

海上深层特稠油多元热流体辅助 重力泄油可行性室内研究

钟立国¹, 姜瑜^{1,2}, 林辉³, 王彦超³, 张成君³

(1.中国石油大学(北京)提高采收率研究院,北京 102249; 2.中国石油新疆油田公司 陆梁油田作业区,新疆 克拉玛依 834000; 3.东北石油大学 石油工程学院,黑龙江 大庆 163318)

摘要:为了寻求适应海上深层特稠油提高采收率的方法,针对渤海LD16-1油田地质特点,根据相似准则组建大型室内高温高压填砂模型,进行了蒸汽辅助重力泄油(SAGD)与多元热流体辅助重力泄油(MAGD)的物理模拟实验。结果表明:相比于SAGD,MAGD具有初期产能高、后期递减快的特点,最终采出程度与累积原油蒸汽比分别提高了4.7%和0.445;通过注入大量的非凝析气(包括二氧化碳和氮气),发挥了非凝析气补充地层能量、溶解降粘、增加弹性及降低界面张力的作用;对于MAGD技术,注汽温度是开采效果的主控因素;气水比过大时,开采效果变差,存在一个合理气水比;增加非凝析气注入量与非凝析气中二氧化碳的比例有利于强化MAGD的开采效果;比例实验数值模型模拟结果与物理模拟结果的拟合精度达93.19%。

关键词:多元热流体辅助重力泄油 蒸汽辅助重力泄油 特稠油 非凝析气 热力采油

中图分类号:TE357.41

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)05-0079-05

Laboratory feasibility study of multi-component thermal fluid-assisted gravity drainage in offshore deep extra-heavy oil reservoir

Zhong Ligu¹, Jiang Yu^{1,2}, Lin Hui³, Wang Yanchao³, Zhang Chengjun³

(1. Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 2. Luliang Operation District, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 3. School of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China)

Abstract: To seek appropriate technical methods for EOR in offshore deep extra-heavy oil reservoirs, a large-scale model of high temperature and high pressure sand packing was constructed according to the similarity theory and the geological characteristics of LD16-1 oilfield in the Bohai Sea. The physical simulation experiments of steam-assisted gravity drainage (SAGD) and multi-component thermal fluid-assisted gravity drainage (MAGD) were conducted in this sand packed model. Research results show that: MAGD has characters of high production capacity in early stages and fast decline in later production compared with SAGD. The ultimate recovery degree of reserves and cumulative oil-steam ratio has increased by 4.7% and 0.445 respectively. Amounts of injected non-condensate gas (CO₂ and N₂) may play the role of energy supplement, viscosity reduction, elastic energy increase and interfacial tension reduction. For MAGD technique, the injection temperature is the main controlling factor of the production performance. There is a reasonable gas water ratio since too much gas water ratio brings poorer recovery effect. Increasing injection rate and the proportions of CO₂ in the non-condensate gas can improve the recovery effect. In addition, numerical simulation results have 93.19% fitting precision of the physical simulation results in a scaled numerical model.

收稿日期:2015-07-09。

作者简介:钟立国(1976—),男,内蒙古科右前旗人,副研究员,博士,从事稠油油藏开发与提高采收率等研究。联系电话:13911764677, E-mail:zhlg1976@yahoo.com.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“蒸汽-气体协同驱替与重力泄油开采方法研究”(51474227)和“二氧化碳驱油藏流体混合传质理论与局部混相效应研究”(51174041)。

Key words: multi-component thermal fluid-assisted gravity drainage; steam-assisted gravity drainage; extra-heavy oil; non-condensate gas; thermal recovery

渤海 LD16-1 油田属于特稠油油藏,在油层条件下其粘度为 20 000~50 000 mPa·s,油藏埋深大于 1 000 m,油藏原始地层压力高达 10 MPa。油藏条件下流动性很差,采用常规冷采基本没有产能;采用蒸汽吞吐或多元流体吞吐开采,由于周期短,油田开发面临着多轮次吞吐开发后的开发方式转换问题;而常规的蒸汽辅助重力泄油(SAGD)技术,由于在高原原始地层压力条件下难以形成稳定蒸汽腔,导致开发效果变差^[1-2]。笔者在综合考虑渤海 LD16-1 油田注蒸汽工艺不成熟而注多元流体热采技术相对完善的基础上,针对该油田的地质特点,提出了应用多元热流体辅助重力泄油(MAGD)进行深层稠油开采的建议。

