

苏里格气田气井凝析油对泡排携液能力影响分析

辛磊, 陈天应, 孟凡臣, 刘孟鹏, 陈焱

中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气合作开发分公司 天津 300280

通讯作者: Email: chentianying@cnpc.com.cn

项目支持: 苏里格合作区块含水层排水采气工艺技术研究(2021ZD26Y-02)

引用: 辛磊, 陈天应, 孟凡臣, 等. 苏里格气田气井凝析油对泡排携液能力影响分析[J]. 油气井测试, 2023, 32(5): 24-29.

Cite: XIN Lei, CHEN Tianying, MENG Fanchen, et al. Analysis of impact of condensate on liquid carrying capacity of foam lift in gas wells in Sulige Gas Field[J]. Well Testing, 2023, 32(5): 24-29.

摘要 苏里格气田含凝析油气井生产中,凝析油的存在会降低起泡剂起泡能力并加速泡沫衰减,严重影响泡沫排采技术现场应用效果。为提高含凝析油气井的泡排效果,利用动态携液法在室内开展不同凝析油含量的地层水对泡排携液能力影响的实验,模拟井筒积液从井底被携带至地面的演化过程,对实验现象进行机理分析,并优化改进起泡剂加注量公式。结果表明,随着凝析油含量的增加,泡沫携液能力不断下降;0~20%含量的凝析油对携液能力影响相对较弱,返排率大于80%,返排率环比平均降低2.33%,这表明起泡剂可将表面张力远小于地层水的凝析油乳化,并有效降低凝析油对起泡剂的抑制作用;20%~40%含量的凝析油对携液能力影响相对较强,返排率小于80%,返排率环比平均降低9.13%,这表明未被起泡剂乳化的凝析油严重抑制泡沫生成。经苏X-9X井现场应用取得良好排液增产效果,该分析为苏里格地区气井积液治理提供新思路。

关键词 苏里格气田;凝析油;泡沫排水采气技术;起泡剂;返排率;表面张力;消泡性;携液能力

中图分类号: TE377

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.05.005

Analysis of impact of condensate on liquid carrying capacity of foam lift in gas wells in Sulige Gas Field

XIN Lei, CHEN Tianying, MENG Fanchen, LIU Mengpeng, CHEN Yan

Oil and Gas Cooperative Development Branch, CNPC Bohai Drilling and Engineering Co., Ltd., Tianjin 300280, China

Abstract: During the production process of gas wells containing condensate in the Sulige Gas Field, the presence of condensate reduces the foaming ability of the foaming agent and accelerates foam decay, significantly affecting the on-site application effectiveness of foam lift technology. To improve the foam lift efficiency in gas wells containing condensate, experiments were conducted indoors using the dynamic liquid carrying method to investigate the impact of formation water with varying condensate content on liquid carrying capacity of foam lift. The experiments simulated the evolution of liquid accumulation in the wellbore being carried to the surface, and the observed phenomena were analyzed for their underlying mechanisms. Additionally, the formula for the injection volume of the foaming agent was optimized and improved. The results show that as the condensate content increased, the liquid carrying capacity of foam continuously decreased. The impact of condensate content with a range from 0% to 20% on liquid carrying capacity was relatively weak, with a flowback ratio exceeding 80%. The flowback ratio decreased by an average of 2.33% compared to the base case, indicating that the foaming agent could emulsify the condensate, which had a much lower surface tension than formation water, effectively reducing the inhibitory effect of condensate on the foaming agent. The impact of condensate content between 20% and 40% on liquid carrying capacity was relatively strong, with a flowback ratio below 80%. The flowback ratio decreased by an average of 9.13%, indicating that the unemulsified condensate severely inhibited foam generation. The on-site application of these findings in the Well SuX-9X achieved significant improvements in liquid drainage and production enhancement, which may provide a new approach for liquid control in gas wells in the Sulige region.

