DOI：10.19789/j.1004-9398.2026.02.011　　**Open Access**
文献引用：王磊，何顺安，刘辉，等．高能泡排在榆林气田水平气井的应用研究[J]．首都师范大学学报（自然科学版），2026，47(2)：74-81.
WANG L，HE S A，LIU H，et al. High energy foaming technique on horizontal wells in Yulin gas field[J]. Journal of Capital Normal University（Natural Science Edition），2026，47(2)：74-81.

高能泡排在榆林气田水平气井的应用研究*

王　磊[1]，何顺安[1]，刘　辉[1]，常　霞[1]，郭海海[2]，王陆瑶[2**]
（1. 长庆油田分公司第二采气厂，陕西 榆林　710018；2. 首都师范大学化学系，北京　100048）

摘要：为了延长水平气井自喷时间，增加天然气开采效率，本文开发了N_2型高能药剂和Gemini泡排剂复配的高能泡排技术。本文采用了比较法、室内试验和现场试验法，筛选了高能药剂的配方，并通过现场试验验证其有效性。结果表明：在常用自生气中N_2型自生气在水中溶解度、酸碱度和发泡能力等性质性能最优；N_2型高能反应的高热值和副产物使试验气井水质改变较大，通过对比反应前后试验井水样的发泡高度和泡沫衰减率筛选出Gemini型泡排剂为高能泡排的优选泡排剂；将复配而成的高能泡排技术用于榆林气田水平气井的现场排水采气试验，增产优势明显优于现有技术，日均增气量为4.71×10^4 m^3；累计产气量为37.60×10^4 m^3。

关键词：水平气井；高能泡排；Gemini泡排剂；排水采气
中图分类号：TE39；O647.2　　**文献标志码**：A

High energy foaming technique on horizontal wells in Yulin gas field*

WANG Lei[1]，HE Shunan[1]，LIU Hui[1]，CHANG Xia[1]，GUO Haihai[2]，WANG Luyao[2**]
（1. No.2 Gas Production Plant of Changqing Oilfield Branch Company，Yulin Shaanxi　710018；
2. Department of Chemistry，Capital Normal University，Beijing　100048）

Abstract：In order to extend the flowing duration and increase the efficiency of natural gas extraction of horizontal gas wells，high-energy foaming technique including authigenic N_2 compounds is developed in this paper. By comparative analysis，indoor testing and on-site testing，the optimized formulation of high-energy agent is screened and high effectiveness is proved by the on-site experiment. The results demonstrate that the N_2-type self-generated gas exhibits optimal properties in terms of aqueous solubility，pH，and foaming capacity among commonly used self-generated gases. Furthermore，the highly exothermic nature of the N_2-generating reactions and their by-products lead to significant alterations in the water quality of the experimental gas wells. Based on a comparison of the foaming properties of various agents，Gemini surfactant is selected as foaming agent. This high-energy foaming technique is applied to the on-site experiment and the gas production of the experiment horizontal gas well is significantly increased，better than the existing drainage technologies in the Yulin gas field. The experimental results show the daily average gas production is 4.71×10^4 m^3，and cumulative gas production is 37.60×10^4 m^3.

收稿日期：2025-08-15
*长庆油田分公司采气工艺科技项目（2023-12802）
**通信作者：xdwly@163.com

Keywords: horizontal wells; high-energy foaming technique; Gemini foaming agent; drainage gas production
CLC:TE39;O647.2　**DC**:A

0　引　言

天然气开采过程中,地层能量不断递减,导致逸出气体速度下降携液能力不足,逐渐形成井底积液。井底积液对储层产生额外的静水压力,天然气逸出阻力继续增加,速度进一步下降。这一过程恶性循环,使得部分气井出现“水淹”,严重影响天然气井的产能[1]。榆林气区位于鄂尔多斯盆地东部,主要产层为下二叠统[2]。水平气井与储层接触面积大,已成为榆林气区的主力井型。水平气井因结构特殊使积液更易积聚,开采3年后多数气井产能降低至初始产量的30.0%~40.0%[3]。为了控制这一情况,须将液体提升。常用方法包括柱塞、气举和泡排等,但都存在难作用于气井水平段,排水效果不佳等问题[4-6]。本文提出了一种水平井排水新方法——高能泡排,将N_2型高能药剂和泡排剂复配,在积液发生高能反应,将水平段积液转化为低密度泡沫,降低自喷阻力,排出积液以实现恢复生产的目的。

