

气井泡沫排液起泡剂CT5-2

彭年穗*

(四川石油管理局天然气研究所)

内容提要 本文研制的气井泡沫排液起泡剂CT5-2, 经室内和现场试验表明, CT5-2适用于含凝析油高矿化度地层水、井温较高的天然气井排除积液。CT5-2还可与缓蚀剂CT2-11复配, 用于含硫气井排除积液。CT5-2也适用于一般气水井。具有用量少、排液效率高、不污染地层等特点, 可在各类气田推广应用。

主题词 气井 泡沫排液 起泡剂 CT5-2 凝析气井 排水采气

天然气田在开采后期为排除气井积液, 国外, 尤其是苏联已广泛采用表面活性剂-起泡剂排液。国内, 主要在四川气田, 近几年已推广应用泡沫排水采气工艺技术, 取得了明显的经济效益。研制适合各类气井的泡沫排液用起泡剂势在必行。

泡沫排液用起泡剂, 根据气井积液的类型、性质, 可采用离子型、非离子型或两性表面活性剂以及它们的复合物。目前普遍认为发泡性能最好的是经过阴离子化了的非离子表面活性剂。例如, 醇醚硫酸酯盐就是一类具有非常好的起泡性能的, 用作发泡剂的表面活性剂^[1]。近年来国外的工业实践也已证实了此类表面活性剂在油气田泡沫排液中具有独到的发泡性能, 取得了较好的使用

效果。

国外, 如美国、苏联, 对凝析油含量较高、井底温度较高的气井泡沫排液, 还分别研究了高分子水溶性聚合物、有机硅化合物以及氟化合物表面活性剂。但因这些化合物价格较高, 甚至昂贵, 目前尚未大量用于气井泡沫排液。

综上所述, 制备离子化的非离子型表面活性剂作为含凝析油、含硫气水井的泡沫排液起泡剂, 其技术较先进, 产品价格合理, 应用前景广泛。

一、室内试验结果

所制备的离子化的非离子型起泡剂命名为CT5-2。它是一种极易溶于水, pH值7



* 参加该项试验工作的有何媛玲、叶家榜、陈培立等同志。

~8, 密度 1.042g/cm^3 , 凝固点 -21°C 的红棕色油状液体。

1. CT5—2的表面张力和临界胶束浓度

采用川南纳10井(矿化度 59.08g/l)作介质, 测定了CT5—2在矿化水中生成起泡沫的表面张力, 并在有凝析油(纳10井油)存在的情况下, 测定了油-水界面张力。数据见表1。

CT5—2的表面张力

表 1

溶液名称	CT5-2 浓度 (g/l)	表面张力 (mN/m)	溶液名称	CT5-2 浓度 (g/l)	界面张力 (mN/m)
矿化水	0	70.3	矿化水 + 凝析油	0	13.2
CT5—2 + 矿化水	0.5	35.4	CT5—2 + 矿 化水 + 凝析油	0.5	5.3

由表1可见, 在矿化水中加入CT5—2后显著降低了液体的表面张力, 即从 70.3mN/m 降至 35.4mN/m 。而在有凝析油存在的情况下, 也大大降低了油-水两相的界面张力。虽然凝析油本身是一种消泡剂, 但CT5—2仍在含凝析油的高矿化度地层水中具有良好的性能。

用纳10井水作介质测定了CT5—2在不同浓度下的表面张力, 所得数据经计算机处理并绘制出表面张力作为浓度的对数的函数

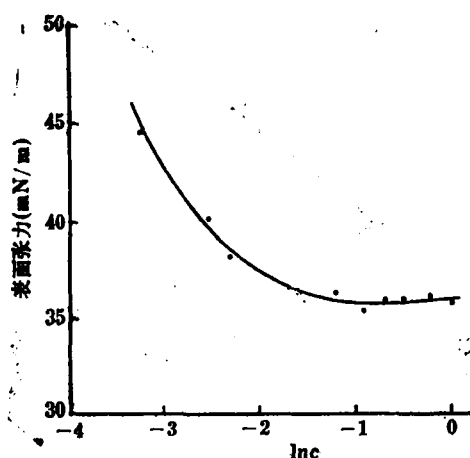


图1 CT5—2在不同浓度下的表面张力

曲线如图1。

从图1的直线回归方程(1)和(2)交点求得CT5—2的临界胶束浓度在 $0.1413\sim 0.1792\text{g/L}$ 范围内, 所以, CT5—2的使用浓度应选取 0.2g/L 以上。

