

渤海油区稠油油藏蒸汽吞吐注采参数优化模型

张贤松^{1,2}, 谢晓庆^{1,2}, 李延杰², 何春百^{1,2}

(1.海洋石油高效开发国家重点实验室,北京 100028; 2.中海油研究总院,北京 100028)

摘要:渤海油区稠油资源丰富,已动用的稠油油藏以常规注水开发为主,采收率偏低,如何经济有效地开采这些稠油资源对渤海油区持续稳产具有重要意义。以渤海油区典型稠油油藏类型为研究对象,通过油藏数值模拟手段,优化不同地层原油粘度、油藏厚度、渗透率以及不同水体倍数的稠油油藏蒸汽吞吐的最优产液速度、焖井时间及注汽强度等关键注采参数。结果表明,对于不同地层原油粘度的稠油油藏,最优产液速度和注汽强度随地层原油粘度的增大而逐渐减小,最优焖井时间随地层原油粘度的增大逐渐增加;对于不同厚度的稠油油藏,最优产液速度、焖井时间和注汽强度均随油藏厚度的增大而增大;对于不同渗透率的稠油油藏,最优产液速度随渗透率的增大逐渐增大,最优焖井时间和注汽强度随渗透率的增大逐渐减小;对于不同水体倍数稠油油藏,最优产液速度和焖井时间随水体倍数的增大逐渐增大,最优注汽强度随水体倍数的增加先增大后减小。应用多元回归数学方法,得到蒸汽吞吐注采参数优化模型,并与数值模拟计算结果进行对比,误差在10%以内。

关键词:稠油油藏 蒸汽吞吐 注采参数 数值模拟 优化模型

中图分类号:TE357.41

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)05-0088-05

Optimization model of injection-production parameters for steam stimulation in heavy oil reservoirs of Bohai petroliferous area

Zhang Xiansong^{1,2}, Xie Xiaoqing^{1,2}, Li Yanjie², He Chunbai^{1,2}

(1.State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing City, 100028, China;

2.CNOOC Research Institute, Beijing City, 100028, China)

Abstract: The resource of heavy oil in Bohai petroliferous area is rich. The produced heavy oil reservoirs are mainly developed by conventional water flooding with relatively low recovery efficiency. Economic and effective development of these resources has significant meaning on keeping the production of Bohai petroliferous area stable continuously. Taking typical heavy oil reservoirs in Bohai as research object, key injection-production parameters of steam stimulation including optimized fluid production rate, soak time and steam injection strength were optimized at various oil viscosities, reservoir thicknesses, permeabilities and water volume ratios through numerical simulation. Research results show that along with the increase of formation oil viscosity, the optimal fluid production rate and steam injection strength decrease gradually and the optimal soak time increases gradually. The optimal fluid production rate, soak time and steam injection strength increases with the increase of reservoir thickness. Along with the increase of permeability, the optimal fluid production rate increases, and the optimal soak time and steam injection strength decrease. Along with the increase of water volume ratio, the optimal fluid production rate and soak time increase, and the optimal steam injection strength increases first and then decreases. Using multiple regression mathematical method, the optimization model of injection-production parameters of steam stimulation was established. The calculated results of the optimization model is in consistent with that of reservoir numerical simulation with an error lower than 10%.

Key words: heavy oil reservoir; steam stimulation; injection-production parameters; numerical simulation; optimization model

收稿日期:2016-07-06。

作者简介:张贤松(1965—),男,安徽安庆人,教授级高级工程师,博士,从事油田开发及提高采收率研究。联系电话:(010)84523522, E-mail: zxsong6563@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“海上稠油高效开发新技术”(2011ZX05024-005)。

稠油热采是目前技术相对成熟且开采高密度、稠油油藏最为有效的方法^[1-2]。渤海海区稠油资源丰富,已动用的稠油储量以常规注水开发为主,如何经济有效地开采这些稠油资源对渤海油区的持续稳产具有重要意义。目前,在渤海某典型稠油油藏进行了多元热流体吞吐矿场试验,采油速度明显提高,取得了较好的开发效果^[3-5]。受环境条件、平台空间和开采成本等因素影响,海上稠油热采开发存在诸多瓶颈与挑战^[6-7]。为了规避海上稠油热采的技术经济风险,有必要深入研究海上稠油热采开发方式和蒸汽吞吐注采参数优化。

