

引用格式: 李中超, 齐桂雪, 罗波波, 等. 深层低渗凝析气藏气驱适应性研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 324-332.

LI Zhongchao, QI Guixue, LUO Bobo, et al. Gas flooding adaptability of deep low permeability condensate gas reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 324-332.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.03.002

深层低渗凝析气藏气驱适应性研究

李中超^{1,3}, 齐桂雪^{1,2}, 罗波波^{1,2}, 许寻^{1,2}, 陈华³

(1. 中国石化酸性气开发重点实验室, 河南 濮阳 457000; 2. 中国石化中原油田分公司勘探开发研究院, 河南 濮阳 457000;
3. 中国石化中原油田分公司, 河南 濮阳 457000)

摘要: 针对深层低渗凝析气藏由衰竭开采转变为气驱开发过程中适应性不明确的问题, 综合采用PVT(地层流体高压物性)分析仪、长岩心驱替物理模拟技术和数值模拟计算方法, 开展了一系列评价研究。通过对比分析注CO₂、天然气(伴生气、CH₄)、N₂对凝析气体系高压物性影响与提高凝析油采出程度情况, 明确了深层低渗凝析气藏气驱的适应性。实验结果表明: CO₂在凝析油中的溶解度和溶解气油比最大, 具有较强降低凝析气藏饱和压力和露点压力的特点, 提高凝析油采出程度的效果最佳。同时, 采用长岩心物理模拟技术针对CO₂驱进行了注入时机、注入方式、注气速度优化研究, 明确了在露点压力以上脉冲式注气效果更好, 为注气开发技术政策及现场方案的实施提供数据支撑。

关键词: 凝析气藏; 深层低渗; 注气介质; 气驱适应性; 参数优化

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Gas flooding adaptability of deep low permeability condensate gas reservoir

LI Zhongchao^{1,3}, QI Guixue^{1,2}, LUO Bobo^{1,2}, XU Xun^{1,2}, CHEN Hua³

(1. Sinopec Key Laboratory of Acid Gas Development, Puyang, Henan 457000, China;
2. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Zhongyuan Oilfield, Puyang, Henan 457000, China;
3. Sinopec Zhongyuan Oilfield, Puyang, Henan 457000, China)

Abstract: The transition from depletion mining to gas flooding in deep low permeability condensate gas reservoirs poses significant adaptability challenges. To address these, a series of evaluation studies were conducted using the Pressure-Volume-Temperature (PVT) analyzer, long core displacement physical simulation technology, and numerical simulation calculations. This research specifically examines the impacts of CO₂ injection, natural gas (associated gas or pure CH₄), and nitrogen (N₂) on the high-pressure physical properties of condensate gas systems and their potential to improve condensate oil recovery. Comparative analyses reveal that CO₂, due to its high solubility and favorable gas-oil dissolution ratio in condensate oil, significantly reduces the saturation pressure and dew-point pressure of condensate gas reservoirs, thereby offering the most substantial improvement in oil recovery rates. Further optimization studies using long core physical simulation technology focused on injection timing, modes, and rates for CO₂ flooding. It was determined that pulsed gas injection strategies are particularly effective when implemented above the dew-point pressure. These findings provide essential data to support the formulation of technical policies and field plans for gas injection development in such challenging reservoir conditions.

Keywords: condensate gas reservoir; deep low permeability; gas injection medium; gas flooding adaptability; parameter optimization

收稿日期: 2024-03-11。

第一作者简介: 李中超(1971—), 男, 博士, 正高级工程师, 主要从事油气开发研究及工程建设工作。地址: 河南省濮阳市华龙区中原路277号, 邮政编码: 457000。E-mail: lizc.zyzt@sinopec.com

通信作者简介: 齐桂雪(1984—), 女, 博士, 高级工程师, 主要从事提高油气采收率实验研究。地址: 河南省濮阳市华龙区中原东路360号, 邮政编码: 457000。E-mail: yushan225@163.com

基金项目: 中国石化重点科技项目“东濮高压低渗油藏改善气驱效果关键技术”(P17003-4); 中国石化重点科技项目“中原油田桥白凝析气藏注气提高采收率技术研究”(P19019-6)。

随着国民经济的快速发展和开拓天然气市场战略的实施,天然气市场需求大幅度增加,供需矛盾突出^[1-3],在这种形势下,加快已探明气藏的开发进度成为油田天然气系统最紧迫的工作之一^[4-5]。凝析气藏作为一种重要的非常规油气资源,国内外均有发现和开采,全球已发现的凝析气田(藏)有12 200多个,在世界气田开采中占有特殊的重要地位^[6-8]。凝析气藏是一类特殊的气藏,一方面由于能同时采出天然气和凝析油而具有显著的经济价值;另一方面,由于降压开采产生的反凝析,既导致凝析油的损失,也影响了气藏的渗流能力,增加了开采的复杂性和获得较高效益的难度^[9-13]。凝析气藏开发以衰竭式开发为主,如中国最早正式投入开发的板Ⅱ凝析气藏废弃时天然气、凝析油的采出程度分别为48.9%、37.21%,开发效果不是很理想^[14-17]。东濮老油田历经几十年的勘探开发,中、浅层常规油气相继进入开发中后期,深层凝析气藏逐渐成为重要的潜力资源。深层低渗凝析气藏开发有其特殊性和复杂性,早期衰竭式开发,反凝析和低渗储层复合作用大大降低了储层渗透性,采出的凝析油量很少,有时损失凝析油高达50%~60%以上,储量动用程度低,开发效果差^[18-20]。雅克拉、大涝坝等中高渗凝析气藏注气保压开发能够大幅度提高天然气、凝析油的采出程度,这为深层低渗凝析气藏储量的有效动用提供了重要途径^[21-23]。但是,对深层低渗凝析气藏注气保压开采来说,缺乏提高采出程度机理、注入参数等相关方面的研究,而这恰恰是开展深层低渗凝析气藏注气保压开采的关键问题。因此,有必要进行相关研究,开展

