

海上高凝油油藏开发技术对策研究

尚宝兵,李俊飞,吴华晓,牟 媚,于法浩

(中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 塘沽 300452)

摘要:渤海 K 油田是典型的高凝油油藏,高效开发难度大。为此,对储层原油及储层敏感性进行了评价研究,并开展了相应的注采技术对策研究。注水工艺上,建立了注水井井筒温度场计算模型,优化了注水井的注水温度。采油工艺上,推荐油井采用隔热油管保温生产,通过提高产液温度防止井筒结蜡。研究结果表明,该油田储层水敏和酸敏较为严重;为防止注水引起的地层冷伤害,井口注水温度应不低于 60℃;为达到防蜡目的,油井隔热油管下深为 600~1 500 m。现场实施效果表明,油田投产后注水温度满足设计要求,注水水质稳定;油井井筒中未出现结蜡问题,生产稳定,充分发挥出了该油田的生产潜能,促进了海上油田的高效开发。

关键词:高凝油 油藏开发 储层敏感性 注水温度 隔热油管 防蜡

中图分类号:T122

文献标志码:A

Technical development measures of offshore high pour – point oilfield

SHANG Baobing, LI Junfei, WU Huaxiao, MU Mei, YU Fahao

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

Abstract: Bohai K Oilfield is a typical high pour – point oilfield, which is difficult to develop efficiently. Based on the characteristics of the oilfield, the sensitivity of crude oil and reservoir was evaluated. Corresponding measures of injection and production technologies were studied to improve the development effect. In the injection aspect, it was established a wellbore temperature field calculation model for water injection wells, and the temperature of injected water was optimized. In the production aspect, vacuum – insulated tubing was recommended for wax control through increasing temperature of production fluid. Research result showed that the formation is serious water and acid sensitivity. To prevent the formation cold damage, the temperature of injected water should not be less than 60 °C. The setting length of vacuum – insulated tubing is about 600 m to 1 500 m to control wax deposition. Field results indicated that after the oilfield putting into production, the temperature of injected water meets the design requirement. Non – wax problem occurred in wellbore is benefit to guarantee stable production. All of these measures promoted the high – efficient development of this oilfield.

Key words: high pour – point crude oil; reservoir development; formation sensitivity; temperature of injection water; vacuuminsulated tubing; wax control

高凝油油田原油含蜡量高、凝固点和析蜡点高,且对温度敏感,使得油田开发及采油工艺技术与常规油田具有较大差异^[1-2]。受环境因素限制以及平台空间制约,海上高凝油油田的高效开发更加困难。基于原油物性和地层物性特征,渤海 K 油田在投产阶段即研究确定了适宜的注采技术对策,为高效开发提供保障。

1 油田概况

渤海 K 油田位于渤海海域南部,整体为受东西向大型滑脱断裂控制的断块、半背斜构造,油藏埋深

2 000~2 200 m,目的层沙河街组沙三上段以辫状河三角洲沉积为主,为高孔、中高渗储层。油田原始地层温度约为 90℃,原油含蜡量 27%~29%,胶质沥青质含量 14%~15.5%,析蜡点 55℃,凝固点 35℃。具有含蜡量高、胶质沥青质含量高、凝固点和析蜡

收稿日期:2018-06-21。

第一作者简介:尚宝兵(1988—),工程师,从事采油工程设计、注水工艺设计等相关研究工作。E-mail:shangbb@cnooc.com.cn。

基金项目:“十三五”国家科技重大专项(2016ZX05058-003-019)。

点高的特征,是典型的高凝油油田,高效开发难度大。

2 储层物性评价

2.1 储层物性特征

渤海 K 油田储集层主要为沙河街组沙三上段。储层岩性以中细粒、中粗粒岩屑长石砂岩为主,储层矿物成分主要为石英、长石、岩屑。岩石孔隙发育,孔隙类型以原生粒间孔为主,连通性好,孔隙形态多为不规则形。储层具有高孔、中高渗的物性特征,平均孔隙度 29.1%,平均渗透率 $1.1177 \mu\text{m}^2$ 。粘土矿物以伊/蒙混层为主,其次为高岭石和绿泥石,多充填于粒间孔隙喉道处。

