

# 涠洲XX油田储层低效原因及解堵液体系研究

陈霄<sup>1</sup>, 林科雄<sup>2\*</sup>, 郑华安<sup>1</sup>, 舒福昌<sup>2</sup>, 龚云蕾<sup>1</sup>, 胡默杰<sup>2</sup>, 任坤峰<sup>2</sup>, 罗刚<sup>2</sup>

<sup>1</sup>中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江

<sup>2</sup>荆州市汉科新技术研究所, 湖北 荆州

Email: \*linkx\_2003@163.com

收稿日期: 2020年11月30日; 录用日期: 2020年12月28日; 发布日期: 2021年1月5日

## 摘要

涠洲XX油田储层物性差、温度高, 在钻完井、修井、生产过程中极易造成储层伤害。室内利用模拟实验与软件计算的方法, 找到了储层伤害的主控因素; 并针对性地构建了一套复合解堵液体系。评价实验表明, 该体系具有防止二次沉淀能力强、高温缓蚀性能好、解除钻完井液修井液伤害能力强等特点。现场应用中取得了单井60 m<sup>3</sup>/d的日增油量。

## 关键词

低效, 高温, 伤害, 解堵液

# Study on Reservoir Low Efficiency Reasons and Plugging Removal Liquid System in Weizhou XX Oil Field

Xiao Chen<sup>1</sup>, Kexiong Lin<sup>2\*</sup>, Hua'an Zheng<sup>1</sup>, Fuchang Shu<sup>2</sup>, Yunlei Gong<sup>1</sup>, Mojie Hu<sup>2</sup>, Kunfeng Ren<sup>2</sup>, Gang Luo<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang Guangdong

<sup>2</sup>Jingzhou Hanc New-Technology Research Institute, Jingzhou Hubei

Email: \*linkx\_2003@163.com

Received: Nov. 30<sup>th</sup>, 2020; accepted: Dec. 28<sup>th</sup>, 2020; published: Jan. 5<sup>th</sup>, 2021

## Abstract

Due to poor reservoir properties and high temperature in WeizhouXX oilfield, it is very easy to cause reservoir damage during drilling, completion, workover and production process. The main

\*通讯作者。

文章引用: 陈霄, 林科雄, 郑华安, 舒福昌, 龚云蕾, 胡默杰, 任坤峰, 罗刚. 涠洲XX油田储层低效原因及解堵液体系研究[J]. 化学工程与技术, 2021, 11(1): 1-10. DOI: 10.12677/hjct.2021.111001

causes of reservoir damage were found by using laboratory experiments and software calculation. A set of compound plugging solution system is constructed. Laboratory experiments show that the system has strong ability to prevent secondary precipitation, good corrosion inhibition performance at high temperature, and strong ability to remove damage from the fluid of drilling, completion and workover. The daily oil increment of 60 m<sup>3</sup>/d was obtained in the well application.

## Keywords

Low Efficiency, High Temperature, Damage, Plugging Removal

Copyright © 2021 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

涠洲 XX 油田属于低孔低渗, 储层物性差, 敏感性强、温度高, 在钻完井和修井过程中极易受到外来流体、固相颗粒的伤害; 同时注入水中含有大量的成垢阳离子(Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>), 地层水中含有大量的 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, 在近井地带及井筒中容易生成无机垢[1] [2] [3]。目前国内外常用的解堵增产措施中, 酸化解堵措施的应用最为广泛, 其中各类酸液体系的发展也相对成熟, 由于目标储层堵塞类型多样、成因复杂, 各类酸化解堵增产措施一般只能有针对性的解除单一类型的堵塞, 而不能同时解除多种堵塞污染, 解堵效果较差, 有效期短[4]-[9]。针对目标油田的实际情况, 本文通过模拟实验来明确储层伤害的主控因素, 同时针对目标储层的特点研制一套新型抗高温的复合解堵液体系, 来解除目标储层的堵塞, 达到恢复产能的目的。