渤海油区稠油油藏类型多样,具有以下特点:

①地层原油粘度较大,主要为350~5 000 mPa·s;②油藏厚度主要为5~50 m;③普遍具有边底水。为此,笔者针对不同地层原油粘度、不同厚度、不同渗透率及不同水体倍数4类典型稠油油藏,优化其蒸汽吞吐注采参数,回归出蒸汽吞吐注采参数优化模型^[8-10],并与数值模拟计算结果进行了对比,误差在10%以内。

1 蒸汽吞吐注采参数优化

以渤海油区有代表性的稠油油藏为研究对象,油藏有效厚度为13 m,渗透率为 $6.065 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地层原油粘度为342 mPa·s,水体倍数为10,依据油藏实际地质参数建立油藏数值模拟模型。通过改变油藏模型参数,优化不同类型稠油油藏蒸汽吞吐的关键注采参数。采用水平井段长度为300 m、井距为300 m的水平井进行蒸汽吞吐开发。注汽温度为340 ℃,蒸汽干度为0.5,以经济极限油汽比为0.22时的采出程度为优化指标^[11-12]。

1.1 不同地层原油粘度稠油油藏

产液速度 不同地层原油粘度稠油油藏蒸汽吞吐采出程度随产液速度的增加而增加,但增幅越来越缓。根据数值模拟计算结果(图1)可知,当地层原油粘度为350,500,1 000,2 000和3 000 mPa·s时,稠油油藏最优的产液速度分别为250,225,200,150和150 m³/d。结果表明,最优产液速度随地层原油粘度的增大而逐渐减小,两者的关系式为

$$v_L = 2 \times 10^{-5} \mu_o^2 - 0.105 \mu_o + 279.91 \quad (1)$$

$$R^2 = 0.9874$$

焖井时间 不同地层原油粘度稠油油藏蒸汽吞吐采出程度随焖井时间的增加先增大后减小,存在最优值。由最优焖井时间随地层原油粘度的变

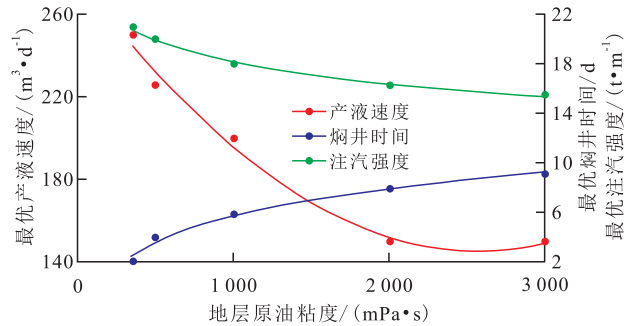


图1 最优产液速度和焖井时间及注汽强度随地层原油粘度的变化

Fig.1 Variation of optimized fluid production rate, soak time and steam injection strength with oil viscosity

化关系(图1)可知,当地层原油粘度为350,500,1 000,2 000和3 000 mPa·s时,稠油油藏最优焖井时间分别为2,4,6,8和9 d。说明最优焖井时间随地层原油粘度的增大逐渐增加,两者的关系式为

$$t_{\text{soak}} = 3.1434 \ln \mu_o - 15.945 \quad (2)$$

$$R^2 = 0.985$$

注汽强度 数值模拟结果(图1)表明,当地层原油粘度为350,500,1 000,2 000和3 000 mPa·s时,稠油油藏最优注汽强度分别为21,20,18,16.3和15.5 t/m,说明最优注汽强度随地层原油粘度的增大而减小,两者的关系式为

$$S_{\text{iw}} = -2.59 \ln \mu_o + 36.077 \quad (3)$$

$$R^2 = 0.9965$$

1.2 不同厚度稠油油藏

产液速度 数值模拟结果表明,不同厚度稠油油藏蒸汽吞吐采出程度随产液速度的增加而增加。当油藏厚度为10,20,30,40和50 m时,稠油油藏最优的产液速度分别为150,250,275,300和300 m³/d(图2)。说明最优产液速度随油藏厚度的增大而逐渐增大,但增幅变缓,两者的关系式为

