

适用于渤海油田的原油黏度预测方法

张际久, 张贵斌, 贾彩霞

(中海油田服务股份有限公司油田技术事业部, 天津 300459)

摘要:黏度是原油最重要的物性参数之一, 目前常用的原油黏度预测关系式多为国外学者根据国外原油样品实验分析数据拟合得到, 在渤海油田实际应用中发现其预测结果有很大的偏差。依据渤海油田 25 个地面取样、16 个井下取样的原油黏度分析数据, 对现有的原油黏度预测关系式进行了改进, 得到了更准确的适用于渤海油田的原油黏度预测方法。这对于处于勘探和开发初期、缺少地层流体取样或取样数量不足的油田具有重要意义。

关键词:原油黏度; 经验关系式; 脱气原油; 饱和原油; 渤海油田

中图分类号:TE311 **文献标志码:**A

Crude oil viscosity prediction method for Bohai Oilfield

ZHANG Jijiu, ZHANG Guibin, JIA Caixia

(China Oilfield Services Limited Well-Tech, Tianjin 300459, China)

Abstract: One of the most important physical characteristics of crude oil is its viscosity. The majority of the current in-use equations for predicting crude oil viscosity are obtained by foreign scholars who fitted experimental data from foreign crude oil samples. It is discovered that the forecast results show significant deviation in the Bohai Oilfield's actual application. The current crude oil viscosity prediction equation is improved, and a more precise crude oil viscosity prediction method suitable for Bohai Oilfield is obtained, based on the crude oil viscosity analysis data of 25 surface samples and 16 downhole samples in the Bohai Oilfield. This has great significance for oilfields that are in the early stage of exploration and development and don't have enough or any sampling of formation fluids.

Key words: crude oil viscosity; empirical equation; dead oil; saturated oil; Bohai Oilfield

原油的黏度受较多因素的影响, 既与原油本身的性质及溶解气量的多少有关, 也与原油所处的环境(温度、压力)相关^[1-4], 准确的地层原油黏度参数一般须通过井下流体取样和高压物性实验分析才能获得, 其周期较长, 费用也较高。另外, 高压物性实验一般只提供油藏温度下对应不同压力的原油黏度, 如果需要确定其他温度下的原油黏度则较为困难。

相比之下, 原油黏度预测关系式根据地面原油密度和溶解气油比, 即可以推算任意温度和压力下的原油黏度^[5-7], 且几乎不需要花费任何时间和成本, 具有显著优势。

采用经验关系式预测原油黏度的关键在于计算精度能满足工程使用要求^[8-9]。目前常用的经验关系式多为国外学者根据国外原油样品黏度数据分析得到^[10-16], 采用这些经验关系式计算的渤海油田原油黏度值与实测黏度值存在较大的偏差, 因此

需要对预测关系式进行改进。

1 常用经验关系式及误差分析

通过经验关系式预测原油黏度分为三步: ①预测某一温度下脱气原油黏度, 涉及地面原油密度和温度两个参数。②预测饱和气的原油黏度, 涉及的参数为溶解气油比。③考虑压力的影响, 预测某一压力下的原油黏度。本文首先分析目前常用的经验关系式对于渤海油田的适用性。

1.1 脱气原油黏度预测

(1) Beal 关系式, 由 753 个温度在 37.8℃ 以上的脱气原油黏度数据归纳得到^[10]:

收稿日期: 2022-02-22; 改回日期: 2022-05-06。

第一作者简介: 张际久(1988—)工程师, 主要从事油气藏流体和生产测井方面的研究。E-mail: zhangjj50@cosl.com.cn。

基金项目: 国家重大科技专项(2016ZX05058002-005)。

$$\mu_{od} = \left(0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{(141.5/\gamma_o - 131.5)^{4.53}} \right) \left(\frac{360}{1.8T + 232} \right)^{a_1}$$

(1)

其中 a_1 为中间参数:

$$a_1 = 10^{0.43 + 8.33\gamma_o / (141.5 - 131.5\gamma_o)}$$

式中:

μ_{od} 为预测的脱气原油黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; γ_o 为地面原油相对密度, 无量纲; T 为地层温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

(2) Beggs-Robinson 关系式, 根据美国岩心公司 460 个脱气原油黏度数据建立^[11,17]:

$$\mu_{od} = 10^{a_2 - 1}$$

(2)

其中 a_2 为中间参数:

$$a_2 = 10^{5.6926 - 2.8625/\gamma_o} (1.8T + 32)^{-1.163}$$

(3) Glaso 关系式, 根据 26 个样品的脱气原油黏度数据建立^[12-13]:

$$\mu_{od} = 3.141 \times 10^{10} (1.8T + 32)^{-3.444} [\lg(141.5/\gamma_o - 131.5)]^{a_3}$$

(3)

其中 a_3 为中间参数:

$$a_3 = 10.313 \lg(1.8T + 32) - 36.447$$

采用这三个经验关系式计算渤海油田 25 个地面取样和 16 个井下取样(地面原油相对密度 0.833 4 ~ 0.950 3, 温度 50 ~ 117.6 $^{\circ}\text{C}$)的脱气原油黏度, 发现预测结果与测量结果相比存在较大偏差。为了定量

表征各个经验关系式的预测结果偏差, 引入标准差的定义:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\mu_{oi} - \bar{\mu}_{oi})^2}{n}}$$

(4)

式中: σ 为数据样本预测黏度与实测黏度的标准差, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; n 为样本数据个数, 自然数; μ_{oi} 为第 i 个数据点的预测黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; $\bar{\mu}_{oi}$ 为第 i 个数据点的实测黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

三个经验关系式对于渤海油田脱气原油黏度的预测结果偏差分析详见图 1 和表 1。

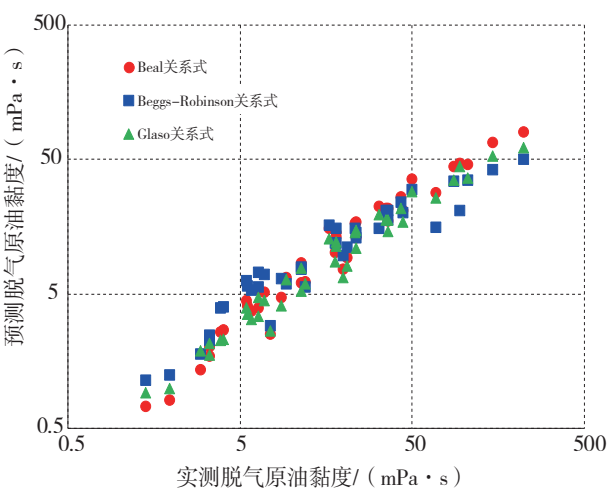


图1 渤海油田脱气原油黏度预测误差

表1 各经验关系式预测渤海油田原油黏度误差

脱气原油黏度预测			饱和原油黏度预测			未饱和原油黏度预测		
关系式	平均误差	标准差/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	关系式	平均误差	标准差/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	关系式	平均误差	标准差/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)
Beal	-40.4%	34.9	Beggs-Robinson	-22.9%	4.2	Beal	-3.1%	1.2
Beggs-Robinson	-34.8%	30.5	Chew-Connally	38.0%	7.4	Vasquez-Beggs	-0.1%	0.5
Glaso	-46.8%	37.8	Khan	-39.8%	12.6	Khan	-2.4%	0.7
改进关系式	1.4%	6.7	改进关系式	0.9%	1.4			

1.2 饱和原油黏度预测

(1) Beggs-Robinson 关系式, 根据 2 073 个饱和原油黏度数据建立^[11], 适用的范围: 压力 0.9 ~ 36.3 MPa, 温度 21.1 ~ 146.1 $^{\circ}\text{C}$, 地面原油相对密度 0.746 7 ~ 0.959 3, 溶解气油比 3.56 ~ 368.65 m^3/m^3 。

$$\mu_{ob} = a_1 (\mu_{od})^{b_1}$$

(5)

其中 a_1 、 b_1 为中间参数:

$$a_1 = 10.715 \times (5.615R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b_1 = 5.44 \times (5.615R_s + 150)^{-0.338}$$

式中: μ_{ob} 为预测的饱和气原油黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; R_s

为饱和原油的溶解气油比, m^3/m^3 。

(2) Chew-Connally 关系式^[14]:

$$\mu_{ob} = 10^{a_2} (\mu_{od})^{b_2}$$

(6)

其中 a_2 、 b_2 为中间参数:

$$a_2 = R_s (1.2353 \times 10^{-6} R_s - 7.4 \times 10^{-4})$$

$$b_2 = \frac{0.68}{10^{0.000484R_s}} + \frac{0.25}{10^{0.00618R_s}} + \frac{0.062}{10^{0.021R_s}}$$

(3) Khan 关系式^[15], 根据沙特阿拉伯 62 个油田 75 个井底取样分析的 1 841 个饱和原油黏度数据建立, 适用的范围: 压力 0.7 ~ 29.8 MPa, 温度 23.9 ~

115.6 ℃,地面原油相对密度 0.803 5 ~ 0.970 5,溶解气油比 4.27 ~ 338.56 m³/m³。饱和压力下的原油黏度为:

$$\mu_{ob}(P_b) = \frac{0.09\gamma_g^{0.5}}{(5.615Rs)^{1/3} \left(\frac{1.8T + 492}{460} \right)^{4.5} (1 - \gamma_o)^3} \quad (7)$$

当压力低于饱和压力($P < P_b$)时,溶解气析出,此时原油仍为饱和原油,计算其黏度的公式为:

$$\mu_{ob}(P) = \mu_{ob}(P_b) \left(\frac{P}{P_b} \right)^{-0.14} e^{-0.03625(P - P_b)} \quad (8)$$

式中: P_b 为原油饱和压力,MPa; P 为地层压力,MPa; γ_g 为溶解气相对密度,无量纲。

采用这3个经验公式计算渤海油田16个井下取样的66个饱和原油黏度数据点(溶解气油比 6.8 ~ 172.9 m³/m³),发现预测结果与实测结果相比普遍存在较大误差,误差分析详见图2和表1。

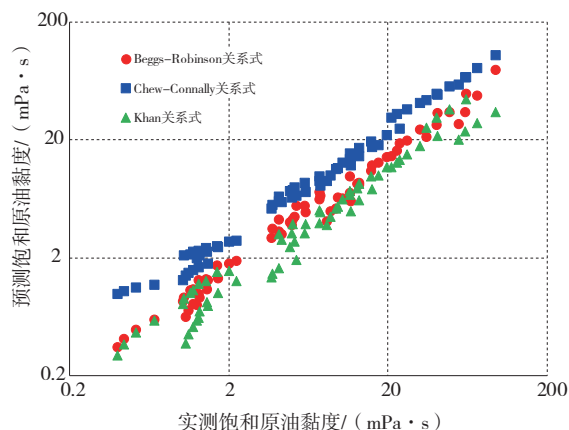


图2 渤海油田饱和原油黏度预测误差

1.3 未饱和原油黏度预测

当压力高于饱和压力($P > P_b$)时,继续增大压力,原油被压缩,但溶解气不再增加,此时的原油为未饱和原油,常用的预测未饱和原油黏度的经验关系式有:

(1)Beal关系式^[10],根据26个样品的52个未饱和原油黏度数据得出:

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.145(P - P_b)(0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56}) \quad (9)$$

式中: μ_o 为预测的未饱和原油黏度,mPa·s。

(2)Vasquez-Beggs关系式^[16],根据3 593个未饱和原油黏度数据得出:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^a \quad (10)$$

其中 a 为中间参数:

$$a = 0.00956P^{1.187} \times 10^{-0.005655P}$$

(3)Khan关系式^[15],根据沙特阿拉伯油田群1 503个未饱和原油黏度数据建立:

$$\mu_o = \mu_{ob} e^{0.01392(P - P_b)} \quad (11)$$

采用这三个经验公式计算渤海油田16个井下取样的72个未饱和原油黏度数据点,发现计算结果精度均较高,其中Vasquez-Beggs关系式预测结果精度最高,误差分析详见图3和表1。

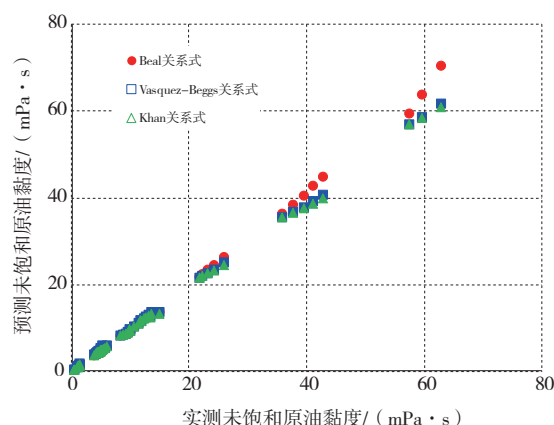


图3 渤海油田未饱和原油黏度预测误差

2 原油黏度经验关系式的改进

通过前面的分析可知,采用现有经验关系式预测渤海油田脱气原油黏度和饱和原油黏度误差较大,因此需要做一些改进。

2.1 脱气原油黏度预测改进

由表1可知,现有经验关系式中,Beggs-Robinson关系式对于渤海油田脱气原油黏度的预测结果平均误差和标准差相对较低,因此选择在Beggs-Robinson关系式的基础上重新拟合系数。公式(2)可以改写成:

$$\lg[\lg(\mu_{od} + 1)] = c_1 - c_2/\gamma_o - c_3 \lg(1.8T + 32) \quad (12)$$

确定方程(12)中的3个未知系数需要使用非线性最小二乘法,本文以标准差最小为原则来确定系数。通过搜索算法^[18-20]确定的最优系数组合为 $c_1=5.7789$, $c_2=3.6982$, $c_3=0.73$,拟合结果详见图4和表1。即适用于渤海油田的脱气原油黏度预测关系式为:

$$\mu_{od} = 10^c - 1 \quad (13)$$

其中 c 为中间参数:

$$c = 10^{5.7789 - 3.6982/\gamma_o (1.8T + 32)^{-0.73}}$$

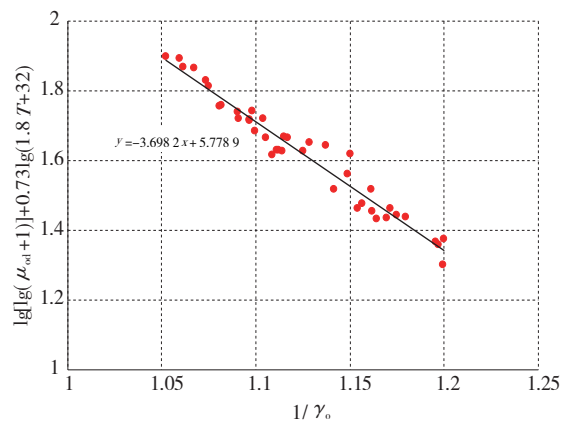


图4 脱气原油黏度预测关系式系数拟合

2.2 饱和原油黏度预测改进

由表1可知,现有经验关系式中,Beggs-Robinson关系式对于渤海油田饱和原油黏度的预测结果平均误差和标准差相对较低,因此选择在Beggs-Robinson关系式的基础上重新拟合系数。公式(5)可以改写成:

lg(μob)=lg a1+ b1 lg(μod) (14)

