

大牛地气田气井乳化物防治措施研究

孙文凯

中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气一厂，陕西 榆林

收稿日期：2025年3月3日；录用日期：2025年4月20日；发布日期：2025年5月28日

摘 要

泡沫排水采气工艺是大牛地气田排水采气的重要工艺，因大牛地气田气井产出液普遍含凝析油，导致泡排工艺效果差并筒加注的泡排剂极易与凝析油反应形成乳化物，不仅导致泡排工艺效果差且造成井内乳化难以排出，导致气井生产异常。本文针对乳化物的形成机理，通过开展室内试验及现场分析，开展研究温度、凝析油、泡排剂、甲醇等因素对气井乳化物生成的影响、研究，针对乳化物导致气井积液稳产复产较难的问题，根据不同的工况条件，通过优化合理甲醇及泡排剂加注量，建立满足高含凝析油气井泡排治理方法，形成适应大牛地气田高含凝析油气井的稳产复产方法。

关键词

大牛地气田，乳化物，泡排，凝析油，甲醇

Research on the Prevention and Control Measures of Emulsions in Gas Wells of Daniudi Gas Field

Wenkai Sun

The First Gas Production Plant of Sinopec North China Petroleum Bureau (Oil & Gas Company), Yulin Shaanxi

Received: Mar. 3rd, 2025; accepted: Apr. 20th, 2025; published: May 28th, 2025

Abstract

The foam drainage gas production process is an important process for drainage gas production in Daniudi gas field. Because the produced fluid of Daniudi gas field gas wells generally contains condensate, the effect of foam drainage process is poor, the foam drainage agent injected in the well-bore is very easy to react with condensate to form emulsion, which not only leads to poor effect of foam drainage process, but also makes it difficult to discharge emulsification in the well, leading to

abnormal gas well production. This article focuses on the formation mechanism of emulsions, and conducts indoor experiments and on-site analysis to study the effects of factors such as temperature, condensate oil, foaming agent, methanol, etc., on the generation of emulsions in gas wells. In response to the difficulty of stable production and recovery caused by emulsions in gas wells due to liquid accumulation, a method for treating bubbles in high condensate oil and gas wells is established by optimizing the reasonable amount of methanol and foaming agent injection according to different working conditions, and a stable production and recovery method suitable for high condensate oil and gas wells in the Daniudi gas field is formed.

Keywords

Daniudi Gas Field, Emulsion, Foam Drainage, Condensate Oil, Methanol

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

大牛地气田地处鄂尔多斯盆地北部，横跨陕西内蒙两省，属于特低渗致密砂岩气藏。随着气田近 20 年的开发，气井的压力及产量不断下降导致无法达到临界携液流量，加注泡排剂虽有效改善了气井携液能力，但因气井产出液普遍含凝析油，导致气井的产出液不同程度出现乳化物，不仅影响气井的正常生产甚至造成高含凝析油井异常停产，同时在处理产出液时需加注大量的破乳药剂，增加了生产成本，影响整个生产流程的高效运转。因此，亟需开展一系列研究工作，根据乳化物的形成机理，分析不同温度、凝析油含量、泡排剂含量、甲醇含量对乳化物生成的影响，形成适用于气田高含凝析油气井的泡排工艺及乳化物防治措施，以满足气井稳定生产的需求。

2. 乳化物形成机理

乳化物是一种液体分散于另一种不相混溶的液体形成的多分散体系，分散的液珠一般大于 $0.1\ \mu\text{m}$ 。通常把乳化物以液珠形式存在的一相称为分散相或不连续相，另一相称为分散介质或连续相。

乳化物形成机理研究表明，乳化物表面张力较大，属于热力学不稳定体系，在气井内不会自主形成。但在泡沫排水采气现场生产中，泡排剂为一种表面活性剂，其主要由亲水基团及亲油基团两种基团组成，当接触凝析油时亲油基团向上，亲水基团向下，降低了油、水之间的界面张力，使油、水更容易混合，致使泡排剂在气井内在充当起泡剂作用的同时又充当了乳化剂的作用，这就导致采用泡沫排水采气工艺气井在实际应用中无法完全避免乳化物的形成，井筒普遍存在乳化污染[1]-[3]。

