

引用格式:张宏录,许科,高咏梅,等.页岩气排采工艺技术适应性分析及对策[J].油气藏评价与开发,2020,10(1):96-101.

ZHANG H L, XU K, GAO Y M, et al. Analysis and countermeasures for adaptability of drainage and recovery technology for shale gas [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 96-101.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.01.015

页岩气排采工艺技术适应性分析及对策

张宏录¹,许科²,高咏梅¹,徐 骞¹,韩 倩¹

(1.中国石化华东油气分公司石油工程技术研究院,江苏 南京 210031;

2.泰州油恒油气工程服务有限公司,江苏 泰州 225300)

摘要:为了解决电潜泵等排采工艺因自身的应用条件不能适应平桥南区块页岩气井不同的排采时期的问题,开展了页岩气排采工艺技术适应性分析及对策研究。通过对电潜泵、射流泵、气举排采工艺存在问题进行分析,依据平桥南区块页岩气井不同排采时期地层压力特征,设计了电潜泵—气举组合排采工艺管柱。复合排采工艺管柱由 $\phi 73$ mm油管、气举阀、智能开关、电潜泵组成。在页岩气井生产前期,当地层供液能力充足时,采用电潜泵排液举升工艺管柱;在排采后期,当电潜泵的淹没度下降至100~200 m时,采用气举排采工艺。电潜泵—气举组合排采工艺管柱克服了电潜泵、射流泵、气举单一排采工艺的不足,一趟生产管柱适应页岩气井不同的排采时期,最终实现了页岩气排采井的连续性排采。

关键词:页岩气;排采;组合排采工艺;适应性

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Analysis and countermeasures for adaptability of drainage and recovery technology for shale gas

ZHANG Honglu¹, XU Ke², GAO Yongmei¹, XU Qian¹, HAN Qian¹

(1. Institute of Petroleum Engineering Technology, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210031, China;

2. Taizhou Youheng Oil and Gas Engineering Service Co., Ltd., Taizhou, Jiangsu 225300, China)

Abstract: Due to the own application conditions of the electric submersible pump and other drainage and gas recovery technologies, they cannot adapt to different drainage and gas recovery periods of shale gas wells in the south block of Pingqiao. In order to solve these problems, the technical adaptability analysis and countermeasures of shale gas drainage and recovery technology were carried out. Based on the analysis of the problems of electric submersible pump, jet pump and gas lift drainage and recovery process, the composite drainage and recovery process string combined by electric submersible pump and gas lift is designed according to the formation pressure characteristics of different drainage and recovery periods of shale gas wells of the south block in Pingqiao. The composite drainage and recovery process string consists of $\phi 73$ mm oil pipe, gas lift valve, intelligent switch and electric submersible pump. In the early production stage of shale gas wells, when the formation liquid supply capacity is sufficient, the electric pump drainage lifting process string is adopted. In the later drainage and recovery stage, when the submergence of submersible pump decreases to 100~200 m, the gas lift drainage and recovery process is adopted. This composite string overcomes the deficiency of electric submersible pump, jet pump and gas lift single drainage and recovery process, making one production string adapts to different drainage and recovery periods of shale gas wells possible, and finally realizing the continuous drainage and recovery of shale gas drainage and recovery wells.

Key words: shale gas, drainage and gas recovery, composite drainage gas recovery technology, adaptability

收稿日期:2019-03-01。

第一作者简介:张宏录(1966—),男,硕士,高级工程师,从事采油气工艺的研究及推广工作。通讯地址:江苏省南京市浦口区新马路182号华东油气分公司工程院,邮政编码:210031。E-mail:zh15456@sina.com;“十三五”国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061)。

国外的页岩气排水采气技术主要是优化喷嘴控制技术,通过选取不同直径的喷嘴控制产气量。国内涪陵、彭水、武隆页岩气田排采工艺主要有优选管柱、泡沫排采、压缩机气举、柱塞气举、电潜泵、射流泵等排水采气工艺技术^[1]。通过CNKI数据库查询,在页岩气组合排水采气工艺方面,国内涪陵页岩气田应用了涡流—柱塞组合排采工艺、同心双管组合排采工艺^[2-3]。电潜泵—气举组合排采工艺^[4]目前还处于室内研究阶段。

