

注水井注入压力高原因分析

杨永庆 冯浦涌 张博 王贵 王洪斌

(中海油田服务股份有限公司油田生产事业部, 天津 300459)

摘要: 绥中 36-1 油田为高孔高渗砂岩储层, 地层水型为 NaHCO₃ 型。综合分析注水井注入压力高的原因: 堵塞因素和非堵塞因素。通过实验及现场施工分析堵塞原因有: 注入水与地层岩石矿物不配伍造成潜在的堵塞; 注入水与地层流体不配伍造成的堵塞; 注入水中的悬浮物侵入或地层微粒运移造成的堵塞; 工艺措施引起的堵塞; 细菌及其代谢产物造成的堵塞。非堵塞因素有: 注水参数变化导致注入压力高; 无法洗井对注入压力有较大影响; 油藏配注要求过高引起注入压力高。

关键词: 注水井; 注入压力; 堵塞; 酸化; 解堵

1 储层概况

绥中 36-1 油田位于辽西低凸起中段, 是一个在前第三系古潜山背景上发育起来的古近系披覆构造。储层段主要发育有三角洲沉积亚相和三角洲间湾亚相。含油砂体大部分为三角洲前缘亚相所沉积的砂体组成, 进一步可细分为水下河道微相、河口坝微相、远砂坝及前缘席状砂微相。储层为细-粉砂级长石石英砂岩, 埋深 1300-1600m, 孔隙度 28-35%, 渗透率 30-5000md, 孔喉半径 0.1-20 μm, 胶结类型为接触式、孔隙式, 粘土矿物类型以伊/蒙混层为主, 为高孔高渗储层。地层水矿化度 4481-7154 mg/L, 水型为 NaHCO₃ 型。

2 绥中 36-1 油田注水井注入压力高原因分析

绥中 36-1 油田多数注水井转注时间较长, 注入压力较高, 达到 11-12MPa, 达不到配注要求。分析认为绥中 36-1 油田注水井注入压力高原因主要有两个方面: 堵塞因素及非堵塞因素。

2.1 堵塞因素引起注入压力较高

引起绥中 36-1 油田注水井堵塞的原因很多, 根据不同的堵塞机理可归纳为以下 5 种类型:

2.1.1 注入水与地层岩石矿物不配伍造成潜在的堵塞

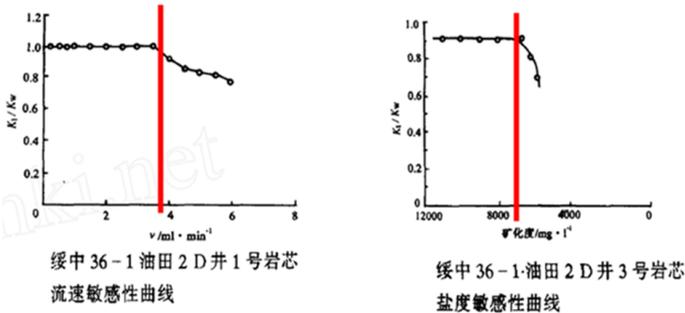


图 1 SZ36-1 油田岩心速敏及盐敏曲线

结合储层敏感性实验评价结果和储层的地质特征, 可得出注水过程中储层损害机理和类型, 注入水与地层岩石矿物不配伍会造成潜在的堵塞, 如图 1 所示:

①储层的速敏损害程度为弱-中偏弱, 渗透率平均下降 17.3%。原始渗透率越高, 储层的速敏损害越弱, 主要原因是高渗透储层中黏土、杂基等微粒含量低, 同

时储层孔喉半径粗, 而运移的微粒粒径较细, 因此微粒不易形成桥堵;

②储层的水敏性为强水敏, 盐敏性为中等偏强, 次地层水对地层的损害弱。因此在注水过程中, 粘土矿物容易产生膨胀、沉淀、地层渗透率降低以及有效流动孔隙变小。综合盐敏/水敏实验, 入井液的最佳矿化度为 4600-35000mg/l;