系统的室内试验,为注气保压现场试验提供实验依据。

1 目标气藏概况

东濮凹陷探明天然气储量 $250.13 \times 10^8 \text{ m}^3$,凝析油储量 $6\ 467.7 \times 10^4 \text{ t}$,已开发储量占探明储量的52%。其中,白庙、桥口探明储量占总储量的80%,是东濮规模最大的2个整装凝析气藏。气藏地层发育稳定,泥岩对比标志明显,从南到北地层厚度变化不大,下降盘地层略为增厚,从浅到深,地层厚度变化不大,发育沙二下、沙三上、沙三中、沙三下4套含气层系。沙三中—沙三下整体属于致密低孔低渗,部分发育区渗透性较好。气藏具有埋藏深、物性差、凝析油含量变化大等复杂的地质特征(表1)。尽管通过精细描述,老井复查试气,优选储量相对富集的区域进行动用,进一步开展排液采气、压裂改造等技术,但其整体效果一般、见效期短,难以稳定气井的产能。气井产量仍下降快,目前平均单井日产气量 $0.06 \times 10^4 \text{ m}^3$,采气速度0.14%,整体处于低产状态,已开发储量的天然气和凝析油采出程度分别为13.87%、11.43%。

2 实验部分

2.1 实验仪器与设备

相态评价实验所用仪器与设备包括井下取样器、高温高压转样器、PVT分析仪、落球黏度计、密度

表1 国内主要砂岩凝析气藏概况
Table 1 Overview of major domestic sandstone condensate gas reservoirs

凝析气藏名称	埋深/m	平均孔隙度/%	渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	凝析油含量/(mg/L)
雅克拉气藏	4 370~4 450	上气层 12.40	上气层 62.27	251
		下气层 12.90	下气层 120.08	
大涝坝气藏	4 950~5 170	上气层 15.68	上气层 59.74	653~875
		中气层 71.36	中气层 49.70	
		下气层 15.28	下气层 203.08	
大张坨气藏	2 560~2 675	23.50	113.00~459.80	630
柯克亚气藏	2 960~4 000	17.46	62.30	500
目标气藏	2 576~4 200	12.10	≤ 5	53~388

计、气体流量计、密度计、高温高压注入泵、分离装置、冷却装置、电子天平、电脑及数据实时控制软件系统、数据处理系统,阀门、压力表、管线等。

驱替实验的所有仪器与设备由注入系统、岩心夹持器系统和采出系统组成,3个系统为独立的板块结构。岩心夹持器长2 m,系统最大工作压力为80 MPa,最高工作温度为180 °C,控温精度为0.5 °C。所用岩心为25块天然岩心,直径为2.5 cm,长度约为8 cm,按照布拉法则进行排序拼接,总长度为198 cm,渗透率为 $5.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图1、图2)。

2.2 实验步骤

相态评价实验步骤:①高压样品转样;②地层流体高压物性测试;③地层流体注 CO_2 高压物性测试;④仪器设备清洗;⑤重复步骤①③④,其中步骤③所用气体分别更改为天然气、 N_2 、不同比例伴生气与 CO_2 的混和气开展高压物性测试;⑥模型清洗。实验环境按照目标气田沙三中储层油藏条件设置,为确保所有实验的顺利进行,对所涉及的仪器设备用石油醚和无水乙醇进行了清洗。

驱替实验步骤:①油、气、水及岩心样品准备;②模型孔隙体积测定;③造束缚水;④凝析气样品饱和及老化;⑤气体驱替;⑥模型清洗。实验环境按照目标气田沙三中储层条件设置,为确保所有实验的



图1 长岩心驱替装置

Fig.1 Long core displacement device



图2 拼接长岩心

Fig. 2 Spliced long core

顺利进行,对所涉及的仪器设备用石油醚和无水乙醇进行了清洗。

2.3 实验条件

实验温度为136 °C,目前地层压力为25 MPa,所用 CO_2 、 CH_4 、 N_2 的纯度均为99.99%,所用油气样品为现场取的井口油气,根据原始地层资料进行复配,然后在PVT桶或者配样器中通过模拟衰竭开发至目前地层压力条件下的流体作为相关实验的地层流体。

3 结果与讨论

3.1 凝析油饱和压力与气体介质的响应关系

假定注入气与凝析气藏的流体在目前地层压力下充分混合,基于气液两相平衡原理,采用高压流体物性分析仪研究了注入气对凝析气藏降压开采到目前阶段反凝析油饱和压力的影响(表2)。参考

表2 注气种类和注气量对凝析油饱和压力影响
Table 2 Impact of gas injection type and volume on condensate oil saturation pressure

