooding. It can be used in gas injection development planning design, optimization of oil production process or gas injection storage potential evaluation.

**Key words:** low permeability reservoir, miscible gas flooding, produced gas/oil ratio (produced GOR), dissolved gas, free gas, oil bank, fractional flow equation, gas flooding increasing multiple

世界范围内,注气驱油技术业已成为产量规模居第一位的强化采油技术<sup>[1-4]</sup>;在气驱技术体系中,

CO<sub>2</sub>驱可在驱油利用的同时实现碳封存,兼具经济和环境效益;CO<sub>2</sub>驱油技术在国外已有60多年连续发

收稿日期:2019-01-29。

第一作者简介:王高峰(1980—),男,工程师,注气技术研究。E-mail:wanggaofeng@petrochina.com.cn。

基金项目:国家重点研发计划“CO<sub>2</sub>封存与驱油关键技术研究与应用”(2018YFB0605501);中国石油集团科技项目“低碳与清洁发展关键技术研究及应用”(2016E-1208)。

展史,技术成熟配套,应用规模大,且以混相驱为主<sup>[5-6]</sup>。在国内,气驱技术尚处于试验阶段;诸如江苏草舍 CO<sub>2</sub>混相驱试验、吉林大情字井地区 CO<sub>2</sub>混相驱试验、大庆外围及海拉尔地区 CO<sub>2</sub>混相驱、中原濮城 CO<sub>2</sub>混相驱试验、吐哈葡北天然气混相驱试验和塔里木东河塘天然气混相驱试验已获得良好技术效果,大力发展混相驱有助于增加人们对注气提高采收率的信心,有助于气驱技术在我国发展壮大。

作为气驱开发设计的一项重要指标,生产气油比的可靠预测对于地面流体集输处理工艺流程和建设规模的确定,循环注气时供气规模的确定和准备,以及对于气驱采油工艺的选择和优化都有指导作用;此外,生产气油比是注入气换油率计算和气驱项目技术经济评价的关键参数和必要依据。

遗憾的是,用于气驱生产气油比预测的油藏工程方法至今还没有公开报道,这应归因于气驱过程的复杂性<sup>[7-9]</sup>:多相渗流与复杂相变耦合。气油比取决于产油量和产气量两个生产指标,影响因素众多;两个生产指标的直接计算须在已知饱和度场和油藏压力场的前提下应用达西定律进行,这只能借助于气驱数值模拟技术;工作经验表明,陆相强非均质低渗透油藏多组分气驱数值模拟可靠性较低,实用性差不便于油田注气技术人员应用的问题比较突出<sup>[7-8]</sup>。因此,建立一种预测气油比的实用油藏工程方法有一定必要性。在明确产出气构成的基础上,对不同开发阶段的生产气油比进行了研究:见气前生产气油比采用原始溶解气油比,见气后的“油墙”集中采出阶段借鉴气驱油墙描述方法预测生产气油比<sup>[9]</sup>,气窜后的游离气形成的气油比则联合应用油气渗流分流方程、Corey模型和Stone方程、低渗透油藏气驱增产倍数<sup>[7-8]</sup>,以及水气交替注入段塞比等概念进行直接计算,最终得到了注气混相驱项目全生命周期生产气油比计算方法,并介绍了新方法的应用,进一步丰富了低渗透油藏气驱油藏工程方法理论体系。

## 1 气驱生产气油比计算方法

### 1.1 气驱生产气油比的构成

气驱开发油藏产出气由原油溶解气和注入气构成。由于生产井见注入气时间和见气浓度存在差异,不同开发阶段产出气的组分和组成亦有别,气驱生产气油比可按照见气前、见气后和气窜后三个阶

段进行预测。见气前产出气为原始溶解气;见气后产出气主要来自以溶解态存在于“油墙”的原始伴生气和注入气,局部区域或有少量游离气;气窜后的产出气则包括勾通注采井的游离气和地层油中的溶解气。此外,地层水中的溶解气也会贡献部分生产气油比。

