

文章编号: 0253-2697(2015)02-0217-07 DOI:10.7623/syxb201502011

稠油环空掺稀气举技术

——以吐哈油田吐玉克区块为例

刘忠能^{1,2} 钟海全¹ 李颖川¹ 刘彦哲² 毛建文² 王 鹏²

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室 四川成都 610500; 2. 中国石油长庆油田公司第九采油厂 宁夏银川 750000)

摘要:为了提高稠油冷采开发水平,利用高 18.25 m 的垂直多相管流实验回路开展了稠油气举流动实验及压降模型优选。基于实验结果及井筒传热机理,建立了环空掺稀气举井筒压力-温度梯度耦合预测模型,并可通过耦合环空与油管内流动进行循环迭代求解。实验结果表明:注气有助于稠油与稀油更快更充分混合;压降模型优选表明,Ansari 模型误差相对最小,为 12.12%。针对吐哈油田吐玉克区块稠油井筒举升困难的实际情况,提出了稠油环空掺稀+气举工艺思路,并开展了实例井掺稀气举设计,对注气量、掺稀量等进行了敏感性分析。实例设计结果表明,实例井仅靠气举无法生产,其掺稀生产极限产量可达到 16 m³/d,而掺稀+气举极限产量能达到 52.5 m³/d;定产油量条件下,在特定范围内增加注气量能极大地减小掺稀量,且井底掺稀气举能极大地提升稠油井的产能。

关键词:稠油;实验;压力-温度耦合;掺稀气举;工艺设计

中图分类号:TE355.3 文献标识码:A

Heavy oil gas-lift technology assisted with light oil: a case study from Tuyuk block in Tuha oilfield

Liu Zhongneng^{1,2} Zhong Haiquan¹ Li Yingchuan¹ Liu Yanzhe² Mao Jianwen² Wang Peng²

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Sichuan Chengdu 610500, China; 2. No. 9 Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Ningxia Yinchuan 750000, China)

Abstract: To improve the cold production of heavy oil, heavy oil gas-lift flowing experiments and optimization of pressure drop model were carried out using 18.25 m vertical multiphase pipe flow test loop. Based on the experiment results and wellbore heat transfer mechanism, wellbore pressure-temperature gradient coupling predictive model was established for gas lift and annulus blending diluting technologies. Moreover, it can be solved by coupling the annulus and tubing flow with the use of loop iteration method. The experiment results show that gas injection can facilitate the sufficient blending of light and heavy oil. The model optimization indicates that Ansari model has the least error of 12.12%. It is difficult to lift the heavy oil wellbore in Tuyuke block of Tuha oilfield, aiming at which gas lift and blending diluting oil technologies was proposed with example design. Then a sensitivity analysis was carried out on the volume of injected gas and added light oil, etc. The example design demonstrates that the well cannot produce only based on gas-lift technology; the maximum productivity is 16 m³/d if applying diluting technology, while in combination with gas-lift technology the maximum output can reach 52.5 m³/d. In case of fixed oil production, the increasing volume of injected gas within the specific range can largely reduce the amount of added light oil, and the productivity of heavy oil well can be significantly improved using gas-lift and blending diluting oil technologies.

Key words: heavy oil; experiment; pressure-temperature coupling; gas-lift assisted with light oil; technological design

引用:刘忠能,钟海全,李颖川,刘彦哲,毛建文,王鹏.稠油环空掺稀气举技术——以吐哈油田吐玉克区块为例[J].石油学报,2015,36(2):217-223.

Cite:Liu Zhongneng,Zhong Haiquan,Li Yingchuan,Liu Yanzhe,Mao Jianwen,Wang Peng. Heavy oil gas-lift technology assisted with light oil:a case study from Tuyuk block in Tuha oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica,2015,36(2):217-223.

近年来,中国针对稠油开发的热力采油技术发展较快,但热采后期仍需依靠注蒸汽采出剩余油,成本太高,而国外(尤其是加拿大、委内瑞拉)稠油冷采的规模较大^[1-3]。选择合理的人工举升方式对稠油冷采至关重要,对稠油或水/油乳化液而言,常规的螺杆泵和电潜泵技术难以提供足够高的流动功率以克服增加的流

动摩擦损失。然而,基于井筒降黏及举升理论的稠油气举开采工艺在国外已较为成熟^[4-11]。稠油气举开采工艺技术也取得了一系列进展,1982—1984年,委内瑞拉马拉开波湖 Urdaneta 海上油田段塞气举开采稠油获得成功^[12]。1988年,在委内瑞拉东部,气室泵气举技术举升含水、含砂稠油取得成功^[13]。1997年,在

基金项目:国家重大科技专项(2008ZX05049-004)资助。

第一作者及通信作者:刘忠能,男,1988年2月生,2010年获西南石油大学石油工程专业学士学位,2013年获西南石油大学油气田开发工程专业硕士学位,现为中国石油长庆油田公司第九采油厂油藏工程师,主要从事采油采气工艺及油藏开发理论的研究。Email:lzngxs@163.com

