

引用格式: 马龙杰, 胡文革, 何新明, 等. 顺北油气田二区断控缝洞结构凝析气藏重力分异特征——以4号断裂带为例[J]. 油气地质与采收率, 2025, 32(1): 1-16.

MA Longjie, HU Wenge, HE Xinming, et al. Gravitational differentiation characteristics of condensate gas reservoir with fault-controlled fracture-cavity structure in second block of Shunbei Oil and Gas Field: A case study of No. 4 fault zone[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(1): 1-16.

## 顺北油气田二区断控缝洞结构凝析气藏重力分异特征 ——以4号断裂带为例

马龙杰<sup>1,2,3</sup>, 胡文革<sup>2</sup>, 何新明<sup>2</sup>, 曹飞<sup>2</sup>, 李宗宇<sup>2</sup>, 鲍典<sup>2</sup>

(1. 中国石化石油物探技术研究院, 江苏南京 211103; 2. 中国石化西北油田分公司勘探开发研究院, 新疆乌鲁木齐 830011;  
3. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580)

**摘要:** 顺北地区断控缝洞结构凝析气藏是塔里木盆地近年来油气勘探的新突破, 其高效开发对西部地区油气资源战略制定具有重要意义。顺北油气田二区作为该地区油气产量的主战场, 储集空间呈现巨厚、板状特征。现场生产和室内实验均证实流体纵向分布受重力分异作用影响显著, 且对高效开发政策的制定具有重要影响, 但是目前关于重力分异定量化的研究相对较少。为了实现重力分异作用量化表征, 以顺北油气田二区4号断裂带为研究对象, 通过对研究区投产井进行高温高压流体相态实验、可视化相态实验, 并根据热力学和分子动力学原理构建了组分梯度理论模型。衰竭和注气实验结果显示重力沉降作用会加剧反凝析现象出现, 注气过程中干、湿气重力超覆现象明显。利用组分梯度理论模型和实验结果对重力分异指标进行量化, 确定了非等温组分梯度理论模型更适用于对研究区重力分异指标进行量化表征。研究结果显示, 重力分异作用对轻组分和重组分的影响较大, 对中间组分影响相对较小; 随着深度增加, 重组分占比逐渐增大, 气藏类型由凝析气藏向挥发性油藏过渡。重力作用对重组分摩尔分数高的凝析气藏密度的影响作用更大。注气实验结果表明, 干、湿气重力超覆现象明显, 凝析气和干气两者呈现出明显的气-气界面。顶部注气以重力驱替作用为主、扩散混合作用为辅, 底部注气与之相反。

**关键词:** 缝洞结构; 凝析气藏; 重力分异; 组分梯度理论模型; 顺北

文章编号: 1009-9603(2025)01-0001-16

DOI: 10.13673/j.pgre.202310007

中图分类号: TE122

文献标识码: A

## Gravitational differentiation characteristics of condensate gas reservoir with fault-controlled fracture-cavity structure in second block of Shunbei Oil and Gas Field: A case study of No. 4 fault zone

MA Longjie<sup>1,2,3</sup>, HU Wenge<sup>2</sup>, HE Xinming<sup>2</sup>, CAO Fei<sup>2</sup>, LI Zongyu<sup>2</sup>, BAO Dian<sup>2</sup>

(1. SINOPEC Geophysical Research Institute, Nanjing City, Jiangsu Province, 211103, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 3. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

**Abstract:** The condensate gas reservoirs with fault-controlled fracture-cavity structures in Shunbei area represent a significant breakthrough in oil and gas exploration within Tarim Basin in recent years. Its efficient development holds great importance for formulating the oil and gas resource strategy in western China. The second block of Shunbei Oil and Gas Field provides the primary production of oil and gas in this area, characterized by thick and plate-like reservoir spaces. Both field production and laboratory experiments con-

收稿日期: 2023-10-08。

作者简介: 马龙杰(1990—), 男, 河南周口人, 博士, 从事油气藏开发相关研究工作。E-mail: malj2673@126.com。

基金项目: 2023年度新疆维吾尔自治区“天池英才”引进计划“不同含水条件下凝析气跨尺度运移特征研究”, 中国石化股份有限公司科技项目“顺北断溶体凝析气藏流动机理与开发对策研究”(P22030)。

firmed that gravitational differentiation significantly influences the vertical distribution of fluids, thereby affecting the formulation of effective development policies. However, there is less research on quantifying gravitational differentiation. The No. 4 fault zone in the second block of Shunbei Oil and Gas Field was taken as the research objective in this paper, and high-temperature and high-pressure fluid phase experiments were conducted on production wells within this study area, along with visual phase experiments to achieve quantitative characterization of gravitational differentiation. Additionally, a component gradient theoretical model was constructed based on thermodynamics and molecular dynamics principles. Exhaustion and gas injection experiments revealed that gravity sedimentation exacerbates reverse condensation phenomena while demonstrating clear evidence of gravity overlap between dry and wet gases during injection processes. By utilizing both theoretical models derived from component gradients and experimental results, the paper successfully quantified a gravitational differentiation index and determined that the theoretical model of non-isothermal component gradients was more suitable for quantitatively characterizing the gravitational differentiation index within the study area. The results show that the influence of gravitational differentiation on light components and heavy components is more significant, but its impact on intermediate components is relatively small. With the increase in depth, the proportion of heavy components increases gradually, and condensate gas reservoirs change into volatile reservoirs. The influence of gravity on the density of condensate gas reservoirs with high molar content of heavy components is more significant. The gas injection experiment results show that the gravity overlap between dry and wet gases is obvious, and the condensate gas and dry gas show an obvious gas-gas interface. The top gas injection is dominated by gravity displacement and supplemented by diffusion mixing, while the bottom gas injection is the opposite.

**Key words:** fracture-cavity structure; condensate gas reservoir; gravitational differentiation; theoretical model of component gradient; Shunbei

近年来,“深地工程”的持续突破奠定了中国油气勘探和开发的战略现实领域向深拓展<sup>[1]</sup>。超深层油气藏具有埋藏深、压力高、温度高、储集结构非均质性强等特征,导致流体分布规律复杂,该现象在凝析气藏中尤为突出<sup>[2]</sup>。凝析气藏是介于油藏和干气藏之间的一种过渡型气藏,流体相态剧烈且对地层温度和压力十分敏感<sup>[3-4]</sup>。凝析气藏具有共同特征即流体组分随着深度的变化而变化,该现象主要受重力分异作用影响<sup>[5]</sup>,在中-巨厚碳酸盐岩储层中尤为明显,且对油气田开发的各个环节都有重要影响<sup>[6]</sup>。笔者以塔里木盆地顺北油气田为例开展凝析气藏重力分异特征研究,顺北油气田发育受走滑断裂控制的超深层缝洞结构油气藏,其中4号断裂带已被证实储层厚度达500~1 200 m,油气藏类型为中-高含液态烃凝析气藏<sup>[7-10]</sup>,其流体垂向分布差异明显<sup>[11]</sup>,为了实现高效开发应充分利用重力分异特征。

随着油气藏深度的变化,压力、温度以及组分等都会发生改变,压力和温度随着深度增加而升高,烃类中轻组分浓度随着深度增加而降低,而重组分浓度随着深度增加而升高<sup>[12]</sup>。重力效应、温度效应、毛细管力、对流和烃类二次运移等作用影响着垂向深度上组分的分布<sup>[13]</sup>。依据非同一构造单元内各井的气油比、组分密度、原油密度等随深度变化评估重力分异的影响不具有代表性<sup>[14]</sup>。周兴熙在对牙哈凝析油气田成藏模式研究过程中发现,该油气田油气呈现“上轻下重”的特征,这种特征的

形成是油气在不同成藏时期充注和重力作用下分异的结果<sup>[15]</sup>。江同文等利用现场试验、室内实验和数值模拟方法对凝析气藏循环注气开发机理进行研究,揭示了凝析气藏循环注气“扩散-驱替-重力分异”三元开发机理,明确了重力分异作用是影响循环注气效果的主要因素<sup>[16]</sup>。

目前,中外一些学者在前人研究成果的基础上对重力分异特征进行了深入的研究<sup>[17-19]</sup>,但大多侧重于重力分异宏观现象和机理的表征,针对超深层断控缝洞结构凝析气藏重力分异作用定量化表征的相关研究较少。笔者以顺北油气田二区4号断裂带为研究对象,通过对研究区投产井进行高温高压流体相态实验、可视化相态实验,并根据热力学和分子动力学原理构建了组分梯度理论模型。利用该模型和实验结果对重力分异指标进行量化,在此基础上分析纵向上流体组分、密度、露点压力、弛豫时间等参数的变化,进而对油气藏类型、气-水界面等进行判定和计算,以期对顺北油气田巨厚缝洞结构凝析气藏高效开发提供理论支撑。

## 1 区域地质概况

顺北地区位于塔里木盆地北部,构造位置主要处于南北两隆(卡塔克隆起、沙雅隆起)、东西两坳(阿瓦提坳陷、满加尔坳陷)之间“马鞍形”过渡部位——顺托果勒低隆<sup>[20]</sup>。研究区寒武系一中奥陶统浅水碳酸盐台地相沉积发育,厚度达3 000 m,为

后期走滑断裂改造形成断控缝洞结构储集体提供了物质基础<sup>[21]</sup>。走滑断裂带自下而上变形样式有所不同,具有纵向分层变形,主滑移带平面分段、垂向多期叠加的发育演化特征<sup>[22]</sup>。顺北油气田已发现的油气藏主要赋存于奥陶系鹰山组—一间房组,埋深为7 200~8 800 m,为深层-超深层油气藏。钻探揭示油气藏主要沿区内主干走滑断裂带分布,储集空间主要为构造破裂作用形成的缝洞体系<sup>[20]</sup>。

顺北油气田二区4号断裂带为NE向单剪走滑断裂体系的一条跨越多个构造单元的断裂带,规模较大。研究表明,4号断裂带经历了3个主要的构造活动变形期,独特的地层结构及岩石力学性质是造成现今顺北油气田4号断裂带平面分段、纵向分层的主要原因<sup>[23]</sup>。在油气田范围内,油气藏相态变化大,总体具有“西油东气、北油南气”的特征(图1),其中顺北油气田二区4号断裂带为中-高含液态烃的凝析气藏<sup>[2]</sup>。

顺北油气田二区4号断裂带凝析气藏受走滑断裂控制,缝洞结构发育,纵向贯通性好,现场生产和

室内实验均证实顺北油气田二区凝析气藏纵向重力分异明显<sup>[21]</sup>。研究区投产井的有效进山深度(目的层一间房组顶面距离漏失点的距离)为200~650 m,气柱高度为500~1 200 m,储层温度为5~20℃,压力为3~7 MPa。对生产过程中气油比和组分的变化趋势进行分析(图2),发现研究区有效进山深度越大,气油比越低,其中有效进山深度增加100 m,断裂带北段各井的气油比平均降低190 m<sup>3</sup>/t,而南段则降低639 m<sup>3</sup>/t。以S4单元为例,单元内3口井的气油比与有效进山深度呈负相关(图2d)。组分变化特征显示,有效进山深度越大、气藏越“重”,随有效进山深度增加,C<sub>1</sub>摩尔分数逐渐减少,C<sub>2</sub>—C<sub>3</sub>摩尔分数和原油密度逐渐增加。

