

S油田 X 区块注入能力影响因素及改善对策

王晓超, 刘全刚, 张维易, 王宏申, 李百莹

(中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 塘沽 300452)

摘要: S油田 X 区块注水井注入量未达配注要求, 平均日欠注量约 3 000 m³, 注水欠注率约 20.2%。为解决欠注问题, 对该油田储层、注入水质、管柱工艺等多方面进行分析, 剖析注入能力影响因素。研究表明: 含聚污水回注、储层速敏损害、历史解堵措施效果有限是影响区块注水的主要因素。通过针对性实施氧化解堵、合理优化配注、解堵技术升级后, 区块注水欠注率降低至 11%, 注水效果显著改善。

关键词: 注水; 欠注; 影响因素; 改善措施; 解堵增注

中图分类号: TE357.6 **文献标志码:** A

Influencing factors of injection capacity and improvement measures for Block X in S Oilfield

WANG Xiaochao, LIU Quangang, ZHANG Weiyi, WANG Hongshen, LI Baiying

(CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin 300452, China)

Abstract: The injection volume of water injection wells in Block X of S Oilfield failed to meet the injection requirements. The average daily under-injection volume was about 3 000 m³/d, accounting for about 20.2% of the injection allocation. In order to solve this problem, the reservoir, injection water quality, pipe string technology, and other aspects were studied to analyze the influencing factors of injection capacity. The results show that the reinjection of polymer-containing sewage, the damage of reservoir speed sensitivity, and the limited effect of historical plug-releasing treatments are the main factors affecting the water injection ability in the block. Through the targeted implementation of oxidation blocking removal, reasonable optimization of allocation, and upgrading plugging removal technology, the block water injection under-injection rate was reduced to 11%, and the water injection effect was significantly improved.

Key words: water injection; under-injection; influence factor; improvement measures; plugging removal and injection enhancement

S油田为渤海多层合采稠油油田, 疏松砂岩储层, 胶结物以泥质为主, 孔隙度分布范围26%~37%, 渗透率变化范围(20~5 000)×10⁻³ μm², 属高孔高渗油藏。其中, X区块于2000年底投产, 初期采用反九点井网开发, 2013年底开始进行加密调整, 逐步过渡为排状注采井网注水开发。目前X区块注水井共计25口, 注入压力普遍较高, 注水量未达到配注要求, 影响油田注水开发效果。为解决X区块注水井欠注问题, 有必要对欠注原因进行深入研究分析^[1-10]。

1 X区块注水开发现状

X区块注采规模为25注45采, 日注水11 737 m³, 日产油1 411.9 m³, 综合含水83.8%, 累产油888.62×

10⁴ m³, 采油速度1.3%, 采出程度23.9%。区块注水井注入量未达油藏配注要求, 平均日配注量14 407.6 m³, 平均日欠注量2 911.2 m³。区块注水欠注率20.2%, 其中老井欠注 14.9%, 调整井欠注 32.6%。单井注水欠注率在 0~61%之间, 其中欠注率小于 10%的井 6 口, 在 10%~30%之间的井 13 口, 大于 30%的井 6 口, 欠注问题较为严重。

收稿日期: 2019-07-26; 改回日期: 2019-09-20。

第一作者简介: 王晓超(1988—), 女, 工程师。主要从事提高采收技术、增产增注措施及油藏方案研究工作。E-mail: wangxch47@cnooc.com.cn。

