

陈浩,左名圣,王红平,等.高含CO₂凝析气藏成藏过程中的流体相行为及油环体积预测.吉林大学学报(地球科学版),2024,54(5):1506-1518. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20220232.

Chen Hao, Zuo Mingsheng, Wang Hongping, et al. Fluid Phase Behavior and Oil Ring Volume Prediction During Formation of High CO₂ Condensate Gas Reservoirs. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54(5): 1506 - 1518. doi: 10.13278/j.cnki.jjuese.20220232.

高含CO₂凝析气藏成藏过程中的流体相行为 及油环体积预测

陈浩^{1,2},左名圣^{1,2},王红平³,王朝锋³,徐程浩^{1,2},杨柳³,刘希良^{1,2},袁志文^{1,2}

1. 中国石油大学(北京)安全与海洋工程学院,北京 102249

2. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)),北京 102249

3. 中国石油杭州地质研究院,杭州 310023

摘要:成藏后期的CO₂充注导致里贝拉区块高含CO₂次生凝析气藏的流体相行为十分复杂,油环体积预测难度很大。本文通过流体相平衡模拟、组分梯度分布计算及CO₂充注可视化实验,刻画了CO₂充注过程中的油气相行为,揭示了油环体积的动态变化规律,建立了基于气顶气组分拟合的高含CO₂次生凝析气藏油环体积预测新方法。研究表明:1)CO₂充注下的油环体积变化分为4个阶段:充注初期,油环以溶胀为主;充注前期,CO₂不断置换并萃取油相中的轻质组分,油环体积迅速降低;充注中期,CO₂持续萃取油相的轻、中质组分,油环体积缓慢减小;充注后期,CO₂-原油组分传质作用明显减弱,压缩效应导致油环体积进一步减小。2)轻质组分的强流动性使气顶气组成均一,重力分异作用使纵向上油环组分呈梯度变化。3)油环体积与气顶气组成和气油比密切相关。4)基于气顶气拟合新方法和不同井深现场勘探预测的油环体积占比分别为19.21%和22.30%,与CO₂充注可视化实验获得的油环体积占比(20.60%)较为吻合。

关键词:气藏;CO₂-原油组分传质;流体相行为;油环体积预测;组分梯度分布;可视化实验

doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20220232

中图分类号:TE19

文献标志码:A

Fluid Phase Behavior and Oil Ring Volume Prediction During Formation of High CO₂ Condensate Gas Reservoirs

Chen Hao^{1,2}, Zuo Mingsheng^{1,2}, Wang Hongping³, Wang Chaofeng³, Xu Chenghao^{1,2},
Yang Liu³, Liu Xiliang^{1,2}, Yuan Zhiwen^{1,2}

1. College of Safety and Ocean Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing 102249, China

3. Petroleum China Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou 310023, China

收稿日期:2022-08-17

作者简介:陈浩(1985-),男,教授,博士,主要从事CO₂资源化利用及地质封存方面的研究,E-mail: chenhaomailbox@163.com

基金项目:国家自然科学基金项目(52274053);北京市自然科学基金项目(3232028)

Supported by the National Natural Science Foundation of China (52274053) and the Natural Science Foundation of Beijing (3232028)

Abstract: For the high CO₂ condensate gas reservoir in Libra block, the fluid phase behavior in the reservoir is very complex due to the injection of CO₂ in the later stage of reservoir formation, which brings great challenges to the prediction of oil ring volume. Through phase equilibrium calculation model, component gradient distribution theory, and visual injection experiment, this paper describes the oil-gas phase behavior of the reservoir during CO₂ injection, reveals the dynamic change of oil ring volume, and puts forward a new method for predicting oil ring volume of secondary condensate gas reservoir with high CO₂ based on gas cap gas component fitting. The following research results are obtained. 1) The fluid phase behavior and volume change of oil ring under CO₂ injection can be divided into four stages. At the beginning of CO₂ injection, CO₂ dissolves in the oil and the volume of oil ring expands. In the early stage, CO₂ dissolves, replaces and extracts the light components in the oil, so that the volume of the oil ring decreases rapidly. In the middle stage, CO₂ mainly extracts the light and medium components of oil, so the volume of the oil ring decreases slowly. At the later stage, the mass transfer of CO₂-oil almost stops, so the proportion of oil ring volume further decreases due to the compression effect. 2) The strong fluidity of light components makes the gas composition of gas cap uniform, and the gravity differentiation makes the oil ring composition gradient change longitudinally. 3) On this basis, the strong correlation between gas cap gas composition, gas-oil ratio and oil ring volume are revealed. 4) The oil ring volumes ratio predicted by the new gas cap gas fitting method and field exploration at different well depths are 19.21% and 22.30%, respectively, which are in good agreement with the oil ring volume ratio (20.60%) obtained from the CO₂ injecting visualization experiment.

Key words: gas reservoir; mass transfer between CO₂ and oil; fluid phase behavior; oil ring volume prediction; component gradient distribution; visual extraction experiment

0 引言

巴西里贝拉区块具有罕见的高含CO₂次生凝析气藏^[1-2]。在烃源岩氧化生烃作用下,早期生成的烷烃气和原油聚集形成了最初的油藏^[3],后期深幔源生成的CO₂通过断裂带运移,在蒸发分馏作用下将油藏不断改造,形成了带油环的高含CO₂次生凝析气藏^[4-6]。

CO₂与原油的相互作用极其复杂^[7],溶解、置换、萃取和传质等机制协同作用^[8],导致常规的气藏类型和油环大小判别方法不再适用。因此,有必要在模拟油气成藏过程的基础上,刻画CO₂充注过程中的流体相行为,明确影响油环体积大小的主控因素和作用规律,建立适合高含CO₂凝析气藏的油环体积预测新方法。

基于CO₂-原油体系相互作用实验,前人^[9-13]研究发现:CO₂溶解量增加,原油体积增大,CO₂萃取作用发生,原油体积减小,CO₂对原油体积的影响程度与油气组分和温度压力密切相关。通过可视化实

验,Yassin等^[14]和Orr等^[15]直观刻画了不同温压条件下CO₂对烃类流体的溶解和萃取现象。Wei等^[16]和Rezk等^[17]提出了压力阈值概念,压力大于阈值压力 p_1 时CO₂萃取油相中的轻烃组分,压力大于阈值压力 p_2 时CO₂萃取油相中的重质组分。Ghafri等^[18]通过修正状态方程(EOS)中CO₂和CH₄之间的二元交互系数,较为准确地预测注入CO₂后凝析气藏的露点压力和凝析液量。Guo等^[19]基于Substitution-Newton-Trust-Region方法构建了两相平衡的计算框架,提高了吉布斯自由能计算的稳定性和两相闪蒸计算的精度。前人从实验和理论两个方面揭示了CO₂与原油相互作用的复杂机制。但是,对于带油环的高含CO₂次生凝析气藏,其储层具有垂向油气组分差异大的特征,目前的研究尚不能解释CO₂充注对油气组分梯度变化和分布的影响,缺少准确预测油环体积的方法。

本文基于目标凝析气藏成藏过程,考虑组分传质及重力分异作用,通过状态方程优选、流体相平衡

模拟、组分梯度分布计算及 CO₂ 充注可视化实验, 刻画 CO₂ 充注过程中的油气相行为, 以期揭示油环体积的动态变化规律, 建立基于气顶气组分拟合的高含 CO₂ 次生凝析气藏油环体积预测新方法, 为气藏潜力评价及探井部署提供依据。

1 常规凝析气藏类型判别方法的局限性

根据石油天然气行业标准《凝析气藏相态特征确定技术要求》(SY/T 6101 — 2012)^[20], 分别采用四组合参数法、C₂ 经验值法、特征值等级分类法、φ 参数判别法和 Z 因子判别法判别里贝拉凝析气藏类型^[21]。里贝拉区块 4 931 m 的现场钻探井原油组分数据如表 1 所示; 凝析气藏类型判别参数如表