委内瑞拉 Morichal 地区,井底注稀释剂(柴油)和气举配套工艺^[14,15]的优化结果显示,在井底注入稀释剂气举能显著提高稠油井产量。2000年, Ali Hernandez 等^[16]提出了预测气室泵井单井产液量及耗气量的模型。2005年,委内瑞拉 Intercampo 油田连续气举开采稠油取得成功^[17,18]。2006年,林日亿等^[19]针对塔河油田超深复杂井筒特点,开展了稠油掺稀井筒压力-温度预测方法研究及不同掺稀条件下降黏的室内实验。2012年,石在虹等^[20]针对塔河油田提出了稠油掺稀生产参数优化设计方法。但考虑掺稀降黏的稠油气举工艺技术在中国还尚未见报道,因此基于前人的研究成果及稠油气举应用现状,笔者结合室内实验、理论研究及吐哈油田吐玉克区块实际生产情况,将环空掺稀与气举相结合,并利用节点系统分析方法,提出了一套适合于吐玉克区块的稠油举升工艺技术。

1 气举实验

准确预测井筒压力-温度剖面是掺稀+气举工艺设计的基础,然而,由于稠油物性及稠油、气、水三相流动规律复杂,稠油多相流压降预测困难,目前尚没有统一适用于高黏油多相流动压降预测模型。因此,笔者通过开展稠油气举实验,对已有压降预测模型进行了优选。此外,考虑到稠油与稀油在井底或井筒因混合不充分对举升效率带来的不利影响,笔者通过实验观测了气举对稀、稠油混合的影响。

1.1 实验条件及方法

实验稠油取自吐哈油田吐玉克区块,室温条件下黏度为 8 763 mPa·s,密度约为 0.92 g/cm³,原油烃含量约为 60%,胶质、沥青质含量约为 35%,含蜡量为 5%,黏-温关系符合指数关系式。实验回路(可同时模拟上升流和下降流)高 18.25 m,管路采用内径 50 mm、外径 60 mm 的无缝耐压 304 号不锈钢管。流动回路为开式循环,实验架配备先进的测试装置以实时动态监测压力、压降、温度、流量等实验参数(图 1)。

选取实验回路上长 4 m 的实验段,采集不同实验条件下(液流量、注气量、温度及含水率)各测点的压力值。

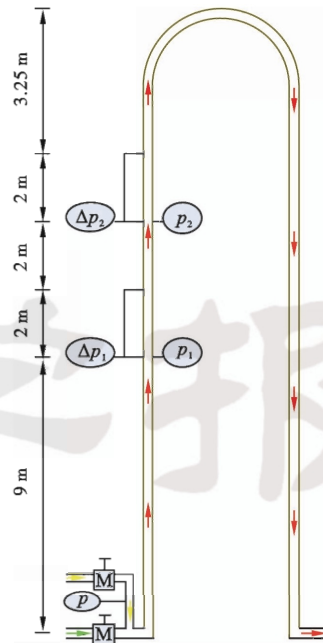
1.2 稠油气举实验

结合吐玉克区块的稠油物性、产水率较高的实际情况及现有实验条件,确定实验参数范围(表 1)。

实验采集数据包括实验段压力(p_1 、 p_2)、注气压力 p 和注气量等,通过泵速控制液流量,共收集 360 组实验数据。

1.3 结果及分析

实验结果发现:在稠油上升过程中水相主要分布在管壁附近,气、油相主要分布于管中央;在实验的气/液



注： p 、 p_1 、 p_2 分别为注气压力、实验段两端点的压力，MPa； Δp_1 、 Δp_2 为 2 个压差计；M 为流量计。

图 1 实验架结构

Fig. 1 Experimental frame structure

表 1 实验参数取值范围

Table 1 Value range of experiment parameters

参数	取值范围
实验温度/℃	30、40、50、60
含水率/%	15、40、50、60、85
液流量/(m ³ ·h ⁻¹)	1、2、3
注气量/(m ³ ·h ⁻¹)	1、3、5、10、15、20
注气压力/MPa	0.3

比条件下,主要观察到泡流、段塞流及搅动流。利用实验测试数据,对 Duns & Ros、Beggs-Brill、Ansari 和无滑脱模型预测压差值进行对比评价(图 2)。对比结果可以看出,Ansari 模型的预测点沿对角线分布最为集中,压差预测结果相对较好,4 个模型的压降预测平均误差依次为 32.0%、23.2%、12.1%、42.7%。综合分析可知,Ansari^[21]模型误差最小,故选其预测稠油井连续气举井筒压力梯度。

Ansari 模型在物理现象描述和压降预测处理上比其他的方法更加严格。Ansari 参照泰特尔等的研究结果,将井筒中气-液两相的流动型态划分为泡状流、段塞流、搅动流和环状流 4 种,把搅动流作为段塞流的一部分进行处理。该模型最大的改进之处是提高了段塞流压降预测的精度,体现出比其他模型更好的预测结果。