3. 乳化物影响因素研究

3.1. 试验材料及仪器

试验材料：气田采出水、集气站凝析油乳化物、甲醇、泡排剂、凝析油等。

试验仪器：带刻度烧杯、玻璃棒、搅拌器、移液管、恒温水浴锅等。

3.2. 试验方法

采用控制单一变量法，进行乳化物室内试验，研究凝析油含量、温度、泡排剂浓度及甲醇含量对乳化物生成量的影响。

实验量取总体积为 200 ml 实验样品，加入不同量的凝析油与水，充分混合后放置水浴锅加热，经恒温水浴锅升温至各实验温度进行实验。通过记录初始乳化物生成量及乳化物体积随时间变化情况，判定不同条件对乳化物生成的影响[3] [4]。

3.3. 试验结果

3.3.1. 温度对乳化物生成的影响

Table 1. Experimental data on emulsion content at different temperatures with a condensate oil content of 50% and a foaming agent content of 3%

表 1. 凝析油含量 50%、泡排剂 3% 下不同温度乳化物含量实验数据

样品编号	样品体积(ml)	实验温度(℃)	凝析油用量(%)	泡排剂用量(%)	时间		
					30 min	2 h	10 h
101	200	20	50	3	13	13	13
102	200	40	50	3	19	20	20
103	200	60	50	3	27	27	27
103	200	80	50	3	31	30	30

实验结果：相同条件下，随温度升高，乳化物含量增加。当温度大于 60℃时，乳化物增加速率减慢，数据见表 1。

3.3.2. 凝析油含量对乳化物生成的影响

Table 2. Experimental data on emulsion content at different condensate oil concentrations with a foaming agent content of 3% at a temperature of 60℃

表 2. 温度为 60℃泡排剂、3% 下不同凝析油含量乳化物含量实验数据

样品编号	样品体积(ml)	实验温度(℃)	凝析油用量(%)	泡排剂用量(%)	时间		
					30 min	2 h	10 h
101	200	60	10	3	4	4	4
102	200	60	30	3	18	18	18
103	200	60	50	3	27	27	27
103	200	60	70	3	16	15	15

实验结果：相同条件下，随凝析油含量升高，乳化物生成量提高。当凝析油含量大于 50%时，乳化物生成量开始减少，数据见表 2。

3.3.3. 泡排剂含量对乳化物生成的影响

Table 3. Experimental data on emulsion content with different foaming agent concentrations at a temperature of 60℃ and a condensate oil content of 50%

表 3. 温度为 60℃、凝析油 50% 下不同泡排剂含量乳化物含量实验数据

样品编号	样品体积(ml)	实验温度(℃)	凝析油用量(%)	泡排剂用量(%)	时间		
					30 min	2 h	10 h
101	200	60	50	0.5	6	6	6
102	200	60	50	1	9	9	9
103	200	60	50	3	27	27	27
103	200	60	50	5	34	34	34

实验结果：相同条件下，随泡排剂量含量增加，乳化物生成量逐渐增加，乳化物稳定性也逐渐增加，数据见表 3。

3.3.4. 甲醇含量对乳化物生成的影响

Table 4. Experimental data of demulsification with different methanol contents at a temperature of 55°C
表 4. 温度为 55°C 下不同甲醇含量的破乳实验数据

样品编号	样品体积(ml)	实验温度(°C)	甲醇用量(ml)	时间		
				30 min	2 h	10 h
401	200	55	0	150	140	140
402	200	55	20	100	20	0
403	200	55	30	60	0	0
404	200	55	40	30	0	0

实验结果显示，在相同条件下，随着甲醇含量逐步升高，乳化物稳定性减弱；呈现凝析油、乳化物分层现象，表明甲醇对乳化物存在一定的破乳效果。因此在冬季气井生成乳化物导致无法生产关井之后，气井内甲醇与乳化物混合后产生乳化物质层，形成油封，导致气井自主复产难度增大，数据见表 4。

4. 乳化物防治及复产措施

4.1. 天然气开采过程中影响乳化物的各种因素分类。

- 可控因素：甲醇浓度、泡排剂浓度。
- 不可控因素：气井温度、凝析油含量。

4.2. 实验中可以通过控制可控因素达到防治乳化物的目的

依据实验结果可以发现，控制温度、泡排剂浓度、甲醇浓度、凝析油浓度可以有效地改变乳化物的性质，进而达到防治乳化物的目的。

4.3. 依据实验结果提出符合气井生产特点的乳化物防治方法

在气井开采过程中，为降低气井内乳化物的生成量，应控制乳化物形成条件的影响因素，形成利于气井排液、提高气井产能释放的有效制度。防止因井筒内乳化物较多导致气井积液或气井水淹。根据实验研究结果、结合现场生产实际，应从气井携液率、气井生产情况、生产中经济因素综合考虑，可以从以下两个方面采取措施：