2. CT5—2的泡沫性能

起泡剂CT5—2的泡沫性能用起泡能力、泡沫稳定性和泡沫携液量来评价。

(1) CT5—2在不同凝析

油含量下的试验。用于泡沫排液的起泡剂, 对凝析油表现出最大的敏感性。许多起泡剂在水中泡沫性能较好, 但当有凝析油, 其泡沫性能就变差。因为凝析油具有较强的消泡作用。

一般随着凝析油含量增大, 它的消泡作用增强, 起泡剂溶液的泡沫性能变差。表2列出了CT5—2和OP—10在不同凝析油含量下溶液的泡沫性能。

起泡剂的泡沫性能 表 2

起 泡 剂 名 称	浓 度 (g/l)	试 验 条 件			罗氏法泡高 8 分钟后			携液量 15分钟 (ml)
		温 度 ($^\circ\text{C}$)	水 质 矿 化 度 (g/l)	凝 析 油 含 量 (%)	开 始 (mm)	中 间 (mm)	终 止 (mm)	
CT5-2	0.5	60	80.48	5	52	8		23.0
				10	54	6		26.0
				20	51	5		36.5
OP-10	0.5	60	80.48	5	46	6		携不出液
				20	42	4		4.0
OP-10	1.0	60	80.48	5	52	5		携不出液
				20	50	5		41.5

从表2可见, CT5—2的浓度为 0.5g/L 时, 在不同凝析油含量下, 其溶液的泡沫性能均满足泡沫排液要求。而OP—10需 1.0

g/L 的浓度才能达到此要求。足见 CT 5—2 在油-水介质中使用浓度较 OP—10 低, 而泡沫性能优于 OP—10。

(2) CT 5—2 在不同温度下的试验。表面活性剂在水中的溶解度随温度的变化与一般溶质有很大的不同, 而且离子型和非离子型表面活性剂所表现的行为也不一样。一般说来, 在升高温度时, 起泡剂溶液的粘度降低, 泡剂蒸发, 泡沫破裂^[2]。所以, 在温度升高时起泡剂的性能变差。为了弥补温度升高对起泡剂溶液性能带来的不良影响, 可采用增大起泡剂浓度的方法。表 3 列出了不同温度下 CT 5—2 和 OP—10 的泡沫性能。

不同温度下起泡剂的泡沫性能 表 3

起 泡 剂		试 验 条 件				罗氏法泡高 8 分钟后		携液量 15 分钟 (ml)
名称	浓度 (g/l)	温度 (°C)	水质矿化度 (g/l)	凝析油 (%)	开始	(mm)		
CT5—2	0.5	60			52	8		23.0
	0.5	90	80.48	5	—	—		携不出液
	1.0	90			66	8		50.0
OP—10		40			57	12		43.0
	1.0	60	80.48	5	52	5		携不出液
		75			42	2		携不出液

由上表可见, CT 5—2 在一定浓度下随温度升高, 泡沫性能变差, 但增大浓度, 泡沫性能变好。而 OP—10 由于浊点 (80°C) 较低, 受温度影响大。温度低时, 泡沫性能好, 随温度升高泡沫性能迅速变差。所以, CT 5—2 的耐温性能较 OP—10 好。

(3) CT 5—2 与 CT 2—11 配伍性能在泡沫排液中。对于不含硫的气井, 可根据气井条件直接采用起泡剂排除井底积液。但对于含硫气井, 产水加速了硫化氢的腐蚀, 为抑制硫化氢对气井设备的腐蚀, 需加注缓

蚀剂。为了保证排液效率和缓蚀效果, 要求使用的缓蚀剂应与起泡剂配伍, 使之既不影响起泡剂的性能又不降低缓蚀剂的效果。

CT 5—2 不仅是一种适用范围广泛的气井排液用起泡剂, 而且它本身具有一定的缓蚀率, 当它用于含硫气井时, 为完全抑制硫化氢对气井设备的腐蚀, 还需配用缓蚀剂。CT 5—2 与泡沫排液专用缓蚀剂 CT 2—11 复配后, 其缓蚀率大大增加。用挂片失重法测定了它们的缓蚀率, 见表 4。

缓蚀率测定数据 表 4

名 称	浓度 (PPm)	腐蚀速率 (mm/a)	缓蚀率 (%)	试片表面 状 况
空白	—	0.7519	—	试片灰暗, 有腐蚀斑点和氢鼓泡
CT5—2	500	0.0853	88.6	试片光亮
CT2—11	200	0.0640	91.5	试片光亮
CT5—2 + CT2—11	700	0.0427	94.3	试片光亮