MAGD 是指在 SAGD 基础上,注入大量非凝析气,形成多元热流体(蒸汽、二氧化碳与氮气),以对 SAGD 开采效果进行改进。中外已有诸多学者对注入蒸汽中添加少量非凝析气,控制蒸汽腔的扩展及改进 SAGD 开采效果进行了研究^[3-8],而对于在 SAGD 阶段添加大量非凝析气形成多元热流体辅助重力泄油则未见相关的研究报告。受非凝析气组成、井网形态、地质因素等综合影响,MAGD 技术作用机理非常复杂,因此,有必要通过室内模拟实验,对高压油藏下 MAGD 开采可行性进行研究。

1 MAGD 室内物理模拟

1.1 MAGD 物理模型的建立

物理模拟的关键在于实验物理模型与油藏原型的相似问题,在 MAGD 实验过程中,应着重考虑重力和热效应对稠油开采效果的影响,模拟储层流体和岩石的性质随温度的变化^[9-10]。因此,研究中的相似性设计采用 Butler 所提出的相似准则^[11-12]。

通过物理模型与原型中渗透率、孔隙度、有效厚度等参数的转化,满足相似准则数,以保证实验过程中蒸汽腔的扩展规律相似。相似准则数的表达式为

$$B_3 = \frac{KgL}{\phi\Delta S_o\alpha m v_s} \quad (1)$$

式中: B_3 为相似准则数; K 为油层绝对渗透率, μm^2 ; g 为重力加速度, m/s^2 ; L 为水平井段有效长度, m ; ϕ 为油藏孔隙度; ΔS_o 为蒸汽温度下的可动油饱和度; α 为油层热扩散系数, m^2/d ; m 为稠油

无因次粘温系数; v_s 为蒸汽温度下稠油运动粘度, m^2/d 。

通过满足无量纲生产时间 t^* 来实现原型和模型生产时间的相似,其表达式为

$$t^* = \frac{t}{L} \sqrt{\frac{Kg\alpha}{\phi\Delta S_o m v_s L}} \quad (2)$$

式中: t^* 为无量纲生产时间; t 为模型生产时间, d 。

结合达西公式,确定模型的注汽速率为

$$q_{\text{model}} = \frac{\left(\frac{\mu L}{\Delta p KA}\right)_{\text{field}}}{\left(\frac{\mu L}{\Delta p KA}\right)_{\text{model}}} \times \frac{h_{\text{field}}}{h_{\text{model}}} q_{\text{field}} \quad (3)$$

式中: q 为注汽速率, m^3/d ; μ 为流体粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; Δp 为注采压差, MPa ; A 为横截面积, m^2 ; h 为有效厚度, m ; model 和 field 分别为实验物理模型和油藏原型。

实验填砂模型直径为 50 cm,长为 75 cm,代表一个厚度为 25 m、长和宽均为 75 m 的油藏单元。储层流体是由水、稠油和天然气组成的,而在实验模拟中没有可替代水的低粘度流体,为了使用和实际油藏相同的稠油样品,在实验过程中需要采用渗透率较高的砂岩。此外,蒸汽高温作用下油水界面张力趋于很低,在这种情况下,特别是对比粘度、压力和重力后,毛管压力可设为 0。实验还需考虑稠油、油藏压力和油藏温度。因此,实验物理模型和实际油藏的参数 m 相同或非常接近,同时,对孔隙度、饱和度和热扩散率也作了相同的假设。根据相似准则得到实验物理模型与油藏原型参数(表 1)。

表 1 实验物理模型与油藏原型参数对比
Table 1 Comparison of parameters of physical model and field prototype

类别	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		孔隙度	含油饱和度	地层原油粘度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$	注采井距/ m	温度/ $^{\circ}\text{C}$	压力/ MPa
	水平	垂向						
原型	1 000	800	0.33	0.70	21 500	15	45	10
模型	1 500	1 500	0.33	0.70	21 500	0.15	45	10