华东油气分公司平桥南主体区地层压力系数介于1.30~1.32,目前已投产页岩气井28口,已投产井油压5.81~17 MPa,套压6.45~19 MPa,其中有27口井依靠地层自身能量自喷生产,1口井采用柱塞气举生产^[5]。彭水、武隆区块地层压力系数介于0.92~0.96^[6],为常压页岩气藏,目前有6口井。页岩气高压自喷生产时间为3~4 a,平均日产气量 $(4\sim 8)\times 10^4\text{ m}^3$,中低压阶段生产时间为4~11 a,平均日产气量 $(0.3\sim 4)\times 10^4\text{ m}^3$ 。生产井进入中低压阶段后需要采用人工举升工艺进行排水采气。

页岩气单一的排采工艺都有一定的应用条件。泡沫排水采气适用于低压、日水产量低于 30 m^3 的气井^[7-8];气举排水采气适用于排量大的气井,适宜于气藏强排液;电潜泵排采工艺适应于高液量页岩气井的排采,但不适应于产液量低于 20 m^3 的排采井^[9];柱塞气举排水采气工艺适用于地层有一定能量的排采井^[10],且排采井的套压与输压达到5 MPa以上。本文分析研究了彭水、武隆常压页岩气井及平桥南区排采工艺技术应用情况,找出排采工艺中存在的主要问题,提出相应的工艺技术对策,为平桥南区块页岩气的排采工艺提供了一种新的技术支持。

1 页岩气排采工艺技术应用现状

彭水、武隆及平桥南区块应用的排采工艺主要有电潜泵、射流泵、连续气举、柱塞气举等排采工艺,通过现场试验,取得了一定的应用效果。

1.1 电潜泵排采工艺技术

1) 技术原理

电潜泵排采工艺适应于高液量页岩气井的排采。电潜泵是一种最早用于采油的人工举升设备,它是采用多级离心泵下入井底,启泵后将油管中积

液迅速排出井口,以降低回压,提高气藏采收率的一种排水采气工艺技术^[11]。电潜泵排水采气的工作原理是:地面电源通过变压器、控制屏和电缆将电能输送给井下电机,电机带动多级离心泵叶轮旋转,将井液举升到地面。电潜泵排采工艺要求排采井含砂量不超过0.05%,电潜泵沉没度达到200 m以上,气液比小于15%。

2) 现场应用情况

PY3井是彭水区块的1口页岩气井,该井处于彭水区块向斜核部,压力系数大于1,地层能量较充足。投产1 079 d,实际生产714 d,早期作业频繁,在解除压裂液与地层的不配伍问题后实现稳定自喷生产。该井初期电潜泵生产的下泵深度2 667 m(垂深),日产液 35 m^3 ,最高日产气 $28\ 730\text{ m}^3$,生产60 d后,日产液 25 m^3 ,日产气 $3\ 721\text{ m}^3$,日产液和日产气不断减少,经检泵作业发现电潜泵油气分离器被泥砂堵塞。PY3井在下电潜泵生产的半年时间内,因电潜泵缺相停机和过载停机,共进行了4次检泵作业,最后一次检泵作业下泵深度2 725 m(垂深),日产液 23 m^3 ,日产气 $5\ 870\text{ m}^3$ 。PY3井电潜泵生产曲线见图1。

