



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2022.07.05.01

文章编号: 1674-5086(2025)02-0115-12

中图分类号: TE372

文献标志码: A

白莲枯竭凝析气藏 CCUS-EOR 控制机制

崔凯^{1*}, 陈强¹, 刘德生¹, 孙雷², 汪勇²

1. 南方石油勘探开发有限责任公司, 海南 海口 570100; 2. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500

摘要: 为了进一步提高白莲构造带枯竭期凝析气藏剩余凝析油气采收率, 同时实现富含 CO₂ 气藏协同开发综合利用效益, 基于油气藏开发过程自主碳减排、碳中和理念, 福山油田确立了利用白莲构造带富含 CO₂ 气藏采出伴生气直接回注到枯竭凝析气藏, 实施基于 CCUS-EOR 的协同发展策略。基于注气混相驱机理分析、长细管注气驱油效率及 MMP 分析、储层岩芯气驱反凝析油渗流特征分析以及注气驱数值模拟等研究方法, 开展莲 4 断块枯竭凝析气藏回注富含 CO₂ 伴生气提高凝析油气采收率控制机制研究, 得到注气可使剩余反凝析油饱和度增加 1.85 倍; 注气压力达到 20.4 MPa 可实现多次接触混相, 最小工程混相压力 21.13 MPa; 长岩芯混相驱凝析油采出程度可达 68.94%。在此技术政策界限基础上, 制定了周期注气重力混相驱先导试验方案并实施了矿场实践。数值模拟及现场井流体组成变化监测及流体相态分析表明, 注入气通过增溶膨胀、萃取抽提、混相驱以及储层非均质渗流机理协同作用为油气运移和凝析油气流向变化的主要控制机制。后续开井试生产实效显著, 为枯竭凝析气藏实现 CCUS-EOR 规模化应用, 进一步提高凝析油气采收率及自主碳减排技术政策的选择提供了有实用价值的参考和案例。

关键词: 枯竭凝析气藏; CO₂ 混相驱; 控制机制; 提高采收率; 碳减排

Control Mechanism of CCUS-EOR for CO₂-rich Gas Injection in Bailian Condensate Reservoir

CUI Kai^{1*}, CHEN Qiang¹, LIU Desheng¹, SUN Lei², WANG Yong²1. Southern Petroleum Exploration and Development Co. Ltd., Haikou, Hainan 570100, China
2. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: To further improve the recovery of the remaining condensate oil and gas reservoirs in the depleted stage of Bailian structural oil and gas reservoir group in Fushan Sag, and to give full play to the comprehensive utilization benefits of the replacement development of CO₂-rich gas reservoirs in the Bailian structural belt, based on the development strategy of “carbon peaking and carbon neutralization”, combined with the concept of independent carbon emission reduction and carbon neutralization during oil and gas reservoir development, Fushan Oilfield has established a development strategy based on CCUS-EOR technology to directly inject the associated gas recovered from CO₂-rich gas reservoirs in the Bailian structural belt into depleted condensate gas reservoirs. The phase analysis of the mixed-phase drive mechanism, the analysis of the long thin tube gas injection drive efficiency and minimum mixed-phase pressure, the analysis of the seepage characteristics of the gas-driven anticongensate in the reservoir core, and the numerical simulation of the gas injection drive components were carried out to study the control mechanism. It is found that gas injection can increase the remaining anticongensate saturation by 1.85 times. When gas injection pressure rises to 20.4 MPa, the mixed fluid can achieve a multiple-contact mixing phase. And the minimum engineering MMP is 21.13 MPa. The condensate recovery of long core mixed phase drive can reach 68.94%. The pilot test scheme of periodic gas injection assisted with gravity miscible flooding was determined and carried out. Numerical simulation and the monitoring of the change of flow composition and PVT phase analysis method in the field show that the control mechanism of the oil and gas transportation and the change of condensate and gas flow direction is the synergistic effect of dissolution and swelling, extraction, gravity mixed-phase drive and reservoir inhomogeneous flow, which provides a reference for the selection of CCUS-EOR technical policy for resuming production of condensate oil in subsequent production wells.

Keywords: depleted condensate gas reservoir; CO₂ miscible flooding; control mechanism; enhanced oil recovery; carbon emission reduction

网络出版地址: <http://link.cnki.net/urlid/51.1718.TE.20240925.2249.002>

崔凯, 陈强, 刘德生, 等. 白莲枯竭凝析气藏 CCUS-EOR 控制机制[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(2): 115-126.

CUI Kai, CHEN Qiang, LIU Desheng, et al. Control Mechanism of CCUS-EOR for CO₂-rich Gas Injection in Bailian Condensate Reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(2): 115-126.