## 2. 低产井现状

涠洲 XX 油田投产至今, 60 口生产井中低产低效井数共计达到 16 井次, 采油井 10 井次、注水井 6 井次。其中钻完井液和修井液污染井为 10 井次, 注水污染井 4 井次, 其余原因 2 井次, 制约整个油田产能达到了 3.5 万方。

## 3. 储层伤害分析

### 3.1. 水锁伤害

水锁伤害是由于非润湿相驱替润湿相而产生的毛管阻力、并导致水相渗透率升高、油相渗透率降低的现象。室内采用在加拿大学者 D. B. Bennion 提出的水锁指数 APT<sub>i</sub> 模型进行目标储层水锁伤害预测, 判断目标储层非均质性程度, 以及在钻完井和修井作业过程中是否存在水锁伤害, 判断标准见表 1。目标储层渗透率 1.3~86.8 mD, 属于低渗储层, 入井流体的液相伤害是生产井低产的主要原因。根据式 1-1, 计算结果见表 2, 目标区块存在中等水锁伤害, 其中中块 1、3 井区、西二块、南块 4 井区都属于中等偏强水锁。

$$APT_i = 0.25 \lg Ka + 2.2S_{wi} \quad (1-1)$$

式中: APT<sub>i</sub>——水锁指数;

Ka——气体渗透率, μm<sup>2</sup>;

S<sub>wi</sub>——原始含水饱和度。

**Table 1.** Evaluation index of water lock damage degree**表 1.** 水锁伤害程度评价指标

水锁指数	伤害程度	水锁指数	伤害程度
$APT_i \leq 0.2$	极强	$0.6 < APT_i \leq 0.8$	中等偏弱
$0.2 < APT_i \leq 0.4$	强	$0.8 < APT_i \leq 1.0$	弱
$0.4 < APT_i \leq 0.6$	中等偏强	$APT_i > 1.0$	无

**Table 2.** Prediction of damage degree of reservoir water lock in target oil field**表 2.** 目标油田各储层水锁伤害程度预测

区块	含水饱和度(%)	渗透率范围 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	平均渗透率 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	水锁指数	伤害程度
中块 1、3 井区	48	6.9~15.7	11.3	0.57	中等偏强
中块 2 井区	48	4.9~54.3	29.6	0.67	中等偏弱
西一块	48	5.6~38.5	20.1	0.63	中等偏弱
西二块	48	4.3~20.2	12.3	0.58	中等偏强
西三块	48	14.0~23.2	18.6	0.62	中等偏弱
南块 3 井区	48	8.6~143	75.8	0.78	中等偏弱
南块 4 井区	48	5.4~22.3	13.9	0.59	中等偏强

### 3.2. 入井流体伤害

目标油田在建井过程中使用油基钻井液钻井、隐形酸完井液完井，在生产过程用用到压井液和弱凝胶暂堵液进行修井，室内参考 SY/T6540-2002《钻井液完井液损害油层室内评价方法》，进行了入井流体对岩心的伤害模拟评价，结果见由表 3~5。由表中实验数据可以看出，钻井液和完井液顺序污染后，浸泡不同时间，堵塞深度较浅，主要为钻井液中亚微米颗粒(有机土)和沥青类封堵剂的堵塞。压井液污染后，切片前后差别不大，分析是由于低渗岩心水锁造成的伤害；而暂堵液配方中未加惰性颗粒，聚合物堵塞，堵塞较深。同时从图 1 可以看出，弱凝胶暂堵液高温下碳化，对储层会造成更大的伤害。

**Table 3.** Evaluation of sequential contamination damage of drilling and completion fluids**表 3.** 钻井液和完井液顺序污染伤害程度评价

工作液	浸泡时间	岩心号	初始	未切片		切片 1 cm	
			$K_0$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_{d1}$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_{d1}/K_0$ %	$K_{d3}$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_{d3}/K_0$ %
油基 - 完井液	0 d	D49	6.35	3.04	47.8	6.52	102.8
油基 - 完井液	7 d	D14	7.05	3.91	55.4	5.56	78.8
油基 - 完井液	30 d	D22	6.58	3.62	54.9	3.65	55.4