## 2 相态实验和组分梯度理论模型

### 2.1 相态实验

高温高压流体相态实验主要是为了获取油气组成、体积系数、流体露点压力、压缩系数等参数,

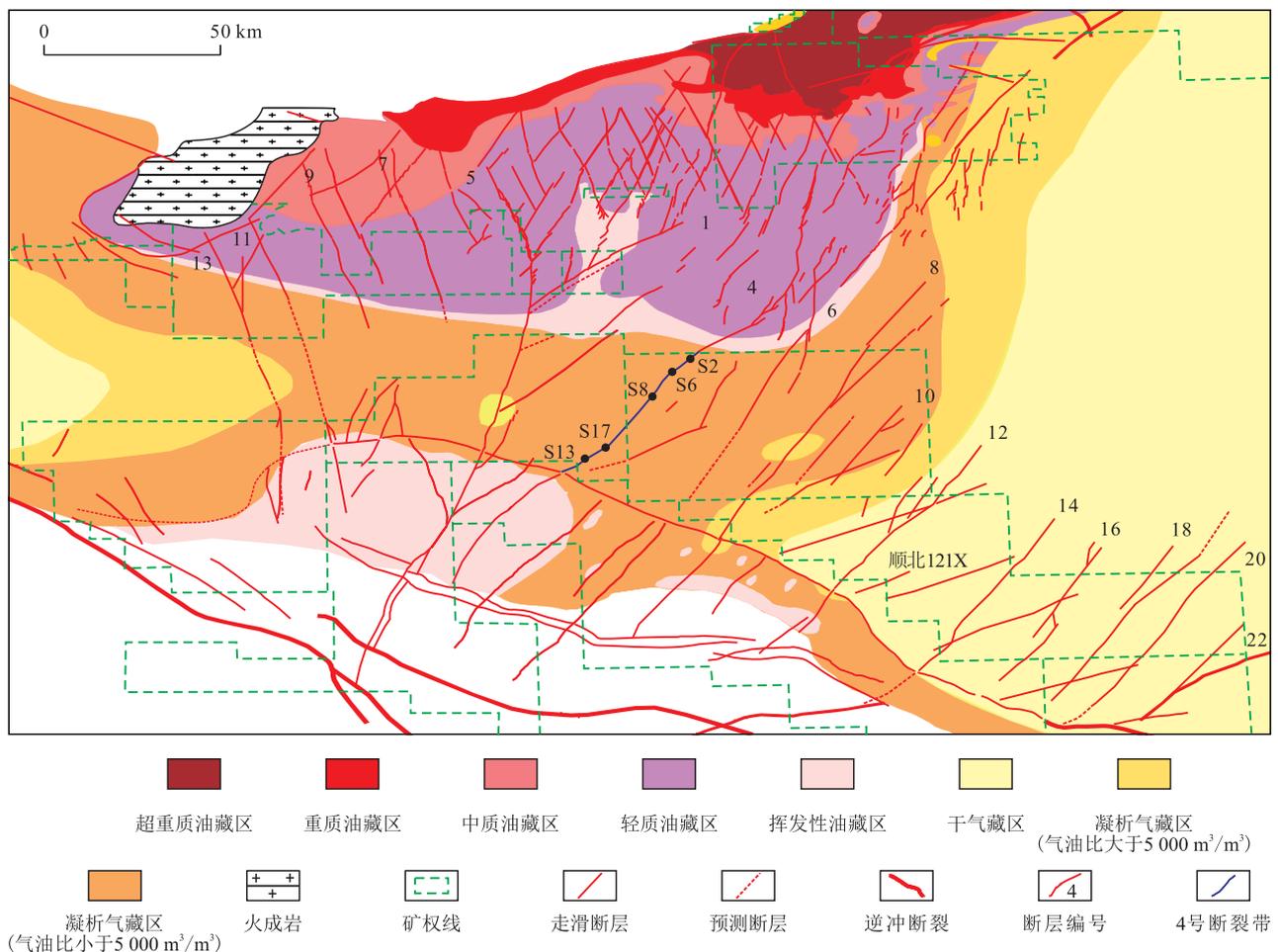


图1 顺北油气田油气藏类型平面分布

Fig.1 Plane distribution of oil and gas reservoir types in Shunbei oil and gas field

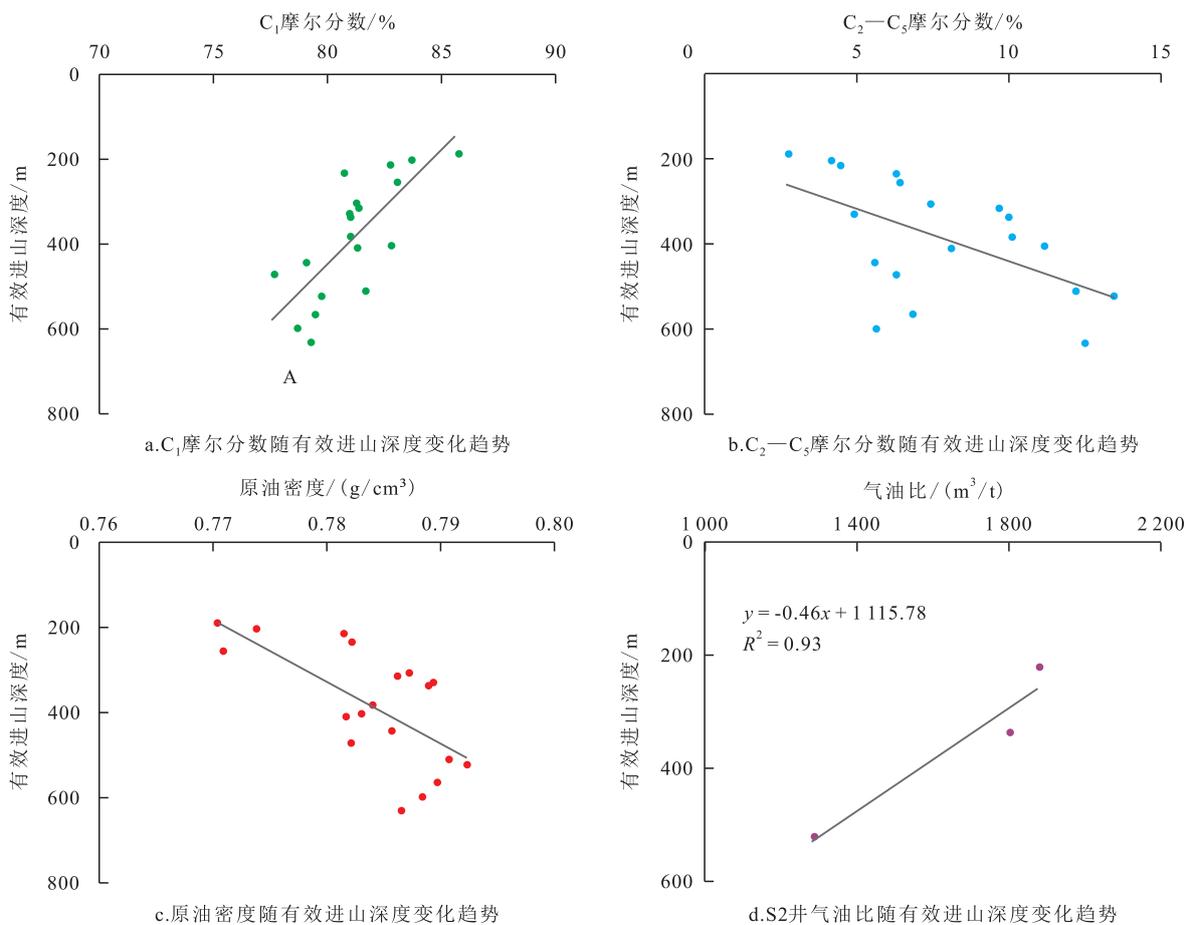


图2 顺北油气田4号断裂带开发过程中气油比和组分变化趋势

Fig.2 Variation trend of gas-to-oil ratio and component during development of No. 4 fault zone of Shunbei Oil and Gas Field

用于重力分异指标的定量化计算。可视化相态实验主要是观察亚稳态雾状流与注气重力超覆现象以及重力沉降的弛豫时间。2个实验均选用高温高压多功能地层流体相态测试仪(可视化相态实验增加摄像和计算机数据自动采集系统)(图3),设备适用温度为-30~200℃,测试精度为±0.1℃;压力为0.1~90MPa,测试精度为±0.01MPa。

### 2.1.1 高温高压流体相态实验

高温高压流体相态实验步骤为:①地层流体取样,在井下或分离器中,同一样品取2组及以上。②

样品质量检测,计算压力与取样压力的偏差不得超过10%。③单次闪蒸实验,将处于地层条件下的单相地层流体瞬间闪蒸到大气条件。④地层流体转样,充分搅拌,样品呈现单相。⑤恒质膨胀实验,采用逐级降压法,每级降1~2MPa。⑥定容衰竭实验,降压法逐级脱气。

对研究区已投产的20口井中选取15口井开展20次的高温高压流体相态实验,其中S2井3次、S12井2次、S15井3次(表1)。结果显示,研究区露点压力为37.17~55.02MPa,凝析油含量为201.5~966.61g/m<sup>3</sup>,最大反凝析压力为12~34.53MPa,最大反凝析液量为3.15%~25.82%。

### 2.1.2 可视化相态实验

可视化相态实验步骤为:①PVT仪升温至地层温度(165℃)后,从配样器恒压模式向高压釜中转样,数量控制在1/3左右。②转样后压力提至露点压力之上(起始压力),搅拌至单相状态,反转PVT高压釜。③连接好自动计量泵、自动摄像、数据采集系统,调试相对检测基准面并定位。④从起始压力开始以3mL/min速度退活塞,记录每降1个压力

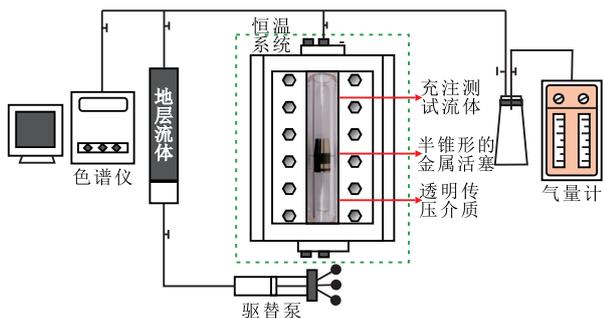


图3 高温高压多功能地层流体相态测试仪

Fig.3 Multifunctional formation fluid phase tester at high temperature and high pressure

表1 顺北油气田二区4号断裂带各井高温高压流体相态实验结果汇总  
Table1 Summary of high-temperature and high-pressure fluid phase test results of wells in No. 4 fault zone in second block of Shunbei Oil and Gas Field

