

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏高压物性及 最小混相驱压力实验研究

李会会, 李文杰, 周生福

(中国石化西北油田分公司完井测试管理中心, 新疆 轮台 841600)

摘要:选择塔河油田典型油藏区块(稠油 S48 单元和稀油 S86 单元)碳酸盐岩缝洞单元作为研究对象,利用地层流体高压物性测试实验及细管实验论证注气混相驱在塔河油田提高采收率的可行性。结果表明:CO₂ 改善地层油物性参数的效果比干气好;稠油 S48 单元注气驱替无法达到混相条件,只能实施注 CO₂ 非混相驱;稀油 S86 注 CO₂ 可以实现混相驱,其最小混相压力为 26.30 MPa,该压力值远小于本单元的原始地层压力,并取得较好的提高采收率效果。

关键词:塔河油田 碳酸盐岩 缝洞型油藏 高压物性 非混相驱 混相驱

中图分类号:TE344 文献标志码:A

Experimental study on PVT and the minimum miscible pressure of carbonate fractured – cavity reservoirs in Tahe Oilfield

LI Huihui, LI Wenjie, ZHOU Shengfu

(Sinopec Northwest Oilfield Completion Test Management Center, Luntai 841600, China)

Abstract: The typical reservoirs (S48 unit of heavy oil and S86 unit of light oil) in Tahe oil blocks are chosen to be as the research objects in this paper. The high pressure physical test of formation fluid and the slim – tube experiment are used to demonstrate the feasibility of gas miscible flooding for improving oil recovery in Tahe Oilfield. The results showed that the effect of CO₂ to improve physical parameters of formation oil is better than that of the dry gas. The CO₂ gas miscible displacement can not be achieved for heavy oil of S48 unit. Nevertheless, the CO₂ miscible flooding for light oil of S86 unit can be implemented with higher improved recovery rate and the value of the minimum miscible pressure is 26.30 MPa, which is much smaller than the original formation pressure.

Key words: Tahe Oilfield; carbonate rock; fractured – cavity reservoir; high pressure physical property; immiscible driving; miscible driving

以塔河油田为代表的碳酸盐岩缝洞型油藏是以大型溶洞和裂缝为主要储集空间的特殊类型油藏,传统的衰竭式开采过后,基岩中将残留大量的原油^[1];水驱可以降低部分残余油量,但油井见水快、含水率上升快,易发生水窜或暴性水淹现象;如果储集层为油湿或中性润湿,水驱将绕过基质岩块而只采出裂缝中的原油^[2-5]。注气是一种有效的提高原油采收率的方法,将其应用于裂缝性油藏,不仅可以维持地层压力,还可以提高驱油效率^[6]。注入地层的混相气通过重力排驱、毛管驱动、弥散/扩散、压力驱动等作用,实现裂缝与基岩之间的交叉流和质量传递,达到开采大量残留在基岩中的原油的

目的^[7-8]。

在调研国内外提高采收率方法的基础上,选择典型油藏区块(S48 单元稠油区和 S86 单元稀油区)碳酸盐岩缝洞单元作为研究对象,利用流体高压物性测试及混相压力驱测试实验论证注气混相驱在塔河油田提高采收率的可行性,为塔河油田提高采收

收稿日期:2017-08-04;改回日期:2017-09-06。

第一作者简介:李会会(1987—),女,硕士,现从事油气开发工作。
E-mail: hui_wuyeyanguang@163.com。

攻关项目:国家重点基础研究发展计划(973 计划)“缝洞型碳酸盐岩油藏流动机理及数值模拟研究”(编号:2011CB202404)。

率奠定理论和技术基础,指导未来塔河油田提高采收率的工作方向。

1 实验仪器及方法

实验设备:地层流体配样仪、美国 Ruska 公司 2370—601A 型相态分析仪、CHY - II 型黏度计、地面分离器、美国 Core lab 公司的细管装置和加拿大 Hycal 公司的长岩心驱替装置(150 °C ± 1 °C)、注入泵(60 MPa, 流量:0.01 ~ 25 mL/min)、回压阀(60 MPa)、回压泵(工作压力 80 MPa)、气量计及气瓶等。实验岩心:长度 18 000 mm, 内径 6 mm, 孔隙度 35%, 渗透率 5 μm²。

