

超深断控凝析气藏注气提高凝析油采收率实验评价

——以塔里木盆地顺北4号断裂带为例

胡伟^{1,2},徐婷^{1,2},杨阳^{1,2},康志江²,伦增珉^{1,2},李宗宇³,赵瑞明³,张文学³

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 102206;2. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 102206;

3. 中国石化西北油田分公司,新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要:超深断控储集体具有板状巨厚特征,该类储集体多期流体组分重力分异显著。注气后流体相态特征与常规砂岩注气存在巨大差别,注气机理认识不清严重制约注气开发效果。通过开展高温、高压全视域可视化油气混相实验,在确定油气静态接触和混相特征前提下,采用竖直放置的未填砂的长填砂管模拟断控空腔型储集体,开展高液体凝析气反凝析后顶部注气和底部注气相态实验。根据长填砂管不同部位流体的多次多级取样分析,研究了两种注气方式下油-气接触方式和相态变化特征,确定了在重力和扩散作用下形成的垂向组分梯度。研究结果表明,混相压力下顶部注气油-气接触面积有限,导致油气组分交换速度缓慢及油相体积膨胀不足,无法形成混相。在重力和扩散作用下出现重烃下沉、轻烃上升的组分分层,长填砂管内底部凝析油中 C_{20+} 烃类含量是顶部凝析油中的3.4倍。底部注气不但能够提高注气量、增大油-气接触面积和接触次数,形成多次接触局部混相,还能扩大凝析油组分动用范围,将凝析油中 C_{20+} 烃类含量的垂向差异降至2.1倍。3轮累计底部注气凝析油采收率可达32.66%,是顶部注气采收率14.13%的2倍以上。

关键词:相态;组分梯度;注气方式;提高采收率;凝析气;超深层;顺北地区;塔里木盆地

中图分类号:TE357.7

文献标识码:A

Experimental assessment of enhanced gas condensate recovery by gas injection in ultra-deep fault-controlled condensate gas reservoirs: A case study of the No. 4 fault zone in the Shunbei area, Tarim Basin

HU Wei^{1,2}, XU Ting^{1,2}, YANG Yang^{1,2}, KANG Zhijiang², LUN Zengmin^{1,2}, LI Zongyu³, ZHAO Ruiming³, ZHANG Wenxue³

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing, 102206, China; 2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 3. Northwest Oil Field Company, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: Ultra-deep fault-controlled reservoirs exhibit tabular shapes, extreme thickness, and significant gravitational differentiation in the components of multistage fluids. Their post-injection fluid phases differ greatly from those of conventional sandstone reservoirs. A lack of clear understanding of the mechanisms underlying gas injections in these reservoirs has severely hindered their gas injection performance. Using high-temperature and high-pressure full-field visualized experiments on oil-gas miscibility to clarify the static contact and miscible characteristics of oil and gas, we use a vertically placed empty, long sand-pack tube to simulate fault-controlled cavity-type reservoirs. For condensate gas with a high liquid content after retrograde condensation, phase behavior experiments are conducted with top and bottom gas injections. Based on the analysis of fluid samples collected at multiple stages at different positions along the long sand-pack tube, we investigate the contact modes and phase transition characteristics of oil and gas under both gas injection ways, and then clarify vertical compositional gradients formed under the action of gravity and diffusion. The results indicate that top gas injection leads to a limited oil-gas contact area under miscibility pressure, resulting in a low exchange rate of oil and gas components, insufficient volumetric expansion of oil, and ultimately the failure to form oil-

收稿日期:2024-05-30;修回日期:2024-12-10。

第一作者简介:胡伟(1988—)男,博士、副研究员,复杂流体相态实验及模拟和油气渗流理论。E-mail: huwei_syky@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目(U24B6001);中国石化科技攻关项目(P21064,P24088)。

gas miscible phase. Under the combined effects of gravity and diffusion, the dynamic cycle of “heavy drop and light rise” of components under the action of gravity and diffusion occurs, forming a vertical component gradient. Notably, the C_{20+} content in the gas condensate at the bottom of the tube is 3.4 times that at the top. In contrast, bottom gas injection enhances both gas injection volume and the area and frequency of oil-gas contacts, facilitating multiple oil-gas contacts to develop local miscible phases, while expanding the range of recoverable gas condensate components, reducing the vertical difference in C_{20+} content in gas condensate to 2.1 times. The cumulative recovery of gas condensate from three rounds of bottom gas injections is enhanced to 32.66%, more than double that achieved through three rounds of top gas injections (14.13%).

Key words: phase behavior, component gradient, gas injection method, enhanced oil recovery (EOR), condensate gas, ultra-deep stratum, Shunbei area, Tarim Basin

引用格式:胡伟,徐婷,杨阳,等. 超深断控凝析气藏注气提高凝析油采收率实验评价——以塔里木盆地顺北4号断裂带为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(2): 586–598. DOI: 10.11743/ogg20250217.

HU Wei, XU Ting, YANG Yang, et al. Experimental assessment of enhanced gas condensate recovery by gas injection in ultra-deep fault-controlled condensate gas reservoirs: A case study of the No. 4 fault zone in the Shunbei area, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(2): 586–598. DOI: 10.11743/ogg20250217.

超深层油气资源量约占全球总资源量的19%,其中,塔里木盆地埋深6~10 km的油、气资源分别占其总量的83.2%和63.9%,具有极大的开发潜力^[1-2]。然而,在早期油气成藏阶段,由于异常高压、断裂和深部热活动等原因,(超)深层次生孔隙中多期成藏流体交互现象频发,导致地层流体相态类型极其复杂^[3-4]。以中国石化“深地一号”顺北油气田为例,该油田属于奥陶系超深断控体油气藏,受走滑断裂带控制,油气主要沿断裂带富集,平面上油气藏类型包括黑油、挥发油、凝析气和湿气。垂向上,储集空间以构造缝洞为主,具有板状巨厚特征,流体组分重力分异明显,进一步加剧了储层流体相态的复杂性。胡伟等^[5]提出采用等时间间隔连续取样法,通过获取典型井不同生产阶段井下样品(取样压力均高于露点压力),揭示了地层流体相态随取样深度和时间的变化规律,明确了顺北4号断裂带平面上呈“南气(凝析气)北油(挥发油)”的分布特征,垂向上中偏北部气井的地层流体相态受到深部挥发油影响,导致凝析气中凝析油含量非常高,属于高液烃凝析气,与南部低液烃凝析气相态特征存在显著差别。

目前,顺北4号断裂带已开展注气先导试验,以进一步提高凝析油产量。由于顺北超深断控凝析气藏是一种既不同于碎屑岩孔隙型,又有别于常规缝洞型的全新凝析气藏,其巨厚的洞穴型储层特征,叠加多期充注后的复杂流体相态特征,导致其注气后的相态变化与常规砂岩储层或常规缝洞型储层存在显著差异。气体注入后极易在重力作用下与储层中的凝析油气产生分层,无法形成常规气驱过程中的多次接触混相或溶解降黏的效果^[6-7],油-气接触方式和混相特征也与常

规气驱的多次接触混相存在巨大差别,导致已开展的注气先导试验效果不理想。虽然国内外研究者在凝析气注气相态和注气提高采收率方面开展了大量理论与矿场试验研究^[8-12],但鲜有学者针对断控储集体的凝析气藏开展反凝析后注气相态及提高凝析油采收率研究。

因此,笔者以顺北4号断裂带高液烃凝析气为研究对象,通过开展高温高压全视域可视化油气混相实验,在明确油气静态接触方式和混相特征的前提下,采用竖直放置的长填砂管(不填砂)模拟断控空腔型储集体,针对反凝析后凝析油沉降形成的巨厚油层,分别开展顶部注气和底部注气相态实验。通过对长填砂管不同位置取样口进行多次多级取样,研究两种注气方式下的油-气接触方式和相态变化特征,对比凝析油采收率,明确重力和扩散作用下形成的垂向组分梯度,为顺北超深断控凝析气藏注气提高凝析油采收率提供参考和借鉴。

