

原油流动改进剂应用于防蜡的实验

唐志伟, 党伟, 谭文捷, 王莉莉, 胡长朝

中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要 某油田产高含蜡原油, 在采出及集输过程中造成严重蜡沉积, 影响油田的正常生产。利用该油田原油样品, 进行新型原油流动改进剂AT-2的防蜡黏壁及协同破乳剂分水实验。结果表明, AT-2在采出液样品含水10%~50%时, 具有较好的防蜡黏壁效果, 在含水40%时黏壁量减少率达到最大值75.36%; 当采出液中AT-2浓度 ≤ 100 mg/L时, 原油后续脱水不受影响。实验表明AT-2可用来解决该油田的蜡沉积问题。

关键词 原油流动改进剂; 高含蜡原油; 防蜡

中图分类号 TE869

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.01.005

Anti-wax application of crude oil flow improver

TANG Zhiwei, DANG Wei, TAN Wenjie, WANG Lili, HU Changchao

Petroleum Exploration and Production Research Institute, China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing 100083, China

Abstract The AT-2, a new crude oil flow improver, has been developed targeting the wax deposition problem in an oilfield. Anti-wax and water separation experiments were carried out. The result showed that AT-2 had a satisfactory anti-wax effect on the produced liquid sample with watercut of 10%~50%. When the watercut was 40%, the maximum wax reduction rate was achieved, reaching 75.36%; meanwhile, the water separation was not affected when the concentration of AT-2 was lower than 100 mg/L. Considering the watercut of the wells having the wax problem is lower than 50%, the application of AT-2 would solve the wax deposition problem.

Keywords crude oil flow improver; waxy oil; anti-wax

某油田产出原油为高含蜡油, 其原油含蜡量为32%~46.4%, 凝点为36~39℃, 析蜡点温度为42~48℃, 油藏井底温度仅为50℃, 井口环境温度30℃。原油生产中未采取任何热力保障措施, 因此在原油井筒、集输、外输系统的运行温度均低于原油的析蜡温度, 出现较严重的蜡沉积问题。现场生产中, 油井井筒蜡沉积通过每天1到3次的机械刮蜡解决, 频繁的停井刮蜡严重影响油田的生产效率及安全运行。

受该油田采用气举采油工艺及井场电力负荷等条件限制, 宜采用化学清防蜡方法。研发新型原油流动改进剂AT-2, 延缓油井结蜡周期。AT-2为表面活性剂型流动改进剂, 其主要成分为脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸醋酸钠盐、烷基酚聚

氧乙烯醚等。本研究通过室内实验模拟油井生产过程中蜡沉积, 通过称量蜡在钢制容器壁上沉积的量来评价AT-2的防蜡黏壁效果, 以验证AT-2应用于该油田防蜡的可行性。考虑到AT-2乳化原油的防蜡机理, 为避免AT-2对原油脱水的影响, 测试了AT-2脱水能力及AT-2对破乳剂脱水能力的影响。

1 主要清防蜡技术

目前国内外油气田主要的清防蜡技术有热力清蜡、化学清防蜡、强磁和声波防蜡、管柱电加热及微生物清防蜡技术等。

收稿日期: 2014-08-27; 修回日期: 2014-12-02

基金项目: 中国石油化工股份有限公司国际石油勘探开发公司项目(POA06104192)

作者简介: 唐志伟, 工程师, 研究方向为油田污水处理、油田用化学剂等, 电子邮箱: tangjoe@foxmail.com

引用格式: 唐志伟, 党伟, 谭文捷, 等. 原油流动改进剂应用于防蜡的实验[J]. 科技导报, 2015, 33(1): 33-37.