**Table 4.** Evaluation of kill fluid damage degree**表 4.** 压井液伤害程度评价

工作液	浸泡时间	岩心号	初始	未切片		切片 1 cm	
			$K_0$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_{d1}$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_{d1}/K_0$ %	$K_{d3}$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_{d3}/K_0$ %
压井液	0 d	D22	6.33	4.70	74.2	4.85	76.6
压井液	3 d	D26	5.78	3.65	63.2	3.75	64.8
压井液	30 d	D31	6.23	3.89	62.4	4.02	64.5

**Table 5.** Evaluation of temporary plugging liquid damage degree**表 5.** 暂堵液伤害程度评价

工作液	浸泡时间	岩心号	初始	未切片		切片 1 cm	
			$K_0$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_{d1}$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_{d1}/K_0$ %	$K_{d3}$ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_{d3}/K_0$ %
暂堵液+固相	0 d	D51	8.33	6.02	72.3	7.41	89.0
暂堵液	0 d	D54	7.04	0.58	8.2	3.0	42.6
暂堵液	7 d	D56	6.76	0.65	9.6	2.86	42.3

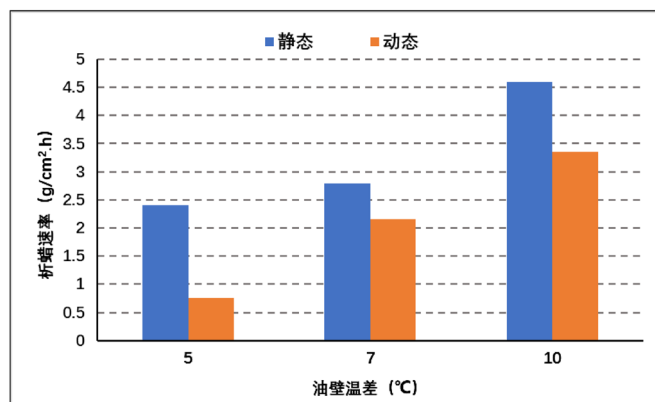
**Figure 1.** D56 cores immersed in temporary plugging liquid at 150°C for 7 days**图 1.** D56 岩心在暂堵液中 150°C 下浸泡 7 天后

### 3.3. 有机质沉积伤害

室内对目标油田 A1 井油水混合样进行分离, 对油样进行组分分析, 分析结果见表 6, 结果显示目标油田原油的沥青质含量较低, 含蜡量较高, 同时原油中饱和烃含量较高, 存在一定的蜡沉积可能性。室内采用“冷指法”测定原油的析蜡速率, 图 2 结果表明目标油田储层原油在低温下有石蜡析出, 温差越大, 析蜡速率越大。

**Table 6.** Four-component analysis of oil from Well A1**表 6.** A1 井原油四组分分析

井号	样品描述	样品称重(mg)	族组成(%)				含蜡量(%)
			饱和烃	芳烃	非烃	沥青质	
A1 井	原油	28.6	69.3	9.8	18.0	2.9	15.36

**Figure 2.** Wax evolution rate of crude oil under different temperature differences**图 2.** 不同温差下原油析蜡速率变化图

### 3.4. 注入水结垢伤害

从表 7 注入水和地层水离子组成分析来看, 目标油田注入水矿化度为 24,673 mg/l 左右, 含有较大量成垢阳离子( $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ ), 地层水为  $\text{CaCl}_2$  水型, 矿化度为 23,075 mg/l 左右, 含有大量成垢阴离子( $\text{HCO}_3^-$ )。因此, 在注水过程中存在结垢的可能。参照行业标准 SY/T5523-2000 中的络合滴定法进行注入水与地层水不同比例混合后的结垢实验评价, 从表 8 的实验结果来看, 注入水与地层水接触后存在结垢现象。

