

海上低压气田泡沫修井液体系构建及评价

田中原, 周玉霞, 曾倩宜, 范瑞彬, 宋吉锋

(中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海口 570100)

摘要: 针对南海L气田低压气井修井储层保护的需求,通过实验设备优化、物理模拟、敏感分析等手段,开展实验室内起泡剂、稳泡剂体系种类和浓度的优选评价。构建一套适用于L气田的泡沫修井液体系。该体系在储层80~90℃条件下的半衰期为60~72h,最大耐温可达100℃,具有良好的稳定性;泡沫密度可低至0.5 g/cm³,有效减少漏失量。通过岩心伤害实验测试,高渗岩心经泡沫修井液污染后,渗透率恢复率可达95.1%,表明该体系具备优良的储层保护性能。

关键词: 油田化学; 储层保护; 修井液; 低压气田; 性能评价

中图分类号: TE357.46 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2025)13-0116-06

针对低压油气储层(地层压力系数小于1)修井作业,当采用常规修井液时,因其密度大于1.0 g/cm³,修井液必然会大量漏失进入储层,一方面造成材料的浪费,另一方面造成油气储层的损害^[1-4]。南海L气田经历常年开采,见水、出砂等问题陆续出现,各类修井作业也逐渐提上日程,其中修井液对于保障作业的顺利开展极为重要,但L气田尚未开展过针对性研究及实践。目前L气田压力系数已由1.09降至0.5,地温梯度3.96℃/100m,气藏温度80~90℃。为保证后续修井作业顺利开展,本文根据L气田低压力系数的储层特性,研制一套适用于目标储层的泡沫修井液体系^[5-9]。

1 实验方法

1.1 传统泡沫制作方法

目前石油行业研究泡沫流体制作泡沫主要有两种方法:①Waring Blender 搅拌法。利用搅拌机高速剪切产生泡沫,适合于高黏基液制作泡沫。②泡沫发生器法。小型泡沫发生器,利用高速气流产生泡沫,适合于黏度低(比如清水)的基液制作泡沫,对于黏度较大的基液则不能产生泡沫。

1.2 新型泡沫制作方法

1.2.1 实验室用剪切式泡沫发生器的研制

室内结合Waring Blender 搅拌法和泡沫发生

器法,试制了实验室用剪切式泡沫发生器,结构如图1所示,其作用原理为通过调节进液速度和进气速度,在釜体中混合,不同搅拌速度下可产生不同密度的泡沫流体。

仪器规格:①釜体容积为2 000 mL;②搅拌速度为0~8 000 r/min;③可视窗口。

仪器功能:①可以分批次或连续制作泡沫;②控制进液和进气速度,可制作不同密度泡沫;③可

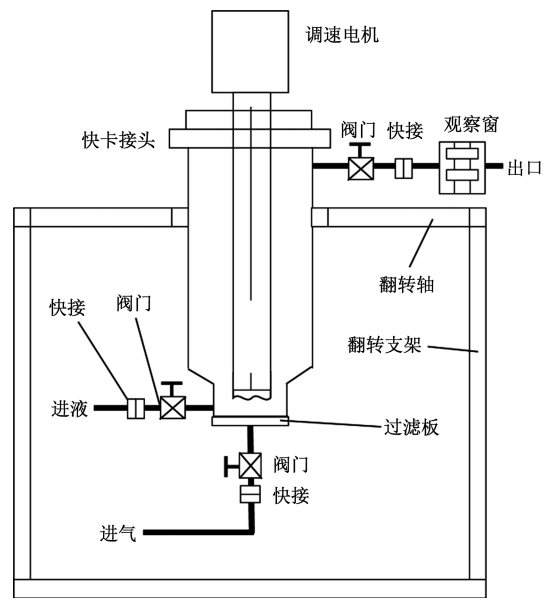


图1 实验室用剪切式泡沫发生器结构

收稿日期: 2024-12-19

作者简介: 田中原(1994—),男,黑龙江肇东人,硕士,中级工程师,研究方向为油气田开发;周玉霞(1988—),女,湖北天门人,硕士,中级工程师,研究方向为油田化学;曾倩宜(1996—),女,广东湛江人,中级工程师,研究方向为石油工程;范瑞彬(1999—),男,山西洪洞人,硕士,初级工程师,研究方向为油气田开发;宋吉锋(1987—),男,山东威海人,硕士,高级工程师,研究方向为油田化学。

