

·油气钻采工程·

渤中29-4油田自产气气举-电潜泵组合 举升工艺增产方法研究

程心平¹, 郑春峰¹, 宁碧², 李静嘉³, 詹敏¹

(1.中海油能源发展股份有限公司工程技术公司,天津 300452; 2.中国石油大学(北京)石油工程学院,
北京 102249; 3.北京雅丹石油技术开发有限公司,北京 102200)

摘要:针对渤中29-4油田存在的油气层分采开采周期长、采收率低,且海上平台电力负荷达到上限,无法满足多井同时生产的问题,提出气举-电潜泵组合举升工艺,利用生产井自产气气举实现单井油气同采。以油层、井筒、电潜泵子系统和气举子系统组成的生产系统为对象,采用节点分析与双系统耦合设计的方法,以气举和电潜泵系统高效协调生产为目标,以电潜泵功率为依据,明确不同生产条件下各子系统工作参数的设计与步骤,最终确定合理的、最优化的工艺参数设计方案。通过某井计算结果表明,在产液量不变的情况下,与单电潜泵举升系统相比,组合举升工艺中电潜泵所需级数和功率有效降低,分别降为原来的40.2%和40.6%,解决了单一举升工艺系统负荷过大的问题,从而保证多井同时生产,提高平台产量。

关键词:组合举升 自产气 气举 协调生产 耦合设计 渤中29-4油田

中图分类号:TE355

文献标识码:A

文章编号:1009-9607(2017)04-0121-06

Study on gas and ESP combination lift using self-produced gas for production increase in Bozhong29-4 Oilfield

Cheng Xinping¹, Zheng Chunfeng¹, Ning Bi², Li Jingjia³, Zhan Min¹

(1.CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin City, 300452, China; 2.College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China; 3.Beijing Yadan Petroleum Technology Development Co., Ltd., Beijing City, 102200, China)

Abstract: Due to the separate production of gas and oil, the production cycle is too long and the recovery ratio is low in Bozhong29-4 Oilfield, and the electric load cannot meet the needs of multi-well production at the same time since it reached its upper limit. Aiming at these problems, gas and ESP combination lift was proposed using the self-produced gas in the production wells to achieve the goal of oil and gas production at the same time. Production system composed of reservoir, wellbore and ESP-gas lift system was taken as the study object. The method of node analysis and dual system coupling design was used. Regarding the efficient coordination of production of gas lift and ESP as the goal, the method and steps of working parameters design under different conditions were given based on the power of the ESP. The optimized production project was determined eventually. The calculation results of a certain well show that the combination lift can effectively reduce the pump series and pump power to 40.2% and 40.6% of the original compared with single ESP lift system under the condition of same flow rate. The problem of large load of single lift system was solved, so that multiple wells can product at the same time and the production of platform may be increased.

Key words: combination lift; self-produced gas; gas lift; coordinate production; coupling design; Bozhong29-4 Oilfield

收稿日期:2017-03-20。

作者简介:程心平(1968—),男,山西汾阳人,高级工程师,从事采油工艺和井下工具开发研究。联系电话:(022)66907341, E-mail:chengxp@cnooc.com.cn。

基金项目:中国海洋石油总公司科技发展项目“电泵与气举智能耦合举升工艺技术研究”(KJ135-2016-02)。

在渤海海域目前已投入开发的油气田中,存在着大量与原油共生的天然气,一口开发井通常会同时钻穿较厚的油层和气层。以渤海海域南部黄河口凹陷已投入开发的11个油气田为例,探明气层地质储量为 $130 \times 10^8 \text{ m}^3$,动用储量为 $98.02 \times 10^8 \text{ m}^3$,动用程度为75.4%,主要采用定向井钻穿多层的方式动用,截至2016年12月,气层气累积产量为 $45 \times 10^8 \text{ m}^3$,采出程度为45.9%。在生产过程中,受天然气销售和油田燃气自用需求的影响,先期往往暂时不射开气层或关闭气层的生产滑套,仅生产油层;即使是打开气层的生产井,往往也因初期天然气产量高以及对油层存在干扰而采取先采气,待地层压力释放到一定水平后再油气同采^[1-2]。现阶段常采取分阶段分层开采的采油工艺,难以实现油气同采、油气产量和压力达到平衡以及使油气得到高效开发的目的。此外,由于平台电力系统额定电流的限制,在新井上线时需要关停多口老井来供给新井用电量,造成平台产量损失^[3]。以渤中29-4油田为例,针对多口生产井同时钻穿油层和气层的情况,参考国外利用气举和电潜泵技术进行采油的先例^[4-5],提出利用生产井自产气直接注入油管进行自产气气举-电潜泵组合举升工艺,合理利用气层的能量和气体的举升能力,既能增加生产井产出,又可减少后期人工举升的投入,降低成本,具有较好的应用前景。