其中:

a1= c1(Rs+ c2)−c3

b1= c4(Rs+ c5)−c6

同样以标准差最小为原则,确定的系数最优组

合为 c1=3.163 2, c2=3, c3=0.448, c4=0.87, c5=0, c6=0, 拟合结果详见图5和表1。即适用于渤海油田的饱和原油黏度预测关系式为:

μob= 3.1632(Rs+ 3)−0.448 (μod)0.87 (15)

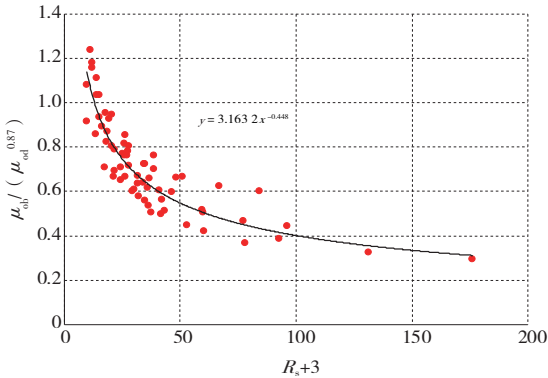


图5 饱和原油黏度预测关系式系数拟合

2.3 改进关系式结果验证

通过前面的分析和拟合,适用于渤海油田的脱气原油黏度、饱和原油黏度、未饱和原油黏度预测经验关系式分别为式(13)、式(15)、式(10)。

选取渤海油田5口井,计算其地层原油黏度分别为 10.57 mPa·s、19.72 mPa·s、2.59 mPa·s、0.72 mPa·s、4.61 mPa·s,与实测地层原油黏度的误差均在15%以内,详见表2。

表2 改进关系式原油黏度预测结果

井号	地面原油 相对密度	地层温 度/℃	气油比/ (m ³ ·m ⁻³)	地层压 力/MPa	测量地层原油 黏度/(mPa·s)	计算脱气原油 黏度/(mPa·s)	计算饱和原油 黏度/(mPa·s)	计算地层原油 黏度/(mPa·s)	相对 误差
B1	0.916 9	62.3	44.0	14.92	9.38	29.05	10.57	10.57	12.7%
B3	0.931 9	61.6	34.6	14.28	20.40	52.35	19.49	19.72	-3.3%
K3	0.875 0	74.4	52.0	14.63	2.82	6.16	2.55	2.59	-8.2%
K5	0.836 0	97.0	107.0	20.54	0.78	1.90	0.67	0.72	-7.7%
Q1	0.884 5	72.1	28.9	14.93	4.99	8.26	4.21	4.61	-7.6%

3 结论

(1)目前常用的原油黏度预测关系式应用于渤海油田,对于脱气原油黏度和饱和原油黏度预测结果均存在较大偏差。

(2)根据渤海油田25个地面取样、16个井下取样分析的共计179个黏度数据点进行拟合回归,得到了适用于渤海油田的原油黏度预测关系式。

(3)通过5口井的数据验证,改进关系式预测地层原油黏度误差均在15%以内。

参考文献:

[1] 徐阿林,王如义.地层原油粘度的研究[J].大庆石油地质与开发,1986,5(3):52-56.

[2] 成福田,马雪娟,徐文涛,等.地层原油粘度影响因素研究[J].应用化工,2014(S2):9-11,16.

[3] 施亚洲,解婷,傅英.渤海稠油油田地层原油粘度计算新方法[J].复杂油气藏,2014,7(2):54-56.

[4] 别梦君,刘杰,刘斌,等.复杂油田地层原油粘度确定新方法[J].新疆石油天然气,2020,16(3):42-45,3.

[5] 康志勇.地层原油粘度计算方法[J].石油地质与工程,2009,23(4):88-89.

- [6] 韩卓明. 确定稠油油藏地层原油粘度的方法[J]. 石油勘探与开发, 1988(1): 56-60.
- [7] 苏继红, 易斌, 史继忠. 确定地层原油粘度的经验方法[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(5): 53-55.
- [8] 周庆军, 张甲清, 马华丽. 原油高压物性参数计算方法及对比[J]. 油气井测试, 2003, 12(2): 31-34.
- [9] 张义堂, 王星, 于立君, 等. 动态分析法在地层原油粘度评价上的应用[J]. 中国海上油气. 地质, 2003(4): 34-36.
- [10] BEAL C. The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperatures and pressures[J]. Transactions of the AIME, 1946, 165(1): 94-115.
- [11] BEGGS H D, ROBINSON J R. Estimating the viscosity of crude oil systems[J]. Journal of Petroleum Technology, 1975, 27(9): 1140-1141.
- [12] GLASO O. Generalized pressure-volume-temperature correlations[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32(5): 785-795.
- [13] SUTTON R P, FARSHAD F F. Evaluation of empirically derived PVT properties for gulf of Mexico crude oils[J]. SPE Reservoir Engineering, 1984, 5(1): 79-86.
- [14] CHEW J N, CONNALLY C A. A viscosity correlation for gas-saturated crude oils[J]. Transactions of the AIME, 1959, 216(1): 23-25.
- [15] KHAN S A, AL-MARHOUN A, DUFFUAA S O, et al. Viscosity correlation for Saudi Arabian crude oils[C]. The Middle East Oil Show. Bahrain: SPE, 1987: SPE-15720-MS.
- [16] VASQUEZ M, BEGGS H D. Correlations for fluid physical property prediction[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 3(6): 968-970.
- [17] 董长银, 张宗元, 张琪. 脱气原油粘度计算的校正方法及对比分析[J]. 石油钻探技术, 2005(1): 52-54.
- [18] 方开泰. 实用多元统计分析[M]. 上海: 华东师范大学出版社, 1989.
- [19] 唐守正. 多元统计分析法[M]. 北京: 中国林业出版社, 1986.
- [20] 陈忠, 黄惠. 求解非线性最小二乘问题的迭代法[J]. 武汉大学学报(理学版), 2003, 49(1): 14-16.

(编辑 韩 枫)

(上接第 77 页)

- 注采井距确定方法[J]. 东北石油大学学报, 2012, 36(4): 45-48, 115.
- [10] 汪全林, 廖新武, 赵秀娟, 等. 低渗油藏水平井注水合理井距研究[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(6): 727-729.
- [11] 何更生, 唐海. 油层物理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- [12] 刘鹏, 徐刚, 陈毅, 等. 渤海低渗透储层水平井分段压裂实践与认识[J]. 天然气与石油, 2018, 36(4): 58-63.
- [13] 黄鑫, 董秀成, 肖春跃, 等. 非常规油气勘探开发现状及发展前景[J]. 天然气与石油, 2012, 30(6): 38-41.
- [14] 窦宏恩, 杨旸. 低渗透油藏流体渗流再认识[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 633-640.
- [15] 李志明, 杨磊, 张金庆, 等. 海上低渗透油田特点及开发策略探讨[J]. 山东国土资源, 2011, 27(4): 18-21, 25.
- [16] 曾祥林, 梁丹, 孙福街. 海上低渗透油田开发特征及开发技术对策[J]. 特种油气藏, 2011, 18(2): 66-68.
- [17] WESTERMARK R V, ROBINOWITZ S, WEYLAND H V. Horizontal waterflooding increases injectivity and accelerates recovery[J]. World Oil, 2004, 225(3): 81-82.
- [18] SWANSON B F. Visualizing pores and non-wetting phase in porous rocks[J]. JPT, 1979, 31(1): 10-18.
- [19] 李中锋, 何顺利. 低渗透储层非达西渗流机理探讨[J]. 特种油气藏, 2005, 12(2): 35-38.
- [20] 谢丽沙, 胡勇, 何逸凡, 等. 考虑裂缝导流能力时效的海上压裂井产能研究[J]. 天然气与石油, 2016, 34(5): 50-55.

(编辑 谢 葵)

陈371区块稠油冷热交替吞吐方式与注入参数优化

邵现振¹, 冯彪², 李月胜¹, 孟红霞², 田云霞¹, 任凤国¹

(1. 中国石化胜利油田分公司河口采油厂, 山东 东营 257200; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580)

摘要: 陈371区块稠油多轮次蒸汽吞吐后注汽效率下降、含水快速增加, 试验冷热采交替吞吐工艺效果明显, 但致效机理不明确。为此, 利用油藏数值模拟方法, 研究了油井在不同周期下的冷热采交替的生产效果, 综合考虑周期产油量和经济效益, 确定了高液高含水、中低含水和低产低液3种生产井况下的油井冷热采交替最佳时机, 优化了冷热采交替吞吐方式及关键的注入参数。经21口井的应用, 平均单井日产油4.9 t, 周期产油量677.8 t, 取得较好的效果。研究成果对提高稠油油藏冷热采交替吞吐开发效果具有重要的意义。

关键词: 稠油油藏; 数值模拟; 冷热采交替; 参数优化; 水平井

中图分类号: TE345 **文献标志码:** A

Optimization of cold alternating hot stimulation modes and injection parameters for heavy oil in Chen 371 Block

SHAO Xianzhen¹, FENG Biao², LI Yuesheng¹, MENG Hongxia², TIAN Yunxia¹, REN Fengguo¹

(1. Hekou Oil Production Plant of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257200, China; 2. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

Abstract: The steam injection effectiveness dropped and the water content rapidly increased after multiple rounds of steam huff and puff for heavy oil in the Chen 371 block. Although the effect of the cold alternating hot huff and puff process is obvious, the mechanism involves in it is unclear. Therefore, under comprehensive consideration of cycle oil production and economic benefits, the production effect of cold alternating hot production of oil wells in different cycles is investigated using the reservoir numerical simulation method. Under three different production well conditions—high-liquid and high water-cut, medium and low water-cut, and low production and low liquid, the optimal timing of cold alternating hot production of oil wells is recognized, and the mode and key injection parameters of cold alternating hot huff and puff production are optimized. After the application of 21 wells, the average daily oil production of a single well is 4.9 t, and the periodic oil production is 677.8 t, which has achieved good results. The research results are of great significance for improving the development effect of cold alternating hot huff and puff production in heavy oil reservoirs.

Key words: heavy oil reservoir; numerical simulation; cold alternating hot production; parameter optimization; horizontal well

陈371区块探明含油面积5.31 km², 地质储量500×10⁴ t, 含油层系为新近系的馆下段, 油藏顶面埋深1 190~1 250 m, 平均砂层厚度4 m, 平均孔隙度25%~35%, 平均渗透率1~4 μm², 地面脱气原油黏度为13 392~38 166 mPa·s, 属于高孔高渗特稠油油藏, 边底水复杂。该区块以蒸汽吞吐开发为主, 多轮次蒸汽吞吐后, 注汽效率下降^[1], 套损比例上升, 含水快速增加, 低产低效井增多, 开采效益递减明显。

目前, 为提高稠油开发效果, 国内外研究应用了蒸汽吞吐后转热水驱^[2]、蒸汽吞吐后转蒸汽驱^[3-4]、蒸汽-氮气复合吞吐^[5]、蒸汽-二氧化碳复合

驱^[6-7]以及稠油化学降黏冷采吞吐^[8]等方式, 均取得了良好效益。

因此, 为充分利用热采周期末地层温度场, 延长生产周期、提高周期产油量, 基于“热采+冷采”大周期的概念, 利用油藏数值模拟技术, 开展了稠油冷热交替吞吐方式与注入参数优化研究, 为陈371区块的高效开发提供了有效的接替开发技术与方

收稿日期: 2022-03-31; 改回日期: 2022-05-20。

第一作者简介: 邵现振(1983—), 高级工程师, 从事采油工程研究。E-mail: shaoxianzhen.slyt@sinopec.com。

基金项目: 中国石化胜利油田分公司项目(30200007-20-ZC0613-0019)

法,提高了开采效益。

1 模型建立及历史拟合

1.1 基础数据

油藏参数的选取:初始含油饱和度为55%,孔隙度为32%,有效厚度4 m,黏温曲线如图1所示,相渗曲线如图2所示。

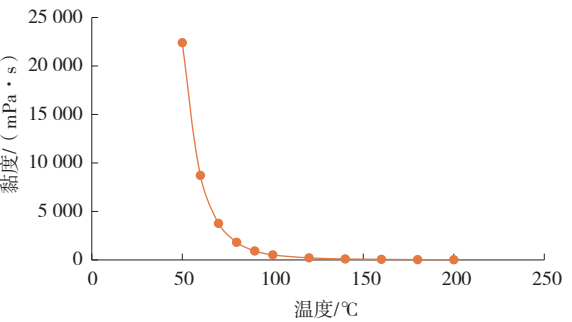


图1 黏温曲线

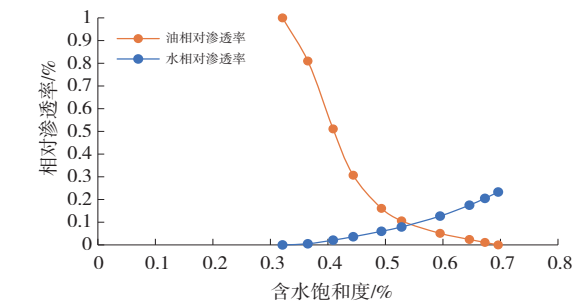


图2 相渗曲线

根据研究区块特点选择陈371-平53井、陈371-平14井和陈371-平27为代表的高液高含水、中低含水和低产低液3种生产井况,利用CMG软件,采用直角坐标系划分为 $xyz=40\times 21\times 4=3\,360$ 个网格,其中 x 方向步长为5 m, y 方向步长根据离井的距离分别设置为2~10 m, z 方向上步长为4 m(如图3所示),考虑储层以外底层的热量散失。

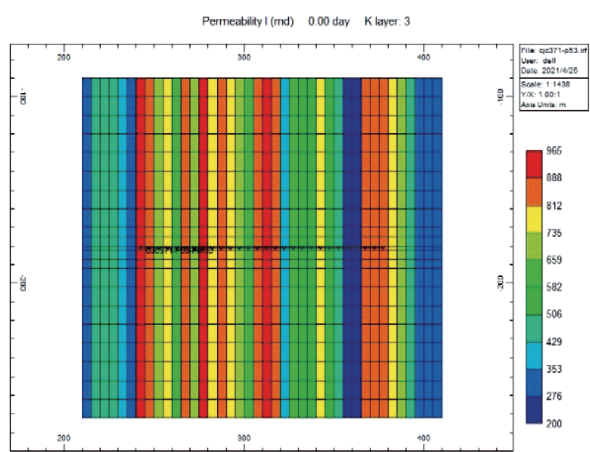


图3 非均质模型

1.2 历史拟合

对单井的累积产液量、产油量以及日产液和日产油量等历史拟合。从结果可以看出(见表1、如图4所示),拟合误差最大值为6.88%,平均拟合误差为2.94%,拟合精度比较高。