油田开发实践中可假设井底流压位于泡点压力附近,则不同阶段气驱生产气油比表示为:

$$GOR = \begin{cases} R_{si} + R_{dsw}, & \text{见气前} \\ R_{sob} + GOR_{pf} + R_{dsw}, & \text{气窜前} \\ GOR_{pf} + R_{dsro} + R_{dsw}, & \text{气窜后} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $R_{si}$ 为地层油的原始溶解气油比<sup>[10]</sup>, $m^3/m^3$ ;  $R_{dsw}$ 为水溶气等效生产气油比, $m^3/m^3$ ;  $R_{sob}$ 为注入气在油墙中的溶解气油比(根据油墙描述成果确定), $m^3/m^3$ ;  $R_{dsr}$ 为地层油饱和溶解气油比, $m^3/m^3$ ;  $GOR_{pf}$ 为游离气相形成的生产气油比, $m^3/m^3$ 。

根据上式,气驱全生命周期的生产气油比由地层油原始溶解气油比、水溶气等效气油比、“油墙”溶解气油比、游离气相形成的气油比,以及地层油饱和溶解气油比等5个物理量确定。由于地层油原始溶解气油比在注气之前往往是已知的,下文主要阐述剩余4个物理量的计算方法。

### 1.2 水溶气等效气油比计算方法

可以认为,油藏地层水和地层油在漫长成藏史中已经达到了热力学平衡状态,地层水中也存在溶解气。地层水一经采出即发生脱气,其中的溶解气对生产气油比也有贡献,可将这部分生产气油比命名为水溶气等效生产气油比,其计算方法如下:

$$R_{dsw} = \frac{f_{wgf}}{1 - f_{wgf}} R_{dswT} \quad (2)$$

式中: $R_{dswT}$ 为地层水中气体总溶解度<sup>[11]</sup>, $m^3/m^3$ ;  $f_{wgf}$ 为混相或近混相气驱综合含水率, $f$ 。

地层水中溶解的气体可能包括天然伴生气和注入气两部分,不同开发阶段水溶气的组分和组成可不相同。在见气前,地层水中仅溶解有天然伴生气;在见气后,由于气驱“油墙”溶解的注入气尚未达到饱和状态<sup>[9]</sup>,并且注入气优先向地层油中溶解,近似认为地层水中仅溶解有天然伴生气;气窜后,地层出现游离气,地层油处于饱和溶解状态,注入气在地层水中亦为饱和溶解态。

因此,不同开发阶段地层水中气体的总溶解度

可表达如下:

$$R_{\text{dswT}} = \begin{cases} R_{\text{dswi}}, & \text{见气前} \\ R_{\text{dswi}}, & \text{气窜前} \\ R_{\text{dswi}} + R_{\text{dswing}}, & \text{气窜后} \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $R_{\text{dswi}}$  为天然伴生气在地层水中溶解度,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ;  $R_{\text{dswing}}$  为注入气在地层水中的饱和溶解度,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

### 1.3 “油墙”溶解气油比预测方法

混相或近混相状态下,气驱油效率高于水驱油效率。随着被高压挤入油层并朝生产井运动,注入气将带动原油中的较轻组分在井间筑起一定规模的“油墙”,此区域含油饱和度高于水驱情形。

高压气驱“油墙”形成过程可分解为“近注气并轻组分挖掘→轻组分携带→轻组分堆积→轻组分就地掺混融合”四个子过程。气驱“油墙”形成机制可概括为注入气与地层油混合体系相变形成的上、下液相之间的“差异化运移”和自由富化气相流动前缘由于压力降落梯度陡然增大引起的“加速凝析加积”<sup>[9]</sup>。

根据“油墙”形成过程可知,“油墙”溶解的注入气有如下来源:一是“差异化运移”机制成墙轻质液溶解的注入气;二是“加速凝析加积”机制成墙轻质液溶解的注入气;三是“加速凝析加积”机制凝析液加积后剩余富化气向“油墙”中溶解;四是注入气以游离态形式向“油墙”中直接溶解。对于基质型油藏,由于气窜之前“油墙”主体、油墙后缘混相带与注入气三者之间的前后序列关系始终存在,以及产生自由气相往往要求累积注入气量达到0.3HCPV以上,故在第四部分注入气在见气见效阶段“油墙”溶解气量中占比很小或不存在,予以忽略。从见气到气窜阶段,由于“油墙”覆盖区域不存在游离气相,注入气在“油墙”中的溶解并未达到饱和状态。