注入气体	注入量 摩尔比	凝析油体系 饱和压力/MPa
无注气	0	19.541
CO_2	0.05	21.112
	0.10	21.204
	0.20	23.305
	0.30	26.345
天然气(伴生气)	0.05	20.901
	0.10	22.292
	0.20	25.331
天然气(CH_4)	0.05	21.130
	0.10	22.654
	0.20	26.852
N_2	0.05	22.292
	0.10	26.603
不同 CO_2 体积分数的伴生气	90%	21.568
	80%	21.602
	60%	21.762
	40%	21.996
	20%	22.275
	10%	22.290

原始地层流体资料,将现场取样通过配样及升温升压等恢复到原始条件下,然后衰竭到目前地层压力及温度条件下,分别注入CO₂、CH₄、伴生气、N₂、伴生气与CO₂的混合气,分析凝析油的饱和压力发生变化。整体看来,气体的注入量越多,饱和压力的变化越显著,但是气体单位体积增量引起的饱和压力变化的差值变小。在注入天然气混合相同摩尔比的CO₂、天然气(CH₄)、N₂3种气体时,凝析气藏饱和压力分别为21.113、22.335、26.603 MPa。由此可见,在相同气体注入量条件下,饱和压力由大到小排序依次为N₂、天然气(CH₄)、CO₂。注入CO₂的饱和压力显著低于注入N₂的饱和压力,如果单纯从饱和压力的角度考虑,相对于天然气、N₂而言,注入CO₂对凝析气藏饱和压力的影响更为有利,在衰竭后未饱和的状态下,CO₂更容易溶解更多的量。

3.2 注气过程中凝析气藏动态相态特征

凝析气藏注入气体后,注入的气体段塞在地层运移过程中不断与反凝析油、凝析气接触,注入气体的相对浓度不断降低,气相组分和油相组分也发生改变。通过PVT分析仪,分别测试原始地层条件、注入0.1摩尔比CO₂、注入0.1摩尔比伴生气、注入0.1摩尔比N₂这4种情况下流体的饱和压力。实验结果表明:CO₂注入地层,在不断运移过程中,CO₂浓度不断降低,通过PVT分析仪,测试凝析气藏注入含有不同浓度CO₂的天然气的相态特征。评价凝析气藏注入CO₂、CO₂运移不同距离(即摩尔含量发生变化时)的动态相态特征。实验结果表明:在注入总量为0.1摩尔比的混合气中,CO₂的含量越高,饱和压力越低,如表2所示,天然气中混合CO₂后,饱和压力从单一天然气时的22.292 MPa逐渐降低至21.204 MPa,说明CO₂更容易溶解到油中。

3.3 溶解气油比及液相黏度变化规律

基于目前地层压力条件下凝析气藏注气后饱和压力变化的初步判断,在PVT仪中进一步开展凝析气藏地层流体注气单次闪蒸研究,评价不同气体介质在凝析油中的溶解能力、注气后凝析油的流动性。实验结果表明:在地层温度压力条件下,分别注入等量的3种气体介质后,产出气油比发生改变(表3)。单次闪蒸气油比与气体的注入量、气体在油中溶解度具有相关性,凝析气藏流体注入CO₂后,单次闪蒸

溶解气油比(即生产气油比)随注入量的增加而快速增大;由于天然气本身就是地下油气体系的产物,天然气与凝析油气体系的性质差别小于CO₂、N₂等非烃类气体的在凝析油气性质差别。溶解气油比与天然气的注入量相关性不强,溶解气油比与气体的N₂注入量负相关,这与注N₂后饱和压力升高有关。

凝析气藏注入气体后,不仅溶解气油比不同,凝析油的黏度也发生变化。凝析油中注入气体后,黏度发生改变,其变化规律受注气类型、注入气量影响。注入CO₂后凝析油的黏度降低,当气体注入量介于0~0.6摩尔比时,凝析油的黏度随着气体注入量的增加快速降低;当气体注入量介于0.6~1.0摩尔比时,凝析油黏度随气体注入量的增加变化减缓。天然气注入到凝析油中,凝析油的黏度略有增加,且凝析油的黏度随着气体注入量的增加而增加。凝析油注入N₂,体系的黏度增加,且黏度随着气体注入量的增加而增加。由此可见,凝析油中注入不同种类、相同体积的气体后,油气体系的黏度由小到大依次为:

表3 凝析油体系特征参数与注入气量的关系
Table 3 Relationship between characteristic parameters of condensate oil systems and injected gas volume

类别	注入气量/摩尔比	溶解气油比/(m ³ /m ³)	凝析油体系黏度变化值/(mPa·s)	液相体积增量/%	产出气凝析油量/%
CO ₂	0	122	0	0	0
	0.2	156	0.098	4.5	0.25
	0.4	183	0.082	8.2	0.42
	0.6	222	0.076	10.5	0.78
	0.8	236	0.069	12.6	1.32
天然气(CH ₄)	1.0	251	0.073	11.1	2.02
	0.2	121	0.118	-0.5	0.18
	0.4	120	0.119	-1.8	0.35
	0.6	121	0.120	-3.8	0.47
	0.8	122	0.122	-5.0	0.50
N ₂	1.0	122	0.124	-6.1	0.61
	0.2	100	0.125	-0.5	0.12
	0.4	90	0.130	-2.5	0.19
	0.6	75	0.135	-3.9	0.25
	0.8	70	0.141	-5.2	0.30
	1.0	68	0.146	-8.9	0.34

