

鄂尔多斯含硫气井绒囊压井流体暂堵能力测试

李海波^{1,2}, 高伟³, 衣德强³, 常启帆⁴, 李兵⁴, 陶秀娟⁵

1. 西安石油大学石油工程学院 陕西西安 710065
2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司 陕西西安 710021
3. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院 陕西西安 710021
4. 中国石油大学(北京)石油工程学院 北京 102249
5. 陕西科技大学化学与化工学院 陕西西安 710021

通讯作者: Email: gaow001_cq@petrochina.com.cn

项目支持: 国家科技重大专项“多气合采钻完井技术和储层保护”(2016ZX05066002)

引用: 李海波, 高伟, 衣德强, 等. 鄂尔多斯含硫气井绒囊压井流体暂堵能力测试[J]. 油气井测试, 2018, 27(5): 31-36.

Cite: LI Haibo, GAO Wei, YI Deqiang, et al. Fuzzy-ball plugging fluid technology for sulfur-containing low-pressure gas well in Ordos [J]. Well Testing, 2018, 27(5): 31-36.

摘要 鄂尔多斯下古奥陶系低压气井测试环节地层漏失严重, 利用绒囊修井液封堵结构抗温耐酸性突出, 暂堵地层后为气井测试提供安全稳定井筒环境。室内利用直径 38 mm、长 60 mm 岩心柱塞中高 0.5 mm 贯穿型不规则裂缝模拟地层漏失通道, 模拟温度 110~150 °C, 连续注入绒囊修井液至驱压达 20 MPa 后, 反向注入 H₂S 含量 0.1% 的酸性气体, 测定 48 h 内驱压衰减幅度小于 5%, 表明高温酸性环境下承压结构稳定。实验测定绒囊流体返排后天然灰岩基质与裂缝渗透率恢复率 87.15%、96.52%, 储层保护效果良好。现场应用绒囊修井液于 S-2X 井、S-4Y 井套管腐蚀检测暂堵, 两口气井 H₂S 含量约 1 000 mg/m³, 反循环泵入绒囊修井液 64 m³、68 m³ 后, 井口 12h 检测无气体, 暂堵成功。补充清水 33 m³、20 m³ 后见液, 套管腐蚀检测作业顺利, 气井产气效果恢复快速。该暂堵工艺为鄂尔多斯盆地地下古奥套系气井安全测试作业提供了技术支撑。

关键词 天然气; 气井测试; 修井; 高温; 硫化氢; 绒囊; 暂堵

中图分类号: TE353 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2018.05.006

Fuzzy-ball plugging fluid technology for sulfur-containing low-pressure gas well in Ordos

LI Haibo^{1,2}, GAO Wei³, YI Deqiang³, CHANG Qifan⁴, LI Bing⁴, TAO Xiujuan⁵

1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China
2. Downhole Technology Operation Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710021, China
3. Research Institute of Oil & Gas Technology, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710021, China
4. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China
5. College of Chemistry and Chemical Engineering, Shaanxi University of Science & Technology, Xi'an, Shaanxi 710021, China

Abstract: In Ordos Basin, severe lost circulation was observed during workover operation in high-temperature sulfur-containing low-pressure gas wells in Lower Paleo-Ordovician. The temporary plugging structure formed by fuzzy-ball workover fluid entering the formation leakage channel exhibits considerable high-temperature and acid resistance, it provides a safer and more stable wellbore condition for gas well testing after the formation has been temporarily plugged. In laboratory experiment, formation fluid loss channel was simulated by an irregular-shaped fracture with an aperture of 0.5 mm through a core sample with a diameter of 38 mm and a length of 60 mm. The test temperature was 110~150 °C. The temporary plugging structure was formed after continuous injecting fuzzy-ball workover fluid until the driving pressure reached 20 MPa. Then the acid gas containing 0.1% H₂S was injected backward. The driving pressure reduction was less than 5% in 48 h, indicating that the pressure bearing structure was stable under high temperature and acidic environment. The permeability recovery rate after fuzzy-ball fluid flowback were 87.15% and 96.52% for natural sandstone matrix and the fracture, respectively, indicating satisfactory formation protecting effect. Field test of fuzzy-ball workover fluid was carried out in S-2X well and S-4Y well in the central and western Ordos Basin, where the H₂S content was more than 1 000 mg/m³ for each well. No acid gas was detected at the wellhead for each well for 12 hours after 64 m³ and 68 m³ of fuzzy-ball workover fluid was reversely circulated through the casing annulus, implying successful plugging. The wellhead fluid was seen after the follow-up replenishment of 33 m³ and 20 m³

clean water. The workover project was successfully accomplished. The daily gas production rate of the gas wells recovered to the pre-operation level after production resumption. This technique provides technical support for gas well testing intervention in Lower Paleozoic of Ordos basin.