2 和表 3 所示。结果表明: C₂ (经验值)、C₂₊ 和 φ 判定里贝拉区块为无油环凝析气藏(凝析气顶油藏); C₂/C₃、100C₂/(C₃+C₄)、100C₂₊/C₁ 和特征值参数判定其为带油环凝析气藏; Z₁、Z₂ 判定其为带大油环的凝析气藏。可见, 基于传统数理统计方法判定的高含 CO₂ 凝析气藏类型存在明显差异。

分析认为, 现有标准主要以烃类气体组分为判别标准, 忽略了 CO₂ 等非烃类气体对油环体积的影响; 此外, 传统判别方法仅对凝析气藏类型做出定性分析, 却无法预测油环体积大小。因此, 有必要开展 CO₂ 充注过程模拟, 明确不同条件下 CO₂ 注入对流体相行为及油环体积的影响规律, 建立高含 CO₂ 凝析气藏油环体积预测新方法。

表 1 里贝拉区块原油组分数据

Table 1 Oil composition data of Libra block

组分	摩尔分数/%			组分	摩尔分数/%		
	原油	气体	油藏		原油	气体	油藏
CO ₂	—	69.28	67.26	C ₁₀	7.20	—	0.21
N ₂	—	0.24	0.24	C ₁₁	6.02	—	0.18
C ₁	—	25.45	24.71	C ₁₂	5.06	—	0.15
C ₂	—	2.38	2.31	C ₁₃	5.03	—	0.15
C ₃	0.09	1.31	1.28	C ₁₄	3.74	—	0.11
C ₄	0.30	0.73	0.71	C ₁₅	3.44	—	0.10
C ₅	0.84	0.37	0.39	C ₁₆	2.66	—	0.08
C ₆	1.94	0.15	0.20	C ₁₇	2.39	—	0.07
C ₇	5.37	0.09	0.24	C ₁₈	2.49	—	0.07
C ₈	8.98	—	0.25	C ₁₉	2.03	—	0.06
C ₉	8.62	—	0.25	C ₂₀₊	33.80	—	0.98

表 2 里贝拉气藏类型判别 (四组合参数法/C₂ 经验值法/特征值等级分类法)

Table 2 Type discrimination of Libra reservoir (four combination parameters method/ C₂ experience value method/ eigenvalue classification method)

判别方法	参数	气藏	无油环凝析气藏	带油环凝析气藏	油藏	里贝拉储层流体计算结果	气藏类型
四组合参数法	C ₂₊	<5.0	5.0~15.0	15.0~30.0	30.0~50.0	7.82	无油环凝析气藏
	C ₂ /C ₃	6.0~10.0	3.0~6.0	1.3~3.0	0.3~1.3	1.80	带油环凝析气藏
	100C ₂ /(C ₃ +C ₄)	400.0~800.0	200.0~400.0	100.0~200.0	<100.0	116.08	带油环凝析气藏
	100C ₂₊ /C ₁	<5.0	5.0~15.0	15.0~40.0	40.0~180.0	31.64	带油环凝析气藏
C ₂ 经验值法	C ₂ (经验值)	<3.0	3.0~6.5	6.5~12.0	>12.0	4.11	无油环凝析气藏
特征值等级分类法	特征值参数		<9.0	>11.0		20.00	带油环凝析气藏

注: C₂、C₂₊、C₃、C₄, 分别代表其摩尔分数。C₂=0.35C₂₊+1.37。

表 3 里贝拉气藏类型判别(φ 参数判别法/ Z 因子判别法)

Table 3 Type discrimination of Libra reservoir (φ parameter discrimination method/ Z factor discrimination method)

判别方法	参数	气藏	无油环 凝析气藏	带小油环 凝析气藏	带大油环 凝析气藏	凝析气顶 油藏	油藏	里贝拉储 层流体计 算结果	气藏类型
φ 参数判别法	φ	>450.0	80.0~450.0	60.0~80.0	15.0~60.0	7.0~15.0	<7.0	10.04	凝析气顶油藏
Z 因子判 别法	Z_1		>21.0	17.0~21.0	<17.0			3.51	带大油环凝析气藏
	Z_2		>20.5	17.0~20.5	<17.0			3.39	带大油环凝析气藏

2 状态方程优选及参数拟合

CO₂ 充注过程中流体相行为及油环体积变化规律研究首先需要优选状态方程。立方形状态方程被广泛应用于油气及混合物压力-体积-温度的关系计算中,其中 Redlich-Kwong(RK)^[22]、Soave-Redlich-Kwong(SRK)^[23]、Peng-Robinson(PR)^[24]、SRK-Peneloux(SKR-P)^[25]、PR-Peneloux(PR-P)^[26]等是现阶段普遍使用的经典立方形状态方程。

Soave^[23] 将 RK 方程中的温度项替换为温度函数项 $a(T)$, 提出了 SRK 状态方程, 提高了纯组分饱和和蒸汽压预测的精度, 但 SRK 方程在液相密度预测方面精度依然较低。Peng 等^[27] 将其原因归结为临界状态的压缩因子计算值偏高, 因此, 他们修正了引力项, 获得了修正的 PR 状态方程:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b) + b(V-b)}; \quad (1)$$

$$a(T) = a_c \alpha(T); \quad (2)$$

$$b = \frac{0.07780RT_c}{p_c}; \quad (3)$$

$$a_c = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{p_c}; \quad (4)$$

$$\alpha(T) = \left[1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right]^2; \quad (5)$$

$$m = 0.37464 + 1.154226\omega - 0.26992\omega^2. \quad (6)$$

式中: a_c 为引力项参数, MPa·cm⁶/mol²; $\alpha(T)$ 为温度函数; b 为斥力项参数, MPa·cm³/mol; p 为压力, MPa; p_c 为临界压力, MPa; T 为温度, °C; T_c 为临界温度, °C; V 为体积, cm³; R 为气体常数, 为 8.314 J/(kg·K); ω 为偏心因子。

在此基础上, 为了准确表征重质组分, Pedersen

等^[28] 修正了 m 函数表达式, 得到了 PR-78 状态方程, 进一步提高了液相密度的预测精度:

$$m = 0.37464 + 1.154226\omega - 0.26992\omega^2, \omega \leq 0.491;$$

$$m = 0.379642 + 1.487503\omega - 0.164423\omega^2 + 0.016666\omega^3, \omega > 0.491. \quad (7)$$

Péneloux 等^[29] 提出了体积平衡参数“ c ”进行状态方程的修正, 得到 PR78-P 状态方程:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{(V+c)(V+2c+b) + (b+c)(V-b)}. \quad (8)$$