③储层酸敏损害程度总体表现为中等偏弱, 碱敏损害为中等偏弱。

2.1.2 注入水与地层流体不配伍造成的堵塞

2.1.2.1 注入水与地层流体相互作用形成结垢趋势

表 1 绥中 36-1 油田注入水离子含量

阴阳离子	注入水离子含量	地层流体离子含量	离子含量总量
K ⁺ (mg/L)	10.30	2249	4929.65
Na ⁺ (mg/L)	2670.35		
Ba ²⁺ (mg/L)	0.00	0.00	0.00
Sr ²⁺ (mg/L)	0.00	0.00	0.00
Ca ²⁺ (mg/L)	198.88	56	254.88
Mg ²⁺ (mg/L)	80.82	24	104.82
OH ⁻ (mg/L)	0.00	0.00	0.00
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0.00	390	390.00
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	577.10	1851	2428.10
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	0.00	179	179.00
Cl ⁻ (mg/L)	4383.32	1951	6334.32
SN 指数	1.83	1.87	2.4

绥中 36-1 油田的注入水主要是生产处理后的回注污水或以清污混注的方式注入, 由于注入水本身含有一定量的固相颗粒以及存在潜在的结垢趋势, 其与地层流体接触时会产生一定的碳酸盐沉淀, 从而进一步堵塞地层。实验结果如表 1 所示。

由实验结果可以得出，注入水及地层流体的 SN 指数 > 0 ，本身有一定的结垢趋势，当注入水和地层流体接触后，阴阳离子相互结合，其 SN 指数 $=2.4 > 0$ ，具有十分明显的结垢趋势。

2.1.2.2 注入水与产出水离子含量对比呈现结垢现象

在实际注水过程中从注入水的离子含量与对应油井产出的离子含量相对比，也说明了地层水与地层流体相互作用在地层中形成了钙镁无机垢。实验结果如表 2 所示。

表 2 注入水井与对应油井的离子含量对比

阴阳离子	注水井 1	注水井 2	地层流体	对应油井
Fe ²⁺ (mg/L)	0.01	0.14		0.16
Fe ³⁺ (mg/L)	0	0.11		0.13
Ca ²⁺ (mg/L)	521	517	56	163
Mg ²⁺ (mg/L)	238	228	24	51
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	390	399
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	219	228	1851	607
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	67	76	179	163

注入水与产出水分析化验结果对比：注入水中 Mg、Ca 离子含量远远高于产出水中的 Mg、Ca 离子含量，说明大部分 Mg、Ca 离子在地层中与 CO₃ 离子形成沉淀物。

2.1.3 注入水中的悬浮物侵入或地层微粒运移造成的堵塞

2.1.3.1 注入水悬浮物含量及粒径分析

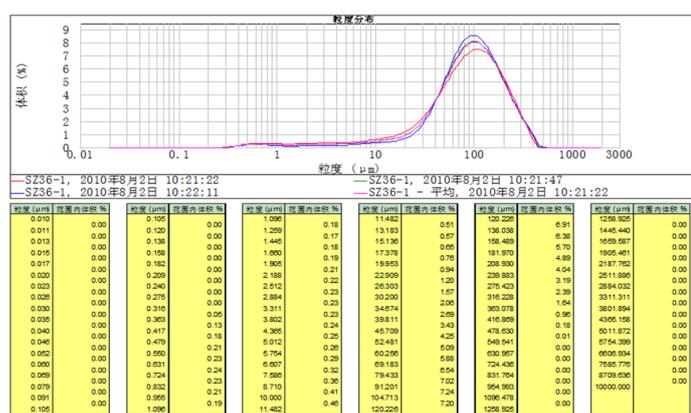


图 2 绥中 36-1D 平台水样粒径分布图

注入水中的悬浮固体颗粒进入地层，可堵塞筛管和孔隙喉道，降低地层的注入能力。绥中 36-1 油田地区累计渗透率值为 95% 时对应的主流孔喉半径下限平均值为 6.3 μm，要求合理的固相颗粒粒径应小于 3 μm，固相含量小于 12mg/l，否则将对地层产生堵塞。