不注气时,稠油黏成一团,稀油与稠油的混合过程不明显[图 3(a)];当注入气时,气体明显对稠油和稀

油产生了搅拌作用,此外,气-液滑脱作用也同样加速了稠油与稀油的混合[图 3(b)]。通过实验发现,气举不仅为井筒举升提供了能量,并且增加了稠油与稀油的混合程度,提高了举升效率。

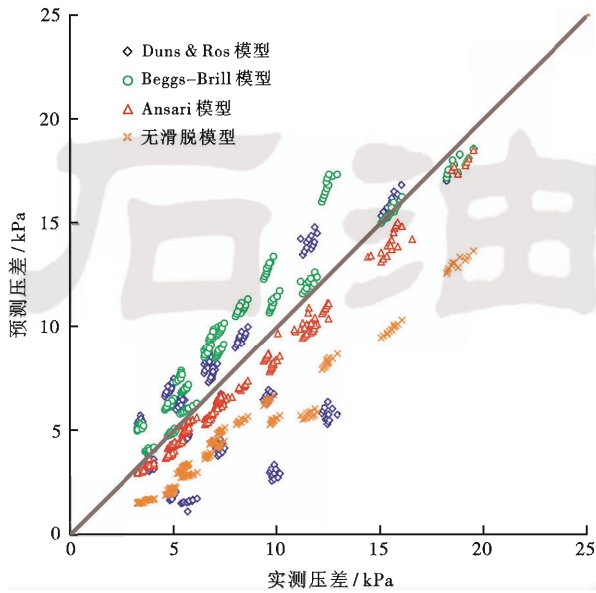


图 2 预测压差与实测压差对比

Fig. 2 Comparison between predicted and measured pressure

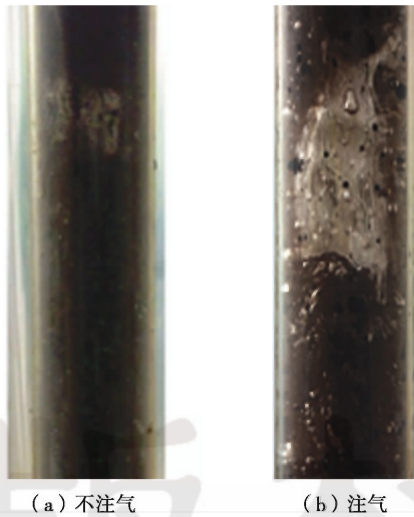


图 3 不注气和注气下稠油与稀油混合情况对比

Fig. 3 Comparison between combination situation with gas injection and without gas injection

2 压力-温度耦合模型

掺稀+气举方式为单管柱开式连续气举,井筒结构如图 4 所示。稀油和天然气以恒定温度注入环空,模型假设为^[22-24]:①流体井筒及环空流动均为一维流动;②流动为稳定状态;③油套管及水泥环、地层的导热系数数值为常数。

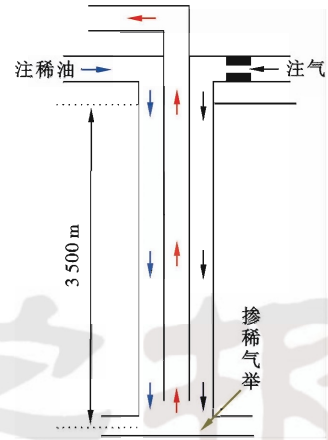
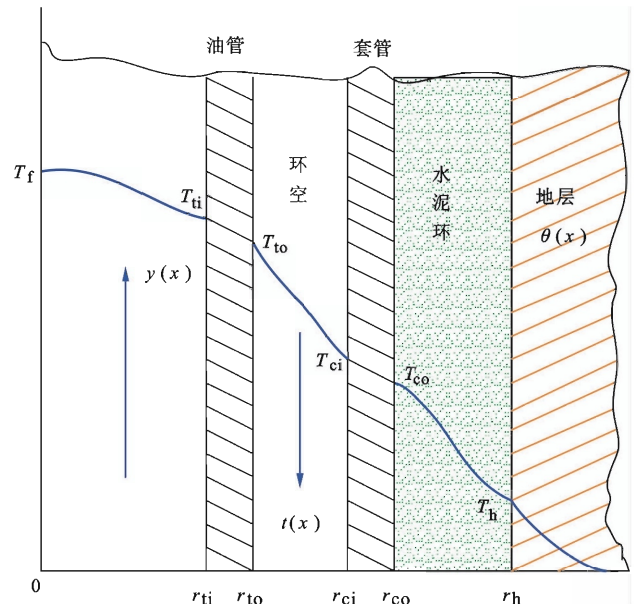