2.2 原油特性

通过吸附色谱法对本油田取得的 5 组油样进行分析,得到各组分含量(表 1)。测定 K2 油样的流变性(见图 1),可见本油田原油流变性对温度较为敏感,当温度高于析蜡点时为牛顿流体,温度对原油黏度影响较小。当温度低于析蜡点时,由于蜡晶析出的影响,原油逐渐转变为非牛顿流体,黏温曲线变化很大。

表 1 原油组分含量及特征温度

样品号	含蜡/%	胶质/%	沥青质/%	凝固点/℃
K1	29.22	10.98	6.20	38
K2	29.23	13.41	2.00	36
K3	29.22	12.77	2.14	36
K4	27.97	11.30	2.88	36
K5	28.20	12.23	3.17	39

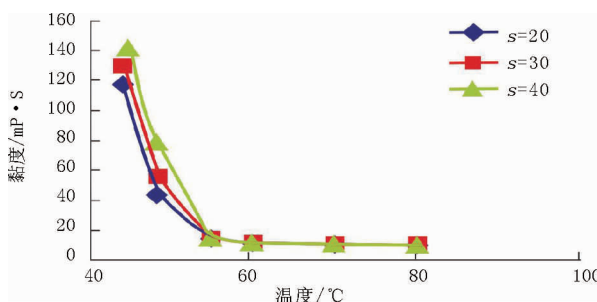


图 1 原油黏温曲线

2.3 储层敏感性评价

储层中含有高岭石、蒙脱石、伊利石等敏感性矿物,与外来流体易发生各种物理化学作用,导致生产能力或注入能力下降,即发生油气层损害。利用该油田的实际岩心,根据地层水样配置了模拟地层水,进行储层敏感性评价(见表 2)。

表 2 储层敏感性评价结果

评价内容	驱替介质	$K_i/10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_L/10^{-3} \mu\text{m}^2$	评价指标	评价结果
速敏	模拟地层水	1 560	546	临界流速为 7.82 m/d	中等偏强
水敏	模拟地层水、蒸馏水	600	132	水敏指数	强
盐敏	模拟地层水、蒸馏水	126	75	临界矿化度为 8 300 mg/L	中等偏弱
酸敏	KCl 溶液、土酸	128	10	酸敏损害率 92%	强

注: K_i 为初始渗透率, K_L 为岩样发生物理化学作用后的渗透率。

可以看出,该油田储层水敏和酸敏性较强,注水过程中易发生水敏损害,造成储层渗透率下降,需要合理控制注入水的矿化度。

3 注水温度优化研究

针对高凝油油藏,相关实验研究及开发实践表明,若注入水温度过低,注水井周围将形成冷水带,导致该区域内原油析蜡,堵塞喉道,造成油层冷伤害,使得注水表皮系数增大、注水压力升高,油田开发采收率降低^[3-7]。因此对于这类油藏,保证注水温度高于原油的析蜡点温度具有重要意义。

3.1 井筒总传热系数确定

井筒内流体向周围环境传热时,需要克服油管壁、环空、套管壁和水泥环等的热阻。这些不同导热介质产生的导热热阻之间相互串联,形成了井筒的

总传热系数^[8-10]。针对常见的海上油井井身结构,考虑空气段和海水段对井筒传热的影响,其井筒热阻组成如图 2 所示。

单位管长的总传热系数即为各串联热阻总热阻的倒数:

$$K_L = (R_{ti} + R_{tube} + R_{cas} + R_{cem} + R_6)^{-1} \left[\frac{1}{2\pi r_{ti} \alpha_{fi}} + \frac{\ln(r_{to}/r_{ti})}{2\pi \lambda_{tube}} + \frac{1}{2\pi r_{to} (h_e + h_r)} + \frac{\ln(r_{co}/r_{ci})}{2\pi \lambda_{cas}} + \frac{\ln(r_{ho}/r_{co})}{2\pi \lambda_{cem}} + R_6 \right] \quad (1)$$