表1 单井产量拟合

井号	累产液/10 ⁴ t		累产油/10 ⁴ t		相对误差/%	
	实际	模拟	实际	模拟	累产液	累产油
平53	14.86	14.69	1.55	1.53	1.16	1.37
平14	10.80	10.59	1.77	1.65	1.97	6.88
平27	7.16	7.01	0.87	0.83	2.12	4.16

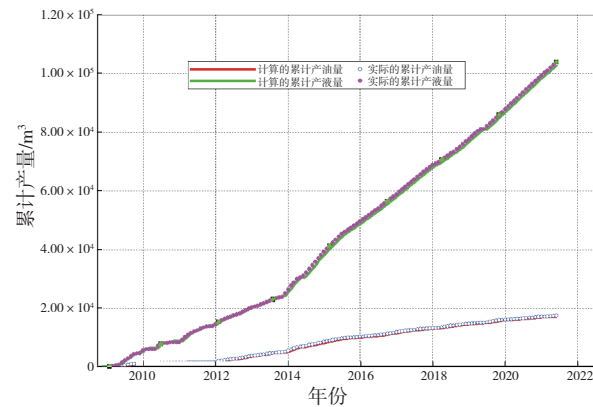


图4 累计产量拟合曲线

2 冷热采交替最佳时机

冷热采交替最佳时机计算条件见表2。

表2 冷热交替吞吐时机优化的计算条件

热采参数		冷采参数	
第1周期蒸汽注入量	2 200 t	第1周期降黏剂溶液注入量	600 t
井口温度	340 ℃	降黏剂质量分数	2.5%
井底干度	40%	二氧化碳注入量(低液)	100 t
焖井时间	7 d	堵剂溶液注入量(高含水)	200 t
逐周期蒸汽增加比例	5%	降黏剂逐周期增加比	10%

2.1 热采转冷采时机优化

3种生产井况的数值模拟结果如图5、图6、图7所示。

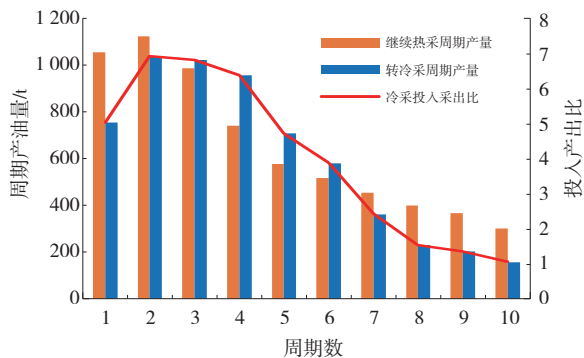


图5 高液高含水油井热采转冷采生产效果曲线

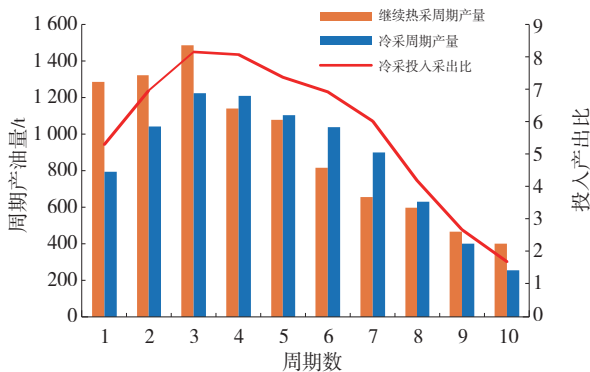


图6 中低含水油井热采转冷采生产效果曲线

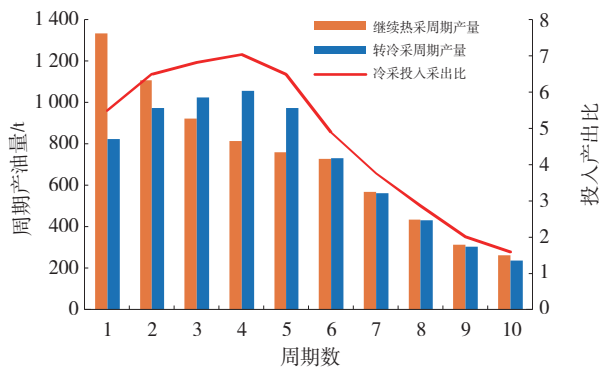


图7 低产低液油井热采转冷采生产效果曲线

综合考虑周期产油量和经济效益可以看出,高液高含水油井在第4周期转冷采效果和效益最佳;中低含水油井在第6周期转冷采效果和效益最佳;低产低液油井在第3周期转冷采效果和效益最佳。

2.2 冷采转热采时机优化

3种生产井况的数值模拟结果如图8、图9、图10所示。

综合考虑周期产油量和经济效益可以看出,高液高含水油井在第3周期转热采效果和效益最佳;

中低含水油井在第4周期转热采效果和效益最佳;低产低液油井在第2周期转热采效果和效益最佳。

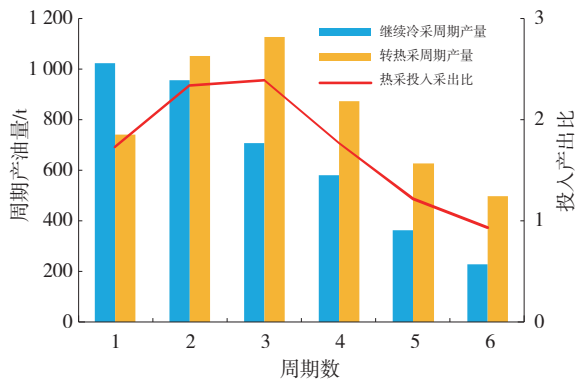


图8 高液高含水油井冷采转热采生产效果曲线

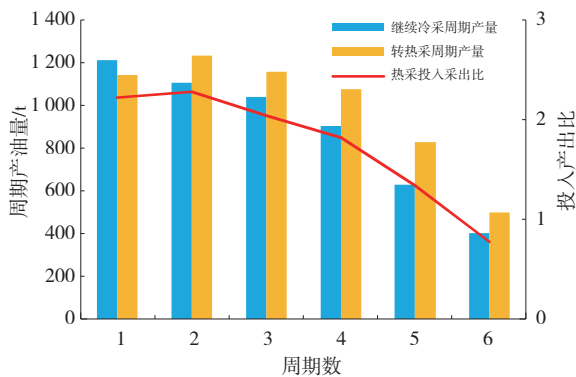


图9 中低含水油井冷采转热采生产效果曲线

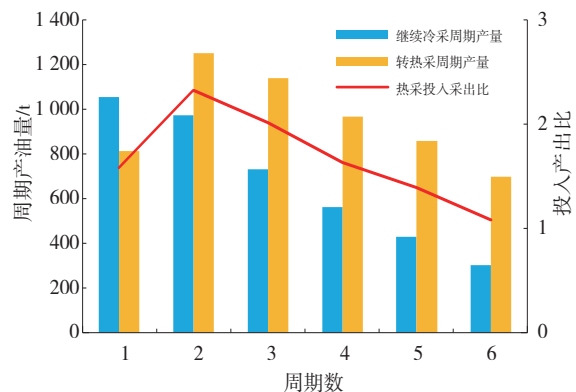


图10 低产低液油井冷采转热采生产效果曲线

3 冷热采交替工艺参数优化

3.1 热采阶段注入参数优化

以高液高含水井为例,进行注入参数优化设计。

注汽强度对生产效果影响如图11所示。可以看出,周期净产油量随着注汽强度增加而增加,增加幅度在减少,注汽强度14 t/m时,增油增注比达到最高,因此,周期注汽强度最优值为14 t/m。

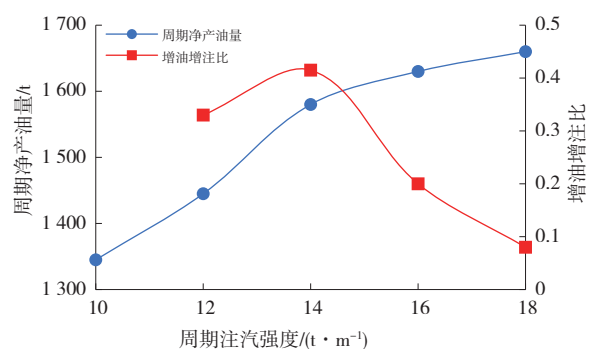


图11 不同周期注汽强度的生产效果曲线

不同注汽速度对生产效果影响如图12所示。可以看出,注汽速度越快热损越小,生产效果越好^[9]。鉴于亚临界注汽锅炉的额定压力为21 MPa,为安全起见一般不超过18 MPa,旧锅炉还应适当降低压力,而陈371区块油井注汽速度达到12 t/h时,现场注汽压力已接近16 MPa左右,建议最佳注汽速度为12 t/h。

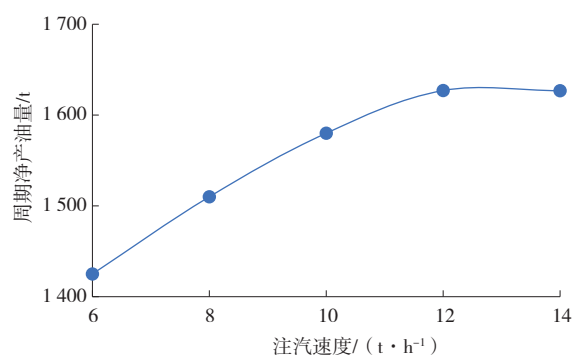


图12 不同注汽速度的生产效果曲线

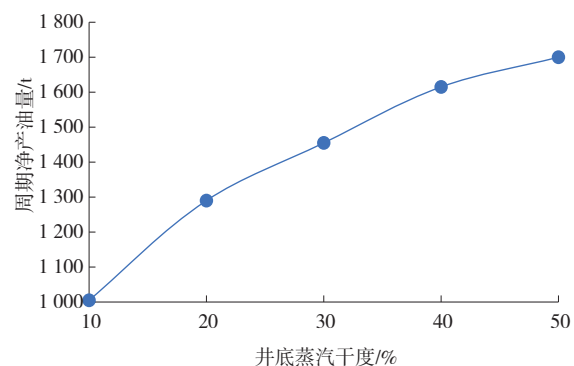


图13 不同井底蒸汽干度的生产效果曲线

不同井底蒸汽干度对生产效果影响如图13所示。可以看出,井底蒸汽干度越高生产效果越好,建议在注汽管柱隔热性能能满足的范围内提高井底蒸汽干度,保持井底干度在40%以上。

不同焖井时间对生产效果影响如图14所示。可以看出,焖井5~7 d的生产效果最佳。

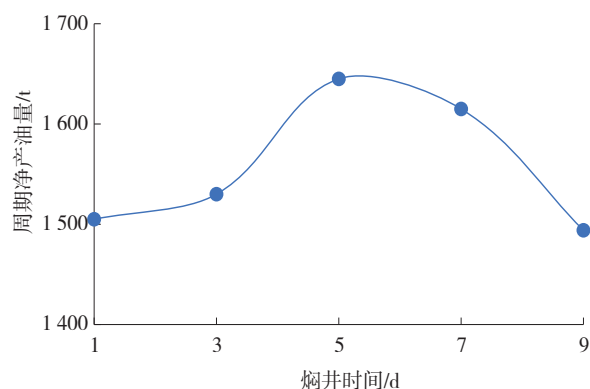


图14 不同焖井时间的生产效果曲线

蒸汽吞吐需要逐轮次增加蒸汽注汽量,来扩大蒸汽加热半径,提高各周期的生产效果^[10-11],增加幅度过小蒸汽波及不够,增幅过大则周期产量增加而油气比下降(如图15所示),经济效益不佳,兼顾经济效益和产油量,建议逐轮次蒸汽量周期递增率为5%。

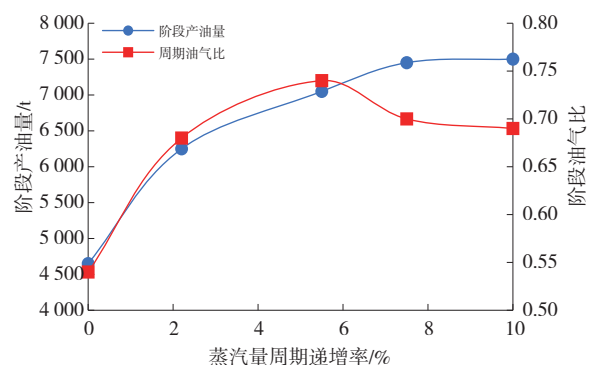


图15 不同蒸汽量周期递增率的生产效果曲线

同理,对中低含水油井和低产低液油井的热采阶段注入参数进行优化,3种生产工况的油井热采注入参数优化结果见表3。

表3 热采阶段注入参数优化结果

工况	周期注汽强度/(t·m ⁻¹)	注汽速度/(t·h ⁻¹)	井底蒸汽干度/%	焖井时间/d	逐周期蒸汽增加比例/%
高含水	14	12	>40	5-7	5
低产低液	14	10~12	>40	5	7.5
中低含水	14	10	>40	7	5

3.2 冷采阶段吞吐方式与注入参数优化

不同吞吐方式的冷采生产效果如图16、图17、图18所示。可以看出,高液高含水、中低含水、低产低液3种生产工况的油井最佳的吞吐方式,分别为凝胶堵调+降黏吞吐、氮气泡沫+降黏吞吐、二氧化碳+降黏吞吐。

