

塔河油田超深稠油电泵风险评价管理方法

杜林辉, 刘玉国, 陈华强, 赵元, 涂东

(中国石化西北油田分公司, 乌鲁木齐 830011)

摘要: 为了提高潜油电泵系统管理水平, 提高电泵寿命, 降低躺井率, 从电泵系统生命周期的 11 个阶段, 优选出 9 个“可量化、可控制”指标, 并按照指标值与电泵寿命的相关性, 赋予不同的权重及分值, 以评价电泵运行状态, 根据评价结果将电泵划分为优秀、良好、正常、危险及高危 5 个状态。根据风险评价结果, 电泵系统管理中采取 2 个方面的工作: (1) 分析电泵运行状态欠佳的影响因素, 并采取相应的生产管控措施; (2) 在选井、选型配套及设计等电泵系统管理前端, 对指标参数进行优化控制。近 2 年的现场应用结果表明, 该风险评价方法能够较客观地反映电泵系统运行状态, 用于指导电泵井系统管理, 有助于提高运行寿命, 降低躺井率。

关键词: 潜油电泵; 风险评价; 指标; 管理方法; 稠油; 塔河油田

中图分类号: TE355.5

文献标识码: A

Management method of risk assessment of ultra-deep heavy oil ESP in Tahe Oilfield

Du Linhui, Liu Yuguo, Chen Huaqiang, Zhao Yuan, Tu Dong

(SINOPEC Northwest Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: In order to improve the management level and life of electric submersible pump (ESP) and to reduce lying rate, technicians selected nine "quantifiable and controllable" indicators from the eleven stages of ESP system life cycle. According to the relevance of index value and ESP life, the indicators were given different weights and scores to evaluate the running state of ESP. The ESP state was classified into excellent, good, normal, risk and high risk. Two aspects of works should be done in ESP system management. 1) Analyzing the factors influencing ESP running state, and taking the corresponding measures of production management and control; 2) Optimizing index parameters when selecting well, matching and designing ESP system management. Field applications in the past two years show that this method can objectively reflect the operation state of ESP, help to improve ESP operating life, and reduce lie well rate.

Key words: electric submersible pump (ESP); risk assessment; indicator; management method; heavy oil; Tahe Oilfield

1 风险评价目的及意义

塔河油田采油二厂共有电泵井 105 口, 日产油 3 754 t, 单井日产量达 42.2 t, 以占全厂 19.4% 的井数贡献着 40.5% 的产量, 因此, 潜油电泵管理水平的好坏对全厂产量平稳运行起着举足轻重的作用。近 2 年来, 随着超稠油区块十二区大量的投入衰竭式开发, 电泵井数不断增加, 下泵深度不断加大, 生产频率不断提升, 再加上油井原油黏度高、掺稀不稳定、高温、高压 (下深 3 500 m、注水替油时井口压力可达 18 MPa) 及高含 H₂S 气体, 电泵井躺井率不断上升, 检泵周期则持续下降^[1]。据统计, 仅 2011 年全厂共躺井 103 口, 月均躺井率高达 9.48%, 平均运

行寿命 228 d, 检泵周期仅 408 d。

由于国内外没有成熟的、可借鉴的稠油掺稀潜油电泵管理经验, 且塔河油田采油二厂电泵专业管理起步较晚, 存在人员少、技术能力不足、管理经验不够的问题, 因此急需提升电泵系统管理水平。潜油电泵风险评价管理的目的是为电泵技术人员提供一套可行的、适应性强的风险评价方法, 用于指导电泵井的系统管理, 以提高潜油电泵运行寿命^[2]。

2 风险评价方法

2.1 评价指标及其意义

电泵系统作为一个系统工程, 包括选井、选泵、制造、配套、施工、投产、调整、运行管理、故障诊断

排除、检泵原因查找及方案再优化设计 11 个方面, 形成一个闭环, 而每一个方面出现问题, 都会导致电泵机组运行寿命下降。因此, 我们从电泵系统管理的各个方面优选出一些能反映电泵机组与油井适应性及电泵机组运行状态的指标, 并加以控制、改善, 以提高电泵运行寿命。

分析电泵系统管理的 11 个环节, 确定泵挂深度、单位压降采出量、电机功率、单位排量单位扬程功率、排量效率、流速电机周长乘积、电机负载率、绝缘变化率及绝缘值 9 个指标, 用于评价电泵系统运行状态。