式中, R_{ti} 为井筒流体与油管间的对流换热热阻, $(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})/\text{W}$; R_{tube} 为油管壁的导热热阻, $(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})/\text{W}$; R_{an} 为油套环空热阻, $(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})/\text{W}$; R_{cas} 为套管壁的导热热阻, $(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})/\text{W}$; R_{cem} 为水泥环的导热热阻, $(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})/\text{W}$; R_6 为环境导热热阻, $(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})/\text{W}$;

λ_{tube} 为油管壁导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$; λ_{cas} 为套管导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$; λ_{cem} 为水泥导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$; λ_e 为地层导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$; α_{fi} 为油管内壁对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$; α_{fo} 为隔水管外流体(空气或海水)对管壁的对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$; r_{ti} 为油管内径, m ; r_{to} 为油管外径, m ; r_{ci} 为套管内径, m ; r_{co} 为套管外径, m ; r_{ho} 为水泥环外缘外径, m 。

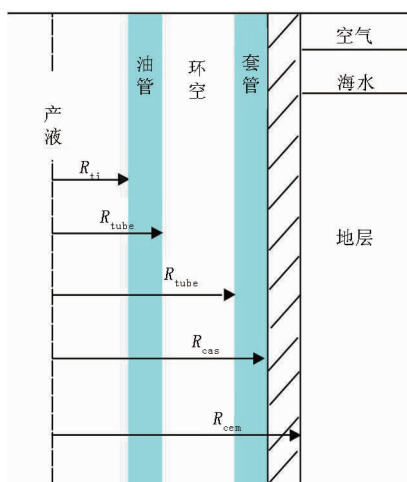


图2 海上油井井筒热阻构成

3.2 井筒温度场计算模型建立

为了简化复杂的井下情况,井筒温度场计算时作了如下假设:

- (1) 从井筒到水泥环的热量传递过程为一维稳定传热,水泥环外缘至地层为一维不稳定传热;
- (2) 井筒和地层中都只考虑径向传热,不考虑沿井深方向的传热;
- (3) 流体在油管中流动摩擦而产生的热量忽略不计。

根据能量守恒方程,可以得到井筒温度场分布的数学模型为:

$$K_L(T_e - T)dl - G_w g dl = WdT \quad (2)$$

式中: T 为井筒中产液的温度, $^\circ\text{C}$; T_e 为地层温度, $^\circ\text{C}$; T_o 为井底油藏中部温度, $^\circ\text{C}$; l 为井底至井中某一深度的垂直距离, m ; G_w 为水通过油管的质量流量, kg/s ; W 为水当量, $W = G_w C_w$, $\text{W}/^\circ\text{C}$; C_w 为水的比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; g 为重力加速度, m/s^2 。

根据以上数学模型,可计算得到满足生产要求的注入水温度。

3.3 注入水温度优化

以 55°C (原油析蜡点温度) 作为注入水到达井底的温度要求,利用建立的注水井井筒温度场计算模型,以该油田 A7 注水井为例进行了计算。该井斜

深 2 070 m,日均注水量 $200 \text{ m}^3/\text{d}$ 。在不同的井口注水温度下,注入水达到井底的温度变化如图 3 所示。

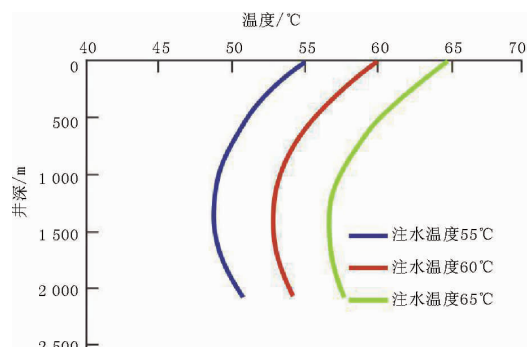


图3 注水温度敏感性分析

注入水温度高于井筒环境温度,进入井筒后温度逐渐降低。随着井深增加,环境温度不断升高,注入水温度又随之呈现升高的趋势。通过理论计算,当井口的注水温度控制在 60°C 以上时,可保证注入水到达井底后其温度不低于原油的析蜡点,避免地层冷伤害。