$$\text{其中, } c = \frac{0.50033RT_c}{p_c}(0.25969 - Z_{RA}); \quad (9)$$

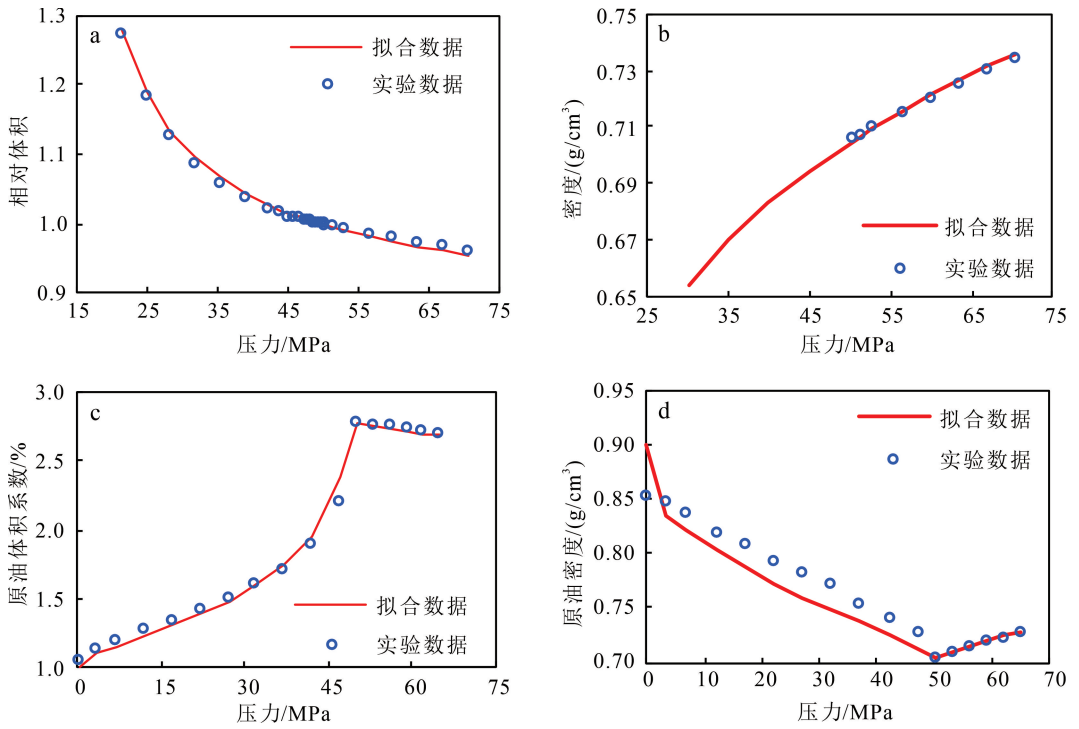
$$Z_{RA} = 0.29056 - 0.08775\omega. \quad (10)$$

式中: c 为体积平衡参数, cm³/mol; Z_{RA} 为 Rackett 压缩因子。

Jhaveri 等^[30] 和 Daubert 等^[31] 通过大量实验数据证实, 引入体积修正后的状态方程在液相体积计算方面更加准确。因此, 本文在模拟里贝拉区块 CO₂ 充注过程中的油环体积变化规律方面, 选用 PR78-P 状态方程(式(8))。

需要注意的是, 相平衡模拟过程中, 原油重质组分的合并也会影响结果的准确性。因此, 需要对 EOS 进行实验数据的参数拟合, 进一步提高模拟精度。基于目标区块的 pVT 实验数据, 采用 PVTsim 软件, 选用 PR78-P 状态方程, 分别对闪蒸分离、恒质膨胀、差异分离、黏度测试等实验进行参数拟合, 结果如图 1 所示。

根据数值模拟与实验的拟合结果, 构建了数值模拟使用的油相各拟合组分的摩尔分数和密度, 如表 4 所示。



a. 相对体积拟合;b. 储层流体密度拟合;c. 原油体积系数拟合;d. 原油密度拟合。

图 1 原油 pVT 实验数据拟合

Fig.1 Fitting of oil pVT experimental data

表 4 拟合原油组分数据

Table 4 Fitting oil composition data

组分	摩尔分 数/%	密度/ (g/cm ³)	组分	摩尔分 数/%	密度/ (g/cm ³)
N ₂	0.24	—	C ₉	1.01	0.76
CO ₂	37.39	—	C ₁₀₋₁₃	2.85	0.79
C ₁	36.22	—	C ₁₄₋₁₈	2.19	0.83
C ₂	4.71	—	C ₁₉₋₂₃	1.34	0.86
C ₃	3.20	—	C ₂₄₋₂₉	1.20	0.89
C ₄	1.90	—	C ₃₀₋₃₆	1.03	0.92
C ₅	1.13	—	C ₃₇₋₄₃	0.74	0.94
C ₆	0.80	0.66	C ₄₄₋₅₁	0.60	0.96
C ₇	1.12	0.72	C ₅₂₋₆₃	0.56	0.99
C ₈	1.31	0.74	C ₆₄₋₈₀	0.46	1.01

油,使用色谱仪分析油气组分,得到储层条件下的原油组分,如表 5 所示。按照表 5 的气相组分,配置溶解气,并使用现场开发的脱气原油,在储层温度、压力条件下,按照油气组分和气油比复配得到实验用模

表 5 原油组分

Table 5 Oil components

组分	摩尔分数/%		组分	摩尔分数/%	
	原油	气体		原油	气体
CO ₂	—	44.06	C ₁₀	5.45	—
N ₂	—	0.28	C ₁₁	4.71	—
C ₁	—	42.69	C ₁₂	4.26	—
C ₂	—	5.55	C ₁₃	4.44	—
C ₃	0.41	3.70	C ₁₄	3.61	—
C ₄	1.10	2.04	C ₁₅	3.39	—
C ₅	2.03	0.97	C ₁₆	2.72	—
C ₆	3.10	0.39	C ₁₇	2.28	—
C ₇	6.17	0.22	C ₁₈	2.47	—
C ₈	8.06	0.10	C ₁₉	2.20	—
C ₉	6.66	—	C ₂₀₊	36.94	—

3 实验方法

3.1 实验样品

通过定容衰竭实验得到储层原油饱和和压力为 50.20 MPa,气油比为 365;在地面条件闪蒸分离原

拟活油。经检验,复配得到的模拟油的气油比为362,饱和压力为51.0 MPa,与原始油藏流体性质相同,满足实验要求。

3.2 实验设备

实验使用法国ST公司的高温、高压可视化测试系统(PVT240),如图2所示。该设备的主体容积为240 cm³,通过PVT筒中的活塞控制实验体积,精度为0.01 cm³;实验压力范围为1~150 MPa,测试精度为0.1 MPa;实验温度范围0~200 °C,通过温度模块控制实验温度,精度为0.1 °C。该设备配备了高清摄像头,能够观测和记录实验过程中的油气反应。

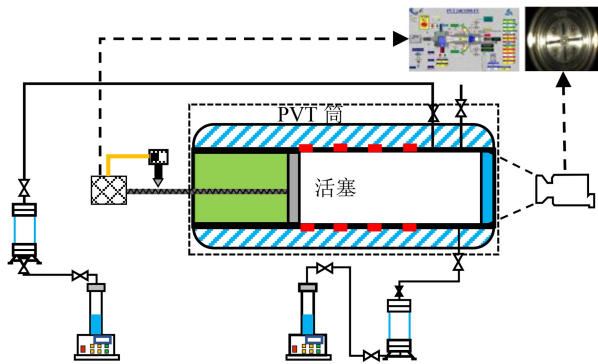


图2 实验流程示意图

Fig.2 Schematic diagram of experimental process

3.3 实验流程

针对里贝拉区块带油环高含CO₂次生凝析气藏成藏过程,开展了CO₂全过程充注的可视化实

验,直观观测高含CO₂次生凝析气藏的成藏过程、油-气相行为及油环体积的动态变化特征,得到模拟的里贝拉区块的油环体积。具体实验步骤如下:

实验准备阶段:1)使用丙酮和甲苯清洗PVT筒,并用CO₂冲洗。2)使用自动泵将活塞推至PVT筒最顶端,保证PVT筒体积为0。3)按照目标区块的温度为74.1 °C、压力为60.0 MPa,设置PVT筒、装有活油和CO₂中间容器的实验温度和压力。

实验阶段:1)将复配的活油从取样器中缓慢导入PVT筒,将PVT筒静置12 h,模拟初期阶段的油藏。2)分阶段向PVT筒中分别注入摩尔分数为20%、35%、55%、75%的CO₂,记录各阶段PVT筒内油-气相行为。3)完全充注后,将PVT筒静置12 h,使CO₂与PVT筒中流体充分反应,得到模拟的带油环高含CO₂次生凝析气藏。4)按照PVT筒内置体积测量软件,测量油环体积。