Table 7. Ion composition analysis of water sample

表 7. 水样离子组成分析

样品来源	pH	阳离子含量(mg/l)				阴离子含量(mg/l)			矿化度(mg/l)
		$\text{K}^+$	$\text{Na}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{Cl}^-$	
注入水	8.15	282	8866	200	155	120	1450	13,600	24,673
地层水	7.94	258	7767	324	386	666	574	13,100	23,075

Table 8. Evaluation of the mixed scale of injected water and formation water

表 8. 注入水与地层水混合结垢量评价

混合比例(5:5)		60°C × 12h		90°C × 12h	
		钙镁损失率(%)	实验结垢量(mg/L)	钙镁损失率(%)	实验结垢量(mg/L)
注入水	地层水	8.38	82.18	17.68	189.22
注入水+20 mg/L 防垢剂		0.41	3.22	0.56	3.49

### 3.5. 储层伤害小结

通过前面储层分析和模拟实验可以看出, 涠洲 XX 油田目标储层低效井主要存在以下伤害: 1) 目标储层低孔低渗, 入井流体容易引起水锁伤害; 2) 目标储层原油中含蜡量高, 井筒或近井地带存在有机质沉积或堵塞; 3) 在前期钻完井和修井施工作业过程中, 存在钻完井液和修井液中液相、固相和聚合物堵塞地层; 4) 注入水与地层水存在不配伍现象, 井筒或近井地带出现结无机垢堵塞。

## 4. 解堵液体系构建

### 4.1. 构建思路

通过储层伤害模拟实验, 结合储层温度高, 酸岩反应速度快、腐蚀控制难度大等特点, 提出采用“段塞”复合解堵液体系解决目标油田低效问题, 即有机解堵液段塞、无机解堵液段塞和顶替液段塞。有机解堵液选择安全高效的有机溶剂, 利用相似相溶原理, 溶解井筒和近井地带中沉积的有机垢及钻井过程中残留的沥青类封堵材料。无机解堵液组成包括主体酸、缓蚀剂、防膨剂和防止水锁处理剂。利用有机弱酸和有机弱酸盐缓速性能, 达到深部解堵, 解除聚合物、亚微米颗粒、无机垢的作用; 同时, 与  $\text{Ca}^{2+}$  和  $\text{Fe}^{3+}$  形成螯合物, 防止二次沉淀伤害。

### 4.2. 解堵液组成

有机解堵液: 有机溶剂 PF-STO 直接使用。

无机解堵液: 淡水/纳滤海水 + 5%有机酸 HCW-1 + 1.5%有机酸盐 HCF + 3%高温缓蚀剂 HSJL-3 + 1.5%防水锁剂 HAR + 2%粘土稳定剂 HTW

顶替液: 淡水/纳滤海水 + 1.5%防水锁剂 HAR + 2%粘土稳定剂 HTW

### 4.3. 解堵液性能

#### 1) 溶解有机垢性能

室内利用 10#沥青(软化点 110℃)模拟极限条件下的有机垢, 考察不同有机溶剂对其溶解性能, 从而选择合适的有机解堵剂。从表 9 中实验数据可以看出, 有机溶剂 PF-STO 对模拟有机垢的溶解能力最强, 闪点较高(达到 70℃), 倾点低(-20℃)。

Table 9. Performance evaluation of organic solvents PF-STO

表 9. 有机溶剂 PF-STO 性能评价

溶剂名称	有机堵塞物	溶解时间(min)	溶解速率(mg/ml/min)	闪点(℃)	倾点(℃)
0#柴油	10#沥青	10	0.580	110	5
PF-STO	10#沥青	10	2.69	70	≤-20

#### 2) 溶蚀性能

参照行业标准 SY/5886-2012《砂岩缓速酸性能评价方法》岩屑溶蚀法, 考察无机解堵液对储层岩屑的溶蚀性能, 实验结果见表 10。无机解堵液对储层岩屑溶蚀率 8%左右, 与土酸相比, 缓速率 60%以上。

