

引用格式:罗宪波,冯海潮,刘东,等.海上大井距高强度蒸汽吞吐开发规律及开发策略[J].油气藏评价与开发,2025,15(1):116-123.

LUO Xianbo, FENG Haichao, LIU Dong, et al. Development patterns and strategies for offshore high-intensity steam stimulation with large well spacing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 116-123.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.01.015

海上大井距高强度蒸汽吞吐开发规律及开发策略

罗宪波¹,冯海潮¹,刘东¹,郑伟²,王树涛¹,王公昌¹

(1.中海石油(中国)有限公司天津分公司 天津 300459;2.中海油研究总院有限责任公司 北京 100028)

摘要:海上稠油资源丰富,热采开发需求大,经过多年实践,实现了对薄层稠油、边底水稠油和特一超稠油的蒸汽吞吐开发。准确认识海上稠油油藏大井距蒸汽吞吐的渗流特征和蒸汽吞吐开发规律,进而对热采开发效果和开发状况准确评价,成为海上稠油热采开发方案设计、调整、优化和增产增效的关键。通过对热液区实际温场分布和蒸汽超覆现象定量化表征的研究,表征加热半径变化,总结海上大井距蒸汽吞吐的产量递减、有效期、生产压差、伴生气的规律和开发经验,确定了海上蒸汽吞吐的3个递减阶段和平均递减率。在此基础上,通过使用油藏数值模拟方法进行预测,提出了海上稠油油藏大井距蒸汽吞吐的开发策略。海上大井距蒸汽吞吐型开发推荐水平井,边水油藏在距离内含油边界150~200 m以上布井,采用高干度、大周期注入量提高地层热利用率,海上大井距热采平均有效期为329 d,第一周期平均月递减率为13.5%,生产井的合理生产压差介于3.5~5.0 MPa。研究结果对海洋石油稠油热采规模化开发具有一定的指导意义。

关键词:海上稠油油藏;蒸汽吞吐;递减规律;开发规律;开发策略

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Development patterns and strategies for offshore high-intensity steam stimulation with large well spacing

LUO Xianbo¹, FENG Haichao¹, LIU Dong¹, ZHENG Wei², WANG Shutao¹, WANG Gongchang¹

(1. CNOOC(China) Limited Tianjin Branch, Tianjin 300459, China; 2. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China)

Abstract: Offshore heavy oil resources are abundant, driving a strong demand for thermal recovery development. Over years of practice, steam stimulation has been successfully applied to thin layer heavy oil, edge and bottom water heavy oil, and extra heavy oil. Accurately understanding the flow characteristics and development patterns of steam stimulation in offshore heavy oil reservoirs with large well spacing is essential for designing, adjusting, optimizing, and enhancing production and efficiency in thermal recovery development plans. Precise evaluation of thermal recovery effectiveness and development status is also critical. The study focuses on the quantitative characterization of the actual thermal field distribution and the steam override phenomenon in the thermal fluid zone, aiming to accurately depict changes in the heating radius. It summarizes the patterns and development experiences related to production decline, validity period, production pressure difference, and associated gas in offshore steam stimulation with large well spacing. From this analysis, three decline stages and average decline rates of offshore steam stimulation are identified. Based on these findings, the study proposes a development strategy for large well spacing steam stimulation in offshore heavy oil reservoirs, using reservoir numerical simulation methods for prediction. The study recommends horizontal wells for steam injection, especially in edge water reservoirs, with well placement over 150 to 200 meters from the oil-containing boundary. High steam dryness and large-cycle injection rates are suggested to enhance formation heat utilization efficiency. It is also found that offshore large well spacing thermal recovery has an average effective period of 329 days, with a first-cycle average monthly decline rate of 13.5%. The optimal production pressure difference for wells ranges from 3.5 to 5.0 MPa. The results offer valuable insights for scaling up offshore heavy oil thermal recovery development.

Keywords: offshore heavy oil reservoirs; steam stimulation; decline patterns; development patterns; development strategy

收稿日期:2024-01-04。

第一作者简介:罗宪波(1975—),男,博士,教授级高级工程师,主要从事油气田开发工程方面的研究工作。地址:天津市滨海新区海川路2121号海洋石油大厦B座,邮政编码:300459。E-mail:luoxb@enooc.com.cn

基金项目:中海石油(中国)有限公司科研院所联合攻关项目“基于非稳态温压耦合的海上大井距注蒸汽热采开发规律研究”(2022YXKJ011-B05-001)。

海上稠油资源丰富,热采开发需求大,海上原油黏度大于 350 mPa·s,需要热采才能实现有效开发^[1-3]。“十三五”期间,海上稠油热采由先导实验转变为规模化生产,热采开发油田从单个砂体推广到多层,从普Ⅱ类稠油推广到特一超稠油,油藏类型从边水推广到底水,均取得了较好的热采开发效果^[4-7],使稠油热采成为海上油田增储上产的重要方式之一。受海上平台空间和成本限制,海上稠油开发需要采用大井距的井网模式^[8-10],与陆上的小井距热采开发存在明显差异^[11-14],大井距下蒸汽吞吐的渗流呈多区域流动分布,各区域压力和温度非稳态耦合作用更为复杂^[15],但是随着新投入开发的海上油田地质条件的复杂程度增大,给稠油热采提出了更大的挑战,正确认识海上稠油油藏大井距蒸汽吞吐的渗流特征^[16-18]和蒸汽吞吐开发规律^[19-21],进而对热采开发效果和开发状况准确评价^[22-25],形成一套系统有效的开发效果评价方法,成为海上稠油热采开发方案设计、调整、优化和增产增效的关键。