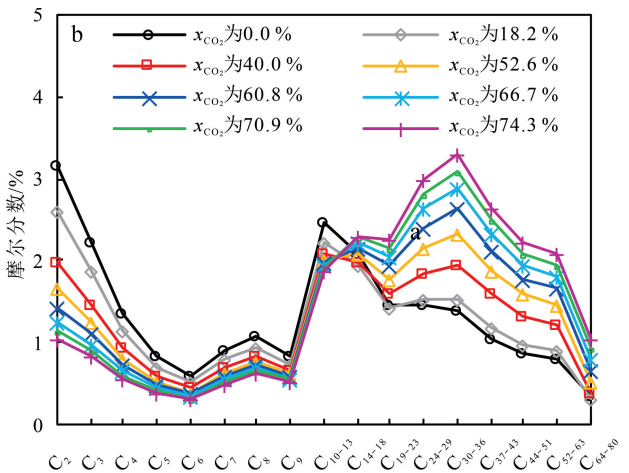
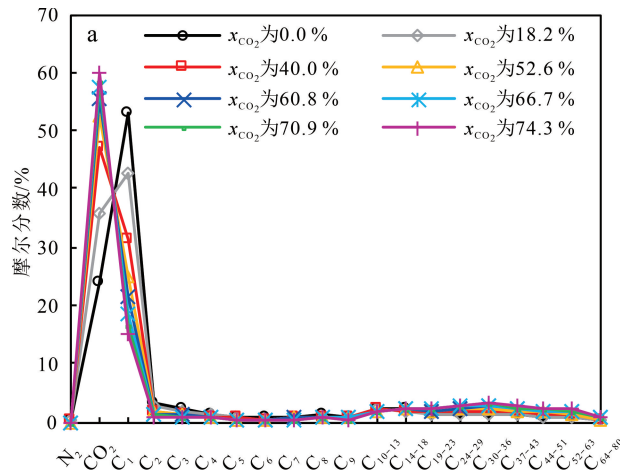
4 结果分析与讨论

4.1 CO₂充注过程中油环相行为及体积变化规律

4.1.1 CO₂充注过程中油环组分变化规律

通过改变CO₂注入量,获得了CO₂充注过程中油相的组分变化规律。如图3所示,CO₂充注过程中,油相轻质组分C₁₋₁₃的摩尔分数逐渐减小,中质及重质组分C₁₉₋₈₀的摩尔分数逐渐增加,组分变化是导致原油体积不断减小,油相密度、黏度持续增加的主要原因^[14,32]。

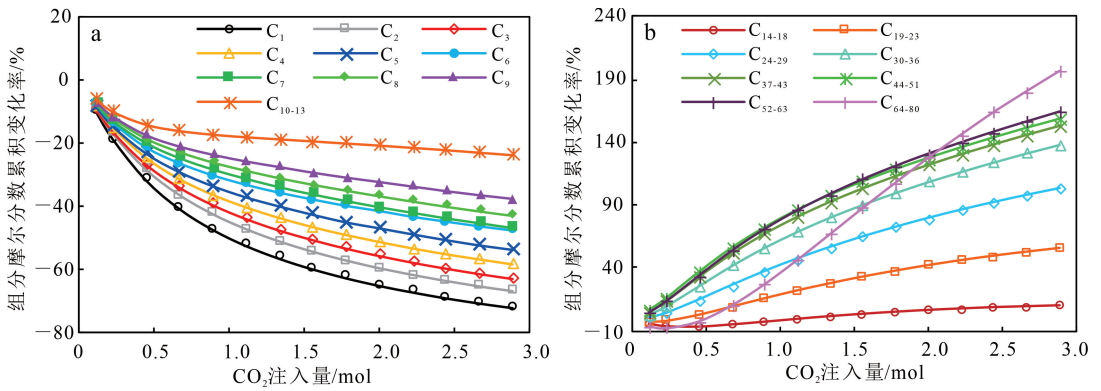
此外,分析了CO₂充注过程中,1 mol油相中轻质组分(C₁₋₁₃)的累积变化规律。如图4a所示,轻质



a. 油相组分变化;b. 油相C₂₋₈₀组分变化规律。

图3 油相组分摩尔分数变化规律

Fig.3 Variation of the mole fraction of oil phase components



a. C_{1-13} 组分摩尔分数累积变化率; b. C_{14-80} 组分摩尔分数累积变化率。

图 4 油相组分摩尔分数累积变化

Fig.4 Accumulative variation law of oil component mole fraction

组分摩尔分数变化分为 3 个阶段: 充注前期, 注入 0.45 mol 的 CO_2 (充注 CO_2 的摩尔分数为 30.7%), 油相中轻质组分迅速减小; 充注中期, 累积注入 2 mol 的 CO_2 (充注 CO_2 的摩尔分数为 66.7%), 轻质组分减小缓慢; 充注后期, 累积注入 2.8 mol 的 CO_2 (充注 CO_2 的摩尔分数为 73.3%), 轻质组分累积变化量趋近为 0。Habibi 等^[33] 的实验结果也证明了该现象。

分析认为, CO_2 充注前期, CO_2 与原油中的溶解气存在竞争关系, CO_2 溶解并将油相中的轻质组分置换到气相, 同时气顶气萃取油相的轻质和中间组分; 随着 CO_2 溶解度的减小, CO_2 溶解置换效应逐渐减弱, 油相各组分的减小受气顶萃取程度的影响; 充注后期, CO_2 与原油组分传质减缓, 油相中各组分摩尔分数减小量趋于平缓。此外, 由图 4a 可知, 各组分随着碳链数的增加累积变化量逐渐减小, 表明 CO_2 更易置换和萃取油相中的轻质组分。

在此基础上, 进一步探究了 CO_2 充注过程中油相中质和重质组分 (C_{14-80}) 的变化规律。如图 4b 和图 5 所示, 充注前期, 注入 0.22 mol 的 CO_2 (充注 CO_2 的摩尔分数为 18.2%), 气顶气萃取了中间和重质组分, C_{14-18} 、 C_{19-23} 、 C_{64-80} 组分摩尔分数分别减小 4.61%、2.33%、5.98%; 累积注入 0.44 mol 的 CO_2 (充注 CO_2 的摩尔分数为 30.7%), 油环中中质及重质组分的摩尔分数增加, 并且沉降速率逐渐增加; 充注中期, 累积注入 2.22 mol 的 CO_2 (充注 CO_2 的摩尔分数为 68.9%), 油环重质组分的摩尔分数逐渐增加, 中质组分沉降速率减小, 重质组分的沉降速率持续增加; 充注后期, 中间组分沉积速率趋于 0, 重质组分沉积速率逐渐降低。

Yassin 等^[14] 研究了 CO_2 -油非平衡作用的过程, 发现 CO_2 与原油接触会形成油气过渡带, 并观测到重质组分从过渡带析出沉降的现象。基于前文的数值模拟结果, 分析认为: 充注前期 CO_2 置换和萃取油相中的组分, 从而形成了油-气界面过渡带; 随 CO_2 充注, 油气界面过渡带中的轻质组分挥发, 中间和重质组分沉降, 使过渡带逐渐减小; 如图 5 所示, 重质组分 (C_{64-80}) 累积沉降量最高、沉降区间跨度最大, 重质组分完全析出, 标志着界面过渡带消失, 油气组分传质停止。

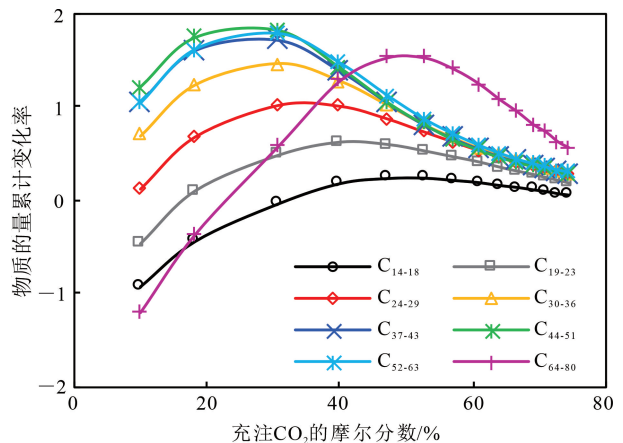


图 5 油相 C_{14-80} 组物质量的量累计变化率

Fig.5 Cumulative change rate of molar number of oil (C_{14-80})