1 实验原理

顺北断控储集体是走滑断裂破碎形成的断面空腔、角砾间孔隙、构造缝的集合体^[13]。当凝析气发生反凝析后,凝析油会在重力作用下快速沉降于储层底部,并在深部挥发油的叠加影响下,极易形成巨厚油层。由于常规相态实验中高温高压容器体积小,无法模拟重力分层影响,因此,本实验采用竖直放置的长填砂管(不填砂)模拟断控空腔型储集体。然而,在实验中即使长填砂管内充满高液烃凝析气,当压力降至最

大反凝析压力时,管内析出的凝析油量仍然较少,无法模拟实际储层中的巨厚油层效果。因此,在开展长填砂管注气相态实验前,需要将常规定容衰竭实验(CVD)与凝析油复配实验相结合,对注气压力下地层(含气)凝析油进行复配。然后将复配后的含气凝析油注入长填砂管,模拟巨厚油层效果。注气后,通过对长填砂管进行多次多级取样,测量取样流体的溶解气/油比、平均分子量和组分组成等参数,间接表征管内流体相态的变化。

2 实验设计

2.1 实验流体

实验所用烃类流体包括凝析气、凝析油(油罐油)和天然气3种流体。

凝析气为顺北4号断裂带D1井井下高温高压地层流体样品,储层温度162℃,储层压力92.50 MPa。取样深度为4 500 m(井深8 170 m),取样点温度和压力分别为142℃和58.40 MPa,远高于试井时粗测凝析气露点压力。凝析气精测露点压力为39.37 MPa,溶解气/油比1 003 m³/m³,最大反凝析压力30.00 MPa,最大反凝析百分数为18.51%,气体组成见表1。该井钻遇储集体属于高液烃凝析气藏,凝析油含量达812.5 g/m³。

已有文献报道^[5],该井凝析气相态特征受到深部储集体中挥发油的影响,开发过程中相变特征异常复杂。

凝析油为D1井地面油罐油,地面条件(0.101 MPa, 25℃)下凝析油密度为0.7 862 g/cm³,平均分子量为124.00 g/mol,黏度为4.72 mPa·s,其组成见表1。

天然气为D1井所属区块的外输天然气,脱硫处理后标准状况下(0.101 MPa, 0℃)天然气密度为0.691 4 kg/m³,平均分子量为17.89 g/mol,其组成见表1。

实验中采用氦气(He)作为长填砂管的恒压介质,避免取样过程中压力波动对油气相态产生影响。氦气纯度为99.999 5%,属商业用气。

2.2 实验仪器

实验中核心仪器包括地层流体相态分析仪(简称PVT仪)、长填砂管和气相色谱仪。其中,地层流体相态分析仪(型号FLUID EVAL 250 CC),最高温度和最大压力分别为200℃和200 MPa,最大体积为250 mL。釜体的一个端面镶嵌有一块直径10 cm的蓝宝石,能够透过蓝宝石直观观测釜体内流体相态的变化。长填砂管长度为120 cm,实际管柱内腔长度为100 cm,直径2.5 cm,最高承压100 MPa,最高耐温200℃,中间等间距分布有3个取样口,每个取样口之间的距离为25 cm(图1)。气相色谱仪型号为Agilent 7 890 A型和6 890 N型,用于油气样品的组分检测。除此之外,所

表1 长填砂管注气相态实验中所用烃类流体组成

Table 1 Components of hydrocarbon fluids used in experiments

流体组分	摩尔分数/%			
	凝析气(井下样品)	凝析油(油罐油)	外输天然气	复配凝析油
H ₂ S	1.453	—	—	—
CO ₂	0.610	—	1.523	—
N ₂	0.509	—	1.896	0.102
C ₁	74.202	—	89.066	43.960
C ₂	5.388	—	6.568	2.198
C ₃	2.473	0.150	0.917	0.494
iC ₄	0.725	0.093	0.016	0.141
nC ₄	1.377	0.265	0.008	0.202
iC ₅	1.060	0.288	0.003	0.207
nC ₅	1.430	0.530	0.002	0.292
C ₆	1.734	3.959	0.001	2.102
C ₇	2.168	9.966	—	5.293
C ₈	2.050	15.195	—	8.070
C ₉	1.700	14.814	—	7.868
C ₁₀	1.256	11.977	—	6.361
C ₁₁₊	3.619	42.763	—	22.711

注:“—”表示不含该组分。C₁. 甲烷;C₂. 乙烷;C₃. 丙烷;iC₄. 异构丁烷;nC₄. 正构丁烷;iC₅. 异构戊烷;nC₅. 正构戊烷;C₆. 正己烷;C₇. 正庚烷;C₈. 正辛烷;C₉. 正壬烷;C₁₀. 正癸烷;C₁₁₊. 正十一烷及其以上烃类。

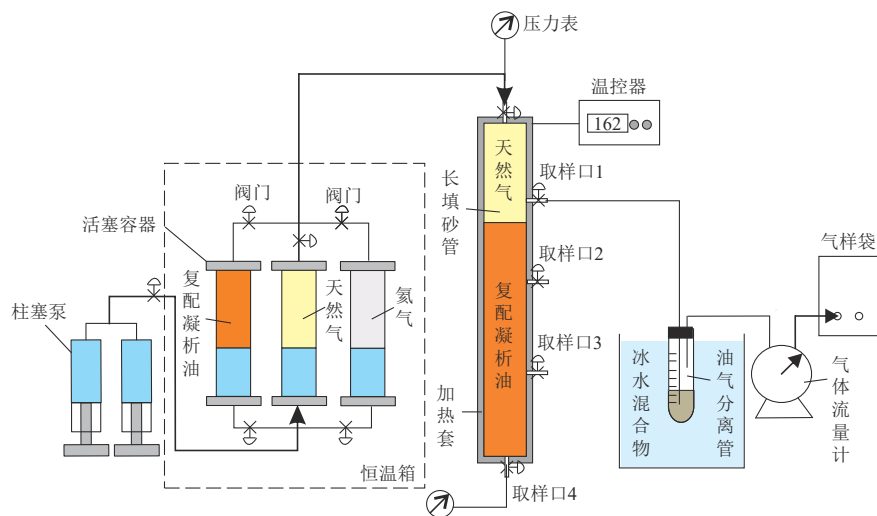


图1 长填砂管注气相态实验流程示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the experimental process

需实验仪器还包括高压恒速柱塞泵(型号ST500-200,恒速精度0.000 1 mL/min,最高压力200 MPa),用于样品转样和压力供给。加热套和温控器(温控精度 $\pm 0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$,最高温度200 $^{\circ}\text{C}$),用于给长填砂管恒温。活塞容器(体积1 000 mL,最高承压100 MPa),用于盛装凝析气、复配凝析油、天然气和氦气等流体。恒温箱(温控精度 $\pm 0.01\text{ }^{\circ}\text{C}$,最高温度200 $^{\circ}\text{C}$)。配样器(型号MRI 2 000,体积1 000 mL),用于复配含气凝析油。实验仪器流程见图1。

2.3 实验内容及步骤

本次实验包括含气凝析油复配、可视化注气混相实验和顶(底)部注气相态实验3部分。

2.3.1 含气凝析油复配实验

本次注气相态实验主要研究断控空腔型凝析气藏反凝析后沉降于储层底部的凝析油在注气开发过程中的油气相态特征。然而,实验尺度下的凝析气能够析出的凝析油量非常少,无法达到形成实际储集体中巨厚油层的效果。因此,实验前需要对凝析气衰竭至20 MPa(此压力为采油厂预定的转注气压力)时的含气凝析油进行复配,具体步骤如下:

1) 凝析气定容衰竭(CVD)实验。将井下凝析气样品在恒温恒压条件下转入PVT仪中,参照国家标准GB/T26981—2020《油气藏流体物性分析方法》^[14]开展CVD实验。但不同的是,当压力降至20 MPa时停止降压,流体静置24 h后从PVT仪釜体底部采集含气凝析油样品,通过开展单次闪蒸实验,获取底部含气凝析油的溶解气/油比(GOR),以及闪蒸油、气组成。