基金项目: “十三五”国家科技重大专项项目“渤海油田化学驱配套工艺、方案优化研究及现场示范”(2016ZX05058-003-001)。

2 注入能力影响因素分析

X 区块年注水数据分析显示,78%以上的欠注

量都与注水井注入压力高有关。为寻求原因,从地面、井筒、储层以及历史措施效果四个方面进行层层梳理,确定出 8 个注入能力影响因素(见图 1)。

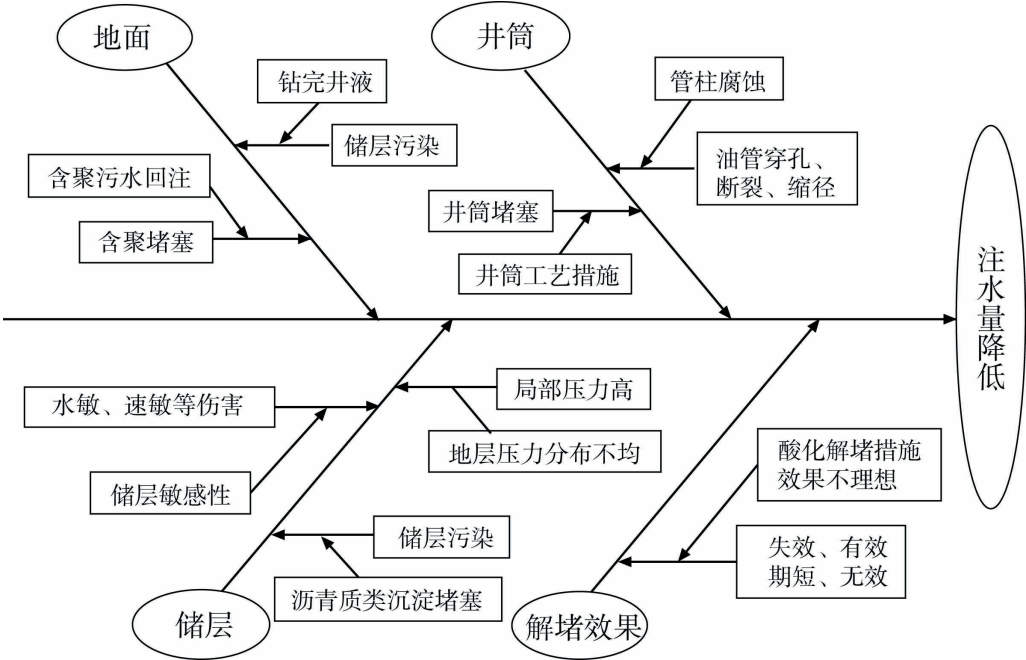


图1 注入能力影响因素分析

2.1 含聚污水回注

自 2006 年 7 月起,X 区块开始清污混注,即注入水为水源井的清水和处理后的含聚污水混合。经过现场水处理流程,水质在线监测结果表明,注入水中悬浮物含量、铁离子含量均超出了水质标准(见表 1)。其中,悬浮物为一种含聚物质,是注入水中的聚合物絮凝之后与常规悬浮物混合的产物,粒径分布范围较宽。虽然悬浮物粒径中值满足水质指标,但根据 X 区块喉道尺寸及过滤理论,约有 5%的悬浮物

因粒径较大不能进入储层,在井筒堆积,形成粘弹性的胶状油泥。现场注水井井筒垢样分析显示,井底垢样中含有大量胶团状聚合物。此外,大部分粒径较小的悬浮物可进入储层中、深部,运移时吸附于岩石表面,并进一步絮凝增大,造成岩石喉道变窄,进而堵塞储层,影响注入能力^[11-15]。注入水中的铁离子对含聚悬浮物的絮凝增大也有明显的促进作用。

由此可知水质问题带来的影响十分严重,并且已经持续 10 余年,影响范围广。

表 1 X 区块注入水水质指标

指标	含油量 / (mg·L ⁻¹)	固相颗粒含量 / (mg·L ⁻¹)	固相颗粒粒径中值 / μm	铁离子含量 / (mg·L ⁻¹)	硫酸盐还原菌 / (个·mL ⁻¹)
注入水监测值	23	78.5	1.199	1.6	25
现行水质标准	30	20	4	0.5	25

2.2 钻、完井液污染

钻、完井过程中由于外来流体入侵储层,易发生各类污染堵塞。X 区块调整井中,有 8 口设计注水井,投注初期即出现严重欠注,吸水能力显著低于相邻老井(见表 2),推测这部分井受到一定程度钻完井液污

染。通过室内模拟现场钻完井工序驱替实验表明,钻、完井液对岩心渗透率损害率可达 51%~66%,但模拟破胶返排后,可解除堵塞,渗透率损害率降低至 5% 以内。钻、完井液污染主要对区块调整井投注初期注入量造成影响,对区块目前注水量影响不大。