仪器名称：马尔文激光粒度仪；

仪器检测范围：0.2 μm~2000 μm；

测试样品：摇匀后的绥中 36-1 泵出口水样；

测试结果：水样性状：无明显气味，摇动后呈浑浊

状，静置后可见明显颗粒悬浮物。水中总固体含量为 30.75mg/L，包括悬浮固体和溶解固体。悬浮固体由不溶于水的淤泥、粘土、有机物、微生物等悬浮物质组成，溶解固体由溶解于水的各种无机盐类、有机物等组成。pH 值为 7.94 (24.0℃)，密度为 1.0020g/cm³。实验结果如图 2 所示。

悬浮物含量分析：

D (0.1) 24.250 μm；D (0.5) 92.517 μm；D (0.9) 226.129 μm。

由测试结果可以看出，此水样中悬浮物含量以及颗粒粒径均较高，由于测试时间较取样时间间隔较长，结果仅作参考。但此现象也说明如果注水过程中突然关井或进行其他作业，停留在地层中的注入水中的固相含量会增加且粒径也会随之变大，这也是造成恢复注水后注入压力升高的原因之一。

2.1.3.2 垢样分析

由于长时间注水，注入水中的固相颗粒会在注水泵中聚集、凝结，形成大量的垢样。实验结果如表 3 所示。

表 3 绥中 36-1 泵吸入口及泵内垢样分析

分析方法	分析项目	泵内垢样	泵入口处垢样	
X 射线衍射法	结构分析	Mg _{0.2} Ca _{0.9} CO ₃	70%	50%
		(Fe _{0.87} O) ₁₀	15%	
		FeCO ₃	14%	47%
		杂质	1%	3%
扫描电镜能谱仪测定法	元素分析	主要元素	C、O、Fe、Ca	C、O、S、Ca
		次要及微量元素	Na、Al、P、Cl、Zn、Sr、Mg、Si、S、Mn、Cu	Na、Al、P、Cl、Ni、Zn、Sr、Mg、Si、MK、Mn、Cu

2.1.3.3 清污混注水可能产生不配伍的现象

绥中 36-1 油田处理后的生产污水和清水混合注入时，常出现不配伍现象，严重时产生大量黑色絮状悬浮物。滤出的黑色悬浮物化学分析结果表明，该悬浮物含 8% FeS、2% Fe₂S₃ 及 90% 油污。即使混合后外观较清，但是依然有悬浮物生成，实验结果如表 4 所示。

表 4 清污混合后实验现象

污水清水体积比	滤膜质量		悬浮物生成量 mg/l	混合后水样外观
	初始	滤后		
11.1:88.9	0.0552	0.0568	8.74	较清
14.3:85.7	0.0545	0.0577	10.01	较清
20.0:80.0	0.0546	0.0590	11.00	较清
25.0:75.0	0.0506	0.0544	12.00	立即变黑，颜色较浅
33.3:66.7	0.0579	0.0630	13.75	立即变黑，颜色较浅

50.0:50.0	0.0561	0.0688	17.25	立即变黑, 颜色深
66.7:33.3	0.0523	0.0562	14.57	立即变黑, 颜色深
75.0:25.0	0.0539	0.0571	13.28	立即变黑, 颜色深
80.0:20.0	0.0557	0.0586	10.92	立即变黑, 颜色较浅
85.7:14.3	0.0522	0.0541	9.15	较清
88.9:11.1	0.0509	0.0517	8.93	较清

2.1.3.4 地层微粒运移造成的堵塞

绥中 36-1 油田油层疏松, 由于注水参数的波动, 造成地层固有的泥质、砂粒等微粒脱落、运移, 堵塞孔喉和防砂筛管。

2.1.3.5 污油造成的堵塞

注入水中的污油或地层中的残余油在注水过程中因种种原因或吸附于防砂筛管壁面或随外来的及内在的颗粒一起堵塞地层孔喉, 导致注水时阻力增大, 对应新转注的井或转注后酸化的井将产生乳化和酸渣堵塞。

2.1.3.6 设备原因引起的堵塞

绥中 36-1 油田注水流程存在腐蚀、结垢、出口铁离子含量较高等问题, 部分罐体、管线、阀体腐蚀报废, 管线结垢影响注水输送量, 同时这也是造成注水堵塞的重要原因之一。