主要试验条件:

腐蚀介质 NaCl + H₂S 的水溶液

试验时间 72 小时

试片材质 DZ—2 油管钢

从表中数据可见, CT 5—2 与 CT 2—11 复配后缓蚀率增大, 达 94.3%, 且腐蚀速率 < 0.05 mm/a, 符合泡排药剂缓蚀性能的指标。

评定 CT 5—2 与 CT 2—11 复配物的泡沫性能与 CT 5—2 相当, 说明两者配伍性好。所以, 对于含凝析油、含硫气水井的泡沫排液可采用 CT 5—2 与 CT 2—11 复配物作排液剂。

二、现场试验及结果

在室内试验的基础上, 为考查 CT 5—

2的工业效果,在两种类型的气井中进行了现场试验。

1.在含油(凝析油或原油)的气水井中注入CT 5—2,从排出的井内积液(油和水)和增产的天然气量,考察CT 5—2的效果。

2.在含 H_2S 的气水井中注入CT 5—2和CT 2—11复配物,从排出的井内积液和增产的天然气量以及现场腐蚀挂片结果,考察排液剂的效果。

试验在好几口气井中进行过,仅以其中一例说明之。例川南付4井。1969年9月投产;井深1248.37m;井底温度47.6℃;井内介质天然气、凝析油、凝析水;采出程度74.59%;天然气和水中 H_2S 含量微;总矿化度35.8g/L;凝析油含量20~30%。

该井投产后,天然气产量一直比较稳定。随着采出程度增高,井底有积液和污物。从1981年开始,天然气产量有所下降。根据该井积液情况及地层渗透性较好的特点,在此井采用间歇加注CT 5—2的方法,每月加注一次。

1986年3月以前该井日平均气产量为

6.4万 m^3 ,出水量少(约110L/d)。1986年3月14日首次向该井注入CT 5—2 5kg,3小时后进站油压有所下降(表明CT 5—2下到井底),油压由2.6MPa降至2.3MPa。16小时后油压回升,出水量迅速增加,约为加注CT 5—2前的5~10倍。3天后进站油压增至2.82MPa,天然气产量增至7万 m^3 /d。

第二周期是1986年4月10日向井内注入8kg CT 5—2,由于进站油压仍稳定在2.8MPa左右,注入CT 5—2 14小时后,就大量排出井中积液,排液量最多达2.2 m^3 /d。而且排出的液体呈黑色,说明清洗了井底和井壁的污物。该周期天然气产量一直稳定在7万 m^3 /d左右。

第三周期为考察CT 5—2的有效期未加注药剂。1986年4月10日注入CT 5—2保持30天稳产后,进站油压开始下降,天然气产量降至6万 m^3 /d。

第四周期为1986年6月14日~7月9日,注入CT 5—2 25kg,共计增产天然气1²万 m^3 。

CT5—2在付4井试验结果

表5

时间	生产 天数 (d)	进 站 油 压 (MPa)	CT5-2 注入量 (kg)	天然气产量		天然气增产量		累积油水产量	
				(m^3 /d)	累计产量 (m^3)	(m^3 /d)	累计增 产量 (m^3)	凝析油 (L)	水 (L)
1986.2.28		2.53	—	64826	1815133	—	—	1464	3380
1986.3.30.96		2.67	5	67323	2084433	2501	70028	1443	5072
1986.4.30		2.88	8	68770	2063106	3944	118320	1069	4414
1986.6.25		2.82	25	69776	1927743	4940	125300	61	3089

为考察CT 5—2与CT 2—11复配后的缓蚀性能,在川南合9井进行了试验。该井天然气中 H_2S 含量为8.135g/ m^3 ;地层水中 H_2S 浓度为600ppm。该井1985年以前天然气产量在1万 m^3 /d以上,1985年后天然气产

量逐渐下降,井口装置腐蚀较严重。

试验分两个阶段进行。第一阶段(1987年4月24日~5月19日)为空白试验,第二阶段(1987年6月2日~6月13日)为加注药剂(CT 5—2与CT 2—11)阶段。试验期间