蒸汽超覆是在注蒸汽过程中,蒸汽和凝结物由于重力分离作用,蒸汽和凝结物在油层剖面上产生流速差异的现象。基于实验室尺度的数值反演,表征了热液区前缘温度变化规律,引入蒸汽超覆形状系数,表征了注汽开发过程中油层超覆程度的强弱,得到多层合采的定向井的不同热介质开发的产能评价模型。在此基础上,通过数值模拟方法提出了海上大井距蒸汽吞吐的开发策略,系统总结了渤海薄层、厚层、特稠油等不同类型稠油油藏大井距蒸汽吞吐生产规律,为海洋石油稠油热采的开发指明了方向。

1 大井距非稳态温压耦合的温场渗流场表征

近年来,虽然蒸汽吞吐温场扩展模型已由“2区”细化为“3区”(图1)^[26],但对热液区温场分布的刻画采用线

性下降方法简单处理,未考虑蒸汽超覆^[27-28]的影响。

热区温度骤降模式中,热区温度为蒸汽温度,冷区温度为原始地层温度(图2a)。考虑热液区温度线性递减模式(图2b),热液区加热半径为:

$$t_{ri} = \left(\frac{t_h - t_s}{r_h - r_s} \right) (r_i - r_s) + t_s \quad (1)$$

式中: t_{ri} 为距井口 r_i 位置处温度,单位 $^{\circ}\text{C}$; t_s 为蒸汽温度,单位 $^{\circ}\text{C}$; t_h 为热液区前沿温度,单位 $^{\circ}\text{C}$; r_i 为距井筒距离,单位 m ; r_h 为热液区加热半径,单位 m ; r_s 为蒸汽区加热半径,单位 m 。

为了更准确地评价稠油油藏蒸汽吞吐产能,需要建立考虑热液区非线性温度分布和蒸汽超覆的产能模型,主要存在以下难点:①确定热液区温场真实分布函数,定量表征温场扩展变化;②表征实际蒸汽超覆现象,进而定量表征加热半径变化。

基于一维管式驱替实验,在实验结果拟合基础上,建立油藏尺度驱替模型,表征热液区前缘温度变化规律,定量表征温场扩展分布。由实验数据拟合结果,热液区无因次温度和无因次半径满足如下关系:

$$r_D = \frac{r_i}{r_h} \quad (2)$$

$$T_D = 1.469 8e^{-5.21r_D} \quad (3)$$

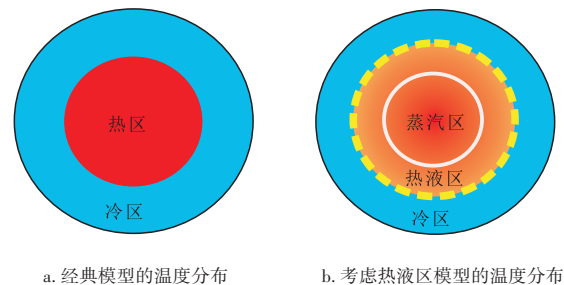


图1 蒸汽吞吐温场扩展模型示意图
Fig. 1 Schematic diagram of steam stimulation thermal field expansion model

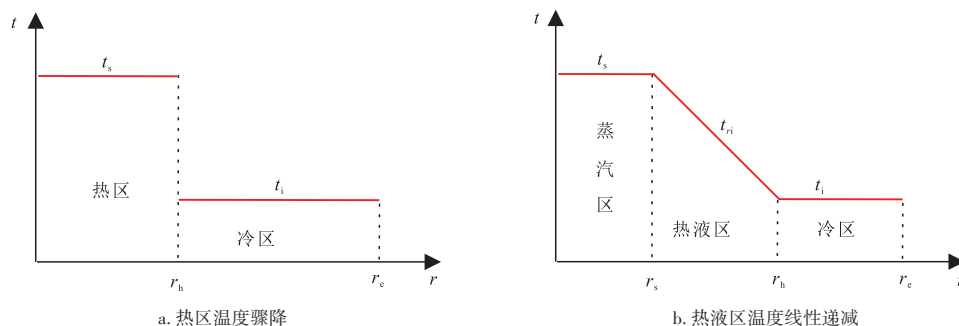


图2 蒸汽吞吐热液区温场分布示意图
Fig. 2 Schematic diagram of thermal field distribution in the thermal fluid zone of steam stimulation

$$t_D = \frac{t_{ri} - t_i}{t_s - t_i} \quad (4)$$

式(2)一式(4)中: r_D 为热液区无因次半径; t_D 为热液区无因次温度; r_h 为热液区半径,单位m; t_i 为原始油藏温度,单位 $^{\circ}\text{C}$ 。

$$i_j = I_s \frac{K_j h_j}{\sum_{j=1}^Z K_j h_j} \quad (5)$$

$$A_{rd} = \sqrt{\frac{\mu_s i_j}{\pi (d_o - d_s) g h_j^2 k_j d_s}} \quad (6)$$

式(5)一式(6)中: A_{rd} 为蒸汽超覆形状系数,反映了黏滞力和重力的比值对气液界面的影响; I_s 为总蒸汽注入量,单位kg/d; Z 为油藏小层数; K_j 为第j油层渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h_j 为第j油层厚度,单位m; i_j 为注入第j油层的蒸汽量,单位kg/d; μ_s 为蒸汽黏度,单位mPa·s; d_o 为原油密度,单位 kg/m^3 ; d_s 为蒸汽密度,单位 kg/m^3 ; k_j 为第j油层蒸汽有效渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