Keywords: Sulige Gas Field; condensate; foam drainage gas recovery technology; foaming agent; flowback rate; surface tension; defoaming property; liquid carrying capacity

气井自喷能力低于临界携液流量后,井筒内液体无法有效排出^[1-3],从而使气井积液逐渐增多,造成气井停产。泡沫排水采气技术是将一定比例稀

释后的表面活性剂从井口注入至井筒及井底(苏里格地区起泡剂稀释比例一般为1:5^[4]),当积液与起泡剂接触后,在天然气气流搅动作用下生成大量低

密度含水泡沫,并被气流携带至地表的方法。该技术可极大减少液体滑脱现象,相对增加气流对液体的举升能力,使得井筒积液在较低的气体流速条件下以泡沫形态被携带出气井,进而实现天然气产量增加的目的^[5]。

苏里格气田气井普遍含有凝析油,平均油气比 $0.049 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 、油水比 $0.10 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。冯永兵等^[6-10]均利用动态携液法开展了凝析油对泡排效果影响的室内实验,结果表明凝析油的存在对起泡剂具有抑制作用,加速泡沫衰减,降低起泡剂起泡能力、稳定性,严重影响泡沫排采技术现场应用效果,凝析油含量过高导致泡排效果不佳甚至泡排无效。并且上述研究均未对不同凝析油含量对泡排携液性能影响区间、区段的规律进行量化研究,进而更加无法指导工艺加注剂量参数量化计算。因此,为提高含凝析油气井的泡排效果,本文基于动态携液法,开展不同凝析油含量的地层水对泡排携液能力影响的室内实验,模拟井筒积液从原始状态到最终被携带至地面的演化过程,并对实验现象进行机理分析。此外,基于研究结论优化改进的起泡剂加注量公式,指导多口试验井取得排液增产效果,这可以为含凝析油气井精细管理提供技术支持。

1 实验方法

(1) 实验方法及流程

目前起泡剂室内实验主要有两种方法,动态携液和罗氏泡高实验。动态携液实验过程(见图1)与气井泡沫排液方式相似,该实验可模拟在井下温度情况下泡沫排液采气过程,是评价起泡剂泡沫携液能力的较好方法。基本实验仪器包括:恒温携液仪、温度计、恒温水浴、充气泵、烧杯、量筒等。本文将利用动态携液实验来开展 XHY-4 起泡剂在凝析油条件下的携液能力研究。以苏 X 区地层水样品和凝析油样品为例开展动态携液实验。

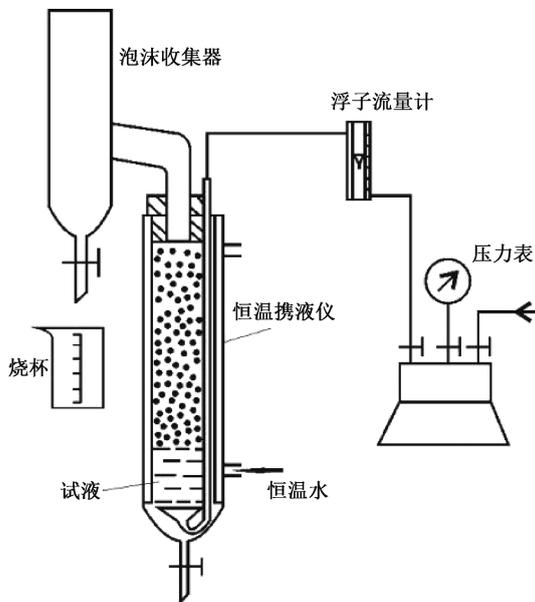


图1 泡沫携液能力测定实验示意图

Fig. 1 Experimental diagram of foam drainage capacity

携液能力测试实验步骤:a. 配置药剂浓度为 5.00% 的待测试液^[11]; b. 待测试液置于恒温水浴内加热至 $80 \pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$; c. 将预热好的试液倒入恒温携液仪中,打开充气泵注入气体,气流搅拌试液后起泡并携带泡沫向上运移,用泡沫收集器和烧杯收集被气流带出的液体和泡沫,直到无泡沫携出为止; d. 待烧杯内泡沫消尽全部呈液体后,用量筒测量被携带出液体的体积,并计算该次实验的返排率。

(2) 实验样品

实验所用的地层水样品为苏里格苏 X-1 气井的地层水。根据石油与天然气行业标准《SY/T 5523-2006 油气田水分析方法》和《SY/T 5329-2012 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》对气井水样各项水质指标分别进行分析,分析项目主要包括 pH、矿化度以及各类阴阳离子含量。经测试分析,实验结果如表 1 所示,氯根为 $14\ 098 \text{ mg/L}$,矿化度为 $23\ 562 \text{ mg/L}$,数据表明该地层水为气田储层水,水样类型按照苏林分类法可归类为氯化钙水型。