井号	露点压力/ MPa	最大反凝析 液量/%	最大反凝析 压力/MPa	凝析油含量/(g/m <sup>3</sup> )	C <sub>1</sub> +N <sub>2</sub> 摩尔 分数/%	C <sub>2</sub> —C <sub>6</sub> +CO <sub>2</sub> 摩尔 分数/%	C <sub>7+</sub> 摩尔 分数/%
S1	49.66	20.37	20.39	966.61	73.04	12.54	14.42
S2	37.17	16.96	19	634.71	76.236	13.21	7.14
S2	38.4	17.68	25	696.05	76.3	13.79	9.9
S2	40	19.24	30	865.1	77.68	9.55	12.77
S3	40.65	17.7	34.53	768.84	76.89	13.01	10.1
S4	42.72	18.7	30	684	77.3	14.14	8.12
S5	42.08	25.82	32	764.7	76.92	12.47	10.15
S6	40.5	11.61	24	426.5	78.49	14.74	6.16
S7	41.53	7.71	21.85	290	80.63	14.79	3.94
S8	37.54	4.63	13	230.33	79.29	17.48	3.25
S9	38.75	3.15	12	208.51	82.53	13.82	3.64
S10	41.3	4.1	19.93	201.5	81.29	14.89	2.74
S11	43.8	8.11	19.02	285.75	81.87	13.96	4.17
S12	41.9	5.31	19.86	224.2	83.88	11.8	3.26
S12	55.02	23.92	21.59	621.66	78.96	11	10.04
S13	46.58	10.39	12	245.15	82.48	13.82	3.7
S14	50.08	8.05	23.96	271.6	79.81	14.74	4.01
S15	43.61	7.85	14	306.75	78.73	14.46	6.81
S15	41.74	7.76	14	347.58	78.81	15.13	6.06
S15	44.16	7.53	24.61	472.2	77.69	16.06	6.25

台阶,采集图像、压力、体积数据。⑤当出现雾状流相态时停止降压,记录露点压力,同时观测雾状流滞留的有效时间,即弛豫时间,直至无雾状流现象出现为止,记录对应的压力和时间,采集不同时间的图像、泵读数、体积、弛豫时间等数据。⑥重新恢复凝析油体系至露点压力以上状态,从露点压力开始分别以6和9 mL/min的降压速度开始下降,重复步骤④和⑤。⑦改变实验温度为125和145 °C,重复步骤①—⑥。⑧选取S2井开展注气重力超覆实验,在高于露点压力5 MPa和露点压力附近开始注干气,分别从顶部、底部注气,记录注气后凝析气与干气混合过程。

在高温高压流体相态实验的基础上,选取S2井开展降压和注气可视化相态实验。实验过程中,当压力降低至露点压力,凝析气呈现为超临界亚稳态雾状流,该状态可以维持一段时间,表现为“析而不聚”状态。在重力作用下,雾状形态小液滴缓慢下

沉,下沉过程中不断聚集,重力沉降作用加剧,反凝析现象出现。凝析气中注干气,两者呈现出明显的气-气界面,在重力和分子扩散作用下,界面逐渐消失,表现为干、湿气重力超覆现象(图4)。

## 2.2 组分梯度理论模型

随着油气藏深度的变化,压力、温度以及组分等都会发生改变。其中压力和温度随着深度增加而升高,烃类中轻组分浓度随着深度增加而降低,而重组分浓度随着深度增加而升高。基于热力学和分子动力学原理,构建组分梯度理论模型。

### 2.2.1 等温组分梯度理论模型

当封闭体系处于平衡状态时,若忽略高度差影响,体系中组分*i*在各个位置的化学势都相等。但对于高度差很大的体系而言,不同位置组分化学势相等的准则是不合理的。对该类体系,必须考虑油气藏深度引起的化学势差异,多组分系统在重力场中的垂直平衡条件可表示为:

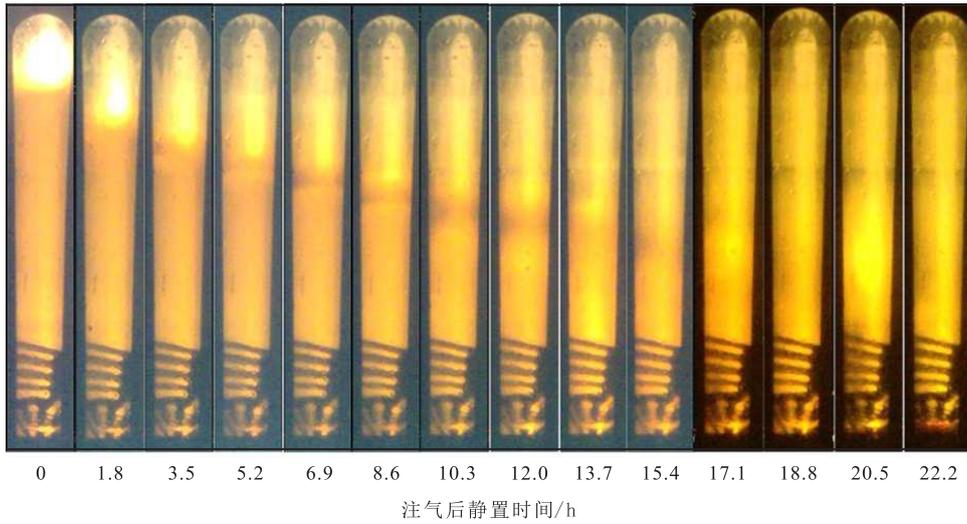


图4 S2井顶部注气驱替凝析气重力超覆及扩散弛豫效应

Fig.4 Gravity overlap and diffusion relaxation effect of condensate gas flooding at top of Well S2

$$d\mu + M_i g dh = 0 \quad (1)$$

式中： $\mu$ 为化学势，J/mol； $M_i$ 为组分 $i$ 的摩尔质量，g/mol； $i$ 为组分数； $g$ 为重力加速度，N/kg； $h$ 为深度，m。

$M_i$ 和 $g$ 对 $h$ 而言都是常数，式(1)可以改写为：

$$\mu_i(h) - \mu(h^0) = M_i g (h - h^0) \quad (2)$$

式中： $\mu_i$ 为组分 $i$ 的化学势，J/mol； $h^0$ 为参考深度，m。

组分 $i$ 的化学势与逸度的关系为：

$$\partial\mu_i = RT \ln f_i \quad (3)$$

式中： $R$ 为气体常数，J/(mol·K)； $T$ 为系统温度，K； $f_i$ 为逸度，Pa。

对于等温气藏， $T$ 不变，结合式(2)和式(3)可得组分 $i$ 在深度 $h$ 和 $h^0$ 处的逸度关系方程：

$$\ln f_i^h - \ln f_i^{h^0} = \frac{M_i g (h - h^0)}{RT} \quad (4)$$

逸度与逸度系数的关系为：

$$f_i = \varphi_i z_i p \quad (5)$$

式中： $\varphi_i$ 为逸度系数； $z_i$ 为系统中组分 $i$ 的摩尔分数； $p$ 为地层压力，Pa。

将式(4)与式(5)结合，进一步变形为：

$$\ln(\varphi_i^h z_i^h p^h) - \ln(\varphi_i^{h^0} z_i^{h^0} p^{h^0}) = \frac{M_i g (h - h^0)}{RT} \quad (6)$$

将式(6)应用于体系中任意组分 $i$ ， $N-1$ 组分体系有 $N$ 个方程，再加上1个方程，即体系中所有组分的摩尔分数之和为1：

$$\sum_{i=1}^N z_i = 1 \quad (7)$$

式中： $N$ 为组分数。

给定深度 $h^0$ 处的压力 $p^{h^0}$ 和摩尔含量 $z_i^{h^0}$ ，各组分在深度 $h$ 处的 $p^h$ 和 $z_i^h$ 可由 $N+1$ 方程(式(6))求得，其

中逸度系数可由状态方程(式(5))求得。

如果参考深度 $h^0$ 处的压力 $p^{h^0}$ 和摩尔含量 $z_i^{h^0}$ ， $i=1, 2, 3, \dots, N$ 已知，则深度为 $h$ 时存在 $N+1$ 个标量，即 $z_i^h$  ( $i=1, 2, 3, \dots, N$ )和 $p^h$ 。 $N+1$ 个方程对应着 $N+1$ 个变量，解方程组可得出压力和组分随深度变化的相关数据。通过状态方程(式(5))获得逸度系数，并结合式(6)和式(7)得出组分随深度梯度的变化情况。

### 2.2.2 非等温组分梯度理论模型

热量流动会导致体系的熵增加，由不可逆的热力学理论建立方程，通过求解这些方程，得到存在温度梯度时气藏的摩尔组成。

在不存在水平梯度的气藏中，单位时间和单位体积的熵产 $\sigma$ 可以写成<sup>[24-25]</sup>：

$$\sigma = \frac{-1}{T^2} \times J_q \times \frac{dT}{dh} - \frac{1}{T} \sum_{i=1}^N J_i - \left[ \frac{T}{M_i} \times \frac{d(\frac{\mu_i}{T})}{dh} - g \right] \quad (8)$$

式中： $\sigma$ 为单位时间和单位体积的熵产，J/(s·m<sup>2</sup>·K)； $J_q$ 为热通量，J/(s·m<sup>2</sup>)； $J_i$ 为组分 $i$ 相对于中心质量流速的扩散通量，J/(s·m<sup>2</sup>)。

化学势的微分方程为：

$$T \frac{d(\frac{\mu_i}{T})}{dh} = \frac{d\mu_i}{dh} - \frac{\mu_i}{T} \times \frac{dT}{dh} \quad (9)$$

存在如下的热力学基本方程：

$$d\mu_i = -\tilde{S}_i dT + \tilde{V}_i dp + \sum_{i=1}^N \left( \frac{d\mu_i}{dh} \right) z_i \quad (10)$$

式中： $\tilde{S}_i$ 为组分 $i$ 的偏摩尔熵，J/(mol·K)； $\tilde{V}_i$ 为组分 $i$ 的偏摩尔体积，m<sup>3</sup>/mol。

结合热力学一般关系式：

$$\widetilde{H}_i = \mu_i + T\widetilde{S}_i \quad (11)$$

式中: $\widetilde{H}_i$ 为组分*i*的偏摩尔焓,J/mol。

引入热力学扩散力:

$$F_i = g - \left( \frac{\partial \frac{\mu_i}{M_i}}{\partial h} \right)_T \quad (12)$$

式中: $F_i$ 为不存在温度梯度时组分梯度分布的驱动力,N/kg。

引入通过导热传递的热量(总传热量减去组分流动时引起的传热量):

$$J'_q = J_q - \sum_{i=1}^N \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} J_i \quad (13)$$

式中: $J'_q$ 为通过导热传递的热量,J/(s·m<sup>2</sup>)。

熵产表达式可简化为:

$$\sigma = -\frac{1}{T^2} \times J'_q \times \frac{dT}{dh} - \frac{1}{T} \sum_{i=1}^N J_i \left[ \left( \frac{\partial \frac{\mu_i}{M_i}}{\partial h} \right)_T - g \right] \quad (14)$$

不存在温度梯度时的 $J_q$ 表达式为:

$$\frac{dT}{dh} = 0 \Rightarrow J_q = \sum_{i=1}^{N-1} Q_i J_i + \sum_{i=1}^N \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} J_i = \sum_{i=1}^{N-1} Q_i J_i + \sum_{i=1}^N \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} J_i + \frac{\widetilde{H}_N}{M_N} J_N \quad (15)$$

式中: $Q_i$ 为组分*i*流动时引起的热量转移量,J; $M_N$ 为*N*个组分平均相对分子质量; $\widetilde{H}_N$ 为组分*N*的偏摩尔焓,J/mol。

在静态气藏中,式(15)可变换为:

$$\frac{dT}{dh} = 0 \quad (16)$$

$$J_q = \sum_{i=1}^{N-1} \left( \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} - \frac{\widetilde{H}_N}{M_N} + Q_i \right) J_i \quad (17)$$