Keywords: natural gas; well testing; well workover; high-temperature; hydrogen sulfide; fuzzy-ball fluid; plugging

鄂尔多斯盆地下古生界天然气藏主要形成于奥陶系风化壳顶部,厚度 500~800 m,演化程度高,属腐泥型过成熟气源岩^[1]。区域主要地层马家沟组以灰岩为主,含少数泥灰岩,热化学成因导致气层硫化氢含量较高^[2]。其中,以靖边气田为代表,马家沟组地层温度普遍大于 120 ℃,硫化氢含量 0.1%~1.4%,主要集中在 200~1 400 mg/m³^[3]。气井高温含硫环境对测试工具^[4]、井下管柱^[5]等设备腐蚀严重,生产中后期需开展多种测试作业。为保证作业安全,需利用修井液安全压井以提供稳定井筒环境。常规气井压井手段包括机械压井与流体压井两大类,前者受制于作业成本及硫化氢溢出风险较高,应用较少。后者作业成本相对可控,气体溢出监测直观,安全性较高,是目前气井常用手段^[6]。但气井生产至中后期地层压力系数较低,井筒充满液柱后压差较大,修井液漏失严重,常用清水压井液不具备控漏效果,尤其面对鄂尔多斯盆地下古灰岩地层酸化、压裂等改造后裂缝发育程度较高,修井液漏失严重无法保证井筒环境安全且储层污染严重。

针对低压气井测试阶段修井液漏失难题,气井开发人员最早引入油井用选择性堵水剂冻胶类暂堵液^[7],通过化学反应在地层漏失通道中形成固相或胶装结构以暂堵地层,后续发展出固化水体系^[8]、非牛顿植物胶体系^[9]、高分子固化体系^[10]、吸水型固化体系^[11]等。这些体系通过形成高强度结构提高地层承压能力效果明显,但面对高含硫气体环境且温度较高地层,压井液固化、交联等化学反应易受干扰,形成连续结构困难,漏失控制效果不佳。另外一些体系,如屏蔽暂堵型体系^[12]、超细水泥颗粒^[13]等,通过加入粒度与储层孔喉相匹配的固相封堵地层,一定程度上改善了抗温耐酸效果,但固相残留储层后不利于低压气层测试完成后快速复产。

可见,面对鄂尔多斯下古奥陶系高温含硫低压气井测试阶段地层暂堵难题,需提升地层中暂堵结构抗温耐酸性能,实现长周期作业下提高地层承压能力效果稳定,保证安全井筒环境,提高作业安全性。同时,面对能量衰减低压气层,要求修井液储层保护性能突出,测试结束后气井产能快速恢复。

绒囊流体是在模糊封堵理论上开发的一种封堵体系^[14]。面对漏失地层,流体进入漏失通道后,

通过大量气液两相囊泡结构变形、堆积等变化有效分解漏失压力,暂堵漏失通道,提高地层承压能力^[15]。由于囊泡结构尺度随机分布,且变形、堆积等变化可改变结构形状,绒囊流体满足不同尺度通道暂堵要求,在不同类型地层中暂堵适用性良好^[16],已先后应用于煤层气钻井堵漏^[17]、砂岩油井完井堵漏^[18]、碳酸盐岩气井钻井堵漏^[19]、致密砂岩地层修井堵漏^[20]、海上疏松砂岩地层修井堵漏^[21]、致密砂岩地层压裂转向暂堵^[22]等多类型地层中多环节暂堵。

针对低压气井测试作业常见漏失,基于绒囊流体体系开发暂堵型绒囊修井液,并根据不同气井作业特点,先后开发液体活塞压井、井口不降压压井^[18]等工艺类型,为多种作业工序提供安全稳定井筒环境。面对高温含硫低压气井,利用绒囊流体力学分压封堵模式,避免常规化学反应受温度、酸性气体不利影响。同时,于囊泡结构外部引入惰性处理剂,提高结构单体自身耐酸性能,改善高温含硫气井地层中暂堵稳定性,为鄂尔多斯盆地下古奥陶系气井安全测试作业提供暂堵手段支撑。