1　高能泡排的技术原理

1.1　N_2型自生气的优势

自生气产气药剂种类可分为N_2型、CO_2型和混合气体(NH_3+CO_2)型[7-8],对应的具体产气药剂、25 ℃时水中溶解度和pH参数列于表1。虽然近年来为响应“碳达峰、碳中和”目标,通过分离工业排放的CO_2驱油驱气的碳捕集、利用与封存(carbon capture, utilization, and storage, CCUS)技术在油气田生产中备受关注,但CO_2水溶液显弱酸性,对井下设备有不同程度腐蚀[9]。N_2型自生气以其性质稳定、水溶解度小和腐蚀性小等特点,在自生气应用中始终占有一定优势[10]。自生气的产生往往伴随着高热值,这些产气的药剂也被称为高能药剂。

1.2　高能药剂在排水采气中应用的优势

在N_2型高能药剂中,$NaNO_2$-NH_4Cl体系安全、价格低廉、反应易控,成为自生N_2的首选药剂[11-12],反应方程为

$$NaNO_2 + NH_4Cl \rightarrow N_2\uparrow + NaCl + 2H_2O,\quad \triangle H = -332.58\ \text{kJ/mol}, \tag{1}$$

式中$\triangle H$为焓变。该反应会释放出热量和气体,高热值和高气量使其在油气田化学的水力压裂、增能解堵方面有广泛应用[13-14]。该反应的首次应用可以追溯到20世纪60年代壳牌公司,通过$NaNO_2$-NH_4Cl原位生成N_2替代高压钢瓶中的液氮在气井压裂中增压补能,解堵清蜡疏通管路[15-17]。2013年,熊颖等[18]报道了该反应在四川须家河组气藏直井中排水采气的应用;2022年,刘书炳等[19]报道了该反应在长北大位移多分支水平气井中的排水复产中应用,$NaNO_2$-NH_4Cl为主要成分高能泡排在排水采气中的应用逐渐成为水平气井强排措施的研究新热点。

高能泡排在气井,特别是水平气井的排水采气中具有明显优势:当气井停喷无气流冲击,泡排剂无法自行发泡;高能泡排能够在井底放气、放热冲击泡排剂,停喷时也能发泡生成低密度气液混合物,降低自喷阻力排出积液。反应产生的高热值促使井筒快速升温增能,生成大量N_2除蜡解堵,能够提高天然气逸出速度。反应产生局部“温差”和“压差”,推动药剂进入气井水平段,扩大药剂作用范围。

1.3　泡排剂复配高能药剂的选择依据

泡排剂能够降低积液表面张力,使其更易形成稳定的低密度泡沫,良好起泡、稳泡和携液能力的泡排剂对$NaNO_2$-NH_4Cl的排采作用助力甚大。药

表1　高能药剂种类、产生气体的性质一览表

Table 1　tapes of high-energy agents and gases properties

常用高能药剂	气体种类	25 ℃时水中$V_{水}$:$V_{气}$溶解度	饱和水溶液酸碱度
NH_4HCO_3、$CO(NH_2)_2$	NH_3+CO_2	1:700[a]	pH 9~10
多羟基醛、碳酸盐或碳酸氢盐-酸体系	CO_2	1:0.759	pH 5
$NaNO_2$-NH_4Cl、偶氮二甲酰胺、对甲苯磺酰肼和重氮氨基苯	N_2	1:0.024	pH 7

注:[a] NH_3溶解度。

剂发泡能力与积液温度、矿化度及凝析油含量等密切相关。$NaNO_2$-NH_4Cl体系除了“产气又产热”,还产生一定量的副产物NaCl,高浓度NaCl改变积液的离子强度、矿化度,高温对泡排剂的发泡性能影响较大,水样性质改变使之前适配的排泡剂不再适配。为发挥高能泡排的最佳排采效果,本文首先测定了榆林气田试验井的水质;其次根据高能反应的特点,考察高盐、高温下泡排剂的发泡性能,筛选出适配的Gemini泡排剂;最后将Gemini与高能药剂复配成高能泡排,应用于榆林气区停产试验水平气井的排水采气试验,验证高能泡排排采效果。

2 实验部分

2.1 试 剂

十二烷基硫酸钠(sodium dodecyl sulfate,SDS)、十二烷基醇聚氧乙烯醚硫酸钠(sodium dodecyl alcohol polyoxyethylene ether sulfate,AES)、分析纯$NaNO_2$、分析纯NH_4Cl均购自北京伊诺凯科技有限公司;Gemini双子表面活性剂和引发酸(氨基磺酸95.0%+5.0%稳泡剂)为本实验室制备。