CO₂、CH₄、N₂,且随着气体注入量的增加,两两之间黏度差增大。

CO₂的注入对存在反凝析油的两相共存区中液相的流动是非常有利的。其中,就两相可动的区域而言,CO₂降低反凝析油的黏度,改善了气液不利流度比,在不降低气相渗透率的同时增加了液相渗透率。而对于气相流动、液相不动的区域,注入CO₂与凝析油接触,降低凝析油的黏度,改变液相的流动性能,有利于扩大两相可动区域,提高凝析油的采出程度。

3.4 凝析气藏露点压力与气体介质的响应关系

凝析气藏的露点压力是开发凝析气藏必须要了解的一个重要参数,是评价凝析气藏开发价值及决定其开采方式的基础参数。露点压力与地层压力的大小决定了开发方式的选择及开采工艺的选择。凝析气藏地层流体露点压力受到许多因素的影响,如流体组分、气油比、多孔介质、非平衡效应等。凝析气藏在注气开发过程中,注入气体波及区域,特别是近井地带流体组分变化较大,凝析气藏注入气体、注入气量会影响凝析气藏露点压力。生产过程中井筒周围组分也在发生变化,因此,需要深入研究注气后露点压力的变化。

通过PVT分析仪,模拟地层温度、地层压力条件下分别注入不同量的CO₂、CH₄、N₂的情况,测试体系露点压力(图3)。凝析气藏注入CO₂后露点压力降低,并且随着气体注入量的增加,露点压力不断降低,下降幅度可达31.9%,抑制凝析油析出。注CH₄后露点压力变化不大,对凝析油析出影响小。由此

可见,CH₄属于一种温和的注入介质,但是随着注入量的增加,可以补充衰竭开发带来的地层能量损失,能够抑制凝析气藏衰竭开采压力下降带来的反凝析伤害。N₂作为一种非烃类气体,性质与凝析气差别较大,气体注入到凝析气藏后引起露点压力的上升,上升幅度可达38.5%,随着气体注入量的增加,凝析气藏露点压力越高;注入N₂后缩小了地露压差,不利于衰竭式开采后,注气保压提高采出程度。

3.5 凝析气藏反凝析油量与注气介质的相关性

凝析气藏的开采价值与凝析油含量具有直接的相关性,但是对于确定的凝析气藏而言,凝析油的含量已经确定,面临的难题是如何将凝析油有效地采出来。中原油田凝析气藏普遍采用衰竭式开发,地露压差决定了反凝析出现的时间。在地层温度、原始地层压力条件下,PVT衰竭实验结果表明:当压力低于50.5 MPa时开始发生反凝析,随着压力降低,凝析液不断增加,当压力衰竭至33.2 MPa时反凝析液体积占比达到极值23.2%,压力继续降低,凝析油出现了反蒸发现象,含量随压力降低而缓慢降低(图4)。

注气提高凝析气藏采出程度,注何种气体、如何注、注多少气是关键,明确注气后液相体积的变化十分必要。在目前地层压力、地层温度条件下,采用PVT分析仪,测试凝析气藏分别注入不同量的N₂、天然气、CO₂后液相体积的变化。注入CO₂,液相体积随气体注入量的增加,呈先迅速增大、后平缓略有下降的趋势(表3)。其中,气体注入量小于0.8摩尔比时,注入的气体溶解于凝析油体系当中,增加了液相的

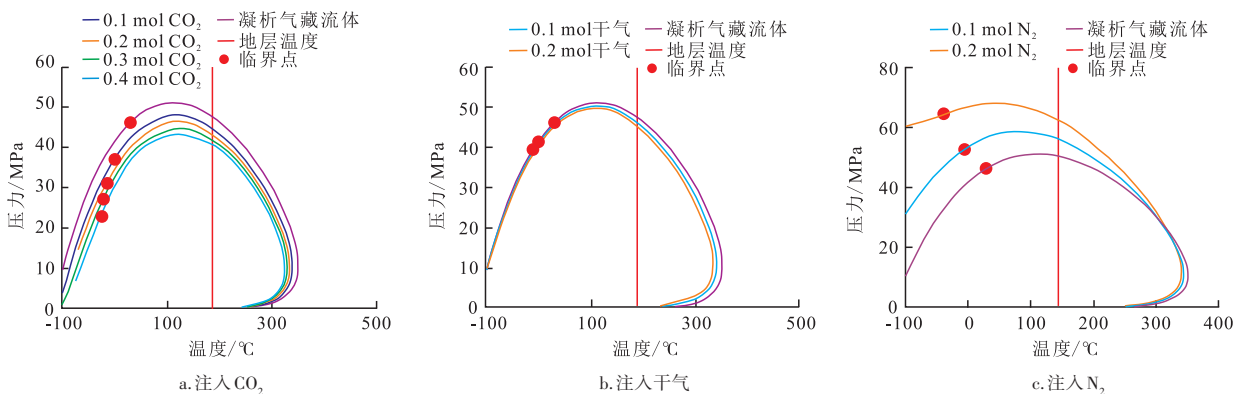


图3 注气后凝析气藏露点压力变化

Fig. 3 Changes in dew point pressure in condensate gas reservoirs after gas injection

膨胀能力,当气体注入量达到0.8摩尔比时,气体的溶解与凝析油的膨胀能力达到了极值,继续增加气体的注入量对凝析油体积的影响逐渐消失;注入 N_2 、 CH_4 后液相体积减小,且随气体注入量增加,液相体积收缩率呈线性增大;气体注入量相同时,凝析油注天然气后体积收缩率小于注 N_2 体积收缩率。由此可见,注入 CO_2 膨胀凝析油这种优势,有利于凝析油的采出。