蒸汽超覆形状系数同顶、底盖层加热半径存在如下关系:

$$\frac{1}{A_{rd}^2} = \ln\left(\frac{r_e}{r_b}\right) - \frac{1}{2} + 1/\left[2\left(\frac{r_e}{r_b}\right)^2\right] \quad (7)$$

式中: r_b 为底部盖层加热区半径,单位m; r_e 为顶部盖层加热区半径,单位m。

建立“三区”复合储层,边界为封闭圆形。在渗流区的中心部署一口蒸汽吞吐井的拟稳态产能模型,从而得到多层合采的定向井的不同热介质开发的产能评价模型,以原油产量模型为例:

$$R_{o1}(t_p, M, j) = \frac{\mu_{os}}{2\pi h_j K K_{ros}} \left(\ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{r_s^2}{2r_e^2} + S \right) B_o \quad (8)$$

$$R_{o2}(t_p, M, j) = \frac{1}{2\pi h_j K} \int_{r_s}^{r_b} \frac{\mu_{oh}}{K_{roh}} \left(\frac{1}{r} - \frac{r}{r_e^2} \right) dr B_o \quad (9)$$

$$R_{o3}(t_p, M, j) = \frac{\mu_{oc}}{2\pi h_j K K_{roc}} \left(\ln \frac{r_e}{r_h} - \frac{3}{4} + \frac{r_h^2}{2r_e^2} \right) B_o \quad (10)$$

$$Q_o(t_p, M, j) = \frac{0.0864 \left[p_{avg}(t_p, M, j) - p_{wf} - G_{TPG}(r_e - r_h) \right]}{R_{o1}(t_p, M, j) + R_{o2}(t_p, M, j) + R_{o3}(t_p, M, j)} \quad (11)$$

式(8)一式(11)中: $Q_o(t_p, M, j)$ 为研究井第j层、第M轮次的日产油量,单位 m^3/d ; t_p 为生产时间,单位d; M 为吞吐轮次,单位次; j 为第j油层; p_{avg} 为油藏中深的平均地层压力,单位MPa; p_{wf} 为油藏中深的井底流动压力,单位MPa; G_{TPG} 为稠油的启动压力梯度,单位MPa/m; $R_{o1}(t_p, M, j)$ 、 $R_{o2}(t_p, M, j)$ 、 $R_{o3}(t_p, M, j)$ 分别为3区中的冷区、热液区和蒸

汽区原油第j层、第M轮次的渗流阻力,单位 $(\text{MPa}\cdot\text{d})/\text{m}^3$; r_e 为泄油半径,单位m; r_h 为热液区半径,单位m; r_s 为蒸汽区半径,单位m; r_w 为井眼半径,单位m; h_j 为第j油层厚度,单位m; B_o 为地下原始原油体积系数; K 为油藏绝对渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{roc} 、 K_{roh} 、 K_{ros} 分别为3区中的冷区、热液区和蒸汽区的油相相对渗透率; μ_{oc} 、 μ_{oh} 、 μ_{os} 分别为3区中的冷区、热液区和蒸汽区的地下原油黏度,单位mPa·s; S 为表皮系数。

基于建立的多层稠油油藏产能模型,可用于进行包括地层系数、蒸汽超覆、启动压力梯度和井底压力等参数对原油产量影响的敏感性分析。

2 大井距高强度蒸汽吞吐开发规律

2.1 蒸汽吞吐递减规律

2.1.1 薄层稠油油藏蒸汽吞吐递减规律

渤海湾盆地L油田的目的层为新近系明化镇组,属受断层控制的断块构造,以河道沉积为主,油层厚度为8m,具有较强的非均质性,属于高孔高渗储层,在地面温度为 50°C 条件下,地面脱气原油黏度约为2865mPa·s,属于普通稠油I-2b类。2013年,L油田以大井距、长水平井、高注热强度的开发模式,开展蒸汽吞吐先导性试验,是渤海油田首个试验稠油蒸汽吞吐开发的油田,截至2023年7月,L油田已实施6轮次蒸汽吞吐,积累了丰富的薄层稠油油藏蒸汽吞吐生产数据。

稠油蒸汽吞吐周期内,表现出产油量变化先上升、再递减、后稳产的生产特征,其生产规律可划分为“四段式”:放喷时的吐水期、高产期、递减期和稳定期(图3)。普通稠油蒸汽吞吐产量变化符合Arps中的指数递减规律,产油量初期递减速度快、中后期递减速度慢。L油田蒸汽吞吐第一周期产油量月递减率介于11.5%~15.5%,平均为13.5%。

每个生产阶段特征具有一定的周期规律:随着蒸汽吞吐的周期数的增多,放喷吐水期进一步延长,排出的液量也相应地增加,每一周期的累产油、周期高峰产量和油气比降低,累计的存水量、回采水率和含水率逐渐升高。对于多轮次蒸汽吞吐,每一个周期地层压力、地层供液半径、地层原油黏度以及采油速度都有所不同,这就使得高峰产量及周期平均日产油递减特征表现出周期性变化规律。L油田周期高峰产量递减率介于22.0%~24.8%,平均为23.4%。