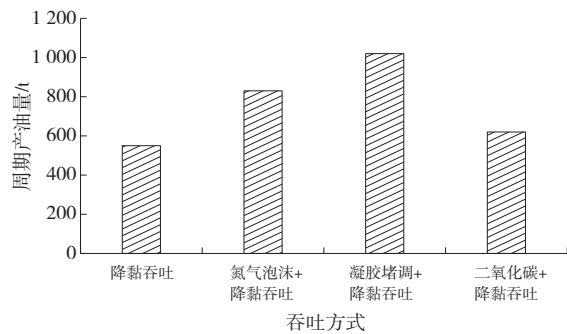


图16 高液高含水油井不同吞吐方式生产效果曲线

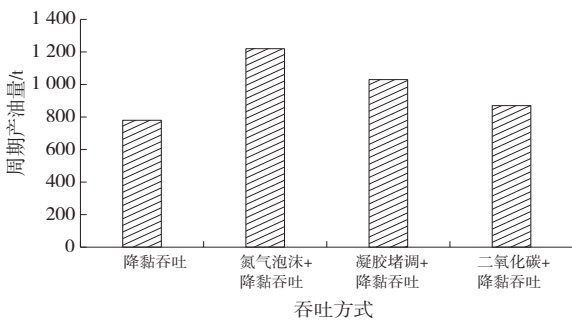


图17 中低含水油井不同吞吐方式生产效果曲线

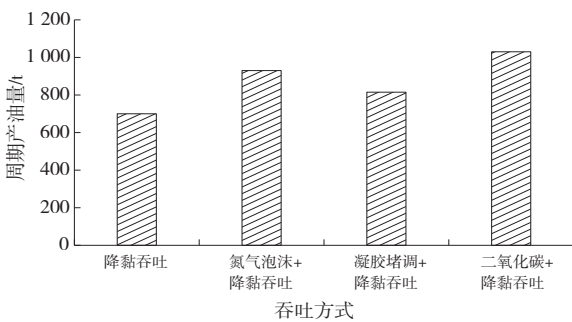


图18 低产低液油井不同吞吐方式生产效果曲线

以高液高含水井为例,进行注入参数优化。不同药剂体系溶液用量对生产效果的影响如图19和图20所示。

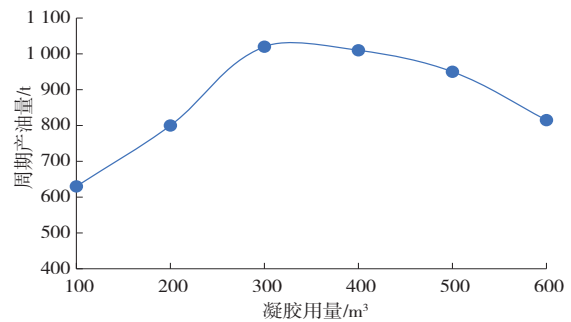


图19 不同凝胶用量的生产效果曲线

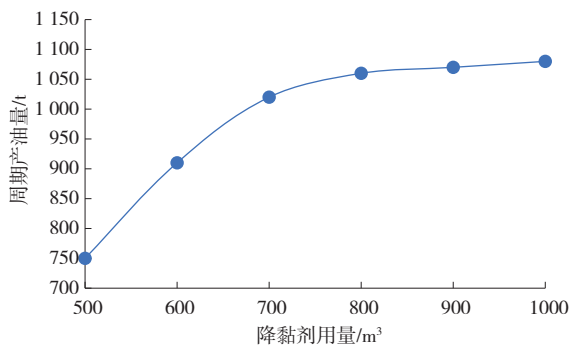


图20 不同降黏剂用量的生产效果曲线

可以看出,高液高含水油井前置300~400 m³凝胶,再注入700 m³左右的降黏剂溶液取得较好效果。

焖井时间对生产效果的影响如图21所示,可以看出最佳焖井时间为10 d。

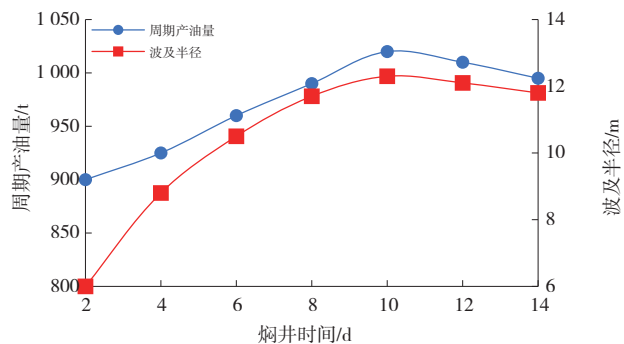


图21 不同焖井时间的生产效果曲线

同理,对中低含水油井和低产低液油井的冷采阶段注入参数进行优化,3种生产工况的油井冷采注入参数优化结果见表4。

表4 冷采阶段注入参数优化结果

工况	降黏剂用量/m³	凝胶用量/m³	氮气用量/Nm³	泡沫剂用量/t	二氧化碳用量/t	焖井时间/d
高液高含水	700	300~400				10
低产低液	800				100	8
中低含水	700	6	60 000	6		10

4 应用效果分析

矿场进行了21口井的实施应用,平均单井日产油4.9 t,周期产油量677.8 t,平均含水87.8%,生产态势较好。例如陈371-P70井,主力层位地层高渗透,无高压气层,热采区井,无对应注水井、注汽井。

该井已实施1轮热采1轮冷采,转周前累计产油1 475 t,产水11 581 t,注汽2 800 t,采出程度低(见表5)。

根据优化结果,转周方式为热采,同时注入氮气增能、排水,本周周期液量高、含水低,周期平均日产油7.6 t,周期产油1 082 t,生产曲线如图22所示。

表5 陈371-P70井的生产简史

序号	井号	类别	轮次	注汽量/t	二氧化碳/t	油溶性降黏剂/t	稠油冷采降黏设计	周期产油/t	周期产水/t	油气比/(t·t ⁻¹)	周期日产油/t	周期天数/d	周期含水/%
1	陈371-P70	热采	1	2 800	150	4		1 105	7 565	0.39	4.8	229	87.3
2	陈371-P70	冷采	1				冷采降黏剂18 t,配液600 m ³	369.9	4 015.6		2.8	124	91.6
合计				2 800				1 475	11 581				

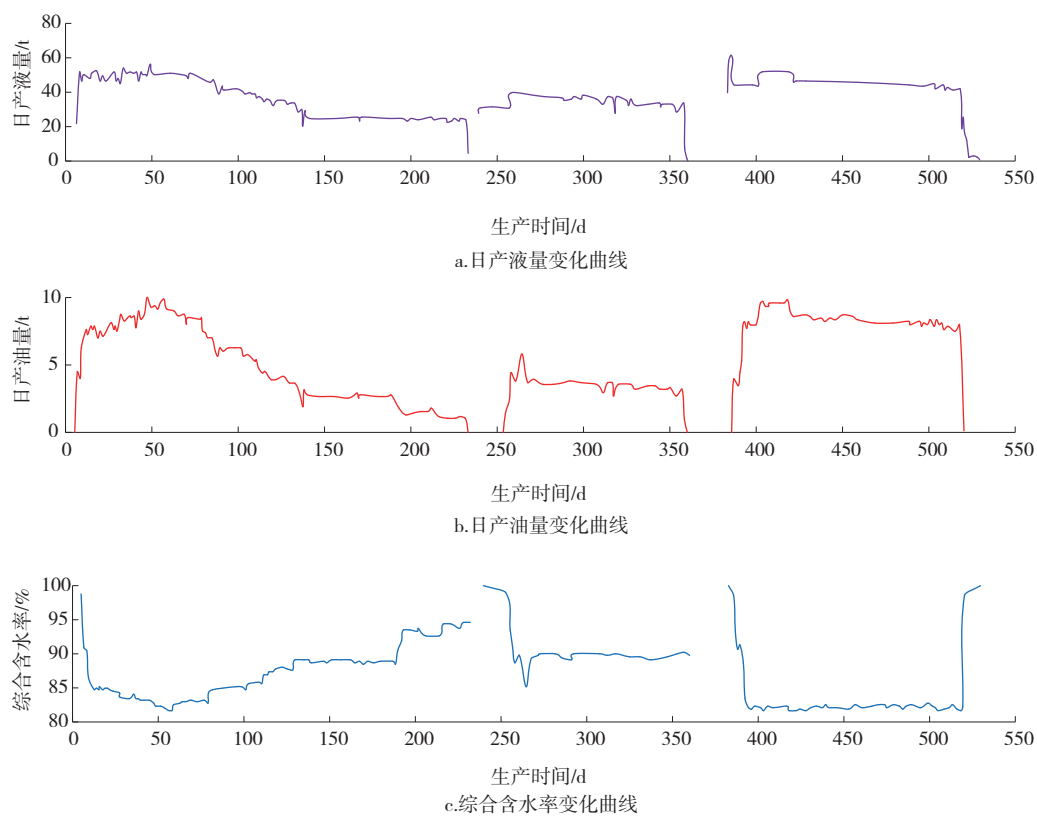


图22 陈371-P70井三周期生产效果曲线

5 结论

- (1)建立了高液高含水、中低含水 and 低产低液3种生产井况的油藏地质模型。通过历史拟合表明,该模型拟合误差最大值为6.88%,平均拟合误差为2.94%,拟合精度较高。
- (2)冷热采交替最佳时机研究结果表明:陈371

块高液高含水、中低含水、低产低液3种生产井况的油井,热采转冷采时机分别是第4周期、第6周期、第3周期,冷采转热采时机分别是第3周期、第4周期、第2周期。优化了冷采阶段吞吐方式:高液高含水油井建议采取凝胶堵调+降黏吞吐方式;中低含水油井建议采用氮气泡沫+降黏吞吐方式;低产低

(下转第123页)

东海盆地大位移井固井工艺技术研究

何斌斌¹, 张军义¹, 黄佩², 韩婧¹, 曹太云², 潘高锋²

(1. 中石化华北石油工程有限公司技术服务公司, 河南 郑州 450042; 2. 中石化海洋石油工程有限公司上海特殊作业分公司, 上海 200137)

摘要: 东海盆地西湖凹陷为典型的低孔低渗储层, 地层压力系数求取困难, 导致压稳计算难度高, 增加了固井压稳准确计算的难度。同时受油基钻井液作业的影响, 加剧了固井高效顶替难度。通过优化浆柱结构设计、开发高效冲洗前置液和聚合物防窜水泥浆体系, 优选压稳防窜计算方法, 形成了东海大位移井固井工艺配套技术, 研究成果在东海进行了4井次的应用试验, 固井质量优良, 满足油气井后续开发需求。

关键词: 大位移井; 固井; 压稳防窜; 气窜; 东海盆地

中图分类号: TE256 **文献标志码:** A

Research on cementing technology of extended reach wells in the East China Sea Basin

HE Binbin¹, ZHANG Junyi¹, HUANG Pei², HAN Jing¹, CAO Taiyun², PAN Gaofeng²

(1. Technology Service Company of Sinopec Huabei Oilfield Service Corporation, Zhengzhou 450042, China;

2. Special Operations Branch of Sinopec Offshore Oil Engineering Co., Ltd., Shanghai 200137, China)

Abstract: The Xihu Sag in the East China Sea Basin is a typical reservoir with low porosity and low permeability, and it is challenging to obtain the formation pressure coefficient, making it more difficult to calculate pressure stability and cementing pressure stability accurately. The difficulties of effective cement replacement have also become more challenging as a result of the oil-based drilling fluid operation. For the extended reach wells in the East China Sea, the cementing technology includes optimizing the design of the slurry column structure, efficient flushing of the ahead fluid, anti-gas channeling cement slurry with polymer materials, and calculation method of pressure stability and anti-channeling. Four wells in the East China Sea have used this cementing technology, and the cementing quality is excellent, meeting the requirements of oil and gas wells for subsequent development.

Key words: extended-reach well; well cementing; pressure stabilizing and anti-gas channeling; gas channeling; East China Sea Basin

东海盆地西湖凹陷的油气藏是典型的低孔低渗储层, 其储层流阻大, 地层压力求取难度高, 增加了固井压稳防窜难度^[1]。随着勘探开发的推进, 大位移井数量逐年增加, 部分井水平位移超过3 000 m, 受井身结构的影响, 套管居中难度高, 安全下入难度大, 裸眼段长度增加, 漏失风险高, 制约了固井质量的提高, 轻则导致固井质量差, 重则导致油气井开发过程环空带压, 严重影响了油气井寿命和产能建设^[2]。因此, 开展东海大位移井固井技术研究, 优选固井液体体系, 优化配套的固井工艺技术, 对于提高东海大位移井固井质量意义重大。

1 固井技术难点

(1) 水平位移大, 井斜大, 套管安全下入、居中难度高。东海大位移井水平位移在3 000 m左右,

井斜普遍为60°左右, 部分井井斜达到90°, 下套管过程受套管自重的影响, 斜井段、水平段套管易贴边, 致使套管下放摩阻大。套管下放到位后居中度难以达到67%, 受居中度低的影响, 固井顶替期间, 易出现窜流、扰流等, 影响环空泥浆的置换, 顶替效率难以达到理想要求。

(2) 油基钻井液对固井质量的影响。使用油基钻井液钻进, 固井期间套管壁、井壁难以被高效清

收稿日期: 2022-04-14; 改回日期: 2022-05-07。

第一作者简介: 何斌斌(1987—), 高级工程师, 目前主要从事石油天然气固井技术研究及现场服务工作。E-mail: hebinbin_petroileum@163.com。

基金项目: 中石化海洋石油工程有限公司科研项目“西湖凹陷油基钻井液环境下固井技术优化研究”(项目编号: KJ-2021-23)。

洗,滤饼难以清除,会降低水泥环界面胶结强度。且井壁岩石表面多呈亲油界面,与水泥浆无法有效兼容,制约固井二界面胶结质量^[3]。水泥浆与油基钻井液混合后易发生絮凝,抗压强度低。

(3)地层压力系数难以准确判断,影响压稳防窜措施的制定。受储层流阻大的影响,固井前难以获取准确的地层压力数据,固井压稳系数判断不准。若压稳系数过低,候凝期间地层流体侵入环空,形成微裂隙,导致固井质量不合格或是油气井环空带压,将影响油气井后续的安全生产。

(4)平湖组煤层发育,煤层承压能力弱,固井期间易发生漏失。东海西湖凹陷地层坍塌压力高,完钻时钻井液密度高,而平湖组煤层发育,其承压能力弱,漏塌压力安全窗口窄,固井期间漏失风险高。

2 固井工作液设计

2.1 高效冲洗前置液

高效的冲洗前置液对于提高固井质量和顶替效率具有重要意义,特别是油基钻井液作业井固井,前置液的冲洗效果更是直接关系顶替效率和界面胶结质量。为保障冲洗效率,东海大位移井固井冲洗液由“加重冲洗隔离液+高效冲洗液”组合而成,既将钻井液与水泥浆充分隔离,又实现对套管壁、井壁的高效冲洗。

加重冲洗隔离液由加重剂、悬浮稳定剂和表面

活性剂组成。悬浮稳定剂是一种高分子聚合物,溶于水后形成立体网状结构,可以充分分散加重材料,使加重材料保持良好的悬浮稳定性。同时,悬浮稳定剂可提高隔离液的黏度,降低隔离液滤失量。加重剂由不同粒径的惰性材料组成,既起到充填加重的作用,辅助压稳,又能在加重冲洗隔离液上返过程中撞击、冲刷井壁,提高清洁效率。表面活性剂是一种具有两亲性的非离子表面活性物质,亲油基团吸附于油相上,亲水基团伸向水相,改变井筒内的润湿性,降低界面张力,清除滤饼,使套管和井壁上的油污被逐渐剥离^[4],改善胶结质量^[5]。

为提高固井顶替效率和有效封隔,隔离液密度设计遵循 $\rho_{\text{钻井液}} \leq \rho_{\text{隔离液}} \leq \rho_{\text{水泥浆}}$ 的原则,形成密度级差,避免发生重力置换形成混浆。隔离液流变参数设计遵循动塑比 $(\frac{\tau_0}{\eta})_{\text{钻井液}} \leq (\frac{\tau_0}{\eta})_{\text{隔离液}} \leq (\frac{\tau_0}{\eta})_{\text{水泥浆}}$ 的原则^[6],逐级提高壁面切力有效驱替泥饼,实现“稠顶稀”。

针对东海固井,分别设计了密度为1.25、1.33、1.43、1.50、1.52、1.59、1.63 g/cm³的7种不同密度加重冲洗隔离液,满足东海不同地层压力条件的固井需要。设计上分别考虑了冲洗隔离液的密度、流变性能和相容性,在保障施工安全的基础上,提高顶替效率。加重冲洗隔离液室内实验评价数据见表1—表3。

