

# 适于渤海油田修井作业的暂堵液筛选与应用

李翔<sup>1\*</sup>, 邢希金<sup>2</sup>, 曹砚锋<sup>2</sup>, 郭宏峰<sup>1</sup>, 刘磊<sup>1</sup>, 石先亚<sup>1</sup>

(1. 中海油田服务股份有限公司, 天津 300459;

2. 中海石油(中国)有限公司北京研究中心, 北京 100027)

**摘要:**针对渤海油田修井过程中的成本和储层保护问题, 优选了一套适于修井作业的暂堵液体系。暂堵液配方为生产水+0.8%增黏剂 ZC-VIS+2.0%降滤失剂 ZC-LS+8%暂堵剂 ZC-ZD。暂堵液性能评价结果表明, 暂堵液体系在 80℃ 下可以稳定 12 d, 暂堵液封堵后体系的承压能力在 9 MPa 以上。岩心封堵性能结果表明, 直接返排后岩心平均渗透率恢复值在 85% 左右, 切片后岩心渗透率恢复值在 90% 以上。暂堵液在渤海某油田修井过程中现场应用 2 井次, 均一次堵漏成功, 启泵生产稳定后产能为修井前的 95% 以上, 现场应用储层保护效果良好。暂堵液成本较现用暂堵液体系单位成本降低 20% 以上, 经济效益显著。

**关键词:**修井; 暂堵液; 储层保护; 现场应用

中图分类号: TE358

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2019)S-0142-04

DOI: 10.16606/j.cnki.issn 0253-4320.2019.S.031

## Optimization and application of temporary plugging fluid for workover in Bohai oilfield

LI Xiang<sup>1\*</sup>, XING Xi-jin<sup>2</sup>, CAO Yan-feng<sup>2</sup>, GUO Hong-feng<sup>1</sup>, LIU Lei<sup>1</sup>, SHI Xian-ya<sup>1</sup>

(1. China Oilfield Services Limited, Tianjin 300459, China;

2. Beijing Research Center, CNOOC (China) Company Limited, Beijing 100027, China)

**Abstract:** To solve the high cost and reservoir protection problems existed in workover operations in Bohai oilfield, a temporary plugging liquid system suitable for workover operation is optimized. The formula of temporary plugging fluid is as follows: production water, 0.8% ZC-VIS tackifier, 2.0% ZC-LS filtration loss reducer and 8% ZC-ZD temporary plugging agent. Performance evaluation shows that the temporary plugging fluid can be stabilized for 12 days at 80°C, and the pressure-bearing capacity of the system after temporary plugging fluid exceeds 9 MPa. Core plugging performance show that the permeability recovery value of the core after direct returning is about 85%, and the core permeability recovery rate after slicing is above 90%. When the temporary plugging liquid is applied for 2 times of wells workover in Bohai oilfield, both are successful once time. The production capacity after workover exceeds 95% that before workover, and the field application exhibits good effect in reservoir protection. The temporary plugging liquid has remarkable economic benefit with a cost reducing 20% or more than current temporary plugging liquid.

**Key words:** workover; temporary plugging fluid; reservoir protection; field site application

随着渤海油田的不断开发生产, 地层压力逐年亏空, 修井工作液漏失严重, 修井后产能下降、含水恢复周期长。渤海油田年均修井作业 300 井次以上, 修井作业频繁, 修井工作液成本较高。如何解决修井工作中的成本和储层伤害问题, 是渤海油田修井作业面临的重要挑战。渤海油田常用的修井工作液体系主要有循环洗井液、暂堵液和套铣冲砂液, 其中暂堵液体系是从 PRD 钻井液体系发展而来, 体系主要由增黏剂、降滤失剂及刚性固相材料等组成。目前, 对修井过程中储层保护问题的重视程度逐渐提高, 文献报道国内外研究和应用的修井液体系有无固相修井液体系、水凝胶修井液体系、绒囊暂堵修