表1 苏里格气田 X-1 气井水质分析结果

Table 1 Analysis results of strata water salinity of X-1 gas well in Sulige Gas Field

F mg/L	CL ⁻ mg/L	Br ⁻ mg/L	NO ₃ ⁻ mg/L	PO ₄ ³⁻ mg/L	SO ₄ ²⁻ mg/L	Li ⁺ mg/L	Na ⁺ mg/L	NH ₄ ⁺ mg/L	K ⁺ mg/L	Mg ²⁺ mg/L	Ca ²⁺ mg/L	pH 值
106	14 098	142	95	47	146	42	4 675	59	137	251	3 764	7.0

实验所用的凝析油样品为苏里格苏 X-9X 气井凝析油,其密度为 0.785 mg/ml 。

实验所用的起泡剂为 XHY-4 起泡剂,浅棕红色,密度($20 \text{ }^\circ\text{C}$) $1.0 \pm 0.2 \text{ g/cm}^3$,表面张力($20 \text{ }^\circ\text{C}$) \leq

35 mN/m ,罗氏泡高($70 \text{ }^\circ\text{C}$) 3 分钟后 $\geq 210 \text{ mm}$,可适应总矿化度 $\leq 300 \text{ g/L}$ 的地层水。起泡剂主要化学成分包含十二烷基二甲基甜菜碱、双子十二烷基二甲基羟丙基磺基胺乙内酯、脂肪醇聚氧乙烯醚磺酸

钠,其中抗凝析油成分为双子十二烷基二甲基羟丙基磺基胺乙内酯。

2 实验结果与讨论分析

基于动态携液法,通过配置不同凝析油含量的试液进行实验。共开展 17 组起泡剂携液能力的实验结果如表 2 所示。以 80%返排率为标准,返排率高于 80%的实验有 8 组,其余有 9 组。由实验结果可知,随着凝析油含量的增加,起泡剂起泡性能变弱、泡沫稳定性变差、携液能力变弱,实验排液效果逐渐变差,当凝析油含量占比达 40%时,返排率仅为 6%。

表 2 含凝析油试液的泡排携液能力实验表

Table 2 Experimental table of foam drainage capacity

编号	5%起泡剂试液/ml	地层水+凝析油/%	返排量/ml	返排率/%	返排率环比值
1	200	100+0	188	94.00	-6.00
2	200	97.5+2.5	191	95.50	1.50
3	200	95+5	183	91.50	-4.00
4	200	92.5+7.5	178	89.00	-2.50
5	200	90+10	176	88.00	-1.00
6	200	87.5+12.5	173	86.50	-1.50
7	200	85+15	165	82.50	-4.00
8	200	82.5+17.5	161	80.50	-2.00
9	200	80+20	158	79.00	-1.50
10	200	77.5+22.5	144	72.00	-7.00
11	200	75+25	132	66.00	-6.00
12	200	72.5+27.5	114	57.00	-9.00
13	200	70+30	86	43.00	-14.00
14	200	67.5+32.5	75	37.50	-5.50
15	200	65+35	63	31.50	-6.00
16	200	62.5+37.5	40	20.00	-11.50
17	200	60+40	12	6.00	-14.00

经实验结果投图(见图 2a),并利用最小二乘法拟合出两条斜率不同的最优直线^[12]。由图可知,随凝析油含量增加返排率逐渐降低,形成这一现象的原因是:凝析油属于消泡剂大类中的一种,影响起泡剂水溶液体系的物理化学性质(如单相表面张力、界面张力、溶解性等),使溶液体系具备阻碍泡沫生成或加速泡沫破灭的条件。凝析油渗入到泡沫液膜外表面,并铺展桥连形成一层油相表面膜,此油相膜表面张力小于泡沫表面张力,于是促使泡沫发生破灭现象。因此,随着地层水中凝析油含量的不断增多,起泡剂的起泡能力、泡沫稳定性、携液能力均逐渐降低,进而泡沫排水采气工艺的排液效果降低。