如果气藏中不存在组分传递,则:

$$J = 0 \quad (18)$$

$$-Q \frac{dh}{T^2} - \nabla_T = 0 \quad (19)$$

式中: $J$ 为组分通量矢量,J/(s·m<sup>2</sup>); $Q$ 为组分流动时引起的热量转移量,J。

根据HAASE<sup>[26]</sup>提出:

$$\left( \frac{\partial \frac{\mu_i}{M_i}}{\partial h} - \frac{\partial \frac{\mu_N}{M_N}}{\partial h} \right)_T = \left( \frac{\widetilde{H}_N}{M_N} - \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} \right) \frac{dT}{dh} \quad (20)$$

式中: $\mu_N$ 为组分的化学势,J/mol。

将 Gibbs-Duhem 方程应用至化学势表达

式中<sup>[27-28]</sup>:

$$-S \frac{dT}{dh} + V \frac{dp}{dh} - \sum_{j=1}^N z_j \frac{d\mu_j}{dh} = 0 \quad (21)$$

式中: $S$ 为熵,J/mol/K。

在恒温条件下:

$$V \frac{dp}{dh} = \sum_{j=1}^N z_j \left( \frac{d\mu_j}{dh} \right)_T = 0 \quad (22)$$

式中: $V$ 为体积,m<sup>3</sup>。

在气藏条件下,压力梯度可以表示为:

$$\frac{dp}{dh} = \rho g \quad (23)$$

式中: $\rho$ 为密度,kg/m<sup>3</sup>。

将式(23)和式(12)中的热扩散力引入式(22)

中,得:

$$V\rho g = \sum_{i=1}^N z_i (M_i g - M_i F_i) \quad (24)$$

由于:

$$V\rho g = g \sum_{i=1}^N z_i M_i \quad (25)$$

对式(23)中的流体静力学条件进行完善:

$$\sum_{i=1}^N z_i M_i F_i = 0 \quad (26)$$

结合式(12)和式(26)得:

$$F_i - F_N = \left( \frac{\widetilde{H}_N}{M_N} - \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} \right) \frac{dT}{dh} \quad (27)$$

式中: $F_N$ 为存在温度梯度时组分梯度分布的驱动力,N/kg。

将式(27)乘以 $z_i M_i$ ,并对所有组分*i*进行求和,得:

$$\sum_{i=1}^N z_i M_i F_i - F_N \sum_{i=1}^N z_i M_i = \frac{dT}{dh} \sum_{i=1}^N z_i M_i \left( \frac{\widetilde{H}_N}{M_N} - \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} \right) \quad (28)$$

由式(26)可以看出,方程中的第1项为0,则:

$$F_N = \frac{dT}{dh} \frac{\sum_{i=1}^N z_i M_i \left( \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} - \frac{\widetilde{H}_N}{M_N} \right)}{\sum_{i=1}^N z_i M_i} = \left( \frac{H}{M} - \frac{\widetilde{H}_N}{M_N} \right) \frac{dT}{dh} \quad (29)$$

将式(29)代入式(27)得:

$$F_i = \left( \frac{H}{M} - \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} \right) \frac{dT}{dh} \quad (30)$$

将式(30)变换为:

$$\left( \frac{\partial \mu_i}{\partial h} \right)_T = g M_i - M_i \left( \frac{H}{M} - \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} \right) \frac{dT}{dh} \quad (31)$$

当 $dT/dh \neq 0$ 时,式(31)和式(5)可等价变换为:

$$RT\ln(\varphi_i^h z_i^h p^h) - RT\ln(\varphi_i^{h^0} z_i^{h^0} p^{h^0}) = M_i g (h - h^0) - M_i \left( \frac{H}{M} - \frac{\widetilde{H}_i}{M_i} \right) \frac{\Delta T}{T} \quad (32)$$

当温度梯度已知时,气藏的组成分布可由式(32)结合式(6)确定。

### 3 重力分异特征

#### 3.1 组分梯度理论模型应用

选用研究区高温高压流体相态测试结果,利用 tNavigator 中 PVT Designer 模块对等温和非等温组分梯度理论模型进行求解,用以获取重力分异定量化指标,计算流程见图5。

利用井及同一单元内邻井实测实验数据对组分梯度理论模型结果进行验证。方法 I 是对比井实测与计算组分摩尔分数;方法 II 是对比同一单元内基于井模型计算邻井组分摩尔分数与邻井实测结果。以 S2 单元为例,用以上 2 种方法分别进行验证,结果显示实验值与计算值相差均低于 ±5%(图6)。

研究区各井井底温度为 156 ~ 170 °C、压力为 80 ~ 92 MPa, 储层内地温梯度为 0.81 ~ 1.98 °C/100 m、压力梯度为 0.33 ~ 0.47 MPa/100 m。根据气柱高度,预测研究区储层内温度为 153 ~ 185 °C、压力为 79 ~ 96 MPa。利用 2 种模型分别对储层内不同深度下组分、露点压力和流体密度进行计算,结果显示 2

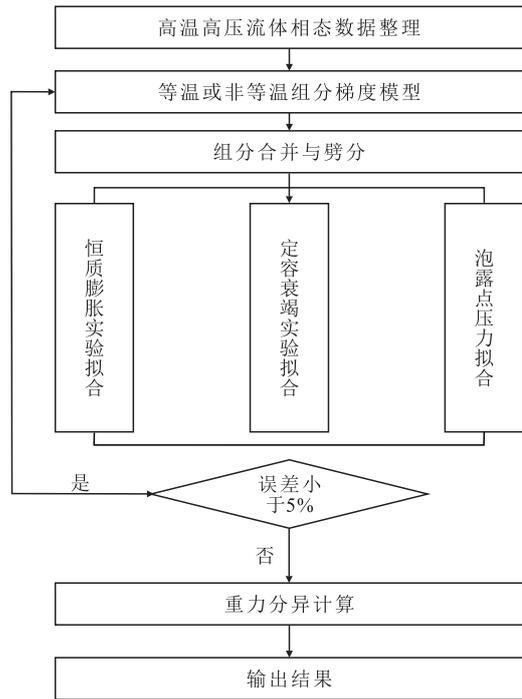


图5 重力分异定量化指标计算流程  
Fig.5 Calculation flow chart of quantified indicators of gravitational differentiation

种模型关于不同深度组分预测的差异小于 ±0.1%, 露点压力和流体密度预测的差异为 ±2% ~ 3%(图7, 图8), 表明巨厚缝洞结构凝析气藏流体参数受重力和温度梯度作用双重控制, 考虑研究区凝析气藏温度变化范围较大, 其对流体分布的影响作用不能忽略, 故选用非等温组分梯度理论模型对该类凝析气藏的重力分异指标进行定量化计算更为合适。

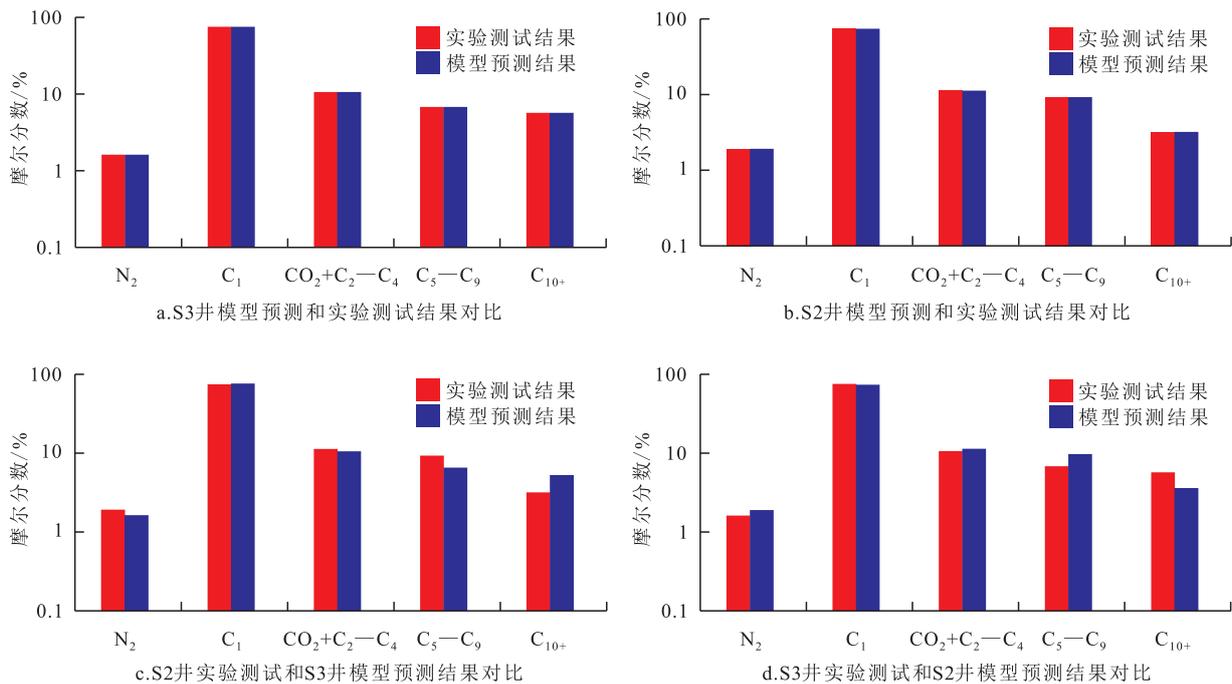


图6 S2单元模型预测与实验测试结果对比  
Fig.6 Comparison of S2 unit model prediction and test results

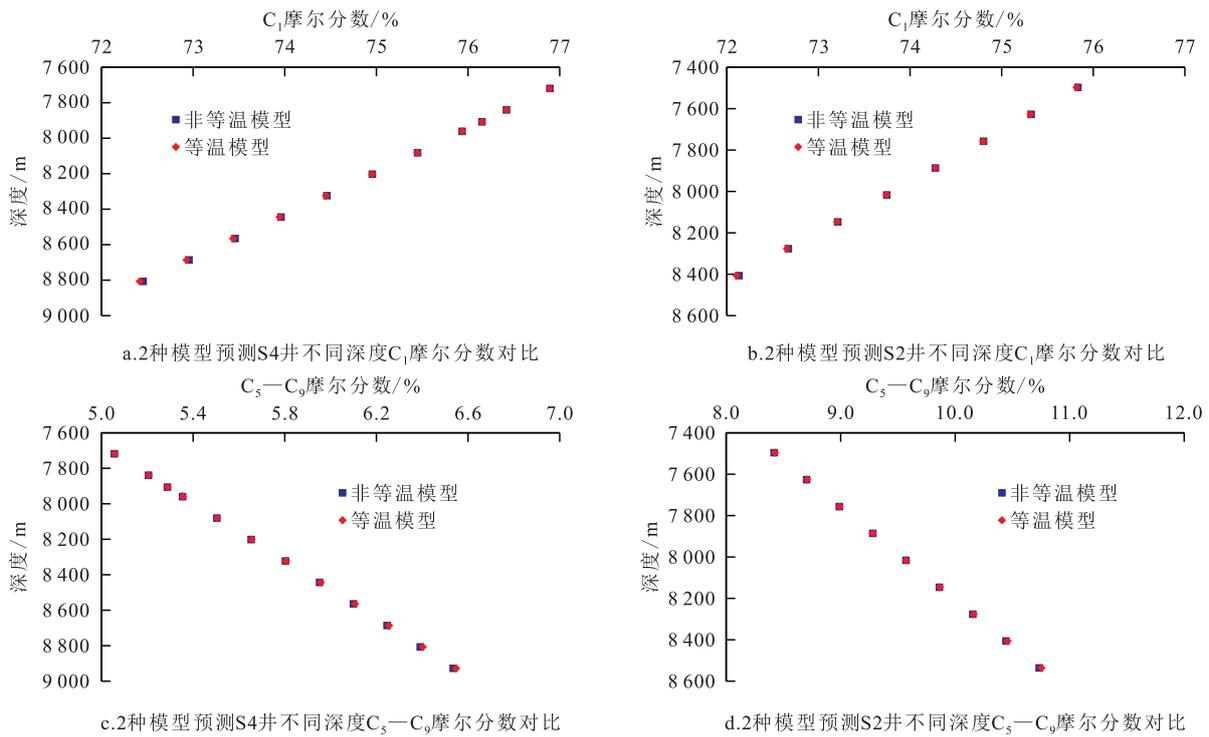


图7 S2和S4井等温组分梯度理论模型和非等温组分梯度理论模型计算组分摩尔分数变化对比

Fig.7 Comparison between molar content changes in components of theoretical models of isothermal component gradient and non-isothermal component gradient in Well S2 and Well S4