基于里贝拉区块现场钻探数据, 分析了油藏纵向深度原油组分变化规律。如图 6 所示, 钻探数据表明里贝拉区块 4 931~5 489 m 为气顶, 随深度增加气相中 CO_2 和 CH_4 组分摩尔分数分别减小了 3.99%、1.10%, 轻质 (C_{2-13}) 和重质 (C_{20+}) 组分摩尔

分数分别增长了 4.85%、0.13%。5 489~5 613 m 为油环,随深度增加油相 CO₂ 和 CH₄ 组分摩尔分数比分别降低 67.25%、16.10%,轻质(C₂₋₁₃)中质(C₁₄₋₂₀)及重质(C₂₀₊)组分摩尔分数分别增加 32.99%、40.75%、8.74%。

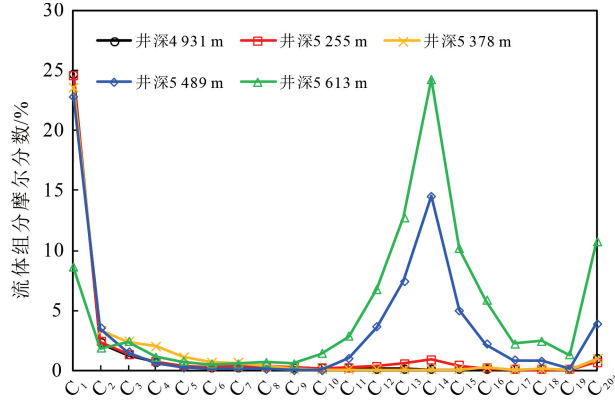


图 6 储层不同深度油相组分摩尔分数变化

Fig.6 Variation of oil phase mole fraction at different depths of reservoirs

现场勘探数据表明,成藏过程中,由于气相分子强流动性,里贝拉区块气顶组成较为均一;重力分异作用对油环组分影响明显,重质组分沉积至油藏底部,形成了随纵向深度增加组分梯度差异的油环。

4.1.2 CO₂ 充注对油环体积的影响

模拟 CO₂ 充注过程中油环体积变化规律,如图 7a 所示,CO₂ 充注过程中油环体积变化分为 4 个阶段。CO₂ 充注初期,充注摩尔分数小于 14.28%,CO₂ 溶解于原油中,原油体积膨胀了 7.73%;CO₂ 充注前期,充注摩尔分数为 14.28%~33.33%,油环体

积减小幅度达 46.67%,降低速率高达 9.26 cm³/%;CO₂ 充注中期,充注摩尔分数为 33.33%~66.67%,油环体积缓慢减少,减少幅度为 13.63%,平均降低速率为 0.97 cm³/%;CO₂ 充注后期,累积充注摩尔分数高于 66.67%,油环体积几乎不再发生变化。

从图 7b 的油环体积占比可知,CO₂ 充注后期,虽然油环体积不再发生变化,但是注入 CO₂ 占据储层空间压缩了油环体积占比,使油环体积占比呈线性降低,CO₂ 充注摩尔分数每增加 10%,储层中油环体积占比减少约 4.52%。

结合 CO₂ 充注过程中油环组分变化规律综合分析可知:充注前期,CO₂ 的溶解置换和萃取协同作用,使油相中轻质、中间组分减小,油环体积迅速降低;充注中期,CO₂ 持续萃取油相中轻质、中间组分,由于缺少了 CO₂ 对轻质组分的置换,油环体积减小缓慢,Lobanov 等^[34] 的实验印证了该现象;当充注过量的 CO₂ 时,油-气组分传质停止,物理压缩效应使油环体积占比成线性降低。

4.2 基于组分梯度理论预测储层油气界面深度

温度和压力是凝析气藏形成最重要的控制条件。如图 8 所示,临界温度(T_c)和临界凝析温度(T_f)之间的温度区间为凝析温度区间,在该温度区间内:若地层压力大于等于露点压力(p_f),则为单相气(为凝析气藏 A1);若地层压力小于露点压力,则为气、液两相^[35](为带油环的凝析气藏 A2、A3)。当温度小于临界温度时,则为单相油(为油藏 A4)。

针对里贝拉油藏,分别研究了温度、压力对油环体积影响。如图 9a 所示,当单独考虑温度时,温度与油环相对体积负相关。设置温度为储层温度(74.1 °C),如图 9b 所示,随压力的增加,CO₂ 先溶解

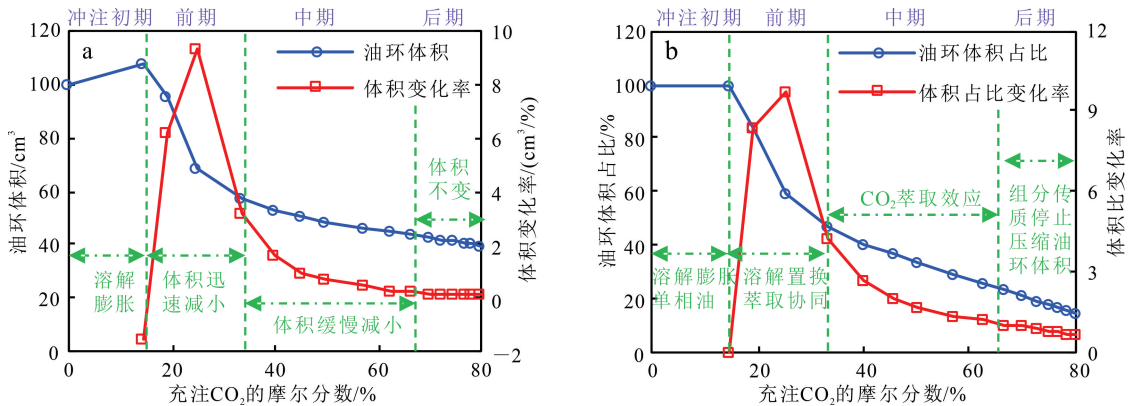


图 7 不同 CO₂ 充注摩尔分数油环体积 (a) 及体积占比 (b) 变化规律

Fig.7 Variation law of volume (a) and volume ratio (b) of oil ring at different CO₂ injection mole fractions

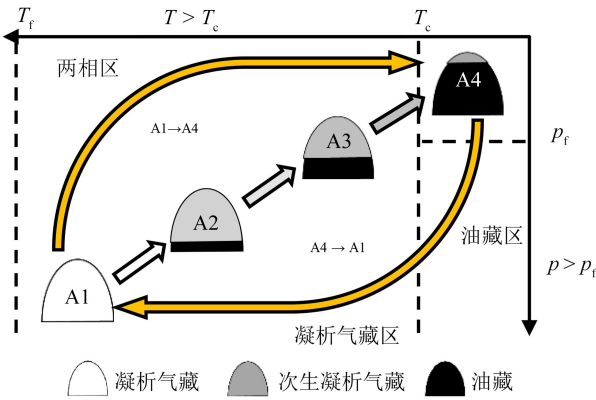


图 8 温度、压力对储层流体相态的影响

Fig.8 Effect of temperature and pressure on reservoir fluid phase state

于油相中,原油相对体积逐渐增加;当压力达到最大反凝析压力50.0 MPa时,CO₂萃取油相组分,压力的增加导致油环相对体积减小,持续增加温度和压力则会使油环消失。

模拟结果证明油环体积与温度、压力呈强相关性,为准确预测油环体积,需确定温度和压力。基于纹影成像技术,Khosrokhavar 等^[36]和 Amarasinghe 等^[37]发现油-气相互作用主要发生在交界面附近,因此需要明确里贝拉油藏油气交界面深度,获得油气相互作用的温度和压力。