各指标及其反映的意义如下:

(1) 泵挂深度。反映电机处的环境温度及压力的高低^[3]。泵挂深度越深, 电机处的环境温度及压力越高, 电泵寿命越短。

(2) 单位压降采出量。反映油井供液的稳定性, 进而反映潜油电泵生产状态的稳定性。一般认为, 单位压降采出量越大、供液越稳定, 越有利于电泵长寿运行。

(3) 电机功率。统一配置的 130 mm 系列保护器在稠油井中保护能力有限, 当电机功率越大时, 保护器失效越快, 电泵寿命越短。

(4) 单位排量单位扬程功率。反映电泵机组抗稠油性能的大小, 数值越大, 抗稠油性能越好, 电泵在稠油井中将越稳定。

(5) 排量效率。反映电泵抽汲液体的效率, 其数值大小与电泵运行状况、油井供液能力相关, 同时可以部分反应电泵电机负载率及其散热能力^[4]。

(6) 流速电机周长乘积。反映电机的散热能力, 相较于前期单纯用电机处液体流速更能准确反映电机的散热效果好坏。

(7) 电机负载率。反映电机的负载状况, 也可以从负载状况侧面定性反映电机发热状况。

(8) 绝缘变化率。该数据反映电泵系统绝缘防护能力的好坏, 可直接表示为电泵运行寿命的高低。

(9) 绝缘值。反映电泵系统的绝缘防护能力。一般认为绝缘值高可以有较高的运行寿命, 绝缘值低, 运行寿命相对较短。但在实际生产中, 也有低绝缘井表现出高运行寿命、高绝缘井表现出低运行寿命的案例。

2.2 评价指标与运行寿命的关系

2011—2012 年稠油电泵因电气系统故障躺井 167 口, 不包括机械系统故障躺井, 最高运行寿命 1 554 d, 最低 7 d, 平均仅 227 d。电气系统故障躺井指电泵系统无绝缘、三相直阻不平衡或有绝缘三

相直阻不平衡躺井; 机械系统故障躺井指轴系断裂或离心泵磨损卡阻及稠油上返卡阻等因素导致电泵无法继续生产躺井。本文统计了 167 口潜油电泵井的机组配置、设计参数及生产参数, 分析各评价指标与运行寿命的关系。

2.2.1 泵挂深度与运行寿命的关系

根据泵挂深度所处的区间范围及其与运行寿命表现出的关系, 将泵挂深度划分为: $\leq 2\ 500\text{ m}$ 、 $2\ 500\sim 2\ 800\text{ m}$ 、 $2\ 800\sim 3\ 000\text{ m}$ 、 $3\ 000\sim 3\ 200\text{ m}$ 、 $\geq 3\ 200\text{ m}$ 这 5 个区间。统计各区间平均泵挂深度及平均寿命, 作关系曲线(图 1)。由图 1, 2 可以看出: (1) 各泵挂深度区间范围内, 电泵运行寿命有高有低, 但总体泵挂深度越浅, 电泵寿命越长; (2) 泵深超过 3 000 m 后, 电泵平均运行寿命显著降低。

2.2.2 其他指标与运行寿命的关系

按泵挂深度与运行寿命关系图做法, 分别得到单位压降采出量、电机功率、单位排量扬程功率、排量效率、流速电机周长乘积、电机负载率及绝缘变化率与电泵运行寿命的关系曲线(图 3~8)。