表 2 加密调整注水井投注初期与同时期相邻老井注入能力对比

井号	平均 渗透率 / 10 ⁻³ μm ²	平均 厚度 / m	平均日 注入量 / m ³	平均注入 压力 / MPa	平均日配 注量 / m ³	米吸水指数 / (m ³ ·(d·MPa·m) ⁻¹)	平均米吸水 指数 / (m ³ ·(d·MPa·m) ⁻¹)	单井 欠注率 / %	平均 欠注率 / %
M08	2370	50.6	336.2	10	455.4	0.6	0.7	26.2	43.1
M09			367.1	9.9	471.2	0.6		22.1	
M10			441.9	9.7	875.6	0.8		49.5	
M11			191.8	9.9	915.1	0.4		79	
M12			352.2	9.9	637.1	0.6		44.7	
M13			323.2	9.9	423.2	0.6		23.6	
M34			282.9	8.5	318.3	1.4		11.1	
M35			213.7	9.2	315	0.8		32.1	
D03	1845	50.4	630.5	9.3	633.6	1.1	1.4	0.5	6.7
D05			349.4	8.6	364.4	1.1		4.1	
D08			588.2	8.4	595.8	1.3		1.3	
D17			579.8	6.8	718.4	1.6		19.3	
D22			418.9	9.7	523.1	0.7		19.9	
D27			680.1	8.9	681.4	1.4		0.2	
D29			604.3	8.5	609.5	2.8		0.8	

注:X区块为排状注水井间加密。“M”开头的井号为调整井,“D”开头的井号为老井。注水井排上调整井与老井交错相邻。

2.3 管柱腐蚀

在注水过程中,整个井筒会受到注入流体腐蚀,并引发一些潜在问题从而影响注水。X 区块注水井管柱腐蚀结垢较严重,导致油管腐蚀穿孔、工作筒断裂、密封不严,从而影响注水效果,及时更换注水管柱可帮助水井恢复正常注水。近三年区块已实施水井更换管柱作业达 11 井次,待作业 9 井次。换管柱后,注入能力得到改善。

2.4 井筒工艺措施

长期注水过程中,井筒粘附沉积油泥等污染物,不但引起油管缩径变径,且在实施井下作业过程中,通井工具容易刮动油泥造成水嘴堵塞,导致作业后注入量显著降低。此类情况区块平均出现约 1~2 井次/年,因其特征明显,发现后可及时采取措施。

2.5 储层敏感性

在注水过程中黏土颗粒的水化膨胀、分散运移往往导致地层堵塞,引起储层渗透率下降。X 区块储层泥质含量较高,黏土矿物含量约 5%~25%,总量大于 10%,以伊/蒙混层和高岭石为主,二者相对含量分别达到 52%、33%,存在潜在的水敏、速敏等伤害^[16~20]。

参照石油天然气行业标注 SY/T 5358-2010《储层敏感性流动实验评价方法》,速敏及水敏实验评价结果见表 3。速敏实验中岩心渗透率成波动状态变化,损害率平均为 26.9%。按照评价标准,速敏损害程度较弱。但在岩心驱替实验中已监测到产出液体中含有砂粒,说明注水过程中已经发生微粒运移,对于 X 区块疏松储层,实际注水过程中潜在速敏伤害较大。实验测得临界流量为 3~4 mL/min,换算为临界流速为 28.4~37.9 m/d,平均 33.2 m/d。结合现场注水动态计算显示,已有 20 口井实际注水量远大于临界注水量,16 口井在上提注入量过程中发生欠注,说明储层已经产生较严重的速敏损害。

表 3 X 区块储层速敏、水敏实验评价结果

实验 类型	岩心 编号	渗透率 / 10 ⁻³ μm ²	临界流量 / (mL·min ⁻¹)	损害率 / %	损害评价
速敏	①	1 922.3	4	25	弱
	②	746.4	3	28.9	
水敏	③	1 566.2	—	63.6	中等偏强
	④	2 452.5	—	67.2	