Fujisawa 等^[38]提出了组分梯度分布理论,若某一深度的饱和压力等于油藏压力,则认为此深度为油-气接触面,即油-气相互作用界面。联立组分平衡关系式(式(11))和化学势与逸度的关系式(式(12)),得到逸度与参考深度关系式(式(13)):

$$\mu_i(h) - \mu_i(h^\circ) = M_i g(h - h^\circ); \quad (11)$$

$$d\mu_i = RT d\ln f_i = RT d\ln(\varphi_i x_i p); \quad (12)$$

$$\ln f_i^h - \ln f_i^\circ = \frac{M_i g(h - h^\circ)}{RT}. \quad (13)$$

式中:*i* 为组分序号; μ_i 为*i* 组分的化学势; x_i 为*i* 组分的摩尔分数,%; f_i 为*i* 组分逸度; f_i° 为参考深度的*i* 组分逸度; f_i^h 为计算深度*h* 的*i* 组分逸度; g 为重力加速度,m/s²; h 为深度,m; h° 为参考深度,m; M_i 为分子量,g/mol; φ_i 为逸度系数。

由于油藏是*N* 组分体系,且各组分的摩尔分数之和等于 1,因此将式(13)转换为

$$\ln(\varphi_i^h x_i^h p^h) - \ln(\varphi_i^\circ x_i^\circ p^\circ) = \frac{M_i g(h - h^\circ)}{RT}. \quad (14)$$

求解式(14),得到压力和组分随储层深度变化的相关数据。

基于 Fujisawa 组分梯度分布理论^[38],选取里贝拉油藏 5 237.3 m 组分数据,使用 PVT-sim 软件计算得到不同深度处的饱和压力,如图 10 所示。对比油藏压力得到里贝拉油藏油-气界面深度为 5 478.0 m。现场在深度 5 489.6 m 处勘探到原油,钻探结果验证 Fujisawa 组分梯度分布理论计算油-气界面深度较为准确。

4.3 高含 CO₂ 凝析气藏油环体积预测新方法

根据现场钻探数据获得油气组成的空间分布,结合 CO₂ 充注实验结果,证明成藏过程中,重力分异使油环的组分在纵向深度上有较大差异,这导致油环体积与油相组分难以匹配,无法建立相关性;然而,油藏气顶组成均一,因此应进一步探究 CO₂ 充注过程中气顶组分、气顶气油比(GOR)与油相体积的相关性。

钻探数据显示里贝拉区块气顶主要成分为 CO₂ 和 CH₄,气顶 GOR 综合表征 CO₂ 注入量和油相中轻质组分的蒸发量,基于 PR78-P 状态方程,

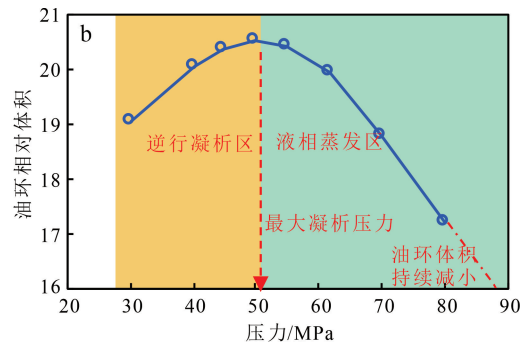
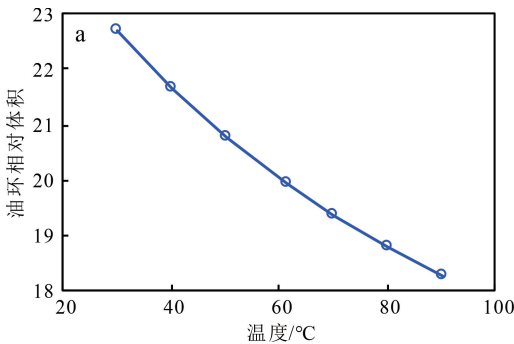


图 9 温度(a)、压力(b)对油环体积的影响

Fig.9 Influence of temperature (a) and pressure (b) on oil ring volume

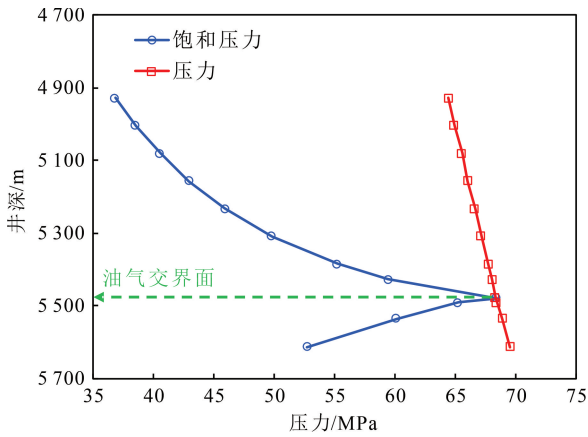


图 10 里贝拉气藏组分梯度分布计算

Fig.10 Component gradient distribution in Libra gas reservoir

使用 PVT-sim 软件模拟了 CO₂ 充注过程中气顶 CO₂、CH₄ 组分摩尔分数和气顶 GOR 与油环体积的相关性。如图 11a 所示,充注前期,随气顶中 CO₂ 摩尔分数的增加,CO₂ 的萃取效应使油环体积占比减小,蒸发分馏到气顶中的轻质组分减缓了 GOR 的增加速率;充注后期,由于油-气组分传质停止,注入到气顶中的 CO₂ 使 GOR 迅速增加;图 11b 表明 CO₂ 充注过程中,气顶 CH₄ 摩尔分数的变化与油环体积占比成正比,说明 CO₂ 对油相组分置换、萃取能力强于 CH₄,气顶 CH₄ 摩尔分数较高时抑制 CO₂ 与油相互作用,油环体积占比较大。

数值模拟证实气顶气相组分、GOR 与油环体积占比有较强的相关性,因此提出气顶组分拟合匹配的油环体积预测方法。将原油、CO₂ 和溶解气按一定比例混合,使用 PR78-P 状态方程闪蒸计算得到气相组分和 GOR,调整油、气混合比例,直到计算的

气相组分、GOR 与钻探气顶组分相同,此时认为计算的油相体积比即为油环体积占比。

针对里贝拉区块,调整初始原油、CO₂ 和 CH₄ 的摩尔分数比为 27.5 : 67.0 : 5.5 时,得到气相组分、GOR 与油藏 5 255 m 深度处气顶接近相同,计算得到油环体积占比为 19.21%;室内 CO₂ 充注实验得到油相体积占比为 20.60%;同时现场钻探数据显示 4 931 m 为气顶,5 613 m 为油底,5 489 m 为油气交界面,计算油藏油环体积占比约为 22.30%。通过室内实验和现场钻探数据,验证使用气顶组分拟合匹配的方法预测高含 CO₂ 凝析气藏油环体积的准确可靠性。

在此基础上,基于气顶组分拟合的油环体积预测新方法,针对里贝拉区块油藏,根据 CO₂ 充注过程中,气相组分、GOR 与油环体积占比变化规律,使用气顶组分拟合的油环体积预测新方法,拟合得到油环体积占比经验公式:

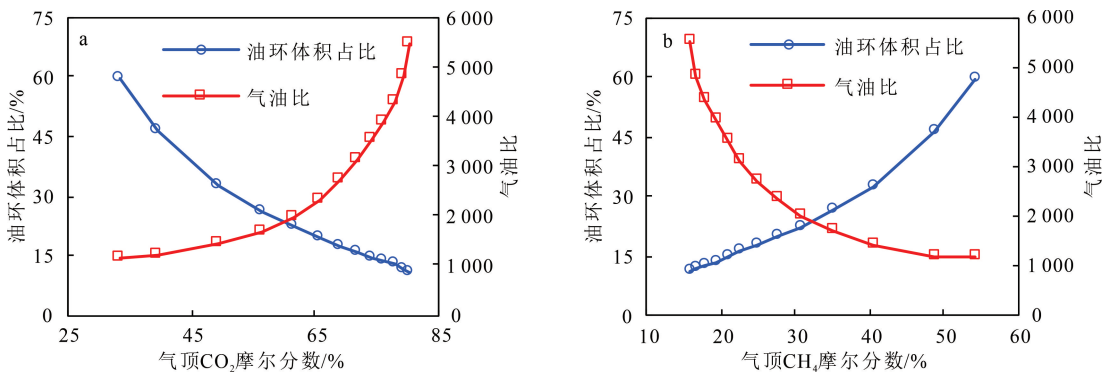
$$V_{oil} = -0.046x_{CO_2} + 0.852x_{CH_4} + 2.2310 - 4y_{GOR} \quad (15)$$