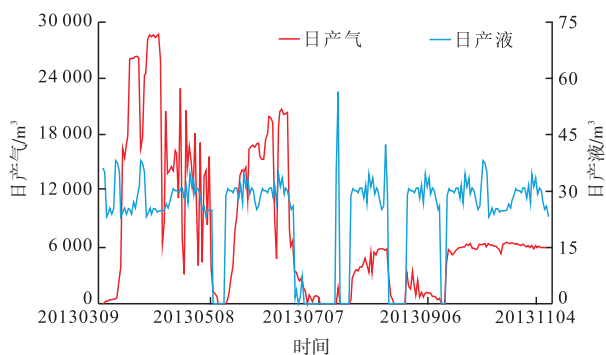


图1 PY3井电潜泵生产曲线

Fig. 1 Production curve of electric submersible of well-PY3

1.2 射流泵排采工艺技术

1) 技术原理

井下管柱由内管、外管和射流泵组成。地面动力液经过柱塞泵加压后沿内管到达井下射流泵的喷嘴,高压液体经过射流泵的喷嘴喷射后在喷嘴的末端产生低压区,地层液体被吸进低压区与动力液混合,混合液体经过射流泵的喉管升压后沿内管与外管的环形空间举升至地面^[12-13]。

2) 现场应用情况

PY1井投产1 364 d,实际生产590 d,PY1井在使

用电潜泵生产期间因地层返出物造成电泵卡共经历了5次检电泵作业,2次氮气气举作业,均未能实现该井的连续性排采。PY1井下射流泵生产时泵深2 207 m,动液面2 046 m,日产液6.1 m³,日产气3 084 m³,累产气653.64×10⁴ m³,累产液17 751.08 m³,返排率108.81%,套压1.60 MPa。PY1井下射流泵生产3个月后因地面柱塞泵漏油无法正常生产。PY1井射流泵生产曲线见图2。

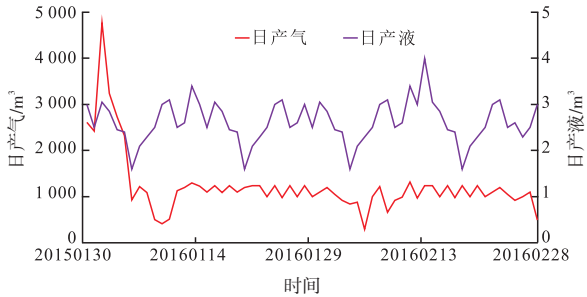


图2 PY1井射流泵生产曲线

Fig. 2 Production curve of jet pump of well-PY1

1.3 气举排采工艺技术

1.3.1 邻井气举排采工艺技术

1) 技术原理

气举排水采气工艺是目前国内外页岩气应用最广泛的排采技术。气举排水采气适用于排量较大的排采井。气举排水采气是依靠从地面注入井内的高压气体与油层产出流体在井筒中汇合,利用气体的膨胀使井筒中的混合液密度降低,以将其排出地面的一种举升方式。在气举管柱中提前下入气举阀,当注入气进入油套环空时,预先调试定压的气举阀在注入气压力的作用下被打开,气体经阀进入油管,卸载阀以上的液柱被顶替至地面。这一过程从顶阀开始,由上而下依次打开各卸载阀,直至工作阀露出液面为止。气举气源选择主要有膜制氮气和天然气。邻井有高压气的井选择天然气气举,邻井没有高压气的井选择膜制氮气气举^[14-15]。

2) 现场应用情况

PY3井进行气举生产时用PY1井的气体作为气举的气源,PY1井日产气7 000 m³,气体经过地面压缩机增压11 MPa后注入井下气举管柱。该井措施前日产气5 870 m³,日产液23 m³,增压连续气举在该井应用后日产液28 m³,日产气17 424.65 m³。日增产气11 554 m³。PY3井气举生产曲线见图3。

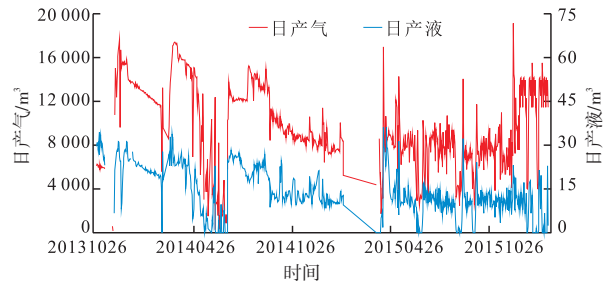


图3 PY3井气举生产曲线

Fig. 3 Production curve of jet pump of well-PY3

1.3.2 柱塞泵气举排采工艺技术

1) 技术原理

柱塞排采是将柱塞作为气液之间的机械界面,利用气井自身能量推动柱塞在油管内进行周期举液的一种排采方式,能够有效减少液体“滑脱”效应,起到助排的效果,可充分利用气体的膨胀能量,提高举升效率^[16]。