4 隔热油管防蜡优化研究

本油田采用普通油管生产时,产液温度低于原油析蜡点,井筒存在结蜡风险。为防止井筒结蜡,研究应用了隔热油管防蜡技术,通过减少油井产液在井筒中的热损失,提高产液温度,达到防蜡目的(见图 4)。

与普通油管相比,隔热油管的导热系数更低,目前常用的 E 级隔热油管的导热系数低至 $0.002 \sim 0.006 \text{ W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$ [11-12]。在本油田,采用 $114 \text{ mm} \times 76 \text{ mm}$ 的 E 级隔热油管条件下,通过本文所建立的井筒温度场计算模型,以 A1 井为例优化了隔热油管下深。针对该井,当从井口下入 1 400 m 的隔热油管后,可保证产液温度高于原油的析蜡点温度,达到防蜡的目的。通过此方法,优化设计该油田各油井隔热油管下深为 600 ~ 1 500 m。

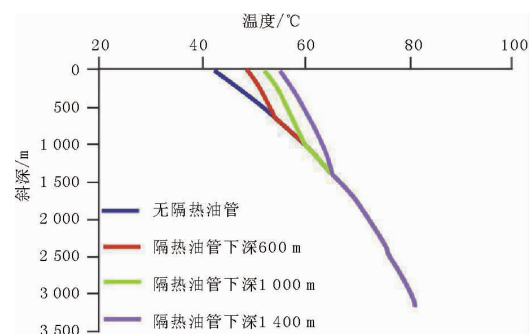


图4 不同隔热油管下深时的井口温度

5 开发效果评价

目前,K 油田共有生产井 13 口,注水井 7 口。根据以上研究成果,在注水工艺上实施了提高注入水温度、严控注入水水质的措施,尽量减小由于注水引起的储层伤害。油田投产后,注水井的井口温度基本维持在 60℃ 以上;注水水质较为稳定,实际注水量满足配注要求,地层能量得到有效补充(见图 5-7)。