2.1.2 厚层稠油油藏蒸汽吞吐递减规律

D油田的目的层为新近系馆陶组,油藏类型以层状边、底水油藏为主,沉积相为辫状河沉积,特高孔-特高渗储层,油层厚度介于25~43 m,地层原油黏度介于2 908.8~6 673.0 mPa·s,属于普Ⅱ类稠油。

2020年开展矿场实践,进一步探索海上厚层稠油蒸汽吞吐的开发规律,目前已完成第一周期蒸汽吞吐生产。周期内蒸汽吞吐产量变化可分为3个阶段:短期高峰、快速递减、稳中有降(图4a)。第一周期初期日产油量较高,50%的采油井高峰日产油量达到90 t/d以上,最高达到127 t/d,但高峰产油期较短,仅为2个月左右,日产油量递减快(月递减率为9.2%),产量快速下降至60~80 t/d,随着吞吐的进行,地层中热量衰减,流温接近地层温度,但由于吞吐引效作用,日产油量稳定,介于40~60 t/d,第一轮吞吐末期日产油量下降至25 t/d及以下,转入下一轮吞吐。

第一周期正常井产能递减可分为快速递减阶段、稳定递减阶段、平稳生产阶段3个阶段,且均符合指数递减规律,部分井受隔夹层影响,递减规律表现两段式递减

(图4b),分为快速递减阶段和稳定递减阶段。

通过计算油田蒸汽吞吐井月递减率,得到各阶段平均递减率,其中,快速递减阶段月平均递减率为34.3%,稳定递减阶段月平均递减率为10.2%,平稳生产阶段递减率为1.3%(表1)。

2.2 蒸汽吞吐生产压差影响

蒸汽吞吐为衰竭开发,生产压差来源于流动压差和压力衰竭两部分。由于首周期的加热范围有限,流动压

表1 D油田蒸汽吞吐井月递减率

井号	月递减率		
	快速递减段	稳定递减段	平稳生产段
B1H	23.0	9.0	0.4
B2H	44.0	9.4	3.0
B4H	47.0	4.3	2.7
B5H	30.0	13.0	0.1
B8H	27.6	15.4	0.2
平均	34.3	10.2	1.3

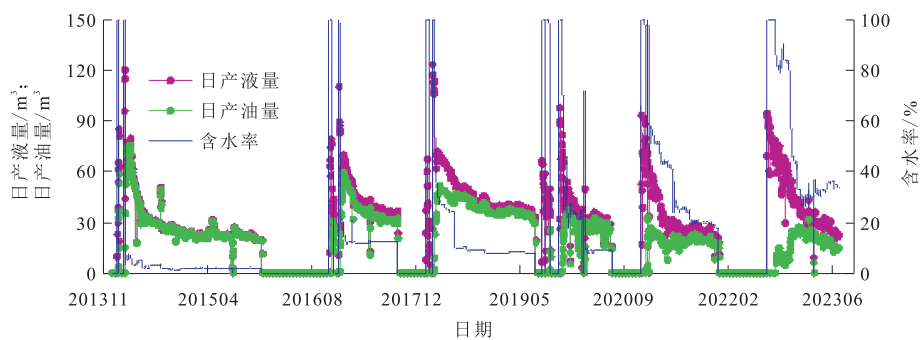


图3 L油田典型井蒸汽吞吐生产曲线

Fig. 3 Production curves of typical steam stimulation wells in L oilfield

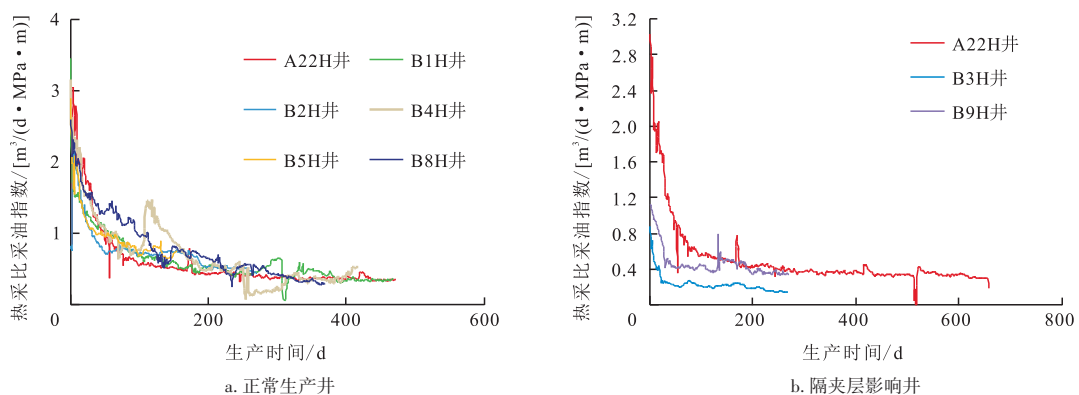


图4 D油田研究井厚层稠油油藏蒸汽吞吐递减规律

Fig. 4 Decline patterns of steam stimulation in thick heavy oil reservoirs of study wells in D oilfield

