

渤海N油田稠油低产液成因及治理策略研究

李展峰,王 刚,王树涛,刘 斌,张振杰

(中海石油(中国)有限公司天津分公司 天津 300452)

摘要:渤海N油田Y区块稠油油藏多数采油井在见水后至高含水期始终无法提液,处于低产液异常状态,严重影响油井产能的释放及采收率的提高。利用室内实验、静态资料以及生产动态资料等,对该类油井低产液成因进行系统分析,认为原油乳化与泥质堵塞是主要原因,见水阶段(含水率在20%至80%之间)以稠油乳化为主;含水率大于80%后,以泥质堵塞为主。并提出相应治理策略:在钻完井阶段下入盲管或者采用其它措施完全封堵泥岩段,以治理泥质堵塞问题;在见水阶段加入破乳剂或降黏剂治理稠油乳化问题。应用以上策略成功实现低产液井J03井侧钻后大幅提液,可为相似油田开发提供借鉴。

关键词:稠油;低产液;原油乳化伤害;储层堵塞;提高采收率

中图分类号:TE53 **文献标志码:**A

Research on causes and treatment strategies of low-yield liquid of heavy oil in Bohai N Oilfield

LI Zhanfeng, WANG Gang, WANG Shutao, LIU Bin, ZHANG Zhenjie

(Tianjin Branch of CNOOC (China) Co., Ltd., Tianjin 300452, China)

Abstract: Most of oil production wells in heavy oil reservoirs of Y block in the Bohai N Oilfield are unable to extract fluids until the high water cut period after water breakthrough, and are in an abnormal state of low liquid production, which seriously affects the production capacity release of oil wells and increase of recovery rate. Based on the systematic analysis of the causes of low-yield fluids in this type of oil well through laboratory experiments, static data, and production dynamic data, etc., it is believed that crude oil emulsification and muddy blockage are the main causes. In the water breakthrough stage ($20\% < f_w < 80\%$), heavy oil is mainly emulsified; when the water content is greater than 80%, the muddy blockage is the main cause. Corresponding treatment strategies are put forward. In the drilling and completion stage, blind pipes are inserted or other measures are used to completely block the mudstone section to control the muddy blockage; in the water breakthrough stage, demulsifiers or viscosity reducers are added to treat the problem of heavy oil emulsification. The above strategies have been successfully applied in the low-yield fluid well J03 to achieve a large-scale fluid extraction after sidetracking, which can provide a reference for the development of similar oilfields.

Key words: heavy oil; low-production fluid; crude oil emulsification damage; reservoir blockage; EOR

N油田位于渤海辽东湾海域,其中Y区块为该油田的主力区块之一,地层原油黏度为262 mPa·s,为典型的稠油油藏,该井区采用水平井分层系开发。目前综合含水均已达到86%,进入高含水期。但该区块多数采油井在生产过程中,表现出见水初期产液量迅速下降,高含水期后生产压差大,无法提液,长期处于低液量的异常生产状态,且酸化、解堵等常规措施无效。鉴于海上油田针对此类问题并无经验可循,本文通过室内实验分析、静态资料、生产动态资料等对该类油井无法提液成因进行系统分析。