水敏实验评价显示水敏损害率平均 65.4%,损害程度中等偏强。但现场实际清污混注水矿化度

(约 8 000 mg/L) 高于实验临界矿化度 (7 000 mg/L), 实际发生水敏损害程度较小。

2.6 沥青质类沉淀堵塞

S 油田属于稠油油田, 地层原油黏度在 37.4~154.7 mPa·s 之间, 沥青质含量较高, 原油长期开采过程中易产生大量沉淀堵塞物, 导致油井转注后注水困难。X 区块数据显示, 转注前生产时间越长的油井, 转注后井口注入压力上升越快, 开始欠注的时间越早(见图 2)。其中, 前期生产时间长达 9~15 年的 6 口井转注水初期就开始欠注。由此也可看出, 油井生产需要达到一定年限以上, 才会带来较严重的沥青质类沉淀堵塞, 对转注后注水造成较大影响。

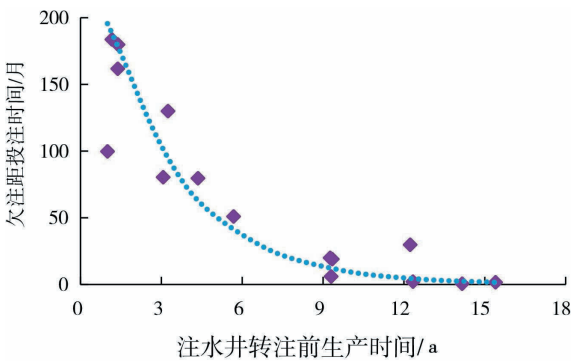


图2 转注井生产时间与欠注时间关系

2.7 地层压力分布不均

随着油田开发的进行, 近年 X 区块平面上出现了注水量、产液量分布不均的情况, 可分为三个区

表 4 区域注采比、地层压力与注入能力对比

区域编号	注入井数 / 口	累计注采比	平均地层压力 /MPa	平均单井日注入量 /m ³	平均单井日配注量 /m ³	平均单井日欠注量 /m ³	平均欠注率 /%
①	2	0.89	10.36	485.27	523.35	38.07	7.27
②	13	0.97	12.32	537.69	650.05	112.36	17.29
③	10	1.45	13.04	393.09	524.49	131.4	25.05

域。通过计算区域注采比, 并对比地层压力及区域注入数据(见表 4)可知, 累计注采较低的区域, 平均地层压力较低, 欠注率相对较低; 累计注采比高的区域, 地层压力较高, 欠注率较高。分析认为, X 区块地层压力分布不均衡, 注采比相差较大, 从而导致平面注采能力存在差异性, 影响注水量。但目前地层压力测试数据量不够丰富, 需进一步验证。

2.8 历史措施效果有限

酸化解堵是目前水井增注的主要措施。X 区块历史上主要应用氟硼酸、缓释酸等进行解堵增注, 依据《海上油田化学解堵效果评价技术方法》统计分析前期 44 井次酸化解堵措施, 效果较好的井仅有 50%左右, 部分井酸化解堵效果与预期相去甚远, 有效期低至 55 天。近年, 区块平均每年约 21 口井需酸化解堵, 措施效果不理想对区块注水效果影响较大。

3 主要影响因素确定

从上述 8 个方面中, 找出影响注水效果的主要因素, 以制定针对性改善对策。通过设立判断指标(即各因素对区块注水效果的影响程度 D 、影响时长 T 、影响区域 R)及赋值计算方法, 对各因素进行逐条分析确认并赋值, 计算得到综合判断分值 (0~

100%), 分值越大, 该因素对注水效果的影响越大(见表 5)。

表 5 主要影响因素确定方法设计

判断指标	说明	综合判断分值
影响时长 T	长期影响(70%)、短期影响(30%)	
影响区域 R	影响注水井数占区块注水井总井数的百分比	$T \times R \times D$
影响程度 D	高(80%)、中(50%)、低(20%)	

通过分析、计算与对比, 最终确定含聚污水回注、储层敏感性、历史措施效果有限是影响 X 区块注水井注入能力的主要因素, 其他为次要影响因素(见表 6)。

4 注入能力改善对策

为了改善 X 区块注水井注水效果, 针对注入能力主要影响因素, 提出改善对策方案, 并综合可实施性、经济性、高效性、预期效果, 确定出最佳对策并投入实施。

(1) 针对含聚污水回注造成的聚合胶团堵塞, 通过优化药剂体系, 间隔性加入氧化段塞针对性解堵。目前, 现场应用氧化体系解堵 6 井次, 效果较好, 平均日增注量达到 182 m³, 有效期可达到 240