1 油田概况

渤中29-4油田含油层段较长,受构造和岩性多重因素的影响,纵向和横向上具有多套较复杂的油、气、水系统,油气藏类型多样^[6-7]。地层测试资料表明,渤中29-4油田温度梯度为 $3.57 \text{ }^\circ\text{C}/\text{hm}$,压力梯度为 $0.992 \text{ MPa}/\text{hm}$,属正常温压系统。

全油田已开发3,3ST,5,A4,A9和A14共6个井区,共有开发井20口,其中生产井16口,注水井4口,以定向井为主,主要生产层位为明化镇组。随着油田持续开采,气油比逐渐降低,产油量降低,产液量增加,综合含水率增加,2016年12月,日产油量为 $520 \text{ m}^3/\text{d}$,日产气量为 $17.86 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,含水率为51.3%。目前平台多采用电潜泵采油工艺,存在的明显问题是油井深度大,所需电潜泵级数大、功率高,对平台电力系统要求很高,有新井上线时需要关停多口老井来供给新井用电量,造成平台产量损失。除此之外,当前油田部分井只开采油层,未能充分利用气层的能量。

2 组合举升工艺特点及生产系统

海上油田有着特殊的作业环境,因此,为适应海上作业的开采特点,要求平台设备体积小、免修期长、操作管理简单、易实现自动化管理等。气举工艺因产液量范围大、灵活性好、易调节的特点,电潜泵工艺因排量大、易操作、地面设备简单的特点,均在海上油藏开采中得到广泛应用^[8-9]。自产气气举-电潜泵组合举升工艺就是将气举与电潜泵系统各自的优点结合起来满足海上深井采油的要求。

自产气气举-电潜泵组合举升工艺是一种通过在电潜泵出口以上位置设置气举注气点,将气层产气注入油管来接替电潜泵举升的工艺^[10]。该工艺通常不安装井下封隔器,生产时首先启动电潜泵生产,在关闭套管阀门的条件下,环空积聚的气层产出气最终被引入油管中辅助电潜泵举升,其特点是气举气源来自本井自产气,因此称为自产气气举-电潜泵组合举升工艺。在组合举升工艺中,油管进气后,注气点到井口间的压降急剧降低,井口压力一定时,电潜泵出口压力下降,相当于减小了下泵深度^[11]。因此,自产气气举-电潜泵组合举升工艺可减小生产系统中电潜泵的功率和级数,有效达到能耗减小的目标。海上自产气气举-电潜泵组合举升生产系统如图1所示。

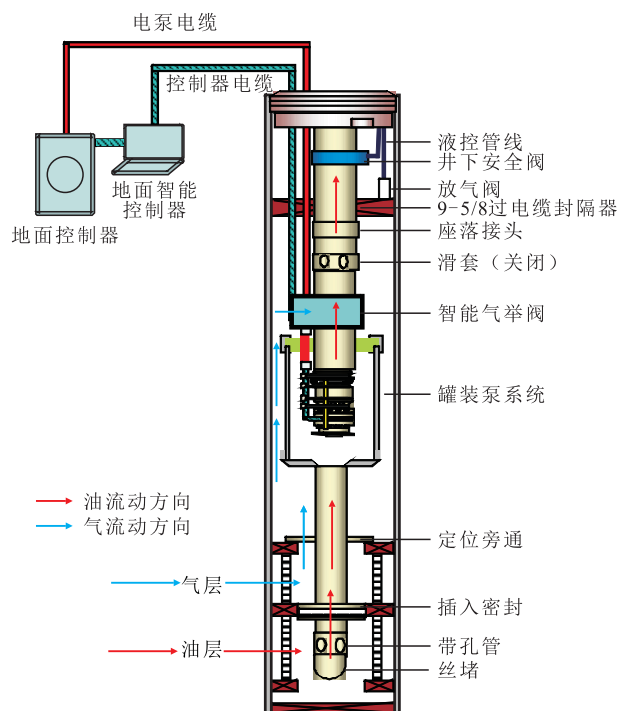


图1 自产气气举-电潜泵组合举升生产系统
Fig.1 Production system of gas-ESP combination lift using self-produced gas