井液、束缚水修井液、固化水工作液、隐形酸工作液<sup>[1-4]</sup>等, 基于渤海高孔高渗储层特性的暂堵液体系报道相对较少。本文对修井暂堵液处理剂进行筛选, 形成了适用于渤海油田的暂堵液体系, 对暂堵液的抗温稳定性、封堵性能、储层保护性能等进行了评价, 并在渤海某油田进行了 2 井次应用实验, 取得了良好的效果。

## 1 实验部分

### 1.1 试剂与仪器

增黏剂、降滤失剂、暂堵剂等均为市售工业品; 实验用生产水为渤海某油田综合水样, 总矿化度

6 307.05 mg/L,  $K^+ + Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $SO_4^{2-}$ 、 $CO_3^{2-}$  和  $Cl^-$  的质量浓度分别为 2 187.32、52.01、19.86、1 312.55、28.89、171.36 和 2 535.06 mg/L; 实验用人造岩心孔隙度 36%~40%, 渗透率(2 500~3 000) $\times 10^{-3} \mu m^2$ 。

ZNN 型六速旋转黏度计、GGS71 型高温高压滤失仪、LXF-1 高温高压动失仪, 青岛森欣机电设备有限公司; ZNS-2A 中压失水仪、XGRL-4 高温滚子加热炉, 青岛恒泰达机电设备有限公司; GJ-3S 高速搅拌机, 青岛百瑞达石油机械制造有限公司; QDYM-I 型气体及泡沫多功能岩心模拟装置, 海安县石油科研仪器有限公司。

## 1.2 实验方法

### 1.2.1 流变及滤失性能实验

配制暂堵液: 生产水+0.5%~0.8%增黏剂+1.0%~2.5%降滤失剂+3%~8%暂堵剂。用黏度计测定其表观黏度、塑性黏度和动切力, 用中压失水仪测定体系中压失水量, 用高温高压滤失仪测试体系高温高压失水量。将上述体系放在 400 mL 高温不锈钢罐中, 80℃ 热滚老化 16 h 后取出冷却至室温, 测定体系的表观黏度、塑性黏度、动切力和中压失水量。

### 1.2.2 常温中压砂床实验

分别将过 20~40 目砂子清洗干净后烘干备用。在砂床实验仪中加入 20~40 目砂子铺平成砂床。将 400 mL 暂堵液慢慢加入砂床实验仪中, 加压至 0.69 MPa, 在室温下测试 30 min 时的滤失量和浸入深度。

### 1.2.3 承压封堵性能实验

在常温下正向用气体测定岩心原始渗透率。将

岩心干燥, 抽空饱和地层水(LD5-2 水源井井口水样), 计算岩心孔隙体积和孔隙度。在动态污染仪上搅拌升温到 80℃, 测定在 3.5 MPa 下 10 min 的滤失量。测试完成后分别提高压力至 4、5、6、7、8、9 MPa, 直到滤失量突然增大, 达到突破压力, 实验结束。

### 1.2.4 储层保护性能实验

在常温下正向用气体测定岩心原始渗透率。将岩心干燥, 抽空饱和和生产水, 计算岩心孔隙体积和孔隙度。将饱和后的岩心使用地层水正向驱替至压力稳定, 驱替流量为 0.5 mL/min, 记录稳定压力并计算渗透率  $K_0$ 。在动态污染仪上, 3.5 MPa、80℃ 下, 反向用暂堵液污染 120 min, 取出岩心, 继续使用地层水正向驱替, 驱替流量为 0.5 mL/min, 测定污染后岩心的渗透率  $K_d$ , 计算渗透率恢复值  $K_d/K_0$ 。

## 2 结果与讨论

### 2.1 暂堵液添加剂筛选

#### 2.1.1 增黏剂的选择

选择合成聚合物 HTV-8、纤维素类聚合物 CMC-HV、淀粉类聚合物 CMS 和生物聚合物 ZC-VIS、VIS-WL 等 5 种聚合物进行评价, 考察其流变性能, 结果见表 1、表 2。从实验结果来看, ZC-VIS 加量在 0.8% 时, 体系的表观黏度、塑性黏度和动切力可满足应用要求, 相较而言, 另外 4 种聚合物体系加量均较高。虽然 ZC-VIS 生物聚合物成本高于其他聚合物体系 50% 左右, 但同等性能条件下, 其加量仅为其他聚合物体系的 40%, 因此, 考虑综合性价比, 选择生物聚合物 ZC-VIS 作为暂堵液体系的增黏剂, 加量为 0.8%。