2.1.4 工艺措施引起的堵塞

2.1.4.1 注聚、调剖引起的堵塞

由于聚合物、调剖剂的残渣以及配液过程中因循环不充分等产生的鱼眼, 使得溶液中的水不溶物较多, 从而堵塞地层孔喉和防砂筛管; 同时由于聚合物、调剖剂溶液的粘度要比注入水的粘度大的多, 造成注入压力上升较快, 如表 5 所示。

表 5 注聚前后注入参数对比表

井号	油组	注入压力, MPa			视吸水指数 m ³ /d/MPa		
		注聚前	注聚后	上升	注聚前	注聚后	下降
1	Id	2.3	7.6	5.3	150	44.6	105.4
2	Id	2.8	6.5	3.7	110	56	54.0
3	Id	3.7	6.5	2.8	71	54	17.0
4	I	3.1	9.1	6.0	107	45	62.0

2.1.4.2 长期酸化引起的堵塞

绥中 36-1 油田注水井酸化一般不排液, 堵塞物类型主要是碳酸盐、铁垢, 因此酸化过程中, 随着酸液 pH 值升高, 必然产生氟化钙、氢氧化铁等沉淀, 堵塞地层孔喉。

2.1.4.3 修井引起的堵塞

修井过程中通常用海水压井、洗井, 海水与地层水

或注入水接触后将产生无机垢。

2.1.5 细菌及其代谢产物造成的堵塞

细菌中危害最大的是 SRB (硫酸盐还原菌) 和 TGB (腐生菌), SRB 能把水中的硫酸根离子还原成硫离子, 进而生成 H₂S, 引起油套管的腐蚀并产生硫化亚铁 (FeS)、硫化铁 (Fe₂S₃); TGB 菌体繁殖产生的粘性物会堵塞地层。

2.2 非堵塞因素引起注入压力较高

2.2.1 注水参数变化导致注入压力高

当外部压力大于注水启动压力地层开始吸水, 但由于绥中 36-1 油田调整井打井作业较多, 为配合打井注水井停注或单泵注水或者水量不够等原因导致外部压力突然下降, 压差突然建立, 地层压力远高于液柱压力从而压力向地面扩散, 导致地层内物质返出, 堵塞井筒及近井地带, 从而造成恢复注水后注水启动压力上升进而注入压力上升较快。

2.2.2 无法定期洗井对注入压力的影响

定期进行洗井作业可以冲出管柱及筛管处的机械杂质、死油、无机垢、铁锈、FeS 垢以及少量的充填砂, 注入压力以及启动压力都会有不同程度的降低, 日注入量以及吸水指数都会有不同程度的提高。

绥中 36-1 油田管柱采用的是地面分注管柱或者空心集成分注管柱, 井下没有液压可洗井封隔器, 又由于海上平台面积小, 场地有限, 高压洗井时需要的设备等摆放比较困难, 故无法定期洗井对注入压力的影响非常大。

2.2.3 油藏配注要求过高引起注入压力高

注水井刚转注初期之前地层亏空较严重, 解堵措施后压降较明显, 但目前绥中 36-1 油田注水井配注量高, 注入量也高, 所以导致目前措施后达到配注但压降不明显, 注入压力依然比较高。

3 结论

绥中 36-1 油田注水井近一年来注入压力高的原因主要有堵塞因素和非堵塞因素, 其中堵塞因素有:

- ①注入水与地层岩石矿物不配伍造成潜在的堵塞;
- ②注入水与地层流体不配伍造成的堵塞;
- ③注入水中的悬浮物侵入或地层微粒运移造成的堵塞;
- ④工艺措施引起的堵塞;
- ⑤细菌及其代谢产物造成的堵塞。

非堵塞因素有:

- ①注水参数变化导致注入压力高;
- ②无法洗井对注入压力有较大影响;
- ③油藏配注要求过高引起注入压力高。

作者简介:

杨永庆 (1980-), 男, 2008 年毕业于中国石油大学 (北京), 硕士研究生, 酸化工艺工程师, 现从事海上油田增产措施研究与应用工作。