3 组合举升工艺参数设计

组合举升系统设计是以油层、井筒、电潜泵系统和气举子系统组成的生产系统为研究对象,在各生产子系统相互协调的前提下,采用节点分析法设计不同生产条件下各子系统的工作参数,以电潜泵功率为依据进行优选,确定合理的、最优化的工艺参数设计方案。组合举升工艺参数设计比常规电潜泵工艺参数设计、气举工艺参数设计复杂得多,其难点在于不仅要保证电潜泵与气举系统互不干扰,相互协调,而且还要达到整个组合系统生产效率最大化、能耗最小化的目标^[12-16]。

3.1 定产量和定井口压力下参数设计

在注气压力和油层流入动态已知条件下,给定产量和井口压力,确定注气点深度和注气量的步骤为:①根据油层流入动态确定井底流压;②选取油藏中部埋深以上某一位置为初始下泵深度,对该下泵深度对应的泵处温度^[17-19]和入泵气液比进行计算,若满足初始下泵深度对应的泵处温度小于泵的最高耐温且入泵气液比小于25%,则认为初始下泵深度合理,若不符合,选择泵的最高耐温和入泵气液比都满足条件的最大下泵深度;③对从井底向上至下泵深度处的井筒压力进行计算,以下泵深度处的井筒压力为泵入口压力;④假设泵出口压力,选择推荐排量范围与给定产量相近的泵型,在泵出口、入口压力已知的情况下计算所需电潜泵级数,选择合适的电机和电缆;⑤以电潜泵出口为起点,取电潜泵出口压力为连续气举设计时的井底流压,计算电潜泵出口以上的油管压力分布;⑥由注气压力计算油套环形空间气柱压力,该气柱压力曲线与步骤⑤中得到的油管压力分布曲线的交点即为注气点,对应的深度为注气点深度;⑦注气点以上的总气液比为油层生产气液比与注入气液比之和,给定一组总气液比,对每一个总气液比都以注气点处油管压力为起点,计算向上至地面的油管压力分布,确定井口压力;⑧根据以上计算结果,绘制总气液比与井口压力的关系曲线,找出与设定井口压力相对应的总气液比,减去油层生产气液比即为注入气液比,参考给定的产量即可得到所需注气量;⑨比较给定的井口压力与计算所得的井口压力,若两者相同或相近则认为设计合理,为备选方案之一,若两者相差太大,则说明假设的泵出口压力不合理,对其进行调整后重复步骤③—⑨;⑩计算备选方案的电潜泵功率,选择电潜泵功率最小的方案为

最优方案。

3.2 定注气量和定井口压力下参数设计

在注气压力和油层流入动态已知的条件下,给定注气量和井口压力,确定注气点深度和最大产量的步骤为:①由注气压力计算油套环形空间气柱压力;②假设产量,根据给定的注气量和油层生产气液比,计算该产量对应的总气液比;③以井口压力为起点,利用多相管流,根据总气液比,计算井口压力以下的油管压力分布,该油管压力分布曲线与油套环形空间气柱压力曲线的交点为假设产量下的气举注气点,对应的深度为注气点深度;④从注气点深度开始,结合油层生产气液比,计算注气点深度以下的油管压力;⑤选取油藏中部埋深以上某位置为初始下泵深度,对该下泵深度对应的泵处温度和入泵气液比进行计算,若满足初始下泵深度对应的泵处温度小于泵的最高耐温且入泵气液比小于25%,则认为初始下泵深度合理,若不符合,选择泵的最高耐温和入泵气液比都满足条件的最大下泵深度;⑥结合步骤④计算的油管压力和步骤⑤计算的下泵深度可得泵出口压力;⑦根据假设产量对应的井底流压,计算油管压力,以下泵深度处的油管压力为泵入口压力;⑧在泵出口压力、泵入口压力、产量等均已知的情况下选择泵型,计算所需泵级数,选择合适的电机和电缆;若存在可用的泵型号且级数在合理范围内,则认为设计合理,为备选方案之一,若不存在可用泵型或级数太大不合理,则改变给定产量,对其进行调整后重复步骤②—⑧;⑨计算备选方案的电潜泵功率,选择电潜泵功率最小的方案为最优方案。