表1 加重冲洗隔离液悬浮稳定性实验数据 g/cm³

编号	原始密度	室温静止 48 h		93 ℃静止 2 h		93 ℃静止 5 h	
		上	下	上	下	上	下
1#	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
2#	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
3#	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.42	1.43
4#	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.49	1.51
5#	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.51	1.53
6#	1.59	1.59	1.59	1.59	1.59	1.58	1.60
7#	1.63	1.63	1.63	1.63	1.63	1.62	1.64

注:以下加重冲洗隔离液实验配方编号同表1。

表2 加重冲洗隔离液流变性能实验数据

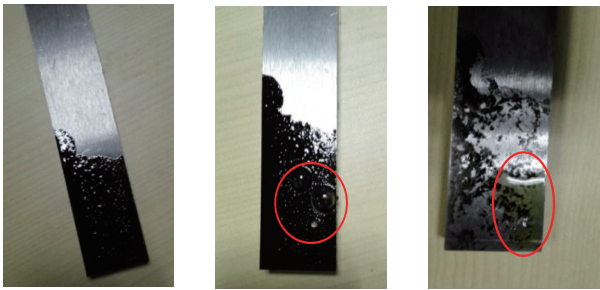
编号	密度/(g·cm ⁻³)	流性指数	稠度系数/(Pa·s ⁿ)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比
1#	1.25	0.389 1	1.896 5	13	14.82	1.140
2#	1.33	0.373 5	2.189 6	13	15.84	1.219

续表 2 加重冲洗隔离液流变性能实验数据

编号	密度/(g·cm ⁻³)	流性指数	稠度系数/(Pa·s ⁿ)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比
3#	1.43	0.530 5	0.672 7	16	10.22	0.639
4#	1.50	0.525 1	0.792 5	18	11.75	0.653
5#	1.52	0.421 8	1.950 7	18	17.89	0.994
6#	1.59	0.507 0	1.233 7	24	16.86	0.703
7#	1.63	0.502 5	1.335 2	25	17.89	0.715

表 3 加重冲洗隔离液相容性实验数据

流体类型	实验温度/℃	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	流动度/cm
钻井液:水泥浆=3:1	93	68	21.46	20
钻井液:水泥浆=1:1	93	64	17.89	20
钻井液:水泥浆=1:3	93	59	14.31	20
钻井液:隔离液:水泥浆=1:2:1	93	56	12.78	20



a.浸有油基钻井液的钢条 b.高效冲洗液冲洗前 c.高效冲洗液冲洗后
图 1 高效冲洗液润湿性实验

据表 1—表 3 可知:加重冲洗隔离液在室温条件和 93℃条件下具有良好的悬浮稳定性、流变性和相容性。室温、93℃条件下分别静止 2 h、5 h,加重冲洗隔离液上、下密度差均小于 0.02 g/cm³。稠化实验测试表明,当钻井液:隔离液:水泥浆为 1:1:1 时,其稠化时间大于水泥浆稠化时间,满足施工要求。

2.2 高效冲洗液

高效的冲洗效果是保障油基钻井液条件下界面胶结质量的有效措施。设计的高效冲洗液由钻井水和表面活性剂组成。图 1 为高效冲洗液的润湿反转实验,在浸有油基钻井液的钢条上滴清水,水滴明显无法铺开,经高效冲洗液冲洗后,水滴快速铺开,表明经高效冲洗液冲洗后,浸有油基钻井液的钢条表面发生了润湿反转。

2.3 水泥浆体系设计

东海大位移井多采用一次上返裸眼全封固井

方式,其中上层套管鞋附近、油气层井段使用常规密度水泥浆,剩余裸眼井段采用低密度水泥浆充填封固。常规密度水泥浆选用聚合物防气窜体系,低密度水泥浆选用粉煤灰体系。

为满足东海大位移井后期作业需求,优选降失水剂、缓凝剂、膨胀剂、防窜剂及增韧剂,开发了性能优良的聚合物防气窜水泥浆体系。优选的降失水剂是一种 AMPS 类四元共聚物,适用温度区间宽,降滤失效果好。优选的缓凝剂是大温差缓凝剂的一种,缓凝效果明显,且大温差条件下顶部水泥石强度发展速度快,可满足不同密度的水泥浆稠化时间控制^[7]。优选的膨胀剂是晶格膨胀剂的一种,在水泥水化过程中形成无机多水混合物,补偿水泥浆水化过程体积收缩。优选的防窜剂可显著缩短水泥浆的静胶凝强度过渡时间,增加水泥浆的内部气侵阻力,实现防气窜效果^[8-9]。180 目和 500 目硅粉搭配混入水泥,大粒径硅粉有利于抑制水泥石长期强度衰退,小粒径硅粉比面积大,活性高,有利于提升水泥石早期抗压强度发展速度,且不同粒径硅粉搭配使用,有益于降低水泥石渗透率。

通过室内实验,确定了聚合物防气窜水泥浆体系配方:水泥+35% 硅粉+3%~5% 降失水剂+1%~2% 防窜剂+1% 增韧剂+0.5%~2% 膨胀剂+缓凝剂+水。体系具有失水低、稠化过渡时间短、静胶凝过渡时间短、强度发展快等特点,实验数据如表 4 所示。

表4 A井所用聚合物防气窜水泥浆综合性能参数

浆柱类型	密度/ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	流动度/ mm	稳定性/ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	失水量/ mL	游离液/ mL	初稠/ Bc	$P_{24\text{h}}$ 强度/ MPa	稠化时间/ min	静胶凝过渡 时间/min
领浆	1.90	220	<0.02	28.0	0.0	17.5	20.6	386	18
过渡尾浆	1.90	220	<0.02	28.0	0.0	17.6	19.5	282	18
速凝尾浆	1.90	220	<0.02	28.0	0.0	17.8	21.8	238	16

3 固井配套工艺技术

3.1 浆柱结构优化

合理的浆柱结构设计,是固井质量的重要保障。出于压稳防漏和顶替效率的考虑,东海大位移井固井水泥浆以三凝浆柱结构为主,前置液体系设计了加重冲洗隔离液和高效冲洗液,固井结束后环空自上而下依次为钻井液、加重冲洗隔离液、冲洗液、首浆、充填浆、尾浆。首浆封固上层管鞋处的井段,尾浆封固油气层井段,其余裸眼井段粉煤灰水

泥浆充填。

对于钻进期间全烃值最大值不低于40%的大位移井,设计过渡尾浆。东海大位移井固井结束后的环空浆柱如图2所示。

增加过渡尾浆后,可显著增加速凝尾浆失重后的环空液柱压力,降低气窜风险。以A井为例,尾浆设计改为“速凝尾浆+过渡尾浆”的组合结构,与常规方法相比,当速凝尾浆失重后,该方法可增加环空液柱压力0.58 MPa,环空液柱压力当量密度增加 0.015 g/cm^3 ,压稳系数提高,防窜效果增强。

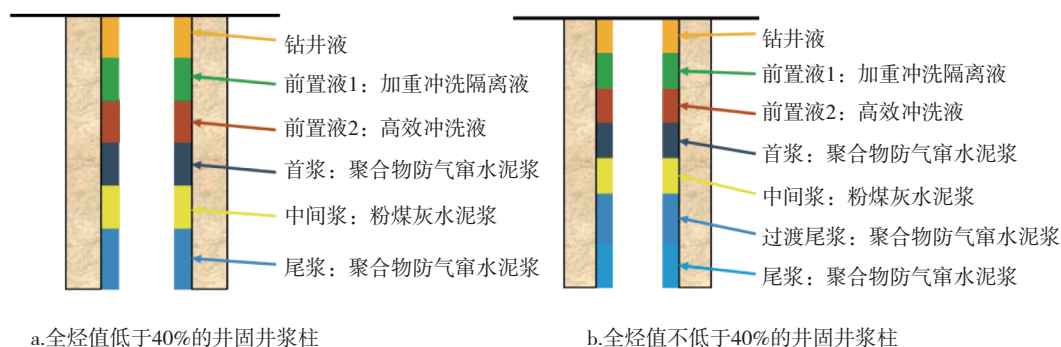


图2 东海大位移井固井环空浆柱结构

3.2 套管偏心控制

研究表明,当套管居中度不低于67%时^[10],有益于固井质量。而大位移井固井选择合适的套管扶正器,既可保障套管居中度,又有利于降低套管摩阻。东海大位移井选择了支撑力强、启动力低的半钢扶正器,半钢扶正器本体上的螺旋形扶正模块,既能支撑套管,提高套管居中度,又能形成扰流效应,改变环空流体的流动方向,提高顶替效率^[11]。利用固井模拟校核软件优化扶正器安放方案,保障居中度不低于67%,具体安放方式设计为:浮鞋以上连续3根套管,每根套管安放1只扶正器,实现套管“抬头”,引导套管顺利入井;油气层、隔层井段每1根套管安放1只扶正器;剩余尾浆封固井段每2根

套管安放1只扶正器;上层套管鞋处每1根套管安放1只扶正器,其余井段每3~5根安放1只扶正器。

3.3 压稳防窜设计

压稳是固井成功的关键保障,东海大位移井受地层低孔渗储层流阻大的影响,准确求取地层压力系数的难度高,增加了压稳设计难度^[12]。选择合适的压稳防窜判断方法,指导固井环空浆柱结构设计,对提高固井质量意义重大。研究表明,气窜主要发生在固井候凝期间,随着环空水泥浆静胶凝强度的增强,水泥浆静液柱压力逐渐降低,压力损失增加,当环空静液柱压力小于地层压力时,发生气窜。利用防气窜固井分段设计方法^[13],明确水泥浆在静胶凝强度形成时的液柱压力损失值,确定候凝

期间的环空液柱压力值,与地层孔隙压力值对比,若两者比值大于1,可以压稳地层;若两者比值不大于1,则存在气窜风险。

水泥浆在静胶凝强度发展过程中,静胶凝强度会阻止液柱压力传递,导致液柱压力出现损失,液柱压力损失值计算方法表述为:

$$P_1 = \frac{P_{SGS} L}{250(D-d)} \quad (1)$$

式中, P_1 为水泥静胶凝强度导致的液柱压力损失值,MPa; P_{SGS} 为水泥静胶凝强度,Pa; L 为地层流体顶部尾浆柱长度,m; D 为井眼直径,mm; d 为套管外径,mm。

静胶凝强度形成后,环空液柱压力剩余值计算方法表述为:

$$P_2 = \sum \rho g L - P_1 \quad (2)$$

式中, P_2 为环空液柱压力剩余值,MPa; ρ 为环空流体的密度值, g/cm^3 ; L 为环空流体的垂直高度,m; g 为重力加速度常数,取0.00981。

通过地层压力预测、电测测压取样、参考邻井压力资料等方式获取地层压力系数,并确定地层压力,其表达式表述为:

$$P_3 = \rho_f g H \quad (3)$$

式中, ρ_f 为地层压力当量密度, g/cm^3 ; g 为重力加速度常数,取0.00981; H 为地层垂厚,m。

压稳系数 φ 计算可表述为:

$$\varphi = \frac{P_2}{P_3} \quad (4)$$

若 φ 大于1,表明可以压稳,气窜风险低;反之表明压稳不足,气窜风险高。

3.4 高效顶替技术

受油基钻井液及井身结构特点的影响,顶替效率对东海大位移井固井质量至关重要。经验数据表明:返速达到1.2 m/s时,接触时间大于10 min可以实现有效驱替。为进一步验证经验数据的准确性,确定东海大位移井固井顶替排量 and 合理设计量,以1.45 g/cm^3 的加重冲洗隔离液为例,利用六速黏度计法,评价了单独使用加重冲洗隔离液、高效冲洗液及两者配合使用3种不同组合的前置液冲洗3 min的冲洗效果,结果表明:单独使用加重冲洗隔离液时,冲洗3 min,冲洗效率为74%;单独使用高效冲洗液时,冲洗3 min,冲洗效率为83%,两者组合冲洗3 min,冲洗效率可达到90%以上(见图3)。

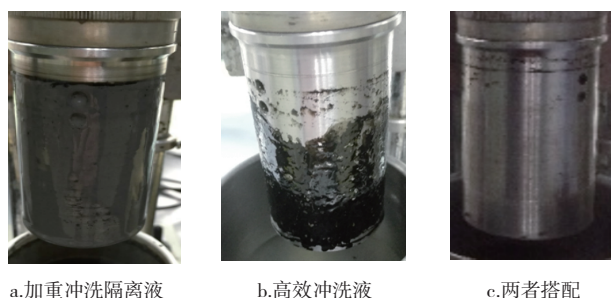


图3 冲洗效果评价实验

基于图3的实验结果,分别评价不同密度加重冲洗隔离液与高效冲洗液搭配使用时,不同转速条件下固定冲洗5 min的冲洗效果(见图4)和300 r/min的条件下冲洗效率随冲洗时间变化的情况(见图5)。

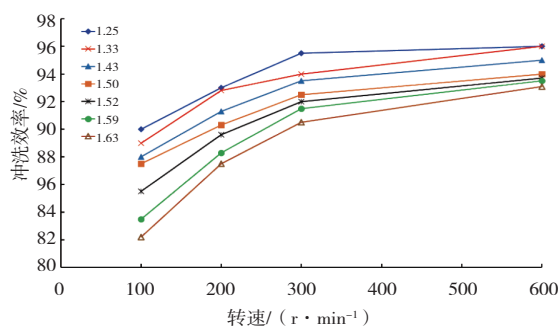


图4 冲洗效率与冲洗速率关系曲线

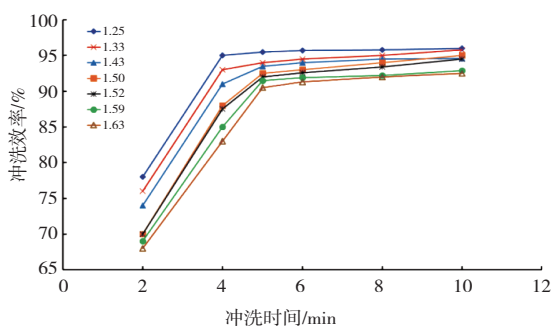


图5 冲洗效率与冲洗时间关系曲线

实验数据表明,当冲洗时间大于5 min时,可以实现较好的冲洗效果,设计的前置液与井壁的接触时间大于5 min时,有益于高效顶替。为实现固井期间的高效顶替,设计前置液接触时间不少于12~15 min。通过计算前置液临界紊流排量,确定前置液的注入量,前置液紊流环空临界排量计算方法如下^[14-15]:

$$\text{当 } \frac{D_c}{D_h} \leq 0.3 \text{ 时,}$$

$$Q_c = \frac{\pi(D_h^2 - D_c^2)}{4} \left\{ \frac{8^{n-1} \left[\frac{(3n+1)}{(4n)} \right]^n K Rec}{K \rho (D_h - D_c)^n} \right\}^{\frac{1}{2-n}} \quad (5)$$