2) 含气凝析油复配。将凝析油(油罐油)和外输天然气按照步骤1)中测得的含气凝析油GOR进行复配。将复配后的样品GOR及闪蒸油气组成与步骤1)中数据对比,当误差小于5%时,复配凝析油达到要求。采用界面张力仪测定复配凝析油与天然气的多次接触混相压力为(MCP)29.3 MPa和一次接触混相压力(FCP)为36.5 MPa。

2.3.2 可视化注气混相实验

将含气凝析油复配实验步骤1)中装有的20 MPa凝析油气的PVT仪釜体水平放置,使PVT釜体端面处的可视窗刚好能够观察到油气液面。然后从釜体顶部注入40 MPa的天然气(此压力高于FCP),待釜体内压力达到40 MPa时,停止注气,并关闭阀门。在不搅拌不恒压的前提下,静置观察油-气接触方式和混相过程,并用摄像头记录整个过程。

2.3.3 顶(底)部注气相态实验

1) 准备工作。按照实验流程图(图1)连接实验仪器,升温至实验温度162 $^{\circ}\text{C}$,并检验整套系统的密封性。

2) 长填砂管饱和凝析油。首先对长填砂管抽真空,然后以恒压20 MPa将天然气样品注入竖直放置的长填砂管(管中不填砂)中。待管中压力稳定后,从管底部以恒压20 MPa注入复配凝析油,并缓慢从管顶部排出天然气,确保长填砂管内压力波动小于0.5 MPa。复配凝析油的注入体积为整个长填砂管内腔总体积的3/4,确保管内油气液面距离1号取样口2~4 cm。

3) 注气。待管内压力稳定后,从管顶部注入天然气,将管内压力升至40 MPa后停止注气,记录注入的

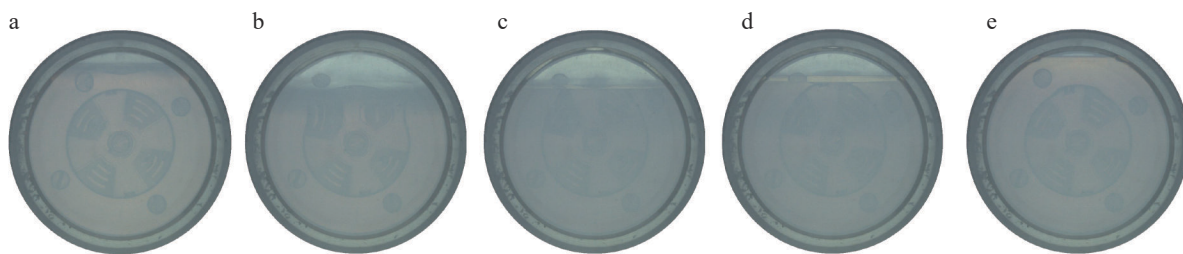


图2 可视化注气混相实验中40 MPa注气压力下注入气与凝析油接触过程随时间的变化

Fig. 2 Time-varying contact process between injected gas and gas condensate at an injection pressure of 40 MPa

a. 未注气,压力20.0 MPa;b. 注气后5 min,压力39.6 MPa;c. 注气后180 min,压力36.3 MPa;d. 注气后240 min,压力35.6 MPa;e. 注气后480 min,压力34.4 MPa

天然气体积和管内压力的变化。

4) 多级、多次取样。在天然气注入1,24和96 h后分别从长填砂管中间3个取样口和底部出口4个位置进行取样,并对取出流体进行单次闪蒸实验,测定不同取样口流体的溶解气/油比(*GOR*)、闪蒸油气组分[测定方法参照《天然气的组成分析气相色谱法》(GB/T13610—2020)^[15]]、井流物组成和平均分子量等参数。需要注意的是,为了确保取样过程中管内压力恒定,采用柱塞泵从长填砂管顶部恒压注入氦气。取样速度尽量缓慢,一是为减小管内压力波动;二是由于氦气具有压缩性,慢速能够精确计量氦气注入体积。准确计算取出流体的相关高压物性参数。

5) 测定顶部注气提高凝析油采收率。步骤4)结束后,排空管内所有流体,重复步骤1)—步骤3)。气体注入96 h后,从顶部采气。当管内压力降至20 MPa时,停止采气,记录产出油量和产出气量,并进行组分分析,此为一轮注气。然后如此重复3轮注气。

6) 底部注气多级多次取样。将清洗烘干后的长填砂管按照步骤1)和步骤2)重建注气前20 MPa压力下的油气赋存状态;然后,从管底部注入天然气,当管内压力升至40 MPa时停止注气,记录注入气体体积和管内压力的变化。重复步骤4)进行多级多次取样。

7) 测定底部注气提高凝析油采收率。实验步骤6)结束后,排空长填砂管内所有流体,重复步骤1),步骤2)和步骤6),但不进行多级多次取样。气体注入96 h后,从顶部采气,当管内压力降至20 MPa时,记录产出油量和产出气量,停止采气。如此重复3轮注气。

3 断控凝析气藏注气相态特征

3.1 PVT仪中油气静态混相特征

目前,可视化油气混相的实验仪器较多,但能够实

现全视域可视化观测高温高压条件下油气混相的仪器却很少。本次实验中使用的FLUID EVAL 250CC型PVT仪能够实现釜体横向端面全视域的流体可视化,比常规DBL-PVT仪的可视细管相比能够观察到的油气体积更大,视域范围更广。

图2为PVT仪釜体水平放置时40 MPa压力下注入气与凝析油静态接触(静态是指油气之间未形成驱替,且实验中未搅拌油气)过程随时间的变化。从图中可以看出,未注气时(图2a)油气液面清晰可见,当从顶部注入天然气后,在高压气作用下,油-气接触瞬间,液面变得模糊,液面处颜色变黑(图2b)。因为油相中轻质组分被快速抽提进入气中,导致液面处凝析油中重质组分快速析出。随着接触时间的增加,液面处的重质组分开始沉降,而底部轻质油又会不断上升,持续在液面处与上部气体发生组分交换,导致凝析油颜色也变深(图2b)。240 min后,模糊的液面逐渐清晰,并出现了一个高度约0.4 cm的混相带(图2d),由于气溶解在油中,油体积膨胀而不断向上推进,逐渐变宽,混相带消失后液面大幅上升,直至液面消失,约480 min后油气完成静态混相(图2e)。

综上所述,这种顶部注气后油气在静态接触下完成混相至少需要2个必备条件:①注气压力大于一次接触混相压力(*FCP*),油、气之间能够在高压下进行充分的组分交换,形成混相带;②油、气之间需要足够大的接触面,即需要大量气体溶解在油中,使油体积大幅膨胀,才能使油气液面大幅上升,从而完成混相。

3.2 顶部注气油气相态特征

3.2.1 重力作用下的垂向组分梯度

2.1节中论述了小尺度空间内静态条件下注入气与凝析油接触后的混相过程,但是在实际油藏尺度

下,重力分异现象显著,顶部注气后油-气接触和相态变化特征是否与PVT仪中一致,需要进一步深入研究。

图3为不同取样时间4个取样口取出流体溶解气/油比及平均分子量的变化。1号取样口(简称1号口)在注气前为纯气相(即无凝析油)。但是注气后立即取样发现,1号口流体的气/油比(GOR)为 $3\,344\text{ cm}^3/\text{cm}^3$,说明天然气能够抽提凝析油进入气相。2号口流体的 GOR 由 $146\text{ cm}^3/\text{cm}^3$ (注气前初始值,蓝色虚线)增大至 $185\text{ cm}^3/\text{cm}^3$,说明天然气注入后能够快速扩散至2号口,而3号和4号口 GOR 无变化。随着油-气接触时间的增加,1号口流体的 GOR 大幅增加,对应的流体平均分子量也减小,96 h后的取样结果显示, GOR 增大至 $53\,728\text{ cm}^3/\text{cm}^3$,分子量也由 23.29 g/mol 降至 17.81 g/mol ,说明顶部气相对凝析油的抽提效果变差,进入气相中的油量减少。同时,由于油-气接触面积的限制,凝析油在溶解天然气后体积并未大幅膨胀,导致1号口流体的含油量减少,气/油比大幅增加。这一现象与2.1节PVT釜中观察到的接触过程存在差异。换言之,根据2.1节的结论,如果在混相压力下注气,油和气经过一段时间作用后液面应该是不断上升,从而达到混相,即1号口的 GOR 随时间增加应该呈持续降低的趋势,但实际上 GOR 却在大幅增加,没有混相的趋势和迹象。这主要是因为长填砂管中油-气接触面积非常有限(直径仅 2.5 cm),导致油-气之间组分传质速度慢,另一方面气体在凝析油中的溶解量也非常少,无法像PVT仪中凝析油一样,体积大幅膨胀,推动液面上升,形成混相。相反,如果无法形成混相,则会在垂向上形成组分梯度。从图3中还可以看出,中间取样口流体的平均分