4 实例应用

以渤中29-4油田某生产井为例,进行气举-电潜泵组合举升工艺设计并对结果进行分析。基础数据包括物性参数、油藏参数、气藏参数、井筒结构参数和设计参数。物性参数包括:原油相对密度为0.908,天然气相对密度为0.582,含水率为64%,水相对体积质量为1.026,气油比为132 m³/m³。油藏参数包括:油藏深度为1 440 m,油藏压力为15.07 MPa,油藏温度为70.4 ℃,产液指数为25 m³/(MPa·d)。气藏参数包括:气藏深度为1 243 m,气藏压力为12.57 MPa,气藏温度为62.97 ℃。井筒结构参数包括:油管内径为114.3 mm,井深为1 470 m,套管内径为244.5 mm。设计参数包括:设计产量为270 m³/d,设计井口压力为1.5 MPa。按定产量和定井口压

力条件下参数的设计步骤进行工艺参数设计。

4.1 下泵深度初步确定

目前,电潜泵机组中的油气分离器一般为旋转式,旋转式油气分离器电潜泵机组在气体占三相总体积的25%时可正常工作。因此,将临界入泵气液比规定为25%^[20]。

为简化计算,以临界入泵气液比为依据确定下泵深度。根据进泵含气率与井筒压力的关系式^[20],绘制进泵含气率与井筒压力分布关系曲线(图2)。从图2中可得到临界入泵气液比对应的井筒压力以及该压力下的井深,该井深即为下泵深度下限值。

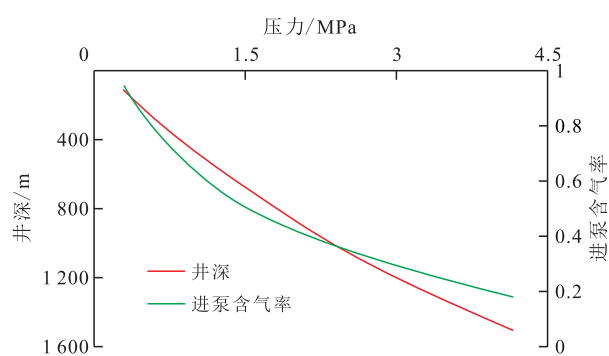


图2 进泵含气率与井筒压力分布关系曲线

Fig.2 Relationship curve of gas volume fraction with wellbore pressure distribution

取入泵气液比为25%时,下泵深度约为1 350 m。

4.2 组合举升工艺参数设计

进行气举-电潜泵组合举升工艺参数设计的思路为:在初步确定下泵深度的基础上,通过调整泵出口压力进行电潜泵型号和工作参数的设计,然后以泵出口压力为上部气举系统的拟井底流压,假设气举注气深度,对所需注气量进行设计,得到气举参数后,通过验证该生产制度下的井口压力与给定的井口压力是否一致,判断组合举升系统生产参数的合理性。电潜泵出口压力为2个子系统协调生产及耦合设计的重要参数,因此,通过对泵出口压力的不断调整,达到电潜泵与气举生产系统耦合的目标^[21]。对于气举系统,在气举阀下入深度确定的情况下,所需注气量为定值,此时,可通过调节智能气举阀控制气层的生产压差,保证注气量为设计值。

在设计过程中,选择现场常用的泵效较高的3种泵,分别为RedaD4300N泵、WoodGroupTD6000泵和Centrilift:E127泵。自产气气举-电潜泵组合举升工艺尝试在这3种泵上部加入气举系统辅助电潜泵举升,以期减少泵的级数,降低对地面设备的要求。加入气举系统后,组合举升工艺的参数设计见表1。