图 4 井筒结构

Fig. 4 Wellbore structure

图 5 为地层传热示意图,根据稳定热传导原理,可导出环空和井筒热流体循环段能量平衡方程。



注: $t(x)$ 、 $y(x)$ 、 $\theta(x)$ 分别为循环段环空、井筒、地层沿垂直向下方向的温度分布, $^{\circ}\text{C}$; r_{ti} 、 r_{to} 、 r_{ci} 、 r_{co} 、 r_h 分别为油管内外径,套管内、外径及水泥环外径,m; T_f 、 T_{ti} 、 T_{to} 、 T_{ci} 、 T_{co} 、 T_h 分别为井筒中心处温度,油管内、外壁,套管内、外壁及水泥环外壁的温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

图 5 井筒传热模型

Fig. 5 Wellbore heat transfer model

环空传热模型:

$$W_1 \frac{dt(x)}{dx} = k_1 [y(x) - t(x)] + k_2 [\theta(x) - t(x)] \quad (1)$$

井筒传热模型:

$$W_2 \frac{dy(x)}{dx} = k_3 [y(x) - t(x)] \quad (2)$$

式中: W_1 、 W_2 分别为环空流体和井筒流体的水当量,

$J/(s \cdot ^\circ C)$; k_1, k_2, k_3 分别为环空流体与井筒流体和地层、井筒流体与环空的换热系数, $W/(m \cdot ^\circ C)$ 。

式(1)的边界条件,即环空掺稀温度 $t(0)$ 已知。井底考虑地层流体与环空流体的混合,注气点油管温度为 $y(n)$,即式(2)的边界条件可以通过一个简单的能量平衡方程得到:

$$y(n) = \frac{t(n)(Q_1 c_1 \rho_1 + Q_{gin} c_{gin} \rho_{gin}) + T Q_h c_h \rho_h}{c_m (Q_1 \rho_1 + Q_{gin} \rho_{gin} + Q_h \rho_h)} \quad (3)$$

式中, n 为井筒分段。

其中,混合液比热采用加权平均计算:

$$c_m = \frac{Q_1 c_1 \rho_1 + Q_{gin} c_{gin} \rho_{gin} + Q_h c_h \rho_h}{Q_1 \rho_1 + Q_{gin} \rho_{gin} + Q_h \rho_h} \quad (4)$$

式中: Q_1, Q_{gin}, Q_h 分别为稀油、天然气、稠油的体积流量, m^3/s ; c_1, c_{gin}, c_h, c_m 分别为稀油、天然气、稠油及井筒混合流体比热, $J/(kg \cdot ^\circ C)$; $\rho_1, \rho_{gin}, \rho_h$ 分别为稀油、天然气、稠油的密度, kg/m^3 ; T 为地层流体温度, $^\circ C$ 。

稠油掺稀黏度预测方法很多,目前国内外已公开发表了大量经验公式、半经验公式和计算图表^[25]。通过分析比较,可用双对数公式对混合油黏度进行分析评价,气-液两相黏度预测模型可选均相模型^[26]进行评价。由于环空中存在油-气两相向下流动,且流体的混合密度、黏度、表面张力也不断变化使其压降预测较为繁琐,目前国内外下降流主要采用 Mukherjee & Brill(1985)模型^[27]。取坐标 z 的正向与流体流动方向相反,根据动量方程,其压力梯度方程可表示为:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{\rho_m g \sin \alpha + f_m \rho_m v_m^2 / (2D)}{1 - \rho_m v_m v_{SG} / p} \quad (5)$$

式中: ρ_m 为环空气-油两相真实密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, $g = 9.81 m/s^2$; α 为管斜角, $\alpha = -90^\circ$; v_m 为环空气-油两相混合流速, m/s ; v_{SG} 为气相表观速度, m/s ; f_m 为混合流体摩擦系数, Pa/m ; D 为环空水力相当直径, m 。

Mukherjee & Brill 模型中持液率只是控制流型的 3 个无因次量的函数。

$$H_L = \exp \left[(c_1 + c_2 \sin \alpha + c_3 \sin^2 \alpha + c_4 N_L^2) \frac{N_{GV}}{N_{LV}} \right] \quad (6)$$

式中: H_L 为持液率,无量纲; N_L 为无因次液相黏度; N_{LV}, N_{GV} 分别为无因次液相、气相速度; $c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6$ 为回归系数。

对于环空流动,将相当直径和相当粗糙度代入涉及管径为一次方关系的计算中,如雷诺数、摩擦阻压降等。式(6)中其他参数计算及系数选取详见文献^[28]。

根据以上所建立的压力-温度模型,将压力与温度耦合进行求解,具体步骤为:①地层温度分布 $\theta(x)$ 已知,假设井筒温度剖面为 $y(x)$;②将井筒分为 n 段,由环空算至井底,得到环空底部温度 $t(n)$;③稠油稀油