1 室内实验

实验评价绒囊修井液在地层通道中形成暂堵结构后,高温环境中面对含硫气体连续侵蚀作用下承压能力稳定性。同时,实验测定绒囊修井液返排后,地层裂缝与基质两种结构渗透率恢复程度,评价流体储层保护效果。室内配制绒囊修井液:0.2%囊核剂+2.5%囊层剂+0.8%囊膜剂+1.2%绒毛剂+0.1%氢氧化钠+1%碱式碳酸锌。其中,碱式碳酸锌作为抗硫剂进一步强化绒囊修井液在酸性环境下结构稳定性。

1.1 地层中绒囊承压结构稳定性效果评价

为评价绒囊修井液在高温地层中形成承压结构抵抗高温含硫酸性气体侵蚀作用,选择直径 38 mm、长 60 mm 岩心柱塞,在中部加工高度 0.5 mm 贯穿型不规则裂缝模拟地层漏失通道。控制温度分别为 110 ℃、120 ℃、130 ℃、140 ℃、150 ℃,围压 20 MPa、回压 5.0 MPa,以稳定流速 0.5 mL/min 注入绒囊流体至入口承压超过 20 MPa,再以 H₂S、N₂ 等 2 种气体按照 1:99 的比例混合模拟下古地层酸

性气体,并控制压力 5 MPa 接入柱塞出口,分别测定 1 h、2 h、6 h、12 h、24 h、48 h 后柱塞入口驱压大小。实验数据见表 1。

表 1 5 种温度下酸性气体接入不同时间后柱塞入口驱压变化
Table 1 Changes of drive pressure after injecting acid gas at 5 kinds of temperatures

实验温度 / $^{\circ}\text{C}$	静置时间 /h	0	2	4	6	12	24	48
110	驱压 /MPa	21.07	21.05	20.96	20.82	20.69	20.51	20.31
120		20.95	20.91	20.86	20.77	20.62	20.40	20.14
130		20.73	20.69	20.61	20.49	20.32	20.11	19.87
140		20.81	20.78	20.71	20.59	20.45	20.21	19.85
150		21.04	20.96	20.85	20.73	20.57	20.32	20.02

从表 1 中可以看出,单一温度下,随着静置时间从 0 逐渐升至 48 h,裂缝入口驱压从 21.07 MPa、20.95 MPa、20.73 MPa、20.81 MPa、21.04 MPa 分别衰减至 19.25 MPa、19.08 MPa、18.84 MPa、18.76 MPa、18.92 MPa,衰减幅度分别为 1.82 MPa、1.87 MPa、1.89 MPa、2.05 MPa、2.12 MPa。5 种温度范围内,随着温度升高,驱压衰减幅度逐渐升高,表明高温环境下在一定程度上提高绒囊暂堵结构自降解速度,但裂缝中绒囊修井液提供承压能力仍相对稳定,受酸性气体影响较小。

1.2 绒囊流体储层伤害效果评价

为评价绒囊修井液对地层裂缝与基质结构储层伤害程度,室内利用直径 38 mm、长 60 mm 天然灰岩岩心柱塞模拟地层基质结构,在相同尺寸岩心柱塞中加工高度 0.5 mm 贯穿型不规则裂缝模拟裂缝结构,反向以恒定压力 5 MPa 驱替氮气至流量稳定,记录两种结构初始气测渗透率大小。控制岩心温度 130 $^{\circ}\text{C}$ 、围压 20 MPa、回压 5.0 MPa,以稳定流速 0.5 mL/min 注入绒囊修井液至入口驱压超过 20 MPa,模拟裂缝中绒囊流体承压结构,将破胶剂以 1.0% 浓度比加入清水配制成破胶液,再注入岩心后静置 30 min 加速绒囊降解,用氮气以恒定压力 5 MPa 反向驱替至流速稳定,测定气测渗透率大小,实验数据见表 2。

表 2 绒囊修井液暂堵破胶前后柱塞裂缝与基质渗透率对比
Table 3 Comparison of fracture and matrix permeability around the fuzzy-ball fluid gel breaking

实验编号	结构类型	初始气测渗透率 /($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	返排后气测渗透率 /($10^{-3} \mu\text{m}^2$)
M-1	基质	0.15	0.13
M-2		0.29	0.25
M-3		0.35	0.31
F-1	裂缝	782.14	776.62
F-2		643.92	626.28
F-3		906.23	897.59