表1 组合举升工艺参数设计

Table1 Working parameters of combined gas lift-ESP technology

泵型	电潜泵下深/m	级数	功率/kW	扬程/m	泵效,%	注气点深度/m	注气量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	气举效率,%	总效率,%
RedaD4300N	1 350	105	17.05	341.36	62.61	1 173	4.59	3.626	38.76
	1 350	145	23.44	469.31	62.61	1 056	2.28	6.827	47.20
	1 350	185	29.83	597.26	62.61	959	1.24	15.88	54.51
	1 350	225	36.22	725.21	62.61	817	0.61	69.89	63.25
WoodGroupTD6000	1 350	68	15.82	341.36	67.49	1 153	4.56	3.59	41.65
	1 350	94	21.74	469.31	67.49	1 012	3.18	6.84	50.74
	1 350	120	27.67	597.26	67.49	872	1.77	16.00	58.56
	1 350	146	33.60	725.20	67.49	762	0.73	72.34	67.92
Centrilift:E127	1 350	62	15.91	341.36	67.09	1 161	4.33	3.62	41.42
	1 350	85	21.87	469.31	67.09	1 038	2.61	6.84	50.45
	1 350	108	27.84	597.26	67.09	925	1.57	16.022	58.23
	1 350	132	33.80	725.20	67.09	800	0.62	74.75	67.77

为了达到减少单井用电量,保证多井同时生产提高平台产量的设计目标,以电潜泵功率^[22-23]为主要依据,对气举-电潜泵组合举升工艺进行优选,在这种情况下,最优的设计方案为:WoodGroupTD6000泵,泵级数为68,功率为15.82 kW,扬程为341.36 m,对应的气举系统注气深度为1 153 m,注气量为45 600 m³/d。

4.3 与单电潜泵举升工艺对比

为了对比组合举升工艺与单举升工艺的优劣,对单电潜泵举升和组合举升生产时电潜泵的下入深度和级数等参数进行对比(表1,表2)。RedaD4300N泵、WoodGroupTD6000泵和Centrilift:E127泵在该井单电潜泵生产中均可使用(表2),但由于下泵深度很大,导致所需泵级数和功率都较

表2 单电潜泵举升工艺参数

Table2 Working parameters of single ESP lift technology

泵型	电潜泵 下深/m	级数	功率/ kW	扬程/ m	泵效/ %	泵出入口压 力差值/MPa
Reda D4300N	1 350	259	41.80	836.83	62.61	3.27
WoodGroup TD6000	1 350	169	38.97	841.09	67.49	3.29
Centrilift: E127	1 350	152	39.08	838.52	67.09	3.28

大,RedaD4300N泵甚至需要259级才能满足要求,这无疑增加了地面设备的负荷。在加入气举系统生产后,组合举升工艺中所需电潜泵的级数要明显低于单电潜泵中的级数要求,所需泵功率也显著降低。当泵型相同时,随着泵级数的降低,所需注气量显著上升,但值得注意的是,在组合举升系统中,电潜泵是主力举升系统,因此不能一味降低电潜泵的级数,试图通过增加气举注气量来提高产液量。

对于WoodGroupTD6000泵,将单电潜泵举升与自产气气举-电潜泵组合举升的设计结果进行了对比^[24],发现组合举升设计中泵扬程明显降低,所需泵级数与泵功率显著下降,泵级数由169级降为68级,泵功率由38.97 kW降至15.82 kW,分别降为原来的40.2%和40.6%。将WoodGroupTD6000泵单泵生产、不同泵级数下组合举升(68级以及146级)生产时的井筒压力绘制在同一坐标中(图3),从图3可见,组合举升工艺中所需电潜泵提供的压力明显小于单电潜泵举升工艺,且注气段的井筒压力梯度比电潜泵段明显降低。

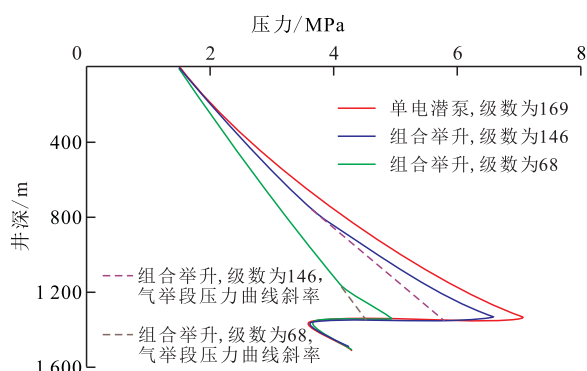


图3 组合举升系统井筒压力分布

Fig.3 Wellbore pressure distribution of gas lift-ESP combination lift

5 结论

气举-电潜泵组合举升工艺可以有效解决渤海海域存在的油气同产井分层开采周期长、气层能量

未能得到很好利用和海上平台电力负荷达到上限的问题。与单电潜泵举升系统相比,组合举升系统中电潜泵的级数明显减少,泵所提供的压力和功率也显著减小。当泵型相同时,随着泵级数的降低,所需的注气量显著上升。

