

文章编号: 0253-2697(2016)02-0242-06 DOI:10.7623/syxb201602011

渤海旅大 27-2 油田蒸汽吞吐先导试验注采工程

李 萍¹ 刘志龙¹ 邹 剑² 刘海英¹ 于继飞³ 范永涛⁴

(1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司 天津 300452; 2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司 天津 300452;
3. 中海油研究总院 北京 100027; 4. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司渤海钻探工程技术研究院 天津 300457)

摘要:借鉴国内外蒸汽吞吐技术的开发经验,从地质-油藏工程方案、注采方案、地面(平台)方案几个方面进行研究,并结合现场实施情况进行综合分析。确定了油藏开发方案和注汽参数,研发了地面小型化、撬装化的蒸汽发生器及配套的海水淡化系统、高纯氮气系统,设计了油管注汽工艺、油套环空注高纯氮气工艺、伴注除氧剂的注汽工艺及井筒防腐措施;在海上首次采用了高温电潜泵(耐温 250℃)进行热采稠油举升,并对高温井进行温度压力监测;首次在渤海旅大 27-2 油田进行了稠油先导性试验,取得了较好的试验效果,为下一步大规模开发渤海稠油油田提供了良好的依据和基础。

关键词:渤海油田;稠油;蒸汽吞吐;注汽工艺;人工举升;平台热采设备

中图分类号:TE357.7 文献标识码:A

Injection and production project of pilot test on steam huff-puff in oilfield LD27-2, Bohai Sea

Li Ping¹ Liu Zhilong¹ Zou Jian² Liu Haiying¹ Yu Jifei³ Fan Yongtao⁴

(1. CNOOC EnerTech-Drilling & Production Company, Tianjin 300452, China; 2. Tianjin Branch, CNOOC China Limited, Tianjin 300452, China; 3. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China; 4. Engineering Technology Research Institute, CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Tianjin 300457, China)

Abstract: Based on the domestic and foreign exploration experience of steam huff-puff technology, a research was carried out for comprehensive analysis in combination with field practices from several aspects such as geology-reservoir engineering scheme, injection and production scheme and surface (platform) scheme. As a result, reservoir development scheme and steam-injection parameters were determined; ground-miniaturized and skid-mounted steam generators were developed, as well as the supported seawater desalination system and high-purity nitrogen system; oil-tubing steam injection technology, tubing-casing annulus high-purity nitrogen injection technology, steam-injection technology with deoxidizer and shaft corrosion preventions were designed. Electric submersible pump (application temperature of 250℃) was first used for offshore heavy-oil thermal recovery artificial lift to monitor the temperatures and pressures of high-temperature wells. Heavy-oil pilot test was first performed in oilfield LD27-2, Bohai Sea, and obtained favorable pilot results, providing a basis for the next large-scale development of heavy oil fields in Bohai Sea.

Key words: Bohai oilfield; heavy oil; steam huff-puff; steam injection; artificial lift; platform thermal recovery equipment

引用:李萍,刘志龙,邹剑,刘海英,于继飞,范永涛.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.

Cite:Li Ping,Liu Zhilong,Zou Jian,Liu Haiying,Yu Jifei,Fan Yongtao. 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.

热力采油是稠油和油砂开采的主要技术手段,产量占稠油和沥青砂总产量的 80%以上,已在美国、委内瑞拉、加拿大等国广泛应用,中国先后在辽河、新疆、胜利和河南等稠油油田推广应用^[1-6]。目前渤海湾地区发现原油黏度大于 350 mPa·s 的稠油二级地质储量达 7.41 × 10⁸ t,未动用三级储量达 6.5 × 10⁸ t,占储量的 87.3%,热采潜力巨大。蒸汽吞吐技术由于现场施

工简单,收效快,适用于多种类型的稠油油藏,是目前开发稠油油藏的主要技术。

海上油田由于其环境的特殊性,稠油热采开发研究起步较晚,自 2008 年以来,在渤海湾地区逐步开展了多元热流体和蒸汽吞吐的热采先导性试验研究。多元热流体技术在 NB35-2 油田首先进行了先导试验,注入流体温度在 200~250℃,热焓相对蒸汽要低,对