连接可视化悬砂携砂实验装置进行泡沫流体悬砂携砂性能评价。

1.2.2 新型泡沫制作流程

根据实验室用剪切式泡沫发生器的特点和泡沫流体的组成,拟定新型泡沫制作方法。

制作步骤:①按配方配制基液,将基液装入中间容器中;②连接好进液管线、进气管线和气体流量计;③启动进液泵和气瓶,调节进液速度和进气速度;④启动搅拌机,调节搅拌速度,收集产生的泡沫;⑤记录泡沫液的初始体积即发泡体积;⑥测量泡沫液的密度;⑦记录泡沫体积下降一半的时间即半衰期。

2 体系构建

2.1 起泡剂的优选

2.1.1 起泡剂选择原则

(1)表面活性剂的结构,一般选择亲油链为正构饱和且足够长的表面活性剂为起泡剂,因为它们们在泡膜表面上吸附后,亲油链的横向引力强,有助于泡沫的稳定。

(2)考虑表面活性剂的 HLB(hydrophile-lipophile-balance,亲水亲油平衡)值,一般选择 HLB 值为 8~15 的表面活性剂。

(3)经济效益,选择成本较低且易得的起泡剂。

2.1.2 起泡剂种类的确定

起泡剂评价方法:在水中加入起泡剂单剂高搅(转速为 10 000 r/min,高搅时间为 10 min),成泡后倒入量筒中观测泡沫的性能。

基于起泡剂的选择原则室内选择了 5 种表面活性剂作为起泡剂(HQP、HOP、HAS、TLX、HTN 为起泡剂代号),当起泡剂加量 0.3%时,对其起泡能力和稳定性进行评价,实验结果见表 1。

根据表 1 可知,在所选择的 5 种起泡剂中,HQP 的起泡力最强,同时综合半衰期和排液时间,HQP 体系形成的泡沫具有更优良的稳定性。除此之外,HQP 是一种脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸盐类表面活性剂,其耐盐能力强。综上所述,选择 HQP 作为泡沫修井液体系的起泡剂。

表 1 不同类型起泡剂的起泡情况

起泡剂	泡沫体积/mL	半衰期/s	排液时间/s
HQP	570	290	30
HOP	410	288	32
HAS	190	14	8
TLX	280	42	14
HTN	460	270	34

2.1.3 起泡剂加量的确定

通过测试不同 HQP 起泡剂浓度对泡沫性能的影响,确定 HQP 起泡剂的加量,评价结果见表 2。

表 2 HQP 起泡剂浓度对泡沫性能的影响

起泡剂 HQP 浓度/%	泡沫体积/mL	半衰期/s	排液时间/s
0.2	480	277	20
0.4	510	290	21
0.6	510	290	20
0.8	515	295	22

注:基液配方为 100 mL 海水+起泡剂 HQP-2。

由表 2 可知,当 HQP 浓度大于 0.4%时,起泡力增长速度降低,0.4%~0.8%浓度泡沫体积和半衰期相差较少,综合考虑性能与成本因素,选择 0.4%为起泡剂浓度。

2.2 稳泡剂的优选

2.2.1 起泡剂种类的确定

稳泡剂可以增加液相黏度,使泡沫表面膜的弹性加强,并且可以延长排液时间和减缓排液速度。室内选择 6 种高分子稳泡剂体系开展稳定性评价(DVIS-HDF、PAM-HMY 等均为稳泡剂代号),筛选实验结果见表 3。

由表 3 可知,采用 DVIS-HDF 高分子稳泡剂体系,在 80 °C 条件下老化 16 h 后,泡沫剩余率达 84%,泡沫密度最小,表明该体系抗温稳定性较其他体系优良,因此选择 DVIS-HDF 作为泡沫修井液的稳泡剂。