2.2 仪 器

使用上海仪电科学仪器股份有限公司生产的上海雷磁PHS-3C型台式酸度计测量溶液pH;使用奥豪斯仪器(常州)有限公司生产的PR224ZH型分析天平称量试剂,精度为0.01 g;使用瑞士万通中国有限公司生产的Metrohm 940型离子光谱仪测量离子色谱;使用青岛华瑞科通仪器有限公司生产的GJ-3S型数显高速搅拌机搅拌发泡;使用山东明博机械设备有限公司生产的CS601型超级恒温水浴控制反应温度,温度波动范围为±0.01 ℃。

2.3 试验井积液分析

以榆林气田停产水平气井XX-27H3为试验井,其2021年12月投产,地层能量充足。由于外输管线压高(9.58 MPa),导致投产半年后管压高、天然气流速降低而积液严重,造成无法自喷停止生产。通过井口放空可维持1~2 d生产,产量约(1.5~3.0)×10^4 m^3/d。放空维持生产18个月后效果差。试验井的基本情况:油管外径为50.66 mm,套压、油压和管线压力分别为17.62、9.58和9.52 MPa,积液高度为700 m,气田综合递减率约为27.8%,气层中深为4 106 m。

将试验井水样标记为样品1;在100 mL样品1中加入质量百分比为5.0% $NaNO_2$、5.0% NH_4Cl和0.5%引发酸[13,19],反应完成的剩余液标记为样品2;测量样品1和样品2的温度、酸度、含油率、硬度和矿化度等指标。

2.4 发泡高度和泡沫衰减率的测定

分别取50 mL样品1和样品2,按质量分数为0.3%的比例,加入一定体积的SDS、AES和Gemini溶液;采用Waring Blender方法发泡,控制转速为7 000 r/min、搅拌时间为5 min,测定泡沫初始体积;静置泡沫5 min后,测定泡沫体积;计算泡沫衰减率,通过发泡体积和5 min衰减率综合评价泡排剂的发泡和稳泡能力[20-21],相关公式为

$$\eta = \frac{V_0 - V_5}{V_0} \times 100\%, \tag{2}$$

式中:η为5 min泡沫衰减率;V_0为发泡后的初始泡沫体积;V_5为泡沫静置5 min后的泡沫体积。

2.5 高温对发泡性能的影响

由于高能反应释放的高热量会造成水样温度大幅升高,优选泡排必须考虑泡排剂的高温耐受性。分别取50 mL样品1和样品2,加入0.3%待筛选泡排剂泵入垂直放置直径为4 cm长玻璃管中,控制实验温度分别为20、40、60和80 ℃,参照2.4节步骤操作,记录V_0和V_5,计算不同温度下泡沫的η。

2.6 药球进入气井水平段的井外试验

为验证药剂是否能进入气井水平段,加工L形聚氯乙烯(polyvinyl chloride,PVC)透明管模拟水平气井,该模拟管水平段长2.0 m、垂直段长1.0 m、直径为0.4 m,内装水样1模拟积液。按照2.3节的比例投入压制好的药剂球后,观察小球在水平段的运动状况。

2.7 现场试验

为考察高能泡排的现场效果和适应性:(1)考虑到试验井需强烈补能才能激活生产,因此投入100 kg高能药球状固体料(含10.0%的Gemini表活剂)于试验井中;(2)考虑到投入固体料后,需要一定时间溶解、反应及压力积累时间,因此需关井一段时间。根据开井自喷的常规经验,当油压大于套压的1.5倍后,开井,记录试验井生产情况随时间变化趋势。

3 实验结果

3.1 试验井积液性质分析

添加高能药剂反应前后水样的分析数据如表2所示。样品1和样品2的含油率分别为0.5%和

0.3%,Ca^{2+}和Mg^{2+}质量浓度高,属于低油硬水型;样品1和样品2的酸碱度为中性,分别为pH 6.62和pH 6.09,即高能药剂反应后,样品酸碱度变化不大;样品1和样品2的温度分别为20.1和72.5 ℃,温度升高幅度>50.0 ℃;与样品1相比,样品2中Na^{+}和Cl^{-}的质量浓度显著升高,导致矿化度、离子强度的显著差异。

3.2　发泡高度和泡沫衰减率

在20 ℃、1个标准大气压下,不同泡排剂在2种样品中的起泡和稳泡性能结果列于表3。Gemini泡排剂在样品2比样品1的发泡体积下降了约16.4%,泡沫衰减率几乎不变,显示了良好的发泡和稳泡性能;SDS的发泡体积在样品2比样品1中降幅较大约为42.9%,泡沫衰减率上升,说明泡沫稳定性下降;AES在样品2比样品1的发泡体积略有下降约为30.0%,泡沫衰减率下降,说明泡沫稳定性略有上升。