基金项目:国家重大科技专项(2011ZX05024-005-003,2011ZX05057-005-002)资助。

第一作者及通信作者:李萍,女,1982 年 4 月生,2005 年获中国石油大学(北京)石油工程专业学士学位,2012 年获中国石油大学(北京)油气井工程专业博士学位,现为中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司热采工艺工程师,主要从事稠油热采工艺和防砂完井方面的研究工作。
Email:liping14@cnooc.com.cn

普通稠油的开发具有较好的效果,在 NB35-2 油田得到了很好的验证^[1-5]。蒸汽吞吐技术目前仅在 CB-A32H 井进行了国内海上第一口井的先导试验,由于对蒸汽吞吐认识不足,出现了管柱腐蚀严重、断脱、注汽压力高、汽窜等问题,但仍有明显的增产效果。

为加快海上蒸汽吞吐技术发展步伐,优选旅大 27-2 油田进行蒸汽吞吐技术研究及现场先导试验,从而推动海上稠油热采规模化开发。借鉴国内外蒸汽吞吐技术的开发经验,从地质-油藏工程方案、注采方案、地面(平台)方案等几个方面,并结合现场实施过程及效果进行研究。

1 地质-油藏工程方案

旅大 27-2 油田位于渤海东部海域,主力储层明化镇组属受断层控制的低幅鼻状构造,以河道、滩坝型浅水三角洲沉积为主,储层横向变化较大,非均质性强,属高孔高渗储层。地层原油黏度为 600~1 000 mPa·s,为普通稠油亚类 I-2 型。明化镇组探明石油地质储量 $3\,115.51 \times 10^4 \text{ m}^3$,试采井冷采效果差。开展了旅大 27-2 油田明化镇组稠油热采油藏方案研究,在 NmII-7-1187、NmIII-1-1308、NmV-2-1419 砂体部署 12 口水平井进行蒸汽吞吐热采开发,考虑海上实施的可行性和经济性,同时为确保试验效果、减少试验风险,前期开发井距 300m,其中边水油藏 9 口井,蒸汽吞吐采收率 18.3%,底水油藏 3 口井,采收率 11.7%。后期调整方案进行加密。利用现有井槽,先试验边水油藏,逐步推广到底水油藏,探索海上蒸汽吞吐热采工艺及开发规律。优选 NmIII-1-1308 砂体 2 口井(LD27-2-A22H 井、LD27-2-A23H 井),开辟蒸汽吞吐先导试验区。

NmIII-1-1308 砂体构造高点位置砂体中下部,向砂体北侧及南侧构造逐渐降低,且北缓南陡。砂体含油面积 2.06 km²,探明石油地质储量 $269.00 \times 10^4 \text{ m}^3$,属边水油藏,且边水非常小,水体倍数 0.44。典型的河道型浅水三角洲沉积,河道平面、垂向叠置现象明显,砂体厚度平面分布不均,最厚 18.2 m,最薄 2.9 m,砂体平均厚度 10.1 m,有效厚度 6.7 m;孔隙度介于 24.8%~38.8%,平均 34.4%;渗透率 330.0~11 116.9 mD,平均 3 786.5 mD;含油饱和度 63.7%,体积系数 1.023,气/油比 17 m³/m³,油-水界面 -1 316 m,地面原油密度 0.984 g/cm³,地面原油黏度 4 637 mPa·s,地下原油黏度 1 000.6 mPa·s;地层压力梯度 1.0 MPa/hm,温度梯度 2.7℃/hm,为正常的温度和压力系统,该储层为未开发储层,地层静压 12.6 MPa,地层温度 52℃。

先导试验 LD27-2-A22H、LD27-2-A23H 井油藏

数值模拟优化第一周期蒸汽吞吐的注汽参数为总注入量 3 000 t、4 500 t,井底注入温度 340℃,干度 0.4,注入速度 250 m³/d,焖井时间 5 d。