2) 现场应用情况

JY194-4HF井投产时采用油管控制生产,日均产气3.24×10⁴ m³,日均产液51.5 m³。生产1个月,因外输压力上涨,油压与输压同为6 MPa,采用油管敞放间歇生产,日均产气2.44×10⁴ m³,日均产液14.83 m³。因产气量下降采用同心管射流泵生产,日均产气1.20×10⁴ m³,日均产液9.0 m³。生产2个月,油压6 MPa,输压5.9 MPa,因油压接近输压,该井采用套管间开生产,生产3个月,日均产气1.1×10⁴ m³,日均产液6.47 m³,日产气量不断下降。该井射流泵下泵深度2 500 m,因该井动液面深度2 505 m,无法满足生产需要,为了有效排出井筒积液,实现该井连续稳定生产,采用柱塞气举排采工艺,日产气3.32×10⁴ m³,日产液16.7 m³。JY194-4HF井生产曲线见图4。

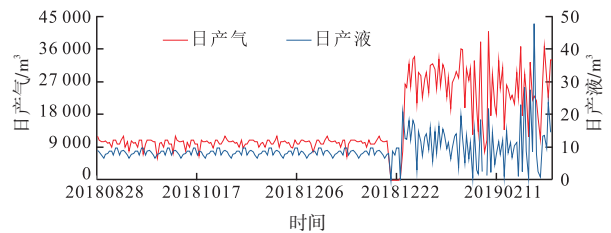


图4 JY194-4HF井生产曲线

Fig. 4 Production curve of well-JY194-4HF

2 页岩气排采工艺适应性分析

彭水、武隆及平桥南区块应用的排采工艺主要

有电潜泵、射流泵、连续气举、柱塞气举等排采工艺,通过现场试验,取得了一定的应用效果,但每一种排水采气工艺都有自己的应用条件。

2.1 电潜泵排采工艺技术适应性分析

PY3井电潜泵无法正常生产的原因主要有3个方面:①气液分离器被有机聚合物严重堵塞,堵塞物为分子量 3.5×10^6 以上的水溶性高分子聚合物材料及少量支撑剂颗粒;②地层出泥砂造成电潜泵过载停机;③当排采井液量小于 20 m^3 时,造成电潜泵欠载停机。

电潜泵排水采气工艺适用于页岩气井前期高液量时的排采,当后期地层产液量小于 20 m^3 时,会造成电潜泵“烧泵”。地层返出的泥砂会堵塞电潜泵的气液分离器,潜油电机在油井中抽汲井液时,要求井液中含砂不超过0.05%,气体量占气液总体积流量的0~30%,沉没度达到200 m以上,气液比小于15%,当气液比大于15%时,要将电潜泵下入水平段,并采取井下油气分离措施^[17]。

2.2 射流泵排采工艺技术适应性分析

PY1井应用射流泵生产后未能实现该井的连续性排采,主要原因有以下三个方面:①地面柱塞泵漏油,不能实现平稳运行;②排液过程中含有较多气体,严重影响射流泵排液能力;③射流泵的泵效低^[18],且目前射流泵最大下泵深度不能超过2 500 m。

射流泵排水采气工艺适用于气井深度3 000 m以内(垂深)的排水采气,且地面柱塞泵的压力大于35 MPa。目前南川页岩气水平井的垂深介于3 000~4 000 m,射流泵下泵深度应大于3 000 m,地面动力泵的额定压力应介于35~40 MPa。射流泵排水采气工艺不适应平桥南高压页岩气井的排采。