$$v_L = -0.1429h^2 - 12.071h + 50 \quad (4)$$

$$R^2 = 0.9747$$

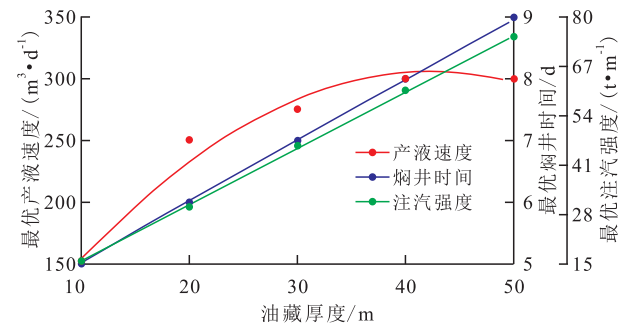


图2 最优产液速度和焖井时间及注汽强度随油藏厚度的变化

Fig.2 Variation of optimized fluid production rate, soak time and steam injection strength with reservoir thickness

焖井时间 不同厚度稠油油藏蒸汽吞吐采出程度随焖井时间的增加先增大后减小,存在最优值。数值模拟结果(图2)表明,当油藏厚度为10,20,30,40和50 m时,稠油油藏最优焖井时间分别为5,6,7,8和9 d,说明最优焖井时间随油藏厚度的增大而线性增大,两者的关系式为

$$t_{\text{soak}} = 0.1h + 4 \quad (5)$$

$$R^2 = 1$$

注汽强度 不同厚度稠油油藏蒸汽吞吐采出程度随注汽强度的增加先增大后减小,存在最优值。数值模拟结果(图2)表明,当油藏厚度为10,20,30,40和50 m时,稠油油藏最优注汽强度分别为15.5,30,46,60和74 t/m,说明蒸汽吞吐最优注汽强度随油藏厚度的增大而线性增大,两者的关系式为

$$S_{\text{iw}} = 1.47h + 1 \quad (6)$$

$$R^2 = 0.9994$$

1.3 不同渗透率稠油油藏

产液速度 当渗透率为 $1\,000 \times 10^{-3}$, $2\,000 \times 10^{-3}$, $4\,000 \times 10^{-3}$, $6\,000 \times 10^{-3}$ 和 $8\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,稠油油藏最优产液速度分别为100,150,200,225和250 m^3/d (图3),说明最优产液速度随渗透率的增大而增大,两者的关系式为

$$v_{\text{L}} = -3 \times 10^{-6} K^2 - 0.0436K + 65.127 \quad (7)$$

$$R^2 = 0.9877$$

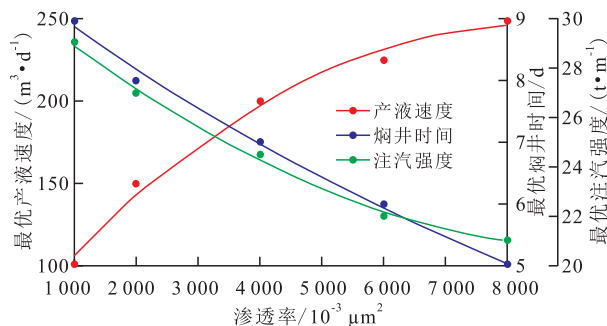


图3 最优产液速度和焖井时间及注汽强度随渗透率的变化

Fig.3 Variation of fluid production rate,soak time and steam injection strength with permeability

焖井时间 不同渗透率稠油油藏蒸汽吞吐采出程度随焖井时间的增加先增大后减小,存在最优值。当渗透率为 $1\,000 \times 10^{-3}$, $2\,000 \times 10^{-3}$, $4\,000 \times 10^{-3}$, $6\,000 \times 10^{-3}$ 和 $8\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,稠油油藏最优焖井时间分别为9,8,7,6和5 d(图3)。蒸汽吞吐最优焖井时间随渗透率的增大而逐渐减小,说明高渗透稠油油藏蒸汽吞吐过程中可适当缩短焖井时间,低渗透稠油油藏则应适当延长焖井时间,最优焖井时间与渗透率的关系式为

$$t_{\text{soak}} = 2 \times 10^{-8} K^2 - 0.0007K + 9.5948 \quad (8)$$

$$R^2 = 0.9937$$

注汽强度 随着渗透率的增加,流体流动系数增大,油藏吸汽能力和原油流动能力均提高,故蒸汽吞吐采出程度增大;但渗透率过高,蒸汽吞吐产能递减较快,采出程度增幅变缓,甚至降低。根据蒸汽吞吐采出程度变化幅度,当渗透率为 $1\,000 \times 10^{-3}$, $2\,000 \times 10^{-3}$, $4\,000 \times 10^{-3}$, $6\,000 \times 10^{-3}$ 和 $8\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,稠油油藏最优注汽强度分别为29,27,24.5,22和21 t/m(图3),说明最优注汽强度随渗透率的增大而减小,两者的关系式为