Table 10. Dissolution performance evaluation of reservoir cuttings by inorganic plugging-removing liquid system

表 10. 无机解堵液体系对储层岩屑的溶蚀性能评价

酸液	反应时间(h)	岩样质量 $m_0$ (g)	滤纸质量 $m_1$ (g)	过滤后质量 $m_2$ (g)	溶蚀率 (%)	缓速率 (%)
无机解堵液	2	5.0050	1.3743	6.1101	5.38	66.08
	4	5.0002	1.3704	5.9776	7.86	61.30
	16	5.0030	1.3614	5.9287	8.71	62.75
土酸	2	5.0021	1.3593	5.5679	15.86	-
	4	5.0043	1.3391	5.3270	20.31	-
	16	5.0076	1.3626	5.1993	23.38	-

#### 3) 破胶性能

聚合物大分子在酸性作用下, 分子链断裂, 降解成  $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{O}$  和小分子聚合物, 如图 3 所示, 从而降低聚合物粘度, 进入地层深部的聚合物就能够在采出液的带动下返排出地层, 从而解除聚合物堵塞。从表 11 的实验数据可以看出, 在主体酸作用下, 暂堵液体系粘度降低率达到 92%以上, 滤饼失重率达到 95%, 主体酸对暂堵液中的聚合物具有很强的破胶性能。

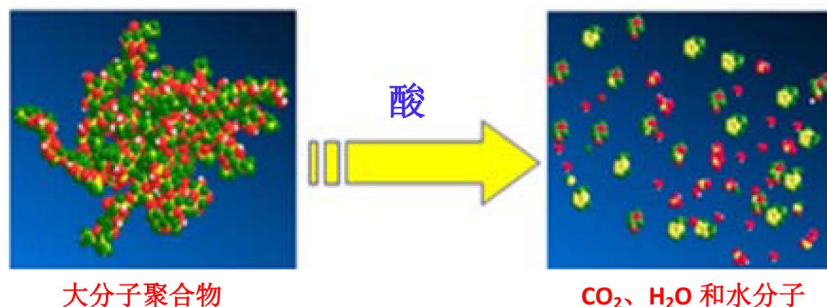


Figure 3. Principle of polymer breaking under acidic conditions

图 3. 聚合物在酸性条件下破胶原理

**Table 11.** Evaluation of viscosity-reducing energy of host acid to temporary plugging liquid system**表 11.** 主体酸对暂堵液体系的降粘性能评价

体系	破胶温度 (°C)	破胶时间 (h)	破胶前 $\Phi_{600}$ (格)	破胶后 $\Phi_{600}$ (格)	破胶率 (%)
暂堵液	120	4	212	228	溶胀, 粘度增大
	120	16	212	204	3.8
+无机解堵液	120	4	212	16	92.5
	120	16	212	15	92.9

#### 4) 高温缓蚀性能

在解堵液体系进行了静态和动态挂片腐蚀评价, 实验结果见表 12 和表 13。从实验结果可以看出, 在解堵液中加入 3% 缓蚀剂 HSJL-3 后静态腐蚀速率为  $4.28 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ , 动态平均腐蚀速率为  $14.04 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ , 都小于酸化腐蚀 1 级标准。

**Table 12.** Performance evaluation of corrosion inhibitor HSJL-3 in plugging removal system (Static)**表 12.** 缓蚀剂 HSJL-3 在解堵液体系中性能评价(静态)

腐蚀介质	钢片编号	腐蚀前质量(g)	腐蚀后质量(g)	失重(g)	腐蚀速率( $\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ )
空白	7052	8.1505	6.7812	1.3693	251.71
空白+3%HSJL-3	7053	8.1234	8.1001	0.0233	4.28
空白+5%HSJL-3	7054	8.2038	8.1826	0.0212	3.90