表 3 6 种高分子稳泡剂的评价结果

稳泡剂种类	泡沫体积/mL		泡沫密度/(g·cm ⁻³)	
	老化前	老化后	老化前	老化后
DVIS-HDF	500	420	0.40	0.48
PAM-HMY	460	240	0.43	0.83
HPS-PAM	280	205	0.71	0.98
PAM-HPS-HDF	400	200	0.50	1.00
WP-3+HPS	240	200	0.83	1.00
WP-1+HPS	300	200	0.67	1.00

注:HQP 加量为 0.4%;稳泡剂加量为 0.5%;起泡前液体量为 200 mL;老化条件为在 80 °C 条件下老化 16 h。

2.2.2 稳泡剂加量的确定

测试不同稳泡剂体系浓度对泡沫性能的影响,测试结果见表 4。

由表 4 可知,稳泡剂加量越少,体系的起泡性能越好,但稳定性越差。当浓度不小于 0.6%时,老化 16 h 后,泡沫剩余率保持 100%,但超过 0.6%之后,起泡能力下降幅度增大。综上所述,DVIS-HDF 浓度加量确定为 0.6%。

表4 DVIS-HDF加量不同泡沫的性能

稳泡剂 DVIS-HDF 浓度/%	泡沫体积/mL		泡沫密度/(g·cm ⁻³)	
	老化前	老化后	老化前	老化后
0.3	750	200	0.27	1.00
0.4	700	240	0.29	0.83
0.5	500	420	0.40	0.48
0.6	490	490	0.43	0.43
0.7	460	460	0.44	0.44
0.8	390	390	0.48	0.48

注: HQP 加量为 0.4%; 起泡前液体量为 200 mL; 老化条件为在 80 °C 条件下老化 16 h。

2.3 辅助体系

根据 L 气田岩样分析, 储层黏土矿物含量高 (16.7%~39.5%), 以伊利石和伊蒙混层为主, 存在潜在水敏伤害风险。为了防止黏土发生膨胀, 根据南海油气井修井液设计前期成果, 需在修井液中加入 2.0% HTW 黏土稳定剂。针对 HTW 黏土稳定剂对泡沫性能影响进行评价, 测试结果见表 5。

由表 5 可以看出, 加入 2.0% HTW 对泡沫修井液的起泡性能和泡沫稳定性影响可忽略。

表5 黏土稳定剂对泡沫性能的影响

HTW 黏土稳定剂加注浓度	泡沫体积/mL		泡沫密度/(g·cm ⁻³)	
	老化前	老化后	老化前	老化后
配方 1	480	435	0.43	0.47
配方 2	490	440	0.43	0.46

注: 配方 1 为水 + 0.6% DVIS-HDF + 0.4% HQP + 2% HTW; 配方 2 为水 + 0.6% DVIS-HDF + 0.4% HQP; 起泡前液体量为 200 mL; 老化条件为在 80 °C 条件下老化 36 h。

2.4 泡沫修井液配方

通过上述实验, 确定泡沫修井液的配方为: 海水 + 0.6% DVIS-HDF + 0.4% HQP + 2.0% HTW。现场应用时, 各组分浓度可根据实际需求上下浮动。

3 性能评价

3.1 实验参数确定

利用新型泡沫发生器制作泡沫修井液, 室内考察不同进液速度、进气速度和剪切速率下的泡沫性能。通过不同条件和组合的敏感性测试, 当进液速度为 50 mL/min、进气速度为 50 mL/min 和剪切速率 3 000 r/min 时, 产生的泡沫密度为 0.5 g/cm³, 与储层压力系数最匹配, 后文所述实验将利用该实验参数制作泡沫。