实验温度:S48 稠油实验温度为其地层温度 124.1 °C, S86 稀油实验温度为其地层温度 130.5 °C。

实验流体:蒸馏水、根据地层条件配制的 S86 稀油单元和 S48 稠油单元的地层油、CO₂ 及干气等。

流体高压物性测试:依据中华人民共和国石油天然气行业标准 SY/T5542 - 2009《油气藏流体物性分析方法》,对地层油样以及注气(CO₂、干气)后的

地层油进行高压物性实验。

气驱最小混相压力测定:通常利用细管实验测定气驱的最小混相压力,绘制出采出程度随回压值的关系曲线,气驱采出程度达 90% ~ 95% 所对应的最小压力(曲线上的转折点)为最小混相压力值。

2 实验步骤

2.1 流体高压物性测试

选取塔河油田 S48 单元稠油区、S86 单元稀油区的油气样为实验样品。参考 GB/T 1884 - 1992《密度测试标准》和 SY/T0520 - 2008《黏度测试标准》测定了常温、大气压力下脱气原油的密度和黏度(见表 1)。利用气相色谱仪(美国瓦里安公司 GC - 3800)及井流体组成计算得到地层原油组成(见表 2)。

表 1 基本参数

井区	地层温度/ °C	地层压力/ MPa	溶解 气油比/ (m ³ ·m ⁻³)	地面脱气 油密度/ (g·cm ⁻³)	地面脱气 油黏度/ (mPa·s)
S48	124.1	59.7	66	0.948 2	24.76
S86	130.5	62.5	132	0.848 4	2.89

表 2 地层原油组成

井区	不同组分的摩尔分数/(mol%)														
	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁₊
S48	0.63	0.67	43.38	3.11	3.30	3.97	2.25	4.6	0.42	1.22	1.40	0.47	0.17	0.12	34.31
S86	0.94	0.76	41.73	2.73	2.62	4.13	2.33	5.4	0.93	1.87	2.48	4.21	2.71	2.34	24.84

地层油样配制:利用表 1 和表 2 数据,在实验室使用 S48 单元和 S86 单元的地面脱气原油、C1 - C6 纯烃(纯度 99.9%)、CO₂(纯度为 99.995%)及 N₂

配制出地层油样,并根据实验需要向部分地层油注入不同比例的 CO₂ 或干气。干气临界温度 197.118 K(91.7 °C), 临界压力 4.478 MPa, 其组成见表 3。

表 3 干气组成

组分	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇
摩尔组成/(mol%)	0.707	1.011	94	3.31	0.605	0.107	0.11	0.052	0.02	0.045	0

依照 SY/T5542 - 2009 标准对地层油样以及注气(CO₂、干气)后的地层油样分别进行单次脱气、p - v 关系测定、流体黏度测定、微分脱气等高压物性实验,测定地层油样的泡点压力及其在泡点压力下各物性参数^[9]。

2.2 最小混相驱替压力测定

对比 CO₂ 和干气对地层油样高压物性的影响,优选出利于混相驱的气体进行细管实验,测定出 S86 稀油单元和 S48 稠油单元地层油气驱的最小混相压力,为油藏后期 CO₂ 驱注入压力的设定提供可靠依据。

细管实验流程见图 1。

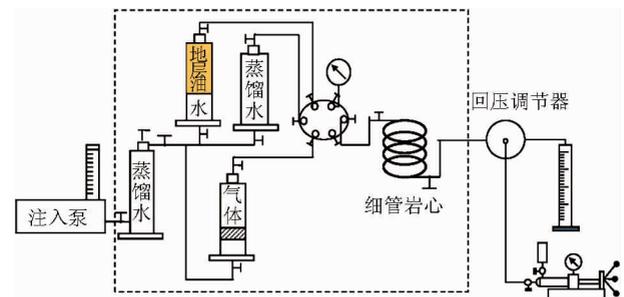


图 1 细管实验的实验流程

对每一组驱替实验,首先应将细管岩心在要求的实验温度和压力下饱和地层油,将回压调节器的回压调节到实验所需的压力值。然后用 Ruska 注入

泵将气样以一定速率(0.125 mL/min)进行驱替。在注入 1.2 PV(对应压力下计量的气体体积)的气样后,结束驱替实验。记录不同时间下自动液体收集器和全自动气量计计量的累积出油量、气量及细管岩心两端的压差。最后根据实验结果绘出气驱出液气油比及采出程度随回压值的关系曲线,气驱采出程度达 90%~95% 所对应的最小压力(曲线上的转折点)为最小混相压力值(实验过程中涉及到的液体或气体计量必须根据其所处温度及压力下的压缩系数、温度系数和密度进行校正后才能带入计算)。