2 注采方案

2.1 注汽工艺

蒸汽吞吐技术多应用于直井中,注汽管柱主要有隔热油管、伸缩管、高温封隔器、筛管和丝堵等组成^[2-7]。先导试验 LD27-2-A22H 井斜深 2 414.67 m,垂深 1 303.86 m,预测及实钻储层厚度 8 m,钻遇率达到 100%,水平段部署在距底 3/8 厚度处,水平段长度 300 m,地层原始压力 12.6 MPa。地层压力高,井深较深,为保证热采效果应尽量降低井筒的热损失。目前高温封隔器多适用于 7" 套管,9-5/8" 套管的高温封隔器不成熟,且海上对套管的保护及伸长量比陆上油田要求高,井口抬升高度不超过 5 mm,先导试验井第一周期未采用水平段均匀注汽管柱,以免管柱腐蚀、地层出砂造成埋管柱无法拔出或断脱。为安全起见,第一周期采用简单注汽管柱结构,主要有隔热油管、油管、引鞋组成,具体管柱结构见图 1。在第二周期的注汽设计中考虑了水平段安装多个注汽阀的均匀注汽管柱结构。LD27-2-A22H 井隔热管下深 2 020.54 m,引鞋位置 2 087.03 m。为降低井筒热损失,隔热油管下深至水平段封隔器上端,采用油管注蒸汽,油套环空注氮气,同时伴注除氧剂的注汽工艺,保证隔热、防腐,控制套管抬升。

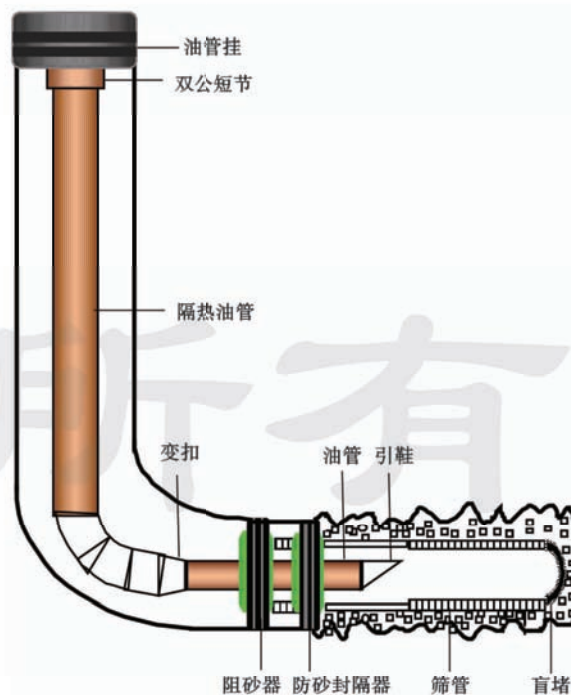


图 1 先导试验井注汽管柱结构

Fig. 1 Steam injection string structure of pilot test well

2.2 焖井时间

焖井时间对周期产油量影响不大,但它能使压力稳定并促使蒸汽在加热带内消失,扩大蒸汽带。同时,蒸汽凝结成水,从而减少开井生产时液体带出的热量^[8-10]。影响焖井时间的因素包括油层热物性参数、注汽参数和加热区范围,对于一般蒸汽吞吐注汽条件,直井焖井时间为3~5 d,而水平井焖井时间为5~7 d^[11]。通过油藏数值模拟优化的焖井时间为5 d,在现场操作过程中根据油压下降的速度和瞬时油压值决定焖井是否短于或长于5 d,LD27-2-A22H井为先导试验井,缺乏现场实际操作经验,实际焖井时间5 d,其后放喷,产液温度在75~90℃。

2.3 举升方式

国内外用于蒸汽吞吐井的举升方式有自喷、耐高温管式泵(陆上多采用,海上空间承重限制不适用)、气举和耐高温电泵^[12-15]。对海上蒸汽吞吐试验井的举升方式进行优选,如表1所示。

根据分析结果,最终建议采用高温电泵进行人工举升。同时下入压力传感器、光纤进行压力、温度测试。LD27-2-A22H井下泵斜深1662 m,垂深1180 m,油层中深1275 m,具体高温电泵管柱如图2所示。