3.2 泡沫修井液稳定性

泡沫是气体分散在液体中的粗分散体系, 由于体系存在巨大的气-液界面以及热力学上的不稳定性, 泡沫终将破坏, 因此泡沫修井液的稳定性是评价其性能优劣的重要因素。

118

3.2.1 温度对泡沫修井液稳定性的影响

采用半衰期 $t_{1/2}$ 法评价温度对泡沫修井液稳定性的影响, 测试结果如图 2 所示。

由图 2 可知, 随着温度升高, 泡沫修井液半衰期 $t_{1/2}$ 降低, 表明泡沫稳定性下降; 在目标储层 80~90 °C 条件下, 半衰期可达 60~72 h; 当温度超过 100 °C 时, 泡沫半衰期迅速下降, 表明泡沫修井液最大耐温为 100 °C。

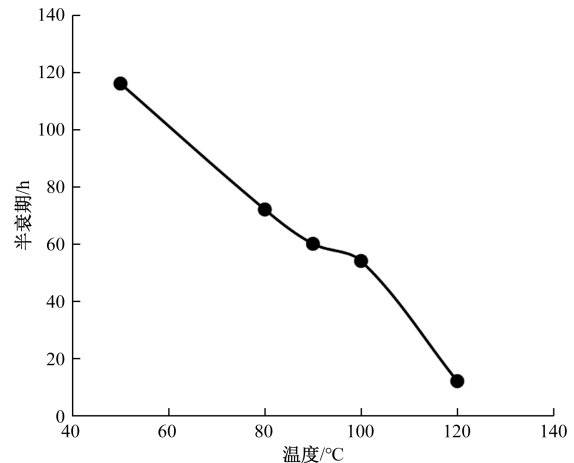


图2 泡沫修井液在不同温度下的半衰期

3.2.2 压力对泡沫修井液稳定性的影响

通过不同压力下的排量评价压力对泡沫修井液稳定性的影响。实验结果见表 6。

由表 6 可知, 随着压力升高, 泡沫体积越小, 同时也会对泡沫稳定性产生影响, 当压力达到 3 MPa, 泡沫开始有少量液体排出。

表6 压力对泡沫修井液稳定性的影响

压力/MPa	泡沫体积/mL	排量/mL
0	450	0
0.5	450	0
1.0	450	0
2.0	400	0
3.0	390	10

3.3 泡沫修井液密度

3.3.1 压力对泡沫修井液密度的影响

实验考察了 90 °C 下不同压力对泡沫修井液密度的影响, 实验结果如图 3 所示。

(1) 低压垂直段 (A—B)。该段压力范围为 0.1~0.5 MPa, 泡沫修井液的密度变化主要表现为气体的压缩, 若忽略气体在液体中的溶解, 泡沫修井液密度将随压力的变化呈线性变化^[10]。此段泡沫修井液密度变化明显, 气体体积缩小 4/5。

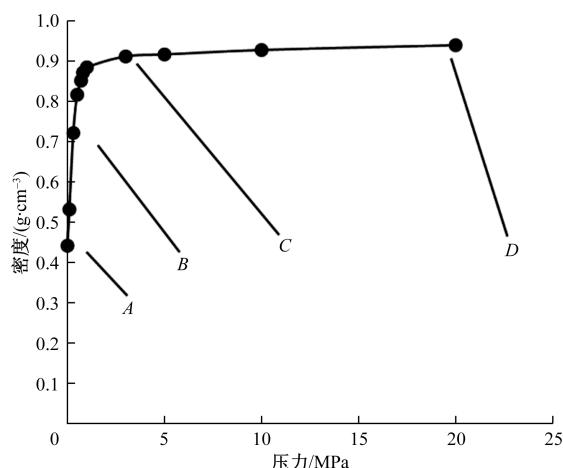


图3 泡沫修井液密度随压力变化曲线

(2)中间弯曲段(B—C)。曲线进入中间段后,泡沫修井液的密度变化速率下降并趋于平缓,原因在于气体分子间距离已接近离子势垒值,分子间出现了排斥力。从曲线上看,这一变化主要在0.5~1.0 MPa压力段上发生,当压力上升到5 MPa时,泡沫工作液已达压缩极限^[11-13]。