1.2 实验装置及流程

按照相似准则建立的大型室内高温高压填砂物理模拟实验系统包括模型主体、多元热流体注入系统、数据采集系统及计量系统。其实验装置主要包括:恒温箱、大型填砂模型、温度和压力采集系

统、蒸汽发生器、氮气瓶、二氧化碳气瓶、柱塞泵、活塞容器等压力设备。

实验流程如下:①准备阶段,包括模型填砂、饱和地层水、饱和地层油及模型老化。②预热启动阶段,实验采用蒸汽/多元热流体吞吐预热方式,通过采出井吞吐3轮次,从模型下部采出井按照设计速度注入蒸汽,模型中部连接的中间容器打开排水保持模型压力稳定,待达到注入量后关井,焖井30 min,控制回压采出直到采液速度低于5~10 mL/min,记录注入压力、温度、采出油和水的变化。③SAGD/MAGD开采阶段,由上端注入井按照设计注

入速度注入蒸汽/多元热流体,下端采出井控制回压采出,记录注入压力、温度以及采出油、气、水的变化,并收集气体进行测定分析。

1.3 实验方案设计

为了对比SAGD与MAGD开采效果,设计了SAGD与MAGD-1实验进行对比研究;同时,为了考察注汽温度、气水比及多元热流体组成对MAGD生产效果的影响,以MAGD-1方案为基准,设计了方案MAGD-2—MAGD-4,分别改变注汽温度(200℃)、气水比(50)和多元热流体组成(二氧化碳与氮气体积比为1.0)。具体实验方案设计如表2所示。

表2 MAGD实验方案设计
Table2 Design of MAGD experiment

实验编号	注汽温度/℃	模型压力/MPa	预 热 启 动 阶 段				SAGD/MAGD生产阶段			
			方式	周期	注汽速度/(mL·min ⁻¹)	气水比	CO ₂ 与N ₂ 体积比	注汽速度/(mL·min ⁻¹)	气水比	CO ₂ 与N ₂ 体积比
SAGD	300	8.0	蒸汽吞吐	3	30	0		30	0	
MAGD-1	300	8.0	多元吞吐	3	20	200	0.18	20	200	0.18
MAGD-2	200	8.0	多元吞吐	3	20	200	0.18	20	200	0.18
MAGD-3	300	8.0	多元吞吐	3	20	200	0.18	20	50	0.18
MAGD-4	300	8.0	多元吞吐	3	20	200	0.18	20	200	1.0

1.4 实验结果及分析

1.4.1 SAGD与MAGD对比

分析SAGD实验动态(图1)可见,SAGD开采在初期蒸汽吞吐预热启动阶段采油速度较低,平均值为8.1 mL/min,采出程度为8.2%;进入生产阶段后,采油速度增加,产能递减较为缓慢,采出程度迅速提高并最终达到48.4%。相比之下,在MAGD-1实验过程中(图2),在初期多元热流体吞吐预热启动阶段就达到了较高的采油速度,平均值为22.7 mL/min,采出程度达26.0%;在生产阶段,初期继续维持高采油速度,但到中后期则出现了产能大幅衰减,最终采出程度为53.1%,比SAGD实验提高了4.7%。