混合后,得到井底注气点温度 $y(n)$,由井底计算至井口,得到井口温度 $y(0)$;④将 $y(0)$ 与假设井口温度对比,误差小于设计精度时,输出环空、井筒温度剖面;否则,将计算出的井筒温度剖面作为假设剖面,重复步骤②—步骤④过程,循环迭代求解。

3 井筒掺稀气举设计方法

设井底为解节点,进行节点系统分析。由于吐玉克稠油溶解气较少,可以忽略不计,选用采油指数法进行流入动态分析。具体步骤为:

(1) 定井口油压及掺稀注入温度;

(2) 给定一组掺稀量、注气量,假定不同的稠油产量,采用压力-温度耦合模型,预测井筒压力-温度分布,得到井底流压;

(3) 将流入动态曲线及流出动态曲线绘在同一坐标中,其交点为节点的解,即产量;

(4) 改变掺稀量、注气量及地层压力,重复步骤(1)—步骤(3)过程,即得到不同条件下的解;

(5) 根据节点分析结果,可准确得出配产结果并进行优化。

4 应用实例

基于稠油掺稀 + 气举井筒压力-温度预测耦合模型,利用节点系统分析方法,结合吐玉克区块实际情况,开展了实例井环空掺稀 + 气举设计及敏感性分析,并给出了实例井掺稀 + 气举设计结果。

4.1 基本数据

气举设计所需基础数据有油藏数据、完井数据、管柱数据及地面参数等(表 2)。

表 2 掺稀气举井基本数据

Table 2 Basic data of diluting gas-lift well

基本数据	参数值	基本数据	参数值
油管内径/m	0.062	油管下深/m	3480
套管外径/m	0.1778	套管下深/m	3500
测深/m	3500	水泥环导热系数/ ($W \cdot m^{-1} \cdot ^\circ C^{-1}$)	4.021
水泥环直径/m	0.251	地层原油黏度/($mPa \cdot s$)	212
地层导热系数/ ($W \cdot m^{-1} \cdot ^\circ C^{-1}$)	1.4	天然气相对密度	0.624
地层热扩散系数/ ($m^2 \cdot s^{-1}$)	0.0037	采油指数/ ($m^3 \cdot MPa^{-1} \cdot d^{-1}$)	5
油藏压力/MPa	32.5	地温梯度/($^\circ C \cdot hm^{-1}$)	2.6
油藏温度/ $^\circ C$	97	掺稀温度/ $^\circ C$	30

4.2 掺稀设计

假设井口压力为大气压,注气量为 0,给定 7 个掺稀量($5 m^3/d, 10 m^3/d, 20 m^3/d, 30 m^3/d, 40 m^3/d, 50 m^3/d, 60 m^3/d$)及 4 个稠油产量($5 m^3/d, 10 m^3/d, 20 m^3/d,$

30 m³/d),以井底为解节点,稠油由地层流入井底为流入过程,混合流体由井底流出井口为流出过程,将流入流出动态关系作图,得到节点的解,即得到不同条件下,掺稀量与稠油产量的关系(图 6)。从图 6 中可以看出,稠油井掺稀虽能够正常生产,但产量极限仅约为 16 m³/d,而掺稀比却高达 15 : 4,明显不经济。

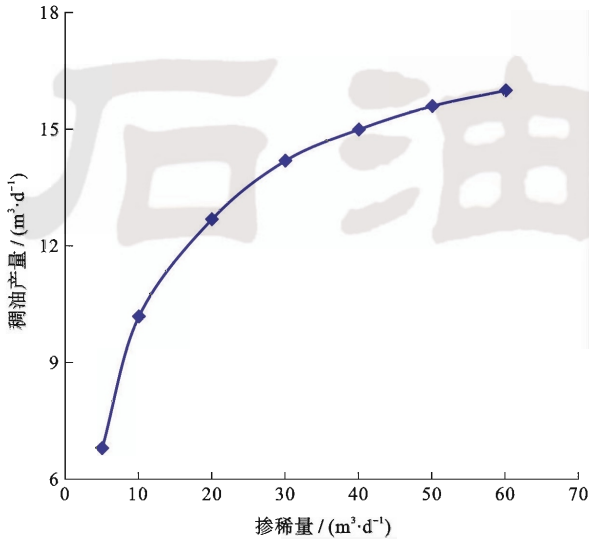


图 6 系统分析曲线

Fig. 6 System analysis curve

设定掺稀量为 0,改变注气量,用同样的方法进行节点分析,其结果表明,仅仅依靠气举,稠油井无法正常生产。

4.3 掺稀+气举设计

设定井口压力为 2 MPa,假设 7 个掺稀量(10 m³/d、15 m³/d、20 m³/d、30 m³/d、40 m³/d、50 m³/d、60 m³/d)、7 个注气量(1 000 m³/d、3 000 m³/d、5 000 m³/d、10 000 m³/d、15 000 m³/d、20 000 m³/d、25 000 m³/d),通过节点分析得到节点的解。地层压力为 32.5 MPa 条件下节点的解如图 7 所示。