(3)直线段(C—D)。这段曲线的变化已完全表现为液体性质,压力从5 MPa上升到20 MPa,泡沫修井液的密度稍有上升或不变^[14-15]。虽然修井液中仍有大量的气泡存在,但泡沫修井液的密度并不增大,而维持在 1.00 g/cm^3 。

3.3.2 温度对泡沫修井液密度的影响

分别在30、60、90 °C条件下测试泡沫修井液的密度随压力的变化关系,实验结果如图4所示。

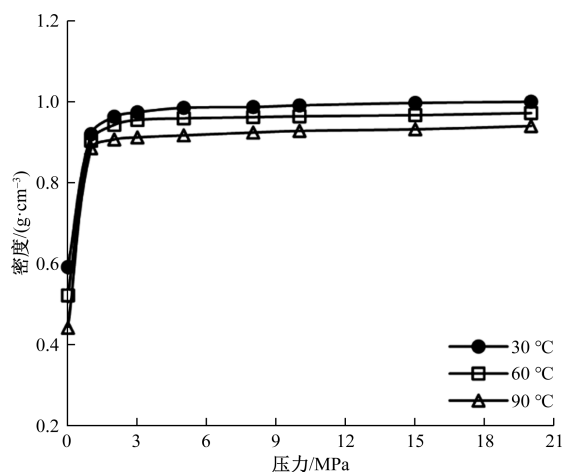


图4 泡沫修井液温度-压力-密度曲线

根据图4可知,温度升高,气体分子动能增加,气体难以压缩,具体表现为整条曲线水平下移。

3.4 储层保护性能评价

3.4.1 实验步骤

实验步骤:①实验岩心烘干,气测渗透率为

K_{g0} ;②抽空饱和模拟地层水24 h以上,氮气正向驱替3 h(1 MPa)建立束缚水饱和度 S_{w1} ,然后用氮气在0.2 MPa压差下正向测定岩心初始气测渗透率 K_{g1} ;③泡沫修井液在3.5 MPa压差条件下搅拌,反向污染2 h;④氮气正向驱替返排3 h(1 MPa);⑤氮气在0.2 MPa压差下正向测定岩心初始气测渗透率 K_{g2} ;⑥计算岩心渗透率恢复值。

3.4.2 实验结果

根据表7,与初始干岩心相比,泡沫修井液污染返排后,高渗岩心渗透率恢复值能达到95%以上,表明该泡沫修井液体系具有良好的储层保护效果。

表7 泡沫修井液作用后岩心渗透率恢复情况

岩心	初始 K_{g0}/mD	束缚水 K_{g1}/mD	返排后 K_{g2}/mD	$K_{g1}/K_{g0}/\%$	$K_{g2}/K_{g0}/\%$
1#	763.3	702.11	725.9	92.0	95.1
2#	114.6	98.97	110.36	86.4	96.3

3.5 消泡剂的筛选与评价

泡沫修井液在作业完成后,为防止排放时对海洋生态环境造成不良影响,应对泡沫进行消泡,或将其转化为低固相的水基修井液。

3.5.1 消泡剂评价方法

操作步骤:①按配方配制3份泡沫修井液基液(不加起泡剂),放置24 h;②将1号基液高速搅拌3.0 min,放置10.0 min,测其密度 d_1 ;③向2号基液中加入起泡剂(按泡沫修井液浓度),高速搅拌3.0 min,放置10.0 min,测定其密度 d_2 ;④向3号基液中加入起泡剂(按泡沫修井液浓度),高速搅拌3.0 min,立即加入一定浓度的消泡剂,高速搅拌1.0 min,放置10.0 min,测定其密度 d_3 ;⑤在不同消泡剂加量下,按式(1)计算密度恢复率 η 。

$$\eta = 100 \times (d_3 - d_2) / (d_1 - d_2) \quad (1)$$

式中: η 为密度恢复率,%; d_1 为发泡前工作液原浆的密度, g/cm^3 ; d_2 为发泡后工作液的密度, g/cm^3 ; d_3 为消泡后工作液的密度, g/cm^3 。