子量变化较小,而顶部和底部流体的 GOR 和平均分子量变化较大。4号口流体 GOR 低于初始值(蓝色虚线),平均分子量大于初始值,且随着油-气接触时间的增加, GOR 先降低后小幅增加,而平均分子量则刚好相反,先增大后降低。这主要与凝析油中重质组分沉降,轻质组分上升的动态循环有关,这一现象将在下一节中详细论述。

图4为不同取样时间4个取样口取出流体不同碳数烃类含量的变化。从这种变化可以进一步佐证油气相态的变化规律。当气体刚注入凝析油后,1号口流体中碳数小于20的烃类组分含量均有不同程度的提高,而 C_{20+} 烃类含量仅为 0.04% ,说明天然气能够抽提出凝析油中碳数小于20的烃类组分进入气相。对比不同取样时间4个取样口流体中 CH_4+N_2 含量(图4a)和平均分子量(图3b)的变化可知,除2号口第1次取样时(立即取样)流体中 CH_4+N_2 含量由 44.06% 增至 50.65% 外,3号和4号口流体中 CH_4 含量均未发生变化,而平均分子量却随时间的增加而增大,且均大于初始值(蓝色虚线)(因为 CH_4 含量增加会导致平均分子量减小)。虽然3号口流体的 GOR 略有增大,但 CH_4 含量却没有明显变化,说明 GOR 增大可能是底部轻质原油上升至3号口所致。因此,综合可以推断 40 MPa 注气压力下,注入气最远仅能扩散至3号口,扩散距离约为 46 cm 。

由图4还可知,从上至下,凝析油中(不包括1号口) C_2-C_{10} 烃类含量逐渐降低, $\text{C}_{11}-\text{C}_{19}$ 和 C_{20+} 烃类含量逐渐增大。这说明因为重力作用,垂向上凝析油中出现了上层组分轻,下层组分重的分层现象。结合接触时间来看,随着油-气接触时间的增加,2号口流体中 $\text{C}_{11}-\text{C}_{19}$ 烃类含量和 C_{20+} 烃类含量虽然均低于初始值,

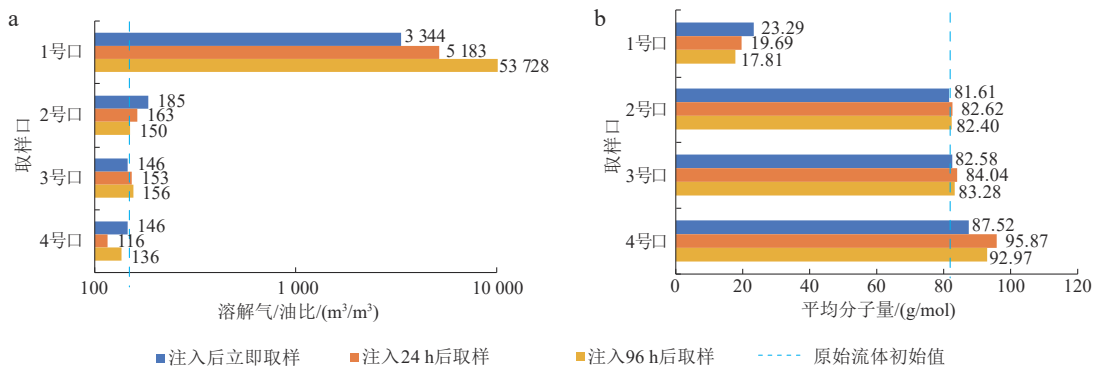


图3 顶部注气实验中不同取样时间4个取样口取出流体溶解气/油比及平均分子量变化条形图

Fig. 3 Variations in solution gas-oil ratios (GOR s) and average molecular weights of fluids extracted from four sampling ports at different sampling times during top gas injection

a. 溶解气/油比; b. 平均分子量

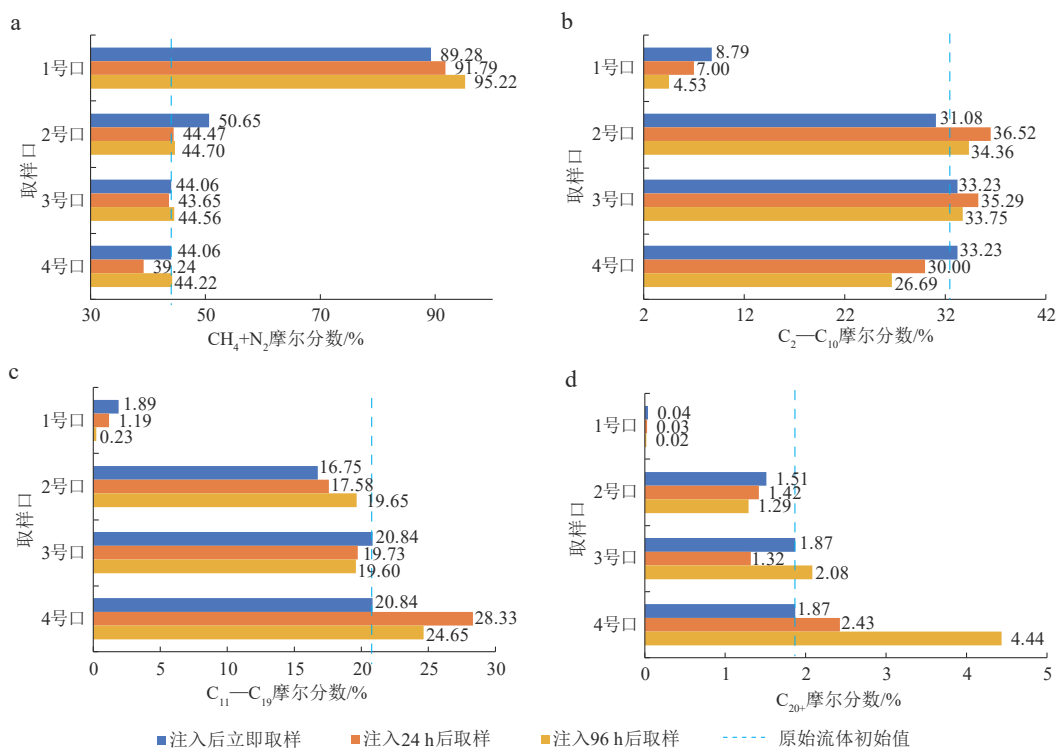


图4 顶部注气实验中不同取样时间4个取样口取出流体不同碳数烃类含量变化条形图

Fig. 4 Variations in the contents of hydrocarbons with different carbon numbers in fluids extracted from four sampling ports at varying sampling times during top gas injection

a. CH₄+N₂ 含量; b. C₂—C₁₀ 烃类含量; c. C₁₁—C₁₉ 烃类含量; d. C₂₀₊ 烃类含量

但C₁₁—C₁₉烃类含量逐渐增大,而C₂₀₊烃类含量却逐渐降低,这一变化验证了凝析油中不同组分的动态运动过程,即C₁₁—C₁₉和C₂₀₊烃类组分虽然都会发生沉降,但C₁₁—C₁₉烃类会随着底部轻质凝析油上升至2号取样口。而C₂₀₊烃类组分由于更重,会持续沉降,并不会像C₁₁—C₁₉烃类一样随着轻质油上升至2号口,从而导致4号口流体中C₁₁—C₁₉烃类含量呈现先增大后降低的变化,而C₂₀₊烃类含量却不断增大。这种组分动态运动会进一步加剧垂向组分分层。从96 h后的取样结果看,4号口C₂₀₊烃类含量是2号口的3.4倍,也就是说实验中仅仅在100 cm高的距离就能形成3.4倍的差异,如果将尺度放大至油藏条件,上千米的垂向距离可能会形成更加明显的组分梯度。