从表 2 中可以看出,天然灰岩基质结构初始气测渗透率 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.29 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,绒囊修井液返排后气测渗透率 $0.13 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,恢复效果良好。天然灰岩人造裂缝气测渗透率 $782.14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $643.92 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $906.23 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,远高于基质渗透率,绒囊修井液返排后气测渗透率 $776.62 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $626.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $897.59 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,恢复效果良好。实验表明,绒囊修井液对地层低渗基质结构和高渗裂缝结构储层保护效果良好。

2 现场应用

现场于鄂尔多斯盆地高温含硫气井 S-2X 井、S-4Y 井套管腐蚀检测期间应用绒囊修井液实施暂堵。

2.1 S-2X 井现场应用

S-2X 井是一口位于鄂尔多斯盆地生产井,完钻井深约 3 500 m,完钻层位下古奥陶系马家沟组属于灰岩地层,地层温度接近 120 $^{\circ}\text{C}$ 。2002 年 11 月酸化投产,生产至 2016 年,油套压力降至 10 MPa,地层压力系数小于 0.50,计划检测套管腐蚀程度。考虑 S-2X 井产气中 H_2S 含量 1 000 mg/m^3 且常规清水压井液漏失严重,使用绒囊修井液实施暂堵。控制排量 500 L/min,从油套环空反循环泵入绒囊修井液 65 m^3 ,井口油套压力均降为 0 且连续 12 h 稳定,补充清水 33 m^3 后井口见液。排量 500 L/min 条件下使用清水反循环洗井,泵压约 1 MPa,累计泵入清水 100 m^3 ,返出 96 m^3 ,后续测试期间井筒液体平均漏速低于 0.16 m^3/h ,缓慢补充清水适中保持见液。测试作业结束后常规气举返排,复产后日产气量恢复至作业前水平。

2.2 S-4Y 井现场应用

S-4Y 井位于鄂尔多斯盆地西部,完钻井深约 3 500 m,完钻层位下古奥陶系马家沟为灰岩地层,地层温度接近 120 $^{\circ}\text{C}$ 。初始地层压力 29.82 MPa,生产至 2016 年降至 16.94 MPa,地层压力系数约 0.62,地层产出气体 H_2S 含量接近 1 050 mg/m^3 ,属于含硫低压气井。计划开展套管腐蚀检测作业,为保证作业安全使用绒囊修井液实施暂堵。从油套环空直接泵入 72 m^3 绒囊修井液后,油套压力均下降为 0 且稳定 12 h 不变,补充清水 20 m^3 后井口见液,计算地层中绒囊结构承受压差约 13 MPa。后续套管腐蚀测试作业顺利,期间井筒流体漏速低于

0.21 m³/h,持续补充清水至井口见液,保证作业期间井筒环境安全。作业结束后返排顺利,S-4Y井日产气量恢复至作业前水平。

3 讨论与分析

针对室内实验与现场应用效果,讨论绒囊修井液应用鄂尔多斯盆地高温含硫气井测试阶段暂堵效果。

3.1 绒囊流体承压结构抗硫耐温效果分析

以实验中绒囊修井液注入裂缝后驱压大小表征流体承压能力,分析温度110~150℃下,0~48 h内绒囊修井液承压能力变化规律(图1)。

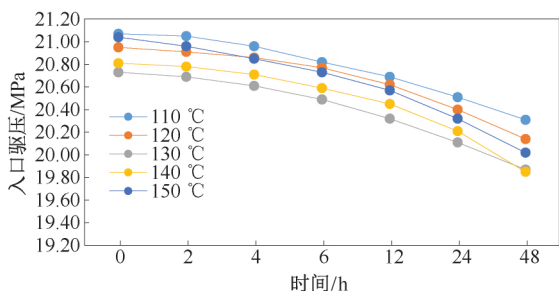


图1 裂缝中绒囊流体承压能力随时间变化规律

Fig.1 The variation of pressure capacity of fuzzy-ball fluid in fracture with time

从图1中可以看出,110℃至150℃范围内,绒囊修井液暂堵后提高裂缝入口驱压至20.73~21.07 MPa,提高裂缝承压效果良好。H₂S浓度1%酸性气体连续侵蚀48 h后,入口驱压逐渐衰减至19.85~20.31 MPa,衰减幅度3.61%~4.85%。考虑绒囊流体自降解效果,驱压衰减速度较小,承压能力整体稳定。