2.3 气举排采工艺技术适应性分析

2.3.1 邻井气举

PY3井前期用电潜泵生产时,因该井产液量低、砂堵等问题,无法满足生产需要,2014年2月在PY3井进行了邻井气举工艺现场应用。PY3井气举采用邻井PY1井产出气作为气举气源,实现了常压页岩气井的连续性排采。

邻井气举工艺需要高压邻井作为气举气源,而

且地层压力需要高于气举压力。气源井与气举井井距不宜过长(1 000 m以内),地面增压机设备有较好的砂、水分离装置^[18]。

2.3.2 柱塞气举

JY194-4HF井于2018年11月18日采用柱塞气举生产,至2019年3月25日,该井油压7 MPa,套压12 MPa,日产气 $3.32 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产液 16.7 m^3 。JY194-4HF井采用柱塞气举工艺生产后,日产气由措施前的 $1.20 \times 10^4 \text{ m}^3$ 上升至目前的 $3.32 \times 10^4 \text{ m}^3$,且生产平稳运行,说明柱塞气举排水采气工艺对平桥南区高压页岩气举升有较好的适应性。

柱塞气举排水采气工艺主要用于地层有一定能量的低产页岩气井排采。气井自身具有一定的产能,气井的套压大于该井的输压2 MPa,排采井的日产液量小于 30 m^3 。当排采井的套压接近输压时,地面需要配套压缩机增压设备。

3 页岩气排采工艺技术对策

平桥南主体区地层压力系数在1.30~1.32之间,页岩气井高压生产阶段依靠地层自身能量自喷生产,随着生产进入中后期,气井无法实现自喷生产,需要借助人工举升排水采气,从前面的分析得知,电潜泵、射流泵和气举排采工艺都有一定的缺点,单一的排采工艺只能适应排采井不同的排采时期,为了克服电潜泵、射流泵和气举排采工艺的不足,建议采用电潜泵—气举组合排采工艺管柱^[19],一趟生产管柱适应生产井不同的排采时期。

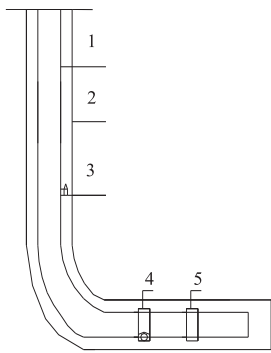
3.1 技术组成

页岩气电潜泵—气举组合排采工艺管柱由 $\phi 73 \text{ mm}$ 油管、套管、气举阀、智能开关、电潜泵组成。组合排采工艺管柱见图5。

3.2 技术原理

排采前期,当地层有一定供液能力时,采用电潜泵排液举升工艺管柱。液体经过电潜泵驱动后举升,经过智能开关、气举阀及油管的中心通道排出地面,气体经油管与套管的环形空间排出地面。

排采后期,当电潜泵的沉没度下降至100~200 m时,打开油管柱上智能开关,采用气举诱喷^[20]。此时,



1. 油管;2. 套管;3. 气举阀;4. 智能开关;5. 电潜泵

图5 组合排采工艺管柱

Fig. 5 Composite drainage and gas recovery string

从油管与套管的环空注氮气,氮气经气举阀后到达油管,液体经智能开关后到达油管,氮气进入油管后与油管内的液体混合,气举阀以上的液体被顶替至地面。最终实现气举终止后,气体经地层压力驱动后自动从套管喷出,同时将井底积液带出地面,实现页岩气排采井的连续性排采^[21]。

3.3 技术特点

1) 组合排采工艺技术克服了电潜泵、射流泵和气举排采工艺的缺点,一趟管柱适应排采井不同的排采阶段。

2) 组合排采工艺减少了电潜泵等排采工艺作业次数,节约了成本费用。

3) 工艺管柱设计新颖,施工工艺简单可靠,成功率高。

4) 电潜泵—气举组合排采工艺技术的创新性在于一趟生产管柱实现了页岩气排采井的连续性排采。该管柱既可用于页岩气排采井液面充足时正常电潜泵排水采气生产,又可用于当液面降低到一定程度时,进行气举诱喷作业,减少了电潜泵等排采工艺作业次数,实现页岩气排采井的连续性排采。