差主要受产量变化影响,压力衰竭主要受储层亏空(累产)影响。

由于过大生产压差会导致边底水的过早浸水,基于商业软件CMG数值模拟结果,推荐控制合理生产压差方法:高部位生产井距边水介于200~250 m,生产压差控制在3.5 MPa以下;低部位生产井,6口井距边水介于350~400 m,生产压差控制在5 MPa以下。

2.3 蒸汽吞吐复杂伴生气分析与预测

渤海湾盆地B油田首周期蒸汽吞吐出现复杂伴生气,经现场取样监测分析确定,产出气种类为: N_2 、 CH_4 、 CO_2 、 H_2S 、 CO 、 H_2 、 O_2 ,组分复杂程度远大于同类油田。

放喷初期: N_2 为主,占90%以上; CO_2 体积分数介于0~2.47%; H_2S 体积分数高峰为0.755%。泵抽阶段: N_2 体积分数降低至39.4%~41.6%; CH_4 体积分数升高至51.8%~57.4%; H_2 体积分数介于0.3~0.7%; CO_2 体积分数介于1.65%~3.65%; H_2S 体积分数降低至0.061%; O_2 体积分数介于0.94%~1.7%。

2.3.1 伴生气产出规律研究

伴生气主要来自稠油水热裂解,反应温度越高、时间越长,热裂解速度越快,产生 H_2S 等气体量越高。开展渤海不同类型稠油的室内热裂解实验,渤海9个稠油热裂解产出 H_2S 体积分数介于0.000 1%~0.317 0%, CO_2 体积分数介于14.596%~83.344%。

H_2S 变化规律为温度超过300℃,水热裂解产生 H_2S 的反应加剧,敏感温度区间大于300℃。根据实验结果绘制反应温度210~350℃,反应时间12~48 h,原油含硫量介于0.105%~0.383%等不同条件下裂解产出 H_2S 体积分数的对比图,分析影响 H_2S 体积分数的主控因素。分析结果表明:影响渤海稠油 H_2S 生成主控因素排序由大到小为反应时间、反应温度、原油含硫量; CO_2 变化规律为随着反应时间和温度增加,水热裂解反应体系中脱羧反应加强, CO_2 体积分数逐渐增加,影响渤海稠油 CO_2 生成主控因素排序为反应温度大于反应时间。

2.3.2 特超稠油伴生气产出体积分数预测

B油田为特超稠油,特超稠油黏度高,压力传播困难,蒸汽或冷凝水难以向储层扩展、蒸汽扩展困难,近井1 m范围内温度相对较高(超过340℃,较普通稠油偏高40℃),水热裂解相对较快,容易产生裂解气。

在室内实验基础上,结合数值模拟方法预测B油田典型井不同工况下的 H_2S 全时段体积分数变化数据,预测结果与实际生产吻合度较好(图5),但由于组分复杂

化, CO 和 O_2 在新投产井产出体积分数高,相似油田相关经验和数据较少,导致预测难度增加,无法通过实验和模型准确预测各组分体积分数变化规律。

3 海上大井距蒸汽吞吐开发策略研究

在总结海上稠油油藏大井距蒸汽吞吐生产规律的基础上,通过油藏数值模拟方法研究蒸汽吞吐开发策略。

3.1 注采井网井型

蒸汽吞吐井距离边水的距离是影响稠油蒸汽吞吐开发效果的重要因素之一,距离内含油边界越远,蒸汽吞吐井受边水影响就越小,累产油越高(图6)。通过数模研究,井距大于150 m时,累产油增幅变小,因此,边水油藏的蒸汽吞吐井距内含油边界的距离建议介于150~200 m。而相对于定向井,水平井的油层加热效果更好,热利用率更高,产量也更高,因此,建议优先选择水平井。

3.2 蒸汽干度

提高蒸汽干度后相对热利用率参数无明显的趋势,

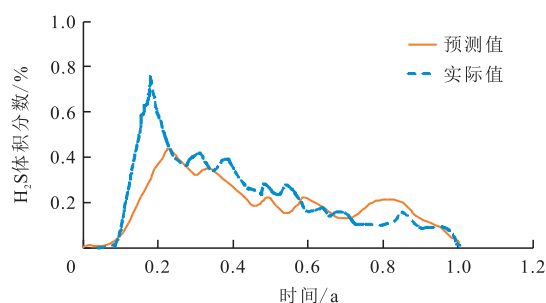


图5 B油田单井伴生气中 H_2S 体积分数预测与监测结果对比
Fig. 5 Comparison between predicted and monitored results of H_2S in associated gas volume fraction in single wells of B oilfield

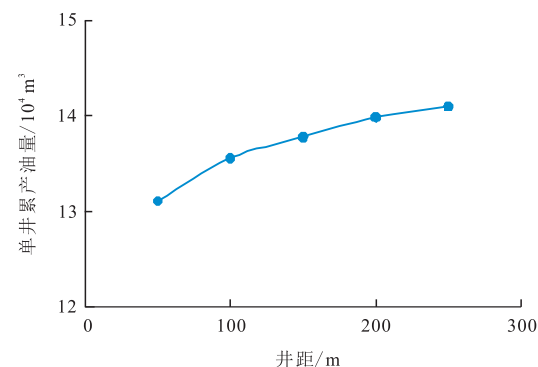


图6 距离内含油边界的距离对单井指标的影响
Fig. 6 Impact of distance from the oil-bearing boundary on single well indicators