3 实验结果及分析

3.1 流体高压物性测试

(1)泡点压力的测定:依照 SY/T5542-2009 标准,对注入不同量 CO₂ 和干气的地层油进行恒质膨胀实验($p-v$ 关系测定)得到不同条件下地层油的泡点压力,见表 4 和图 2。

表 4 地层油泡点压力

注入气名称	S86 稀油油样		S48 稠油油样	
	注入气量/(mol%)	泡点压力/MPa	注入气量/(mol%)	泡点压力/MPa
CO ₂	0	20.60	0	20.28
	50.18	31.81	38.20	36.41
	74.03	38.76	63.48	49.20
	82.57	43.03	85.56	67.11
干气	0	20.60	0	20.28
	27.83	34.16	25.46	40.12
	36.18	39.58	40.12	50.33
	45.17	45.06	51.03	68.20
	54.42	52.32	67.82	81.65

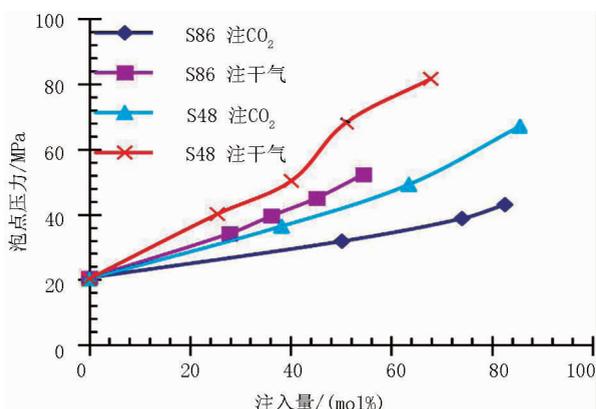


图 2 注 CO₂ 和注干气对不同单元地层油泡点压力的不同影响

从表 4 和图 2 可以看出:S86 稀油与 S48 稠油地层原油注气后泡点压力都是随着注入量的增加而增大,但是相同注入量下注 CO₂ 的地层油泡点压力明显小于注干气。另外,在注入气体相同、注入量相

同的条件下,S86 稀油单元的泡点压力明显小于 S48 稠油单元的泡点压力。

(2)泡点压力下地层油高压物性测定:依照 SY/T5542-2009 标准,通过对地层油进行单次脱气、微分脱气及黏度测定实验,测定出注入不同量和干气的地层油在其泡点压力下高压物性参数,分析比较不同体对 S86 稀油和 S48 稠油区块地层油高压物性参数的不同影响,见图 3。