3.4 技术参数

页岩气电潜泵—气举组合排采工艺管柱配套的主要工具有 $\phi 73$ mm油管、气举阀、智能开关、电潜泵。井下配套管柱及工具技术参数见表1。

4 结论

1) 页岩气排采工艺主要有电潜泵、射流泵、连

表1 井下配套管柱及工具技术参数

Table 1 Technical parameters of underground supporting string and tools

序号	项目	外径/mm	型号
1	油管	73.0	N80
2	气举阀	25.4	ZBG-350-A
3	智能开关	109.0	LSBA0GJ
4	电潜泵	95.0	TD420

续气举、柱塞气举等,但每一种排采工艺都有一定的应用条件,不同的排采工艺只能适应页岩气井特定的时期,目前没有一种排采工艺能够适应页岩气井整个生产过程。

2) 电潜泵排采工艺适应于高液量页岩气井的排采,但不适应于产液量低于 20 m^3 的排采井;柱塞气举工艺对平桥南区高压页岩气井中期排采具有较好的适应性,但不适宜于页岩气井后期排采;射流泵排水采气工艺适用于气井深度 3000 m 以内(垂深)的排采井。

3) 在平桥南区建议开展电潜泵—气举组合排采工艺管柱现场试验,一趟生产管柱适应生产井不同的排采时期,最终实现页岩气井连续性排采。

参考文献

- [1] 张宏录,刘海蓉.中国页岩气排采工艺的技术现状及效果分析[J].天然气工业,2017,19(6):42-46.
ZHANG H L, LIU H Y. State of the art and effect of dewatering and recovery of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2017, 19(6): 42-46.
- [2] 王光磊,张金成,赵明琨.涪陵页岩气田井筒完整性实践与认识[J].石油机械,2018,46(5):30-34.
WANG G L, ZHANG J C, ZHAO M K. Lessons learned from wellbore integrity in Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(5): 30-34.
- [3] 孙殿新,檀朝东,阚唱轩,等.海上油井的气举-电泵组合举升耦合模型研究[J].石油机械,2017,45(9):63-68.
SUN D X, TAN C D, KAN C X, et al. Coupling model of GL-ESP combined lift for offshore oil well[J]. China Petroleum Machinery, 2017, 45(9): 63-68.
- [4] 路保平.中国石化页岩气工程技术进步及展望[J].石油钻探技术,2017,5(1):1-8.
LU B P. Sinopec engineering technical advance and Its developing tendency in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 5(1): 1-8.
- [5] 何希鹏,张培先,房大志,等.渝东南彭水—武隆地区常压页岩气生产特征[J].油气地质与采收率,2018,25(5):72-79.
HE X P, ZHANG P X, FANG D Z, et al. Production characteristics of normal pressure shale gas in Pengshui-Wulong area,southeast Chongqing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 72-79.