对比SAGD与MAGD实验的含水率变化特征可

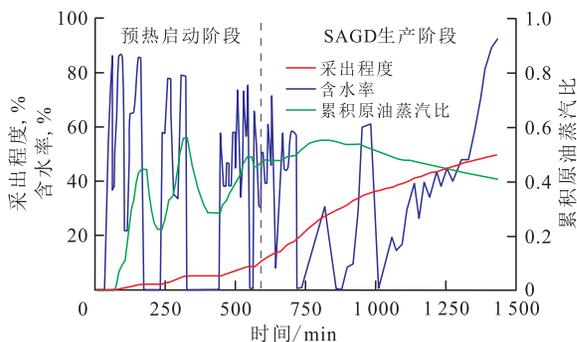


图1 SAGD实验动态

Fig.1 Dynamic graph of SAGD experiment

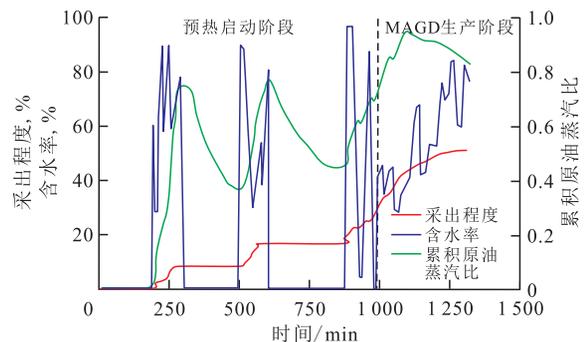


图2 MAGD-1实验动态

Fig.2 Dynamic graph of MAGD-1 experiment

见,SAGD实验在预热启动阶段就达到高含水率,随着吞吐轮次的增加,含水率略微下降;在进入生产阶段后,含水率大幅降低,并随着生产时间的延长缓慢上升。在MAGD实验中,含水率变化趋势与SAGD实验类似,在预热启动阶段即维持高含水率生产,在进入生产阶段后,含率先大幅下降后又迅速上升,表现为产能迅速递减。

对比SAGD与MAGD实验过程中累积原油蒸汽比的动态可见,在生产阶段,2组实验均在初期低含水率阶段表现出升高的趋势;随着生产时间的延长,含水率上升,累积原油蒸汽比逐渐下降;此外,与SAGD实验相比,MAGD实验的最终累积原油蒸汽比高0.445。

1.4.2 MAGD 开采机理

综合分析SAGD与MAGD实验可以看出,相比于SAGD方法,MAGD通过添加大量非凝析气(二氧化碳和氮气),形成多元热流体(蒸汽、二氧化碳及氮气),不仅降低了蒸汽注入量,还提高了采油速度及最终采出程度。因此,分析认为MAGD在生产过程中具有以下作用机理:①非凝析气的添加可以控制蒸汽腔的扩展,减少热损失,降低蒸汽需求量;②非凝析气具有很好的压缩性与膨胀性,注入后能迅速补充地层能量,保持蒸汽腔压力,继而提高采油速度;③非凝析气可以起到在原油中溶解降粘的作用,同时溶解气能够增加原油的弹性膨胀能,随着压力下降形成溶解气驱作用,增加泄油速度;④非凝析气与密度大的流体产生重力分异作用,强化了重力泄油作用;⑤非凝析气中的二氧化碳能够萃取、抽提原油轻质及中间组分,降低原油界面张力,继而降低残余油饱和度,提高最终采出程度。但是,添加大量非凝析气同样存在气窜的风险。在MAGD实验中,随着蒸汽腔的扩展,非凝析气不断累积并发生气窜,开采效果迅速变差,使MAGD表现为初期产量高、后期递减快的特点。

1.4.3 MAGD 影响因素

由不同MAGD实验条件下的采出程度及累积原油蒸汽比动态(图3,图4)可以看出,尽管实验条

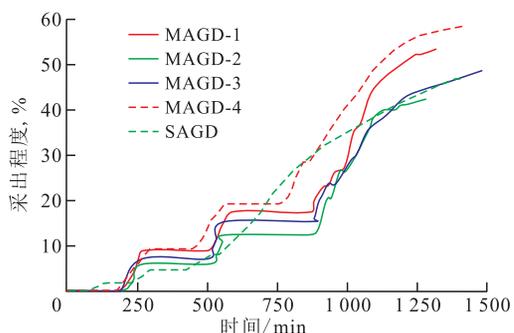


图3 不同MAGD开采方案下的采出程度动态对比

Fig.3 Dynamic comparison of recovery degree of reserves for different MAGD projects

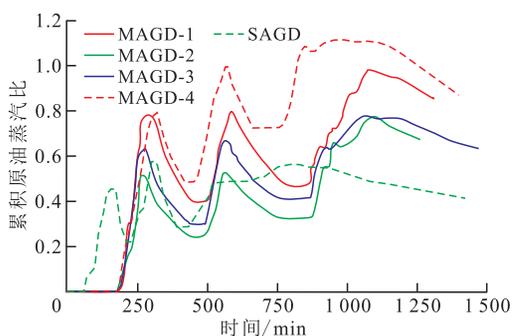


图4 不同MAGD实验方案下的累积原油蒸汽比动态对比

Fig.4 Dynamic comparison of cumulative oil/steam ratio for different MAGD projects