但是随着干度逐渐增大,注入的总热量升高。考虑蒸汽的超覆作用,提高蒸汽干度后向隔层和顶底盖层损失掉较多的热量,且由于油层中流体所携带的热量更多,油层吸收的总热量更多,加热油层效果更好,因此,推荐采用蒸汽干度大于0.4的高蒸汽干度来提高加热油层效果(表2)。

3.3 周期注汽量

尽管热利用率随着周期注汽量的增大而减小,但是大周期注汽量注入油层中流体所携带的热量更多,加热油层效果更好(图7)。因此,推荐采用6 000 m³以上的大周期注汽量,来提高加热效果。

3.4 油层有效厚度对热利用率的影响

油藏有效厚度是影响多层稠油油藏注蒸汽开发地层热利用率的重要因素,厚油层储量丰度高、地层的供液能力充足,而且厚油层热损失小,具有较高的热利用率,当有效厚度超过40 m,地层热利用率变化减缓,因此,油藏有效厚度大于40 m条件下热采开发效果更好(图8)。

表2 不同蒸汽干度热量值

Table 2 Heat values of different steam dryness fraction

蒸汽干度	注入热量/ 10 ¹² J	隔层吸收 热量/ 10 ¹² J	顶底盖层 吸收热量/ 10 ¹² J	产出 热量/ 10 ¹² J	油层吸收 热量/ 10 ¹² J	热利用率/ %
0.2	263.5	36.2	20.5	113.7	93.2	353.7
0.4	297.5	41.5	23.2	129.9	103.4	347.5
0.6	331.5	46.3	27.9	145.0	113.8	343.4
0.8	364.6	51.8	29.2	162.3	123.8	339.6
0.9	381.5	54.2	30.7	170.3	128.7	337.4

4 结论

1) 薄层稠油油藏L油田蒸汽吞吐第一周期产油量月递减率介于11.5%~15.5%,平均为13.5%。厚层稠油油藏D油田第一周期蒸汽吞吐生产递减分为3个阶段:快速递减阶段月平均递减率为34.3%;稳定递减阶段月平均递减率为10.2%;平稳生产阶段递减率为1.3%。

2) 渤海湾盆地B油田伴生气主要来自稠油水热裂解,而影响渤海稠油H₂S生成主控因素由大到小为反应时间、反应温度、原油含硫量;影响渤海稠油CO₂生成主控因素为反应温度大于反应时间。

3) 制定海上稠油油藏大井距蒸汽吞吐开发策略,井型推荐水平井,边水油藏的蒸汽吞吐井距内含油边界的距离建议在介于150~200 m布井,采用大于0.4的高蒸汽干度,大于6 000 m³的大注入量提高加热效果。

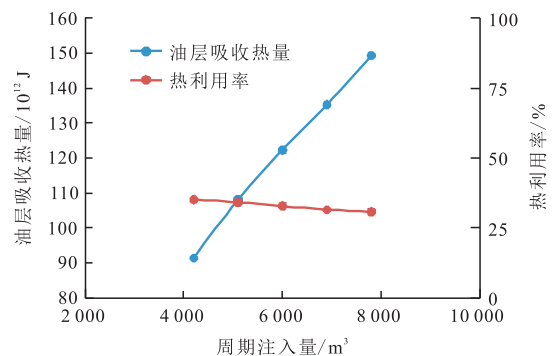


图7 不同周期注汽量的热利用率和油层吸收的热量对比
Fig. 7 Comparison of heat utilization efficiency and heat absorbed by reservoir for different injection volumes per cycle

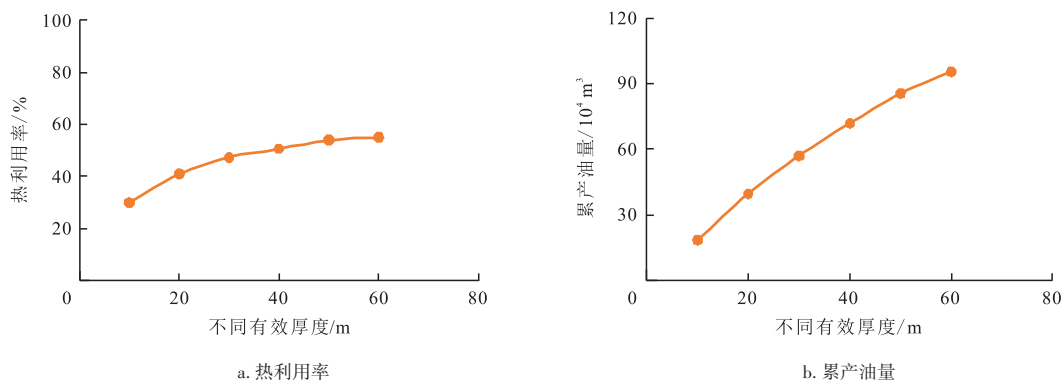


图8 研究井油层不同有效厚度的热利用率对比

Fig. 8 Comparison of heat utilization efficiency for different effective thicknesses of the reservoir in study wells