3.2.2 油-气接触方式及相变特征

顶部注气后油气相变特征在3.2.1节中已有部分内容随图、表一起进行了论述,但为了更清晰地描述注气后的油-气接触过程及相变规律,绘制了一副顶部注气后油-气接触过程中相变示意图(图5)。如图5a所示,当天然气由顶部注入后,会在液面处出现强烈的组分交换,凝析油中碳数小于20的烃类组分会被抽提

进入气相,导致液面颜色快速变深^[16-17]。同时,气体通过高压扩散和溶解作用进入油中,气体扩散速度非常快,能够在注入后的1 h内扩散至2号口,扩散距离约为21 cm。此时3号和4号口流体并未发生明显变化,气体未扩散至此处。随着油-气接触时间的增加(图5b),液面处颜色变浅,且液面位置下降,这主要是因为凝析油体积膨胀有限的前提下,当气体抽提程度大于体积膨胀时,液面就会出现下降,这一实验现象在章星等^[18]研究中也有揭示。这主要与油-气接触面积小有关,虽然PVT仪釜体尺度小,但是油-气接触面是釜体的横向切面,接触面积(150 cm × 10 cm)非常大,而长填砂管接触面积仅4.9 cm²。由于气体抽提作用,导致靠近液面的气体颜色偏深,而远离液面的气体颜色偏浅,但由于气体内部存在浓度扩散作用,气体的颜色(即组分)会逐渐达到均一。凝析油在液面处析出的C₁₁₊烃类组分会不断沉降,同时管底部未与气体接触过的轻质油组分(碳数<20的组分)又会不断上升,在液面处继续与气体作用,逐渐形成一个“重降轻升”的动态平衡,即重质油组分沉降,轻质组分上升。随着时间的增加,油气反应速度和强度均下降,气中和油中也各自达到平衡(图5c),气体由于扩散速度比油快,顶

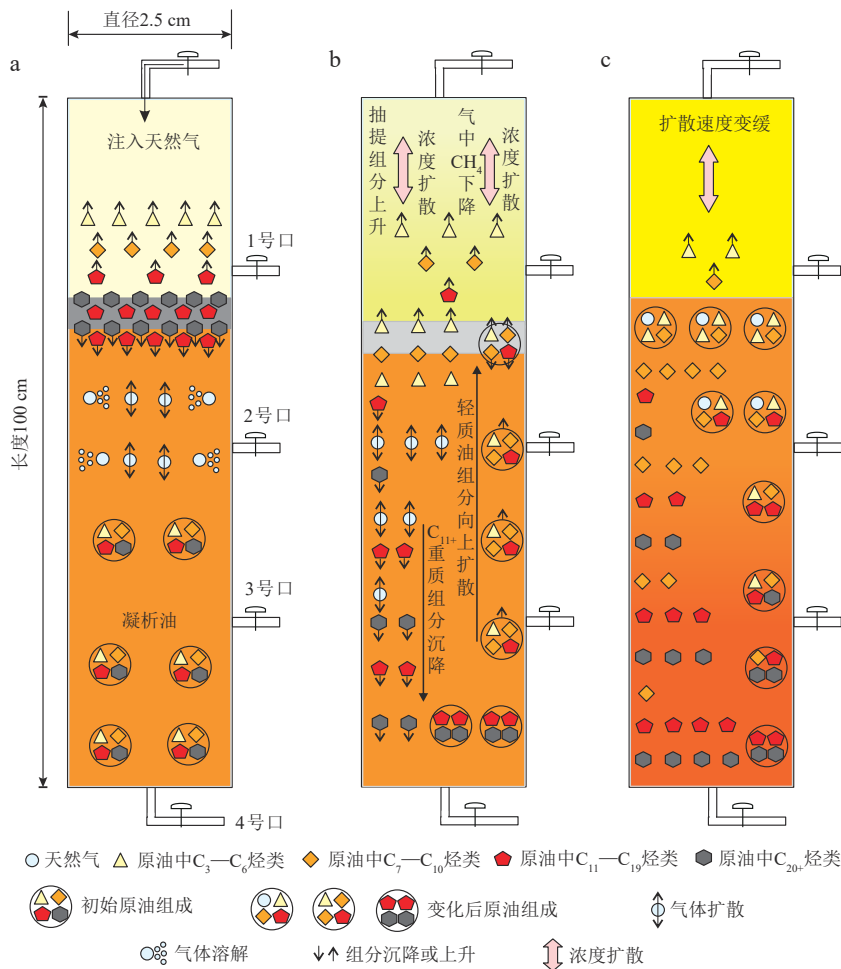


图5 顶部注气实验中顶部注气后油气在不同时间的相变示意图

Fig. 5 Schematic diagrams showing the phase transition of oil and gas at different times following top gas injection

a. 注气后立即取样;b. 注气24 h后取样;c. 注气96 h后取样

部气体组分加重,颜色变深。而油中则会在垂向上形成明显的组分梯度,其中4号口 C_{20+} 烃类含量是2号口的3.4倍。综上所述,即使顶部注气压力高于混相压力,油气也会因接触面积有限而很难发生混相,还会形成严重的组分梯度,严重影响注气效果。

3.3 底部注气油气相态特征

3.3.1 油气相态变化特征

图6为底部注气不同取样时间4个取样口取出流

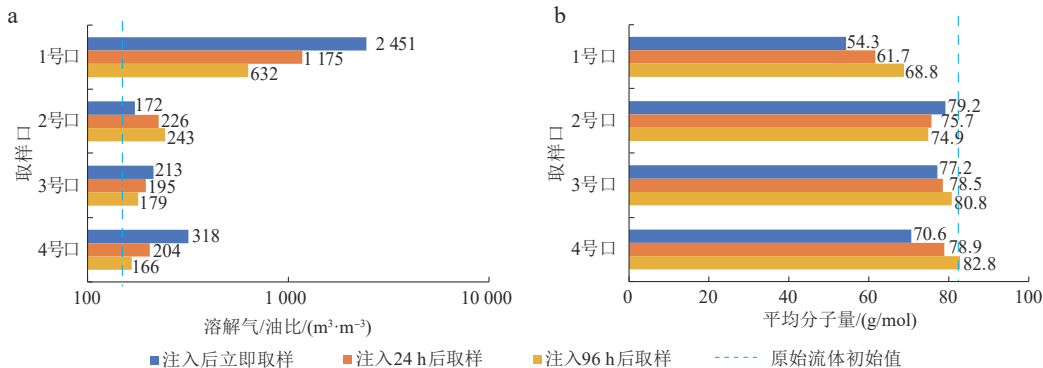


图6 底部注气实验中不同取样时间4个取样口取出流体参数的变化

Fig. 6 Parameter changes for fluids extracted from four sampling ports at different sampling times during bottom gas injection

a. 溶解气/油比;b. 平均分子量

体GOR及平均分子量的变化。从图中可以看出,GOR变化幅度较大的取样口为1号和4号口,1号口注气前全为气体,而由底部注气后,GOR随着油-气接触时间的增加而不断降低,由第1次取样的 $2451\text{ cm}^3/\text{cm}^3$ 降至第3次取样的 $632\text{ cm}^3/\text{cm}^3$,流体平均分子量也不断增大,说明1号口流体中凝析油含量不断增加,这一变化与顶部注气存在显著差别。2号、3号和4号口流体的GOR均大于注气前初始值(蓝色虚线),平均分子量也均小于初始值,说明底部注气能够提高油-气接触程度,增大气体溶解度。然而,随着油-气接触时间的增加,2号口流体GOR升高,平均分子量减小,而3号和4号口流体GOR不断降低,平均分子量增大。出现这一变化的原因一方面是注入气进入管顶部后,还会在高压下继续溶解在油中,导致1号与2号口之间凝析油溶解气量增大;另一方面是1号口高GOR流体与2号口低GOR凝析油之间的浓度差也会促使流体组分发生扩散,导致2号口凝析油GOR不断增加。而3和4号口GOR下降的原因主要与重质组分重力沉降以及轻质油上升这一“重降轻升”的动态循环有关。