基于简化实际气驱过程的“三步近似法”、物质平衡原理和基本相态原理,将“差异化运移”和“加速凝析加积”两种气驱“油墙”形成机制与挥发油藏和凝析气藏开发实际经验相结合,可得到低渗透油藏气驱“油墙”的溶解气油比计算方法<sup>[9]</sup>:

$$R_{\text{sob}} = \frac{\chi_s \frac{\rho_{\text{oc}} B_o}{\rho_{\text{ob}} B_{\text{oc}}} R_{\text{smc}} + R_{\text{si}}}{\chi_s \frac{\rho_{\text{oc}} B_o}{\rho_{\text{ob}} B_{\text{oc}}} + 1} + k B_{\text{ob}} \frac{\rho_{\text{gr}}}{\rho_{\text{grs}}} \quad (4)$$

式中:  $R_{\text{smc}}$  为成墙轻质液的溶解气油比,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ;  $\rho_{\text{ob}}$  为“油墙油”密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $\rho_{\text{oc}}$  为成墙液轻质液密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;

$B_o$  为地层原油体积系数,  $f$ ;  $B_{\text{oc}}$  为成墙轻质液的体积系数,  $f$ ;  $B_{\text{ob}}$  为油墙体积系数,  $f$ ;  $\rho_{\text{gr}}$  为凝析后剩余富化气的地下密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $\rho_{\text{grs}}$  为凝析后剩余富化气的地面密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $\chi_s$  为无因次量;对于  $\text{CO}_2$  驱  $k$  取值 0.07。

### 1.4 饱和溶解气油比预测方法

饱和溶解气油比系指地层油中溶解注入气直至饱和状态时的溶解气油比。饱和溶解气油比可根据注气膨胀实验有关结果精确确定,亦可经过数学计算得到。根据物质的量与体积之间的换算方法,不难得到注入气在地层油中的摩尔含量与饱和溶解气油比之间的定量关系:

$$R_{\text{dsr}} = \frac{22.4 n_{\text{ing}}}{(1 - n_{\text{ing}}) M_{\text{wo}}} \frac{1}{\rho_o B_o} \quad (5)$$

式中:  $n_{\text{ing}}$  为注入气在地层油中的摩尔含量,  $f$ ;  $\rho_o$  为地层油密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $M_{\text{wo}}$  为地层油分子量,  $\text{g}/\text{mol}$ 。

### 1.5 游离气形成的生产气油比预测方法

将气窜后的游离气相流度记为  $M_{\text{gf}}$ ,油相流度记为  $M_o$ ,则根据油气渗流分流方程,游离气引起的气油比折算到地面条件下可写作:

$$\text{GOR}_{\text{pf}} = \frac{B_o M_{\text{gf}}}{B_g M_o} = \frac{B_o \mu_o K_{\text{rgf}}}{B_g \mu_g K_{\text{ro}}} \quad (6)$$

式中:  $M_{\text{gf}}$  为气窜后游离气相流度,  $10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ ;  $M_o$  为油相流度,  $10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ ;  $B_g$  为游离气相的体积系数,  $f$ ;  $K_{\text{rgf}}$  为游离气体的相对渗透率,  $f$ ;  $K_{\text{ro}}$  为地层油的相对渗透率,  $f$ ;  $\mu_g$  为油藏条件下游离气相黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\mu_o$  为地层油黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

三相共存时的气体相对渗透率根据油气两相和水气两相 Stone 模型的三次型乘积进行估算:

$$K_{\text{rgf}} = \frac{K_{\text{rgow}} (S_g - S_{\text{gr}})^3}{(1 - S_{\text{org}} - S_{\text{gr}})^2 (1 - S_{\text{wc}} - S_{\text{gr}})} \quad (7)$$