热力方法是常用的油井井筒、集输系统清防蜡方法,包括油井热(油、水)洗、提高集输温度、井口掺热水等。热油(水)洗井是国内抽油机井多采用的方法,该方法操作简便、储层损害小、见效快;但是热洗效果差、效率低、耗能高。提高集输温度的方法会造成宝贵的油气资源的浪费,由于水的比热几乎是原油的2倍,随着油井综合含水的上升,集输原油加热能耗越来越大。降低集油温度已经逐渐成为国内外矿场油气集输系统节能降耗的主要方法^[1]。

化学清防蜡是最为常用的技术之一,通过加注化学药剂,延缓或者抑制蜡晶生成、聚集,减少油井结蜡速度。清防蜡剂有油基、水基、固体清防蜡剂^[2,3]等。

强磁、声波防蜡^[4]是通过磁场、声波作用抑制油井管柱上蜡晶的生成。通过安装在井口的强磁或声波防蜡器,可以对井口以下一定范围内的油井管柱起到防蜡的效果。目前该类型防蜡器在油田现场应用效果差异较大。声强、磁场强度、作用方向、井液流速、井液性质等多种因素会对该类型防蜡器的效果造成影响^[5]。

井下管柱电加热主要以空心抽油杆电加热作为代表。该项技术通过电力加热抽油杆提高抽油杆及井筒内原油温度,而起到防蜡作用。该技术需要井口具有电力供应,能耗较高且工艺复杂^[6]。

微生物清防蜡是将筛选出的嗜蜡微生物菌种,经过培养后注入地层或井底。嗜蜡菌种能降解原油中的蜡等长链碳氢化合物,降低原油黏度和蜡含量^[7,8],增加原油流动性。

某油田现场受气举采油工艺和井场电力负荷有限等因素限制,常规热洗、管柱电加热等清防蜡工艺较难应用于油田现场,强磁、声波、微生物等技术作用效果有限,化学清防蜡技术是相对容易实现的选择。针对该油田高含蜡原油性质研制了表面活性剂型原油流动改进剂AT-2。该流动改进剂能够促使采出液形成O/W(水包油)乳状液,从而改善原油流动性能,减少蜡在原油采出过程中温度降低导致的井筒、集输系统蜡沉积,延长油井刮蜡周期,减少油井停产等。

2 表面活性剂型流动改进剂应用于防蜡的机理

表面活性剂型流动改进剂可以促使采出液提前转相形成O/W乳状液,内相为油相、外相为水相,使蜡与金属管壁隔离开来,阻止蜡沉积在管道表面。表面活性剂型流动改进剂防蜡和改进原油流动性能主要有4种机理:1)表面活性剂吸附在金属管壁上形成亲水膜,一方面降低管壁的摩阻,另一方面将金属表面由亲油性转变为亲水性,抑制蜡和凝油在管壁上沉积。2)在O/W乳状液中,表面活性剂吸附在油珠表面对油珠之间的聚并起抑制作用,降低油珠的聚并温度,对O/W原油乳状液在原油凝固点之下具有稳定作用,降低油井管柱和集输管道中凝油的形成温度。3)降低含水原油转相点的含水率,提前形成具有适度稳定性的O/W原油假乳状液,显著降低了含水原油的表现黏度^[9]。4)相对静止状态时,O/W原油假乳状液自然破乳分层,便于在集中处理站进行油

水分离。主要机理如图1所示^[13]。

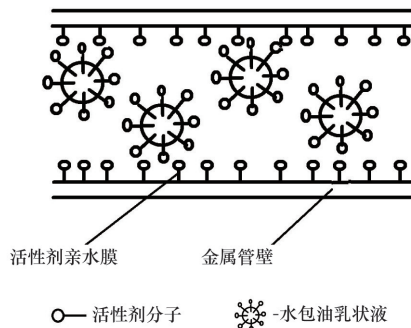


图1 原油流动改进剂原理

Fig. 1 Mechanism of the crude oil flow improver

在一定条件下,形成亲水膜和生成O/W原油乳状液这2种机理有一种占主导地位。在混合条件好情况下形成O/W乳状液起主要作用,形成的乳状液为油珠粒径粗大的非真正乳状液,但摩阻和黏度显著降低^[10-12];在混合条件差的情况下,则管壁形成亲水膜起主要作用。

在表面活性剂型流动改进剂研发过程中一般选择亲水性强的表面活性剂做主剂,同时又加入适量具有优良破乳性能的表面活性剂作为辅剂,使复配而成流动改进剂同时具有上述4种机理或功能^[14-16]。

3 室内实验

3.1 实验目的

测试AT-2型流动改进剂针对某油田高含蜡原油样品的防蜡效果及该流动改进剂对后续原油破乳脱水流程的影响。通过原油挂壁量法测试流动改进剂的防蜡效果,采用刻度瓶法测试流动改进剂对破乳分水的影响。