为了进一步说明底部注气油-气接触特征,通过对比底部注气不同取样时间4个取样口取出流体 CH_4+N_2 含量和 C_{20+} 烃类含量的变化(图7)可知, CH_4+N_2 含量的变化规律与GOR(图6a)的变化规律高度相似,说明注入气对凝析油中 CH_4 含量和GOR的影响大于因重力和扩散作用引起的组分分层的影响,因为单相油中组分的变化主要由注入气、重力沉降和浓度扩散3种作用综合控制,当其中1种或2种作用占据主导时,则会引起组分向着该作用控制的方向变化。由图7(b)可知, C_{20+} 烃类含量在垂向上呈现明

显增大趋势。值得注意的是,1号口流体 C_{20+} 烃类含量明显大于顶部注气,且随油-气接触时间的增加而增大,这一方面是因为底部注入气在上升过程中会与凝析油形成多次接触混相,将油中重质组分通过混相带形式带到液面处,使1号口流体中重质组分含量增大。另一方面液面上升后将原来纯气变为了油-气混相带,一旦油、气形成混相,在单相内部会快速形成浓度差异扩散,2号口流体中高浓度 C_{20+} 烃类组分与1号口低浓度 C_{20+} 烃类组分之间快速扩散,直至差异减小为止,这也是造成1号口 C_{20+} 烃类组分增大的原因。对比96 h后取出流体 C_{20+} 烃类含量可知,垂向上凝析油内部也会形成组分梯度,4号口流体 C_{20+} 烃类含量是2号口的2.1倍。

3.3.2 油气多次接触特征

底部注气与顶部注气后油-气接触特征有相同点也存在差异。图8(a)展示的是,底部注入的高压气体会迅速溶解在凝析油中,同时气体又会与凝析油之间快速进行组分交换。随着气体不断上升,气体在不断抽提凝析油中轻质组分使其不断富化的同时,气体也不断溶解在油中,使气体接触到的凝析油组分变轻。而不断富化的气体会逐渐与新鲜的凝析油形成向前接触,并在多次接触过程中逐渐形成局部混相,混相带会不断上升,直至与油-气液面接触。混相带在液面处会逐渐变宽,并趋于消失,但混相带中的部分轻质组分(C_2-C_{10} 烃类)和中间组分($\text{C}_{11}-\text{C}_{19}$ 烃类)则会在扩散和抽提作用下进入顶部气中。后续注入的气体又会与管底部的凝析油形成向后接触(图8b),导致底部剩余油组分加重, $\text{C}_{11}-\text{C}_{19}$ 和 C_{20+} 烃类等重质组分沉淀,底部

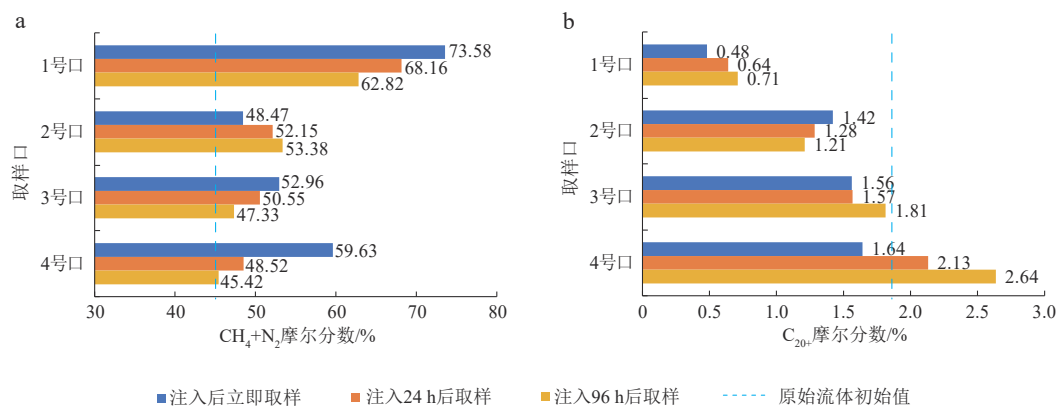


图7 底部注气实验中不同取样时间4个取样口取出流体不同碳数烃类含量的变化

Fig. 7 Variations in the contents of hydrocarbons with different carbon numbers in fluids extracted from four sampling ports at varying sampling times during bottom gas injection

a. CH_4+N_2 含量; b. C_{20+} 烃类含量

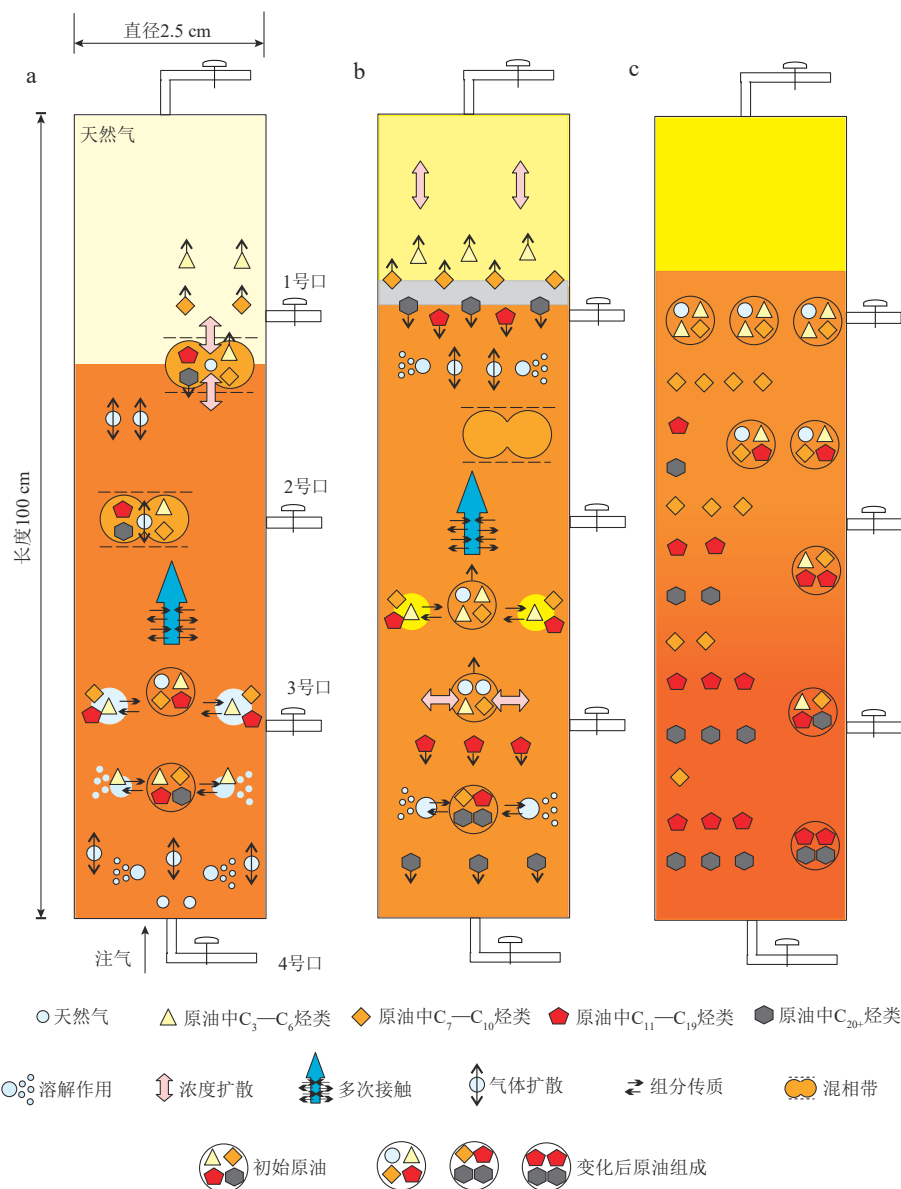


图8 底部注气实验中底部注气后油气在不同时间的相变示意图

Fig. 8 Schematic diagrams showing the phase transition of oil and gas at different times following bottom gas injection

a. 注气后立即取样; b. 注气24 h后取样; c. 注气96 h后取样

C₂₀₊烃类含量增加。顶部气体由于与凝析油之间持续的组分交换而不断被富化,颜色加深,并在液面处通过溶解、扩散和传质等多种作用,与凝析油形成混相,使液面大幅升高^[5]。随着油-气接触时间的增加,凝析油中会形成重组分沉降,轻组分上升的动态平衡状态,并逐渐形成垂向组分梯度(图8c)。但由于凝析油中部分重质组分在混相带的携带下进入气相或者液面部分,导致底部注气后形成的组分梯度并没有顶部注气那么显著。这说明底部注气不但能够增大油-气接触面积,增加油-气接触次数,形成多次接触混相,还能有效缓解组分梯度对注气效果的影响,提高凝析油中C₁₁₊烃类组分的产出程度。