从图 2~8 可以看出, 单位压降采出量、电机功率等 7 个指标与电泵寿命呈现出 3 种关系: (1) 单

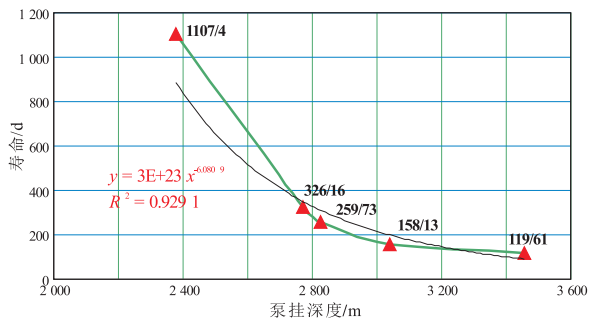


图 1 泵挂深度与运行寿命关系

图中标注数据, 如 1107/4, 指平均运行寿命 1107 d, 参与统计井数 4 口, 下同

Fig.1 Relationship between pump setting depth and operating life

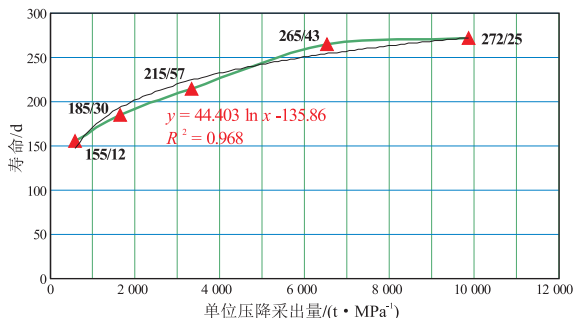


图 2 单位压降采出量与电泵寿命关系

Fig.2 Relationship between unit pressure drop withdrawal and electric pump life

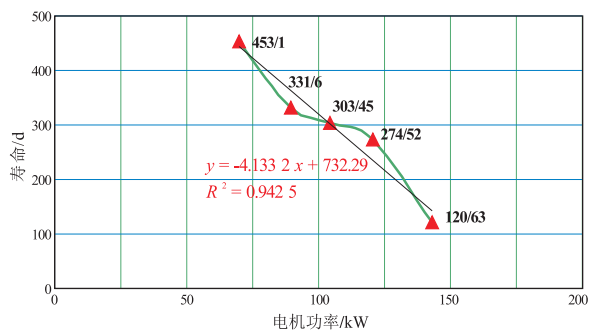


图 3 电机功率与电泵寿命关系
Fig.3 Relationship between motor power and electric pump life

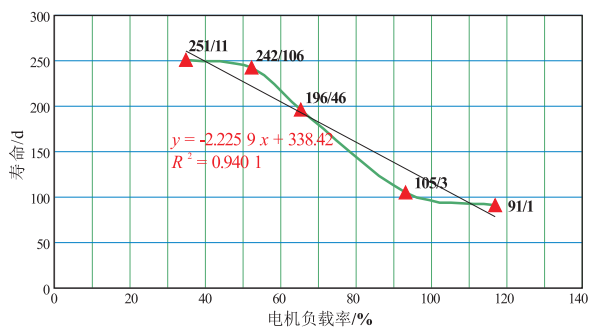


图 7 电机负载率与电泵寿命关系
Fig.7 Relationship between motor load rate and electric pump life

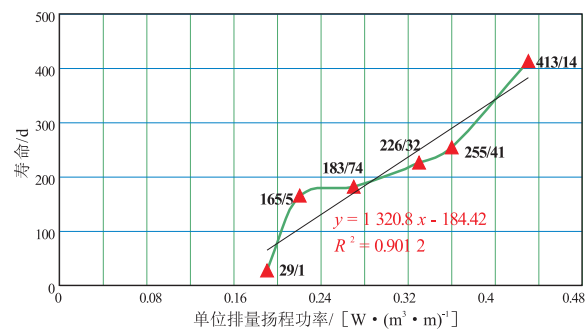


图 4 单位排量扬程功率与电泵寿命关系
Fig.4 Relationship between power unit discharge head and electric pump life

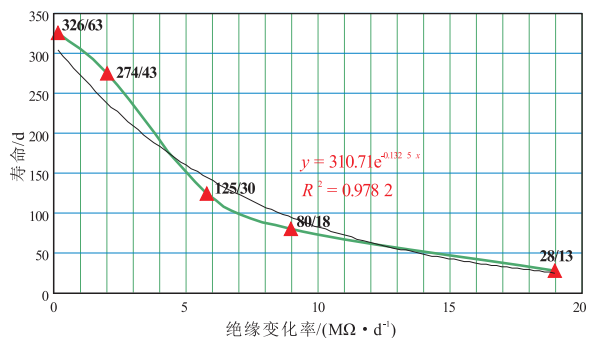


图 8 绝缘变化率与电泵寿命关系
Fig.8 Relationship between insulation rate and electric pump life