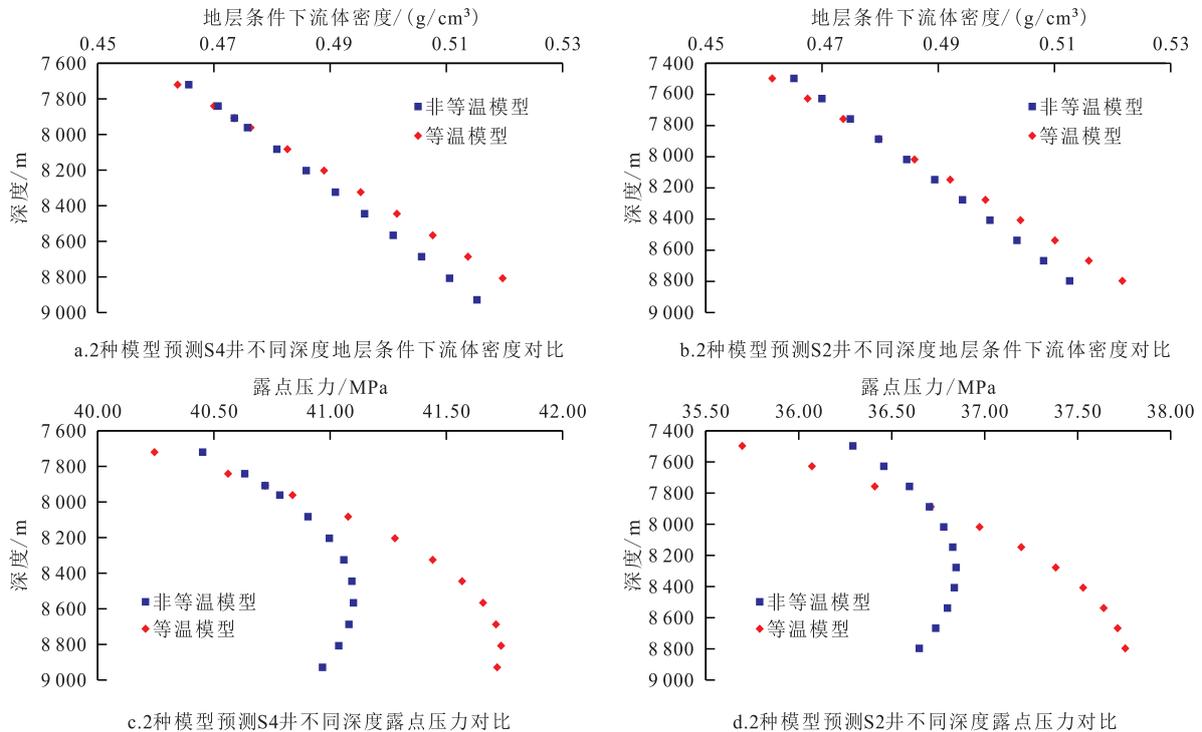


图8 S2和S4井等温组分梯度理论模型和非等温组分梯度理论模型计算地层条件下流体密度和露点压力对比

Fig.8 Comparison between fluid densities and dew point pressures of theoretical models of isothermal component gradient and non-isothermal component gradient of Well S2 and Well S4 under formation conditions

### 3.2 重力分异特征分析

#### 3.2.1 组分摩尔分数变化特征

凝析气藏复杂的组分分布特征是影响其高效开发的主要因素之一,准确判定流体在空间的分布

变化特征可为井网构建、储量评估等提供有利支撑。利用非等温组分梯度理论模型对研究区各井不同深度下不同组分摩尔分数进行计算,结果显示重力作用对不同组分的影响权重不同,不同组分随

深度增加的变化趋势存在差异,其中轻组分(C<sub>1</sub>和N<sub>2</sub>)的摩尔分数随深度增加而减少,重组分(除C<sub>1</sub>和N<sub>2</sub>的其余组分)的摩尔分数则是逐渐增加(图9)。深度每增加100 m,C<sub>1</sub>和C<sub>7+</sub>摩尔分数的变化率较大(-47.89%~-17.9%和8.82%~44.59%),N<sub>2</sub>和CO<sub>2</sub>+C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>摩尔分数的变化率较小(-1.34%~-0.06%和4.01%~13.00%)(表2),这说明重力分异作用对轻组分和重组分的影响较大,对中间组分影响相对较小。

研究区气藏埋藏较深,地层压力远高于露点压力(原始地露压差为±50 MPa),凝析油溶解在凝析气中,以气态形式赋存,这使得地层条件下流体密度与地面油或者气存在明显差异。在储量评估、气-水界面位置计算中流体密度均为重要参数,PVT相态实验中获取的单点密度数据对巨厚缝洞凝析气藏而言不具有代表性。通过对不同深度下流体密

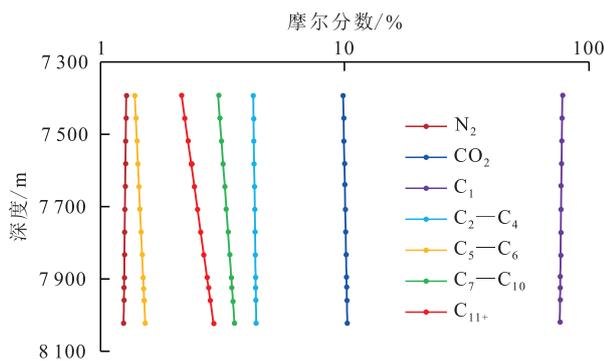


图9 气体组分摩尔分数随深度变化趋势  
Fig.9 Variation of molar content of gas components with depth

表2 深度每增加100 m各组分摩尔分数的变化率  
Table2 Change rate of molar content of each component with increasing depth of 100 meters

井号	N <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub> -C <sub>6</sub> +CO <sub>2</sub>	C <sub>7+</sub>
S1	-1.31	-47.89	4.01	44.59
S2	-0.63	-32.18	12.84	19.97
S3	-0.84	-37.38	6.93	31.29
S4	-0.21	-24.93	12.43	12.71
S7	-0.37	-24.45	9.13	15.69
S8	-0.19	-24.16	12.40	11.96
S9	-0.06	-17.9	9.14	8.82
S11	-0.55	-27.58	10.21	17.92
S12	-1.34	-41.32	5.95	36.7
S13	-1.22	-33.46	9.48	25.2
S14	-0.55	-30.63	13.00	18.17
S15	-0.48	-29.78	10.00	20.27
平均值	-0.64	-30.97	9.63	21.94

度的计算,确定研究区地层条件下流体密度为0.37~0.53 g/cm<sup>3</sup>,流体密度与深度呈线性相关(图10),深度每增加100 m密度变化率为0.15%~0.78%(表3)。进一步分析发现初始密度与深度增加100 m密度变化率近似呈正相关,这表明重力作用对重组分摩尔分数高的凝析气藏密度的影响作用更大。

利用非等温组分梯度理论模型计算各井不同深度下的地层压力和露点压力,结果显示地层压力和露点压力随深度的变化趋势不同。地层压力与深度呈线性正相关。露点压力与深度的相关性与流体性质相关,高含凝析油条件下呈现反“C”型,低含凝析油条件下呈近似线型(图11)。

### 3.2.2 气-水界面分布

目前,关于气藏气-水界面位置确定最常用的计算方法是密度差值法<sup>[29]</sup>,该方法所需参数较少,其中气体密度是影响计算结果的最重要参数。对薄层气藏而言,选用恒定的单一密度用于计算,获取的结果与实际的温度相对较高。由于研究区储层厚度较大,流体密度变化率高达30%~43%,密度变化对气-水界面位置的影响不可忽略。笔者对差值法进行改进,以不同深度凝析气密度代替恒定密度,采用新的方法对研究区的气-水界面位置进行计算:

$$h_{gwc} = h_g + \frac{100(p_i - p_{wD})}{\rho_w - \rho_{gi}} \quad (33)$$

式中: $h_{gwc}$ 为气-水界面位置深度,m; $h_g$ 为凝析气井的气层中部深度,m; $p_i$ 为试井关井测得的原始地层压力,MPa; $p_{wD}$ 为同等深度的静水柱压力,MPa; $\rho_w$ 为地层水的密度,g/cm<sup>3</sup>; $\rho_{gi}$ 为不同深度下地层凝析气的密度,g/cm<sup>3</sup>。

采用恒定密度法时,首先利用井下取样的PVT测试获得地层条件下的流体密度,再利用静压梯度测试结果对其进行修正,以此获取井底流体密度,并用该值代表整个气藏密度完成气-水界面位置计

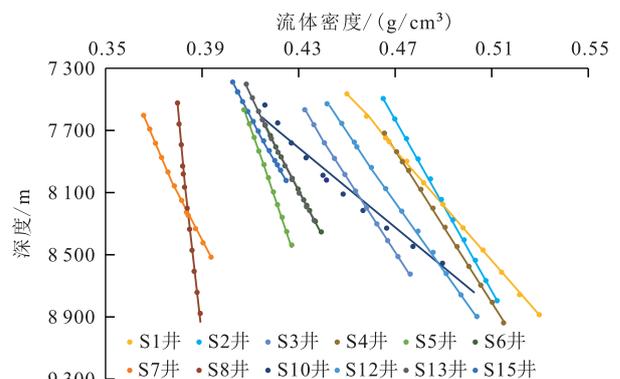


图10 地层条件下流体密度随深度变化趋势  
Fig.10 Variation of fluid density with depth under formation conditions

表3 流体密度与深度线性关系相关参数数据  
Table3 Data of parameters related to linear relationship between fluid density and depth

井号	最小密度/(g/cm <sup>3</sup> )	最大密度/(g/cm <sup>3</sup> )	线性关系相关参数			每增加100 m密度变化率/%
			a	b	R <sup>2</sup>	
S1	0.45	0.53	17 976	-629.98	0.999 7	0.55
S2	0.41	0.45	27 299	-5 206.9	0.999 8	0.31
S3	0.41	0.43	43 974	-10 345	0.999 9	0.23
S4	0.47	0.52	24 282	-3 592.3	0.999 9	0.41
S7	0.43	0.48	24 277	-2 924.2	0.999 8	0.41
S8	0.41	0.43	41 750	-6 187	0.989 1	0.15
S9	0.4	0.42	28 106	-3 910.1	0.999 4	0.36
S11	0.42	0.5	12 714	-2 354.6	0.975 8	0.78
S12	0.44	0.46	29 329	-4 525.1	0.999 7	0.33
S13	0.37	0.41	30 940	-5 204	0.998 6	0.45
S14	0.37	0.39	32 808	-4 364.1	0.996 9	0.31
S15	0.44	0.5	21 676	-2 043.5	1	0.46