当 $\frac{D_c}{D_h}>0.3$ 时,

$$Q_c=\frac{\pi(D_h^2-D_c^2)}{4}\left\{\frac{12^{n-1}\left[\frac{(2n+1)}{(3n)}\right]^n KRe_c}{K\rho(D_h-D_c)^n}\right\}^{\left[\frac{1}{(2-n)}\right]} \tag{6}$$

式中: D_c 为套管外径,m; D_h 为井眼平均井径,m; Q_c 为紊流临界排量, m^3/s ; ρ 为浆体密度, kg/m^3 ; n 为流性指数; K 为常数,取1。 Re_c 为临界紊流雷诺数,取 $Re_c=4\,150\sim 1\,150n$ 。

当前置液返出套管鞋时,顶替排量不小于加重冲洗隔离液的临界紊流排量,实现对油气显示井段的高效冲刷。

4 现场应用效果

在东海完成大位移井固井施工共计4井次,目的层、气水隔层井段均封固良好,固井声幅值小于10%,有效保障了产能建设。以A井为例,该井使用 $\varnothing 311\text{ mm}$ 钻头钻至5 020 m完钻,完钻水平位移

2 985 m,最大井斜 58° ,下入 $\varnothing 244.5\text{ mm}$ 套管固井,固井数据如表5所示,压稳计算如表6所示。该井通过优化浆柱结构设计、高效加重冲洗隔离液及压稳防漏设计,保障了固井“三压稳”,测井显示封固质量优良,关键层段固井质量如图6所示。

表5 东海A井固井关键数据

完钻井深	5 020.00 m
完钻垂深	3 878.12 m
井眼尺寸	311.2 mm
套管尺寸	244.5 mm
完钻井液密度	1.46 g/cm ³
预测最大地层孔隙压力系数	1.28 g/cm ³
最大全烃值	71.78%
过渡尾浆封固段长	100.00 m
速凝尾浆封固段长	502.00 m
尾浆失重后环空液柱压力	53.21 MPa
压稳当量密度	1.484 g/cm ³

表6 东海A井固井压稳计算数据

速凝尾浆失重时环空静液柱当量					
斜深/m	对应垂深/m	流体描述	液体相对密度/(g·cm ⁻³)	静液柱压力/MPa	当量密度/(g·cm ⁻³)
0.00	0.00	井口	1.46	0.00	1.460
2 105.00	1 784.61	首浆顶	1.90	24.54	1.402
2 605.00	2 163.94	中间浆顶	1.60	31.61	1.489
4 414.00	3 540.08	过渡尾浆顶	1.90	53.21	1.532
4 514.00	3 604.12	速凝尾浆顶	按150 Pa计算失重	54.40	1.539
4 614.00	3 662.12	油气显示顶	按150 Pa计算失重	54.96	1.530
5 020.00	3 878.12	井底	按150 Pa计算失重	57.05	1.499
过渡尾浆失重时环空静液柱当量					
斜深/m	对应垂深/m	流体描述	液体相对密度/(g·cm ⁻³)	静液柱压力/MPa	当量密度/(g·cm ⁻³)
0.00	0.00	井口	1.46	0.00	1.460
2 105.00	1 784.61	首浆顶	1.90	24.54	1.402
2 605.00	2 163.94	中间浆顶	1.60	31.61	1.489
4 414.00	3 540.08	过渡尾浆顶	按150 Pa计算失重	53.21	1.532
4 514.00	3 604.12	速凝尾浆顶	按150 Pa计算失重	53.83	1.522
4 614.00	3 662.12	油气显示顶	按150 Pa计算失重	54.39	1.514
5 020.00	3 878.12	井底	按150 Pa计算失重	56.47	1.484

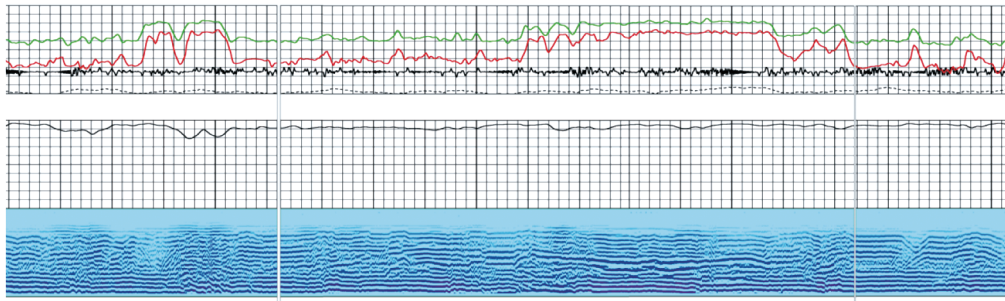


图6 东海A井关键层段固井质量

5 结论

(1)利用静胶凝强度法确定环空液柱压力剩余值,通过设计过渡尾浆,提高速凝尾浆失重后的环空液柱压力剩余值,提高了固井压稳系数,压稳防窜设计针对性更强,有效解决了东海低孔渗储层固井的气窜问题。

(2)开发的冲洗隔离液与高效冲洗液组成的前置液组合,兼具高效冲洗、润湿反转的效果,实现了对油基钻井液的高效驱替。通过优化前置液流变性能、设计段长,优选固井顶替排量,实现了大位移井固井期间的高效顶替,有效保障了固井质量。

(3)开发的聚合物防气窜水泥浆的失水不高于30 mL,静胶凝过渡时间在30 min以内,稠化过渡时间不超过10 min、24 h抗压强度不低于17 MPa,体系性能优良,经应用表明该体系防气窜效果良好,满足东海大位移井的固井需求。

参考文献:

[1] 雷磊,李乾,黄佩,等.东海防气窜固井技术研究与应用[J].石油工业技术监督,2021,37(3):55-59.
[2] 王涛,和鹏飞,宫吉泽,等.东海深井超深井定向钻完井关键技术[J].石油钻采工艺,2020,42(5):578-582.
[3] 童杰,李明,魏周胜,等.油基钻井液钻井的固井技术难点与对策分析[J].钻采工艺,2014,37(6):17-20.
[4] 刘钰龙,刘小利,唐凯.厄瓜多尔 Parahuacu 油田低压高渗小间隙尾管固井技术[J].复杂油气藏,2021,14(2):94-99.

[5] 欧红娟,李明,王崇榆,等.油基钻井液固井前置液技术研究进展[J].精细石油化工进展,2016,17(2):1-5,11.
[6] 吴天乾,李明忠,蒋新立,等.鄂尔多斯杭锦旗区块低漏失压力井固井工艺技术[J].复杂油气藏,2018,11(4):69-73.
[7] 田宝振,覃毅,高飞,等.ZG112深井低密度高强度韧性水泥浆固井技术[J].石油钻采工艺,2019,41(3):288-293.
[8] 李望军,周成裕,廖易波,等.新型防气窜剂 DA34L 的室内评价及现场应用[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2015,17(4):80-84.
[9] 朱海金,王恩合,王学成,等.水泥浆防窜性能实验评价及其应用[J].天然气工业,2013,33(11):79-85.
[10] 董星亮.海洋钻井手册[M].北京:石油工业出版社,2011:429,434.
[11] 徐璧华,夏爽,温达洋,等.旋流扶正器井眼清洁效率规律研究[J].钻采工艺,2017,40(6):15-18.
[12] 宫吉泽,张海山,黄召,等.东海低孔渗储层固井压稳技术应用[J].石油化工应用,2018,37(2):27-31.
[13] 周仕明,李根生,初永涛.防气窜固井分段设计方法[J].石油钻探技术,2013,41(5):52-55.
[14] 国家能源局.固井设计规范:SY/T 5480-2016[S].北京:石油工业出版社,2016.
[15] 范志坤,夏忠跃,冯雷,等.雷家碛井区固井漏失层分析及固井防漏工艺技术[J].复杂油气藏,2021,14(3):105-110.

(编辑 韩 枫)

复合酸性前置液体系在厄瓜多尔TAMBOCOCHA区块固井中的应用

唐 凯^{1,2}, 潘宇强³, 赵 鹏⁴

(1. 中国石油川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院, 陕西 西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018; 3. 中国石油川庆钻探工程有限公司长庆固井公司, 陕西 西安 710018; 4. 中国石油川庆钻探工程有限公司长庆指挥部, 陕西 西安, 710018)

摘要: TAMBOCOCHA 区块位于厄瓜多尔东部热带雨林地区, 储层砂岩孔隙度大, 渗透率高, 井壁易堆积较厚泥饼, 177.8 mm 套管封固多个油层且存在油水同层。采用常规前置液体系不能有效清除井壁泥饼, 水泥石二界面胶结强度低, 固井质量差, 容易造成层间窜流影响油井产能效率, 缩短油井使用寿命。为此, 研发复合酸性前置液体系, 体系包含冲洗液、酸性冲洗液、隔离液。酸性冲洗液中盐酸与井壁泥饼中碳酸钙反应, 破坏泥饼骨架结构使泥饼松散; 3种前置液交替注入有效提高了泥饼清洗效率; 用隔离液和先导浆将酸性冲洗液和水泥浆有效隔离, 提高了界面胶结质量和封固质量。室内实验表明应用复合酸性前置液体系对泥饼进行清洗, 泥饼冲洗效率可达到96%。

关键词: 固井质量; 胶结强度; 泥饼; 复合前置液; 酸性冲洗液; 冲洗效率

中图分类号: TE256 **文献标志码:** A

Application of compound acid pre-liquid system in cementing of TAMBOCOCHA Block in Ecuador

TANG Kai^{1,2}, PAN Yuqiang³, ZHAO Peng⁴

(1. Research Institute of Drilling and Production Engineering Technology, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Xi'an 710018, China; 2. National Engineering Laboratory of Low Permeability Oil and Gas Field Exploration and Development, Xi'an 710018, China; 3. Changqing Well Cementing Division of Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Xi'an 710018, China; 4. Changqing Headquarters of Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Xi'an 710018, China)

Abstract: The TAMBOCOCHA Block is located in eastern Ecuador's tropical rainforest region. Because of the reservoir sandstone's high permeability and porosity, thick mud cakes are simple to build up on the wellbore. The same layer of oil and water as well as several oil layers are sealed with the 177.8 mm casing string. The mud cake on the well wall can not be removed by using the standard pre-fluid system, and the cementing quality and strength at the cement-stone contact are both substandard. As a result, interlayer channeling is simple to produce, which has an impact on oil well productivity efficiency and shortens their service life. In order to achieve this, a compound acid pre-fluid system is developed that consists of isolating fluid, flushing fluid, and acid flushing fluid. The calcium carbonate in the mud cake on the well wall reacts with the hydrochloric acid in the acidic flushing fluid, destroying the mud cake's skeleton structure and loosening it. The mud cake cleaning efficiency is significantly increased by the alternate injection of three pre-fluids. The spacer fluid and pilot slurry properly separate the cement slurry from the acid-flushing fluid, which enhances the quality of interface cementation and sealing. According to experiment results, the composite acid pre-liquid system can clean the mud cake with an efficiency of 96%.

Key words: cementing quality; cementation strength; mud cake; composite pre-liquid system; acidic flushing fluid; cleaning efficiency

TAMBOCOCHA 区块位于厄瓜多尔东部, 该区块储层渗透率高、孔隙度大、地层流体活跃^[1]。177.8 mm 套管封固多个油层且存在油水同层, 常规前置液体系不能有效清除井壁泥饼, 残留泥饼阻碍水泥浆与井壁直接接触, 影响界面胶结强度及有效

层间封隔。同时泥饼堵塞井壁四周的孔隙, 降低了

收稿日期: 2020-09-17; 改回日期: 2022-05-23。

第一作者简介: 唐凯(1986—), 工程师, 主要从事固井工艺、水泥浆体系等方面的研究开发工作。E-mail: 522219417@qq.com。

储层的渗透率,增加了油气返排压力,导致油气产量降低,不利于储层保护^[2-4]。调研发现复合酸性前置液体系可以解决固井过程中钻井液顶替效率低、井壁泥饼清除困难等问题,有效提高界面胶结质量和环空水泥石密封完整性^[5-7]。针对该地区固井问题,研发了复合酸性前置液体系和施工工艺。通过室内实验对比发现,新体系较普通冲洗液有更好的泥饼冲洗效果。

1 室内实验

1.1 材料和仪器

G 级高抗硫油井水泥(德国 Dyckerhoff 公司)、CXY(冲洗液)、G404SP(隔离剂)、BXF-200L(降失水剂)、BXR-200L(缓凝剂)、BCT-800L(胶乳)、EXC-13(膨胀剂)、CA-3(防窜剂)、SMSS-44L(厄瓜多尔 INCOPET 公司阴离子表面活性剂)、G603(消泡剂)、D50(抑泡剂)、G432(稳定剂)、石灰石粉(厄瓜多尔 INCOPET 公司)、氯化钾(厄瓜多尔 INCOPET 公司)、质量分数 15% 盐酸(厄瓜多尔 INCOPET 公司)、岩心(规格为长度 50.8 mm,直径 25.4 mm,厄瓜多尔 JOHANNA 区块 M1 层岩心,渗透率 $680 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、水样(TAMBOCOCHA 油田现场水样)。

1200 型常压稠化仪(美国 CHANDLER 公司)、8240 型增温增压稠化仪(美国 CHANDLER 公司)、5265 型静胶凝强度分析仪(美国 CHANDLER 公司)、3260 型恒速搅拌器(美国 CHANDLER 公司)、ZNN-D6 型六速旋转黏度计(青岛恒泰达)、OWC-9710 高温高压失水仪(沈阳航空航天大学应用技术研究)、WHY-300/10 型压力试验机(上海华龙测试仪器股份有限公司)、胶结强度测试养护模具(自制)。

1.2 实验方法

按照 GB/19139-2012《油井水泥试验方法》制备水泥浆,按此标准测定水泥浆密度、失水量、抗压强度、静胶凝强度、稠化实验及水泥浆相容性实验。

1.2.1 泥饼清洗效率实验方法

将滤纸放入清水中 5 s 至滤纸湿透称重 m_1 ,取现场钻井液,按照国家标准 GB/T 16783.1-2012“钻井液现场测试第 1 部分:水基钻井液”在 50 ℃、3.5 MPa 条件下进行 30 min 滤失实验。然后取出钻井液所形成的滤饼,将泥饼在水中浸泡 5 s 至滤纸湿透称重 m_2 。小心地将滤饼固定在旋转黏度计外筒上。样品杯内装入酸性冲洗液,上移样品杯至泥饼膜全