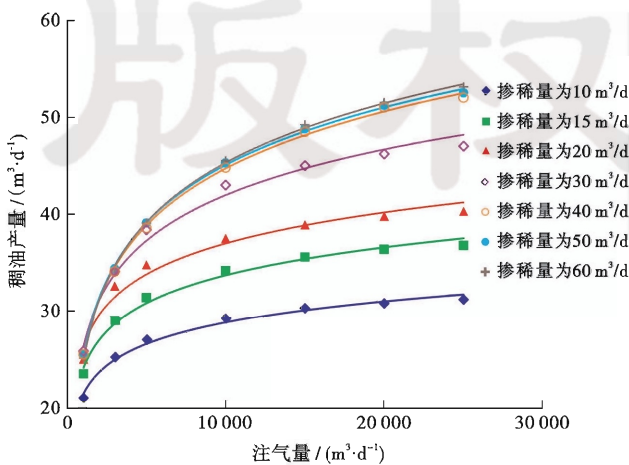


图 7 注气量与产液量的关系

Fig. 7 Relationship between gas injection rate and production

从图 7 可以看出,定掺稀量条件下,随着注气量的增加,稠油产量先急剧上升,后逐渐趋于平稳。通过拟合发现,掺稀量一定的情况下,注气量与稠油产量呈对数关系:

$$Q_o = a \ln Q_{gin} + b \quad (7)$$

式中:Q_o 为稠油产量,m³/d;a、b 为拟合系数。

注气量在 0~25 000 m³/d 范围内,利用式(7)能准确预测稠油产量,较精确调整稠油井生产动态。提高注气量至 25 000~30 000 m³/d,稠油产量会出现下降趋势,该双对数关系不再适用。表 3 列出了不同掺稀条件下 a、b 的值。

表 3 拟合系数值

Table 3 Fitting value of coefficients

掺稀量/(m ³ ·d ⁻¹)	a	b
10	3.18	-0.52
15	4.16	-4.59
20	4.61	-5.46
30	6.78	-20.49
40	8.47	-33.30
50	8.56	-33.78
60	8.84	-36.15

4.4 敏感性分析

对注气量、掺稀量进行敏感性分析,如图 8、图 9 所示。

从图 8 中可以看出,定产油量生产时,实现 4 个产量的最低注气量约为 1 800 m³/d、3 100 m³/d、5 500 m³/d、9 700 m³/d;通过增加注气量,可以明显减少掺稀量,随着注气量的增加,掺稀量急剧下降,很快趋于平稳。从图 9 可以看出,定注气量条件下,掺稀量存在一个临界值,该值之前,随着掺稀量的增加,产量急剧上升;

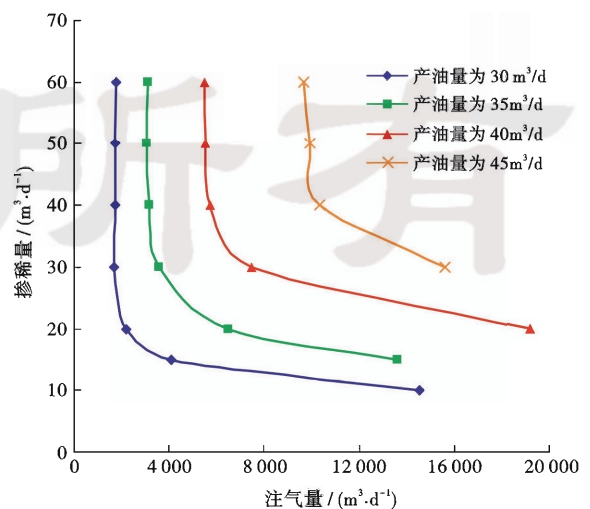


图 8 定产条件下,掺稀量与注气量的关系

Fig. 8 Relationship between diluting volume and gas injection rate in production-fixed terms

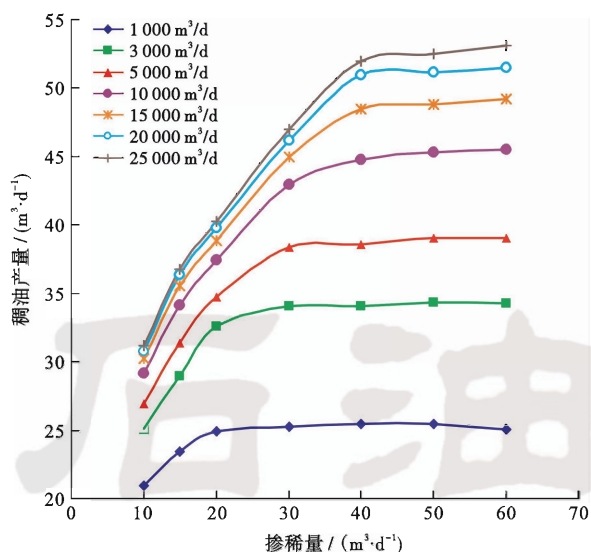


图9 稠油产量与掺稀量的关系

Fig. 9 Relationship between oil production and diluting volume

该值之后,增大掺稀量对油井产量影响不大;在给定注气范围内,临界掺稀量随着注气量的上升而升高,为 $20\sim 40\text{ m}^3/\text{d}$ 。