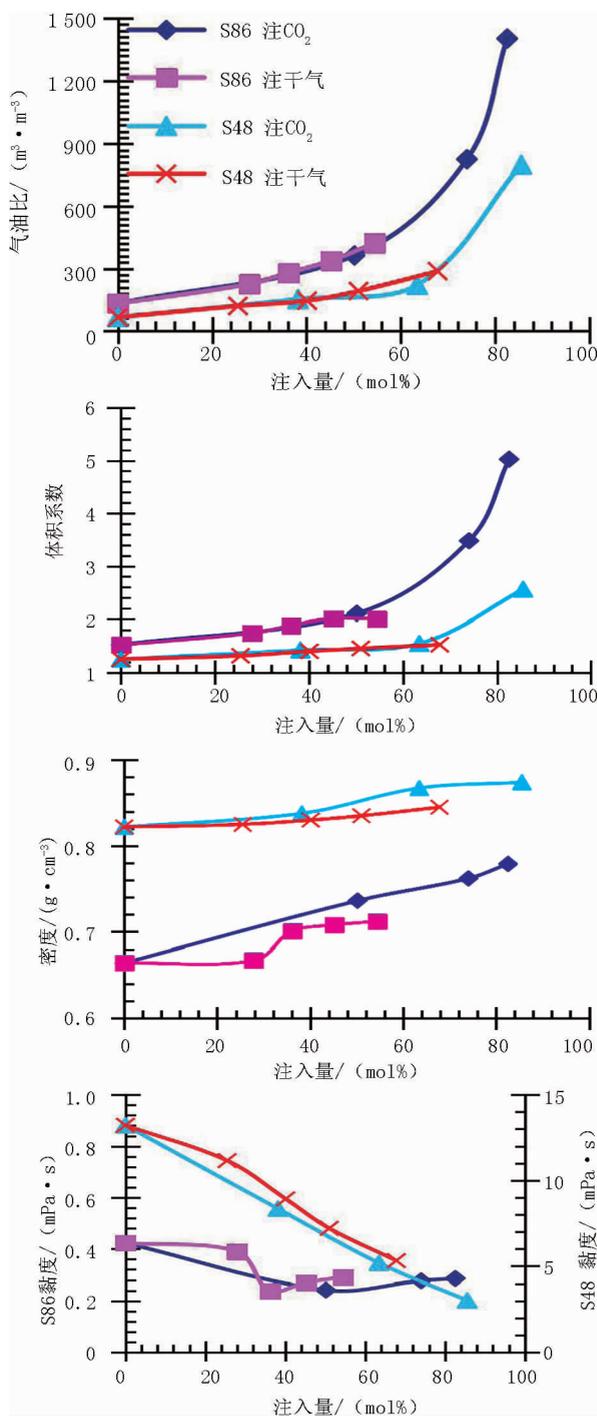


图 3 注 CO₂ 和注干气对泡点压力下地层油高压物性的不同影响

从图 3 可以看出:①S86 稀油与 S48 稠油地层原

油注气后流体物性变化规律一致,气油比、体积系数、密度都是随着气体注入量的增加而增大,黏度随着注入量的增加而减小。②注入同一种气体条件下,S86稀油和S48稠油的气油比和体积系数随注入量的变化规律及幅度基本一致;S86稀油的密度随注入量的变化曲线的斜率高于S48稠油,说明S86稀油密度升高幅度比S48稠油大;S86稀油的黏度随注入量变化曲线斜率绝对值低于S48稠油,说明S86稀油降低幅度比S48稠油小,这可能是由于S48稠油本身黏度远高于S86稀油,因此其降黏效果大大好于S86稀油。③对于同一单元地层油,注入CO₂和干气对地层油气油比、体积系数和密度随注入量的变化规律及幅度基本一致;注CO₂时地层油黏度随注入量变化曲线斜率绝对值略高于注干气,说明注CO₂对地层油的降黏效果略优于注干气。

综上所述,注CO₂后地层油的泡点压力远低于注干气,且注CO₂对地层油的降黏效果略优于注干气,由此判断CO₂驱的最小混相压力远低于干气驱,因此选用CO₂作为细管实验的驱替气体。

3.2 最小混相驱压力测定

本实验分别对不同回压下S48稠油(32.00, 46.90, 53.30, 56.99 MPa)和S86稀油(22.40, 25.10, 28.30, 32.46, 45.20 MPa)的地层油样进行CO₂驱替实验,通过细管实验测定其CO₂驱最小混相压力。

CO₂驱替过程中出液气油比和采出程度随注入孔隙体积倍数的变化如图4和图5所示。

由图4和图5可知,S48稠油单元和S86稀油单元驱替实验结果的特点:其回压值越高,对应的CO₂驱的采出程度越大,且气体突破前,气油比基本不变,突破后,气油比则迅速升高。

不同点:S48稠油单元注CO₂驱突破均相对较早,分别在注入0.448, 0.527, 0.605, 0.692 PV时气体突破,且注入1.2 PV时采出程度分别为46.74%, 56.31%, 70.09%和77.94%,均低于80%,表现出非混相驱替特征。S86稀油单元回压值为22.40 MPa时注入气体突破相对较早,在注入0.578 8 PV时突破,注入1.2 PV时其采出程度为65.83%,表现出非混相驱替特征;而回压值增大至25.10, 28.30, 32.46, 45.20 MPa时,注入气体突破时间相对要晚,分别在注入0.8245, 0.884 9, 0.894 6, 0.922 2 PV时突破,注入1.2 PV时采出程度分别达到93.32%, 95.61%, 96.54%和97.47%,而且气体突破后产出油颜色从棕红色变为透明淡黄色直至白色,表现出混相驱替