3.6 不同注气介质对凝析油的萃取能力

所谓萃取就是指利用物质在2种互不相溶的溶剂中的溶解度不同,将物质从一种溶剂里提取到另一种溶剂里,使溶质和溶剂分离的方法^[24-26]。因此,注气介质萃取能力的大小与凝析油组分在气体中溶解度相关。根据物质的相似相溶原理,结合 CO_2 、 CH_4 、 N_2 与凝析气组分临界温度、临界压力的差异可知,与 CH_4 、 N_2 相比, CO_2 更接近凝析气的组分^[27]。室内的实验,也验证了 CO_2 对原油的强萃取能力(图5)。

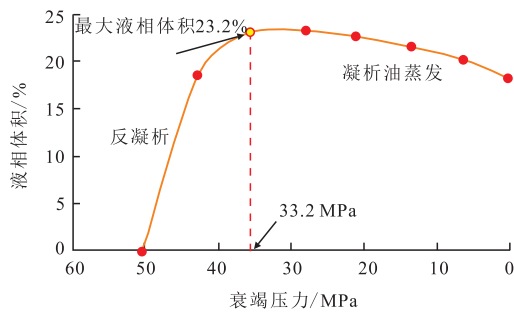
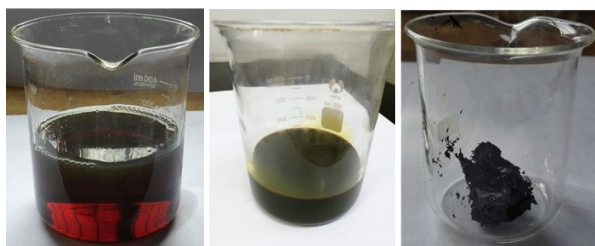


图4 衰竭式开发液相体积变化曲线

Fig. 4 Liquid phase volume curve of depletion development



a. 萃取前 b. 注68 PV的 CH_4 萃取后 c. 注10 PV的 CO_2 萃取后

图5 不同气体对油相的萃取能力

Fig. 5 Extraction capacity of different gases to oil phase

为了进一步验证气体介质与凝析气溶解能力的差异,开展了地层温度、地层压力条件下,凝析气藏注气萃取量研究,实验结果如表3所示。 CO_2 萃取的凝析油量,随气体注入量增加,呈指数快速增加。 CH_4 、 N_2 萃取凝析油量,随气体注入量增加,呈线性增加。当注入量大于0.4摩尔比时,萃取能力从大到小依次为: CO_2 、 CH_4 、 N_2 ;当气体注入量小于0.4摩尔比时, CH_4 与 CO_2 萃取凝析油能力差别较小。

3.7 气驱注入参数评价与优选

注气保压作为凝析气藏开发的一种重要方式,在注多少、如何注、注入速度等参数是注入方案编制的重要环节^[28-30]。因此,参照目标气藏的基本情况,开展系列注气参数评选的实验,旨在为数模方案的编制和注气开发现场方案的制订提供支撑。

3.7.1 不同注入介质的驱替效果

为了筛选深层低渗凝析气藏注气保压开采的气体介质,首先,采用长岩心驱替装置开展 CO_2 、 CH_4 、 N_2 驱对比实验(图6)。在目前地层压力19.5 MPa条件下,注气初期, N_2 气驱效果略好, CO_2 驱和 CH_4 驱效果相似。当注入体积大于0.66摩尔比时,3种气体驱替效果差异逐渐显现,注气效果从大到小依次为: CO_2 、 CH_4 、 N_2 。当注入体积为0.87 PV时, CO_2 驱与天然气驱凝析油采出程度分别为54.65%、52.67%,远大于 N_2 驱的42.21%。结束驱替实验时,注入1.4 PV的 N_2 ,凝析油的采出程度为43.0%;注入相同体积的天然气和 CO_2 ,凝析油的采出程度分别为63.4%、74.9%,注 CO_2 驱的效果远远好于注 N_2 的效果。由此

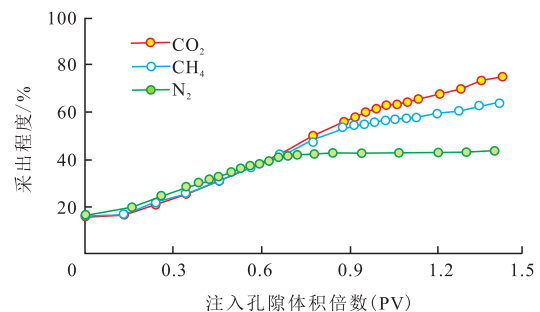


图6 注气介质与凝析油采出程度的关系

Fig. 6 Relationship between gas injection medium and condensate production

可见,为了获得更高的凝析油采出程度,CO₂驱更适合。

3.7.2 不同注入时机的驱替效果

为了获得更好的CO₂驱替效果,对注气时机进行了筛选,进行了目前地层压力(19.5 MPa)、最大反凝析压力(33.2 MPa)、高于露点压力(51.0 MPa),共计3组注入时机对比实验(图7)。实验结果表明:凝析气藏衰竭开采至不同时机开展CO₂驱效果差别较大。在注入相同倍数的CO₂的条件下,最大凝析饱和度压力条件下,受反凝析油影响,开展气驱实验的效果差;高于露点压力开展CO₂驱的效果最好,并且随着CO₂注入量的增加,采出程度迅速上升,注入1 PV驱油效率达到98%以上;压力大于最大凝析油饱和度时的压力,压力越高采出程度越高;当地层压力低于最大凝析油饱和度时的压力,压力降低采出程度反而提高。凝析气藏在地层压力高于露点压力时注入效果最好。