在组合举升系统中,电潜泵是主力举升系统,当泵参数一定的情况下,通过增加注气量改变产液量也只是在产液量范围内变化,因此不能一味降低电潜泵级数,试图通过增大注气量来提高产液量。

参考文献:

- [1] 李阳,薛兆杰.中国石化油气田开发工程技术面临的挑战与发展方向[J].石油钻探技术,2016,44(1):1-5.
Li Yang, Xue Zhaojie.Challenges and development tendency of engineering technology in oil and gas development in Sinopec[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(1): 1-5.
- [2] 杨旭,刘健,吴磊.基于层次分析法的海上采油人工举升方式选择[J].石油矿场机械,2014,43(12):17-22.
Yang Xu, Liu Jian, Wu Lei.Artificial lift methods selection of offshore producing based on analytical hierarchy process [J].Oil Field Equipment, 2014, 43(12): 17-22.
- [3] 王兴岭,张艳君,孙伟,等.油田开发经济运行质量研究与应用[J].油气地质与采收率,2002,9(1):51-53.
Wang Xingling, Zhang Yanjun, Sun Wei, et al.Study and application on economic movement quality of oilfield development[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2002, 9(1): 51-53.
- [4] Hubert Borja, Ricardo Castano.Production optimization by combined artificial lift systems and its application in two Colombian fields[R].SPE 53966, 1999.
- [5] Aitken K J, Dr Allan J C, Holmes J D.Combined ESP/auto gas lift completions in high GOR/high sand wells on the Australian North-west Shelf[R].SPE 64466, 2000.
- [6] 陈丽祥,牛成民,李慧勇,等.渤海湾盆地渤中21-2构造碳酸盐岩储层发育特征及其控制因素[J].油气地质与采收率,2016, 23(2):16-21.
Chen Lixiang, Niu Chengmin, Li Huiyong, et al.Carbonate reservoir characteristics and its controlling factors in Bozhong21-2 structure, Bohai Bay Basin [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 16-21.
- [7] 李新琦,李慧勇,于海波,等.张家口-蓬莱断裂带渤海段断裂特征及其与油气差异成藏关系[J].油气地质与采收率,2016, 23(5):16-22, 49.
Li Xinqi, Li Huiyong, Yu Haibo, et al.Fault characteristics and its relationship with differential hydrocarbon accumulation of Zhangjiakou-Penglai Fault in Bohai region [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(5): 16-22, 49.
- [8] 范学平,郭少儒,张晓丹,等.气举和电潜泵耦合采油工艺在平湖油气田的实践[J].钻采工艺,2014,37(6):73-74.
Fan Xueping, Guo Shaoru, Zhang Xiaodan, et al.Application of coupling production technology of gas lift and electrical submersible pump in Pinghu oil and gas field [J].Drilling & Production