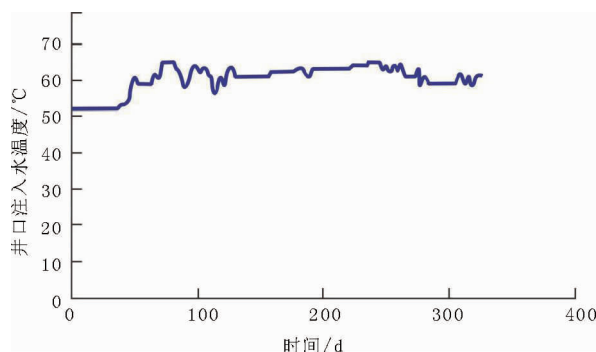


图 5 注水井的井口注水温度统计

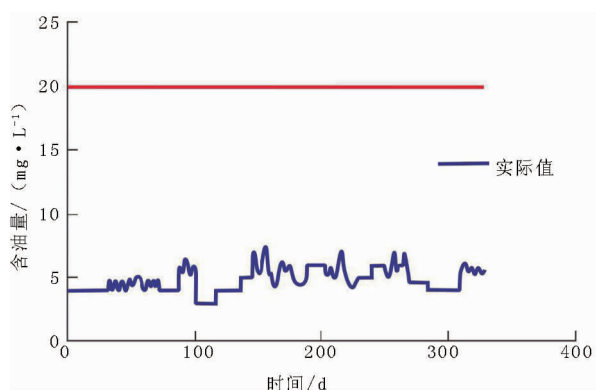


图 6 注入水中含油量变化

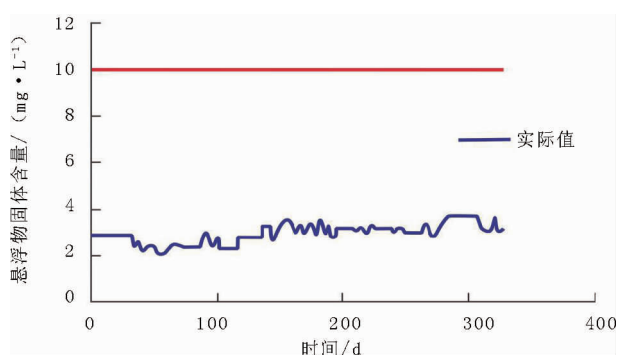


图 7 注入水中悬浮物固体含量变化

在采油工艺上,通过采用隔热油管保温生产来提高产液温度,防止井筒结蜡。生产稳定时油井井口温度基本维持在 57℃ 以上,井筒中未出现结蜡问题,有效达到了防蜡目的(见图 8)。

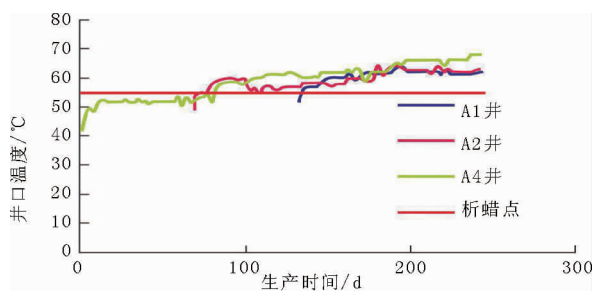


图 8 部分油井实际产液温度

4 结论与建议

(1) K 油田原油含蜡量高,属于典型的高凝油油藏,储层具有较强的水敏和酸敏性,注水开发过程中易引起水敏堵塞、地层冷伤害等问题。

(2) 建立了注水井井筒温度场计算模型,指导优化了注水井的注水温度,有效防止了由于注水引起的地层冷伤害。油田投产后注水水质稳定,注水量满足需求。

(3) 通过采用隔热油管保温生产提高了油井产液温度,有效避免井筒结蜡,保证了油井的平稳生产,促进了油田的高效开发。

参考文献:

- [1] 郑爱玲,刘德华. 涪洲 W 断块高凝油油藏开发对策[J]. 特种油气藏,2015,22(2):123-125.
- [2] 敬加强,杨莉,秦文婷,等. 含蜡原油结构形成机理研究[J]. 西南石油学院学报,2003,25(6):49-52.
- [3] 刘海庆,姚传进,蒋宝云,等. 低渗高凝油藏堵塞机理及解堵增产技术研究[J]. 特种油气藏,2010,17(6):103-106.
- [4] 廖长霖,吴向红,王喻雄,等. 南苏丹高凝油油藏冷伤害机理研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2016,31(4):64-67.
- [5] 田乃林,冯积累. 早期注冷水开发对高含蜡高凝固点油藏的冷伤害[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),1997,21(1):42-45.
- [6] 刘慧卿,毕国强. 北小湖油田油层冷伤害实验研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2001,25(5):45-47.
- [7] 高明,宋考平,吴家文. 高凝油油藏注水开发方式研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2010,32(2):93-96.
- [8] 邓惠,杨胜来,康铭辉,等. 高凝油常规冷采时井筒温度分布分析[J]. 特种油气藏,2008,15(5):91-93.
- [9] 管虹翔,李成见,李萍,等. 隔热油管技术应用于海上稠油常规生产井数值模拟分析[J]. 中国海上油气,2008,20(4):257-260.
- [10] 姚传进,雷光伦,蒋宝云,等. 高凝油井筒温度场计算及流态转变分析[J]. 石油钻采工艺,2011,33(3):42-46.
- [11] 周赵川,王辉,代向辉,等. 海上采油井温度计算及隔热管柱优化设计[J]. 石油机械,2014,42(4):43-48.
- [12] 姚为英. 高凝油油藏注普通冷水开采的可行性[J]. 大庆石油学院学报,2007,31(4):41-43.

(编辑 韩 枫)