参考文献

- [1] 孙鹏霄,刘英宪.渤海稠油藏开发现状及热采开发难点与对策[J].中国海上油气,2023,35(2):85-92.
SUN Pengxiao, LIU Yingxian. Development status and thermal development difficulties and strategy of Bohai heavy oil reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(2): 85-92.
- [2] 苏彦春,郑伟,杨仁锋,等.海上稠油油田热采开发现状与展望[J].中国海上油气,2023,35(5):100-106.
SU Yanchun, ZHENG Wei, YANG Renfeng, et al. Current status and prospect of thermal recovery processes for offshore heavy oilfields[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(5): 100-106.
- [3] 孙永涛.渤海稠油多元热流体开采机理研究及应用[D].青岛:中国石油大学(华东),2020.
SUN Yongtao. Study and application of mechanism of multi-component thermal fluid technology for heavy oil in Bohai Oilfield [D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2020.
- [4] 马奎前,刘东,黄琴.渤海旅大油田新近系稠油藏水平井蒸汽驱油物理模拟实验[J].岩性油气藏,2022,34(5):152-161.
MA Kuiqian, LIU Dong, HUANG Qin. Physical simulation experiment of steam flooding in horizontal wells of Neogene heavy oil reservoir in Lvda oilfield, Bohai Sea[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(5): 152-161.
- [5] 刘东,胡廷惠,潘广明,等.海上稠油多元热流体与蒸汽吞吐开采效果对比[J].特种油气藏,2015,22(4):118-120.
LIU Dong, HU Tinghui, PAN Guangming, et al. Comparison of production results between multiple thermal fluid huff and puff and steam huff and puff in offshore application[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 118-120.
- [6] 黄琴,蔡晖,桑丹,等.海上稠油油田水平井多轮蒸汽吞吐生产规律研究[J].非常规油气,2023,10(2):73-79.
HUANG Qin, CAI Hui, SANG Dan, et al. Study on development law of horizontal well multiple cyclic steam stimulation for offshore heavy oilfields[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(2): 73-79.
- [7] 朱琴,刘东,王树涛,等.海上稠油蒸汽吞吐开采技术实践及认识[J].录井工程,2019,30(1):21-26.
ZHU Qin, LIU Dong, WANG Shutao, et al. Practice and understandings of steam huff and puff recovery technology for offshore heavy oil[J]. Mud Logging Engineering, 2019, 30(1): 21-26.
- [8] 张彩旗,刘东,潘广明,等.海上稠油多元热流体吞吐效果评价研究及应用[J].油气藏评价与开发,2016,6(2):33-36.
ZHANG Caiqi, LIU Dong, PAN Guangming, et al. Effect evaluation and its application of multi thermal fluids stimulation for offshore heavy oil reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2016, 6(2): 33-36.
- [9] 张贤松,谢晓庆,李延杰,等.渤海油区稠油藏蒸汽吞吐注采参数优化模型[J].油气地质与采收率,2016(5):88-92.
ZHANG Xiansong, XIE Xiaqing, LI Yanjie, et al. Optimization model of injection-production parameters for steam stimulation in heavy oil reservoirs of Bohai petroliferous area[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016(5): 88-92.
- [10] 李萍,刘志龙,邹剑,等.渤海旅大27-2油田蒸汽吞吐先导试验注采工程[J].石油学报,2016,37(2):242-247.
LI Ping, LIU Zhilong, ZOU Jian, et al. Injection and production project of pilot test on steam huff-puff in oilfield LD27-2, Bohai Sea [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 242-247.
- [11] 崔传智,郑文乾,祝仰文,等.稠油藏蒸汽吞吐后转化学驱极限井距的确定方法[J].中国石油大学学报(自然科学版),2022,46(1):97-103.
CUI Chuazhi, ZHENG Wenqian, ZHU Yangwen, et al. Method for determining limit well spacing of chemical flooding after reservoir steam soak in heavy oil reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2022, 46(1): 97-103.
- [12] 刘奇鹿.薄互层超稠油藏蒸汽驱技术研究及试验[J].特种油气藏,2022,29(6):97-103.
LIU Qilu. Study and test on steam flooding technology for thin interbedded ultra-heavy oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(6): 97-103.
- [13] 赵长虹,孙新革,卢迎波,等.薄层超稠油驱泄复合开发蒸汽腔演变物理模拟实验[J].岩性油气藏,2023,35(5):161-168.
ZHAO Changhong, SUN Xinge, LU Yingbo, et al. Physical simulation experiment of steam chamber evolution in compound development of thin-layer ultra-heavy oil flooding and drainage[J]. Lithologic Reservoirs, 2023, 35(5): 161-168.
- [14] 宋传真,曹丽丽,曹立迎.低渗稠油藏蒸汽吞吐合理开发井距的确:以叙利亚O油田为例[J].断块油气田,2019,26(2):210-214.
SONG Chuazhen, CAO Lili, CAO Liying. Determination of reasonable well spacing for low-permeability heavy-oil reservoirs by steam huff and puff: Taking O Oilfield in Syria for example[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(2): 210-214.
- [15] 孙逢瑞.稠油藏过热蒸汽吞吐井筒-地层传热传质模型研究[D].北京:中国石油大学(北京),2020.
SUN Fengrui. Study on the heat and mass transfer physics between wellbore and formation during the cyclic superheated steam stimulation process[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.
- [16] 孙焕泉,刘慧卿,王海涛,等.中国稠油热采开发技术与发展方向[J].石油学报,2022,43(11):1664-1674.
SUN Huanquan, LIU Huiqing, WANG Haitao, et al. Development technology and direction of thermal recovery of heavy oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(11): 1664-1674.
- [17] 孙璐,刘月田,葛涛涛,等.低渗透稠油藏水平井蒸汽吞吐开井阶段温度分布[J].断块油气田,2016,23(4):509-513.
SUN Lu, LIU Yuetian, GE Taotao, et al. Temperature distribution calculation for horizontal well with cyclic steam injection in low-permeability heavy-oil reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(4): 509-513.
- [18] 张义祥.油滴在界面张力下的渗流——添加表面活性剂蒸汽吞吐微观渗流机理[J].石油勘探与开发,2010,37(5):614-617.
ZHANG Yixiang. Infiltration of oil droplets under interfacial tension: Microscopic flow mechanism of steam stimulation by adding surfactants[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(5): 614-617.
- [19] 李葵英,陈辉,杨东明,等.边底水稠油藏开发规律研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2008,30(3):93-96.
LI Kuiying, CHEN Hui, YANG Dongming, et al. Exploitative law