$$S_{\text{iw}} = 1 \times 10^{-7} K^2 - 0.0021K + 30.915 \quad (9)$$

$$R^2 = 0.9972$$

1.4 不同水体倍数稠油油藏

随着水体倍数的增加,蒸汽吞吐过程中地层能量得到更加充分的补充,开发效果越好,但当水体倍数增大到一定程度后,水侵会导致注入蒸汽加热范围变小,对蒸汽吞吐效果不利。

产液速度 不同水体倍数稠油油藏蒸汽吞吐采出程度随着产液速度的增加而增加,但增幅变缓。根据蒸汽吞吐采出程度变化幅度,当水体倍数为1,5,10,20和30时,稠油油藏最优产液速度分别为50,50,75,100和150 m^3/d (图4),说明最优产液速度随着水体倍数的增大而逐渐增大,两者的关系式为

$$v_{\text{L}} = 0.0608N^2 - 1.5998N + 46.536 \quad (10)$$

$$R^2 = 0.9872$$

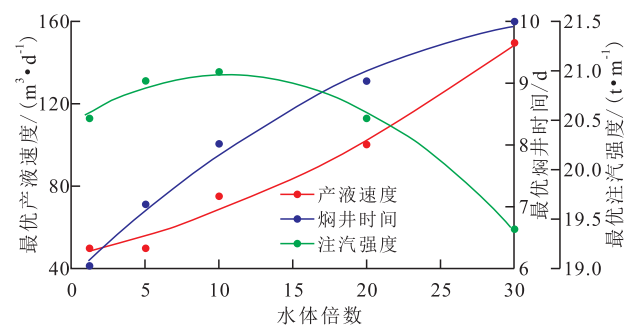


图4 最优产液速度和焖井时间及注汽强度随水体倍数的变化

Fig.4 Variation of fluid production rate,soak time and steam injection strength with water volume ratio

焖井时间 不同水体倍数稠油油藏蒸汽吞吐采出程度随焖井时间的增加先增大后减小,存在最优焖井时间。当水体倍数为1,5,10,20和30时,稠油油藏最优焖井时间分别为6,7,8,9和10 d(图4),说明最优焖井时间随水体倍数增大而增加。这主要是因为随着水体倍数的增加,水体能量增加,水

侵严重,而较长的焖井时间能使地层压力回升幅度增大,抑制蒸汽吞吐过程中的水侵。最优焖井时间与水体倍数的关系式为

$$t_{soak} = -0.003N^2 - 0.2259N + 5.8808 \quad (11)$$

$$R^2 = 0.9919$$

注汽强度 当水体倍数较小时,相对于水体能量,注入蒸汽的能量是蒸汽吞吐开采的主要驱动能量,故随着注汽强度的增大,蒸汽吞吐采出程度增幅较大;而当水体倍数较大时,水体能量是主要驱动能量,故随着注汽强度的增大,蒸汽吞吐采出程度增幅减小。由数值模拟结果(图4)可以看出,当水体倍数为1,5,10,20和30时,稠油油藏最优注汽强度分别为20.5,20.9,21,20.5和19.4 t/m。最优注汽强度随水体倍数的增加先增大,当水体倍数超过10以后,随水体倍数的增加而减小,两者的关系式为

$$S_{iw} = -0.0042N^2 - 0.0892N + 20.483 \quad (12)$$

$$R^2 = 0.9874$$

2 注采参数优化模型

根据以上研究成果,总结不同类型稠油油藏注采参数优化结果(表1),根据注采参数优化数据,采用多元回归方法,得到不同类型稠油油藏的蒸汽吞吐最优产液速度、焖井时间和注汽强度优化模型公式分别为

$$v_L = a_1\mu_0^2 + a_2h^2 + a_3K^2 + a_4N^2 + b_1\mu_0 + b_2h + b_3K + b_4N + d \quad (13)$$

$$t_{soak} = a_1\mu_0^2 + a_2h^2 + a_3K^2 + a_4N^2 +$$

表1 不同类型稠油油藏蒸汽吞吐注采参数优化结果

Table1 Optimization results of injection-production parameters for steam stimulation in different types of heavy oil reservoirs