3.3　高温对发泡性能的影响

不同温度时3种泡排剂的发泡性能变化趋势如图1所示。2个样品中,SDS和Gemini的发泡能力随温度的升高而升高,AES的发泡能力在40 ℃达到最高,之后随温度升高而发泡能力急剧下降;3种泡排剂的泡沫衰减率均随温度升高而升高,即稳泡能力下降。

3.4　药剂在水平段的运动状态

将药剂小球投入模拟水平井后,不同时间药球在水平段的运动状态如图2所示。小球落在垂直段底部为时间起点0,3 min后小球进入水平段20 cm处,10 min时小球进入80 cm处,显示药球随着反应释放的气体和能量不断进入水平段深处。药球进入水平段的影响因素非常复杂,与药球的溶解、酸度、井深和井温等密切相关,同时垂直段积液高度带来的静水压力对药球进入水平段的距离也有重大影响。

表2　榆林气田试验井水样分析数据

Table 2　the data of water samples from experimental well in Yulin gas field

样品名	含油率/%	pH	温度/℃	质量浓度/(mg·L^{-1})							
				Mg^{2+}	Ca^{2+}	Fe^{2+}和Fe^{3+}	SO_4^{2-}	Na^{+}	Cl^{-}	硬度	矿化度
样品1	0.5	6.62	20.1	332.46	3 313.60	1.21	55.92	1 350.00	136.22	3 646.14	2 889.40
样品2	0.3	6.09	72.5	330.12	3 321.80	1.20	56.05	19 861.00	30 342.00	3 650.98	57 404.10

表3　不同泡排剂发泡性能的检测结果

Table 3　the results of foaming performance of different foaming agents

泡排剂	缩写	样品1			样品2		
		V_0/mL	V_5/mL	η/%	V_0/mL	V_5/mL	η/%
十二烷基硫酸钠	SDS	35	26	25.7	20	14	30.0
十二烷基醇聚氧乙烯醚硫酸钠	AES	50	39	22.0	35	30	14.3
Gemini	—	61	48	21.3	51	42	17.6

注:—指无数据;V_0为发泡后的初始泡沫体积;V_5为泡沫静置5 min后的泡沫体积;η为5 min泡沫衰减率。

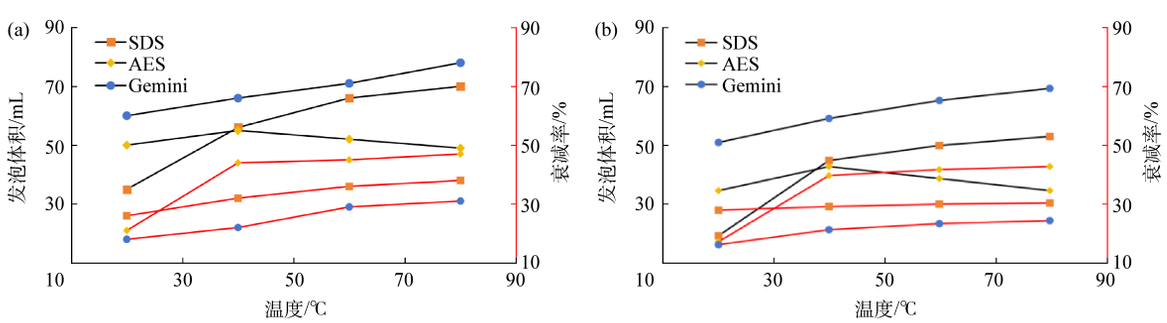


图1　不同温度下3种泡排剂的发泡性能变化趋势

(a)样品1;(b)样品2

Figure 1　the trend of foaming performance changes of three foaming agents at different temperatures

(a) sample 1;(b) sample 2

4　讨　论

4.1　高能反应对水样性质的影响

样品的水样性质检测显示高能反应对水质有较大改变。高反应热值使反应前后水温大幅提升(> 50℃),易形成局部高温产生“大温差”,有利于积液流动,使药剂进入水平段,扩大药剂作用范围;由于副产物NaCl的生成,导致样品2的Na^+和Cl^-质量浓度、矿化度和离子强度显著升高。考虑到反应前后,样品的性质发生大的变化,因此高能泡排适配泡排剂的选择必须充分考虑高温、高盐和高矿化度对泡排剂发泡性能的影响。