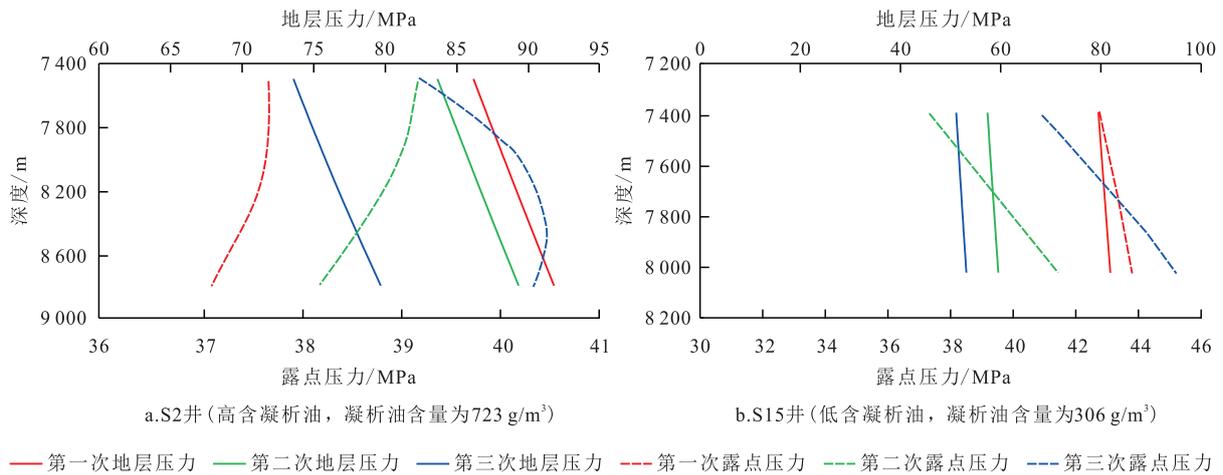


图11 S2井和S15井地层压力、露点压力随深度的变化

Fig.11 Variation of formation pressure and dew point pressure with depth in Well S2 and Well S15

算。对比发现,恒定密度法和变密度法2种方法计算气-水界面位置存在明显差异,两者差值分别为-636和-217 m(图12)。造成2种方法计算结果出现偏差的主要原因是密度取值的差异,这是因为研究区储层厚度大、重力分异特征明显,且各井的井深和流体组分摩尔分数不同,导致恒定密度法选用的单一密度值代表整体气藏具有受限性。例如S3井井深较大(8 098 m),流体组分相对较重(凝析油含量为768 g/m<sup>3</sup>,C<sub>11+</sub>摩尔分数为15%),恒定密度法所用密度值为储层深部密度值,对整个气藏密度而言偏大,进而造成恒定密度法计算气-水界面深度较变密度法更大。对于井深较小、组分较轻的气藏则会出现相反的现象。现场生产数据显示,S6和S17井在生产1 a后出现见水现象,推测2口井的气-水界面位置相对较浅。2口井的变密度法计算结果均小

于恒定密度法,分别为-30和-10 m,这说明变密度法对巨厚缝洞凝析气藏气-水界面位置确定更为准确。

### 3.2.3 油气藏类型

根据不同深度各组分摩尔分数差异,利用三角相图法对顺北油气田二区4号断裂带油气藏类型进行判定(图13)。受重力分异作用影响,随着深度增加,重组分占比逐渐增大,油气藏类型可能会发生改变,该现象在高含液态烃的凝析气藏更为显著。原始条件下S1井为挥发性油藏,S3井沿纵向延深由凝析气藏向挥发性油藏过渡。开采过程中,S12井和S15井第2次取样结果显示,深部油气藏类型已经转变为挥发性油藏,重力分异作用导致深部反凝析更明显。对于底水不发育或者气-水界面位置较深的高含液态烃的凝析气藏而言,井位向深部钻

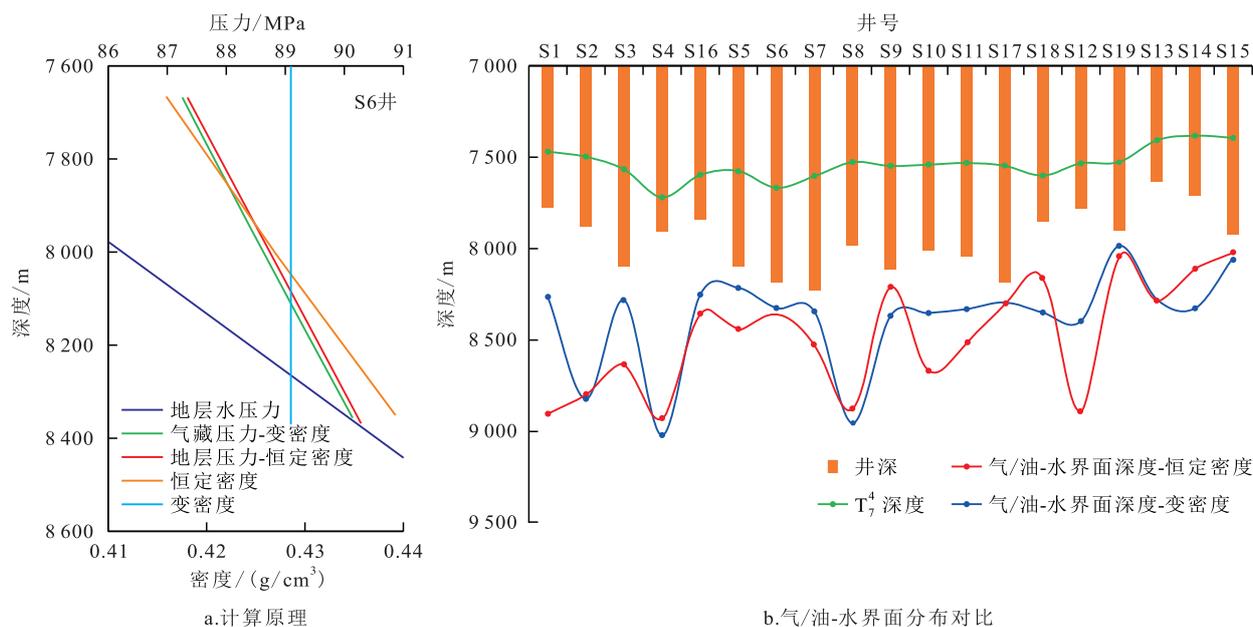


图12 研究区恒定密度法和变密度法计算原理及气/油-水界面分布对比  
Fig.12 Calculation principle of constant density and variable density methods in study area and comparison of gas/oil-water interface distribution

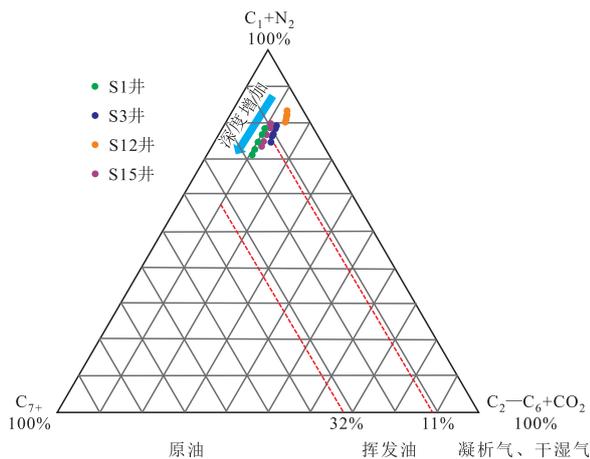


图13 油气藏类型判别三角相图  
Fig.13 Triangular phase diagram of oil and gas reservoir type discrimination

探更有利于重组分的采出,可以充分利用天然能量最大化提高凝析油采收率。

### 3.3 重力反凝析特征

以S2井为例开展可视化相态实验,实验温度为165.45 °C,地层压力为90.55 MPa,露点压力为39.69 MPa。结果显示,当压力达到露点压力附近时,反凝析相变和重力双重作用造成压降过程中重力反凝析周期性出现。在压力降低过程中,流体相态呈现单一气相—亚稳态雾状—重力沉降—气液混相—亚稳态雾状—重力沉降—气液混相的变化(图14),该现象从露点压力持续至最大反凝析压力。每个周期内亚稳态雾状形态均可维持一定的时间,表现为“析而不聚”状态,定义该时间为弛豫

时间,每个压力阶段弛豫时间存在差异性<sup>[30-33]</sup>。

对不同温度和降压速度下弛豫时间进行分析发现,温度由125 °C上升至165 °C,最大反凝析液量由30%降至17.78%,露点压力由42 MPa降至39.69 MPa,弛豫时间由210 s升至300 s(图15)。进一步分析发现,降压速度对弛豫时间影响不明显,对相态变化的影响也不明显,这意味着合理提高采出速度对提高采收率有利。另一方面温度越高,弛豫时间越长,凝析油饱和度越低,露点压力越低,这意味着储层深部反凝析现象较浅部不明显,且温度对弛豫时间的影响大于降压速度的影响。

### 3.4 重力超覆特征

#### 3.4.1 顶部注外输干气驱替凝析气重力超覆实验

以S2井为例,在高于露点压力5 MPa(为42 MPa)时开始注外输干气(凝析气高度为10 cm),在注入外输干气为14%后开始降压至28 MPa,模拟注气后衰竭式开发过程中的相态变化。结果显示,顶部注气重力超覆现象明显,存在气-气两相非平衡共存现象,即存在因注入气与凝析气之间的分子密度差而产生的重力分异现象(图16)。注气后,阶梯式降压,观测到非平衡雾状乳光现象,且存在弛豫时间。这可能与降压引起的亚稳态超临界流体密度变化以及分子热运动强度有关,即压力降低后分子热运动加剧,引起纵向上的对流扩散加剧,从而导致重力超覆程度减弱。以上现象说明从气藏顶部注气,以重力驱替作用为主、扩散混合作用为辅,达到驱替为主和混合为辅的效果,进而提高凝析油的