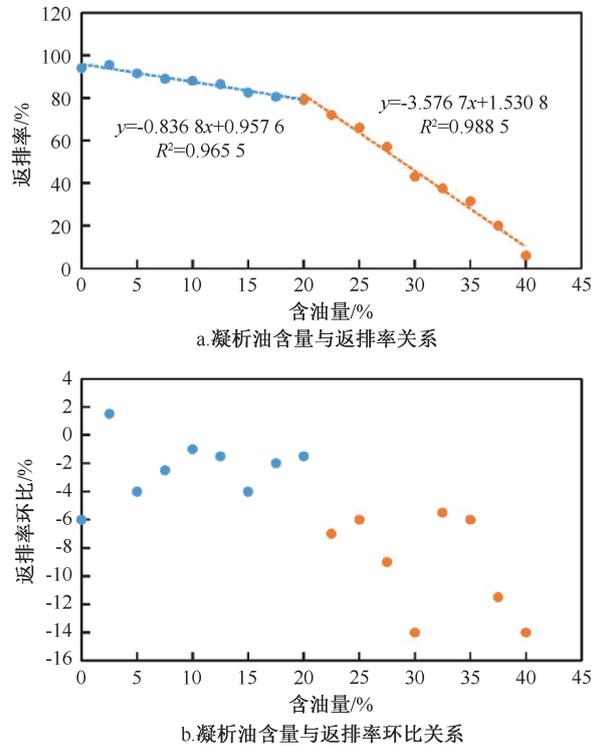


图 2 凝析油含量对泡排携液能力影响图
Fig. 2 The influence of different condensate oil concentrations on foam drainage capacity

在 0~20%含油量范围内凝析油含量与返排率呈 $y = -0.8367x + 0.9576$ 的函数关系,其斜率为-0.8368,返排率环比平均降低 2.33%,表明在该含油量范围内凝析油对起泡剂的影响程度相对较弱;而 20%~40%含油量范围内凝析油含量与返排率呈 $y = -3.5767x + 1.5308$ 的函数关系,其斜率为-3.5767,返排率环比平均降低 9.13%,表明在该含油量范围内凝析油对起泡剂的影响程度相对较强(见图 2b)。上述现象原因是:当试液中凝析油含量较少时,起泡剂中亲油基团吸附在烃类分子表面,将凝析油乳化为大量可以充分分散在水中的小乳滴。在气体搅动下,试液形成大量含水、含乳滴的泡沫,进而泡沫在气体举升作用下被有效携带出实验仪器;而随着凝析油含量增多,当试液中烃类分子达到一定数量时,起泡剂中亲油基团恰好完全吸附试液中凝析油重烃组分分子,即凝析油恰好全部乳化为小乳滴,且试液仍可以形成大量泡沫,足以将 80%试液携带出实验仪器;随着凝析油含量高于某一阈值时,一定量的烃类分子被吸附后分散于水相中,即凝析油被乳化为小乳滴,而剩余烃类分子在地层水表面铺展、桥连,最终在水相表面形成一层油相膜。由于油相表面张力小于泡沫张力,远小于水相表面张力,而表面张力过小的油膜导致泡沫

壁厚度变薄,甚至在剧烈扰动的非稳定系统中使泡沫迅速破灭,严重抑制起泡剂性能。因此,在5‰起泡剂浓度的含凝析油溶液中,不同凝析油含量对起泡剂的消极影响存在一个阈值,即20%。

3 起泡剂加注量分析

当凝析油含量一定时,增加起泡剂浓度,凝析油影响减弱,或当起泡剂浓度一定时,降低凝析油含量,也可减弱凝析油对起泡性能的消极影响。从降低井筒凝析油含量角度出发,当起泡剂加注浓度一定时,需要精确计算起泡剂的加注量,以满足起泡剂在井筒或井底浓度不低于5‰,进而实现高凝析油含量气井连续稳定排水采气目的。气井内积液总量可通过气井积液公式计算得出^[13-14]

$$Q_{\text{总}} = Q_{\text{环空}} + Q_{\text{油管}} + Q_{\text{井底}} \quad (1)$$

式中: $Q_{\text{总}}$ 为井筒内总积液量, m^3 ; $Q_{\text{环空}}$ 为气井油套环空积液量, m^3 ; $Q_{\text{油管}}$ 为气井油管积液量, m^3 ; $Q_{\text{井底}}$ 为气井井筒积液量, m^3 。