温度从低到高,分别拟合图1中5种温度下入口驱压与时间定量关系:

$$\Delta p = -0.0158t + 20.990 \quad (1)$$

$$\Delta p = -0.0171t + 20.899 \quad (2)$$

$$\Delta p = -0.0180t + 20.649 \quad (3)$$

$$\Delta p = -0.0201t + 20.761 \quad (4)$$

$$\Delta p = -0.0206t + 20.924 \quad (5)$$

式中: Δp 为入口驱压,MPa; t 为静置时间,h。

式(1)~(5)拟合 R^2 值分布0.898~0.992,拟合准确性可靠。以鄂尔多斯盆地地层垂深3500 m气井为目标,计算井筒充满清水后液柱压力约35 MPa,地层压力系数取值0.60,计算漏失压差14 MPa,即绒囊流体进入地层后需提高承压能力大于14 MPa。以14 MPa作为临界承压能力,根据式(1)~(5)计算温度110~150℃范围内,绒囊暂堵结构

有效承压周期分别为442 h、403 h、369 h、336 h、336 h,即在高温酸性气体环境下,考虑绒囊修井液自降解效果,提高地层承压能力大于14 MPa可持续14~18 d,满足常规气井测试作业周期要求。当气井测试周期延长,地层承压能力衰减程度较高时,直接从井筒补入新配制绒囊修井液,提高地层中绒囊修井液体积,维持承压能力以满足作业要求。

现场S-2X井、S-4Y井地层温度接近120℃,产出气体中H₂S含量超过1000 mg/m³,计算累计泵入地层约32 m³、30 m³绒囊修井液后井口返液,承受漏失压差约17.5 MPa、13.3 MPa。后续包括起下管柱、测试等作业分别共计15 d、18 d,期间井筒流体平均漏速低于0.16 m³/h、0.21 m³/h,表明绒囊修井液于地层形成稳定承压结构抵抗地层高温环境下酸性气体侵蚀作用效果理想。

3.2 绒囊流体储层保护效果分析

对比室内实验中岩心基质与裂缝两种结构内绒囊修井液返排后渗透率恢复率分布,如图2所示。

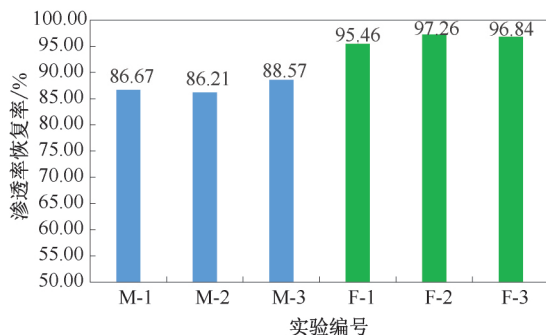


图2 岩心基质与裂缝中渗透率恢复率分布

Fig.2 Distribution of permeability recovery rate in matrix and fracture of core

从图2中可以看出,绒囊修井液返排后,岩心中基质结构气测渗透率恢复率86.67%~88.57%,均值87.15%。岩心中裂缝结构气测渗透率恢复率95.46%~97.26%,均值96.52%。两种结构中气测渗透率恢复效果良好。相对而言,气体流动能力更强的裂缝结构渗透率恢复效果更好。

绒囊修井液在地层中通过分解漏失压力实现暂堵,作业结束后,通过气举作业将井筒内流体举升后,地层力学平衡破坏,地层气体压力突破承压结构并恢复连续流动。同时,绒囊修井液无固相、自降解特征有利于承压结构松散后进一步降解,加快气井产能恢复速度。鄂尔多斯盆地古奥陶系灰岩地层常伴随酸化、压裂等改造措施形成人工裂缝以提高气井产量,更有利于绒囊修井液储层保护优势性能的发挥。现场试验S-2X井、S-4Y井起下

管柱、测试等作业完成后,常规气举1~2 d后,井口见气并快速恢复至作业前水平,绒囊修井液储层保护效果良好。

4 结论

(1) 绒囊修井液依托良好的抗温耐酸性能,在高温环境酸性气体侵蚀作用下保持暂堵效果稳定,提供安全可靠井筒环境,为鄂尔多斯下古地层高温含硫气井测试作业提供暂堵技术支撑。

(2) 绒囊修井液自身无固相、自降解特征,暂堵地层的同时有效保护储层中低孔低渗基质结构、高渗裂缝结构,保证测试作业结束后两种结构中气体流动能力快速恢复,降低测试作业对气井产能影响。