部浸泡在溶液内,采用旋转黏度计在转速 200 r/min(相当于液体在环空的返速为 0.43 m/s)温度 50 ℃条件下冲洗 10 min,对冲洗后泥饼称重 m_3 。泥饼清洗效率 η 计算公式为:

$$\eta = (m_2 - m_3)/(m_2 - m_1) \times 100\% \quad (1)$$

1.2.2 胶结强度测定

将长 50.8 mm,直径 25.4 mm 的岩心浸泡在钻井液中,放置于高温高压养护釜,在 65 ℃、21 MPa 条件下养护 8 h,再放置于六速旋转黏度计浆杯内固定,取下六速旋转黏度计内筒,在浆杯内注入前置液,上移浆杯使岩心与黏度计外筒同心,以 300 r/min 转速冲洗。将冲洗后岩心放入胶结强度养护模具,四周倒入水泥浆,在 65 ℃、21 MPa 条件下养护 24 h;在压力试验机上通过顶替模具顶替岩心测定岩心和水泥环胶结强度。测试结果为三组平行试样的平均值。胶结强度计算公式为:

$$P = \frac{F}{\pi DH} \quad (2)$$

式中: P 为胶结强度,MPa; D 为岩心的直径,mm; H 为岩心的高度,mm; F 为剪切力,其大小等于试件压力载荷,N。

1.3 前置液及水泥浆配方

冲洗液配方:清水+4% CXY+4% KCl,密度 1.04 g/cm³。

酸性冲洗液配方:清水+4% SMSS-44L+(5%~10%)盐酸+4% KCl,密度 1.05 g/cm³。

隔离液配方:清水+2.5% G404SP+石灰石粉,密度 1.30 g/cm³。

先导水泥浆配方:G 级水泥+4% BXF-200L+0.3% BXR-200L+0.15% G432+0.1% G603,密度 1.65 g/cm³。

水泥浆配方:G 级水泥+4% BXF-200L+0.1% BXR-200L+4% BTC-800L+2.5% EXC-13+2% CA-3+0.2% D50+0.1% G603,密度 1.91 g/cm³。

2 实验结果与讨论

2.1 冲洗液性能

冲洗液 CXY 包含表面活性剂、钻井液稀释材料和小分子有机材料,具有较强的渗透作用,使井壁虚泥饼易于冲洗剥落,同时能够清除井壁油膜改善界面润湿性能,改善钻井液流动性提高顶替效率^[8-9]。因储层含有泥页岩夹层,在冲洗液中加入 KCl 保持井壁的稳定性和防止井壁坍塌,保证施工

安全。

2.2 酸性冲洗液性能

用配置好的酸性前置液做泥饼冲洗效率实验。图1为泥饼冲洗前后对比效果,可看出冲洗后钻井液泥饼结构松散,泥饼更易于被清除。泥饼冲洗前为4.66 g,减去滤纸湿重1.81 g,泥饼净重为2.85 g。在酸性冲洗液中,以200 r/min的转速冲洗10 min后称重为2.49 g,冲洗前后泥饼重量差为2.17 g,泥饼清除率为76%。

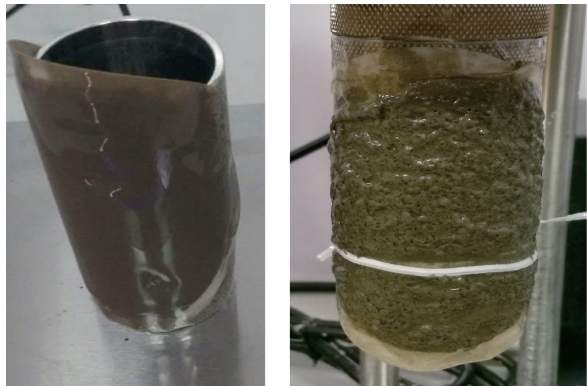


图1 泥饼冲洗前后对比

为了减少钻井液中固相对储层伤害,TAMBOCOCHA区块完井钻井液加重材料为石灰石粉,其主要成分为碳酸钙。因此井壁泥饼中骨架材料主要为碳酸钙颗粒,酸性冲洗液中盐酸可与碳酸钙反应使泥饼松散,提高泥饼冲洗效率,同时生成游离钙离子和氯离子可促进水泥浆水化反应^[10],从而进一步提高二界面胶结质量。

2.3 隔离液性能

隔离剂G404SP为耐温型聚合物,温度升高后黏度变化幅度较小,能够提高升温条件下隔离液稳定性。用300目石灰石粉作为加重剂配置隔离液,隔离液基本性能见表1。在温度50℃条件对隔离液、酸性冲洗液和领浆进行相容性实验,实验结果见表2。

表1 隔离液基本性能

密度/ (g·cm ⁻³)	稳定性/ (g·cm ⁻³)	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	失水/ mL
1.40	0.01	100	63	37.5	62

表2 隔离液及其相容性实验性能

序号	酸性冲洗液/ 隔离液/水泥浆/%	密度/ (g·cm ⁻³)	稳定性/ (g·cm ⁻³)	稠化时间/ min	Φ600	Φ300	Φ200	Φ100	Φ6	Φ3
1	100/0/0	1.05			5	3	2	1	1	1
2	0/100/0	1.4	0.02		118	91	75	52	8	5
3	0/0/100	1.98	0	306	243	161	115	65	9	6
4	5/0/95	1.94	0.01	387	214	143	92	61	8	5
5	25/0/75	1.76	0.04	>500	147	91	61	45	5	5
6	50/0/50	1.53	0.1		114	79	53	32	5	3
7	0/5/95	1.95		315	254	167	120	70	10	6
8	0/25/75	1.83			232	157	110	65	9	5
9	0/50/50	1.70			225	143	108	64	8	5
10	0/75/25	1.54			174	130	101	60	9	6
11	0/95/5	1.43			126	95	77	55	9	5
12	5/25/70	1.79	0.01	366	201	142	103	61	8	4
13	10/30/60	1.72	0.01	452	178	127	89	55	7	4

水泥浆中掺入酸性冲洗液后稠化时间增加,稳定性变差,酸性冲洗液对水泥浆有缓凝作用,因此需用隔离液将其与水泥浆进行有效隔离,避免水泥浆被污染影响固井质量。隔离液与酸性冲洗液和水泥浆有良好的相容性,对水泥浆流动性影响较小,能够保证固井施工安全。

2.4 先导水泥浆性能

先导水泥浆基本性能见表3,先导水泥浆具有良好的稳定性和流动性,可在低环空返速下达到紊流状态提高顶替效率^[11]。先导水泥浆能够进一步隔离酸性冲洗液和水泥浆,增加界面水泥亲和性,提高界面胶结质量。先导水泥浆不用于封固,悬挂

器坐挂后循环出井筒。在 50 ℃条件下对先导浆和前置液做水泥浆污染实验,实验结果见表4。由表4可知前置液对先导水泥浆流变性能影响不大,稠化时间略有增加,可满足该地区施工需求。

表3 先导水泥浆性能

密度/ (g·cm ⁻³)	密度差/ (g·cm ⁻³)	初始稠度/ Bc	稠化时间/ h	失水/ mL	流性 指数	稠度 系数
1.62	0.2	10	8	80	0.82	0.13

表4 先导水泥浆混浆污染性实验

混浆比例	密度/(g·cm ⁻³)	稠化时间/min	Φ600	Φ300	Φ200	Φ100	Φ6	Φ3
1:1:1	1.37		74	55	43	36	12	8
1:2:1	1.38		89	67	56	23	11	6
1:4:5	1.48	>600	99	75	61	52	15	10

注:混浆为酸性冲洗:隔离液:先导浆。

2.5 复合前置液体系泥饼冲洗效率评价

取现场密度为 1.1 g/cm³ 的完井钻井液,在 50 ℃、3.5 MPa 条件下进行 30 min 滤失实验。滤饼

固定在旋转黏度计外筒上,并在泥饼上附着一层原油。在转速 200 r/min 温度 50 ℃条件下按不同冲洗方案模拟冲洗,不同冲洗方案泥饼清洗效率见表5。

表5 冲洗方案及清洗效率

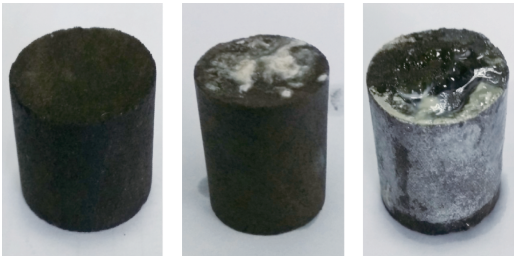
序号	各种液体清洗时间/min									冲洗效率 /%
	冲洗液	酸性冲洗液	隔离液	冲洗液	酸性冲洗液	隔离液	冲洗液	酸性冲洗液	隔离液	
1	10	10	10							86
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	85
3	3	3	3	4	4	3	3	3	4	95
4	10	0	10							45
5	4	0	4	3	0	3	3	0	3	52
6	4	4	4	4	4	4	4	4	4	96

通过表5可看出酸性冲洗液可显著提高泥饼清洗效率,3种前置液循环交替注入情况较正常顺序注入情况下泥饼清除效率更高。方案3和方案6冲洗效率相近,3种前置液总冲洗时间 10 min 时泥饼清洗效果较好,接触时间进一步增加清洗效果改善不明显。固井施工时交替注入3种前置液,3种前置液协同作用逐层清除井壁泥饼,冲洗液稀释钻井液提高顶替效率,清除井壁油膜。酸性冲洗液溶蚀泥饼中碳酸钙颗粒使泥饼松散,隔离液中碳酸钙颗粒可对疏松泥饼进行有效冲刷,高分子聚合物对井壁泥饼的吸附作用和拖拽作用提高虚泥饼中高分子聚合物冲洗效率^[12-13],同时隔离液可承载泥饼中剥离的碳酸钙和黏土颗粒,保障固井施工安全。

2.6 界面胶结强度测试

分别用清水、冲洗液、复合酸性前置液对养护后的岩心进行冲洗,对比冲洗前后(见图2),可以看出,较普通冲洗液体系,复合酸性前置液体系能够更有效清除岩心表面钻井液和泥饼。然后用冲洗

后岩心以及未经钻井液养护的空白岩心进行界面胶结强度测试,实验结果见表6。



a. 冲洗前 b. 普通冲洗液冲洗 c. 复合酸性前置液冲洗

图3 冲洗前后岩心对比

表6 界面胶结强度测试结果

序号	冲洗方式	胶结强度/ MPa
1	空白岩心对比样	1.97
2	清水冲洗 7 min	0.04
3	冲洗液冲洗 7 min	0.32
4	冲洗液 7 min/酸性冲洗液 7 min/隔离液 7 min	1.36
5	冲洗液 3 min/酸性冲洗液 3 min/隔离液 3 min/ 冲洗液 4 min/酸性冲洗液 4 min/隔离液 4 min	1.61

测试结果表明清水和单一冲洗液无法将岩心表面泥饼冲洗干净,胶结强度非常低,单一冲洗液体系冲洗后胶结强度只有空白岩心胶结强度的16%。复合酸性前置液体系冲洗后岩心和水泥石胶结强度明显增大,交替注入的冲洗方式界面胶结强度更高,达到单一冲洗液体系的5倍。

3 现场应用

3.1 固井技术措施

提高固井质量措施主要有以下几个方面:①采用旋转尾管固井提高钻井液顶替效率和泥饼清洗效率^[14];②应用冲洗液+酸性冲洗液+隔离液的复合前置液体系提高顶替效率和二界面泥饼清洗效果,为提高水泥界面胶结强度和封固质量创造条件;③提高套管居中度,避免套管在井眼内偏心造成环空液体流速差过大或窄边钻井液滞留,消除钻井液滞留带^[15-16];④应用水泥浆先导浆减少前置液和钻井液对水泥浆的污染,产层固井应用微膨胀防水窜水泥浆体系降低油水窜对固井质量的影响,提高产层环空密封完整性。

表7 TMBA XX井177.8mm尾管固井施工工艺流程

序号	操作内容	用量/ m ³	密度/ (g·cm ⁻³)	排量/ (m ³ ·min ⁻¹)
1	冲洗管线试压		1	0.5
2	泵送冲洗液	3	1.04	0.7
3	泵送隔离液	3	1.4	0.9
4	泵送冲洗液	1	1.04	0.7
5	泵送酸性冲洗液	3	1.05	0.7
6	泵送冲洗液	1	1.04	0.7
7	泵送隔离液	2	1.4	0.9
8	泵送冲洗液	1	1.04	0.7
9	泵送酸性冲洗液	6	1.05	0.7
10	泵送冲洗液	1	1.04	0.7
11	泵送隔离液	4	1.4	0.9
12	泵送先导水泥浆	4	1.62	0.9
13	注领浆	2.5	2.04	0.7
14	注尾浆	5	2.04	0.7
15	释放钻杆胶塞			
16	替清水	1	1	0.9
17	替钻井液	20	1.1	0.8
18	替钻井液	1	1.1	0.3
19	碰压			
20	放回水			
21	悬挂器坐挂			
22	循环	100	1.1	1.6

3.2 应用实例

酸性复合前置液体系在厄瓜多尔 TAMBOC-OCHA 区块 177.8 mm 尾管固井中已应用 19 口井,除一口井由于水泥浆量设计偏少致使上部裸眼段封固质量差外,其他井裸眼段固井质量和界面胶结质量全部良好。固井施工过程中,为避免前置液注入时酸性冲洗液中盐酸与隔离液中石灰石粉反应影响酸性冲洗液冲洗效果,保障酸性冲洗液和钻井液及水泥浆的有效隔离,3种前置液注入顺序稍作调整(见表7)。

悬挂器坐挂后前置液及先导水泥浆全部循环出井筒,共返出水泥浆及混浆 7 m³,密度最高 1.70 g/cm³,测定混浆为碱性,表明隔离液及先导浆可有效隔离酸性冲洗液和水泥浆。固井施工结束后 18 h 测固井质量,裸眼段固井质量优,界面胶结质量良好。

4 结论

(1)酸性冲洗液中盐酸可与泥饼中碳酸钙反应使泥饼松散,利于提高泥饼清洗效率。

(2)多种前置液交替注入协同作用可有效提高顶替效率和泥饼冲洗效率,为提高固井质量和界面胶结质量提供基础。

(3)先导水泥浆和隔离液可有效隔离酸性冲洗液和水泥浆,避免酸性冲洗液污染水泥浆,防止影响水泥稠化时间和固井质量。

参考文献:

- [1] 潘宇强,唐凯.TAMBOCOCHA 43 区块尾管固井难点及对策[J].钻井液与完井液,2019,36(4):495-499.
- [2] 任春宇,陈大钧.RC 型冲洗液性能的室内研究[J].钻井液与完井液,2012,29(6):66-67,70.
- [3] 李友臣,吴旭辉,张轩.固井前置液技术研究[J].西部探矿工程,2005,17(Z1):128-129.
- [4] 杨宝林,顾军,郑涛,等.泥饼厚度对固井二界面胶结强度的影响[J].钻井液与完井液,2009,26(1):42-43,46.
- [5] 杨香艳,韩喜龙,陈浩,等.前置液体系在龙 17 井固井中的应用[J].天然气工业,2008,28(7):55-57.
- [6] 杨振杰,李家芬,苏长明,等.新型胶乳冲洗隔离液实验[J].天然气工业,2007,27(9):51-53.
- [7] 刘钰龙,刘小利,唐凯.厄瓜多尔 Parahuacu 油田低压高渗小间隙尾管固井技术[J].复杂油气藏,2021,14(2):94-99.
- [8] 王成文,孟仁洲,孟凡昌,等.一种高效固井冲洗液体

- 系:CN201410796455.9[P].2014-12-18.
- [9] 杨振杰,马成云,朱海涛,等.自修复固井前置液实验研究[J].钻井液与完井液,2013,30(2):55-58.
- [10] 崔茂荣,马勇.评价钻井液滤饼对固井二界面胶结质量影响的新方法[J].天然气工业,2006,26(12):92-93,96.
- [11] 杨香艳,郭小阳,杨远光,等.固井前置冲洗液的研究发展[J].西南石油学院学报,2005,27(1):70-74.
- [12] 李早元,杨绪华,郭小阳,等.固井前钻井液地面调整及前置液紊流低返速顶替固井技术[J].天然气工业,2005,25(1):93-95.
- [13] 陈二丁,王成文,孟仁洲.一种高效清除井壁滤饼的新型固井冲洗液[J].天然气工业,2015,35(8):69-74.
- [14] 王金堂,孙宝江,李昊,等.大位移井旋转套管固井顶替模拟分析[J].中国石油大学学报(自然科学版),2015,39(3):89-97.
- [15] 张铎远.浆体性能及井眼条件对顶替效率的影响研究[D].青岛:中国石油大学,2007.
- [16] 刘振通,宋志强,王军,等.硅酸钠前置液在委内瑞拉重油带固井中的应用[J].钻井液与完井液,2015,32(6):96-99.