件不同,但采出程度与累积原油蒸汽比的动态变化趋势基本相同。

MAGD-2实验结果表明,降低注汽温度,对采出程度影响较大。分析其原因是:在MAGD过程中,注热流体降粘仍是主要的开采机理,注汽温度降低直接导致了原油粘度增加,使开采效果最差,最终采出程度为42.6%。因此,注汽温度应为MAGD开采效果的主控因素。MAGD-3实验结果表明,降低气水比,即降低注入流体中非凝析气所占比例,最终采出程度与累积原油蒸汽比发生下降,相比基准方案分别下降了3.4%和0.04。分析其原因是:在蒸汽中添加非凝析气,能降低蒸汽热损失,强化开采效果,但当气水比过高时,非凝析气量增加,占据大量孔隙体积并形成可流动连续相,容易导致泄油后期注采井间气窜,影响最终采收率。因此,对于给定的油藏条件,存在一个最佳气水比。MAGD-4实验结果表明,增加注入非凝析气中二氧化碳的含量,得到的最终累积原油蒸汽比和最终采出程度最高,分别为0.873和58.7%。分析其原因是:与氮气相比,二氧化碳在原油中的溶解性更强,强化了非凝析气溶解降粘、增加原油膨胀能的作用,提高了采油速度;二氧化碳含量的增加,加强了其萃取原油、降低界面张力的作用,进一步降低残余油饱和度,提高最终采出程度。因此,非凝析气中二氧化碳含量对MAGD开采效果应有较大影响。

2 MAGD室内实验可行性验证

为了对MAGD室内物理模拟实验进行验证,基于室内研究获得的岩石和流体参数,建立与室内填砂模型相应的比例实验数值模型,通过Eclipse E300模拟器,进行MAGD数值模拟,将数值模拟动态与实验模拟动态进行比较。

建立的油藏模型与大型填砂模型相当,并假设孔隙度、束缚水饱和度、原始含油饱和度分布均匀。水平井长度为0.75 m,直径为0.01 m,稠油粘度相同,注采参数与实验设计相同。比例实验数值模型的尺寸为200 cm×200 cm×200 cm,模型中垂向上分布20个产层,网格划分为10×20×20共4 000个网格块。

如图5所示,MAGD数值模拟平均采油速度为22.89 mL/min,与MAGD物理模拟平均采油速度21.43 mL/min的拟合精度为93.19%,达到了较好的拟合效果,验证了物理模拟实验结果的有效性,同时也为进行油藏规模的数值模拟研究提供了必要

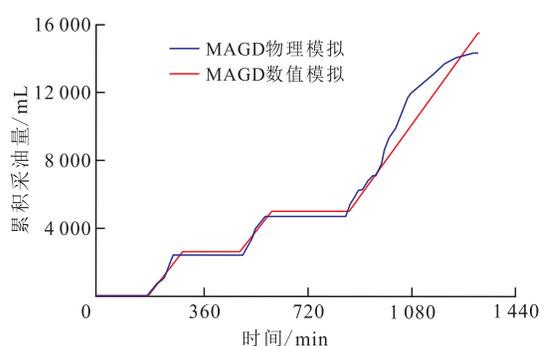


图5 比例实验数值模型MAGD数值模拟的开采动态

Fig.5 Dynamic graph of MAGD scaled numerical simulation

的岩石、流体参数。

3 结论

建立了MAGD室内物理模拟实验系统,进行SAGD与MAGD对比实验,结果表明:MAGD表现出初期产量高、后期递减快的特点,其最终采出程度与累积原油蒸汽比均高于SAGD实验结果。MAGD实验中通过添加大量非凝析气,强化了非凝析气增加地层能量、溶解降粘、重力泄油及降低界面张力的作用,其与SAGD实验相比,不仅减少了蒸汽注入量,还加快了采油速度,提高了最终采出程度。注汽温度是MAGD开采效果的主控因素;气水比过大时,开采效果变差,存在一个合理气水比;增加非凝析气注入量与非凝析气中二氧化碳含量有助于强化MAGD的开采效果。

比例实验数值模拟结果与物理模拟实验结果的拟合精度达到了93.19%,验证了物理模拟实验结果的有效性,同时也为进行油藏规模的数值模拟研究提供了必要的岩石、流体参数。

参考文献:

[1] 阳鑫军.稠油开采技术[J].海洋石油,2003,23(2):55-60.
Yang Xinjun.The technology of heavy oil recovery [J].Offshore Oil,2003,23(2):55-60.