(3) 绒囊流体依托流体力学原理分解、消耗地层漏失压力的封堵机理,以及流体核心囊泡结构外显特征可改潜力,为多类型油气井测试作业地层暂堵需求提供可行手段。

致谢: 论文编写过程中,多家单位及其研究人员对本人的工作提供了无私帮助。在此,感谢长江大学提供绒囊修井液室内性能评价所需实验设备及场地;感谢北京力会澜博能源技术有限公司提供绒囊修井液处理剂;最后向研究生期间悉心给予指导和关怀的西安石油大学各位老师和同学一并致谢!

参考文献

- [1] 杨华,付金华,魏新善.鄂尔多斯盆地天然气成藏特征[J].天然气工业,2005,25(4):5-8.
YANG Hua, FU Jinhua, WEI Xinshan. Characteristics of natural gas reservoir formation in Ordos basin[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(4): 5-8.
- [2] 倪春华,周小进,王保华.鄂尔多斯盆地南部地区富古4井硫化氢成因探讨[J].石油天然气学报(江汉石油学报),2010,32(5):204-206.
NI Chunhua, ZHOU Xiaojin, WANG Baohua. On the genesis of hydrogen sulfide of well Fugu 4 in the South of Ordos basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(5): 204-206.
- [3] 朱光有,张水昌,梁英波.中国海相碳酸盐岩气层硫化氢形成的控制因素和分布预测[J].科学通报,2007(a01):115-125.
ZHU Guangyou, ZHANG Shuichang, LIANG Yingbo. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of deep reservoirs in China [J]. Chinese Science Bulletin, 2007(a01): 115-125.
- [4] 庞伟.酸性气藏深井产能试井方法[J].油气井测试,2018,27(2):67-72.
PANG Wei. Deliverability test method for deep sour gas wells [J]. Well Testing, 2018, 27(2): 67-72.
- [5] 任源峰,吴志均,张利明,等.油气井除硫及残酸液处

理装置的研制与应用[J].油气井测试,2017,26(1):45-48.

REN Yuanfeng, WU Zhijun, ZHANG Liming, et al. Development and application of oil and gas well de sulfur and residual acid liquid treatment device [J]. Well Testing, 2017, 26(1): 45-48.

- [6] 郑如森,高文祥,邹国庆,等.塔里木油田超高压高产气井压井方法初探[J].油气井测试,2017,26(6):62-64.

ZHENG Rusen, GAO Wenxiang, ZOU Guoqing, et al. A preliminary discussion on killing well of super high pressure and high production in Tarim oilfield [J]. Well Testing, 2017, 26(6): 62-64.

- [7] 杨健.低压气井暂堵修井工艺技术[J].天然气工业,2007,27(5):81-84.

YANG Jian. The technology of temporary blocking workover for low pressure gas-wells [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(5): 81-84.

- [8] 贾虎,杨宪民.固化水工作液在压井修井过程中的成功应用[J].钻井液与完井液,2007,24(b09):115-117.

JIA Hu, YANG Xianmin. The successful use of solidified water work fluid as kill and well workover fluids [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2007, 24(b09): 115-117.

- [9] 邱玲,黄小军,黄贵存,等.低压气井液体胶塞暂堵技术研究及应用[J].断块油气田,2011,18(3):393-396.

QIU Ling, HUANG Xiaojun, HUANG Guicun, et al. Research and application of temporary blocking technology using gel plug in low-pressure gas well [J]. Fault Block Oil & Gas Field, 2011, 18(3): 393-396.

- [10] 陈东波,朱勇,徐刚,等.修井作业中低渗漏压井液的研究和应用[J].钻井液与完井液,2013,30(5):53-55.

CHEN Dongbo, ZHU Yong, XU Gang, et al. Research and application of low filtration workover fluid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013, 30(5): 53-55.

- [11] 卢宏伟,唐瑜,张宏,等.低伤害暂堵压井液体系在储气库老井修井中的应用[J].石油化工应用,2016,35(6):106-108.

LU Hongwei, TANG Yu, ZHANG Hong, et al. Low damage temporary blocking killing fluid system application results in gas storage wells in old wells workover analysis [J]. Petrochemical Industry Application, 2016, 35(6): 106-108.

- [12] 张凤英,鄢捷年,杨光,等.新型油溶暂堵型无固相修井液的研制[J].天然气工业,2010,30(3):77-79.