- (1) 优化甲醇加注制度。大牛地因冬季气温较低，气井易发生节流、水合物堵塞等情况，需加注甲醇预防气井堵塞，因此需要在满足气井解防堵要求的前提下最大限度地降低甲醇浓度。由实验可知，虽然甲醇有破乳效果，能够降低乳化物的含量，但也会增强乳化物稳定性且形成分层效果，更加不利于气井内乳化物的排出。同时甲醇对泡排剂的起泡效果存在一定的抑制作用，导致泡沫排水采气工艺效果较差，泡沫排水采气工艺多选用不满足自主携液的气井，为提升泡排剂的起泡效果，在冬季生产中单井泡排加注浓度一般由无醇条件下的 3‰上调至 5‰，甲醇含量提升直接导致泡排加注量提升。高含醇、高含泡排不仅造成了生产成本的增加，且会导致后期进行产出液处理时存在一定的环保隐患。
- (2) 优化泡排制度减少泡排剂加注量，降低泡排浓度。由实验可知随泡排剂含量增加，乳化物增多，且乳化物稳定性增强。因此在泡排加注量满足气井携液的条件下，应合理降低泡排剂浓度减少乳化物的

形成,降低乳化物稳定性。对于产出液凝析油含量大、易形成乳化物的气井可以采用加大泡排稀释比例,降低注剂泵排量,延长加注时间的大比例泡排制度。大比例泡排可实现连续加注,且一定程度加大井内液量,减少气井内凝析油占比,对乳化物形成稀释作用,一定程度上减少乳化物的形成,减弱乳化物的稳定性,有利于乳化物的排出。同时,在实行大比例泡排时,应考虑不同气井产出液量进行制定合理的泡排比例,避免因入井液量过大增加气井携液难度,从而导致气井水淹关停[5]。

4.4. 依据实验及现场情况分析气井异常情况

产气量、产液量降低的气井。因井筒内随着乳化物含量的增加,且乳化物表面张力较大,依靠气井自身能量排液,无法将乳化物带出。因此井内液面存在油乳分层,井内积液排出通道受阻(图 1 所示),产液量减少。针对产液量减少气井,应适当加大泡排比例,通过该方法对气井内乳化物进行稀释,降低稳定性,配合开展提产带液或降压带液操作,可有效排出井内乳化物及积液。

不产液、气井水淹关停的气井。因气井内乳化物含量较多,且稳定性较强,能够形成气相通道,但无法形成液相通道,同时无法通过液样进行分析井内情况。在现场实际生产过程中,可以结合气井历史生产情况进行经验分析,判断井内生产情况,通过井口加注清水稀释井内乳化物,降低乳化物稳定性,配合制氮气举向井内补充能量,提高气井携液能力,从而将井内乳化物及积液排出实现复产气井。

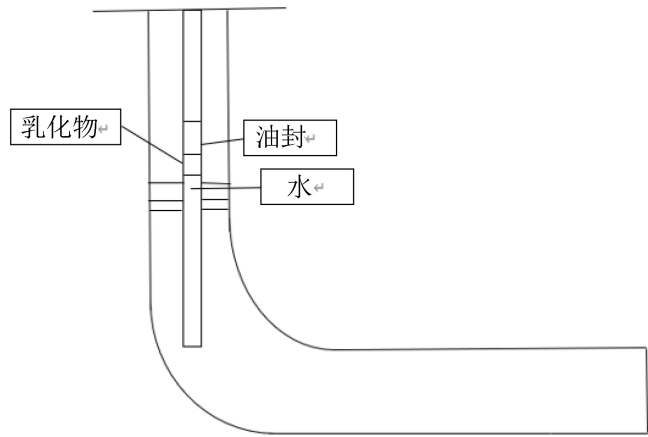


Figure 1. Simulated diagram of oil-emulsion stratification in a gas well
图 1. 气井内油乳分层情况模拟图