3.4 顶部与底部注气效果对比

3.4.1 注入气体体积对比

对比顶部和底部注入气体积的变化(图9)可知,底部3轮注气每轮注气量均相对稳定,大于顶部注气量,说明底部注气能够有效解决气体注不进去,压力过高的问题,因为顶部注气时油-气接触面有限,气体溶解速度和油气作用速度均非常缓慢,导致气体憋压,注入压力快速升高,出现注气难问题。而底部注气能够大幅增加油-气接触面,使气体在上升过程中与凝析油形成多次动态接触,即有利于气体在油中溶解,又有

利于油-气混相,使注气量大幅提高。

3.4.2 垂向组分梯度对比

通过对比注气96 h后顶部和底部2种注气方式下4个取样口溶解气/油比和 C_{20+} 烃类含量的变化(图10)可以看出,底部注气能够大幅降低1号口流体的GOR,提高油-气液面高度,同时还能提高其他取样口流体的GOR,实现注入气与凝析油的充分接触和混合,最大程度提高注入气的溶解和抽提作用。底部注气形成的局部混相能够大幅提升油-气液面,为实现整体混相提供

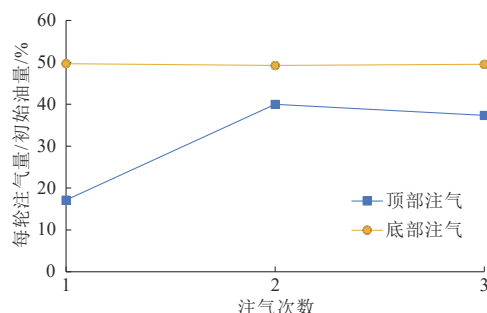


图9 长填砂管注气实验中顶部和底部注气每轮注气量对比
Fig. 9 Comparison of gas injection volume across various rounds of top and bottom gas injections

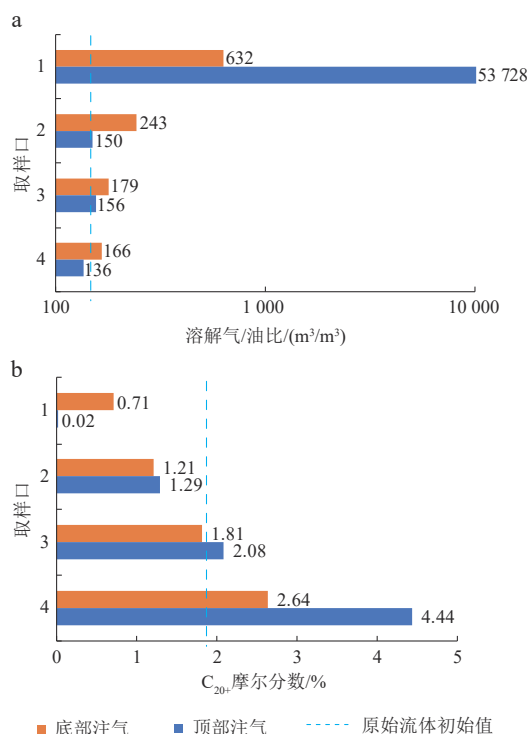


图10 长填砂管注气实验中注气96 h后顶部和底部注气4个取样口溶解气/油比和 C_{20+} 烃类含量的变化

Fig. 10 Variations in GORs and C_{20+} content of fluids extracted from four sampling ports after 96 h of top and bottom gas injections
a. 溶解气/油比; b. C_{20+} 烃类含量

必要条件。此外,由图10b可知,底部注气能够大幅抑制因重力及扩散作用而形成的组分分层现象,将凝析油中 C_{20+} 烃类组分梯度由顶部注气的0.063 %/cm,大幅降至0.029 %/cm,提高了 C_{20+} 烃类等重质组分采收率。

3.4.3 凝析油采收率对比

由图11可知,每轮底部注气凝析油采收率均高于顶部注气,累计3轮底部注气凝析油采收率达到32.66%,是顶部注气(14.13%)的2倍以上。且随着注气次数的增加,2种注气方式下的凝析油采收率的差值还会不断增大,说明底部注气在多轮次持续提高凝析油采收率方面具有非常显著的效果,这是因为底部注气能够实现油气的充分接触,提高气体溶解度,增大凝析油膨胀体积,为下一轮注气提供了高GOR和高流度的凝析油。从图12可以看出,底部注气采出的凝析油颜色更深,组分更重,而顶部注气采出的凝析油颜

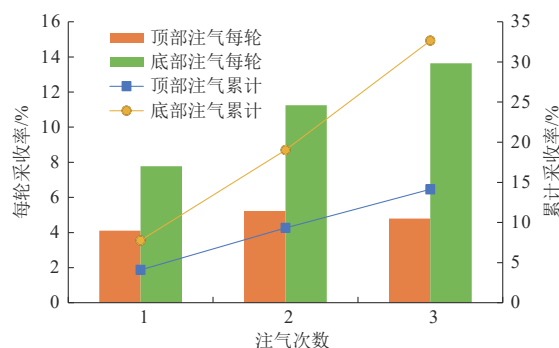


图11 长填砂管注气实验中顶部和底部注气每轮凝析油和累计凝析油采收率对比

Fig. 11 Comparison of gas condensate recovery across various rounds of gas injections and cumulative gas condensate recovery between top and bottom gas injections

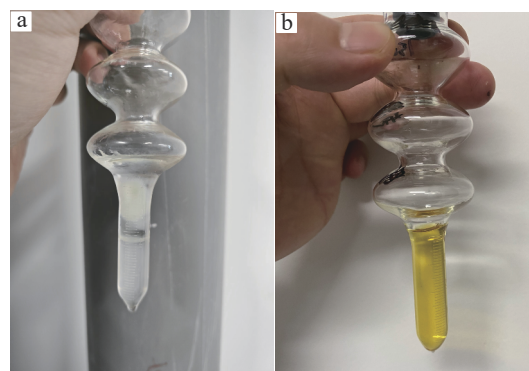


图12 长填砂管注气实验中两种注气方式下采出凝析油颜色变化

Fig. 12 Variations in the color of gas condensate recovered through top and bottom gas injections
a. 顶部注气; b. 底部注气

色偏浅,组分较轻,说明底部注气能够动用的凝析油组分范围更大也更广。

4 认识与讨论

高注低采为常规通用注气方式,其优点一是防止气窜,二是通过气顶形成重力气驱效果,向下推动原油进入生产井。这种注气方式适用于储层厚度小的砂岩或基质型储集体,重力影响相对较弱,注入气在压差作用下能够与油形成多次接触,注气效果较好^[19-20]。然而,对于断控空腔型储集体,由于洞穴垂深大,重力作用显著,凝析油析出后快速沉降于储集体底部,而顶部注气后由于油-气接触面积有限,油气混相难度大,导致开采效果差。通过上述室内实验,提出了一种提高凝析油采收率的底部注气方法。矿场实施中底部注气方式可灵活变通,目的是为了高注入气与原油的接触面积和接触次数,从而达到提高凝析油采收率的效果。