式中:  $K_{\text{rgow}}$  为不可动液相饱和度时的气体相对渗透率,一般取 0.5;  $S_g$  为气窜后油藏平均含气饱和度,  $f$ ;  $S_{\text{gr}}$  为残余气(临界含气)饱和度,  $f$ ;  $S_{\text{wc}}$  为束缚水饱和度,  $f$ ;  $S_{\text{org}}$  为气驱残余油饱和度,  $f$ 。

混相驱或近混相驱时,地层压力得以保持,可以近似认为采出流体腾退的油藏空间完全被注入的流体充填占据。水气交替注入的饱和度低于单相流体连续注入时的饱和度,能够降低含水率或者气油比,并扩大注入气的波及体积,因而成为低成本改善气

驱效果的主要做法。将水气段塞比记为  $r_{wgs}$ , 则水气交替注入时的含气饱和度近似为:

$$S_g = \sum_{i=1}^n \frac{S_{oi}}{r_{wgs} + 1} R_{vg} \left( B_o + \frac{f_{wgf} B_w}{1 - f_{wgf}} \right) - S_{gp} \quad (8)$$

式中:  $S_{gp}$  为与采出游离气相应的含气饱和度,  $f$ ;  $S_{oi}$  为原始含油饱和度,  $f$ ;  $B_w$  为地层水体积系数,  $f$ ;  $r_{wgs}$  为水气段塞比,  $f$ ;  $R_{vg}$  为气驱采油速度,  $f$ ;  $n$  为累计注气年份,  $f$ ;  $i$  为代气驱开发年份,  $f$ 。

与某阶段采出游离气相应的含气饱和度为:

$$S_{gp} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_{og} GOR_{pl} B_g}{N_o B_o / S_{oi}} \quad (9)$$

式中:  $S_{gp}$  为阶段采出游离气相应的含气饱和度,  $f$ ;  $Q_{og}$  为某时间段的气驱产量水平,  $m^3/a$ ;  $N_o$  为原油地质储量,  $m^3$ 。

气驱含水率可由气驱增产倍数近似计算:

$$f_{wgf} = 1 - F_{gw} (1 - f_w) \quad (10)$$

式中:  $F_{gw}$  为低渗透油藏气驱增产倍数,  $f$ ;  $f_w$  为水驱综合含水率(可借鉴同类型油藏水驱经验),  $f$ 。

地层油的相对渗透率按 Corey 模型测算:

$$K_{ro} = \left( \frac{S_o - S_{org} - S_{gr}}{1 - S_{wc} - S_{org} - S_{gr}} \right)^2 \quad (11)$$

式中:  $K_{ro}$  为地层油的相对渗透率,  $f$ ;  $S_o$  为某时刻的气驱剩余油饱和度,  $f$ 。

某开发年末的气驱剩余油饱和度为:

$$S_o = S_{oi} \left( 1 - \sum_{i=1}^n (R_{vg} B_o)_i \right) \quad (12)$$

式(12)中的气驱采油速度计算方法为:

$$R_{vg} = Q_{og} / N_o \quad (13)$$

根据采收率等于波及系数和驱油效率之积这一油藏工程基本原理可得到低渗透油藏气驱产量预测普适方法<sup>[7-8]</sup>:

$$Q_{og} = F_{gw} Q_{ow} \quad (14)$$

式中:  $Q_{ow}$  为“同期的”水驱产量水平,  $m^3/a$ 。

上式中的低渗透油藏气驱增产倍数  $F_{gw}$  被严格定义为见效后某时间的气驱产量与“同期的”水驱产量水平之比(即虚拟该油藏不注气,而是持续注水开发),确定方法如下<sup>[7-8]</sup>:

$$\begin{cases} F_{gw} = \frac{Q_{og}}{Q_{ow}} = \frac{R_1 - R_2}{1 - R_2} \\ R_1 = E_{Dgi} / E_{Dwi}, R_2 = R_{e0} / E_{Dwi} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $R_1$  为气和水的初始驱油效率之比,  $f$ ;  $R_2$  为转气驱时广义可采储量采出程度,  $f$ ;  $E_{Dgi}$  为气的初始(油藏