ZHANG Fengying, YAN Jienian, YANG Guang, et al. Formulation and performance of new non-solids oil-soluble temporary-plugging workover fluids [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(3): 77-79.

- [13] 王超,王野,任佳,等.超细水泥在储气库老井封堵中的研究与应用[J].钻井液与完井液,2011,28

- (5): 16-18.
WANG Chao, WANG Ye, REN Jia, et al. Research and application of superfine cement in job of old well plugging back in underground gas storage facilities [J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2011, 28(5): 16-18.
- [14] 郑力会, 张明伟. 封堵技术基础理论回顾与展望[J]. *石油钻采工艺*, 2012, 34(5): 1-9.
ZHENG Lihui, ZHANG Mingwei. Review of basic theory for lost circulation control[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2012, 34(5): 1-9.
- [15] 郑力会, 孔令琛, 曹园, 等. 绒囊工作液防漏堵漏机理[J]. *科学通报*, 2010, 55(15): 1520-1528.
ZHENG Lihui, KONG Lingqi, CAO Yuan, et al. The mechanism for fuzzy-ball working fluids for controlling & killing lost circulation [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2010, 55(15): 1520-1528.
- [16] 郑力会, 魏攀峰, 张峥, 等. 联探并采: 非常规油气资源勘探开发持续发展自我救赎之路[J]. *天然气工业*, 2017, 37(5): 126-140.
ZHENG Lihui, WEI Panfeng, ZHANG Zheng, et al. Joint exploration and exploitation: A self-salvation road to sustainable development of unconventional oil and gas resources [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(5): 126-140.
- [17] 郑力会. 仿生绒囊钻井液煤层气钻井应用现状及发展前景[J]. *石油钻采工艺*, 2011, 33(3): 78-81.
ZHENG Lihui. Application state and prospects of bionic fuzzy-ball drilling fluids for coalbed methane drilling[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2011, 33(3): 78-81.
- [18] LI Zuochen. Practice of fuzzy ball cementing pad fluid in leakage zone of Naiman well N-X-Y[J]. *Advanced Materials Research*, 2013, 773: 714-719.
- [19] 胡永东, 赵俊生, 陈家明, 等. 磨 80-C1 侧钻水平井绒囊钻井液实践[J]. *钻采工艺*, 2013, 36(1): 110-113.
HU Yongdong, ZHAO Junsheng, CHEN Jiaming, et al. Mo 80-C1 sidetracking horizontal wells fracturing drilling practice[J]. *Drilling & Production Technology*, 2013, 36(1): 110-113.
- [20] 王金凤, 郑力会, 张耀刚, 等. 天然气井的绒囊流体活塞修井技术[J]. *天然气工业*, 2015, 35(12): 53-57.
WANG Jinfeng, ZHENG Lihui, ZHANG Yaogang, et al. Fuzzy-ball fluid piston workover technology for natural gas wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(12): 53-57.
- [21] 王珊, 曹砚峰, 姜文卷, 等. 渤海某油田绒囊暂堵流体修井工艺[J]. *石油钻采工艺*, 2015, 37(3): 114-117.
WANG Shan, CAO Yufeng, JIANG Wenjuan, et al. Workover technology using fuzzy-ball temporary plugging fluid in Bohai Oilfield [J]. *Petroleum Drilling & Production Technology*, 2015, 37(3): 114-117.
- [22] 郑力会, 翁定为. 绒囊暂堵液原缝无损重复压裂技术[J]. *钻井液与完井液*, 2015, 32(3): 76-78.
ZHENG Lihui, WENG Dingwei. Study on repeating fracturing while causing no damage to original fractures[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2015, 32(3): 76-78.
- [23] 李治, 魏攀峰, 吕建, 等. 天然气井绒囊流体活塞技术不降压压井工艺[J]. *天然气工业*, 2018, 35(2): 90-96.
LI Zhi, WEI Panfeng, LYU Jian, et al. A gas well killing process without pressure release based on the fuzzy-ball fluid piston technology[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 35(2): 90-96.

编辑 刘述忍

第一作者简介:李海波,男,1982年出生,本科,高级工程师,2004年毕业于西安石油大学石油工程专业,现主要从事油气田勘探开发和管理工作的电话:029-86505493;Email:llhaib@cnpc.com.cn。通信地址:陕西省西安市未央路长庆大厦,邮政编码:710065。