此外,顶部注气和底部注气后凝析油在纵向上会形成严重的组分分层,这将会引发一系列生产和研究问题。①倘若断控凝析气藏衰竭开发时间太长,储层压力过低,即低于最大反凝析压力后再进行注气,会出现两个严重问题:一是凝析油会大量析出并沉降于储层底部,导致注气效果差;二是注气后会进一步加剧凝析油中重质组分沉降,导致 C_{11+} 烃类组分大量损失。因此,需要对注气时机开展优化研究。②常规数值模拟软件无法模拟油气组分动态变化,注气相态模拟主要基于瞬时混相假设,无法模拟注入气与原油间的非平衡相态过程。组分数模也主要通过相态分区来实现不同深度的相态差异,无法准确表征重烃拟组分等高压物性参数随深度的连续变化。商业数模软件会默认在混相压力下油气就会发生混相,而本次实验结果却显示顶部注、气无法达到混相,导致模拟计算结果与实际现场开发效果存在天壤之别。因此,需要建立考虑流体相变作用的非平衡闪蒸计算及配套的数值模拟方法。

5 结论

1) 断控储集体注气后在静态条件下油气混相需要两个必备条件:①注气压力大于 FCP ;②油-气接触面积足够大,以完成快速溶解膨胀和油气组分交换,与常规砂岩多次接触混相中形成的向前接触和向后接触特征存在很大差别。

2) 顶部注气开采断控型储集体,由于油-气接触面积有限,导致油气组分传质速度缓慢及油相体积膨胀有限,无法形成混相,还会在重力和扩散作用下出现重烃下沉、轻烃上升的组分分层现象,长填砂管内底部凝析油中 C_{20+} 烃类含量是顶部凝析油的3.4倍,3轮累积凝析油采收率仅为14.13%。

3) 底部注气开采断控型储集体,气体在上升过程中持续与凝析油多次接触,形成局部混相带,大幅抑制因重力及扩散作用而形成的垂向组分梯度,将 C_{20+} 烃类含量的垂向差异降至2.1倍,扩大了凝析油组分动用范围,3轮累积凝析油采收率为32.66%。

4) 相比顶部注气,底部注气不但能够提高气体注入量、增大油-气接触面积和油-气接触次数,能够满足混相的两个必备条件,还能降低组分分层对注气混相的影响,大幅提高 C_{20+} 烃类等重质组分的采收率。

参 考 文 献

- [1] 何治亮, 马永生, 朱东亚, 等. 深层-超深层碳酸盐岩储层理论技术进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(3): 533-546.
HE Zhiliang, MA Yongsheng, ZHU Dongya, et al. Theoretical and technological progress and research direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(3): 533-546.
- [2] 孙靖, 尤新才, 薛晶晶, 等. 准噶尔盆地异常压力特征及其对深层-超深层致密储层的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 350-365.
SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, et al. Characteristics of abnormal pressure and its influence on deep and ultra-deep tight reservoirs in the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 350-365.
- [3] 任战利, 崔军平, 祁凯, 等. 深层-超深层温度及热演化历史对油气相态与生烃历史的控制作用[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 22-30.
REN Zhanli, CUI Junping, QI Kai, et al. Control effects of temperature and thermal evolution history of deep and ultra-deep layers on hydrocarbon phase state and hydrocarbon generation history[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 22-30.
- [4] 薛一帆, 文志刚, 黄亚浩, 等. 深层-超深层走滑断裂带储层流体来源与油气成藏过程研究——以塔里木盆地富满油田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 549-559.
XUE Yifan, WEN Zhigang, HUANG Yahao, et al. Study on reservoir fluid source and hydrocarbon accumulation process in deep to ultra-deep strike-slip fault zone: A case study of Fuman Oilfield, Tarim Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 549-559.
- [5] 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): 1044-1053.
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): 1044–1053.
- [6] 陈勇, 朱乐乐, 刘学利. 顺北一区超深断控油藏注天然气开发的可行性[J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(2): 203–209.
- CHEN Yong, ZHU Lele, LIU Xueli. Feasibility of natural gas miscible flooding in ultra-deep fault-controlled reservoirs in Shunbei-1 Block [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(2): 203–209.
- [7] 李冬梅. 顺北油气田含水高含凝析油凝析气井产能评价[J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(6): 696–701.
- LI Dongmei. Productivity evaluation of condensate gas wells with water and high condensate oil content in Shunbei oil and gas field [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(6): 696–701.
- [8] 李鹏飞, 王爱方, 张成林, 等. 注CO₂改善页岩凝析气藏反凝析伤害效果评价[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(6): 151–158.
- LI Pengfei, WANG Aifang, ZHANG Chenlin, et al. Effect evaluation of CO₂ injection on improving retrograde condensate damage of condensate gas in shale gas reservoir [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(6): 151–158.
- [9] 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.
- [10] 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): 1654–1664.
- 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): 1654–1664.
- [11] ZHANG Angang, FAN Zifei, ZHAO Lun. An investigation on phase behaviors and displacement mechanisms of gas injection in gas condensate reservoir [J]. *Fuel*, 2020, 268: 117373.
- [12] HASSAN A, MAHMOUD M, AL-MAJED A, et al. Gas condensate treatment: A critical review of materials, methods, field applications, and new solutions [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 177: 602–613.
- [13] 康志江, 张冬梅, 张振坤, 等. 深层缝洞型油藏井间连通路径智能预测技术[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(5): 1290–1299.
- KANG Zhijiang, ZHANG Dongmei, ZHANG Zhenkun, et al. Intelligent prediction of inter-well connectivity path in deep fractured-vuggy reservoirs [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1290–1299.
- [14] 中华人民共和国国家市场监督管理总局, 中国国家标准化管理委员会. 油气藏流体物性分析方法: GB/T 26981–2020[S]. 北京: 石油工业出版社, 2020.
- State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Analysis method for reservoir fluid physical properties: GB/T 26981–2020 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2020.
- [15] 中华人民共和国国家市场监督管理总局, 中国国家标准化管理委员会. 天然气的组成分析 气相色谱法: GB/T 13610–2020 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2020.
- State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Analysis of natural gas composition—Gas chromatography: GB/T 13610–2020 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2020.
- [16] 汤勇, 龙科吉, 王皆明, 等. 凝析气藏型储气库多周期注采过程中流体相态变化特征[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(2): 337–346.
- TANG Yong, LONG Keji, WANG Jieming, et al. Change of phase state during multi-cycle injection and production process of condensate gas reservoir based underground gas storage [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(2): 337–346.
- [17] 胡伟, 吕成远, 伦增珉, 等. 致密多孔介质中凝析气定容衰竭实验及相态特征[J]. *石油学报*, 2019, 40(11): 1388–1395.
- HU Wei, LYU Chengyuan, LUN Zengmin, et al. Constant volume depletion experiment and phase characteristics of condensate gas in dense porous media [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(11): 1388–1395.
- [18] 章星, 王珍珍, 王帅, 等. 可视装置中CO₂与正戊烷或原油接触特征和表征方法[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(3): 402–408.
- ZHANG Xing, WANG Zhenzhen, WANG Shuai, et al. Visual contact characteristics and characterization of the CO₂ and n-pentane/crude oil interface [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2017, 39(3): 402–408.
- [19] 雷梦, 屈亚光, 万翠蓉, 等. CO₂辅助重力驱油开发效果影响因素分析[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(6): 133–140.
- LEI Meng, QU Yaguang, WAN Cuirong, et al. Analysis of influencing factors on the development effect of CO₂ assisted gravity flooding [J]. *Special Oil & Gas Reservoir*, 2022, 29(6): 133–140.
- [20] 冯强汉, 邓宝康, 杨映洲, 等. 鄂尔多斯盆地致密砂岩凝析气藏合理高效注气开发方式[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(6): 52–59.
- FENG Qianghan, DENG Baokang, YANG Yingzhou, et al. Reasonable and high-efficiency gas injection mode for the tight sandstone condensate-gas reservoirs in Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(6): 52–59.

(编辑 王迪)