表1 旅大27-2油田蒸汽吞吐举升方式优选

Table 1 Optimization of artificial lift methods in LD27-2 oilfield

序号	举升方式	原因	建议
1	气举	根据平台供气量考虑,需提供高压天然气或氮气进行气举,单井所需注气量 $(2\sim 3)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,注气压力5~10 MPa	不采用
2	全金属螺杆泵	耐高温等级高,可实现蒸汽吞吐和采油不动管柱作业,减少热损失,排量较小,下入位置一般并斜 $<60^\circ$	不采用
3	潜油螺杆泵	一般耐井液温度80~120℃,适用于稠油井、含砂井、高含气井,稠油黏度 $<5000\text{ mPa}\cdot\text{s}$,地面占用空间小,井口无泄漏、无噪声、日常管理简单,泵下机组的发热起到泵下加热作用	不采用
4	高温电泵	井口压力高,地面设备简单,占地小,排量大,耐温一般在150℃,国外最高耐温250℃,费用高,国内最高耐温210℃	建议采用

3 地面(平台)方案

3.1 平台热采设备

阻碍海上蒸汽吞吐技术发展的重要原因之一是海上平台的热采设备问题,也是海上实施的一大技术挑战,主要难点有:①海上石油生产平台空间、承重能力、吊装能力、资源受限;②海上淡水资源缺乏,锅炉的用水也是一大难点;③海上对于安全控制要求更严格。针对此问题,以中国海洋石油公司提出的蒸汽发生装置小型化、地面配套设备撬装化的思想为指导,研发了适用于海上平台的小型蒸汽发生器系统、膜分离高纯制氮系统和海水淡化设备。

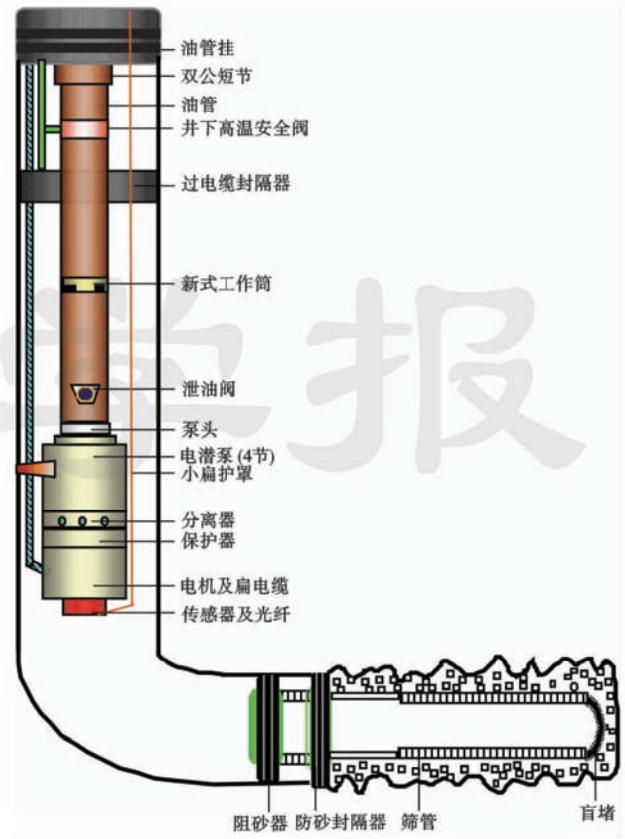


图2 先导试验井高温电泵管柱结构

Fig. 2 High temperature electric pump string structure of pilot test well

(1) 小型蒸汽发生器系统(发生量11.2 t/h,压力21 MPa),解决了海上平台空间小,陆上常用的注蒸汽锅炉摆放困难的问题。与陆上车载式同蒸汽发生量相比,重量减小58%,面积减小68%,热效率高达91%,安全可靠。小型蒸汽发生器系统共6个模块,蒸汽发生器、水处理、中央控制间、除氧器、空压机、高压泵,每个模块重量均小于9t,满足了海上吊装要求。

(2) 膜分离高纯制氮系统针对蒸汽吞吐井的油套环空的隔热及油套管防腐而设计,采用膜分离技术在原有氮气设备95%纯度的基础上,将氮气纯度提高到99.9%。该系统主要有空气压缩机、膜分离制氮机、氮气压缩机等模块组成,每个模块重量均小于9t。