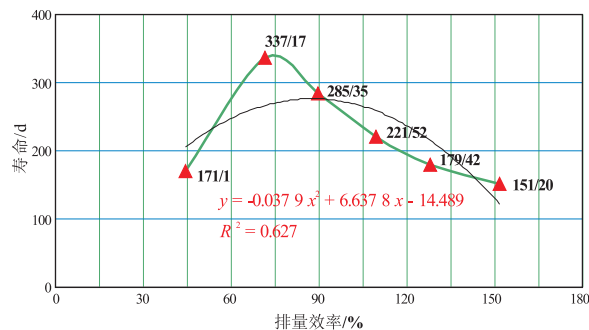


图 5 排量效率与电泵寿命关系
Fig.5 Relationship between displacement efficiency and electric pump life

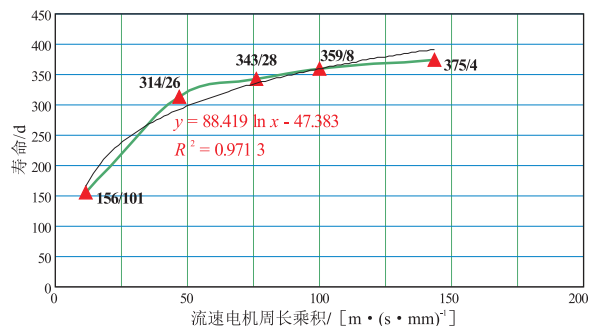


图 6 流速电机周长乘积与电泵寿命关系
Fig.6 Relationship between product of velocity and motor circumference and electric pump life

位压降采出量、单位排量扬程功率、流速电机周长乘积 3 个指标与运行寿命呈正相关关系,指标值越大,电泵寿命越长;(2)电机功率、电机负载率、绝缘变化率与电泵寿命呈负相关关系,指标值越大,电泵寿命越短;(3)排量效率与电泵寿命呈现正态分布关系,在 60%~100%区间运行寿命长,排量效率超出该区间且向两边移动时,电泵寿命均缩短。

2.3 指标权重及评价方法

根据电泵躺井原因、各指标与电泵运寿命关系曲线的相关性大小及超深稠油泵矿场管理经验,将 9 个评价指标划分为 3 类:一类指标权重在 15~20 分,包括单位压降采出量、电机功率、泵挂深度;二类指标权重 10 分,包括单位排量扬程功率、排量效率、绝缘变化率;三类指标权重在 5~9 分,包括流速电机周长乘积、绝缘值(因参与统计分析电泵井均为电气系统故障,躺井后绝缘值为零,无法分析绝缘值与运行寿命关系,但在躺井前的生产管理中,绝缘值大小与电泵寿命有一定关系,且对生产管理有一定的指导意义,因此也作为一个评价指标参与评价)、电机负载率(表 1)。

为便于风险评价分类管理,将电泵井综合状况及各指标评价状况划分为 5 类区间,即高危区间、危

表 1 潜油电泵风险评价
Table 1 Risk evaluation of ESP

评价参数	总分值	参数大小、所处区间及分值取值					
		高危期间 20%	危险期间 40%	正常期间 60%	良好期间 80%	优秀期间 100%	
一类指标	单位压降采出量/(t·MPa ⁻¹)	20	≤1 000	1 000~2 000	2 000~4 000	4 000~8 000	≥8 000
	电机功率/kW	15	≥140	120~140	100~120	80~100	≤80
	泵挂深度/m	15	≥3 200	3 000~3 200	2 800~3 000	2 500~2 800	≤2 500
二类指标	单位排量扬程功率/ [W·(m ³ ·m) ⁻¹]	10	≤0.25	0.25~0.3	0.3~0.35	0.35~0.4	≥0.4
	排量效率/%	10	≥140	120~140 ≤60	100~120	80~100	60~80
	绝缘变化率/(MΩ·d ⁻¹)	10	≥12	8~12	4~8	1~4	≤1
三类指标	流速电机周长乘积/[m·(s·mm) ⁻¹]	9	≤30	30~60	60~90	90~120	≥120
	绝缘值/MΩ	6	≤5	5~20	20~100	100~500	≥500
	电机负载率/%	5	≥90	75~90	≤45	45~60	60~75

险区间、正常区间、良好区间及优秀区间。其中各指标对应的 5 个区间得分分别为指标权重的 20%, 40%, 60%, 80%, 100%, 并将综合得分小于 45 分的电泵井划分为高危区间, 其余各区间对应的分值分别为: 45~60 分, 60~75 分, 75~90 分及 ≥90 分(表 1)。