- Technology, 2014, 37(6):73-74.
- [9] 尹志红, 李大鹏, 巩艳芬, 等. 人工举升方式技术适应性组合评价[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(8):1 884-1 887.
Yin Zhihong, Li Dapeng, Gong Yanfen, et al. Combination evaluation on technology adaptation of artificial lift ways [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(8):1 884-1 887.
- [10] 赵明, 过杨, 孙聪聪, 等. 超深井组合举升工艺技术研究新进展[J]. 中国石油和化工, 2015, 295(9):56-59.
Zhao Ming, Guo Yang, Sun Congcong, et al. Research progress of combination lifting technology in ultra-deep wells [J]. China Petroleum and Chemical Industry, 2015, 295(9):56-59.
- [11] 杨志, 李孟杰, 赵海洋, 等. 电潜泵—气举组合接力举升工艺研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2011, 33(2):165-170.
Yang Zhi, Li Mengjie, Zhao Haiyang, et al. The research of ESP-GL relay lifting technology [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(2):165-170.
- [12] 陈维, 李颖川. 大水量气井电潜泵—气举组合排水采气工艺设计[J]. 天然气技术, 2009, 3(6):22-24.
Chen Wei, Li Yingchuan. Drainage gas recovery technique of combing ESP and gas lift for gas wells with large water production [J]. Natural Gas Technology, 2009, 3(6):22-24.
- [13] 苏剑红, 张烈辉, 刘永辉, 等. 海上大液量井电潜泵—气举联合生产系统[J]. 油气田地面工程, 2011, 30(9):71-72.
Su Jianhong, Zhang Liehui, Liu Yonghui, et al. Combination system of electric submersible pump-gas lift used on offshore high productivity wells [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2011, 30(9):71-72.
- [14] 刘永辉, 余焱冰, 张翼, 等. 海上大液量井电泵气举衔接式采油系统设计[J]. 钻采工艺, 2010, 33(3):51-53.
Liu Yonghui, Yu Yanbing, Zhang Yi, et al. Design of cohesive system between electric submersible pump and continuous gas lift in high productivity well [J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(3):51-53.
- [15] 张琪. 采油工程原理与设计[M]. 东营: 石油大学出版社, 2006: 81-88.
Zhang Qi. Production engineering principle and design [M]. Dongying: University of Petroleum Press, 2006:81-88.
- [16] 陈胜宏, 范白涛, 邵明仁, 等. 海上无人简易平台双电潜泵完井技术[J]. 中国海上油气, 2009, 21(5):335-337.
Chen Shenghong, Fan Baitao, Shao Mingren, et al. The technology of well completion with dual ESP on offshore unmanned platform [J]. China Offshore Oil and Gas, 2009, 21(5):335-337.
- [17] 于君祥, 刘卫红, 梁文娟, 等. 电泵井筒温度分布及简化模型分析[J]. 西部探矿工程, 2004, (12):85-86.
Yu Junxiang, Liu Weihong, Liang Wenjuan, et al. Analysis on temperature distribution of electric pump in well bore and simplified model [J]. West-China Exploration Engineering, 2004, (12):85-86.
- [18] 何岩峰, 吴晓东, 贺甲元, 等. 电潜泵举升系统温度压力耦合计算方法研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2008, 30(5):145-147.
He Yanfeng, Wu Xiaodong, He Jiayuan, et al. Research on temperature and pressure coupling calculation method to electrical submersible pump lifting system [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2008, 30(5):145-147.
- [19] 王杰祥, 张红, 樊泽霞, 等. 电潜泵井筒温度分布模型的建立及应用[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2003, 27(5):54-55, 59.
Wang Jiexiang, Zhang Hong, Fan Zexia, et al. Modeling of temperature distribution in well bore with electric submersible pump [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2003, 27(5):54-55, 59.
- [20] 万仁溥. 采油工程手册[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.
Wan Renpu. Production engineering manual [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.
- [21] 朱学海, 纪树立, 潘贵荣, 等. 双电潜泵系统的研究及在渤海油田的应用[J]. 石油机械, 2007, 35(10):60-63.
Zhu Xuehai, Ji Shuli, Pan Guirong, et al. Study of dual electric submersible pump system and its application in the Bohai Bay [J]. China Petroleum Machinery, 2007, 35(10):60-63.
- [22] 苑庆旺. 海上采油生产系统分析优化研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2010.
Yuan Qingwang. Research and optimization of the offshore oil production system [D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2010.
- [23] 姚亦华. 海上油田潜油电泵生产系统优化设计与工况诊断[D]. 成都: 西南石油学院, 2002.
Yao Yihua. Optimal design and working diagnosis of ESP production system of offshore oilfield [D]. Chengdu: Southwest Petroleum Institute, 2002.
- [24] 叶翠, 章双龙, 冯玉霞. 电潜泵井系统效率优化设计[J]. 能源研究与管理, 2014, (3):80-83.
Ye Cui, Zhang Shuanglong, Feng Yuxia. Systemic efficiency optimization design of electric submersible pump well [J]. Energy Research and Management, 2014, (3):80-83.

编辑 刘北羿