表 6 X 区块注水井注入能力主要影响因素评价

序号	影响因素	分析过程	综合判断分值	结论
1	含聚污水回注	T—已实施十多年,长期影响(70%) R—回注含聚污水覆盖整个区块(100%) D—储层长期潜在伤害,影响程度高(80%)	56%	主要因素
2	钻完井液污染	T—只影响投注初期,短期影响(30%) R—只影响 M 平台 8 口设计注水井(32%) D—8 口井初期欠注均较严重,影响程度高(80%)	7.68%	次要因素
3	管柱腐蚀	T—更换管柱后可改善注水,短期影响(30%) R—近年平均 3~4 井次/年(16%) D—管柱问题直接影响注水量,影响程度高(80%)	3.84%	次要因素
4	井筒工艺措施	T—特征明显,发现后及时修井,短期影响(30%) R—近年平均 1~2 井次/年(8%) D—井筒堵塞致注水量显著降低,影响程度高(80%)	1.92%	次要因素
5	储层敏感性	T—储层特征不可改变,长期影响(70%) R—区块 16 口注水井可能已发生速敏(64%) D—多口井上提注入量长期欠注,影响程度高(80%)	35.8%	主要因素
6	沥青质类沉淀堵塞	T—主要影响转注后初期注水,短期影响(30%) R—区块 17 口转注井存在这类问题(68%) D—生产 9 年以上转注才严重欠注,影响程度低(20%)	4.08%	次要因素
7	地层压力分布不均	T—地层问题,长期影响(70%) R—主要影响高压区 8 口注水井(32%) D—仅为油藏理论研究,仍需验证,影响程度低(20%)	4.48%	次要因素
8	历史措施效果有限	T—短期影响(30%) R—平均每年 21 口井需酸化解堵(84%) D—若措施效果不理想,对注水影响程度高(80%)	20.16%	主要因素

天以上。

(2)针对储层速敏损害,通过优化注水量以降低单井注水强度和储层损害程度。根据临界注水量计算结果,现场对部分水井配注量进行了优化调整,并配合适当的酸化解堵措施,注水井配注完成率大幅提高,解堵有效期从 100 天以下提高至 200 天以上,平均日增注量 171.5 m³。

(3)针对历史措施效果不理想,除对解堵体系进行优化调整外,新增微压裂解堵工艺。X 区块目前微压裂应用效果较好,尤其对于常规解堵作业困难、重复酸化效果变差的注水井,措施后平均日增注量超过 160 m³,有效期达到 200 天以上。区块下一步增注措施可适时考虑物理+化学解堵为主。

针对注入能力主要影响因素实施改善对策后,X 区块注水量提升,欠注率降低至 11%。

5 结论与认识

(1)S 油田 X 区块注水欠注问题较严重,平均日欠注量约 3 000 m³,绝大部分欠注量均与注水井注

入压力高有关。

(2)X 区块注水受到地面、井筒、储层以及历史措施效果四个方面 8 个因素的影响,各因素影响程度有所不同,含聚污水回注、储层速敏损害、历史措施效果不理想是主要影响因素。

(3)通过针对性制定改善对策,分别实施氧化解堵、合理优化配注、优化解堵体系及增加微压裂工艺后,注水效果显著改善。

参考文献:

[1] 冯于恬,唐洪明,刘枢,等.渤中 28-2 南油田注水过程中储层损害机理分析[J]. 油田化学,2014,31(3):371-376.
[2] 易飞,赵秀娟,刘文辉,等.渤海油田注水井解堵增注技术[J]. 石油钻采工艺,2004,26(5):53-56.
[3] 毛源,杨年文,唐存知,等.渤南低渗油田注水井欠注层伤害机理研究[J]. 断块油气田,2006,13(2):45-47.
[4] 薛婷,肖波,刘云飞,等.姬塬油田黄 3 长 8 油藏欠注井治理对策[J]. 石油钻采工艺,2014, 36(3):100-102.
[5] 朱玉双,李庆印,王小孟,等.马岭油田北三区延 10 油层注水开发中储层伤害研究[J]. 石油与天然气地质,

2006,27(2):263-267.