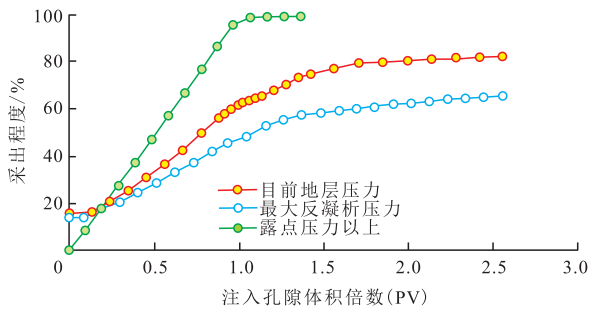


图7 CO₂注入时机与凝析油采出程度的关系
Fig. 7 Relationship between CO₂ injection timing and condensate oil recovery

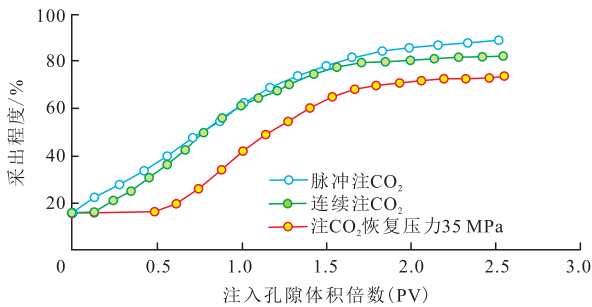


图8 CO₂注入方式与凝析油采出程度的关系
Fig. 8 Relationship between CO₂ injection and condensate oil recovery

3.7.3 不同注入方式的驱替效果

针对目标气藏的实际情况,设计了脉冲式注气、连续注气、注气恢复压力35 MPa后连续注气,共计3种CO₂驱注入方式,利用长岩心驱替实验比较了CO₂驱3种注入方式的开发效果,实验结果如图8所示。

由图8实验结果可知,衰竭至目前地层压力为19.5 MPa时,注CO₂恢复压力至35 MPa后连续注CO₂的采出程度最低,凝析油最终采出程度为73.47%,注入量介于0.7~1.2 PV时,连续注CO₂与脉冲式注CO₂效果相差不大,相比连续注入CO₂凝析油采出程度82.23%,脉冲注CO₂最终采出程度效果更好,凝析油采出程度可以达到88.75%。

3.7.4 不同注入速度的驱替效果

凝析气藏在开发过程中,压力变化会引起凝析油量的改变,注入的CO₂具有驱替、补压、溶解、扩散等多重提高采出程度机理^[16-17],注入速度不同,主要机理也不同。利用长岩心驱替实验比较了3种注入速度分别为6、12、18 mL/h的开发效果(图9)。

研究结果表明:衰竭至目前地层压力为19.5 MPa时注CO₂速度不同,凝析油的采出程度不同。注入速度为12 mL/h的采出程度效果大于注入速度分别为6、18 mL/h的方案。

4 结论

1) 采用多功能PVT分析仪和组分相态数值模拟软件,测试凝析气藏流体高压物性特征,分析注入不同气体介质后流体的高压物性变化规律。注入不

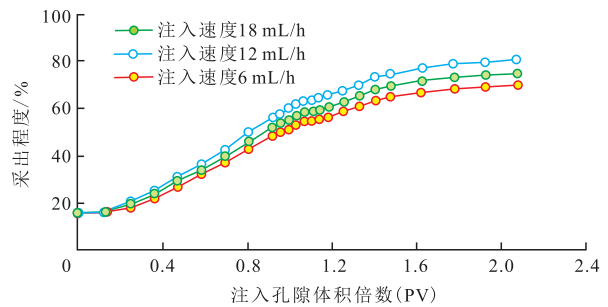


图9 CO₂注入速度与凝析油采出程度的关系
Fig. 9 Relationship between CO₂ injection rate and condensate oil recovery

同气体介质后流体的饱和压力、露点压力、液相体积发生不同程度改变,注入CO₂更有利于凝析油的开发。相同注气量,CO₂吞吐效果最好,干气次之。

2) 深层低渗凝析气藏注气能够有效提高油气开采效率。CO₂驱的凝析油最终采出程度优于天然气驱和N₂气驱。当气体注入量介于0.66~0.87摩尔比,CO₂驱与天然气驱凝析油采出程度差别不大,但远大于N₂驱的42.21%;当注入量继续增加,CO₂驱的优势明显体现出来;当注入量达到1.4 PV时,CO₂驱、天然气驱、N₂驱的凝析油采出程度分别为74.9%、63.4%、43.0%。为了获得更高的凝析油采出程度,CO₂驱更适合。

3) 气体的注入时机影响凝析油最终采收率的效果,在注入相同倍数的CO₂的条件下,最大凝析饱和度和压力条件下,受反凝析油影响,开展气驱实验的效果差;高于露点压力开展CO₂驱的效果最好,凝析油采出程度达到98%以上。

4) 凝析气藏气驱开发过程中,注入方式影响凝析油的采出程度。对比实验研究表明:注气效果由好到差依次为:脉冲注气、连续注气、注气恢复地层压力后连续注气,对应凝析油最终采出程度分别为88.75%、82.23%、73.47%。