(编辑 韩 枫)

(上接第110页)

液油并建议采用二氧化碳+降黏吞吐方式。

(3)开展了冷热采交替工艺参数优化,包括热采阶段注入参数优化和冷采阶段吞吐方式与注入参数优化,并经21口井的现场应用,平均单井日产油4.9 t,周期产油量677.8 t,平均含水87.8%,生产态势良好。

参考文献:

- [1] 陈兆芳.乐安油田南区蒸汽吞吐后期开采方式研究[J].江汉石油学院学报,2003,25(2):85-86.
- [2] 张弦,范英才,刘建英,等.辽河中深层稠油油藏蒸汽驱后开发方式优化研究[J].复杂油气藏,2011,4(1):50-54.
- [3] 赵庆辉,张鸿,杨兴超,等.深层超稠油油藏蒸汽吞吐后转汽驱实验研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2021,43(3):146-154.
- [4] LIU J F, WU X M, SUN S G, et al. The application of complex displacement in cyclic steam stimulation CSS & steam flooding SF development in Liaohe oilfield: a field performance study [C]//SPE Canadian Energy Technology Conference.Calgary:SPE, 2022: SPE-208940-MS.
- [5] 钟立国,王成,刘建斌,等.中深层稠油油藏蒸汽-氮气复合吞吐技术[J].新疆石油地质,2019,40(2):194-198.
- [6] 周伟,寇根,张自新,等.克拉玛依油田九6区稠油油藏蒸汽-CO₂复合驱实验评价[J].新疆石油地质,2019,40(2):204-207.
- [7] BOBB J, HOSEIN R. An investigation into the combination of cyclic steam stimulation and cyclic CO₂ stimulation for heavy oil recovery in Trinidad and Tobago [C]//SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference.Port of Spain:SPE, 2018:SPE-191161-MS.
- [8] 刘毅.河口稠油化学吞吐体系研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2018.
- [9] 张弦,刘永建,车洪昌,等.辽河中深层稠油蒸汽驱油藏工程优化研究[J].复杂油气藏,2010,03(2):57-60.
- [10] 吴晓东,张玉丰,刘彦辉.蒸汽吞吐井注汽工艺参数正交优化设计[J].石油钻探技术,2007,35(3):1-4.
- [11] 张贤松,谢晓庆,何春百.海上稠油油田蒸汽吞吐注采参数优化研究[J].特种油气藏,2015,22(2):89-92.

(编辑 韩 枫)

一体化装置处理后采出水配注聚合物的应用

陈景军, 徐福刚, 刘向军

(中国石化胜利油田分公司河口采油厂, 山东 东营 257200)

摘要:针对陈25块降黏复合驱采出水配注聚合物溶液黏度较低的问题,进行一体化装置处理技术研究。该装置集曝气、接触氧化、吸附过滤、电板极化于一体,曝气可去除水中的部分二价铁、硫化物、COD等还原性物质,从而提高污水配注聚合物溶液的黏度;滤料具有催化和过滤双重功能,催化作用提高了亚铁离子等还原性物质的去除效率,过滤作用可去除单质硫、铁离子化合物等的沉淀;电板极化具有除氧及杀菌功能。该技术通过现场实验,处理后水质达到污水配注聚合物要求,配注聚合物溶液井口黏度平均33 mPa·s以上,增黏效果明显。

关键词:驱油;水质;水处理;聚合物黏度;还原性物质;曝气

中图分类号:TE992 **文献标志码:**A

Application of dispensing polymer in produced water treated by integrated unit

CHEN Jingjun, XU Fugang, LIU Xiangjun

(Hekou Oil Production Plant of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257200, China)

Abstract: Studies on integrated device treatment technology in viscosity-reducing compound flooding are being conducted in Chen 25 Block to address the issue of low viscosity of polymer solutions prepared by produced water. Aeration, contact oxidation, adsorption and filtration, and electrode polarization are all integrated within the device. Aeration can increase the viscosity of the polymer solution made by sewage by removing some reductive elements from water, such as divalent iron, sulfide, and COD. The filter material does both filtration and catalysis simultaneously. Filtration can remove the precipitation of elemental sulfur and iron ion compounds, and catalysis increases the removal effectiveness of reducing chemicals like ferrous ions. The electrode polarization has the functions of deoxidizing and sterilizing. Through field tests of this technology, it has been demonstrated that the water quality after treatment satisfies the criteria for polymer dispensing in sewage. The effect of the viscosity-increasing polymer injection solution, which has an average wellhead viscosity of above 33 mPa·s, is obvious.

Key words: oil displacement; water quality; water treatment; polymer viscosity; reducing substance; aeration

陈家庄油田陈25块属于水驱稠油油藏,地面原油黏度3 000~10 000 mPa·s,油田开发中存在着水驱波及系数低、井间剩余油富集、汽驱热损失大、采收率低的问题^[1]。

针对这些问题,开展了降黏复合驱先导实验。陈25块设计注入井27口,日配注量2 800 m³,平均单井日注104 m³,注入速度0.08 PV/a,累积注入84个月,其中聚合物干粉用量1.5×10⁴ t,降黏剂用量0.53×10⁴ t,驱油剂用量1.2×10⁴ t。

陈25块降黏复合驱方案设计注入方式为清水配制聚合物采出水稀释注入,因该块现场没有清水,准备采用陈庄联合站采出水配注,而陈庄联合站的水质部分指标达不到复合驱方案中对配聚用

水水质的要求,采出水配聚黏度不达标,需进一步处理。

国内已有研究表明,采出水中的溶解氧、二价铁离子、硫化物、SRB菌等对聚合物溶液黏度影响较大,相应的处理措施包括采出水加入聚合物降解抑制剂、采出水曝气处理等^[2-8],这些处理方法操作成本高,处理效果不稳定。全采出水配注降黏复合驱在胜利油田尚属首次,注入液保黏技术缺少经验和储备,为此进行一体化装置处理技术的研究。

收稿日期:2022-03-20;改回日期:2022-05-17。

第一作者简介:陈景军(1971—),高级工程师,从事油田化学方面的研究工作。E-mail: chenjingjun.slyt@sinopec.com。

1 一体化处理工艺

1.1 一体化处理技术工艺流程

来水首先进入缓冲水箱,在进水管线上加注空气,用于气浮除油和曝气脱硫、除 COD 等还原性物质。根据水中硫化物含量适量添加次氯酸钠溶液,在水箱内充分反应彻底脱硫^[9]。处理后的水通过提升泵提升后,进入锰砂过滤器进行催化反应及过滤,过滤器底部加装高压电极,进行高压电极杀菌处理,杀菌处理后的达标水进入净化水罐用于配注聚合物。水处理流程如图 1。

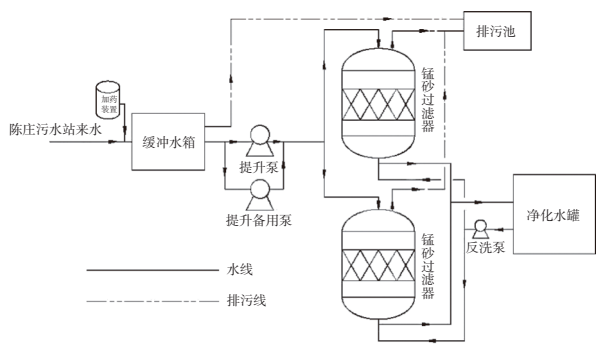


图 1 水处理工艺流程

1.2 一体化处理功能原理

1.2.1 缓冲水箱

依靠曝气去除水中的部分二价铁和硫化物、COD 等还原性物质,并视原水中还原性物质的含量适量投加次氯酸钠去除水中的硫化物,降低水中的 COD 等还原性物质含量。同时空气的气浮作用可以进一步降低原水中的含油量。

1.2.2 锰砂过滤器

锰砂过滤器内部工艺流程为:曝气→接触氧化→吸附过滤→电极除氧及杀菌。主要功能原理:

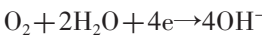
(1)空气氧化。采用压缩空气曝气方式,管道混合溶氧。曝气一方面增加水中的溶解氧,氧化去除硫化物、亚铁化合物等还原性物质;二是通过气提原理去除 CO₂,以提高水的 pH 值,使二价铁化合物氧化成三价铁化合物沉淀,然后再经后续过滤去除。

(2)接触氧化。滤料采用天然锰砂滤料,其成分含有二氧化锰,具有催化和过滤双重作用。催化作用提高了硫化物、亚铁离子等还原性物质的去除效率,过滤作用去除单质硫、铁离子化合物的沉淀。

(3)吸附过滤。采用过滤效率高的特制锰砂滤料,经锰砂滤层后去除 Fe³⁺形成的絮凝体 Fe(OH)₃

沉淀物、单质硫等。

(4)电极除氧及杀菌。由于 SRB 本身为厌氧菌,曝气可以抑制它的生长繁殖。另外,水流最后经过高压电极的极化处理,高压电极源源不断地向水体释放电子,水中电子进入菌类的细菌膜内改变其分子结构,使其细菌膜破裂,将细菌杀死。水中溶解氧在电极的作用下发生以下反应:



通过电极向水中释放电子将水中溶解氧转化成氢氧根,将水中的溶解氧去除。

2 工艺设计

2.1 设计工艺及设备构成

方案设计一套 2 800 m³/d 水处理装置,主要由 2 具缓冲水箱,2 具锰砂过滤器、2 台提升泵(1 用 1 备)、1 台反洗泵、2 台空压机和 1 台储气罐组成,另外设备自带 1 台控制柜。根据处理量和极化极板的间距调节电极的电压及反冲洗强度。设备占地面积仅为 18.4 m×7.1 m =130.64 m²

2.2 设计水质

在陈庄联合站来水水质的基础上,进行了室内实验,该处理流程无需加入化学剂,装置处理 10 min 后,出水水质达到了配注聚合物的要求。根据实验结果,确定设计水质如表 1。

表 1 一体化装置进出水水质指标

项目	来水指标	出水指标
含油量,mg/L	≤50	≤30
悬浮物含量,mg/L	≤30	≤10
粒径中值,μm	≤4	≤2
化学需氧量,mg/L	650	≤350
溶解氧含量,mg/L	0.5	0
总铁含量,mg/L	1.2	0.5
二价铁离子含量,mg/L	0.8	0.5
硫化物含量,mg/L	5.0	0
SRB,个/mL	600	0

3 现场实验及效果

3.1 一体化处理装置出水水质

按照设计方案,一体化水处理系统紧邻陈 25 配注站建设,在陈庄联合站新建污水外输泵,将陈庄站处理后的污水输送至新建的水处理系统,处理后水质达到配聚水质要求(见表 2)。

表2 一体化装置处理前后水质对比

状态	硫化物/ (mg·L ⁻¹)	二价铁/ (mg·L ⁻¹)	溶解氧/ (mg·L ⁻¹)	SRB/ (个·mL ⁻¹)	含油量/ (mg·L ⁻¹)	悬浮物/ (mg·L ⁻¹)	腐蚀率/ (mm·a ⁻¹)
处理前	4.0	1.0	0.5	600	40.0	26	0.160
处理后	0	0	0.1	25	4.7	5.0	0.069

3.2 一体化处理装置出水水质配聚效果

按照现场注入聚合物溶液质量浓度 2 000 mg/L 的要求,用一体化装置处理前后水配制聚合物溶液,在地层温度 70℃条件下老化 60 d 测试黏度,结果表明,处理前污水配制的聚合物溶液黏度 8.6 mPa·s,处理后水配制聚合物溶液黏度达 37 mPa·s。处理后水配制的聚合物溶液热稳定性好,老化 60 d 后黏度保留率仍达到了 65%,黏度 22.3 mPa·s,处理前水配制的聚合物溶液黏度仅为 2.5 mPa·s(见表 3)。目前现场聚合物溶液注入井 27 口,平均井口黏度 33 mPa·s。试验结果说明一体化装置现场应用效果较好。

表3 一体化处理装置出水配聚黏度稳定性数据

老化时间/d	处理前配聚黏度/ (mPa·s)	处理后配聚黏度/ (mPa·s)
0	8.6	37.5
3	4.0	35.2
6	4.0	31.3
9	4.0	30.0
20	3.1	26.4
40	2.6	22.8
60	2.5	22.3

4 结论

(1)一体化处理装置集曝气、接触氧化、吸附过滤、电极除氧及杀菌功能于一体,占地面积小,处理

速度快。

(2)通过室内研究和现场实验,处理后水质达到配注聚合物要求,配注聚合物溶液黏度达到注入要求。

(3)现场试验结果表明,一体化装置处理后污水配注的聚合物溶液热稳定性好。

参考文献:

[1] 孙焕泉.胜利油田三次采油技术的实践与认识[J].石油勘探与开发,2006,33(3):262-266.

[2] 祝仰文,安志杰,王业飞,等.聚合物驱采收率影响因素研究[J].油气田地面工程,2010,29(9):22-24.

[3] 唐旭.提高孤东油田二元复合驱效果的现场研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2012.

[4] 付美龙,周克厚,赵林.聚合物驱溶液中溶解氧对聚合物稳定性的影响[J].西南石油大学学报,1999,21(1):71-73.

[5] 田津杰,敖文君,吴晓燕,等.污水配制污水稀释聚合物溶液黏度影响实验研究[J].科学技术与工程,2016,16(14):166-199.

[6] 孙焕泉,王增林,韩霞.油田回注水水质稳定控制技术[M].北京:中国石化出版社,2012:17-62.

[7] 孟凡雪,赵文森.聚合物配注地面工艺设计特点分析[J].化学工程与装备,2015(9):26-29.

[8] 乔明.无碱二元驱配注工艺及粘度损失控制技术[J].中国新技术新产品,2014(2):124-125.

[9] 孙晓然,肖国良,杨民.水处理用二氧化氯制备新工艺的研究[J].工业水处理,1997(6):11-12,44.

(编辑 韩 枫)