1 中、低含水期低产液成因分析

1.1 中、低含水期生产现状

Y区块采油井无水采油期产能较高,但见水后,产液量快速降低,油井产能随之下降。且井口取样可见明显的乳化原油,表现出乳化伤害的特征(图1、图2)。

收稿日期:2021-04-07;改回日期:2021-07-14。

第一作者简介:李展峰(1989—),工程师,从事油气田开发, E-mail: lizhf18@cnooc.com.cn。

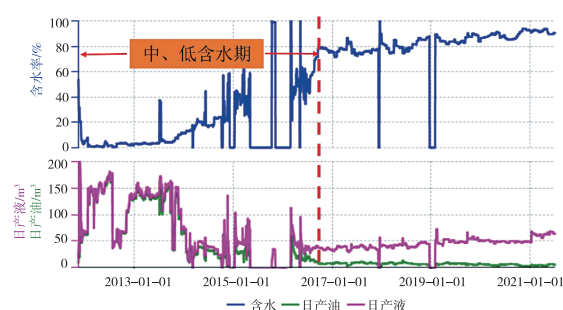


图1 J03井中、低含水期生产曲线

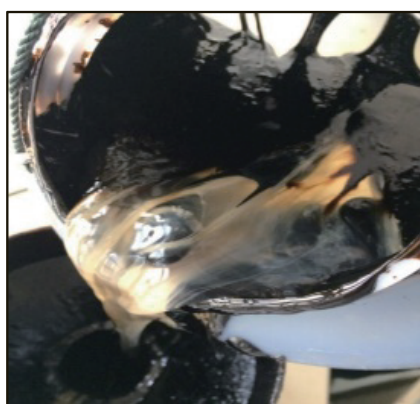


图2 J03井井口原油取样

1.2 乳化伤害室内评价

稠油遇水后在一定条件下易生成W/O乳状液,造成乳化原油黏度增加,产生乳化伤害。丁德磐等^[1-12]学者指出稠油中的胶质与沥青质作为天然表面活性剂可促进原油乳化,胶质含量越高,乳状液越稳定,乳化伤害越严重。化验分析Y区块胶质+沥青质的质量分数分布在29.3%~37.2%(表1),较高的胶质含量使得原油见水后易形成稳定乳状液,造成乳化伤害。

表1 Y区块原油各成分质量分数

井号	硫/ %	凝固点/ ℃	蜡/ %	沥青质/ %	胶质/ %	胶质+沥青/ %
J01	0.44	+2	0.5	7.7	25.2	33.0
J02	0.4420	+9	0.5	9.9	23.8	33.7
J03	0.4340	+6	1.2	11.3	26.0	37.2
J04	0.4180	+8	1.6	10.0	26.5	36.4
J05	0.497	-4	2.3	7.9	24.3	32.2
J06	0.4360	+2	1.9	8.4	24.1	32.5
J07	0.4110	-2	0.7	7.3	28.1	35.4
J08	0.4230	+6	1.8	8.3	27.2	35.5
J09	0.48	6	0.6	5.9	25.2	31.1
J10	0.460	+6	1.3	6.9	22.4	29.3

依据石油天然气行业标准(SY/T0520-2008),采用Y区块原油样品进行原油乳化室内实验评价,测定乳化原油黏度随含水率变化规律。可以看出,乳化原油黏度随含水率变化曲线可分为三个阶段,阶段I,原油见水后W/O乳状液开始形成,黏度缓慢增加;阶段II,随着含水率增加,逐步形成稳定的W/O乳状液,黏度指数式增加,在含水率为70%时乳状液黏度最大,达到未见水原油黏度10倍以上;阶段III,含水率进一步增加,W/O乳状液逐步过渡为O/W乳状液,黏度迅速下降,待含水达到80%后,原油乳化伤害自然解除,黏度为无水采油期时原油黏度(见图3)。