表 1 不同增黏剂的流变性能

配方	实验条件	$\Phi_{600}/\Phi_{300}$	$\Phi_{200}/\Phi_{100}$	$\Phi_6/\Phi_3$	$AV/(mPa \cdot s)$	$PV/(mPa \cdot s)$	$YP/Pa$
生产水+2% HTV-8	滚前	114/86	76/60	28/26	57	28	29
	滚后	82/58	48/34	13/11	41	24	17
生产水+2% CMC-HV	滚前	72/54	46/34	14/11	36	18	18
	滚后	56/38	30/22	4/2	28	18	10
生产水+2% CMS	滚前	36/28	18/12	3/2	18	8	10
	滚后	38/24	18/12	2/1	19	14	5
生产水+0.8% ZC-VIS	滚前	80/60	54/45	25/22	40	20	20
	滚后	121/97	86/70	35/31	60.5	24	36.5
生产水+2% VIS-WL	滚前	28/18	14/8	2/1	14	10	4
	滚后	16/9	6/3	0/0	8	9	0

注:  $\Phi_{600}/\Phi_{300}$ 、 $\Phi_{200}/\Phi_{100}$ 、 $\Phi_6/\Phi_3$  为六速旋转黏度计读数; AV 为表观黏度; PV 为塑性黏度; YP 为动切力, 下同。

表 2 不同加量增黏剂 ZC-VIS 的流变性能

配方	实验条件	$\Phi_{600}/\Phi_{300}$	$\Phi_{200}/\Phi_{100}$	$\Phi_6/\Phi_3$	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa
生产水+0.5% ZC-VIS	滚前	52/34	29/21	14/11	26	18	8
	滚后	56/38	30/22	14/12	28	18	10
生产水+0.7% ZC-VIS	滚前	70/54	47/39	18/15	35	26	9
	滚后	107/86	73/59	30/27	53.5	21	32.5
生产水+0.8% ZC-VIS	滚前	80/60	54/45	25/22	40	20	20
	滚后	121/97	86/70	35/31	60.5	24	36.5
生产水+0.9% ZC-VIS	滚前	93/74	65/53	30/27	46.5	19	27.5
	滚后	131/106	94/78	41/37	65.5	25	40.5
生产水+1.0% ZC-VIS	滚前	108/85	70/55	32/27	54	23	31
	滚后	146/109	96/80	45/42	73	37	36

2.1.2 降滤失剂的选择

优选 ZC-LS、DFD140、PF-FLO 3 种淀粉类聚合物作为体系的降滤失剂(空白;生产水+0.8% ZC-VIS+5%暂堵剂 ZC-ZD)。由表 3 可知,ZC-LS 降滤失剂效果最好。ZC-LS 是一种改性淀粉类低分子量聚合物,具有不增稠、能显著降低体系滤失量的特点。此外,ZC-LS 降滤失剂的单价在 3 种降滤失剂中最低,经济性最佳。从表 4 中可知,2% ZC-LS

表 3 不同降滤失剂的性能

配方	实验条件	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	API 滤失量/mL	HTHP 滤失量/mL
空白	滚前	40.0	20	20.0	—	—
	滚后	60.5	24	36.5	11.8	32.1
1.5% ZC-LS	滚前	37.0	16	21.0	—	—
	滚后	52.0	20	32.0	6.2	18.6
1.5% DFD140	滚前	36.0	15	23.0	—	—
	滚后	52.5	24	32.5	10.2	27.0
1.5% PF-FLO	滚前	42.0	18	24.5	—	—
	滚后	64.0	24	34.0	9.0	26.2