(3) 海水淡化设备是利用(选择透过)膜反渗透的原理,去除海水中离子、有机物、细菌等物质,满足蒸汽发生器水质软化器入口的水质要求,模块重量均小于9t。

3.2 平台注热流程

利用所研发的适用于海上油田单井蒸汽吞吐的小型化蒸汽发生器及配套设备,在LD27-2平台上进行合理的布置和摆放,热采设备占平台面积约200 m²,LD27-2-A22H井的现场工艺流程如图3所示。蒸汽

发生系统产生的高干度蒸汽通过油管注入地层,高纯制氮系统及加入除氧剂后注入油套环空,放喷产生的高温流体因海上流程限制通过海氮设备产出水进行降温后进集输流程。

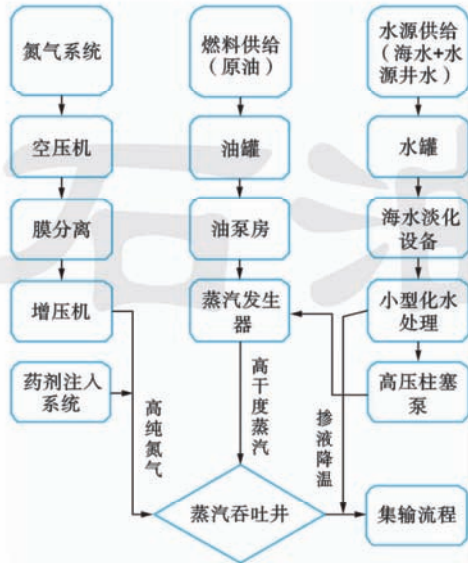


图 3 先导试验井现场工艺流程
Fig. 3 Process of the pilot test well

4 实施过程及效果

4.1 实施过程

蒸汽吞吐技术中蒸汽注入速度越低,地面、井筒、及地层的热损失越大,蒸汽到达井底的干度也越低,相当于注入了大量的热水,体积波及系数小,驱油效率低,开采效果差;注入速度过大,虽然干度高,热损失低,但地层吸汽能力有限,特别是蒸汽吞吐初期,导致注汽压力高,可能会部分压裂地层,产生高渗带,造成汽窜,对生产效果产生不利影响^[16,17]。LD27-2-A22H 井通过井筒模拟软件进行了计算设计、工艺设计,与现场实施情况对比见表 2。注(蒸)汽参数见图 4,注氮(气)参数见图 5。

由图 4、图 5 可以看出:①总注汽量 3000 t,井口注汽干度 >80%,注入压力 13.5~16.0 MPa,温度 330~

表 2 工艺设计及现场实施

Table 2 Process design and field implementation

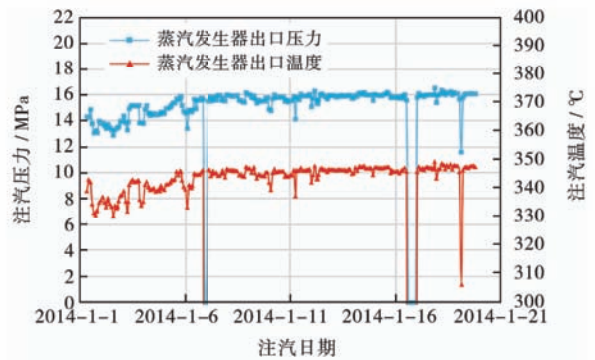
工艺	工艺设计	实施情况
油管注蒸汽;油套环空注氮气,伴注除氧剂	总蒸汽量 3000 t,注汽时间 12 d,注汽压力 < 16.0 MPa,注汽速度 250 t/d 1. 氮气纯度 99.9%,注氮速度 280 m ³ /h; 2. 除氧剂注入速度 1 m ³ /h; 3. 氮气注入压力略大于注蒸汽压力 0.5 MPa	总蒸汽量 3000 t,注汽时间 20 d,注汽速度 96~240 t/d 1. 注氮纯度 > 99.9%,注氮速度 200~400 m ³ /h,累计注氮量 16091 m ³ ; 2. 除氧剂注入速度 4~9 L/h,注除氧剂 2587 L; 3. 氮气注入压力基本保持大于蒸汽注入压力 1.0 MPa