[6] 孙丽丽,候吉瑞,赵凤兰,等. 苏丹油田注水伤害及对策研究[J]. 油田化学,2011,28(2):137-140.

[7] 陶登海,詹雪函. 牛圈湖东区注水井欠注原因分析[J]. 吐哈油气,2009,14(4):338-342.

[8] 陈华兴,刘义刚,唐洪明,等. 绥中 36-1 油田注入井欠注原因及治理建议[J]. 特种油气藏,2011,18(3):129-131.

[9] 崔波,王洪斌,冯浦涌,等. 绥中 36-1 油田注水井堵塞原因分析及对策[J]. 海洋石油,2012,32(2):64-70.

[10] 杨欢,罗跃,姚斌,等. 镇北油田注水井欠注原因分析及治理对策[J]. 石油天然气学报,2013,35(11):129-131.

[11] 唐洪明,黎菁,何保生,等. 旅大 10-1 油田含聚污水回注对储层损害研究[J]. 油田化学,2011,28(2):181-185.

[12] 苏长春,方健. 渤海油田含聚污水回注处理研究进展[J]. 广州化工,2017,45(5):7-9.

[13] 孙启. 含聚污水回注对油层注入能力的影响及其解决对策分析[D]. 大庆:东北石油大学,2016.

[14] 刘鹏,唐洪明,何保生,等. 含聚污水回注对储层损害机理研究[J]. 石油与天然气化工,2011,40(3):280-284.

[15] 谭畅. 杏十三区含聚污水回注井解堵技术研究[D]. 大庆:东北石油大学,2012:1-19.

[16] 卢淑芹,吴晓红,赵亚宁,等. 南堡油田储层速敏性评价与影响因素[J]. 钻井液与完井液,2011, 28(3):28-30.

[17] 苏欢,吴新民. 西区延 9 储层注水过程中敏感性伤害因素分析[J]. 石油化工应用,2009, 28(7):65-68.

[18] 何伟,王勇,张旭东,等. 疏松砂岩储层速敏临界流速判断新方法探讨[J]. 石油天然气学报,2013, 35(8):117-120.

[19] 景海权,张烈辉,赵连水,等. 大港油田张东地区低渗储层黏土矿物分析及敏感性研究 [J]. 特种油气藏,2012,19(2):110-112.

[20] 石京平,宫文超,曹维政,等. 储层岩石速敏伤害机理研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2003,30(5):501-503.

(编辑 韩 枫)

江苏油田新添一项国际先进水平成果

6月24日,由江苏油田工程院承担的《偏心集成细分注水及高效测调技术》成果通过中国石化科技部组织的专家鉴定,总体技术达到国际先进水平。

该技术依托两项局级课题攻关结果,研究出一套适合江苏油田开发需要的偏心集成细分注水工艺及配套测试技术。该技术与国内外同类技术相比,具有以下三个特点:

一是细分层段多,适应井斜大。设计出“四合一”多功能封隔器,集细分注水、防返吐配水器、防窜封隔器和桥式通道于一体,实现了最小卡距 2.1 m,最大井斜 49.3°。二是调配效率高。发明了双层同轴驱动可调堵塞器,实现一次测试,调配两层,效率提高一倍。三是测试精度高。开发了双流量在线细分测调仪,在同状态下一次定位,就可测取两层的流量和压力数据,流量精度达到±1.5%。

该技术在高 6-6,沙 20-56 等 182 口井中应用取得良好效果,有效解决薄互层油藏和定向斜井分注的难题,现场应用工艺成功率 100%,整体工作效率提高 50%,分注有效期达到 3 年。

江苏油田平均分注级数为 2.4 层,具有进一步细分和多级分注的潜力。目前该项目已纳入油田 2020 年科技成果转化支持项目,计划推广应用 30 口井,为油田改善注水剖面、控制区块递减,提高水驱采收率提供技术支撑。

(油科)