3 风险评价方法的应用

3.1 指导电泵生产管理

风险评价后, 对运行状况处于危险区间和高危区间电泵井进行重点管理, 采取相应的护理措施, 以延长电泵寿命。9 项评价指标中, 排量效率、流速电机周长乘积及电机负载率可以控制改善, 其余指标无法控制, 仅能通过其它措施改善电泵工况。目前主要护理措施有: (1) 加强现场巡检及远程监控工况分析频次, 及时采取改善控制措施; (2) 提高稀油注入量, 确保电泵运行稳定, 提高散热效果; (3) 适当降低电泵生产频率, 降低负载、减少发热; (4) 优化频率和油嘴, 确保电泵运行在合理工况区间^[4]。

通过风险评价控制管理, 2013 年与 2011 年相比, 对高危、危险区间电泵井及工况异常电泵井主动护理增加 400 余井次, 电泵故障停机井次减少 250 井次, 躺井电泵运行寿命提高 30 d。

3.2 指导选型配套设计

根据风险评价指标与电泵运行寿命的关系, 对稠油电泵选井、配套及设计进行相应的优化, 确保各指标处于良好或优秀区间, 以延长电泵运行寿命。

优化措施主要如下:

(1) 选井方面。油井的单位压降采出量尽量大于 2000 t/MPa;

(2) 配套方面。①电机功率尽量小于 140 kW (现有保护器在稠油井中因高温稠油沉积堵塞呼

吸通道, 对电机的保护能力远低于理论值, 目前正在研制新型保护器); ②单位排量扬程功率不低于 0.3 W/(m³·m);

(3) 设计方面。①泵挂深度在确保稠油顺利入泵前提下浅下, 要求低于 3 200 m, 难以满足时加装电泵尾管悬挂装置^[5]; ②排量效率控制在 60%~100% 区间范围内^[6]; ③流速电机周长乘积大于 60 m/(s·mm), 预期产量及套管尺寸不满足要求时加装导流罩或电泵尾管悬挂装置。

通过选井、配套及设计的优化管理, 各评价指标均趋于好转, 与 2011 年底相比, 处于高危及危险区间电泵井数减少 19 口, 电泵躺井率由 9.48% 下降至 6.28%。

4 结论

(1) 单位压降产出量、电机功率、泵挂深度、单位排量单位扬程功率、排量效率、绝缘变化率、流速电机周长乘积及电机负载率与电泵运行寿命相关性较大, 能够用于评价电泵井的风险状况。

(2) 风险评价管理方法应用近 2 年来, 电泵故障停机减少 250 井次, 高危及危险井减少 19 口, 躺井率下降 3.2%, 说明该方法能够指导稠油电泵的生产管理及选井、选型配套及设计优化管理。

(3) 风险评价方法确定的评价指标是一些能够反映电泵运行状况且易于录取及计算量化的指标, 对于不易录取及量化指标, 如吸入口温度、电机电磁线温度、温度与耐温比值、吸入口黏度^[7]、吸入口压力等并没有参与评价, 且各区间指标值的选取及指标权重的确定更多是从统计规律及矿场经验而来, 因此该方法后期仍可以进一步完善。

(下转第 138 页)

杆柱寿命之间平衡。

(2)杆柱设计:等应力设计是以某一稳定黏度进行设计,受掺稀优化黏度增加及稠油上返影响,导致 1"杆柱变成杆柱系统薄弱点,断裂较多。目前设计已优化为 1"杆顶部应力比 $<7/8 < 3/4$ ",差距在 15%左右,达到 2 个目的:①降低杆柱载荷;②提高 1"杆安全系数。同时在杆柱中性点^[7]上部及 7/8"杆之间增加 2 个防脱器,以预防设计优化后下部杆柱断脱的增加。

(3)泵挂深度确定:2013 年提高各型号抽稠泵泵筒强度,且全面推广应用了泵下加深尾管设计,以提高稀稠油混配效果^[8]。在此基础上,70/32、70/44 抽稠泵泵深由 2 400~2 600 m ↑ 2 000~2 200 m,56/38 抽稠泵由 2 800 m ↑ 2 400 m,以进一步降低杆柱载荷及应力^[9-10]。