349℃,注入速度 96.0~240.0 t/d,平均 140 t/d,远低于设计 250 t/d;②地层视吸汽指数集中在 6.0~14.0 t/(MPa·d),平均 10.5 t/(MPa·d),随着注入量的增加,地层吸汽能力变弱;③地层为未开发储层,地层压力较高、温度低,第一周期表现出注汽压力稍高、注入速度低、吸汽能力弱的现象;④井口注氮压力比蒸汽压力稍高,约 1 MPa,注氮纯度 99.92%~99.98%之间,符合设计要求。

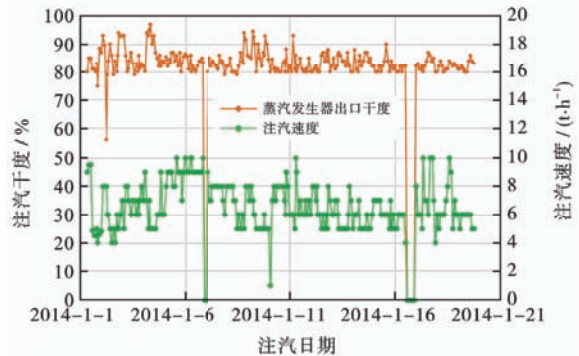
注汽过程中对采油树进行监测,整体采油树无抬升现象。注汽、焖井、放喷结束后,起出注汽管柱,观察隔热油管,井筒上、中、下部的隔热油管均无明显腐蚀现象。

4.2 实施效果

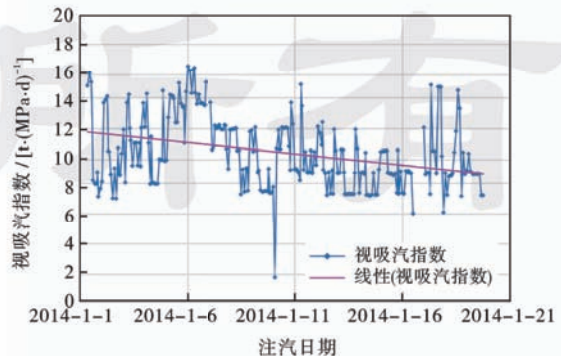
井底温度和干度对热采高峰产能、有效期及周期增油量影响明显,通过数值模拟设计在 340℃、干度