式中:V_{oil}为油环体积占比,%;x_{CO₂}为气顶中 CO₂ 组分的摩尔分数,%;x_{CH₄}为气顶中 CH₄ 组分的摩尔分数,%;y_{GOR}为气顶的气油比。

4.4 CO₂ 充注过程可视化实验

按照里贝拉区块的成藏过程,基于可视化充注实验,通过 PVT 筒高清摄像机观察 CO₂ 充注过程中油、气相行为的变化特征。分析了 CO₂ 充注量对油环相行为及体积变化规律的影响。

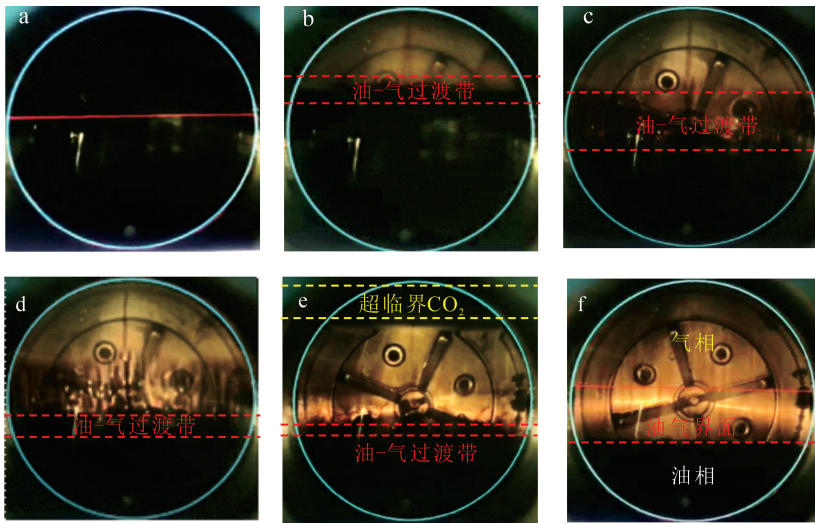
CO₂ 注入初期,CO₂ 溶解在原油中,形成单一油相(图 12a)。随着 CO₂ 注入,油气界面 CO₂ 与原油



a. 油环体积与 CO₂ 摩尔分数的关系;b.油环体积与 CH₄ 摩尔分数的关系。

图 11 气顶气相组分摩尔分数、气油比与油环体积的关系

Fig.11 Relationship between gas cap gas composition mole fraction, GOR and oil ring volume



a. CO₂ 充注初期; b, c. CO₂ 充注前期; d. CO₂ 充注中期; e. CO₂ 充注后期; f. CO₂ 充注完成后静置 12 h。

图 12 CO₂ 充注过程中油环相行为及体积变化规律

Fig.12 Phase behavior and volume change of oil ring during CO₂ injection

组分相互作用, CO₂ 溶解置换油相中溶解气, 油-气界面不再明显, 油环体积迅速减小(图 12b)。CO₂ 注入量继续增加, CO₂ 与原油的相互作用更加剧烈, 油气界面过渡带增加(图 12c)。CO₂ 充注中期, 油-气过渡带中轻质组分蒸发至气顶, 部分中间和重质组分析出至液相, 油-气界面过渡带变窄, 油气界面逐渐清晰(图 12d)。CO₂ 充注后期, 油-气组分传质几乎停止, 油气界面过渡带中的重质组分完全析出, 过渡带几乎消失, 出现较为明显的油气界面(图 12e)。CO₂ 充注后期, 刚注入的超临界 CO₂ 并未直接参与反应, 其存在 PVT 筒顶部压缩了油环的体积。充注完成后, 将 PVT 筒静止 12 h, 观察到在气相和轻质组分的强对流效应下, 后注入超临界 CO₂ 逐渐与气顶气混合, 形成组分较均一的深棕色气顶(图 12f)。

完全充注后, 按照操作流程, 使用 PVT 程序计算油环体积, 实验结果表明油相体积约占 20.60%, 实验结果与数值模拟结果较吻合, 验证了本文提出的气顶气组分拟合油环体积预测方法的准确可靠性。

5 结论

1) 成藏后期的 CO₂ 充注导致里贝拉凝析气藏的流体相行为十分复杂, 采用常规方法进行气藏类型和油环体积预测误差很大。CO₂-原油体系间的溶解、置换、萃取和传质的协同作用促进了油气过渡

带的形成和演化, 是造成油环体积不断变化的关键。

2) 基于不同井深现场勘探数据和流体相平衡模拟, 发现高含 CO₂ 凝析气藏的气顶气组成均一。油相组分分布主要受重力分异效应影响, 随深度增加呈梯度变化。油环体积大小与气顶气组成和油气比密切相关。

3) 考虑组分传质及重力分异作用, 建立了基于气顶气组分拟合的高含 CO₂ 次生凝析气藏油环体积预测新方法。结合现场勘探数据及 CO₂ 充注可视化实验, 预测里贝拉凝析气藏油环体积占比为 19.21%~22.30%。为国内外同类凝析气藏的类型判别和油环体积大小预测提供了新的方法和经验。

参考文献(References):

- [1] 王昱, 钟仪华. 气顶油藏开发技术对策探讨[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2002, 24(3): 54-57.
Wang Yu, Zhong Yihua. Technical Strategy Discussion for Gas-Cap Reservoir Development [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2002, 24(3): 54-57.
- [2] 姚约东, 李相方. 气顶油气田开发程序的探讨[J]. 天然气工业, 2005, 25(2): 124-126.
Yao Yuedong, Li Xiangfang. Discussion on Development Programs of Gas-Cap Reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(2): 124-126.
- [3] 石刚, 徐振宇, 郑红军, 等. 下扬子地区“三气一油”钻探发现及成藏地质条件: 以皖南港地 1 井钻探发现为例