4.2　泡排剂的筛选

文中SDS为耐高温的阴离子表面活性剂,AES为耐高盐的非离子表面活性剂,Gemini为高表面活性的双子表面活性剂(图3)。含盐量和矿化度的考察中:Gemini在2种样品中均显示了良好的发泡和稳泡能力,这是因为Gemini具有特殊的双亲水基和双疏水基(双头双尾)结构(图3(a)),可以在气-水界面形成致密吸附层,从而有效增强分子间的内聚力以及泡沫液膜的黏弹性,阻止高盐和高油等不利条件下气泡的聚并和歧化(图3(b))[22]。Gemini表面活性剂的亲水头部具有不同的电荷强度,是决定泡沫特性的关键因素。间隔基团的长度、刚性和极性调控了分子在界面的空间构型和排列方式,双疏水链直接影响了表面活性剂的疏水能力[23]。SDS的发泡性能在样品2中降低幅度较大,这是因为SDS在水样中与Ca^{2+}、Mg^{2+}等多价阳离子结合产生沉淀,导致泡沫性能变差。非离子表面活性剂AES发泡性能也比较优越,对盐离子有一定耐受力[24]。SDS和Gemini的发泡能力随温度升高而升高,这是由于硫酸基亲水性强,能形成较厚的水化膜,限制泡沫中水的流动;且硫酸基位于直链烷基端部,使泡沫液膜带电,阻止液膜变薄,增强泡沫稳定性;AES发泡能力在高温下急剧下降,这是因为AES高温下存在的浊点,限制了其发泡能力。由于温度越高,泡沫液膜表面黏度和表面弹性降低,稳定性持续降低[25-26],所有表面活性剂均显示出随温度升高,泡沫衰减率升高,稳泡能力下降的趋势。结合3种泡排剂的综合性质,最终选择Gemini做为高能药剂的优选泡排。

5　试验井增产效果分析

2023年8月试验井高能泡排施工前后生产变化趋势如图4所示。8月17日投料,12 h后油压升至套压的1.5倍,开井自喷复产;8月18日,当日产量达到10.2×10^4 m^3,是关井前平均产量的5倍,气量维持了3 d后;8月21日,当日产量降至0.5×10^4 m^3,日产量低于临界携液流量;8月22日,关井1日;8月23日重新开井,当日产量达到10.0×10^4 m^3,气量维持了4 d。2次开井累积增产37.6×10^4 m^3。

与本月内其他排水采气增产措施相比,如8月5日试验井进行放空措施后,恢复1 d生产,产气量为1.51×10^4 m^3/d。高能泡排后(8月17日),平均产气量为4.71×10^4 m^3/d,累计增产气量为37.60×10^4 m^3,生产时间由1 d提升至8 d,增产效果显著。为长庆气田在冬季保供时提供了有利的技术支持。高能泡排技术适用于具有一定地层能量,常规泡排或放空效

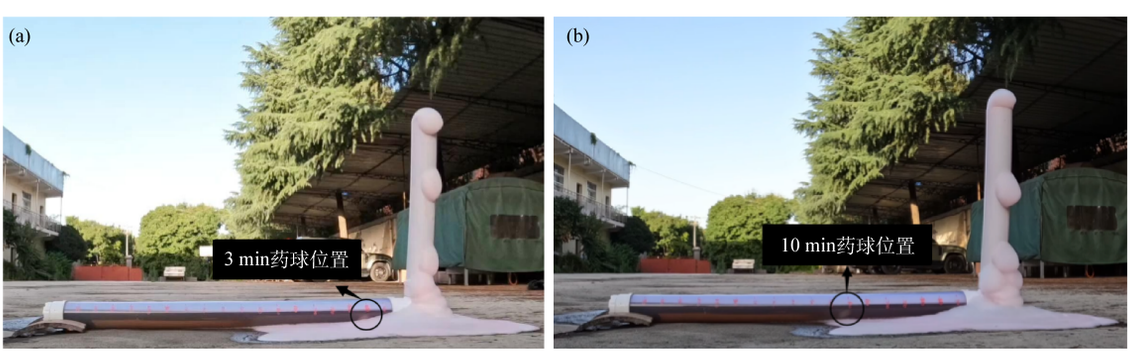


图2　不同时间药球在水平段的运动状态

(a)3 min;(b)10 min

Figure 2　the movement station of the high energy foaming technique ball in the simulated horizontal segment at different times