5) 凝析气藏CO₂驱过程中,注入速度影响油气的溶解、抽提携带能力。当注入速度慢时,CO₂溶入充分,蒸发能力强,但是携带能力弱;注入速度快时与之相反,存在二者最佳结合点。

参考文献

- [1] 白俊,张雄君. 中国天然气供应安全形势与建议[J]. 天然气技术与经济, 2020, 14(1): 1-5.
BAI Jun, ZHANG Xiongjun. China's natural-gas supply security and its suggestions[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(1): 1-5.
- [2] 李云峰,吴晓红,李然,等. 高5断块深层致密油水平井钻井关键技术实践[J]. 石油机械, 2023, 51(11): 102-107.
LI Yunfeng, WU Xiaohong, LI Ran, et al. Practice of key technologies for drilling horizontal well in deep tight oil reservoir of Gao 5 Fault Block[J]. China Petroleum Machinery, 2023, 51(11): 102-107.
- [3] 刘成林,任杨,孙林,等. 海上特低渗砂岩储层酸化增效技术研究与应用[J]. 石油机械, 2022, 50(9): 117-124.
LIU Chenglin, REN Yang, SUN Lin, et al. Research and application of acidizing technology in offshore ultra-low permeability sandstone reservoir[J]. China Petroleum Machinery, 2022, 50(9): 117-124.
- [4] 刘平,李中超,齐桂雪,等. 高温高盐油藏CO₂混相调节剂效果因素室内评价[J]. 断块油气田, 2022, 29(6): 749-753.
LIU Ping, LI Zhongchao, QI Guixue, et al. Experimental evaluation on the effect factor of CO₂ miscible regulator in high temperature and high salinity reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(6): 749-753.
- [5] 齐桂雪,李中超,刘平,等. 凝析气藏气驱二维填砂物理模型实验研究[J]. 断块油气田, 2022, 29(2): 164-170.
QI Guixue, LI Zhongchao, LIU Ping, et al. An experimental study of two-dimensional sand filling physical model for gas flooding in condensate gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(2): 164-170.
- [6] 王义凤,李剑,国建英,等. 中国凝析油分布、成藏特征及新成因分类[J/OL]. 天然气地球科学: 1-14[2024-04-10]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/62.1177.TE.20240405.1542.004.html>.
WANG Yifeng, LI Jian, GUO Jianying, et al. Distribution, accumulation characteristics and new genetic classification of condensate oil in China[J/OL]. Natural Gas Geoscience: 1-14 [2024-04-10]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/62.1177.TE.20240405.1542.004.html>.
- [7] 赵陶然,王飞宇,彭靖淞,等. CO₂充注对油气藏相态的影响及凝析气藏成因分析——以渤中19-6凝析气藏为例[J]. 中国海上油气, 2023, 35(5): 24-34.
ZHAO Taoran, WANG Feiyu, PENG Jingsong, et al. Influence of CO₂ injection on phase behavior of oil and gas reservoirs and analysis of gas condensate reservoir genesis: A case study of BZ19-6 gas condensate reservoir[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(5): 24-34.
- [8] 雷霄,王雯娟,李跃林,等. 考虑水蒸发的高温凝析气藏数值模拟方法[J]. 中国海上油气, 2022, 34(5): 101-107.
LEI Xiao, WANG Wenjuan, LI Yuelin, et al. Numerical simulation for high temperature condensate gas reservoirs considering water evaporation[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(5): 101-107.
- [9] 沈建新,刘建仪,刘举,等. 迪那2气藏凝析水结垢规律实验研究[J]. 中国海上油气, 2022, 34(1): 94-101.
SHEN Jianxin, LIU Jianyi, LIU Ju, et al. Experimental study on scaling law of condensate water in Dina 2 gas reservoir[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(1): 94-101.
- [10] 王威翔,周志军,张祺,等. 凝析气藏高压物性及反凝析污染评价实验[J]. 石油化工应用, 2023, 42(9): 45-49.
WANG Weixiang, ZHOU Zhijun, ZHANG Qi, et al. Evaluation experiment of high pressure physical properties and reverse condensate pollution of condensate gas reservoir[J]. Petrochemical Industry Application, 2023, 42(9): 45-49.
- [11] 兰晶晶,唐帆,谢代培,等. 致密油藏CO₂驱油提高采收率实验研究[J]. 当代化工, 2023, 52(4): 997-1001.
LAN Jingjing, TANG Fan, XIE Daipei, et al. Study on enhanced oil recovery by CO₂ flooding in tight oil reservoirs[J]. Contemporary Chemical Industry, 2023, 52(4): 997-1001.
- [12] 李凤,张本艳,朱婧. 致密砂岩气藏反凝析伤害及开采对策研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(3): 197-206.
LI Feng, ZHANG Benyan, ZHU Jing. Research on the