合9井腐蚀试验结果

表6

试验阶段	CT ₂ -11 加量 (kg)	CT ₅ -2 加量 (kg)	挂片失重 (mg)	缓蚀率 (%)	腐蚀速率 (mm/a)	试片表面 状 况
空白	—	—	25.36	—	0.3371	腐蚀严重, 有氢鼓泡
加注药剂	2.4	12.0	2.20	91.3	0.0292	试片光亮, 无腐蚀斑痕

在出水口挂片。

从试验结果可见,未加注药剂的空白试验其试片腐蚀严重,腐蚀速率在0.3mm/a以上。加注药剂后,当CT₂-11浓度在0.2—0.4g/L,CT₅-2浓度在0.5~1.0g/L时,腐蚀被抑制,腐蚀速率在0.03mm/a以下,缓蚀率达90%以上。而且该井在加注药剂后井内积水大量排出,使天然气产量稳定在9000~9800m³/d。所以,CT₅-2与CT₂-11复配使用,既达到了排水采气的目的,也使含硫气井设备得到了保护。

三、讨论

1.由表2可见,随着凝析油含量增加,起泡剂的泡沫性能略好,其原因可能如下:

在油-水混合液中,当凝析油的化学组成不同时,影响表面活性剂起泡性的主要因素是凝析油中存在的芳烃。当芳烃含量大于15%时,随着凝析油含量增大,它的消泡性增强。但对于芳烃含量小于15%的凝析油,随着试液中凝析油含量的增大,生成的泡沫性能变得好一些。这是由于在气泡表面渗入了烃类,而芳烃的溶解能力大,当凝析油中芳烃含量较低时,相当于起增塑作用,即使泡沫膜增强并减少了破坏它的速度。实验时我们采用的纳10井凝析油中芳烃含量为12.94%,因而观察到此现象。

2.文献^[5]指出,在油-水混合液中形成泡沫的过程,就是将油-水混相体系均相

化的乳化过程。确切地说,在该体系中生成泡沫时,乳化是必需阶段。因此,在含凝析油的气水井中采用起泡剂进行泡沫排液时,尤其在含油量较高的条件下,在排液过程中,凝析油与地层水形成的乳化液具

有较高的稳定性,在较长时间内不破乳或不部分破乳,这样就会使凝析油随水而流失,减少了凝析油的产量。为了减少凝析油的损失,对排出的油-水乳化液进行了加入破乳剂的破乳试验。试验表明,在乳化液中加入油溶性破乳剂破乳效果好,能将油分离出来。因此,在对凝析油含量较高的气水井进行泡沫排液时,为减少凝析油的损失,可在现场增设破乳装置,以便在排出液中加入破乳剂。苏联谢别林气田的泡沫排水流程中已建立了这一装置。

四、结论

CT₅-2起泡剂经室内和现场试验表明:

1. CT₅-2起泡剂是适用于含凝析油、含硫气水井泡沫排液的起泡剂。它具有用量少、泡沫性能好、携液量大、耐温性好、有一定缓蚀率等特点。

2. CT₅-2不仅用作含油、含硫气水井泡沫排液的起泡剂,也可用作一般气水井,含硫气水井或含油气水井泡沫排液的起泡剂。

3. CT₅-2与CT₂-11复配使用,具有较强的抗硫化氢和卤水腐蚀的能力,可使含硫气井设备的腐蚀速率降至0.03mm/a以下而缓蚀率达90%以上。

4. CT₅-2的水溶性好,无残渣,不污染环境 and 地层,不堵塞管道,贮存时间较长,使用方便,易于在气田推广应用。

参 考 文 献

川东阳新统试油层位的选择

李鸿智 陆正元 游 莉 徐春春

(成都地质学院石油系) (四川石油管理局川东钻探公司)

内容提要 本文总结了阳新统缝洞储层的特点, 找出了储层定性识别标志和定量判别方法。经16个井层的试油检验, 符合率为87.5%。该方法推广应用后, 将获得明显的经济效益。

主题词 四川东部 阳新统 储集层 试油 地层层序 识别方法

阳新统灰岩是川东地区主要储集层之一, 它已有近五十年的勘探开发历史, 但试油成功率一直很低。截止1987年6月底, 共试油203层, 其中获气层34层, 占16.75%; 获水层26层, 占12.81%; 其综合试油成功率为29.56%。本文从研究阳新统储层的复杂性入手, 总结并提出了定性和定量识别的方法, 对今后的试油层位选择将起着良好的作用, 可望将试油成功率提高至80%以上。