3.2 实验方法

3.2.1 原油挂壁量测试方法

参考《SY/T 6300—2009 采油用清、防蜡剂技术条件》^[17],针对油田实际生产参数进行修改,测试方法模拟原油采出过程中井筒和集输管线中的蜡沉积过程,通过称量钢制实验瓶黏壁凝油的量来衡量蜡沉积程度。具体方法:首先对实验瓶进行称重,然后加入不同比例的高含蜡原油与采出水,充分震荡后配制成不同含水率的模拟采出液样品,加入流动改进剂等药剂,50℃(油藏井底温度)摇床内震荡30 min,边搅拌边降温至33℃(井口温度),降温速率为1.0℃/min,降至33℃恒温2 min后,利用旋转倒杯仪将油样边旋转边缓慢均匀倒出,倒空5 min后称重,实验瓶与空瓶重量相减得到挂壁原油的重量。

3.2.2 药剂破乳分水能力测试方法

参考《SY/T 5281—2000 原油破乳剂使用性能检测方法(瓶试法)》^[18],针对油田实际生产参数进行修改,测试方法是:在带刻度的玻璃瓶内加入不同比例的高含蜡原油与采出水,

充分震荡后配制成不同含水率的模拟采出液样品。加入药剂后,在52℃/42℃(某油田A、B两个集中处理站的加热炉温度)恒温摇床内充分震荡30 min后,恒温静置5 min后,记录瓶内分出水相的体积,以此评价不同药剂的破乳分水能力。

3.3 实验结果及分析

3.3.1 流动改进剂AT-2防蜡能力

实验原油样品为某油田A、B两区块原油,配制的模拟采出液含水率为10%~50%,AT-2投加浓度为500 mg/L。实验结果如图2所示。

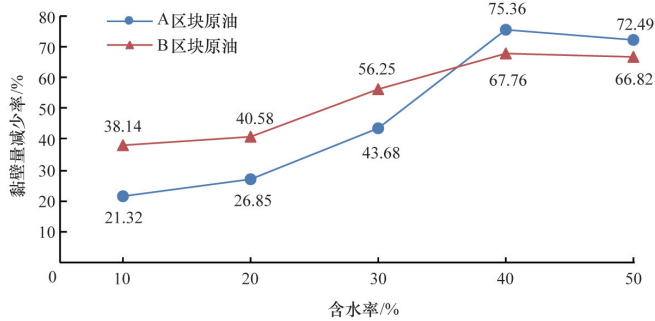


图2 A、B区块原油使用AT-2的防黏壁效果

Fig. 2 Anti-wax performance of AT-2 applied in A & B oilfields

实验结果表明,采出液含水10%~50%时,AT-2型流动改进剂表现出了一定的防蜡能力。A区块样品黏壁量减少率为21.32%~75.36%,B区块样品黏壁量减少率为38.14%~67.76%。

整体趋势上,随着样品含水率从10%升高至40%,A、B两区块样品黏壁量减少率升高,在含水40%时达到最大值。含水50%时,黏壁量减少率没有继续增加反而有下降的趋势。原因分析:一方面,随着含水率的增加,AT-2在金属管壁形成亲水膜能力加强,O/W型乳状液形成更加容易,趋于提升黏壁量减少率;另一方面,随着含水率的增高,采出液中原油及蜡含量的减少,采出液中蜡晶的沉积也越来越难,管壁上沉积的蜡量减少,趋于降低黏壁量减少率。从本实验来看,含水10%~40%时,第一方面起主要作用,黏壁量减少率得以提升;含水>40%时,第二方面逐渐起主要作用。

实际生产过程中,某油田A、B区块含水50%以上的油井由于含水多而受到蜡沉积的影响较少。对于含水10%~50%的井,本实验表明AT-2具有较高的防蜡应用价值。

3.3.2 流动改进剂AT-2破乳分水能力

AT-2主要通过促使采出液形成O/W型乳状液以提高原油流动性和减少蜡沉积。当采出液输送至原油处理站进行采出液三相分离处理时,乳状液可能会造成采出液油水两相分离难度加大,具体表现为油水两相分离时间的延长、油中含水及水中含油指标的增加。情况严重的会导致净化油含水超标,给油田生产带来严重的影响。