(4)抽油机配套:目前主要抽油机类型已由原来的 14 型及 16 型游梁式抽油机转变为 900 型长冲程抽油机。长冲程、低冲次及更低的加速度及惯性载荷,更加适合于稠油井的举升^[11-12]。

(5)抽油杆选用:一是严禁新旧抽油杆混用;二是高产井及高载荷井选用新抽油杆。

3.2 加强有杆泵井的生产管理

(1)加强有杆泵井的生产管理:一是根据油井生产情况及地面集输系统等要求,确定有杆泵井举升混合液的合理经济黏度,并确保稳定;二是定期对杆柱应力状况进行评价,及时对工作制度进行合理优化。

(2)定期对地面掺稀系统进行排查,确保掺稀注入平稳。

(3)规范有杆泵井异常的处理,严格禁止稠油上返后采用间抽措施。

3.3 其他治理建议

(1)推广应用稠油减载器;(2)超高强度杆表面硬度高,不适合在腐蚀严重的环境中使用。建议开展调研,以选用更加适合稠油有杆泵工况环境的抽油杆。

参考文献:

[1] 王世杰,林江,梁尚斌.塔河油田碳酸盐岩深层稠油油藏开发实践[M].北京:中国石化出版社,2005:121-134.

[2] 张荣军,李海军,任月玲.塔河油田深层稠油掺稀降黏技术[J].西安石油大学学报,2009,24(3):84-87.

[3] 吴健,朱明,曹光朋,等.液压反馈式抽稠泵抽油系统悬点载荷计算[J].石油钻采工艺,2011,33(5):76-78.

[4] 国家发展和改革委员会.SY/T 5029-2006 抽油杆[S].2006-11-03.

[5] 国家能源局.SY/T 5643-2010 抽油杆维护和使用推荐作法[S].2010-08-27.

[6] 袁波,杜林辉,梁志艳,等.稠油掺稀液压反馈式抽稠泵杆柱设计优化[J].西南石油大学学报,2013,35(5):157-164.

[7] 马建杰,杨海滨,李汉周,等.抽油杆中性点的计算方法研究[J].钻采工艺,2001,34(4):63-65.

[8] 杜林辉,梁志艳,蒋磊,等.稠油机采泵深与掺稀混配点分离设计及应用[J].特种油气藏,2014,21(3):145-147.

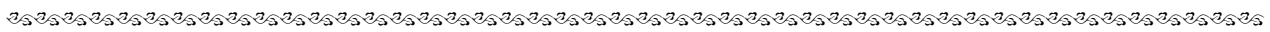
[9] 甘振维,赵普春.塔河油田机抽井合理沉没度分析[J].中外能源,2008,13(1):40-44.

[10] 杨志,梁政,祝新清,等.抽油机井合理下泵深度的优化设计[J].西南石油大学学报,2007,29(5):149-151.

[11] 杨献平.钢质连续抽油杆配套皮带抽油机实现深抽工艺[J].石油矿场机械,2005,34(3):90-93.

[12] 周汉鹏,但永军,张建成,等.稠油热采井用抽油机的选型与使用[J].新疆石油科技,2013,23(4):37-40.

(编辑 徐文明)



(上接第 134 页)

参考文献:

[1] 冯定,李成见,薛敦松.油水乳化作用对潜油电泵黏温特性的影响[J].石油学报,2008,29(1):132-134.

[2] 孙粤华,贾星兰.潜油电泵系统的安全评价方法研究[J].石油矿场机械,2003,32(5):15-17.

[3] 张玉斌,于海春.潜油电泵机组可靠性研究[J].石油学报,2003,24(4):103-107.

[4] 董振刚,张铭钧,庞向东,等.潜油电泵油嘴调参与变频调参与对比分析[J].石油钻采工艺,2008,30(1):54-57.

[5] 杜林辉,刘玉国,刘瑞,等.超稠油潜油电泵尾管装置的研制与应用[J].石油钻采工艺,2013,35(4):103-105.

[6] 董振刚,张铭钧,张雄,等.潜油电泵合理选配工艺研究[J].石油学报,2008,29(1):128-131.

[7] 刘敏林,高祺,李杰.原油粘度及其对潜油电泵性能的影响[J].油气采收率技术,1999,6(2):72-75.

(编辑 黄娟)