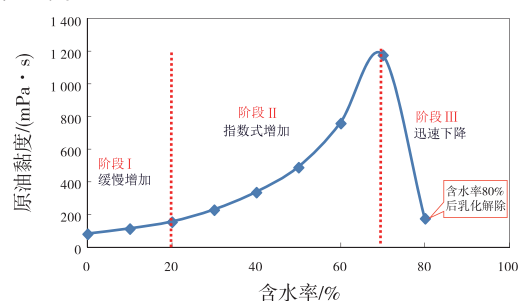


图3 Y区块东二段乳化原油黏度随含水率变化曲线

依据径向流产量理论^[13-15],产液量与原油黏度负相关,黏度越大,产液量越低。由于原油乳化造成黏度急剧增加,Y区块采油井在中、低含水期产液量下降。

2 高含水期低产液成因分析

2.1 高含水期生产现状

依据原油乳化室内实验分析,Y区块采油井进入高含水期后,乳化伤害解除,且井口取样未见原油乳化。但该区块采油井依旧表现为低液量生产状态(图4)。

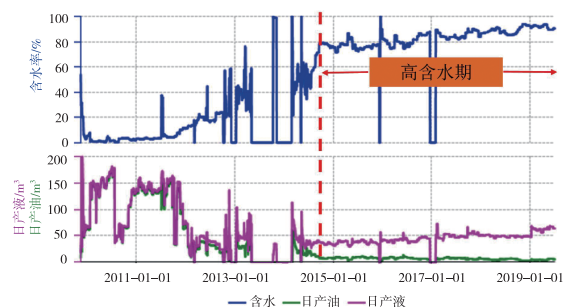


图4 J03井高含水期生产曲线

2.2 低产液成因分析

Y区块采油井均设计为穿多层的水平井,水平段钻遇多段泥岩夹层(图5),为减少油气渗流阻力,

提高油井产能,目前海上水平井多采用裸眼砾石充填完井,这就导致穿多层水平井钻遇的泥岩段裸露于井筒中,生产过程中泥岩段坍塌堵塞井筒,造成水平井生产异常^[16-19]。对此,多采用盲管等工具封堵水平井泥岩段,但在矿场应用中,由于井况复杂等原因,多数水平采油井泥岩段未得到完全有效封堵,泥岩段封堵率小于100%。

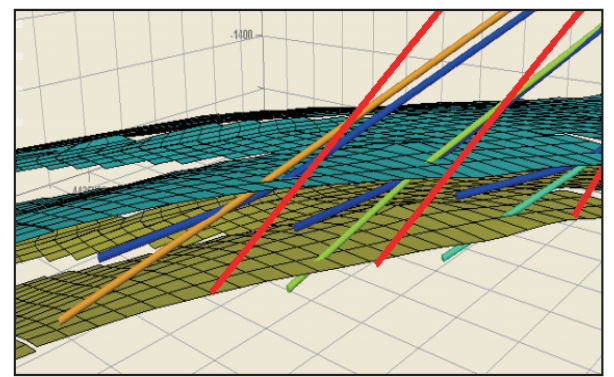


图5 水平井穿多层生产示意图

统计分析Y区块水平井泥岩段封堵率及采油井高含水期产液量,封堵率小于100%的多数采油井高含水期处于低液量生产状态,封堵率大于100%的采油井均处于高液量生产状态(见表2)。高含水期产液量的影响因素来自泥岩封堵情况和泥岩位置。

2.2.1 泥岩段封堵对高含水期产液量的影响

对比分析未完全封堵泥岩段与完全封堵泥岩段的采油井生产情况,J08、J10井泥岩段封堵率大于100%,均可大幅提液,以J10为例,该井泥岩封堵率103%,目前该井日产液504 m³,日产油35 m³,含水率93%,产液量为无水采油期的6.63倍(见图6,表2);高含水期处于低产液量的采油井泥岩段封堵率均小于100%,为87%~93%,以J03井为例,该井泥岩封堵率91%,目前该井日产液95 m³,日产油4 m³,含水率96%,产液量仅为无水采油期0.68倍(见图7,表2)。

表2 Y区块采油井高含水期产液量及泥岩段封堵率统计

井号	泥岩段封堵率/%	初期日产液/m ³	目前日产液/m ³	目前日产油/m ³	含水率/%	提液倍数	备注
J01	92	66	34	3	91	0.52	
J02	86	70	44	5	88	0.63	
J03	91	140	95	4	96	0.68	
J04	93	50	34	5	85	0.68	低产液生产
J06	92	60	59	11	82	0.98	
J07	91	117	107	15	86	0.91	
J09	87	64	60	6	90	0.94	
J05	89	40	225	16	93	5.63	
J08	102	85	500	40	92	5.88	高产液生产
J10	103	76	504	35	93	6.63	