(a)3 min;(b) 10 min

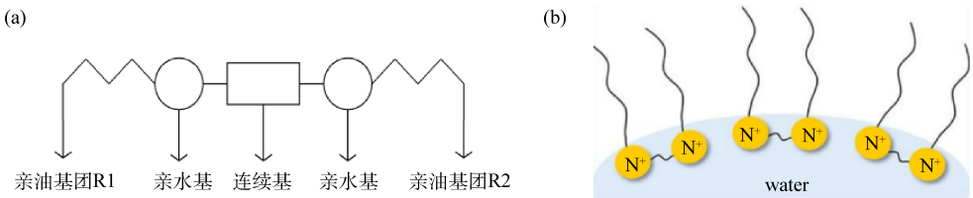


图3　Gemini表面活性剂的化学特质[22]

(a)分子结构;(b)形成泡沫机制

Figure 3　chemical characteristics of Gemini surfactant[22]

(a)structure;(b) mechanism

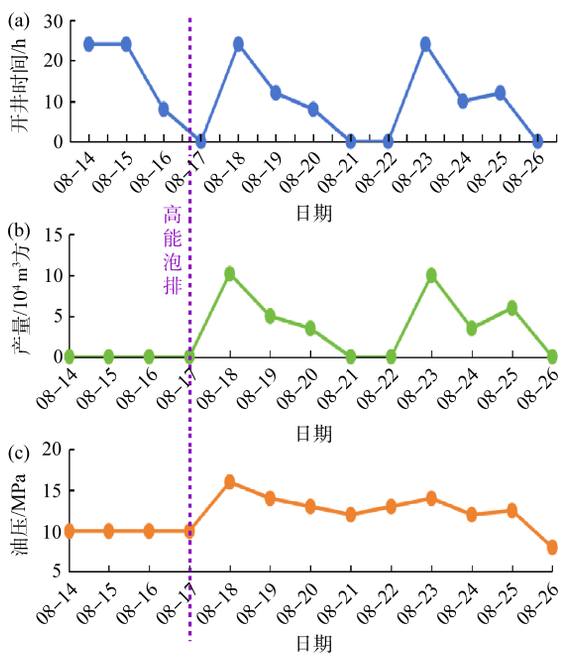


图4　2023年8月高能泡排措施前后试验井生产变化趋势

(a)生产时间;(b)产气量;(c)油压

Figure 4　gas production trend before and after of HEFT in the test well

(a) production time;(b) gas production;(c) tube pressure

果不佳的水平气井或定向井的“二次采收”。

高能泡排场试验的成本主要包括药剂、人工、施工车辆及运输费,约3.0万元,天然气成本按照1.2元/m^3计算,累积创收45.1万元,投入产出比极高,表明高能泡排试验具有显著的经济效益。

6　结束语

天然气作为“即采即用的清洁能源”,在应用上有不可比拟的优势。但我国相当数量的天然气藏已进入开采中后期阶段,出现井底积液造成产量锐减。泡排是气井最常用的排采措施,是维持日常生产的常规措施,市场大、应用广。高能泡排做为能够补充地层能量的排采技术,操作与普通泡排类似,效果远远优于常规措施,投入产出比可观,具有巨大的潜力市场。本研究对于进入能量枯竭期或井筒积液高度达到2 000 m以上的水平气井或定向井尚无成功经验,下一步将结合气体排采技术,采用与N_2气举、负压泵等措施联用的综合策略对以上气井的深度开采进行研究。

©The editorial department of Journal of Capital Normal University (Natural Science Edition) 2025. This is an open access article under the CC BY-NC-ND 4.0 license (https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

参 考 文 献

[1] 杨云, 顾端阳, 连运晓, 等. 多层疏松砂岩气藏水平井出水机理及防控对策: 以柴达木盆地台南气田为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(5): 85-92. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2019.05.010.
YANG Y, GU D Y, LIAN Y X, et al, Mechanisms and prevention & control countermeasures of water breakthrough in horizontal wells in multi-layer unconsolidated sandstone gas reservoirs: a case study of the Tainan gas field in the Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(5): 85-92.

[2] 谢梦雨, 张东东, 罗厚勇, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界致密储层孔隙结构特征: 以盐池地区山西组和下石盒子组为例[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(7): 1173-1186. DOI: 10. 11764/j. issn. 1672-1926. 2023. 02. 010.
XIE M Y, ZHANG D D, LUO H Y, et al. Characterization of pore structure of Upper Paleozoic dense reservoir in Ordos Basin: cases study of the Shanxi formation and the Xiashihezi formation in Yanchi area[J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(7): 1173-1186.

[3] 蔺嘉昊, 李希, 王维, 等. 苏里格气田水平井增产措施研究与运用[C]//西安石油大学, 陕西省石油学会, 北京振威展览有限公司. 2021国际石油石化技术会议论文集. 上海: IPPTC, 2021: 462-476.