备注: 实验温度为  $150^\circ\text{C}$ , 静态挂片 4 h。

**Table 13.** Performance evaluation of corrosion inhibitor HSJL-3 in plugging removal system (Dynamic)**表 13.** 缓蚀剂 HSJL-3 在解堵液体系中性能评价(动态)

钢片编号	温度/ $^\circ\text{C}$	压力/MPa	时间/h	腐蚀前质量 /g	钢片表面积 / $\text{m}^2$	腐蚀后质量 /g	腐蚀速率 / $\text{g}/\text{m}^2 \cdot \text{h}$	平均腐蚀速率 / $\text{g}/\text{m}^2 \cdot \text{h}$
7059	150	5	4	8.2701	0.00136	8.1878	15.13	14.04
7060	150	5	4	8.2640	0.00136	8.1936	12.94	

备注: 缓蚀剂 HSJL-3 加量为 3%, 动态挂片。

#### 5) 稳定铁/钙离子性能

目标油田流二段储层为低孔低渗储层, 解堵液注入和返排都比较困难, 导致解堵液在储层中作用的时间更长, 反应更彻底, 残酸 pH 值更高, 更容易导致二次沉淀伤害。室内参照行标 SY/T6571-2003《酸化用铁离子稳定剂性能评定方法》及 SY/T5672-93《油田用防垢剂性能评定方法》络合滴定法, 对无机解堵液的螯合能力进行评价。从表 14 中实验数据可以看出, 无机解堵液具有很强的螯合铁/钙离子能力。

**Table 14.** Evaluation of inorganic plugging removal fluid stabilizing  $\text{Fe}^{3+}/\text{Ca}^{2+}$ **表 14.** 无机解堵液稳定铁/钙离子能力评价

酸液体系	螯合 $\text{Fe}^{3+}$ 值(mg/g)	螯合 $\text{Ca}^{2+}$ 值(mg/g)
无机解堵液	990.3	664.6
柠檬酸	780	—
EDTA-2Na	—	750

### 6) 解除污染性能评价

室内参考 SY/T6540-2002《钻井液完井液损害油层室内评价方法》，先进行污染，然后用解堵液进行处理。由表 15 中实验数据和图 4~6 中岩心渗透率与注入 PV 数关系曲线可以看出，解堵液作用后，两块岩心的渗透率恢复值分别为 107.3% 和 102.9%，这说明完全解除了钻完井液的污染，同时还对储层有一定的改造作用。解堵液作用后，岩心的渗透率恢复值为 96.8%，最大限度解除了修井液污染。

Table 15. Evaluation of removing in-well fluid pollution by plugging removal fluid

表 15. 解堵液解除入井流体污染评价

岩心号	井号	污染流体	气测渗透率 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	孔隙度 (%)	渗透率 $K_1$ (mD)	渗透率 $K_2$ (mD)	渗透率恢复值 $K_2/K_1(\%)$
4-1	WZXX-3	钻井液	14.12	18.1	6.43	6.90	107.3
4-2		钻井液+完井液	13.31	18.4	6.94	7.14	102.9
1-2	WZXX-3	修井液	16.58	17.9	6.16	5.96	96.8