AT-2在研制时就考虑到上述问题,采用复合配方使形成

的原油乳状液稳定性下降,成为不稳定的原油乳状液,可以称之为伪乳状液或者假乳状液。该乳状液在流动状态下为典型的O/W型乳状液。在静置状态下,该不稳定乳状液能够快速破乳分层,以减少后续流程脱水难度。

AT-2破乳分水实验样品为A区块原油与采出水样品,实验温度52℃。AT-2流动改进剂的浓度为500 mg/L,对比药剂是油田现场采用的破乳剂L-16(主要成分是聚氧乙烯聚氧丙烯聚醚),浓度分别为30、60、100 mg/L。实验采出液的含水率设定为10%~40%。油田现场三相分离器停留时间为5~10 min,因此实验脱水时间定为5 min。实验结果如图3所示。

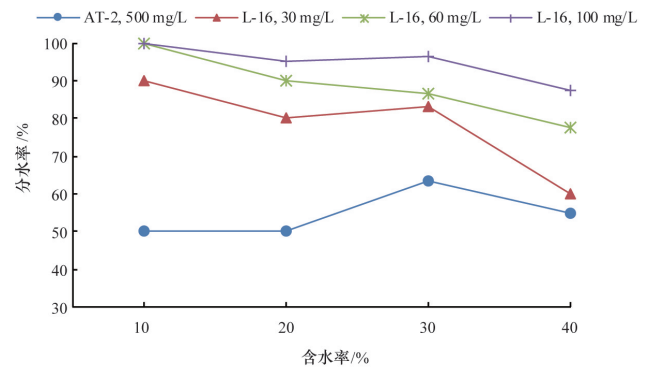


图3 A区块AT-2和L-16静置分水情况

Fig. 3 Emulsion breaking performance of AT-2 and L-16 applied in A oilfield

室内实验表明:L-16破乳剂具有较强的破乳能力。当加量为100 mg/L时,5 min内能够达到90%的分水率。AT-2具有一定的破乳分水能力,5 min内分水率为50%~63.5%,和专用破乳剂L-16相比,AT-2破乳分水能力仍显不足。实际生产中,只投加AT-2型流动改进剂并不能满足采出液快速破乳脱水的需要,还需要投加L-16型破乳剂协同快速破乳脱水。

上述实验测试了AT-2和L-16单独的破乳分水能力。两者在协同作用下的破乳脱水效果还需要进一步的实验。

3.3.3 AT-2与L-16混合时的破乳分水能力

实验样品为B区块原油及采出水样品,模拟采出液含水率为10%~40%,实验温度为42℃。实验方案见表1,实验结果如图4所示。

表1 AT-2与L-16混合时破乳分水能力实验方案

Table 1 Emulsion breaking experiments of mixtures of AT-2 & L-16

实验方案	mg/L	
	AT-2	L-16
1	500	0
2	0	60
3	10	60
4	50	60
5	100	60
6	500	60

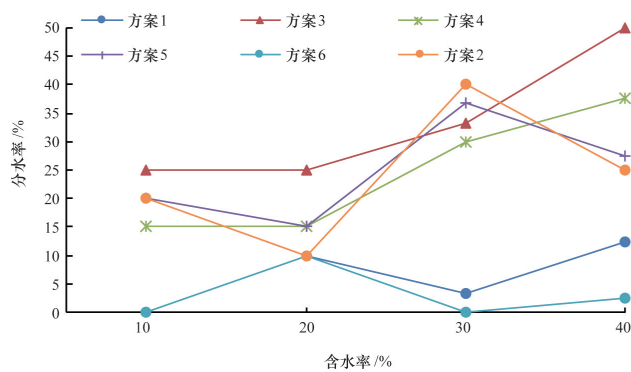


图4 B区块AT-2和L-16单加及混加时破乳分水情况
Fig. 4 Emulsion breaking performance of AT-2, L-16 and their mixtures applied in B oilfield

实验效果最好的是方案3。方案3在含水10%、20%、40%时,总体表现最好。其次,分水效果较好的是实验方案4、5及单加L-16的方案2。再次,分水效果最差的是加AT-2、500 mg/L的方案1和方案6,其中混加的方案6效果最差。