[2] 张保卫.稠油油藏水驱转热采开发经济技术界限[J].油气地质与采收率,2010,17(3):80-82.
Zhang Baowei.Economic and technical limit of thermal development after water flooding in heavy oil recovery[J].Petroleum Geology and Recovery efficiency,2010,17(3):80-82.

[3] 薛婷,檀朝东,孙永涛.多元热流体注入井筒的热力计算[J].石油钻采工艺,2012,34(5):61-64.
Xue Ting, Tan Chaodong, Sun Yongtao.Thermodynamic calculation on multiple fluid in thermal recovery wellbore[J].Oil Drilling & Production Technology,2012,34(5):61-64.

[4] 杨兵,李敬松,张贤松,等.稠油油藏水平井多元热流体吞吐高效开采技术[J].油气地质与采收率,2014,21(2):41-44.
Yang Bing, Li Jingsong, Zhang Xiansong, et al.Study on horizontal well multi-component thermal fluid stimulation high efficiency recovery technology for heavy oil reservoir [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2014,21(2):41-44.

[5] 黄颖辉,刘东,罗义科.海上多元热流体吞吐先导试验井生产规律研究[J].特种油气藏,2013,20(2):84-86.
Huang Yinghui, Liu Dong, Luo Yike.Research on multiple thermal fluid stimulation for offshore heavy oil production [J].Special Oil & Gas Reservoir,2013,20(2):84-86.

[6] 张凤义,许万坤,吴婷婷,等.海上多元热流体吞吐提高采收率机理及油藏适应性研究[J].油气地质与采收率,2014,21(4):75-78.
Zhang Fengyi, Xu Wankun, Wu Tingting, et al.Research on the mechanism of multi-thermal fluids on enhanced oil recovery and reservoir adaptability [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2014,21(4):75-78.

[7] 刘振宇,张明波,周大胜,等.曙光油田杜84块馆陶超稠油油藏SAGP开发研究[J].特种油气藏,2013,20(6):96-98.
Liu Zhengyu, Zhang Mingbo, Zhou Dasheng, et al.Study on SAGP for Guantao super heavy oil reservoir in Block Du84 [J].Special Oil & Gas Reservoir,2013,20(6):96-98.

[8] 赵淑萍.陈家庄油田南区薄层特稠油油藏高效开发关键技术及其应用[J].油气地质与采收率,2012,19(3):98-100,103.
Zhao Shuping.Research and application on key technique of efficient development of heavy oil resources in ultra-thin layer in south region of Chenjiazhuang oilfield [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2012,19(3):98-100,103.

[9] 刘敏,高孝田,邹剑,等.海上特稠油热采SAGD技术方案设计[J].石油钻采工艺,2013,35(4):94-96.
Liu Min, Gao Xiaotian, Zou Jian, et al.SAGD technology conceptual design of thermal recovery explore for offshore extra-heavy oil [J].Oil Drilling & Production Technology,2013,35(4):94-96.

[10] 刘志波,程林松,纪佑军.超稠油SAGP采油物理模拟相似准则及其应用[J].石油天然气学报,2009,31(2):322-325.
Liu Zhibo, Cheng Linsong, Ji Youjun.Theory and application of the scaling laws for physical modeling on SAGP in extra heavy oil reservoir [J].Journal of Oil and Gas Technology,2009,31(2):322-325.

[11] 纪佑军,程林松,刘志波,等.SAGD过程注氮气改善开发效果实验研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2010,32(2):108-112.
Ji Youjun, Cheng Linsong, Liu Zhibo, et al.Experiment of injecting non-condensable gas during SAGD process to improve development performance [J].Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition,2010,32(2):108-112.

[12] Butler R M.The behaviour of non-condensable gas in SAGD—a rationalization [J].Journal of Canadian Petroleum Technology,2004,43(1):44-50.