其中公式(1)右侧参数确定分别是根据贾友亮等^[15]在气井井筒积液量计算方法研究一文中结果得出, $Q_{\text{环空}}$ 是根据环空液面深度的实时测试结果及油套管尺寸参数计算得出

$$Q_{\text{环空}} = \frac{\pi}{4} (D_1^2 - d_2^2) (H - h_c) \quad (2)$$

式中: D_1 为套管内径, m ; d_2 为油管外径, m ; H 为油管下深, m ; h_c 为环空液面深度, m 。

$Q_{\text{油管}}$ 首先是根据井口套压及环空液面深度计算管鞋处的井底流压,然后根据井口油压采用流动气柱计算方法试算油管液面深度,最后计算确定油管积液量

$$Q_{\text{油管}} = \frac{\pi}{4} d_1^2 (H - h_1) \quad (3)$$

式中: d_1 为油管内径, m ; h_1 油管积液深度, m 。

$Q_{\text{井底}}$ 是根据油管下深、人工井底深度及套管规格参数计算得出

$$Q_{\text{井底}} = \frac{\pi}{4} D_1^2 (H' - H) \quad (4)$$

式中: D_1 为套管内径, m ; H' 为人工井底深度, m 。

利用注剂量公式^[16],可计算得出起泡剂预计加注量

$$Q_{\text{注}} = (Q_{\text{总}} + Q_{\text{日产水}}) M \quad (5)$$

式中: $Q_{\text{注}}$ 为泡排预计加注量, m^3 ; $Q_{\text{日产水}}$ 为气井日产水量, m^3 ; M 为气井内起泡剂浓度,%(苏里格地区

一般优选5‰)。

基于泡排实验研究认识,综合考虑0~20%、20%~40%凝析油含量范围泡排携液能力的影响、油/套注入方式、油/套表面积、起泡剂流动粘接管壁损耗量等因素,注剂量计算公式改进如下:

0~20%凝析油含量油管注剂量公式为

$$Q_{\text{注}} = (Q_{\text{总}} + Q_{\text{日产水}}) M + Q_{\text{油管挂壁量}} \quad (6)$$

20%~40%凝析油含量油管注剂量公式为

$$Q_{\text{注}} = (c/20\%) (Q_{\text{总}} + Q_{\text{日产水}}) M + Q_{\text{油管挂壁量}} \quad (7)$$

0~20%凝析油含量套管注剂量公式为

$$Q_{\text{注}} = (Q_{\text{总}} + Q_{\text{日产水}}) M + Q_{\text{套管挂壁量}} \quad (8)$$

20%~40%凝析油含量套管注剂量公式为

$$Q_{\text{注}} = (c/20\%) (Q_{\text{总}} + Q_{\text{日产水}}) M + Q_{\text{套管挂壁量}} \quad (9)$$

上述公式中, $Q_{\text{油管挂壁量}}$ 为起泡剂由井口油管注入井内,流经油管过程中起泡剂流动粘接管壁的损耗量,经验值取 $Q_{\text{油管挂壁量}}$ 为 0.04 m^3 ; $Q_{\text{套管挂壁量}}$ 为起泡剂由井口套管注入井内,流经油套环空过程中起泡剂流动粘接管壁的损耗量,经验值取 $Q_{\text{套管挂壁量}}$ 为 0.06 m^3 ; c 为气井凝析油含量在20%~40%的真实浓度值。在实际应用过程中,对于含油量超过20%的气井,需要严格监测气井的积液量和注剂量与临界携液流量的关系,若积液量过多或积液量和注剂量之和过多,会严重削弱气井自喷能力,此时泡排采气工艺已不适用于该类气井积液类型,需要优选排液能力更强的工艺措施或组合式排液采气工艺措施。

4 试验井应用

苏X-9X为含凝析油较高的气井,该井2016年12月投产,初期井口油套压18.37 MPa/18.92 MPa,无阻流量 $8.782 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均日产量 $1.01 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,目前已累产 $937.7584 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产量 $0.05 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均最高恢复井口油套压8.7 MPa/8.8 MPa,井口油套压最大恢复压差3.37 MPa。2022年5月16日至6月25日生产数据如图3和表3所示。由图3可知,5月17日注入起泡剂;5月19日开井生产,开井生产过程中井口套压呈上升趋势;5月20日关井后井口油套压最大恢复压差为2.69 MPa,生产周期内日均产气量 $0.05 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,上述生产数据表明泡排效果不佳,气井积液严重。