一、阳新统储层的复杂性

阳新统储层属缝洞型, 其复杂性表现在下列五个方面。

1. **岩性** 除底部梁山组外, 阳新统为一套稳定的灰色灰岩。成份有纯灰岩、有机质泥质灰岩、硅质灰岩、玄质灰岩等; 结构构造上有块状、薄层状、豹斑状、结核状和“眼皮眼球”状等。这些成份、结构构造的差异, 使得除致密块状纯灰岩外的层段在测井响应上与储层有相似之处。

2. **物性** 据24口井的岩心物性分析数据, 除局部云化灰岩层段外, 灰岩孔隙度均在2%以下, 渗透率均小于 $0.987 \times 10^{-8} \text{um}^2$, 属致密灰岩。在这样的层段, 有的却获得了工业性产能, 产量每日为几万到几百万 m^3 , 但也有干井。

3. **储集空间** 岩心及薄片观察表明, 阳新统缝洞比较发育, 有些井岩心裂缝密度可达每米560条, 溶洞密度可达7.76个/m, 还有众多的溶孔。溶孔、溶洞和裂缝的有机搭配是阳新统中油气的主要储集空间和渗滤通道。

4. **缝洞分布的非均质性** 缝洞发育时则获工业气流, 否则为干井或微气井。突出地表现在同井场钻两口井, 一口井显示良好, 具一定产能, 另一口井可能为干层。如卧66井钻至4606~4606.4m处放空0.4m; 钻至4609m时气浸; 至4609.8m井涌; 岩屑中半透明方解石占3%; 说明该层段缝洞较为发育。该井因深部获气未能测试。后在同井场

〔1〕惠晓霞 表面活性剂在油田上的应用
《石油学报》1985年第3期

〔2〕陈克强 消泡剂及其在油田开发中的应用
《化学通报》1983年第7期

〔3〕M.M.Бичкин等著 宋基葵译 谢别林气田的气井化学排水流程
《国外气田开发专辑》1984年7月

(本文收到日期 1988年11月10日)

DRILLING/PRODUCTION TECHNOLOGY AND EQUIPMENT

34 Special Countermeasures of Drilling Technology for Fractured Carbonate Gas Reservoirs

In this paper, some technological countermeasures for drilling gas wells such as design of casing program, balance pressure drilling, well control technology, selecting completion horizon and well completion method etc. are expounded in view of the characteristics of fractured carbonate gas reservoirs and in the light of drilling practice of over 30 years in Sichuan Basin.

Subject Headings: Schuan Basin, carbonate rock, fractured oil and gas reservoir, drilling design, well control, directional well, cluster well

Xia Shaming

40 Influence of the n and τ_0 Values on Displacement Efficiency of Cementing

Using rheology principle, the rheologic characteristics of the fluid in eccentric annulus is outlined and the influence of the rheologic index n and dynamic shearing force τ_0 of the mud and cement slurry on displacement efficiency of cementing in eccentric annulus is discussed, which has been tested and verified by cementing practice.

Subject Headings: Cementing, casing, rheologic parameter, displacement efficiency

Zeng Yijin

45 CT5—2 Foaming Agent for Fluid Withdrawal by Foam from Gas Wells

Indoor and work-site tests indicate that the introduced CT5—2 foaming agent for fluid withdrawal by foam from gas wells is suited to the gas wells with condensate, high salinity formation water and higher temperature. It can be used for fluid withdrawal from the gas wells containing hydrogen sulphide being prepared with CT2—11 corrosion inhibitor, and can be also used for common water-gas-producing wells. This foaming agent has many advantages such as small quantity needed, high fluid withdrawal efficiency and no formation damage etc., so it may be spread and applied in various gas fields.

Subject Headings: gas well, fluid withdrawal by foam, foaming agent CT5—2, condensate well, water withdrawal in gas production.

Peng Niansui

50 Selection of the Well Testing Position in Yangxin Series in Eastern Sichuan

The characteristics of Yangxin cave-fractured reservoir is summarized and the qualitative recognition index and quantitative judgement method of the reservoir are found out in this paper. The coincidence rate is 87.5% through the testing examination in 16 well testing positions. An evident economical benefit will be obtained after popularizing and applying this method.

Subject Headings: Eastern Sichuan, Yangxin series, reservoir, oil and gas well testing, formation sequence, recognition method.

Li Hongzhi, Lu Zhengyuan, You Li, Xu Chunchun

55 Application of Bowen Modern 12 M Continuous Operation Tubing Aggregate to Exploration and Development of Oil and Gas

The continuous operation tubing aggregate is a downhole multifunctional combined operation