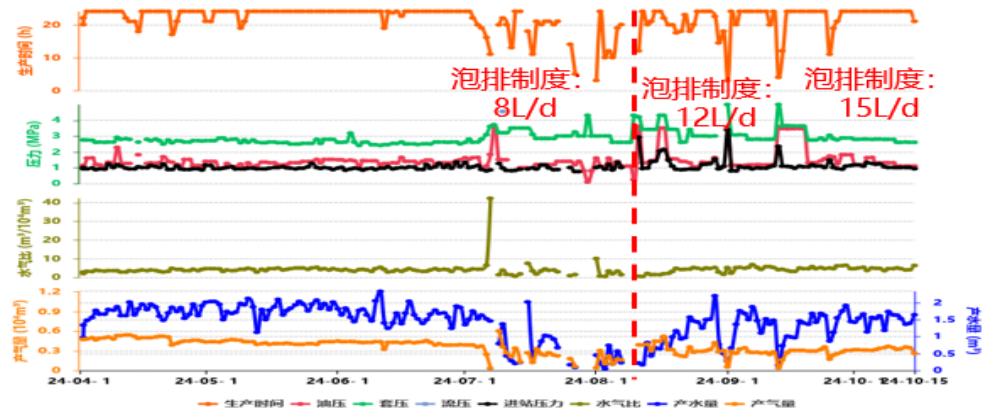


Figure 2. Production curve of Well DPX-1
图 2. DPX-1 井生产曲线

DPX-1 井正常生产时油压 1.3 MPa、套压 2.6 MPa，日产气 0.4 万方，日产液 1.2 方。7 月中旬生产异常油压 1.0 MPa、套压 3.2 MPa，日产气 0.2 万方，日产液 0.5 方，油套压差增大，产气量减少。减产原因主要是液样含凝析油乳化物，泡排效果差，导致携液能力下降，前期流压测试井内积液。持续优化泡排制度 8 L/d 上调至 12 L/d，再上调至 15 L/d，产量逐步恢复，目前生产油压 1.1、套压 2.6 MPa，日产气 0.3 万方，日产液 1.4 方，生产时率 99.5%，气井生产恢复正常，详见图 2。

5. 结论

大牛地气田气井井底温度在 80℃~90℃之间，井内乳化物随凝析油、泡排剂含量、甲醇含量变化而变化。因乳化物表面张力较大，在井筒内长期存在，影响气井生产。通过对乳化物形成影响因素研究分析得到以下结论：

(1) 相同条件下，随温度不断升高，乳化物含量增加。当温度大于 60℃时，乳化物增加减弱；随凝析油含量升高，乳化物生成量提高。当凝析油含量大于 50%时，乳化物生成量减弱；随泡排剂含量增加，乳化物生成量逐步增加，乳化物稳定性也逐步增强；随甲醇含量升高，乳化物稳定性减弱，出现凝析油、乳化物分层现象。且甲醇对乳化物存在一定的破乳效果，因此冬季加注甲醇后气井内乳化物与甲醇反应产生乳化物层，形成油封，导致气井生产异常。

(2) 在气井开采过程中，控制可控因素能够降低气井内乳化物的生成量。在满足气井排水的情况下，减少泡排浓度，针对含凝析油含量大、产出液易形成乳化物的气井进行泡排制度的优化；对甲醇加注量进行优化，在满足解防堵的条件下，减少甲醇入井量，控制甲醇对泡排效果的影响。

(3) 针对产液量减少气井，应适当加大泡排比例，通过该方法对气井内乳化物进行稀释，降低稳定性配合站内降压带液，排出井内乳化物及积液；针对乳化物导致水淹关井，通过井口加注清水稀释井内乳化物，降低乳化物稳定性配合制氮气举等方式排出井内乳化物复产气井。

参考文献

- [1] 唐雷, 王浩儒, 张荣丽, 等. 气井井筒乳化污染治理技术[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2023, 43(12): 189-192.
- [2] 张海涛, 马培根, 刘凯文. 气田采出水乳化规律及其与界面张力的关系研究[J]. 北京化工大学学报(自然科学版), 2020, 47(1): 32-37.
- [3] 郭瑜. 某气田泡排乳化凝析油破乳方法及应用研究[D]: [硕士学位论文]. 重庆: 重庆科技学院, 2023.
- [4] 王彦明, 孙庆, 尹国强. 天然气处理厂采出水乳化水样室内破乳实验[J]. 清洗世界, 2019, 35(4): 16-17.
- [5] 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.