水体倍数	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	地层原油粘 度/(mPa·s)	油藏 厚度/m	产液速度/ (m ³ ·d ⁻¹)	焖井时 间/d	注汽强 度/(t·m ⁻¹)
1	6 065	342	13	50	6	20.5
5	6 065	342	13	50	7	20.9
10	6 065	342	13	75	8	21
20	6 065	342	13	100	9	20.5
30	6 065	342	13	150	10	19.4
0	1 000	342	13	100	9	29
0	2 000	342	13	150	8	27
0	4 000	342	13	200	7	24.5
0	6 000	342	13	225	6	22
0	8 000	342	13	250	5	21
0	6 065	350	13	250	2	21
0	6 065	500	13	225	4	20
0	6 065	1 000	13	200	6	18
0	6 065	2 000	13	150	8	16.3
0	6 065	3 000	13	150	9	15.5
0	6 065	342	10	150	5	15.5
0	6 065	342	20	250	6	30
0	6 065	342	30	275	7	46
0	6 065	342	40	300	8	60
0	6 065	342	50	350	9	74

$$b_1\mu_0 + b_2h + b_3K + b_4N + d \quad (14)$$

$$S_{iw} = a_1\mu_0^2 + a_2h^2 + a_3K^2 + a_4N^2 +$$

$$b_1\mu_0 + b_2h + b_3K + b_4N + d \quad (15)$$

式(13)—式(15)中各系数取值见表2。

表2 不同类型稠油油藏蒸汽吞吐注采参数优化模型公式中系数取值

Table2 Value of coefficient in optimization model formula of injection-production parameters for steam stimulation in different heavy oil reservoirs

参数	a ₁ /10 ⁻³	a ₂ /10 ⁻⁸	a ₃ /10 ⁻⁸	a ₄ /10 ⁻⁴	b ₁	b ₂ /10 ⁻³	b ₃ /10 ⁻³	b ₄	d
产液速度	220.89	-158	805	-277.08	-9.02	32.60	-54.46	4.99	37.52
焖井时间	-1.01	5.96	6.05	1.59	0.20	-1.22	1.18	0.086	9.06
注汽强度	-1.39	15.9	111	0	-0.017	-2.67	-5.83	1.43	14.80

3 注采参数优化模型验证

为验证蒸汽吞吐注采参数优化模型的准确性,根据典型模型,改变油藏的厚度、渗透率、地层原油粘度和水体倍数,建立不同地层原油粘度、不同厚度、不同渗透率、不同水体倍数4类稠油油藏模型

(模型1—模型4)。对这4类稠油油藏的蒸汽吞吐最优产液速度、焖井时间和注汽强度分别进行优化,将优化结果与所得的注采参数优化模型的计算结果进行对比。结果(表3)表明,应用优化模型计算的蒸汽吞吐最优产液速度、焖井时间和注汽强度与数值模拟优化结果相差不大,两者误差均小于10%,说明优化模型准确可靠,可满足油藏工程需求。

表3 蒸汽吞吐注采参数优化模型计算结果与数值模拟结果对比

Table3 Correlation of optimization model calculation results and numerical simulation results of injection-production parameters in steam stimulation

模型	产液速度			焖井时间			注汽强度		
	优化模型/ (m ³ ·d ⁻¹)	数值模拟/ (m ³ ·d ⁻¹)	误差, %	优化模型/ d	数值模拟/ d	误差, %	优化模型/ (t·m ⁻³)	数值模拟/ (t·m ⁻³)	误差, %
1	172.86	180	4.0	5.93	6	1.16	16.85	15.5	8.71
2	237.5	250	5.0	6.19	6	3.17	41.15	40	2.875
3	182.38	185	1.42	8.24	8	3.0	44.87	45	0.28
4	142.78	130	9.83	9.21	9	2.33	44.76	48	6.75

4 结论

数值模拟结果表明:随着地层原油粘度的增大,最优蒸汽吞吐产液速度和注汽强度减小,焖井时间增加;随着油藏厚度的增加,蒸汽吞吐最优产液速度、焖井时间和注汽强度均增加;随着油藏渗透率的增大,蒸汽吞吐产液速度增加,焖井时间和注汽强度减小;随着水体倍数的增加,蒸汽吞吐产液速度和焖井时间增加,注汽强度先增加后减小。