- retrograde condensate damage and development strategies in tight and stone gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2022, 44(3): 197-206.
- [13] 冯强汉, 邓宝康, 杨映洲, 等. 致密砂岩凝析气藏反凝析伤害评价及解除方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(2): 139-146.
FENG Qianghan, DENG Baokang, YANG Yingzhou, et al. Evaluations and removing methods of the retrograde condensate damage for the gas condensate reservoirs in the tight sandstone [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(2): 139-146.
- [14] 胡永乐, 罗凯, 李相方, 等. 凝析、低渗气藏流体相态与渗流机理[M]. 北京: 科学出版社, 2010.
HU Yongle, LUO Kai, LI Xiangfang, et al. Fluid phase and percolation mechanism of condensate and low permeability gas reservoirs[M]. Beijing: Science Press, 2010.
- [15] 陈文龙, 廖发明, 吕波, 等. 牙哈凝析气藏注气开发过程反蒸发动态相态特征[J]. 天然气工业, 2012, 32(8): 67-70.
CHEN Wenlong, LIAO Faming, LYU Bo, et al. Retrograde vaporization dynamic phase behaviors in gas injection development of the Yaha condensate gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(8): 67-70.
- [16] 姜贻伟, 毕建霞, 李闯, 等. 凝析气井反凝析污染对产能影响研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2005, 27(6): 46-47.
JIANG Yiwei, BI Jianxia, LI Min, et al. Study of the effect of retrograde condensation pollution on the productivity of condensate gas well[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2005, 27(6): 46-47.
- [17] 高建军, 韩继凡, 郝巍, 等. 丘东气田反凝析污染评价及解除方法研究[J]. 特种油气藏, 2010, 17(2): 85-87.
GAO Jianjun, HAN Jifan, HAO Wei, et al. Study on evaluation and removal of retrograde condensate damage in Qiudong gas field[J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2010, 17(2): 85-87.
- [18] 刘会锋, 袁学芳, 赵新武, 等. 塔里木吉拉克TII储层伤害因素分析及对策[J]. 钻采工艺, 2015, 38(1): 66-68.
LIU Huifeng, YUAN Xuefang, ZHAO Xinwu, et al. Analysis of factors causing formation damage in Tarim Jilake TII reservoir and their solutions[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(1): 66-68.
- [19] 李骞, 李相方, 单江, 等. 凝析气藏生产过程中气油比异常原因分析[J]. 天然气工业, 2012, 31(6): 63-65.
LI Qian, LI Xiangfang, SHAN Jiang, et al. An analysis of reasons for unusual GOR behaviors in the production of gas condensate reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 31(6): 63-65.
- [20] 李元生, 伍锐东, 邓雅婷, 等. 基于界面张力影响的凝析气藏相渗时变表征方法[J]. 断块油气田, 2022, 29(6): 854-858.
LI Yuansheng, WU Ruidong, DENG Yating, et al. Characterization method of time-varying relative permeability in condensate gas reservoir based on influence of interfacial tension[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(6): 854-858.
- [21] 夏彪, 崔飞飞, 孙雷, 等. X区块注CO₂和N₂提高反凝析油采收率机理研究[J]. 复杂油气藏, 2013, 6(1): 50-53.
XIA biao, CUI Feifei, SUN Lei, et al. Study on mechanisms of enhanced condensate oil by CO₂ and N₂ gas injection in Block X [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2013, 6(1): 50-53.
- [22] 张可. CO₂与地层油体系界面特征及应用研究[D]. 廊坊: 中国科学院研究生院, 2011.
ZHANG Ke. Interfacial characteristics and application research on CO₂-formation oil system[D]. Langfang: Graduate School of Chinese Academy of Sciences, 2011.
- [23] 邓瑞健, 齐桂雪, 谭肖, 等. 烃组分对CO₂驱最小混相压力的影响[J]. 石油与天然气化工, 2018, 47(6): 59-63.
DENG Ruijian, QI Guixue, TAN Xiao, et al. Influence of hydrocarbon components on the minimum miscibility pressure of CO₂ flooding[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2018, 47(6): 59-63.
- [24] 郑晨明, 徐庆松, 李春胜, 等. 超临界CO₂流体萃取技术应用综述[J]. 低温与特气, 2024, 42(1): 12-16.
ZHENG Chenming, XU Qingsong, LI Chunsheng, et al. Review of the application of supercritical CO₂ fluid extraction technology[J]. Low Temperature and Specialty Gases, 2024, 42(1): 12-16.
- [25] 冯甜甜. 超临界CO₂对石油分子的萃取选择性[D]. 北京: 中国石油大学, 2023.
FENG Tiantian. Extraction selectivity of petroleum molecules by supercritical CO₂[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2023.
- [26] 冯文池, 张维维. 浅谈超临界CO₂萃取技术[J]. 山东化工, 2022, 51(10): 80-82.
FENG Wenchi, ZHANG Weiwei. Discussion on supercritical CO₂ extraction technology[J]. Shandong Chemical Industry, 2022, 51(10): 80-82.
- [27] 李士伦, 王鸣华, 何江川. 气田与凝析气田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
LI Shilun, WANG Minghua, HE Jiangchuan. Gas and condensate field development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [28] AMRO M, FREESE C, FINCK M, et al. Effect of CO₂-miscibility in EOR[C]// Paper SPE-172705-MS presented at the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March 2015.
- [29] 田巍. 凝析气藏注CO₂提高采收率机理物理模拟[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(10): 1592-1600.
TIAN Wei. Physical simulation of EOR mechanism by CO₂ injection for condensate gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(10): 1592-1600.
- [30] 顾文欢. 2020油气田勘探与开发国际会议论文集[C]. 成都: 陕西省石油学会, 2020.
GU Wenhuan. Proceedings of the international field exploration and development conference 2020[C]. Chengdu: Shaanxi Petroleum Society, 2020.

(编辑 常燕)