4.5 设计结果

通过掺稀+气举技术研究及敏感性分析,推荐实例并在当前地层压力(32.5 MPa)、油压2 MPa下环空掺稀+气举最优配产方案,结果如表4所示,现场实施可根据配产要求及可掺稀油量合理选择配产方案。实际应用中,由于地层能量较充足,应先掺稀生产,然后注气以避免启动压力过高。

表4 掺稀气举配产结果

Table 4 Proration results of gas-lift assisted with light oil

设计产量/ ($\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	掺稀量/ ($\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	注气量/ ($\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	注气压力/ MPa
35	15	13 630	13.1
40	20	19 190	12.5
50	30	32 660	12.0

5 结论

(1) 稠油气举实验表明,稠油、气、水三相管流中水相主要分布在管壁附近,气、油相主要分布于管中央,未出现明显的乳化现象。360组稠油气举实验压降数据对Duns & Ros、Beggs-Brill、Ansari、无滑脱模型评价表明,Ansari模型压降预测误差最小,为12.1%。

(2) 基于稠油掺稀+气举井筒流动特征,建立了掺稀气举压力-温度预测耦合模型,并耦合环空与油管内流动采用循环迭代得到了其数值解,可以用于掺稀降黏的稠油气举生产动态分析。

(3) 实例分析表明,单一气举不能生产或单一掺稀产量较低的稠油井,通过掺稀+气举可以明显减少掺稀量,并提高产量;通过节点系统分析方法及敏感性分析,可以得出掺稀+气举的相关工艺参数。

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.
Yu Liandong. Distribution of world heavy oil reserves and its recovery technologies and future[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2001, 8(2): 98-103.
- [2] 李雁鸿, 吴永彬, 赵法军, 等. 溶剂蒸气萃取脱沥青的影响因素实验[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 935-940.
Li Yanhong, Wu Yongbin, Zhao Fajun, et al. Influence factors experiment of deasphalting in solvent vapor extraction[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(5): 935-940.
- [3] 鹿腾, 李兆敏, 李松岩, 等. 稠油溶解气驱渗流特征物理模拟和数值模拟[J]. 石油学报, 2014, 35(2): 332-339.
Lu Teng, Li Zhaomin, Li Songyan, et al. Physical and numerical simulations of flow characteristics in solution gas drive for heavy oils[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(2): 332-339.
- [4] Akhievarov D T, Zhang Hongquan, Sarica C. High-viscosity oil-gas flow in vertical pipe[R]. OTC 20617, 2010.
- [5] Wang Shufan, Zhang Hongquan, Sarica C, et al. Experimental study of high-viscosity oil/water/gas three-phase flow in horizontal and upward vertical pipes[R]. SPE 163148, 2013.
- [6] Blann J R, Garcia R, Guaramata F, et al. Advances in heavy oil lifting in the morichal area of venezuela[R]. SPE 52211, 1999.
- [7] Butler R M, Bharatha S, Yee C T. Natural and gas-lift in SAGD production wells[R]. PETSOC 97111, 1997.
- [8] Dewan J T, Elfarr J. Lifting of heavy oil with inert-gas-operated chamber pumps[R]. SPE 9913, 1981.
- [9] Trindade W L, Branco C C M. The offshore heavy oil development challenges in Brazil[R]. SPE 97381, 2005.
- [10] Targac G W, Redman R S, Davis E R, et al. Unlocking the value in west sak heavy oil[R]. SPE 97856, 2005.
- [11] Gokcal B, Al-Sarkhi A S, Sarica C. Effects of high oil viscosity on drift velocity for horizontal and upward inclined pipes[J]. SPE 115342, 2009.
- [12] Ortiz-Volcan J L. Development of heavy oil offshore lake maracaibo field using slug gas lift: a case history[R]. SPE 143920, 2011.
- [13] Amani M. Gas well de-watering system and hydraulic gas pump, new designs and a discussion on their economics[R]. SPE 29163, 1994.
- [14] Blann J R, Garcia R, Guaramata F, et al. Advances in heavy oil lifting in the morichal area of venezuela[R]. SPE 52211, 1999.