对不同类型稠油油藏的蒸汽吞吐产液速度、焖井时间和注汽强度分别进行优化,蒸汽吞吐注采参数优化模型得到的蒸汽吞吐最优产液速度、注汽强度和焖井时间与数值模拟优化结果误差均小于10%,验证了优化模型的可靠性。

符号解释:

v_l ——最优产液速度, m³/d; μ_o ——地层原油粘度, mPa·s; t_{soak} ——最优焖井时间, d; S_{iw} ——最优注汽强度, t/m; h ——油藏厚度, m; K ——渗透率, 10⁻³ μm²; N ——水体倍数; $a_1, a_2, a_3, a_4, b_1, b_2, b_3, b_4, d$ ——回归系数。

参考文献:

- [1] 霍广荣,李献民,张广卿,等.胜利油田稠油油藏热力开采技术[M].北京:石油工业出版社,1999:25-30.
Huo Guangrong, Li Xianmin, Zhang Guangqing, et al. Thermal recovery technique of heavy oil reservoirs in Shengli oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 25-30.
- [2] 李延杰,张艳玉,张贤松,等.海上稠油油藏蒸汽吞吐周期注汽量优化研究[J].油气地质与采收率,2014,21(5):87-89,93.
Li Yanjie, Zhang Yanyu, Zhang Xiansong, et al. Cyclic steam injection volume optimization of steam huff and puff in offshore heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 87-89, 93.
- [3] 张贤松,谢晓庆,何春百.海上稠油油田蒸汽吞吐注采参数优化

研究[J].特种油气藏,2015,22(2):89-92.

Zhang Xiansong, Xie Xiaoqing, He Chunbai. Optimization of injection and production parameters for steam huff and puff in offshore heavy oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(2): 89-92.

- [4] 唐晓旭,马跃,孙永涛.海上稠油多元热流体吞吐工艺研究及现场试验[J].中国海上油气,2011,23(3):185-188.
Tang Xiaoxu, Ma Yue, Sun Yongtao. Research and test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery [J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(3): 185-188.
- [5] 程紫燕.水平井蒸汽驱影响因素及作用机理[J].大庆石油地质与开发,2015,34(3):147-151.
Cheng Ziyen. Influences and acting mechanism of the horizontal well steam flooding [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(3): 147-151.
- [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] 陈伟.陆上A稠油油藏蒸汽吞吐开发效果评价及海上稠油油田热采面临的挑战[J].中国海上油气,2011,23(6):384-386.
Chen Wei. An evaluation of huff and puff development effects for onshore heavy oil reservoir A and the challenges of thermal recovery to offshore heavy oil fields [J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(6): 384-386.
- [8] Eldias A P, Yusni A, Tri Firmanto, et al. Case study: cyclic steam stimulation in Sihapas formation [R]. SPE 147811, 2011.
- [9] Mohammad Tamim, Bangladesh S M, Farouq Ali. Optimization of cyclic steam stimulation using an analytical model [R]. SPE 39553, 1998.
- [10] 刘义坤,刘扬,王凤娇,等.江37区块浅薄层稠油油藏蒸汽吞吐参数优化[J].特种油气藏,2015,22(6):90-92.
Liu Yikun, Liu Yang, Wang Fengjiao, et al. Steam huff and puff parameter optimization for shallow thin heavy oil reservoir in Jiang37 Block [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(6): 90-92.
- [11] 张贤松.渤海油田稠油水平井蒸汽吞吐油藏经济技术界限研究及应用[J].中国海上油气,2013,25(4):31-35.
Zhang Xiansong. A study and application of economic-technical limit of huff and puff in horizontal wells for heavy oil reservoirs in Bohai oilfields [J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(4): 31-35.
- [12] 陈元千,周翠,张霞林,等.重质油藏注蒸汽开采预测经济可采储量和经济极限汽油比的方法——兼评国家行业标准的预测方法[J].油气地质与采收率,2015,22(5):1-6.
Chen Yuanqian, Zhou Cui, Zhang Xialin, et al. Methods for predicting economically recoverable reserves and economic limit of steam-oil ratio of heavy oil reservoir by steam flooding recovery: Comment on the prediction methods of the national industry standard [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 1-6.