未动用时)驱油效率,  $f$ ;  $E_{Dwi}$  为水的初始驱油效率,  $f$ ;  $R_{e0}$  为转驱时采出程度,  $f$ 。

根据上式,若想获得气驱产量变化,就须知“同期的”水驱产量。由于注气之前的水驱产量是已知的,根据水驱递减规律(比如指数递减)即可预测后续开发年份的水驱产量水平:

$$Q_{ow} = Q_{ow0} e^{-D_w t} \quad (16)$$

式中:  $t$  为开发年份,  $a$ ;  $Q_{ow}$  为某年份的水驱产量水平,  $m^3$ ;  $Q_{ow0}$  为注气之前一年内的水驱产量水平,  $m^3$ ;  $D_w$  为水驱产量年递减率,  $f$ 。

注气之前一年内的水驱采油速度为:

$$R_{vw0} = Q_{ow0} / N_o \quad (17)$$

式中:  $R_{vw0}$  为注气之前一年内的水驱采油速度,  $f$ 。

将式(13)~(17)代入式(12)得到某开发年份末的气驱剩余油饱和度为:

$$S_o = S_{oi} \left[ 1 - \sum_{i=1}^n \left( F_{gw} B_o R_{vw0} e^{-D_w t} \right)_i \right] \quad (18)$$

将式(7)~式(11)、式(15)和式(18)代入式(6),即可得到游离气相引起的生产气油比。

## 1.6 气驱生产气油比预测方法与时间的关系

气驱开发阶段可划分为从注气到见气前阶段(第1阶段)、从见气到气窜前(第2阶段)和气窜后(第3阶段)等3个阶段。第1阶段和第2阶段的时间交点为油藏整体见气见效时间<sup>[12]</sup>,其确定方法详见参考文献12。第2阶段持续的时间受控于混相气驱“油墙”主体被采出的时间,也就是“油墙集中采出时间”<sup>[13]</sup>,其确定方法详见参考文献13。第3阶段的开始时间即为“油墙集中采出时间”的结束时间,对于正常注气油藏,第3阶段将持续到项目评价期末。

借助“油藏整体见气见效时间”和“油墙集中采出时间”等概念,本文“3段式”生产气油比预测油藏工程方法与时间轴建立了联系,与3个气驱开发阶段相匹配。

## 2 应用示例

### 2.1 黑79南CO<sub>2</sub>驱试验区气油比计算

利用本文方法计算了吉林油田黑79南区块CO<sub>2</sub>驱试验项目的生产气油比变化情况。相关中间参数取值:饱和凝析液与挥发油地下密度一般在650~750 kg/m<sup>3</sup>,建议成墙轻质液地下密度取值700 kg/m<sup>3</sup>;

参照凝析气和挥发油组成及分子量分布特点,成墙轻质液分子量取值 50 g/mol;地层原油体积系数 1.17;成墙轻质液体积系数为 2.27;凝析后剩余富化气的地下密度 570 kg/m<sup>3</sup>;凝析后剩余富化气的地面密度 2.0 kg/m<sup>3</sup>;油墙体积系数 1.27;还可计算出油墙密度 752 kg/m<sup>3</sup>,无因次量  $\chi_s$  等于 0.13;天然伴生气在地层水中溶解度 2.5 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>;注入 CO<sub>2</sub> 在地层水中的饱和溶解度 20 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。将这些数据代入公式(2)计算得黑 79 南 CO<sub>2</sub> 驱试验区从见气到气窜前阶段生产气油比 88.1 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,远高于原始溶解气油比 35 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,这将造成泡点压力显著升高。

黑 79 南 CO<sub>2</sub> 驱试验区地层油黏度 2.0 mPa·s,注气时油藏综合含水率约 26%,注气前采出程度约 11%,CO<sub>2</sub> 驱采油速度 2.0% 左右,束缚气饱和度 2.5%,气驱残余油饱和度 10%,初始含油饱和度 35%,可计算出气驱增产倍数 1.5,根据水驱开发经验和递减规律得到“同期的”水驱产量分布,再根据式(15)将“同期的”水驱产量乘以气驱增产倍数即得气驱产量剖面,利用这些参数预测黑 79 南区块 CO<sub>2</sub> 驱游离气油比。由图 1 可知,“三段式”气油比预测油藏工程方法可以捕捉到气驱生产气油比主要变化特征。