注:“—”表示未测试。

表 4 不同加量降滤失剂 ZC-LS 的性能

配方	实验条件	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	API 滤失量/mL	HTHP 滤失量/mL
空白	滚前	40.0	20	20.0	—	—
	滚后	60.5	24	36.5	11.8	32.1
1.5% ZC-LS	滚前	37.0	16	21.0	—	—
	滚后	52.0	20	32.0	6.2	18.6
2.0% ZC-LS	滚前	38.0	15	23.0	—	—
	滚后	56.5	24	32.5	5.9	15.0
2.5% ZC-LS	滚前	41.5	17	24.5	—	—
	滚后	69.0	55	14.0	6.0	15.1

降滤失剂就具有较好的降滤失性能。因此,综合性价比选择 2%ZC-LS 降滤失剂作为暂堵液体系的降滤失剂。

2.1.3 暂堵剂的选择

选择廉价的酸溶性碳酸钙作为暂堵液体系,对碳酸钙的目数和加量进行优化。从表 5 可知,选择 8%暂堵剂 ZC-ZD 加量下,渗透深度最低 3.5 cm,封堵性能最佳。从封堵性能来看,体系选择 8%的 ZC-ZD 作为体系的暂堵剂。

表 5 暂堵液封堵性能

暂堵液体系	砂床目数	渗透深度/cm
生产水+0.8% ZC-VIS+2.0% ZC-LS+5%暂堵剂 ZC-ZD	20~40	11.4
	40~80	5.6
生产水+0.8% ZC-VIS+2.0% ZC-LS+8%暂堵剂 ZC-ZD	20~40	6.4
	40~80	3.5

2.2 暂堵液性能评价

2.2.1 稳定性能

如表 6 所示,低成本暂堵液体系在 80℃ 条件下静置 12 d 流变性下降缓慢,未出现黏度大幅下降的现象,同时高温高压失水量小幅上升,表明暂堵液体

表 6 暂堵液在不同时间流变性能

实验条件	$\Phi_{600}/\Phi_{300}$	$\Phi_{200}/\Phi_{100}$	$\Phi_6/\Phi_3$	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	HTHP 滤失量/mL
老化前	94/73	64/51	26/24	47.0	21	26.0	—
老化后 2 d	132/104	90/71	34/30	66.0	28	38.0	8.8
老化后 4 d	106/85	73/59	30/27	53.0	21	32.0	9.6
老化后 6 d	105/83	72/58	29/26	52.5	22	30.5	10.1
老化后 8 d	94/72	63/52	26/24	47.0	22	25.0	11.6
老化后 10 d	98/77	67/54	28/25	49.0	21	28.0	11.2
老化后 12 d	84/66	59/47	23/20	42.0	18	24.0	12.3

系在 80℃ 下能够稳定 12 d 以上,低成本暂堵液抗温稳定性良好。在渤海某油田储层温度下暂堵后性能稳定,可实现较长时间修井作业,有效避免了因暂堵液分解而重复堵漏的问题。

### 2.2.2 封堵承压性能

由表 7 岩心承压封堵实验结果可知,在压力从 3.5 MPa 上升至 9 MPa 的过程中,未出现出口流速大幅增加的情况。结果表明,暂堵液体系岩心承压封堵性能良好,室内实验承压可达 9 MPa 以上。向该体系中加入碳酸钙固相材料,使其在岩心端面形成一层固相暂堵层,有效地防止了污染物进入储层,暂堵层稳定、封堵承压性能良好。

表 7 暂堵液的岩心承压封堵性能

入口压力/MPa	稳压时间/min	漏失/mL	出口流速/(mL·min <sup>-1</sup> )
3.5	10	2.0	0.20
4.0	10	3.4	0.14
5.0	10	5.0	0.16
6.0	10	6.6	0.16
7.0	10	8.2	0.16
8.0	10	9.4	0.12
9.0	10	11.4	0.20