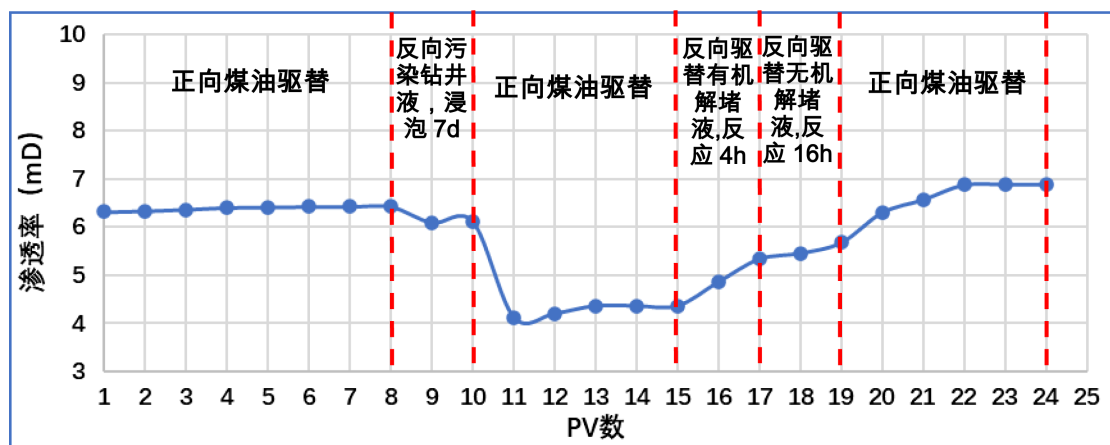


Figure 4. Evaluation result of removing drilling fluid pollution (Core 4-1)

图 4. 解堵液解除钻井液污染评价结果图(4-1 号岩心)

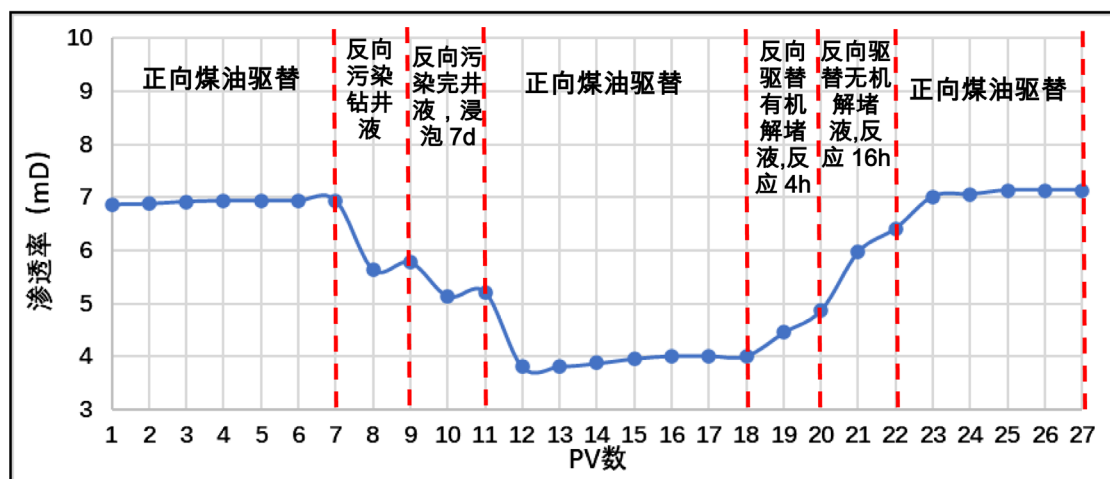


Figure 5. Evaluation result of removing drilling and completion fluid pollution (Core 4-2)

图 5. 解堵液解除钻完井液污染评价结果图(4-2 号岩心)