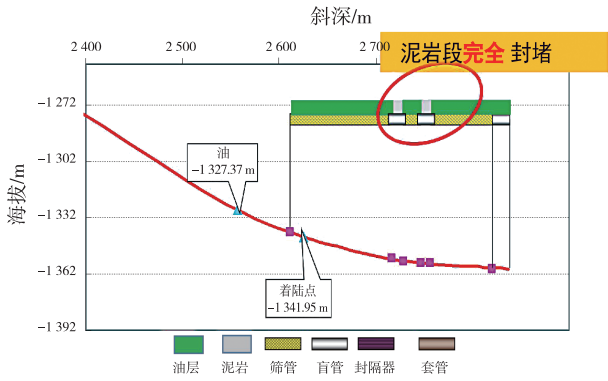


图6 J10井水平段泥岩封堵示意

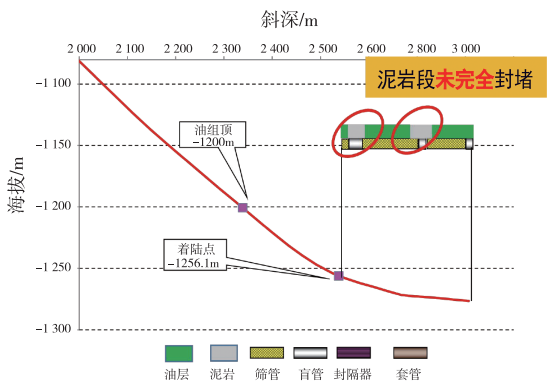


图7 J03井水平段泥岩封堵示意

2.2.2 泥岩段位置对提液的影响

J05井泥岩段处于趾部,且趾部储层渗透率较低,怀疑趾部泥岩段未见水,或见水后仅堵塞趾部储层,该井高含水期可正常提液,水平段趾部泥岩段对采油井生产影响不大(见图8)。而高含水期低液量的采油井,未封堵的泥岩段多位于水平段根部、中部,主要原因为水平段根部、中部的生产压差较大,更易参与渗流,见水后泥质易堵塞筛管,甚至造成未封堵泥岩处整个井筒堵塞,水平段有效贡献长度明显减小,进而造成高含水期采油井无法提液(见图7)。

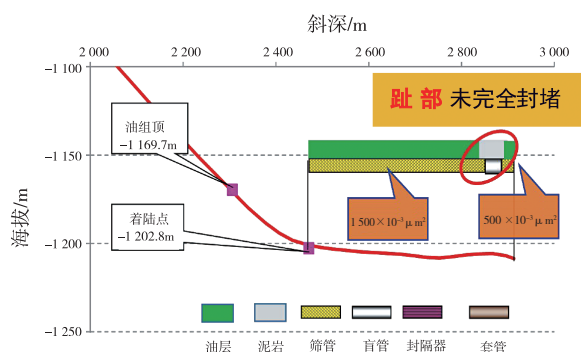


图8 J05井水平段泥岩封堵示意

3 治理策略

通过以上分析可以看出,采油井生产异常在不同阶段成因是不同的。主要分为见水阶段($20\% < f_w < 80\%$)与含水大于80%两个阶段。

在见水阶段,采油井的“无法提液”主要由于原油乳化造成,针对此问题,可通过破乳剂或者降黏剂等手段治理。

在含水大于80%阶段,采油井的“无法提液”主要由于泥质堵塞造成,可在钻完井阶段下入盲管或采用其他措施封堵泥岩段。

4 实际应用

采用钻完井阶段封堵泥岩段+见水阶段($20\% < f_w < 80\%$)降低原油黏度的治理策略,实施“低产液井”J03原井眼侧钻治理先导试验,该井完全封堵泥岩段,且在见水后滴注降黏剂,实现“低产液井”提液、高产,该井高峰日产油 110 m^3 ,目前计量日产液 430 m^3 ,含水91%,产液量为侧钻前相同含水期的4.3倍,实现日增油8倍(图9)。