### 2.2.3 储层保护性能

由表 8 储层保护性能评价实验结果可知,污染后的岩心直接返排两块岩心渗透率恢复值分别为 87.84% 和 84.28%,平均渗透率恢复值为 86.06%。为考察暂堵液的污染深度,对岩心污染后的岩心端面切除 0.5 cm,切除后岩心渗透率恢复值分别提升到了 94.80% 和 91.49%。由此可见,暂堵液封堵后岩心的污染深度较浅,暂堵液的储层保护性能较好。

表 8 暂堵液的储层保护性能

序号	1	2
初始渗透率 $K_0/(\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$	66.58	75.5
直接返排		
返排后渗透率 $K_1/(\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$	58.48	63.63
渗透率恢复值 $(K_1/K_0)/\%$	87.84	84.28
切片 0.5 cm 后		
切片后渗透率 $K_2/(\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$	63.12	69.07
渗透率恢复值 $(K_2/K_0)/\%$	94.80	91.49

## 3 现场应用

渤海某油田是前第三系古隆起背景上发育并被

断层复杂化的大型披覆背斜构造,储集层埋藏浅,成岩作用较弱,砂岩疏松,储层物性好,孔隙度在 25%~45% 之间,平均 35%;渗透率介于  $(100 \sim 11487) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间,平均  $2960 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。原油具有三高两低的特点,即密度高、黏度高、胶质沥青质含量高及含硫量低、凝固点低。在开发生产过程中,由于地层压力逐年亏空,修井工作液漏失严重,修井后存在产能下降、含水恢复周期长等问题。

渤海油田修井作业中,现场动漏失达到 8 m<sup>3</sup>/h 后将进行堵漏,对油气层段起到储层保护的作用。作业采用筛选的低成本暂堵液体系,现场加量配方为生产水+0.8% 增黏剂 ZC-VIS+2.0% 降滤失剂 ZC-LS+8% 暂堵剂 ZC-ZD。现场暂堵液用量设计为覆盖射孔段及以上 100 m 容积,采用修井管柱正替施工,施工压力 < 12 MPa。现场应用 2 井次暂堵均一次成功。其中, G06H 井漏失量从 16 m<sup>3</sup>/h 降至 0.5 m<sup>3</sup>/h; G18 井漏失量从 10 m<sup>3</sup>/h 降至 0 m<sup>3</sup>/h。修井作业结束后启泵生产,生产稳定后 G06H 井产能为修井前的 95.5%, G18 井产能为修井前的 97.2%,产能损失均低于 5%,可见修井过程中暂堵液储层保护性能良好。低成本暂堵液体系现场配制简单,施工方便,成本较现用暂堵液体系单位成本降低 20% 以上,经济效益显著。

## 4 结论

(1) 筛选了一种适于渤海油田修井作业的暂堵液体系,配方为生产水+0.8% 增黏剂 ZC-VIS+2.0% 降滤失剂 ZC-LS+8% 暂堵剂 ZC-ZD,暂堵液在 120℃ 下稳定 12 d,室内实验承压达 9 MPa,岩心渗透率恢复值达 85% 以上。

(2) 暂堵液在渤海某油田修井过程中现场应用 2 井次,均一次堵漏成功,启泵生产稳定后作业井产能不低于修井前的 95%,暂堵液成本较现用暂堵液单位成本降低 20% 以上,经济效益显著。

## 参考文献

- [1] 段志锋,陈春宇,黄占盈,等.天然高分子环保钻井液体系的构建与性能评价[J].科学技术与工程,2018,18(25):32-37.
- [2] 李蔚萍,向兴金,沈雪明,等.保护储层型水凝胶修井液技术——淡水水凝胶体系构建与性能评价[J].钻井液与完井液,2010,27(1):29-32.
- [3] 白健华,谭章龙,刘俊军,等.渤海油田水平井用保护储层的无固相修井液技术[J].钻井液与完井液,2014,31(4):30-32.
- [4] 官俊玲,曹来庆,曹来顺,等.胜坨油区 ND-1 修井冲砂暂堵液技术的应用[J].油气地面工程,2003,22(5):78-78. ■