- [6] 高和群,曹海虹,曾隽.页岩气解吸规律新认识[J].油气地质与采收率,2019,26(2):81-86.
GAO H Q, CAO H H, ZENG J. New understanding of shale gas desorption law[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 81-86.
- [7] 包凯,袁航,丁桥.彭水区块页岩气井排采工艺优选[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2017,19(6):42-46.
BAO K, YUAN H, DING Q. Optimization of shale gas well dewatering gas production technology in Pengshui Block[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2017, 19(6): 42-46.
- [8] 刘义刚,阚唱轩,张伟,等.油井气举—电泵组合举升运行参数的联调优化[J].石油钻采工艺,2019,41(3):329-334.
LIU Y G, KAN C X, ZHANG W, et al. Joint adjustment and optimization on the operation parameters of gas lift—electric submersible pump combined lifting in oil wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(3): 329-334.
- [9] 粟超,魏磊,吴魁伟.机抽—速度管复合排水采气新工艺[J].天然气工业,2019,39(11):81-85.
SU C, WEI L, WU S W. New technology of gas recovery by the combined drainage of pumping—velocity string[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(11): 81-85.
- [10] 袁航,谷红陶,李佳欣.平桥南区块页岩气井井下节流技术研究与应用[J].油气藏评价与开发,2019,9(4):83-88.
YUAN H, GU H T, LI J X. Research and field application of downhole throttling technology for shale gas wells in south block of Pingqiao area[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(4): 83-88.
- [11] 薛德栋,程心平,张凤辉,等.海上油田电泵—智能气举管柱工艺研究[J].石油机械,2019,47(1):74-78.
XUE D D, CHENG X P, ZHANG F H, et al. Study of the ESP—intelligent gas lift technology for Offshore oilfield[J]. China Petroleum Machinery, 2019, 47(1): 74-78.
- [12] 王玉海,夏海帮,包凯,等.射流泵工艺在常压页岩气排水采气中的应用[J].油气藏评价与开发,2019,9(1):80-84.
WANG Y H, XIA H B, BAO K, et al. Research and application of jet pump technology in drainage gas recovery of shale gas at atmospheric pressure[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(1): 80-84.
- [13] 刘永新.潜油柱塞泵机组优化设计与试验[J].石油机械,2018,46(6):75-79.
LIU Y X. Design optimization and test of submersible plunger pump power package[J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(6): 75-79.
- [14] 张鹏.超深油藏一体化气举完井管柱[J].石油机械,2018,46(7):98-101.
ZHANG P. Integrated gas lift completion string for ultra-deep reservoir[J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(7): 98-101.
- [15] 张宏录,谭均龙,李艺玲,等.常压页岩气井自生气气举技术[J].石油钻采工艺,2017,39(1):103-106.
ZHANG H L, TAN J L, LI Y L, et al. Gas lift technology about authigenic gas of atmospheric shale gas well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(1): 103-106.
- [16] 殷庆国,刘方,贺杰新,等.柱塞气举排水采气工艺技术研究与应用[J].石油机械,2018,46(9):69-74.
YIN Q G, LIU F, HE J X, et al. Study and application of plunger gas lift for water drainage and gas recovery technology[J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(9): 69-74.
- [17] 甘庆明,黄伟,黄志龙,等.潜油直线电机无杆举升技术在定向井中的应用[J].石油机械,2019,47(7):117-121.
GAN Q M, HUANG W, HUANG Z L, et al. Application of submersible linear motor in directional well[J]. China Petroleum Machinery, 2019, 47(7): 117-121.
- [18] 魏航信,徐建宁,赵亚杰,等.特低渗透及致密油藏低产井有杆泵采油参数优化方法[J].石油钻探技术,2017,45(6):83-87.
WEI H X, XU J N, ZHAO Y J, et al. Optimization of oil production parameters of rod pump for low-productivity wells in ultra-low permeability and tight oil reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 83-87.
- [19] 张伟国,曹波波,金颢.预防气体水合物堵塞的深水油气井测试安全阀下入位置研究[J].石油钻探技术,2019,47(4):110-115.
ZHANG W G, CAO B B, JIN H. The setting depth of the testing safety valve in deep water oil and gas wells for gas hydrate blockage prevention[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(4): 110-115.
- [20] 赵彬彬,李丽,白晓弘,等.水平井速度管柱排水采气技术研究与应用[J].石油机械,2018,46(1):88-91.
ZHAO B B, LI L, BAI X H, et al. Research and test on water drainage gas recovery velocity string technology for horizontal well[J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(1): 88-91.
- [21] 刘凯,孙丽艳.涡流工具排水采气技术研究[J].石油机械,2017,45(9):87-91.
LIU K, SUN L Y. Research on water drainage and gas recovery technology by vortex tool[J]. China Petroleum Machinery, 2017, 45(9): 87-91.

(编辑 柳超超)