- [J].地质通报,2019,38(9): 1564 - 1570.
- Shi Gang, Xu Zhenyu, Zheng Hongjun, et al. "Three-Gas-One-Oil" Drilling Findings and Reservoir Formation Geological Conditions in the Lower Yangtze Area; Exemplified by Gang Di 1 Well in South Anhui [J]. Geological Bulletin of China, 2019, 38(9): 1564 - 1570.
- [4] 赵健,赵俊峰,任康绪,等. 巴西桑托斯盆地高含CO₂油气藏类型、特征及成因模式[J].吉林大学学报(地球科学版),2021,51(6): 1654 - 1664.
- Zhao Jian, Zhao Junfeng, Ren Kangxu, et al. Main Types, Characteristics and Genetic Model of Oil & Gas Reservoirs with High CO₂, Content in Santos Basin, Brazil [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2021, 51(6): 1654 - 1664.
- [5] 李明刚. 桑托斯盆地盐下裂谷系构造特征及圈闭发育模式[J].断块油气田,2017,24(5): 608 - 612.
- Li Minggang. Structural Characteristics and Trap Development Patterns of Pre-Salt Rift System in Santos Basin[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(5): 608 - 612.
- [6] 余华杰,王星,谭先红,等. 高含CO₂凝析气相态测试及分析[J].石油钻探技术,2013,41(2): 104 - 108.
- Yu Huajie, Wang Xing, Tan Xianhong, et al. Test and Analysis on Phase Features of High-CO₂ Condensate Gas [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013,41(2): 104 - 108.
- [7] 陈浩,刘希良,贾宁洪. CO₂近混相驱的关键科学问题与展望[J].石油科学通报,2020,5(3): 392 - 401.
- Chen Hao, Liu Xiliang, Jia Ninghong. Prospects and Key Scientific Issues of CO₂ Near-Miscible Flooding [J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(3): 392 - 401.
- [8] 钱坤,杨胜来,窦洪恩,等. 注CO₂过程中流体性质变化及驱油机理实验研究[J].石油科学通报,2019,4(1): 69 - 82.
- Qian Kun, Yang Shenglai, Dou Hong'en, et al. Interaction of the CO₂-Oil System and Displacement Mechanisms During CO₂ Flooding [J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(1): 69 - 82.
- [9] Holm L R W, Josendal V A. Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1982, 22(1): 87 - 98.
- [10] Wang J L, Song Z H, Li L J, et al. Integration of a Fused Silica Capillary and In-Situ Raman Spectroscopy for Investigating CO₂ Solubility in N-Dodecane at Near-Critical and Supercritical Conditions of CO₂[J]. Petroleum Science, 2022, 19(6): 3124 - 3133.
- [11] Bahralolom I M, Orr F M. Solubility and Extraction in Multiple-Contact Miscible Displacements: Comparison of N₂ and CO₂ Flow Visualization Experiments[J]. SPE Reservoir Engineering, 1988, 3(1): 213 - 219.
- [12] Yang Y, Fu Q, Li X L, et al. Experimental and Mechanism Study of CO₂ and Bakken Oil Interactions at Equilibrium and Non-Equilibrium Conditions[C]//SPE Unconventional Resources Technology Conference. Colorado:SEG, 2019: 1011 - 1030.
- [13] Eustaquio-Rincón R, Trejo A. Solubility of N-Octadecane in Supercritical Carbon Dioxide at 310, 313, 333, and 353 K, in the Range 10 - 20 MPa[J]. Fluid Phase Equilibria, 2001, 185(1/2): 231 - 239.
- [14] Yassin M R, Habibi A, Zolfaghari A, et al. An Experimental Study of Nonequilibrium Carbon Dioxide/Oil Interactions[J]. SPE Journal, 2018, 23(5): 1768 - 1783.
- [15] Orr F M, Silva M K. Effect of Oil Composition on Minimum Miscibility Pressure: Part 2: Correlation [J]. SPE Reservoir Engineering, 1987, 2(4): 479 - 491.
- [16] Wei B, Gao H, Pu W, et al. Interactions and Phase Behaviors Between Oleic Phase and CO₂ from Swelling to Miscibility in CO₂-Based Enhanced Oil Recovery (EOR) Process: A Comprehensive Visualization Study[J]. Journal of Molecular Liquids, 2017, 232: 277 - 284.
- [17] Rezk M G, Foroozesh J. Phase Behavior and Fluid Interactions of a CO₂-Light Oil System at High Pressures and Temperatures[J]. Heliyon, 2019, 5(7): e02057.
- [18] Ghafri A S, Maitland G C, Trusler J P M. Experimental and Modeling Study of the Phase Behavior of Synthetic Crude Oil + CO₂ [J]. Fluid Phase Equilibria, 2014, 365: 20 - 40.
- [19] Guo J J, Xiong W, Hu Q Y, et al. Stability Analysis and Two-Phase Flash Calculation for Confined Fluids in Nanopores Using a Novel Phase Equilibrium Calculation Framework[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2022, 61(5): 2306 - 2322.
- [20] 凝析气藏相态特征确定技术要求:SY/T 6101 - 2012 [S].北京:油气田开发专业标准化委员会,2012. Technical Requirements for Determining Phase

- Behaviors of Gas Condensate Reservoirs: SY/T 6101 — 2012 [S]. Beijing: Oil and Gas Field Development Professional Standardization Committee, 2012.
- [21] 孙志道. 油气藏流体类型判别方法[J]. 石油勘探与开发, 1996(1): 69 - 75.
- Sun Zhidao. Methods for Determining the Type of Different Oil and Gas Reservoirs Fluid[J]. Petroleum Exploration and Development, 1996 (1): 69 - 75.
- [22] Zudkevitch D, Joffe J. Correlation and Prediction of Vapor-Liquid Equilibria with the Redlich-Kwong Equation of State[J]. AIChE Journal, 1970, 16(1): 112 - 119.
- [23] Soave G. Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State [J]. Chemical Engineering Science, 1972, 27(6): 1197 - 1203.
- [24] Robinson D B, Peng D Y, Ng H J. Applications of the Peng-Robinson Equation of State [J]. ACS Symposium Series, 1977, 60: 200 - 220.
- [25] Wang L S, Gmehling J. Improvement of the SRK Equation of State for Representing Volumetric Properties of Petroleum Fluids Using Dortmund Data Bank[J]. Chemical Engineering Science, 1999, 54 (17): 3885 - 3892.
- [26] Carrier B, Rogalski M, Pénélox A. Correlation and Prediction of Physical Properties of Hydrocarbons with the Modified Peng-Robinson Equation of State: 1: Low and Medium Vapor Pressures[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 1988, 27(9): 1714 - 1721.
- [27] Peng D Y, Robinson D B. A New Two-Constant Equation of State [J]. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, 1976, 15(1): 59 - 64.
- [28] Pedersen K S, Christensen P L, Shaikh J A, et al. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids[M]. Boca Raton: CRC Press, 2006.
- [29] Pénélox A, Rauzy E, Fréze R. A Consistent Correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes [J]. Fluid Phase Equilibria, 1982, 8(1): 7 - 23.
- [30] Jhaveri B S, Youngren G K. Three-Parameter Modification of the Peng-Robinson Equation of State to Improve Volumetric Predictions[J]. SPE Reservoir Engineering, 1988, 3(3): 1033 - 1040.
- [31] Daubert T E, Danner R. American Petroleum Institute Technical Data Book [M]. New York: Petroleum Refining, 1982.
- [32] Chen H, Yang M, Huang C, et al. A Dynamic Model of CO₂ Diffusion Coefficient in Shale Based on the Whole Process Fitting [J]. Chemical Engineering Journal, 2022, 428: 131 - 151.
- [33] Habibi A, Yassin M R, Dehghanpour H, et al. Experimental Investigation of CO₂-Oil Interactions in Tight Rocks: A Montney Case Study [J]. Fuel, 2017, 203: 853 - 867.
- [34] Lobanov A A, Shhekoldin K A, Struchkov I A, 等. 液态二氧化碳对俄罗斯某油藏稠油的膨胀与萃取作用实验[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 861 - 868.
- Lobanov A A, Shhekoldin K A, Struchkov I A, et al. Swelling and Extraction Test of Heavy Oil in a Russian Reservoir by Liquid Carbon Dioxide [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45 (5): 861 - 868.
- [35] 杨德彬, 朱光有, 刘家军, 等. 全球大型凝析气田的分布特征及其形成主控因素[J]. 地学前缘, 2010, 17 (1): 339 - 349.
- Yang Debin, Zhu Guangyou, Liu Jiajun, et al. Distribution of Global Condensate Gas Field and Major Factors Controlling Its for Mation [J]. Earth Science Frontiers, 2010, 17(1): 339 - 349.
- [36] Khosrokhavar R, Elsinga G, Farajzadeh R, et al. Visualization and Investigation of Natural Convection Flow of CO₂ in Aqueous and Oleic Systems [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 122: 230 - 239.
- [37] Amarasinghe W, Fjelde I, Guo Y. CO₂ Dissolution and Convection in Oil at Realistic Reservoir Conditions: A Visualization Study [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 95: 104113.
- [38] Fujisawa G, Betancourt S S, Mullins O C, et al. Hydrocarbon Compositional Gradient Revealed by In-Situ Optical Spectroscopy [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, 11(2): 233 - 237.