(a) 注汽压力、温度曲线



(b) 注汽干度、速度曲线



(c) 视吸汽能力曲线

图 4 LD27-2-A22H 井注汽参数曲线

Fig. 4 Steam injection parametric curve of Well LD27-2-A22H

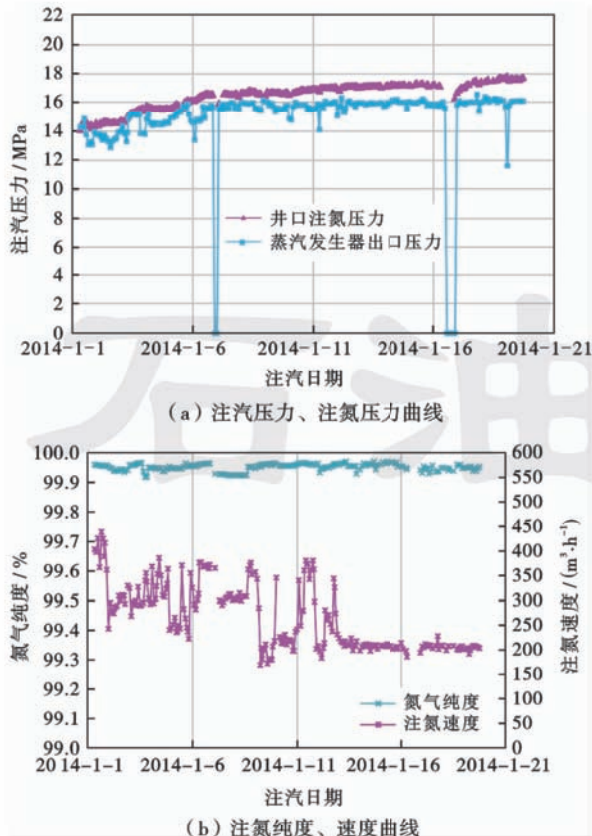


图5 LD27-2-A22H井注氮参数曲线

Fig. 5 Nitrogen injection parametric curve of Well LD27-2-A22H

0.4 情况下,第一周期累产油 $1.36 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。实际注汽情况下预测第一周期累产油 $0.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,第一周期的有效热采时间为7个月(210 d),截至9月底,LD27-2-A22H井热采生产210 d,生产曲线如图6所示,累产油 8234.72 m^3 ,油/汽比2.74,由于第一轮蒸汽吞吐注汽地层吸汽能力有限,注汽速度未达到设计值,造成井筒热损失大,井底蒸汽干度低,热采效果未达到预期的理想效果。同期对比同层水平段相同LD27-2-A23H井开井冷采210 d,生产曲线如图7所示,累产油 4474.58 m^3 ,热采是冷采产能的1.84倍,基本达到蒸汽吞吐第一周期的热采开发效果。

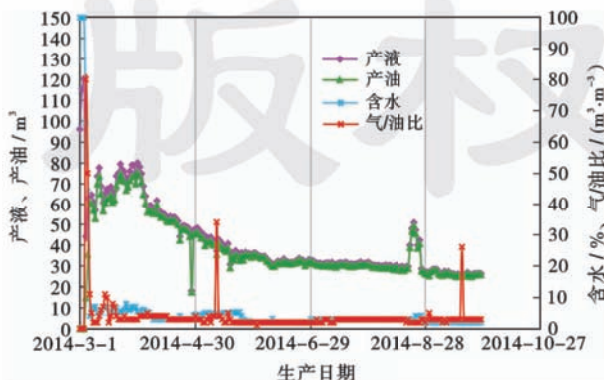


图6 LD27-2-A22H井热采生产曲线

Fig. 6 Thermal recovery production curve of Well LD27-2-A22H

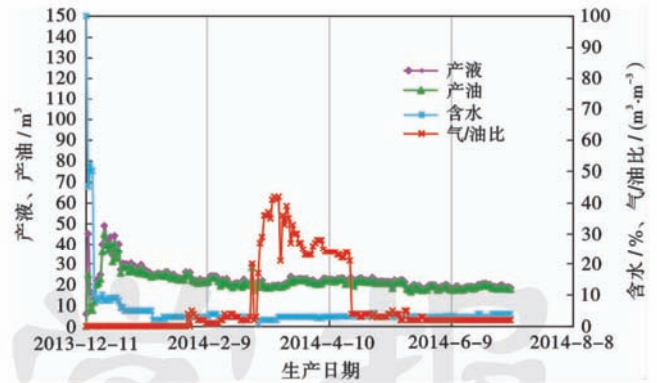


图7 LD27-2-A23H井冷采生产曲线

Fig. 7 Cold production curve of Well LD27-2-A23H

5 结论

(1) 优选了蒸汽吞吐先导试验区块和先导试验井,并确定了油藏开发方案和注汽参数。

(2) 设计了油管注汽、油套环空注氮气的注汽工艺;采用高真空隔热油管、环空注入高纯度氮气伴注除氧剂的隔热防腐技术,大大降低了井筒的热损失和井筒腐蚀,保证了热采效果和作业安全。

(3) 研发的小型蒸汽发生器系统、膜分离高纯制氮系统和海水淡化设备能够满足海上单井蒸汽吞吐先导性试验的需要。

(4) 海上首次采用高温电潜泵(耐温 250°C)进行热采稠油举升,应用压力传感器和光纤进行高温井下压力、温度监测。

(5) 第一轮蒸汽吞吐注汽地层吸汽能力有限,注汽速度未达到设计值,造成井筒热损失大,井底蒸汽干度低,热采效果未达到预期的理想效果。

(6) 蒸汽吞吐技术首次成功在渤海湾地区进行了现场试验,顺利完成注汽、焖井、放喷和下泵生产,取得了较好的试验效果,为下一步大规模开发渤海稠油田提供了良好的依据和基础。