实验表明:1) 方案1、6中AT-2加量达到500 mg/L时,AT-2乳化原油的能力对破乳造成了很大干扰,样品分水量全部小于10%。说明,较高浓度时,AT-2强大的乳化原油能力将会完全抵消它的破乳能力。所以在实际生产中要注意高浓度AT-2对采出液两相分离的影响。2) 50、100 mg/L的AT-2和L-16混加时,样品分水的表现和单加L-16基本相同。表明,较低剂量(≤ 100 mg/L)的AT-2没有对破乳分水产生明显影响。3) 当AT-2的投加量只有10 mg/L时,AT-2表现出了协同L-16脱水的作用,而且效果超过单用L-16。

在某油田的实际生产中,只有含水小于50%的井需要投加AT-2,占总井数的20%,但是原油产量占70%。该剂单井投加量一般为300~500 mg/L,当所有的油井采出液汇集到联合处理站时,采出液中的AT-2浓度不会高于100 mg/L。根据本实验,浓度低于100 mg/L的AT-2不会对后续原油脱水产生影响。

4 结论

1) 对于某油田A、B区块含水10%~50%的模拟采出液样品,AT-2型流动改进剂具有较好的防蜡黏壁效果。在含水40%时,黏壁量减少率最高(A区块:75.36%,B区块:67.76%)。在低至10%的含水率时也有A区块21.32%、B区块38.14%的黏壁量减少率。在实际生产中可以将AT-2通过油套环形空间加入井底或者加到井口,阻止或者减缓井筒和集输管线蜡沉积,减少热洗、刮蜡等清蜡操作造成的操作不便和产量损失。

2) 实验发现,500 mg/L的AT-2会对后续原油脱水工艺流程造成影响,这是AT-2型流动改进剂防蜡黏壁的机理造成的。因此应该避免大剂量的AT-2和破乳剂直接混合。由于只有部分井需要投加AT-2,集输过程中经过其他井来液

的混合稀释,浓度已经大大降低,不会对原油脱水流程产生影响。

在本次实验的基础上,可以对AT-2进行现场试验。选取3~4口含水量不同的井进行,并逐步增加试验井数。该药剂如果能够成功应用,将解决该油田的蜡沉积问题。

参考文献(References)

- [1] 于涛, 丁伟, 罗洪, 等. 油田化学剂[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 107-109.
Yu Tao, Ding Wei, Luo Hong, et al. Chemical applications in oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002, 107-109.
- [2] 陈馥, 刘福梅. 乳液型清防蜡剂QFJ-1的研制[J]. 应用化学, 2005, 22(12): 1375.
Chen Fu, Liu Fumei. Formulation of an emulsifier QFJ-1 for paraffin removal and inhibition[J]. Chinese Journal of Applied Chemistry, 2005, 22(12): 1375.
- [3] 邹德健. 水溶性和油溶性清防蜡剂研制与应用[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2003.
Zou Dejian. Water and oil soluble paraffin removal and inhibition agent development and application[D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2003.
- [4] 官俊峰. 声波防蜡技术的应用现状[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(1): 68-69.
Gong Junfeng. Present application situation of the sonic paraffin control technique[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(1): 68-69.
- [5] 侯光东, 林彦兵, 史存和, 等. 抽油井磁防蜡技术及其应用[J]. 国外油田工程, 2005(2): 41-43.
Hou Guangdong, Lin Yanbing, Shi Cunhe, et al. Magnetism wax inhibiting technology application in pumping wells[J]. Foreign Oilfield Engineering, 2005(2): 41-43.
- [6] 贾斐, 廖林, 韩鹏, 等. 电加热工艺的选择及配套应用[J]. 石油矿场机械, 2004, 33(增): 89-91.
Jia Fei, Liao Lin, Han Peng, et al. Selection of electricity heating process and its matching[J]. Oil Field Equipment, 2004, 33 (Suppl): 89-91.
- [7] 郭辽原, 徐登霆, 蒋焱, 等. 微生物单井防蜡技术研究及应用[J]. 石油天然气学报, 2006, 28(2): 118.
Guo Liaoyuan, Xu Dengting, Jiang Yan, et al. Technique for single-well microbial wax prevention and its application[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(2): 118.
- [8] 孙耀国. 油井微生物防蜡技术应用[J]. 复杂油气藏, 2009, 2(1): 69-72.
Sun Yaoguo. Application of microbial wax prevention technology in oil wells[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2009, 2(1): 69-72.
- [9] 范晓娟, 王霞, 陈玉祥, 等. 稠油化学降黏方法研究进展[J]. 化工时刊, 2007, 21(3): 46-49.
Fan Xiaojuan, Wang Xia, Chen Yuxiang, et al. Advances in chemical viscosity-reducing methods[J]. Chemical Industry Times, 2007, 21(3): 46-49.
- [10] 冯涛, 吴迪, 林森, 等. 原油乳化输送技术的进展[J]. 油气田地面工程, 1999, 18(3): 5.
Feng Tao, Wu Di, Lin Sen, et al. Progress of crude emulsifying transportation technology[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 1999, 18(3): 5.
- [11] Jones T, Neustadter E, Whittingham K. Water-in-crude oil emulsion