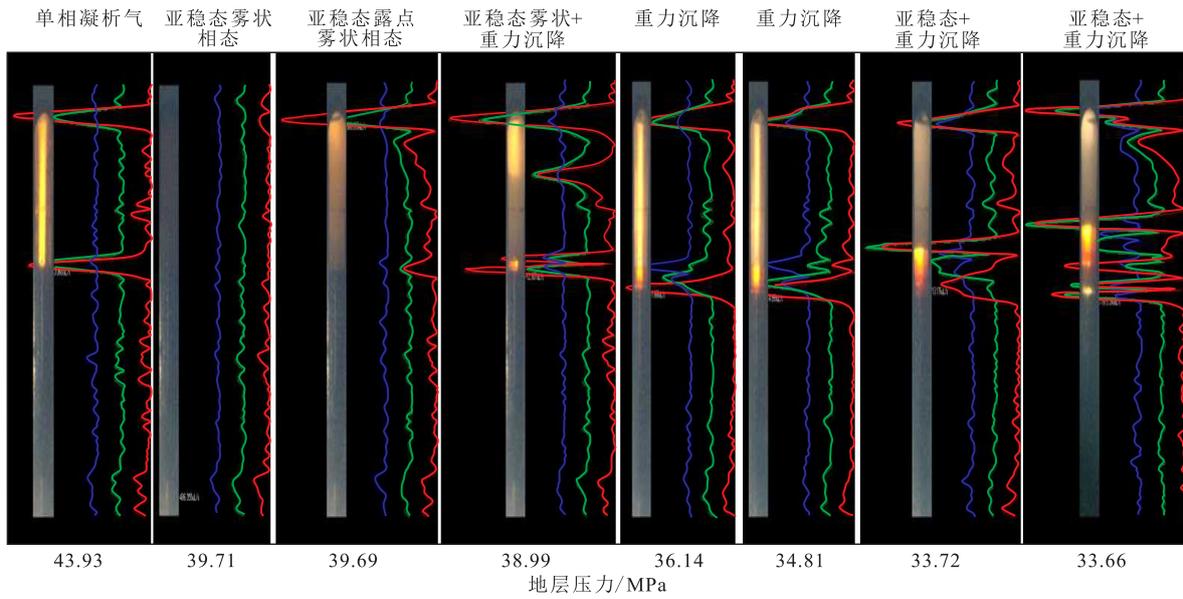


图 14 S2 井降压过程中流体相态变化

Fig.14 Fluid phase change in Well S2 during pressure reduction

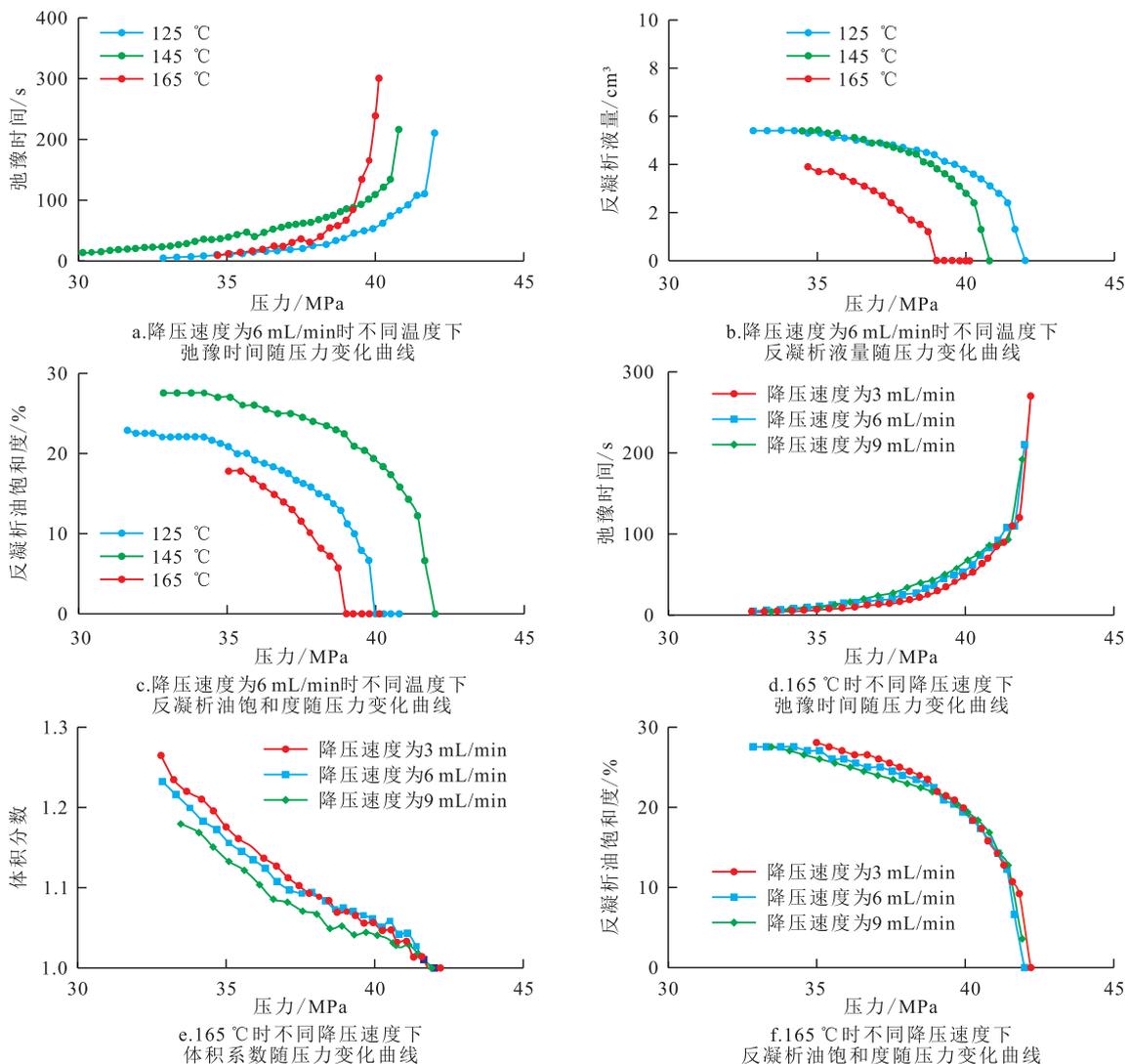


图 15 S2 井不同降压速度、温度下弛豫时间、反凝析液量、反凝析油饱和度、体积系数随压力变化曲线

Fig.15 Change curves of relaxation time, amount of reverse condensate, reverse condensate saturation, and volume coefficient with pressure in Well S2 under different temperatures and pressure reduction velocities

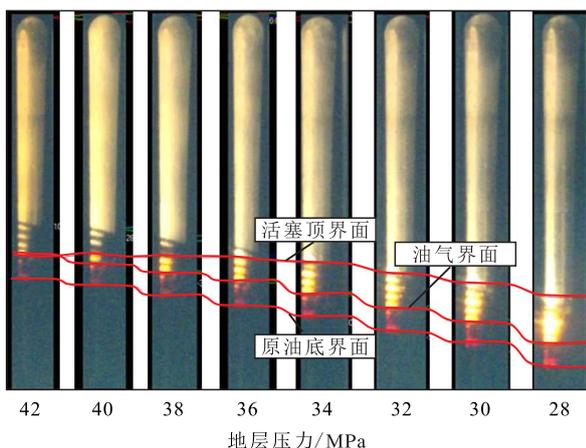


图16 S2井顶部注外输干气驱替凝析气重力超覆实验  
Fig.16 Gravity overlap experiment of condensate gas driven by external dry gas injection at top of Well S2

采收率。

### 3.4.2 底部注外输干气驱替凝析气重力超覆实验

以S2井为例,在高于露点压力5 MPa(为42 MPa)时开展底部注外输干气实验。结果显示,在注气量低于0.30 PV条件下,未出现气-气两相非平衡共存的重力超覆相态特征,而是形成烟雾状羽流流态的上升流现象;当注气量为0.30 PV时,出现显著的黑色临界乳光现象,在此条件下停止注气,静止观察发现,在重力作用下,重组分逐渐沉降,乳光现象逐渐消失,干气和凝析气趋于混合,底部出现凝析油(图17)。这说明底部注气以扩散混合作用为主、重力驱替作用为辅,干气和凝析气混合后抽替重组分的能力变弱,存在重组分提前析出的风险。

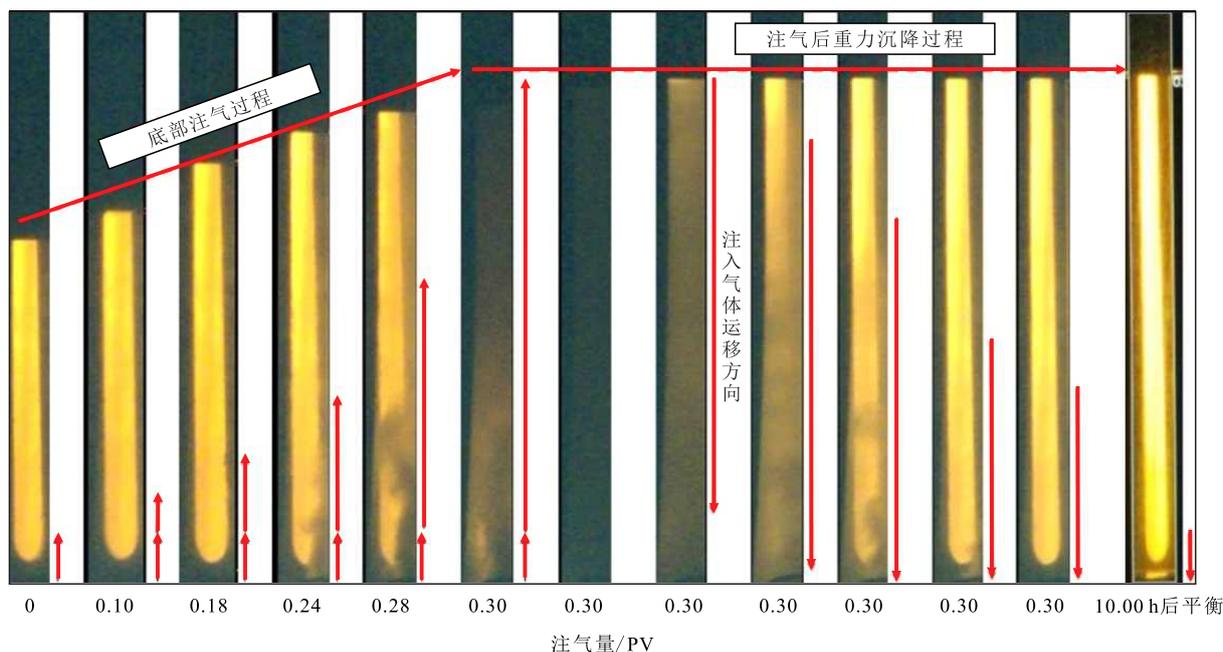


图17 S2井底部注外输干气驱替凝析气过程的相态演化  
Fig.17 Phase evolution of condensate gas displacement by external dry gas injection at bottom of Well S2

## 4 结论

通过对顺北油气田二区4号断裂带已投产的20口井中选取15口井开展20次的高温高压流体相态实验和可视化相态实验,根据热力学和分子动力学原理,构建了组分梯度理论模型,利用实验结果和模拟结果,实现了研究区油气组分纵向上定量化表征,首次开展了顺北油气田凝析气藏重力分异特征研究,得出以下结论:

(1)重力作用对组分纵向分布的影响高于温度梯度作用,流体参数性质受重力和温度梯度作用双重控制,考虑顺北油气田凝析气藏储集空间具有巨厚特征,温度梯度作用不能忽略,构建的非等温组分梯度理论模型对研究区油气组分纵向上定量化表征更为适用。重力分异作用对轻组分和重组分的影响较大,对中间组分影响相对较小。不同组分随深度增加变化趋势存在差异,其中轻组分( $C_1$ 和 $N_2$ )的摩尔分数随深度增加而减少、重组分(除 $C_1$ 和 $N_2$ 的其余组分)的摩尔分数则是逐渐增加。