参考文献

- [1] 刘新福. 世界稠油开采现状及发展趋势[J]. 石油勘探开发情报, 1996(4): 43-53.
Liu Xinfu. World heavy oil production status and development trend[J]. Petroleum Exploration and Development Intelligence, 1996(4): 43-53.
- [2] 万仁溥, 罗英俊. 采油技术手册[M]. 第三版. 北京: 石油工业出版社, 2005: 722-842.
Wan Renpu, Luo Yingjun. Handbook of petroleum production technology[M]. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 722-842.
- [3] 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.
- [4] 陈明. 海上稠油热采技术探索与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 1-64.
- Chen Ming. Offshore heavy oil thermal recovery technology exploration and practice[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 1-64.
- [5] 张兆祥, 刘慧卿, 杨阳, 等. 稠油油藏蒸汽驱评价新方法[J]. 石油学报, 2014, 35(4): 733-738.
- Zhang Zhaoxiang, Liu Huiqing, Yang Yang, et al. A new evaluation method of steam flooding for heavy oil reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(4): 733-738.
- [6] 梁丹, 冯国智, 曾祥林, 等. 海上稠油两种热采方式开发效果评价[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 95-99.
- Liang Dan, Feng Guozhi, Zeng Xianglin, et al. Evaluation of two thermal methods in offshore heavy oilfields development[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(1): 95-99.
- [7] 陈月明. 注蒸汽热力采油[M]. 东营: 石油大学出版社, 1996: 64-83.
- Chen Yueming. Steam injection and thermal production[M]. Dongying: Press of the University of Petroleum, China, 1996: 64-83.
- [8] 王卫红, 王经荣, 李滢, 等. 稠油油藏蒸汽吞吐井注采参数系统优化[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(2): 104-106.
- Wang Weihong, Wang Jingrong, Li Dang, et al. Optimization of steam stimulation injection-production parameter system in heavy oil[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(2): 104-106.
- [9] 陈民锋, 郎兆新, 莫小国. 超稠油油藏蒸汽吞吐参数优选及合理开发界限的确定[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2002, 26(1): 39-42.
- Chen Minfeng, Lang Zhaoxin, Mo Xiaoguo. Optimization of steam soaking parameters and determination of feasible developing limit for heavy oil reservoir[J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 2002, 26(1): 39-42.
- [10] 杜殿发, 姚军, 刘立支. 边水稠油油藏水驱后蒸汽吞吐方案设计[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2000, 24(2): 44-46.
- Du Dianfa, Yao Jun, Liu Lizhi. Program of steam soak for heavy oil reservoir after water flooding[J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 2000, 24(2): 44-46.
- [11] 刘慧卿, 楚圣臣, 许卫国, 等. 蒸汽吞吐井合理焖井时间的理论依据[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(1): 62-64.
- Liu Huiqing, Chu Shengchen, Xu Weiguo, et al. Reasonable soaking time for steam stimulation well[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2004, 26(1): 62-64.
- [12] Hong D, Yuwen C, Dandan H, et al. Application of gas lift to heavy-oil reservoir in Intercampo oilfield, Venezuela[R]. SPE 97370, 2005.
- [13] Beauquin J L, Ndinemenu F O, Chalier G, et al. World's first metal PCP SAGD field test shows promising artificial-lift technology for heavy-oil hot production: Joslyn field case[R]. SPE 110479, 2007.
- [14] Guerra E, Sanchez A, Matthews C M. Field implementation experience of metal PCP technology in Cuban heavy-oil fields[R]. SPE 120645, 2009.
- [15] 宋显民, 刘清友, 孙成林, 等. 大斜度井钢丝投捞式气举采油技术[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 979-986.
- Song Xianmin, Liu Qingyou, Sun Chenglin, et al. Gas-lift production technology of wire casting and fishing in highly deviated wells[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(5): 979-986.
- [16] 侯健, 陈月明. 综合化的蒸汽吞吐注采参数优化设计[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1997, 21(3): 36-39.
- Hou Jian, Chen Yueming. Development of a comprehensive software for optimizing steam stimulation design[J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 1997, 21(3): 36-39.
- [17] 张义堂, 李秀峦, 张霞. 稠油蒸汽驱方案设计 & 跟踪调整四项基本原则[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 715-719.
- Zhang Yitang, Li Xiuluan, Zhang Xia. Four fundamental principles for design and follow-up of steam flooding in heavy oil reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(6): 715-719.

(收稿日期 2015-07-04 改回日期 2015-12-03 编辑 宋 宁)

版权所有