- stability and emulsion destabilization by chemical demulsifiers[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1978, 17(2): 100-108.
- [12] Mohammed R A, Bailey A I, Luckham P F, et al. Dewatering of crude oil emulsions 2. interfacial properties of the asphaltic constituents of crude oil[J]. Colloids and Surfaces A. Physicochemical and Engineering Aspects, 1993, 80(2/3): 237-242.
- [13] 王小兵. 乳化降黏技术及其在集输中应用的研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2006.
Wang Xiaobing. The Research of reducing viscosity technique by emulsification and its application to oil and gas gathering and transferring[D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2006.
- [14] 刘学, 魏瑞哲. 特高含水原油的管输流动型态研究[J]. 油气田地面工程, 2003, 22(10): 10.
Liu Xue, Wei Ruizhe. The Research of transportation flow model on high water-cut oil flow[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2003, 22(10): 10.
- [15] 岳永会. 喇嘛甸油田特高含水期管输特性及流型[J]. 油气田地面工程, 2004, 23(4): 22.
Yue Yonghui. Flow model and characteristic of pipeline transportation on high water-cut oil flow in Lamadian oilfield[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2004, 23(4): 22.
- [16] 乔晶鹏, 梁志武, 樊文杰, 等. 特高含水期油井常温输送新途径[J]. 石油规划设计, 2003, 14(2): 28-30.
Qiao Jingpeng, Liang Zhiwu, Fan Wenjie, et al. A new approach of transportation in room temperature in high water-cut oil flow wells[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2003, 14(2): 28-30.
- [17] 国家能源局. SY/T 6300—2009 采油用清、防蜡剂技术条件[S]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
National Energy Administration. SY/T 6300—2009 Specifications of paraffin removers and paraffin inhibitors applied in oil production[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [18] 国家石油和化学工业局. SY/T 5281—2000 原油破乳剂使用性能检测方法(瓶试法)[S]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
State Bureau of Petroleum and Chemical industries. SY/T 5281—2000 Bottle test method for the demulsification performance of crude oil demulsifiers[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.

(编辑 田恬)

·学术动态·



中国科协会员日暨表彰大会在北京召开

2014年12月15日,中国科协会员日暨表彰大会在人民大会堂召开。全国政协副主席、中国科协主席韩启德出席大会并致辞,中国科协党组书记、书记处第一书记尚勇主持大会。

大会颁发了第六届“全国优秀科技工作者”奖、“讲理想、比贡献”奖、“科技馆发展奖”。

包信和等10人荣获“十佳全国优秀科技工作者”称号,丁长青等37人获得“十佳全国优秀科技工作者”提名奖,田野等963人荣获“全国优秀科技工作者”称号。

武汉钢铁集团有限公司等298家企业荣获全国“讲理想、比贡献”活动先进集体称号,中国兵器工业集团公司西安近代化学研究所催化技术创新团队等188个团队,荣获全国“讲理想、比贡献”活动创新团队称号,马国栋等300人荣获全国“讲理想、比贡献”活动创新标兵称号,王东等187人荣获全国“讲理想、比贡献”活动优秀组织者称号。

李象益等4人荣获2014年度科技馆发展奖“贡献奖”,“球的表面验证演示器”等10项作品荣获2014年度科技馆发展奖“创意奖”。

在线直播见中国科协网 <http://210.14.113.38:9080/asop/login.asop?titleId=406>。