(2)研究区流体密度为 $0.37 \sim 0.53 \text{ g/cm}^3$ ,流体密度与深度呈线性相关,每增加100 m密度变化率为 $0.15\% \sim 0.78\%$ ,重力作用对重组分摩尔分数高的凝析气藏密度的影响作用更大。随着深度增加,重组分占比逐渐增大,油气藏类型可能会发生改变。

(3)降压过程中,当压力降低至露点压力,凝析气呈现为超临界亚稳态雾状流,该状态可以维持一

段时间,表现为“析而不聚”状态,该时间定义为弛豫时间。弛豫时间受温度的影响较降压速度更大,表明储层深部反凝析现象较浅部不明显,合理提高采出速度对提高采收率有利。

(4)凝析气中注干气,两者呈现出明显的气-气界面,在重力和分子扩散作用下,界面逐渐消失,表现为干、湿气重力超覆现象。顶部注气以重力驱替作用为主、扩散混合作用为辅,底部注气与之相反。

### 参考文献

- [1] 马永生,蔡勋育,云露,等.塔里木盆地顺北超深层碳酸盐岩油气田勘探开发实践与理论技术进展[J].石油勘探与开发,2022,49(1):1-17.  
MA Yongsheng, CAI Xunyu, YUN Lu, et al. Practice and theoretical and technical progress in exploration and development of Shunbei ultra-deep carbonate oil and gas field, Tarim Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1): 1-17.
- [2] 胡伟,徐婷,杨阳,等.塔里木盆地超深油气藏流体相行为变化特征[J].石油与天然气地质,2023,44(4):1 044-1 053.  
HU Wei, XU Ting, YANG Yang, et al. Fluid phases and behaviors in ultra-deep oil and gas reservoirs, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 1 044-1 053.
- [3] 钟太贤,袁士义,胡永乐,等.凝析气流体的复杂相态[J].石油勘探与开发,2004,31(2):125-127.  
ZHONG Taixian, YUAN Shiyi, HU Yongle, et al. Complex phase behavior of gas condensate systems [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(2): 125-127.
- [4] CHEN J, SONG X, LI B, et al. Influence of compositional gradient effect on tight condensate gas reservoir development [J]. Geofluids, 2022, 266: 116977.
- [5] ZHU W, HUANG K, SUN Y, et al. Theoretical study on the injected gas override in condensate gas reservoirs [J]. Fuel, 2020, 266: 116977.
- [6] 张宁宁,何登发,孙衍鹏,等.全球碳酸盐岩大油气田分布特征及其控制因素[J].中国石油勘探,2014,19(6):54-65.  
ZHANG Ningning, HE Dengfa, SUN Yanpeng, et al. Distribution patterns and controlling factors of giant carbonate rock oil and gas fields worldwide [J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(6): 54-65.
- [7] 李海英,韩俊,陈平,等.塔里木盆地顺北4号走滑断裂带变形特征及有利区评价[J].新疆石油地质,2023,44(2):127-135.  
LI Haiying, HAN Jun, CHEN Ping, et al. Deformation and favorable area evaluation of Shunbei No. 4 strike-slip fault zone in Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(2): 127-135.
- [8] 李映涛,邓尚,张继标,等.深层致密碳酸盐岩走滑断裂带核带结构与断控储集体簇状发育模式:以塔里木盆地顺北4号断裂带为例[J].地学前缘,2023,30(6):80-94.  
LI Yingtao, DENG Shang, ZHANG Jibiao, et al. Fault zone architecture of strike-slip faults in deep, tight carbonates and development of reservoir clusters under fault control: a case study in Shunbei, Tarim Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(6): 80-94.
- [9] 计秉玉,郑松青,顾浩.缝洞型碳酸盐岩油藏开发技术的认识与思考——以塔河油田和顺北油气田为例[J].石油与天然气地质,2022,43(6):1 459-1 465.  
JI Bingyu, ZHENG Songqing, GU Hao. On the development technology of fractured-vuggy carbonate reservoirs: a case study on Tahe oilfield and Shunbei oil and gas field [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1 459-1 465.
- [10] 云露,邓尚.塔里木盆地深层走滑断裂差异变形与控储控藏特征——以顺北油气田为例[J].石油学报,2022,43(6):770-787.  
YUN Lu, DENG Shang. Structural styles of deep strike-slip faults in Tarim Basin and the characteristics of their control on reservoir formation and hydrocarbon accumulation: a case study of Shunbei oil and gas field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(6): 770-787.
- [11] 宋刚,李海英,叶宁,等.塔里木盆地顺北果勒低隆起顺北4号走滑断裂带成岩流体类型及活动特征[J].石油实验地质,2022,44(4):603-612.  
SONG Gang, LI Haiying, YE Ning, et al. Types and features of diagenetic fluids in Shunbei No. 4 strike-slip fault zone in Shuntuoguole Low Uplift, Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(4): 603-612.
- [12] SAGE B H, LACEY W N. Gravitational concentration gradients in static columns of hydrocarbon fluids [J]. Transactions of the AIME, 1939, 132(1): 120-131.
- [13] 张茂林,梅海燕,孙良田,等.毛细管压力对凝析气体系相态行为的影响[J].石油大学学报:自然科学版,2002,26(6):53-55.  
ZHANG Maolin, MEI Haiyan, SUN Liangtian, et al. Effect of capillary pressure on phase behavior of a gas condensate system [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2002, 26(6): 53-55.
- [14] 江同文,王振彪,谢伟.牙哈凝析气田循环注气开发实践及开发规律[M].北京:石油工业出版社,2017:322-325.  
JIANG Tongwen, WANG Zhenbiao, XIE Wei. Cyclic gas injection development practice and development law of Yaha condensate field [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017: 322-325.
- [15] 周兴熙.油气田中油气的分异作用——以塔里木盆地牙哈凝析油气田为例[J].地质论评,2003,49(5):507-512.  
ZHOU Xingxi. Differentiation process inside oil and gas fields: example from the Yaha oil and gas condensate field in the Tarim Basin [J]. Geological Review, 2003, 49(5): 507-512.
- [16] 江同文,孙龙德,谢伟,等.凝析气藏循环注气三元开发机理与提高凝析油采收率新技术[J].石油学报,2021,42(12):1 654-1 664.  
JIANG Tongwen, SUN Longde, XIE Wei, et al. Three-element development mechanism of cyclic gas injection in condensate gas reservoirs and a new technique of enhancing condensate oil recovery [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(12): 1 654-1 664.

- [17] 孙扬,崔飞飞,孙雷,等.重力分异和非均质性对天然气藏CO<sub>2</sub>埋存的影响——以中国南方XC气藏为例[J].天然气工业,2014,34(8):82-86.  
SUN Yang, CUI Feifei, SUN Lei, et al. Influence of gravity differentiation and heterogeneity on CO<sub>2</sub> sequestration in gas reservoirs: a case of the XC Gas Reservoir in South China [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(8): 82-86.
- [18] 张荣达,杨光辉,宋志超,等.油水三次运移速度探究[J].天然气与石油,2020,38(5):71-76.  
ZHANG Rongda, YANG Guanghui, SONG Zhichao, et al. Study on oil-water tertiary migration velocity [J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38(5): 71-76.
- [19] 张利明,谢伟,杨建全,等.凝析气藏循环注气开发中后期重力分异特征[J].大庆石油地质与开发,2016,35(1):120-125.  
ZHANG Liming, XIE Wei, YANG Jianquan, et al. Gravity segregation of the cyclic gas injection in the condensate gas reservoirs in the middle and late development stages [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(1): 120-125.
- [20] 云露.顺北东部北东向走滑断裂体系控储控藏作用与突破意义[J].中国石油勘探,2021,26(3):41-52.  
YUN Lu. Controlling effect of NE strike-slip fault system on reservoir development and hydrocarbon accumulation in the eastern Shunbei area and its geological significance, Tarim Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 41-52.
- [21] 张煜,毛庆言,李海英,等.顺北中部超深层断控缝洞型油气藏储集体特征与实践应用[J].中国石油勘探,2023,28(1):1-13.  
ZHANG Yu, MAO Qingyan, LI Haiying, et al. Characteristics and practical application of ultra-deep fault-controlled fractured-cavity type reservoir in central Shunbei area [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(1): 1-13.
- [22] 邓尚,李慧莉,张仲培,等.塔里木盆地顺北及邻区主干走滑断裂带差异活动特征及其与油气富集的关系[J].石油与天然气地质,2018,39(5):878-888.  
DENG Shang, LI Huili, ZHANG Zhongpei, et al. Characteristics of differential activities in major strike-slip fault zones and their control on hydrocarbon enrichment in Shunbei area and its surroundings, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 878-888.
- [23] 刘雨晴,邓尚.板内中小滑移距走滑断裂发育演化特征精细解析——以塔里木盆地顺北4号走滑断裂为例[J].中国矿业大学学报,2022,51(1):124-136.  
LIU Yuqing, DENG Shang. Structural analysis of intraplate strike-slip faults with small to medium displacement: a case study of the Shunbei 4 fault, Tarim Basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2022, 51(1): 124-136.
- [24] DE Groot S R, MAZUR P. Non-equilibrium thermodynamics [M]. New York: Dover Edition, 1984.
- [25] FUJISAWA G, BETANCOURT S S, MULLINS O C, et al. Large hydrocarbon compositional gradient revealed by in-situ optical spectroscopy [C]. Houston: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2004.
- [26] HAASE R. Thermodynamics of irreversible processes [M]. Redding: Addison-Wesley, 1969.
- [27] MA L, YU Q. Dynamic behaviors of methane adsorption on partially saturated shales [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 190: 107071.
- [28] MA L, YU Q. Experimental investigation into simultaneous adsorption of water vapor and methane onto shales [J]. Journal of Hydrology, 2022, 604: 127200.
- [29] 伍藏原,陈文龙.利用试井数据确定凝析气藏气水界面位置[J].油气井测试,2004,13(3):16-17.  
WU Zangyuan, CHEN Wenlong. Determining depth of gas and water interface in condensate gas reservoir using test data [J]. Well Testing, 2004, 13(3): 16-17.
- [30] 崔晓朵,廖浩奇,陈德坡,等.丰深1低渗透凝析气藏反凝析污染特征及解除措施实验[J].油气地质与采收率,2023,30(6):160-166.  
CUI Xiaoduo, LIAO Haoqi, CHEN Depo, et al. Experiments about retrograde condensate pollution characteristics and relief measures in Fengshen 1 condensate gas reservoir with low permeability [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(6): 160-166.
- [31] 倪军,展转盈,王成俊,等.纳米颗粒改善凝析气藏反凝析伤害实验[J].油气地质与采收率,2023,30(5):110-118.  
NI Jun, ZHAN Zhuanying, WANG Chengjun, et al. Experimental study on improving anti-condensation damage of condensate gas reservoir by nanoparticles [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(5): 110-118.
- [32] 王彬,杜建芬,刘奇,等.带油环凝析气藏注气吞吐采出流体特征[J].新疆石油地质,2022,43(1):48-51.  
WANG Bin, DU Jianfen, LIU Qi, et al. Characteristics of produced fluid from condensate gas reservoirs with oil rings developed by gas-injection huff and puff [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(1): 48-51.
- [33] 李爱芬,范新昊,高占武,等.缝洞型凝析气藏衰竭开采影响因素实验[J].特种油气藏,2022,29(4):96-100.  
LI Aifen, FAN Xinhao, GAO Zhanwu, et al. Experiment on influencing factors of natural depletion of fractured-vuggy condensate gas reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(4): 96-100.

编辑 邹澂滢