- research on heavy oil reservoir with edge and bottom water[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30(3): 93-96.
- [20] 桑林翔, 吕柏林, 卢迎波, 等. 超稠油直井—水平井组合开发蒸汽腔演变规律研究[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(24): 10519-10525.
SANG Linxiang, LYU Bolin, LU Yingbo, et al. Expansion law of steam cavity in ultra-heavy oil combined development of vertical well and horizontal well[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(24): 10519-10525.
- [21] 才业. 水淹稠油油藏火驱开发受效特征研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(5): 125-131.
CAI Ye. Study on the response characteristics of fire flooding in water-flooded heavy oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(5): 125-131.
- [22] 官宇宁, 王宇豪, 朱舟元. 国外蒸汽泡沫驱矿场实施效果[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(1): 120-126.
GONG Yuning, WANG Yuhao, ZHU Zhouyuan. Field application of steam foam flooding in foreign oilfields[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(1): 120-126.
- [23] 费永涛, 刘宁, 丁勇, 等. 一种叠加汽窜影响的稠油剩余油潜力评价方法: 以井楼油田中区为例[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(1): 79-83.
FEI Yongtao, LIU Ning, DING Yong, et al. A method for evaluating residual oil potential of heavy oil reservoirs affected by steam channeling: By taking the middle area of jinglou oilfield as an example[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2020, 34(1): 79-83.
- [24] 张凤义, 刘小鸿, 廖辉, 等. 海上油田多元热流体吞吐气窜调剖实
验研究及应用[J]. 石油与天然气化工, 2023, 52(3): 87-91.
ZHANG Fengyi, LIU Xiaohong, LIAO Hui, et al. Experimental research and application of profile control for gas channeling caused by multi-thermal fluid stimulation in offshore oil field[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2023, 52(3): 87-91.
- [25] 郑伟, 张利军, 朱国金, 等. 渤海L油田稠油水平井蒸汽吞吐开发效果分析[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(4): 80-82.
ZHENG Wei, ZHANG Lijun, ZHU Guojin, et al. Thermal recovery effect evaluation of cyclic steam stimulation of heavy oil horizontal wells in Bohai L oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(4): 80-82.
- [26] 杨戩, 李相方, 陈掌星, 等. 考虑稠油非牛顿性质的蒸汽吞吐产能预测模型[J]. 石油学报, 2017, 38(1): 84-90.
YANG Jian, LI Xiangfang, CHEN Zhangxing, et al. A productivity prediction model for cyclic steam stimulation in consideration of non-Newtonian characteristics of heavy oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(1): 84-90.
- [27] 周鹰. 稠油重力泄水辅助蒸汽驱蒸汽超覆研究[J]. 特种油气藏, 2018, 25(4): 99-102.
ZHOU Ying. Study on steam overlay in gravity drainage assisted steam flooding for heavy oil development[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(4): 99-102.
- [28] 赖令彬, 潘婷婷. 蒸汽驱注采井间蒸汽超覆评价方法研究[J]. 特种油气藏, 2013, 20(2): 79-83.
LAI Lingbin, PAN Tingting. Evaluation method of steam override between injector and producer in steam flooding[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(2): 79-83.

(编辑 余聪)

(上接第115页)

- reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2024, 46(1): 67-77.
- [27] 黄广庆. 特高含水期产量递减分析及递减率表征公式[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(15): 99-104.
HUANG Guangqing. Production decline analysis and characterization formula of decline rate at the ultra-high water cut stage[J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(15): 99-104.
- [28] 翟上奇, 雷源, 孙广义, 等. 基于油水相指数时变的相对渗透率计算方法[J]. 天然气与石油, 2019, 37(4): 73-77.
ZHAI Shangqi, LEI Yuan, SUN Guangyi, et al. A method for calculating relative permeability based on time-varying of oil-water phase index[J]. Natural Gas and Oil, 2019, 37(4): 73-77.
- [29] 郭智栋, 康毅力, 王玉斌, 等. 低压高含水致密气藏气-水相渗特
征及生产动态响应[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 138-150.
GUO Zhidong, KANG Yili, WANG Yubin, et al. Gas-water relative permeability characteristics and production dynamic response of low pressure and high water cut tight gas reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 138-150.
- [30] 谭吕, 张宁, 秦世利, 等. 考虑颗粒充填的水平井控水完井产量预测方法[J]. 石油钻采工艺, 2024, 46(1): 78-88.
TAN Lyu, ZHANG Ning, QIN Shili, et al. A method for horizontal well production prediction with water control completion considering gravel packing[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2024, 46(1): 78-88.

(编辑 尹淑容)