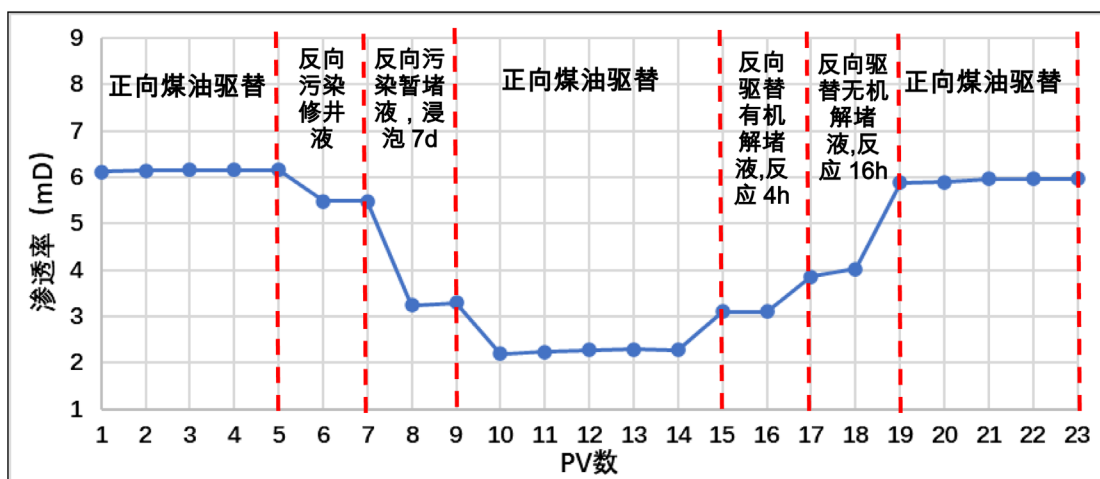


Figure 6. Evaluation result of removing workover fluid pollution

图 6. 解堵液解除修井液污染评价结果图

## 5. 现场应用

2018年5月29日~6月2日解堵液体系在涠洲XX油田A1井进行现场应用,成功解除储层污染,实现日增油 $60\text{ m}^3$ ,并且解堵施工后生产情况一直较平稳,2018年实现增油 $1.08 \times 10^4\text{ m}^3$ ,取得了很好的工艺效果和经济效益,现场应用效果见表16。

Table 16. Field application result of plugging removal fluid

表 16. 复合解堵液现场应用效果

项目	解堵前	解堵后
产油量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	27.73	89.10
产水量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	27.70	89.00
含水/%	0.10	0.10

## 6. 结论

1) 储层特点分析及室内岩心模拟实验表明,涠洲XX油田低效原因主要是井筒或近井地带有机质沉积和前期作业流体的液相、固相和聚合物堵塞地层。

2) 针对涠洲XX油田的伤害类型,通过大量的室内实验,构建了一套复合解堵液体系。室内实验表明,该体系具有防止二次沉淀能力强、高温缓蚀性能好、解除钻完井液修井液伤害能力强等特点。复合解堵液体系在涠洲XX油田-A1井进行现场应用,成功解除储层污染,实现单井日增油 $60\text{ m}^3$ ,具有较好的推广应用前景。

## 参考文献

- [1] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 北京: 石油大学出版社, 2001.
- [2] 樊世忠, 鄢捷年, 周大晨. 钻井液完井液及保护油气层技术[M]. 山东东营: 石油大学出版社, 1996.
- [3] 柳鹏, 胡伊旭, 李蔚萍. 低渗储层伤害与解除技术研究现状及发展趋势[J]. 内蒙古石油化工, 2016(8): 120-122.
- [4] 陈平中, 马光阳. 酸化解堵体系研究及应用现状[J]. 内蒙古石油化工, 2006, 32(7): 76-79.
- [5] 吕宝强, 李向平, 李建辉, 等. 我国重复酸化酸液体系的应用[J]. 油田化学, 2014, 31(1): 136-140.

- [6] 蒋官澄, 黄贤斌, 贾欣鹏, 等. 新型酸化解堵剂与体系研究[J]. 钻采工艺, 2012, 35(6): 89-93.
- [7] 钟诚, 刘铨东, 韩玉婷, 等. 适应特殊岩性的酸液体系研究[J]. 石油与天然气化工, 2012, 41(6): 597-599.
- [8] Kesavan, D., Gopiraman, M. and Sulochana, N. (2012) Green Inhibitors for Corrosion of Metals: A Review. *Chemical Science Review and Letters*, **1**, 1-8.
- [9] Guo, L., Zhu, S.H., Zhang, S.T., *et al.* (2014) Theoretical Studies of Three Triazole Derivatives as Corrosion Inhibitors for Mild Steel in Acidic Medium. *Corrosion Science*, **87**, 366-375. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2014.06.040>