特征。

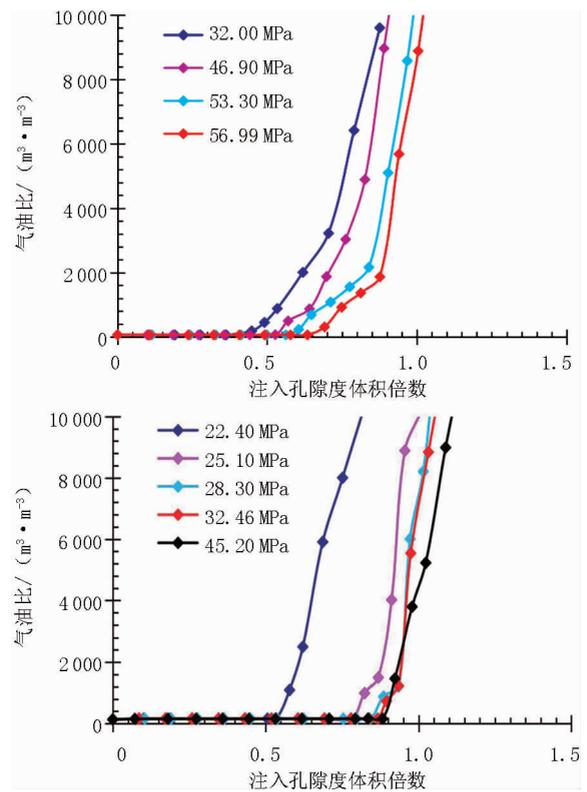


图4 S48稠油单元(上)和S86稀油单元(下)CO₂驱出液气油比随注入孔隙体积倍数的变化

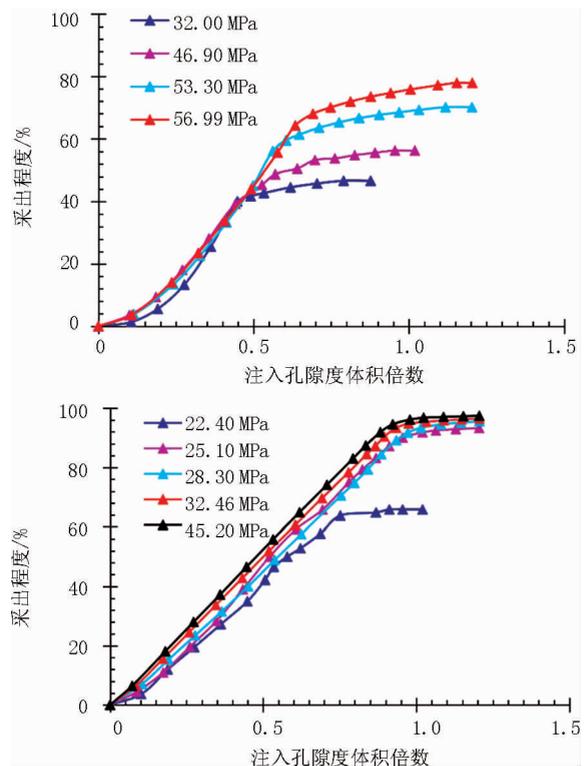


图5 S48稠油单元(上)和S86稀油单元(下)CO₂驱采出程度随注入孔隙体积倍数的变化

S48稠油单元CO₂驱在不同回压值下,注入气

体驱替到 1.20 PV 时的采出程度与回压值的关系如图 6 所示。

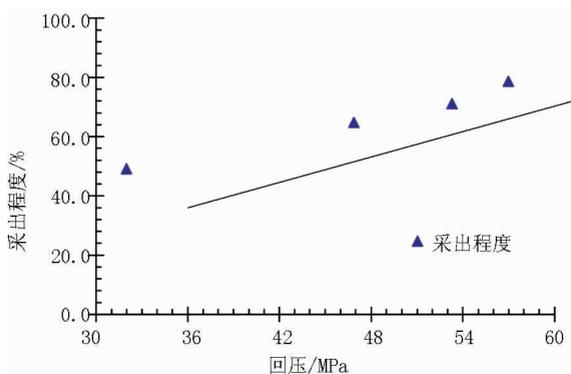


图 6 S48 稠油单元 CO₂ 驱最小混相压力

由图 6 可知,该曲线上不存在较明显的转折点,未测出最小混相压力,回压值高达 56.99 MPa 仍不能混相,驱油效率仅为 77.94%。由于 S48 稠油单元地层压力为 59.70 MPa,因此,结合目前地面、地层实际情况,S48 稠油单元注 CO₂ 气驱替是无法达到混相条件的,只能实施注 CO₂ 非混相驱。