3.5.2 消泡剂优选

按上述步骤对4种消泡剂(HIP-1、HIP-2、HIP-3、HIP-4)进行评价,实验结果如图5所示。

根据图5实验结果可知,随着消泡剂加量的增加,密度恢复值逐渐增加。4类消泡剂中,消泡剂HIP-4的消泡效果较好,当加量不低于0.2%时,密度恢复值可达到80%以上,在加量为0.8%时泡沫密度恢复值基本可达100%。

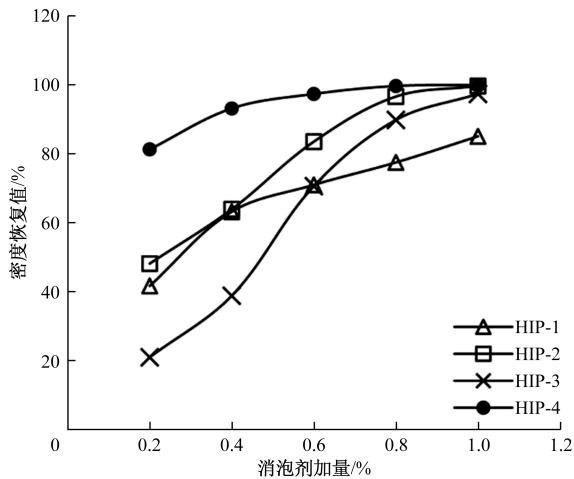


图5 不同消泡剂密度恢复值

4 现场制备及应用

4.1 制备流程

(1)根据井况数据,计算泡沫量和起泡剂溶液体积。

(2)起泡剂溶液配制。预先准备带搅拌器的池子,在充满海水的情况下,边搅拌边缓慢地加入稳泡剂 DVIS-HDF 和黏土稳定剂 HTW;加入完毕后,继续搅拌 30 min 以上;最后加入起泡剂 HQP,继续搅拌,直至全部溶解。

(3)泡沫产生。根据气源不同,可以产生空气泡沫和氮气泡沫,从修井作业安全角度考虑,建议使用氮气泡沫。①空气泡沫产生流程:空气压缩机→泡沫发生器(加入基液)→输出空气泡沫;②氮气泡沫产生流程:空气压缩机→压缩空气处理→膜分离制氮设备→泡沫发生器(加入基液)→输出氮气泡沫。

(4)将泡沫注入井下,进行修井作业。

(5)修井作业结束,泡沫返排,加消泡剂 HIP-4 消泡。

4.2 现场应用方案

L 气田 K10 井在井下 1 960 m 处存在砂堵,为减少储层漏失,计划在解堵及冲砂作业中采用泡沫工作液体系。按照 K10 井储层压力系数 0.56 计算,1 960 m 处垂深为 1 475.3 m,折算井底压力为 8.1 MPa,若想顺利将井内砂石冲出,同时不发生严重漏失以及井控风险,液柱压力需与井底压力匹配。因此作业泡沫密度选取 0.56~0.60 g/cm³ (在泵车能够正常上液的情况下,尽可能降低密度保证有效微泡含量),折算液柱压力为 8.1~8.7 MPa,黏度为 30~35 MPa·s。具体现场实施方案如下。

(1)采用连续油管通井探砂面,潜入泡沫工作液,确定硬物堵塞影响。

(2)采用较高密度泡沫工作液冲砂,若无法将堵塞砂石冲出,则下入专用磨铣工具处理硬物堵塞,随后重新冲砂。

(3)环空间隙较大,对返砂排量要求高。优选 1.75 in(1 in=2.54 cm)油管进行冲砂,减少环空间隙;采用大功率防砂泵作为冲砂泵,增加排量性能。

(4)冲砂过程中使用泡沫工作液。

(5)冲砂返出的携砂流体,采用两个 35 m³ 酸化罐装载返砂液,进行三相分离,气体进平台生产流程,地面清理砂样。

5 结论

针对南海 L 气田的低压储保难题以及缺少研究经验的现状,通过室内实验方式,对起泡剂、稳泡剂的种类及加量进行分析评价,构建了一套泡沫修井液体系及制备工艺。一方面,该体系具备低密度、100 °C 耐温及优良的稳定性,可有效降低储层压力系数低导致的水相漏失。另一方面,通过对消泡剂以及制备工艺进行设计,现场施工人员可根据程序化步骤快速开展储层保护施工。该研究可为南海老气田挖潜和低压气井储层保护技术发展提供借鉴。