LIN J H, LI X, WANG W. Research and application of production enhancement measures for horizontal wells in Surig gas field [C]//Xi'an Shiyou University, Shaanxi Petroleum Society, Beijing Zhenwei Exhibition Co., Ltd. Proceedings of the 2021 International Petroleum and Petrochemical Technology Conference. Shanghai: IPPTC, 2021: 462-476.

[4] 吴正, 江乾锋, 周游, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格致密砂岩气田提高采收率关键技术及攻关方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(6): 66-75. DOI: 10.3787/j. issn. 1000-0976.2023.06.006.
WU Z, JIANG Q F, ZHOU Y, et al. Key technologies and orientation of EGR for the Sulige tight sandstone gas field in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(6): 66-75.

[5] 王文岗, 伍兴志, 杨文忠. 水平井采气工艺技术研究浅述[J]. 石化技术, 2019, 26(2): 62-65. DOI: 10.3969/j.issn.1006-0235.2019.02.047.
WANG W G, WU X Z, YANG W Z. A brief description of the gas production technology in horizontal wells[J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(2): 62-65.

[6] 吴秋伯, 郭东红, 杨晓鹏, 等. 排水采气用起泡剂研究剂应用进展[J]. 精细与专用化学品, 2022, 30(3): 1-6. DOI: 10.19482/ j.cn11 -3237. 2022.03.01.
WU Q B, GUO D H, YANG X P, et al. Research and application progress of foaming agents for drainage gas production[J]. Fine and Specialty Chemicals, 2022, 30(3): 1-6.

[7] 刘航, 刘建新, 许宁宁, 等. 自生气提高采收率技术研究进展[J]. 精细石油化工, 2023, 40(5): 79-84. DOI: 10. 20075/j. cnki. issn. 1003-9384. 2023. 03. 018.
LIU H, LIU J X, XU N N, et al. Research advances in self-generating gas enhanced oil recovery technology [J]. Speciality Petrochemicals, 2023, 40(5): 79-84.

[8] MURAT T. Deliquification techniques for conventional and unconventional gas wells: review, field cases and lessons learned for mitigation of liquid loading [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 83: 103568. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103568.

[9] 白海涛, 李向阳, 崔炎, 等. CO_2环境中有机缓蚀剂的研究进展[J]. 科学技术与工程, 2025, 25(16): 6587-6597. DOI: 10.12404/j.issn.1671-1815.2402193.
BAI H T, LI X Y, CUI Y, et al. Research progress of organic corrosion inhibitors in CO_2 environment [J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(16): 6587-6597.

[10] JAWAD D, MURTADA S A, MUHAMMAD S K, et al. The effect of corrosion inhibitor chemistry on rheology and stability of CO_2 and N_2 acidic foam under harsh conditions [J]. Geography Science and Engineering, 2024, 233: 212545. DOI: 10.1016/j.geoen. 2023.212545.

[11] DUC A, MICHAEL A, IWANIW H, et al. Kinetics and mechanism of the reaction between ammonium and nitriteons: experimental and theoretical studies [J]. Chemical Engineering Science, 2003, 58(19): 4351-4362. DOI: 10. 1016/s0009-2509(03)00317-8.

[12] ALI A, ALJAWAD M S, ALADE O S, et al. Thermally activated nitrogen/heat generating reaction: a kinetic study[J]. ACS Omega, 2023, 8: 10139-10147. DOI: 10. 1021/acsomega. 2c07466.

[13] QIAN C, WANG Y, YANG Z, et al. A novel in situ N_2 generation system assisted by authigenic acid for formation energy enhancement in an oilfield[J]. RSC Advances, 2019, 9: 39914-39923. DOI: 10. 1039/c9ra 07934c.

[14] 周长顺, 刘怡君, 吕勇胜, 等. 自生气泡沫压裂工艺技术研究与试验[J]. 石油化工应用, 2022, 41(10): 58-62. DOI: 10.3969/j.issn.1673-5285.2022.10.014.
ZHOU C S, LIU Y J, LYU Y S, et al. Research and experimentation on the gas-involved foam fracturing technology [J]. Petrochemical Industry Application, 2022, 41(10): 58-62.

[15] MAO X, LI N, CHEN F, et al. Study on the practice of downhole dewaxing by in situ generated heat [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2021, 11(2): 805-815. DOI: 10.1007/s 13202-021-01144-y.

[16] 张继红, 金家良, 谭欣剑, 等. 自生热体系开采天然气水合物藏作用机理[J]. 当代化工, 2025, 54(6): 1388-1392. DOI: 10.13840/j.cnki.cn21-1457/tq.2025.06.019.
ZHANG J H, JING J L, TANG X J, et al. Mechanism of natural gas hydrate reservoir exploitation by autogenic thermal system[J]. Contemporary Chemical Industry, 2025, 54(6): 1388-1392.