S86 稀油单元 CO₂ 驱在不同回压值下,注入气体驱替到 1.20 PV 时的采出程度与回压值的关系如图 7 所示。

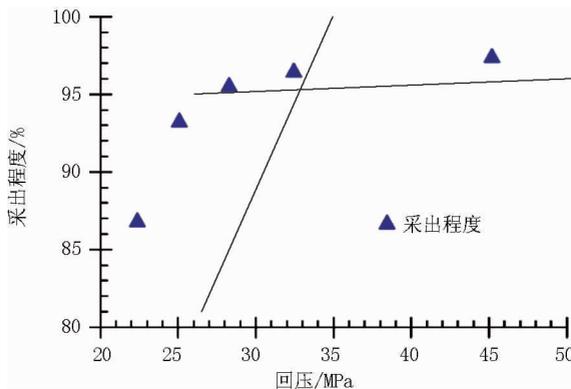


图 7 S86 稀油单元二氧化碳驱最小混相压力

由图 7 可知,S86 稀油注 CO₂ 的最小混相压力为 26.30 MPa,对应的采出程度为 94.17%,并且其最小混相压力远低于原始地层压力 62.50 MPa,说明此单元进行注 CO₂ 可以实现混相驱,取得较好的提高采收率效果。

4 结论

(1)地层原油注气后泡点压力都是随着注入量的增加而增大,但是注入相同量的 CO₂ 和干气,前

者的泡点压力远低于后者,且 S86 稀油的泡点压力明显小于 S48 稠油。

(2)S86 稀油与 S48 稠油地层原油注气后,其气油比、体积系数、密度都是随着气体注入量的增加而增大,黏度随着注入量的增加而减小;注入同一种气体,两单元地层油的气油比和体积系数随注入量的变化规律及幅度基本一致,但 S86 稀油密度升高幅度比 S48 稠油大,而黏度降低幅度又比其小;对于同一单元地层油,注入 CO₂ 和干气对地层油气油比、体积系数和密度随注入量的变化规律基本一致,但注 CO₂ 的降黏效果略优于注干气。

(3)S48 稠油单元注 CO₂ 气驱替回压为 56.99 MPa(地层压力 59.70 MPa)时最高采出程度为 77.94%,仍然无法达到混相条件,该单元后期只能实施注 CO₂ 非混相驱;S86 稀油单元注 CO₂ 气驱替的最小混相压力为 26.30 MPa,该压力远低于原始地层压力 62.50 MPa,且最高采出程度高达 97.47%,该区块后期可以实现 CO₂ 混相驱。

参考文献:

- [1] 李阳. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J]. 石油学报,2013,3(1):115-121.
- [2] 胡蓉蓉,姚军,孙致学,等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏注气驱油提高采收率机理研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2015,30(2):49-53.
- [3] 刘中春. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率技术途径[J]. 油气地质与采收率,2012,19(6):66-68.
- [4] 李士伦,周守信,杜建芬,等. 国内外注气提高石油采收率技术回顾与展望[J]. 油气地质与采收率,2002,9(2):1-5.
- [5] Hamrin Jr. Coefficient of thermal expansion: reduced state correlation developed from PVT data for ethane [R]. SPE 877-MS,1964.
- [6] 郭平,孙雷,孙良田,等. 不同种类气体注入对原油物性的影响研究[J]. 西南石油学院学报,2000,22(3):58-64.
- [7] 文玉莲,杜志敏. 注气对挥发性原油饱和压力的影响[J]. 新疆石油地质,2004,25(5):520-522.
- [8] 梅海燕,张茂林,李闯,等. 注气对油藏饱和压力的影响[J]. 天然气勘探与开发,2002,25(2):51-53.
- [9] 范泓澈,黄志龙,袁剑,等. 高温高压条件下甲烷和二氧化碳溶解度试验[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2011,35(2):7-11.

(编辑 谢 葵)