根据苏X-9X气井生产数据和采集的气井液样数据,凝析油含量为37%,因此判断气井泡排效果不佳的原因为凝析油抑制起泡剂效果。分别在5月

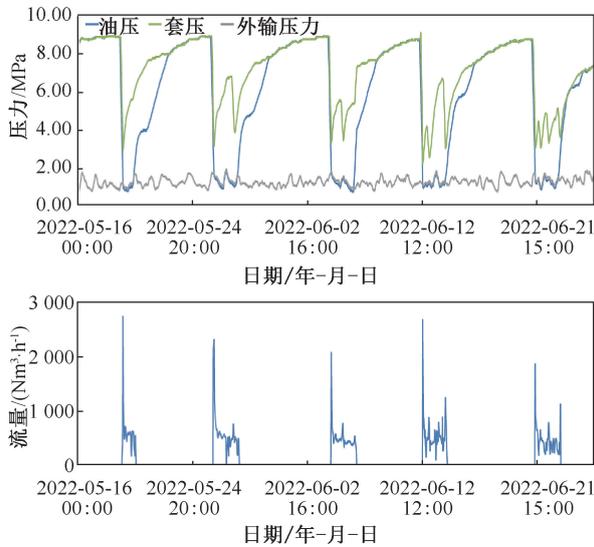


图3 苏X-9X采气曲线

Fig. 3 Gas production curve of Su X-9X gas well

表3 苏X-9X生产管理数据

Table 3 Production management data of Su X-9X gas well

泡排日期	注剂时机	井口油压/ MPa	井口套压/ MPa	注剂量/ m ³	注剂 方式	日均产量/ (10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	油套最大恢复 压差/MPa
2022/05/17	开井前2天	8.70	8.70	0.15	套管	0.05	2.69
2022/05/26	开井泡排	8.87	8.92	0.20	套管	0.09	2.56
2022/06/04	开井泡排	8.87	8.92	0.20	套管	0.09	3.37
2022/06/12	开井泡排	8.72	8.77	0.23	套管	0.10	1.83
2022/06/20	开井前1天	8.72	8.77	0.23	套管	0.15	0.85

6月23日生产关井后井口油套压最大恢复压差为0.83 MPa,较上一生产周期缩小0.98 MPa,生产周期内日均产气量 $0.15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,表明泡排取得一定程度的排水增产效果。

5 结论

(1)随着凝析油含量增加,起泡剂携液能力下降,其中对于0~20%凝析油含量的气井积液,返排率不低于80%。而20%~40%凝析油含量的气井积液,返排率不高于80%,且返排率的递减速率相对较快。研究结果可为含油量高的积液气井提高气藏采收率,降低无效工作量研究提供理论支撑。

(2)基于0~20%和20%~40%凝析油含量的试液研究结果,分别从不同注剂方式对起泡剂注剂注剂量公式进行优化改进,并指导多口试验井取得良好的排液增产效果。该案例可为苏里格地区气井积液治理提供新思路。

(3)本文研究仅从凝析油含量的角度开展起泡剂携液能力影响研究,气井积液的矿化度、井深、井斜等因素也会影响泡排剂的使用效果,因此,需要

26日和6月4日开井时增大起泡剂注剂量,开井后井口套压呈低频波动变化。5月28日生产关井后井口油套压最大恢复压差为2.56 MPa,较上一生产周期缩小0.13 MPa,生产周期内日均产气量 $0.09 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。生产数据表明措施参数优化取得一定泡排效果,气井积液在一定程度上被携带出气井。

经泡排实验分析论证后,优化调整起泡剂加注量。在6月12日开井时依据公式计算值加注起泡剂,开井后井口套压波动较上一个生产周期更为明显。6月14日生产关井后井口油套压最大恢复压差为1.83 MPa,较上一生产周期缩小1.54 MPa,生产周期内日均产气量 $0.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。生产数据表明,改进公式指导后的泡排效果进一步增加。而在,在6月20日依据公式计算值加注起泡剂,开井后井口套压波动变化较上一个生产周期更为明显。

更进一步对其进行实验室评价。

致谢:感谢中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气合作开发分公司同意本文公开发表。

参考文献

- [1] 于相东,陈天应,张克杨,等. 苏里格气田泡沫排水采气技术工艺应用及效果分析[J]. 油气井测试, 2017, 26(3): 56-57.
YU Xiangdong, CHEN Tianying, ZHANG Keyang, et al. Application of foam draining and extraction technology of Sulige gas field and its effect analysis[J]. Well Testing, 2017, 26(3): 56-57.
- [2] 李安建,王京舰,李建奇. 泡沫排水采气工艺技术在苏里格气田的应用[J]. 内蒙古石油化工, 2008, 34(23): 72-74.
LI Anjian, WANG Jingjian, LI Jianqi. Application of foam draining and extraction technology of Sulige gas field[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2008, 34(23): 72-74.
- [3] 张鹏名,陈天应,刘孟鹏,等. 苏里格气田气井泡排工艺优化[J]. 内蒙古石油化工, 2021, 47(2): 50-53.
ZHANG Pengming, CHEN Tianying, LIU Mengpeng, et al. Process optimization for foam draining and extraction