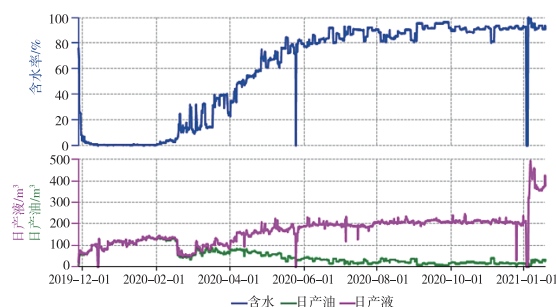


图9 J03-1井生产曲线

5 结论

对N油田Y区块采油井低产液成因进行系统分析主要得到以下几点结论:

(1)在见水阶段($20\% < f_w < 80\%$),由于原油乳化造成采油井产液量低,可加入破乳剂或降黏剂治理原油乳化问题,提高该阶段采油井产液量。

(2)在高含水阶段($f_w > 80\%$),原油乳化自然解除后,依旧存在无法提液的问题,其主要原因为钻完井阶段未实现泥岩段的有效封堵,造成储层泥质堵塞采油井无法提液。可通过下入盲管或者采用其它措施完全封堵泥岩段,以治理高含水期低产液问题。

(3)应用以上策略成功实现“低产液”J03井侧钻后大幅提液,并在此基础上,继续推动Y区块“无法提液井”治理,提高该井区稠油油藏采收率。对于存在此类问题的稠油油田,均可采用类似方法治理,以改善油田开发效果。

参考文献:

- [1] 丁德磐,孙在春,杨国华,等.原油乳状液的稳定与破乳[J].油田化学,1998(1):83-87,97.
- [2] 贺风云,陈思,高颜儒.原油生产过程中乳化情况分析[J].科学技术与工程,2013,13(28):8440-8443.
- [3] 张立娟,岳湘安,郭振杰.ASP体系与大港和大庆原油的乳化特性研究[J].油气地质与采收率,2010,17(3):74-76,116.
- [4] 刘佐军,单存龙,王磊,等.大庆原油与水的乳化作用相行为研究[J].大庆石油地质与开发,2007,26(5):106-109.
- [5] 张健,向问涛,韩明,等.乳化原油的化学破乳作用[J].油田化学,2005,22(3):283-288.
- [6] 林梅钦,杨红生,纪淑玲,等.克拉玛依原油中各组分的乳化性质[J].石油学报(石油加工),2002,18(3):65-69.
- [7] 徐志成,安静仪,马金石,等.孤岛原油乳化活性组分

- 析[J]. 油田化学, 1999, 16(2): 163-166.
- [8] 乔建江, 詹敏, 张一安, 等. 乳化原油的破乳机理研究 I. 油水界面张力对破乳效果的影响[J]. 石油学报(石油加工), 1999(2): 3-7.
- [9] 陈汝熙, 郑文儒, 沈颖兰, 等. 碱水驱油原油中乳化活性组分的研究[J]. 油田化学, 1988(2): 121-128.
- [10] 衣哲. 稠油乳化降粘研究进展[J]. 化工管理, 2020(12): 117-118.
- [11] 刘义刚, 李彦阅, 王楠, 等. 稠油乳化驱油机理及室内效果评价[J]. 海洋石油, 2020, 40(1): 29-35.
- [12] 邹剑, 曹哲哲, 王秋霞, 等. 海上稠油乳液稳定性影响因素[J]. 油田化学, 2019, 36(1): 121-125.
- [13] 张浩, 刘洪杰, 王佩文, 等. 蓬莱油田压裂充填井产液量递减成因及控制因素分析[J]. 非常规油气, 2017, 4(6): 64-69.
- [14] 刘敏. 埕岛油田馆陶组上段油藏合理产液量及注水量矢量优化方法[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(3): 105-109.
- [15] 张金庆, 许家峰, 安桂荣, 等. 高含水油田适时产液结构优化调整计算方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(6): 76-80.
- [16] 董长银, 宋洋, 周玉刚, 等. 天然气水合物储层泥质细粉砂挡砂介质堵塞规律与微观挡砂机制[J]. 石油学报, 2020, 41(10): 1248-1258.
- [17] 孙金, 邓金根, 王尧, 等. 新型泡沫金属筛管堵塞机理及影响因素试验研究[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(5): 123-128.
- [18] 李连江, 张子玉, 熊敏, 等. 高泥质含量疏松砂岩油层解堵防砂技术[J]. 石油钻采工艺, 2003, 25(6): 69-72, 87-88.
- [19] 舒勇, 吴柏志, 贾耀勤, 等. 桩西油田高泥质疏松砂岩油层堵塞机理及解堵技术研究[J]. 河南石油, 2002, 16(5): 30-32.