参考文献

- [1] 陈缘博,徐安国,贾辉,等. 储层保护型修井液技术系列的研究及应用[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(12): 244-247.
- [2] 马超,张鑫,肖杰,等. 低压气井修井暂堵隔离冻胶与性能[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(10): 177-181.
- [3] 尹德财,尉振业,杨昌华,等. 基于正交实验的可再生泡沫冲砂修井液研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2024, 39(6): 71-77.
- [4] 周文,王铁钢,王涛,等. 一种低压井泡沫冲砂液开发[J]. 天然气勘探与开发, 2014, 37(2): 81-84.
- [5] 景紫岩,张佳,李国斌,等. 泡沫混排携砂解堵机理及影响因素[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(5): 154-160.
- [6] 曹杰,秦红,欧阳传湘,等. 致密储层水敏感性伤害垂向差异因素分析及保护措施优选[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(11): 4329-4334.
- [7] 张康卫,刘刚,周新华,等. 氮气泡沫流体冲砂技术在大港油田低压漏失井中的应用[J]. 石油地质与工程, 2015, 29(5): 116-118.
- [8] 汪万飞,李富荣,张治海,等. 耐温耐盐 CO₂ 泡沫体系性能评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2023, 38(5): 29-35.
- [9] 祁万顺,许承阳,文忠选. 涩北气田泡沫冲砂技术的应用

- [J]. 青海石油, 2011(2): 55-60.
- [10] 王伟佳, 曹颖. 新型微泡修井液在漏失井连续油管钻塞中的应用[J]. 江汉石油职工大学学报, 2021, 34(6): 35-37, 41.
- [11] 王强军, 任发俊, 曹成寿, 等. 氮气泡沫冲砂洗井工艺在靖边气田的应用[J]. 石油化工应用, 2010, 29(11): 35-37, 45.
- [12] 罗有刚, 巨亚锋, 王尚卫, 等. 纳米复合泡沫凝胶修井液的研制与试验[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(1): 127-132.
- [13] 王尚卫, 徐军, 李锋, 等. 低压气井修井用压井液体系研制与现场应用[J]. 精细石油化工, 2024, 41(5): 58-62.
- [14] 董军, 樊松林, 郭元庆, 等. 新型低密度微泡沫防漏修井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(1): 22-25, 90-91.
- [15] 苏雪霞, 周亚贤, 钟灵, 等. 无固相微泡沫压井液研究及性能评价[J]. 精细石油化工进展, 2010, 11(2): 4-6.

Construction and Evaluation of Foam Workover Fluid System for Offshore Low-pressure Gas Field

TIAN Zhongyuan, ZHOU Yuxia, ZENG Qianyi, FAN Ruibin, SONG Jifeng
(Hainan Branch of CNOOC (China) Co., Ltd., Haikou 570100, China)

Abstract: In response to the demand for reservoir protection during well maintenance of low-pressure gas wells in the South China Sea L gas field, the optimal evaluation of the system types and concentrations of foaming agents and foam stabilizers in the laboratory was carried out. A set of foam workover fluid system and preparation process suitable for L gas field were constructed. The system has a half-life of 60~72 h under reservoir conditions of 80~90 °C and a maximum temperature resistance of 100 °C, demonstrating good temperature resistance and stability. The foam density can be as low as 0.5 g/cm³, matching with the pressure coefficient of the target reservoir, and effectively reducing the leakage. Through core damage test, the recovery rate of permeability of high permeability core after being polluted by foam workover fluid can reach 95.1%, indicating that the system has excellent reservoir protection performance.

Keywords: oilfield chemistry; reservoir protection; workover fluid; low pressure gas field; performance evaluation