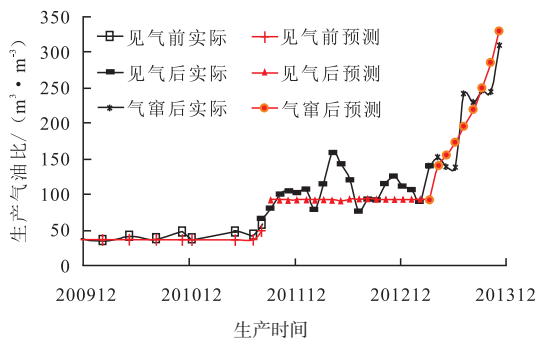


图 1 黑 79 南 CO<sub>2</sub> 驱试验区生产气油比变化情况

Fig. 1 Variation of produced gas-oil ratio in CO<sub>2</sub> flooding test area, south of Hei-79

## 2.2 水气交替注入对游离气油比的影响

低渗透油藏 H 实施 CO<sub>2</sub> 混相驱,地层油黏度为 1.80 mPa·s,注气时油藏综合含水率约 45%,注气前采出程度约 3.5%,初始含油饱和度 55%,原始溶解气油比 34.5%;CO<sub>2</sub> 混相驱油效率 80%,水驱油效率 54.8%,CO<sub>2</sub> 地下密度 550 kg/m<sup>3</sup>,CO<sub>2</sub> 驱最小混相压力 23.0 MPa,束缚气饱和度 4.0%,气驱残余油饱和度

11%,同类型油藏水驱稳产期采油速度约 1.7%,水驱产量年度综合递减率约 10%。利用式(12)计算得到该油藏 CO<sub>2</sub> 驱增产倍数 1.51,利用式(11)求得该油藏 CO<sub>2</sub> 驱稳产采油速度约 2.56%。将这些参数代入式(5)、式(6)、式(7)和式(15),对水气交替注入条件下项目评价期(15 a)内生产气油比进行了研究。从图 2 可以看到,水气交替注入对生产气油比影响很大,水气段塞比为 1 时评价期末生产气油比为 924 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,而连续注气时评价期末生产气油比为 2 450 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。

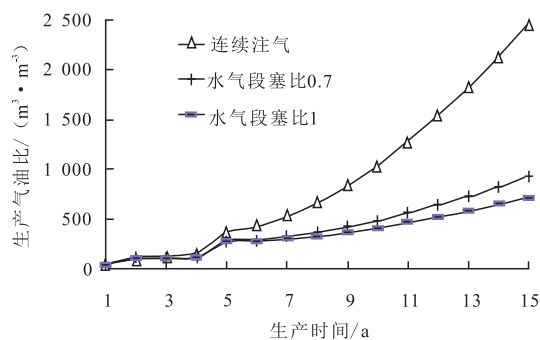


图 2 不同注入方式下的生产气油比变化情况

Fig. 2 Variation of produced gas-oil ratio under different injection modes

## 3 结论

1) 气驱产出气具有地层油原始溶解气、地层水溶气、气驱“油墙”溶解气、地层油饱和溶解气及游离气等 5 种来源,建立了低渗透油藏混相气驱项目不同来源生产气油比确定方法,提出了生产气油比“三段式”预测油藏工程方法。

2) 注气混相驱开发低渗透油藏见气前阶段生产气油比体现油藏流体原始溶解气油比水平,从见气到气窜前阶段生产气油比反映气驱“油墙”溶气能力,气窜后生产气油比的增长态势则受游离气形成的气油比拉动;与连续注气情形相比,采取合理水气段塞比实施水气交替注入可以显著降低气窜后阶段的生产气油比。

3) “三段式”预测油藏工程方法能够捕捉到低渗透油藏气驱生产气油比主要变化特征,可以量化水气交替注入参数对生产气油比的影响,对注气方案设计和气驱油藏管理有一定指导作用。

展望:油藏注气开发过程具有复杂性,气油比等

(下转第 24 页)