[17] 孙振鑫, 王亚楠, 李清平, 等. 自生热体系开采天然气水合物效果评价[J]. 当代化工, 2023, 52(1): 77-81. DOI: 10. 13840/j. cnki. cn 21-1457/tq. 2023. 01. 046.
SUN Z X, WANG Y N, LI Q P, et al. Effect evaluation of natural gas hydrate production by thermal chemical reaction system[J]. Contemporary Chemical Industry, 2023, 52(1): 77-81.

[18] 熊颖, 刘爽, 龙顺敏, 等. 低压、小产气井自生气药剂泡沫排水技术及其应用[J]. 天然气工业, 2013, 33(5): 61-64. DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2013.05.011.

XIONG Y，LIU S，LONG S M，et al. Foam drainage technology by use of a self-foaming agent and it supplication in low-pressure and low-yield gas wells[J]. Natural Gas Industry，2013，33(5)：61-64.

[19] 刘书炳，王陆瑶，王定峰，等. 大位移水平井热动力排采技术先导性试验[C]//西安石油大学，陕西省石油学会，北京振威展览有限公司. 2022国际石油石化技术会议暨新能源及节能技术国际会议论文集. 北京：IPPTC，2022：1-10.
LIU S B，WANG L Y，WANG D F，et al. Experiment of thermodynamic drainage gas recovery（TDGR）on extended-reach horizontal wells in Changbei Area[C]// Xi'an Shiyou University，Shaanxi Petroleum Society，Beijing Zhenwei Exhibition Co.，Ltd. Proceedings of the 2022 International Conference on Petroleum and Petrochemical Technologies and the International Conference on New Energy and Energy Conservation Technologies. Beijing：IPPTC，2022：1-10.

[20] 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 S C. Performance evaluation method of flooding agents and its application in suirug gas field research[D]. Xi'an：Xi'an Shiyou University，2018.

[21] 汪万飞，李富荣，张治海，等. 耐温耐盐CO_2泡沫体系性能评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版)，2023，38(5)：29-35. DOI：10. 3969/j. issn. 1673-064X. 2023. 05. 004.
WAN W F，LI F R，ZHANG Z H，et al. Performance evaluation of heat-resistant and salt-resistant CO_2 foam system[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition)，2023，38(5)：29-35.

[22] 谢郢，赖璐. 两性双子表面活性剂的合成及性能研究[J]. 日用化学工业，2015，45(8)：421-424. DOI：10. 13218/j. cnki. csdc. 2015. 08. 001.
XIE Y，LAI L. Synthesis and properties of amphoteric Gemini surfactant[J]. China Surfactant Detergent & Cosmetics，2015，45(8)：421-424.

[23] 魏亚军，常笃，韩创辉，等. 一种基于阳离子Gemini表面活性剂的解堵控水体系[J]. 石油与天然气化工，2025，54(4)：90-98. DOI：10.3969/j. issn. 1007-3426. 2025.04.012.
WEI Y J，CHANG D，HAN C H，et al. An unblocking and water control system based on cationic Gemini surfactants[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas，2025，54(4)：90-98.

[24] HAN W W，FAN J B，LYU H M，et al. Excellent foaming properties of anionic-zwitterionic-Gemini cationic compound surfactants for gas well deliquification[J]. Experimental and Computational Investigations，Colloids and Surfaces A（Physicochemical and Engineering Aspects），2022，653：129944. DOI：10. 1016/j.colsurfa.2022.129944.

[25] 范佳宝，韩薇薇，刘延强，等. 天然气井排水采气用泡排剂研究进展[J]. 日用化学工业(中英文)，2025，55(4)：495-507. DOI：10.3969/j.issn.2097-2806.2025.04.012.
FAN J B，HAN W W，LIU Y Q，et al. Research progress of foam drainage agents for gas well deliquification[J]. China Surfactant Detergent & Cosmetics，2025，55(4)：495-507.

[26] 宁凡哲，李智，李俊亮，等. 适于徐深气田的耐寒耐高温泡排剂[J]. 油田化学，2024，41(2)：322-328. DOI：10. 19346/j. cnki. 1000-4092. 2024. 02. 019.
NING F Z，LI Z，LI J L，et al. Cold-resistant and high-temperature-resistant foam drainage agent suitable for Xushen gas field[J]. Oilfield Chemistry，2024，41(2)：322-328.

（责任编辑：王　媛）