- technology of Sulige gas field [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2021, 47(2): 50-53.
- [4] 白晓弘,吴革生,王效明,等.含凝析油气井泡沫排水采气工艺研究及应用[J].石油化工应用,2008(2):35-39.
BAI Xiaohong, WU Gesheng, WANG Xiaoming, et al. Research and application of foam draining gas recovery in oiliness gas well[J]. Petrochemical Industry Application, 2008(2): 35-39.
- [5] 杨筱璧.泡沫排水起泡剂室内实验优选[J].特种油气藏,2009,16(2):70-71+75.
YANG Xiaobi. Laboratory experiment optimization of foaming agent for water discharge[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(2): 70-71+75.
- [6] 冯永兵.苏里格气田东区排水采气工艺评价研究[D].成都:西南石油大学,2015.
FENG Yongbing. Research on evaluation of drainage gas recovery technology in the eastern Sulige gas field[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [7] 龚浩研.泡沫排水采气在气田开发中的研究及应用[D].西安:西安石油大学,2013.
GONG Haoyan. Foam drainage gas field development in the research and application[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2013.
- [8] 张世春.泡排剂性能评价方法及其在苏里格气田的应用研究[D].西安:西安石油大学,2018.
ZHANG Shichun. Performance evaluation method of foaming agent and its application in Sulige[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2018.
- [9] 许剑,赵哲军,李玲,等.含凝析油气井起泡剂加注量优化及应用[J].天然气与石油,2017,35(4):83-87.
XU Jian, ZHAO Zhejun, LI Ling, et al. Optimization and application of foaming agent filling volume of gas well with condensate oil[J]. Natural Gas and Oil, 2017, 35(4): 83-87.
- [10] 邹巧育.苏里格气田试采气井泡排剂研究[D].西安石油大学,2014.
ZOU Qiaoyu. The study of foaming agent for testing gas well in Sulige gas field[D]. Xi'an Shiyou University, 2014.
- [11] 景琛.大牛地气田高含凝析油井泡排效果研究[J].中外能源,2022,27(1):46-49.
- JING Chen. Evaluation on foam drainage for high condensate well in Daniudi gas field[J]. Sino-Global Energy, 2022, 27(1): 46-49.
- [12] 田垅,刘宗田.最小二乘法分段直线拟合[J].计算机科学,2012,39(S1):482-484.
TIAN Long, LIU Zongtian. Least-squares method piecewise linear fitting[J]. Computer Science, 2012, 39(S1): 482-484.
- [13] 王芝蕊.气井智能泡排控制系统研究与应用[J].采油工程,2021(4):65-69.
WANG Zhirui. Research and application of intelligent foam drainage control system for gas wells [J]. Oil Production Engineering, 2021(4): 65-69.
- [14] 赵春立,杨志,张正祖.气井井筒积液及其高度研究[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2011,13(5):93-96.
ZHAO Chunli, YANG Zhi, ZHANG Zhengzu. On the judgment of liquid loading and the computation of liquid loading height [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2011, 13(5): 93-96.
- [15] 贾友亮,李辰,惠艳妮,等.气井井筒积液量计算方法研究[J].天然气技术与经济,2016,10(4):41-43.
JIA Youliang, LI Chen, HUI Yanni, et al. A method to calculate liquid-loading volume in gas wells[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2016, 10(4): 41-43.
- [16] 周铨,康成瑞,李兴.井筒积液预测方法研究与应用[J].石油仪器,2009,23(5):70-72.
ZHOU Quan, KANG Chengrui, LI Xing. Research and application of wellbore fluid prediction method [J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 2009, 23(5): 70-72.

编辑 吴志力

第一作者简介:辛磊,男,1995年7月出生,助理工程师,硕士学位,2021年毕业于中国地质大学(北京)地质工程专业,现从事油气田开发工作。电话:0477-7229587,Email:xin_lei@cnpc.com.cn。通信地址:内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗苏里格气田指挥中心,邮政编码:017300。