(编辑 韩 枫)

(上接第76页) 合生产经营实际, 也能科学指导油田生产经营决策。

参考文献:

- [1] 卢广钦. SEC 剩余经济可采储量替代率与产量的关系及影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(3): 60-64.
- [2] 张付兴. SEC 剩余经济可采储量影响因素分析[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(3): 95-97.
- [3] 贾承造. 美国 SEC 油气储量评估方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 93-97.
- [4] 黄学斌, 曾小阳, 杨园园. 储量动态评估方法及影响因素分析[J]. 油气地质与采收率, 2003, 10(2): 17-18, 25.
- [5] 戴岑璞. SEC 储量的影响因素及价值提升策略[J]. 化工管理, 2018(30): 17.
- [6] 李显路, 龙卫江, 余小红, 等. 河南油田 SEC 上市储量评估经济影响因素研究[J]. 石油实验地质, 2012, 34(5): 518-521, 526.
- [7] 张斌. SEC 储量的影响因素及价值提升途径[J]. 石化技术, 2017, 24(6): 277.
- [8] 许进进, 任玉林, 凡哲元, 等. 油价和成本对证实储量的影响[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 646, 654.
- [9] 王可心. 对 SEC 原油储量评估影响因素的探究[J]. 石化技术, 2015, 22(2): 147.
- [10] 俞启泰. Arps 递减曲线与增长曲线的联系及其应用[J]. 油气地质与采收率, 1998, 5(4): 47-52.
- [11] 冯文光, 胡常忠, 杨凤波, 等. Arps 递减开发模型[J]. 矿物岩石, 1999, 19(3): 56-60.
- [12] 陈元千, 吕恒宇, 傅礼兵, 等. 注水开发油田加密调整效果的评价方法[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(6): 60-64.
- [13] 陈元千, 周翠, 张霞林, 等. 重质油藏注蒸汽开采预测经济可采储量和经济极限汽油比的方法——兼评国家行业标准的预测方法[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(5): 1-6.
- [14] 吴家文, 左松林, 赵秀娟, 等. 喇嘛甸中块层系井网调整技术经济界限[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(5): 113-116.
- [15] 陈武, 王丹丹, 李海兵. 原油产量分析中动态盈亏平衡的应用[J]. 中外能源, 2012, 17(10): 44-46.
- [16] 许艳. 低渗透油藏经济界限产量计算方法探讨[J]. 特种油气藏, 2003, 10(2): 56-57, 63.
- [17] 王滨. 新井边际产量计算模型及参数影响程度[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(1): 100-102.
- [18] 刘斌, 梁生朗. 注水油田 SEC 储量评估成本分类方法探讨[J]. 国际石油经济, 2015, 23(6): 73-79.
- [19] 尚明忠. 用 SEC 标准进行储量评估应注意的主要问题[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(1): 49-51.
- [20] 王树华, 魏萍. SEC 储量动态评估与分析[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(2): 93-94.

(编辑 谢 葵)