- [15] Brito F J, Garcia L, Brown J C. Use of natural gas as a driving force in a diluent-gas artificial-lift system applied to heavy oils [R]. SPE 139105, 2010.
- [16] Hernandez A, Marcelo R. Field scale research on gas chamber pumps[R]. SPE 77729, 2002.
- [17] Dou Hongen, Chang Yuwen, Hu Dandan, et al. Application of gas lift to heavy-oil reservoir in intercampo oilfield, venezuela[R]. SPE 97370, 2005.
- [18] Dou Hongen, Chang Yuwen, Hu Dandan, et al. Application of gas lift technology to a high-water-cut heavy-oil reservoir in intercampo oilfield, venezuela[R]. SPE 97370, 2007.
- [19] 林日亿, 李兆敏, 王景瑞, 等. 塔河油田超深井筒掺稀降粘技术研究[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 115-119.
Lin Riyi, Li Zhaomin, Wang Jingrui, et al. Technology of blending diluting oil in ultra-deep wellbore of Tahe Oil field[J]. Acta Petroli Sinica, 2006, 27(3): 115-119.
- [20] 石在虹, 石爽, 韩冬深, 等. 稠油掺稀多相流动规律及生产参数设计[J]. 水动力研究与进展: A 辑, 2012, 27(3): 284-291.
Shi Zaihong, Shi Shuang, Han Dongshen, et al. Multi-phase flowing law and production parameter design of heavy oil mixing with light oil[J]. Chinese Journal of Hydrodynamics: Series A, 2012, 27(3): 284-291.
- [21] Ansari A M, Sylvester N D, Sarica C, et al. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores[R]. SPE 20630, 1994.
- [22] 梁金国, 徐明海. 稠油井封闭式热流体循环井筒温场计算与抽油杆柱设计[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1993, 17(3): 46-50.
Liang Jinguo, Xu Minghai. Wellbore hot fluid circulation and sucked-rod design for heavy oil wells[J]. Journal of the University of Petroleum, China, 1993, 17(3): 46-50.
- [23] 任瑛. 加热开采稠油工艺的探讨-井筒中的热流体循环[J]. 华东石油学院学报, 1982, 17(4): 53-66.
Ren Ying. Thermal production of viscous oil with recycling of hot fluid in well bore[J]. Journal of East Petroleum College, 1982, 17(4): 53-66.
- [24] 吴晓东, 师俊峰, 竺彪. 循环热流体开采稠油优化设计方法研究[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(6): 1-3.
Wu Xiaodong, Shi Junfeng, Zhu Biao. A study of recovering heavy-oil reservoir with hot fluids [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(6): 1-3.
- [25] Shu W R. A viscosity correlation for mixtures of heavy oil, bitumen, and petroleum fractions[J]. SPE 11280, 1984.
- [26] 刘德生, 宫敬, 吴海浩, 等. 三相流动条件下的油水混合物粘度[J]. 油气储运, 2010, 30(2): 107-110.
Liu Desheng, Gong Jing, Wu Haihao, et al. Viscosity of oil-water mixtures in three-phase flow[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2010, 30(2): 107-110.
- [27] Mukherjee H, Brill J P. Pressure drop correlations for inclined two-phase flow[J]. Journal of Energy Resources Technology, 1985, 107(4): 549-554.
- [28] 李颖川. 采油工程[M]. 第二版. 北京: 石油工业出版社, 2009: 33-35.
Li Yingchuan. Production engineering [M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 33-35.

(收稿日期 2014-07-31 改回日期 2014-11-07 编辑 王培玺)

(上接第 202 页)

- [18] Herrmann F J, Wang Deli, Verschuur D J. Adaptive curvelet-domain primary-multiple separation[J]. Geophysics, 2008, 73: A17-A21.
- [19] Herrmann F J, Wang Deli, Hennenfent G, et al. Curvelet-based seismic data processing: a multiscale and nonlinear approach[J]. Geophysics, 2008, 73(1): A1-A5.
- [20] Lin T T Y, Herrmann F J. Robust estimation of primaries by sparse inversion via one-norm minimization[J]. Geophysics, 2013, 78(3): R133-R150.
- [21] Lin T T Y, Herrmann F J. Estimating primaries by sparse inversion in a curvelet-like representation domain: proceedings of 73th Conference and Exhibition, Vienna, May 23-26, 2011 [C]. Vienna: EAGE, 2011.
- [22] 冯飞, 王德利, 朱恒, 等. 三维曲波变换 L1 范数约束稀疏反演—次波估计方法研究[J]. 应用地球物理, 2013, 10(2): 201-209.
Feng Fei, Wang Deli, Zhu Heng, et al. Estimating primaries by sparse inversion of the 3D Curvelet transform and the L1-norm constraint[J]. Applied Geophysics, 2013, 10(2): 201-209.
- [23] Lin T T Y, Herrmann F J. Multilevel acceleration strategy for the robust estimation of primaries by sparse inversion: proceedings of 76th EAGE Conference & Exhibition, Amsterdam, June 16-19, 2014 [C]. Amsterdam: EAQE, 2014.
- [24] Berkhout A J. Seismic migration: imaging of acoustic energy by wave field extrapolation [M]. Amsterdam New York: Elsevier Scientific Pub. Co., 1982, 49: 682-683.

(收稿日期 2014-07-26 改回日期 2014-11-19 编辑 王培玺)