* 收稿日期: 2022-07-05 网络出版时间: 2024-09-26

通信作者: 崔凯, E-mail: cuikai02@petrochina.com.cn

基金项目: 中国石油科技重大专项(2021DJ1706)

引言

白莲构造带位于北部湾盆地福山凹陷,其中,小断块凝析气藏占 50% 以上。为了进一步提高白莲地区枯竭期凝析气藏剩余凝析油气的采收率,同时发挥富含 CO_2 气藏的综合利用潜力,基于 CNPC “双碳”发展目标,结合油气田开发过程自主碳减排及碳中和理念,南方公司确立了利用白莲构造带中富含 CO_2 气藏采出的伴生气直接回注到枯竭凝析气藏,实施基于 CCUS 的 EOR 开发对策,形成提高剩余凝析油气采收率与 CO_2 温室气体地质封存的一体化联合开发机制,从而实现提高采收率和碳减排、碳中和双赢的油气田开发战略^[1-7]。

利用枯竭气藏或凝析气藏实施 CO_2 地质封存的同时提高剩余天然气和凝析油采收率的碳封存(Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery, CSEGR)这一理念,已经被探讨了 10 a 以上^[8-11]。但目前已经公布的现场先导性试验的案例较少,主要在美国、加拿大、荷兰、匈牙利^[12-15]等。文献[14]和文献[15]分别介绍了匈牙利 Budafa Szin-felleti 的 Hungarian Field(1986—1994)和荷兰在北北海海上气藏 K12-B 平台注 CO_2 (CRUST Program, 2003—2006)先导试验情况,初步证明,利用枯竭气藏实施 CO_2 埋存的同时可以进一步提高剩余天然气和凝析油气的采收率。这些案例的探索推动了 CCS 技术向 CCUS 技术的转化。

为了正确制定白莲枯竭期凝析气藏回注富含 CO_2 伴生气 CCUS-EOR 开发对策,南方石油勘探开发有限责任公司选择其中的莲 4 断块枯竭凝析气藏为目标工区,首先基于流体注气混相驱机理热力学相态分析、长细管注气驱替凝析油效率及最小混相压力分析、储层岩芯注气驱凝析油渗流特征分析、注气驱组分数值模拟等多种研究方法,开展莲 4 断块枯竭凝析气藏回注莲 21 富含 CO_2 伴生气提高剩余凝析油气采收率技术政策研究,确定先导试验方案技术政策界限;然后进一步设计枯竭凝析气藏与富含 CO_2 气藏联合开发的 CCUS-EGR 开发方案,在莲 4 断块枯竭凝析气藏开展了直接回注莲 21 气藏富含 CO_2 伴生气的周期注气重力混相驱先导试验,探索提高剩余凝析油气采收率的同时实现采出 CO_2 的地质封存的可行性^[16-23]。

为了追踪实施效果,基于注气驱过程注采动态

数值模拟方法,同时结合现场采出井流体组成变化监测及 PVT 相态分析方法,揭示了注入气通过溶解增溶膨胀、萃取抽提、重力辅助混相驱以及储层非均质渗流机理协同作用对油气运移机制和凝析油气流向变化所产生的控制作用,为 CCUS-EOR 方案后续生产井复产开采凝析油气技术政策界限的选择提供依据。

1 白莲地区 CCUS-EOR 的技术背景

1.1 白莲地区典型凝析气藏早期枯竭开发历程

莲 4 断块凝析气藏属于早期采用枯竭式开发的典型小断块凝析气藏。该气藏 2006 年由莲 4 井于 2 678.4~2 698.2 m 井段试油,日产油 29.43 m^3 ,日产气 $56\,773 \text{ m}^3$,采出井流体显示为高含凝析油型凝析气流体,闪蒸气油比为 $1\,685 \text{ m}^3/\text{m}^3$,凝析油含量为 $446.4 \text{ g}/\text{m}^3$ 。莲 4 断块为近四边形断块,呈 NEE 走向,地层倾向 NE 向,地层倾角 16° ,闭合幅度 300 m,圈闭面积 2.2 km^2 。油气藏类型为弱边水凝析气藏,含油气层位主要为流沙港组流二段的 IV 油组,油气层顶部埋藏深度 2 500 m。地层温度 116.28°C 、原始地层压力 26.68 MPa。莲 4 断块含气面积 0.85 km^2 ,天然气储量为 $2.19 \times 10^8 \text{ m}^3$,凝析油储量为 $13.65 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

莲 4 断块共钻有 L4 井、L4-1x 井、L4-2x 井和 L4-4x 井等 4 口开发井,2006 年投产,初期采用衰竭开发方式,4 口井全部投入生产。截至 2018 年 11 月,累计产油 $4.35 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计产气 $1.34 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计产水 $0.12 \times 10^4 \text{ m}^3$;凝析油采出程度 16%,天然气采出程度 29%。注气前莲 4 断块地层压力已降至 12.00 MPa 以下,接近停喷压力,气井进入间歇式开采状态。由于莲 4 断块属于中高含凝析油近临界凝析气藏,受反凝析损失和压降影响严重,凝析油、气阶段采出程度明显偏低。

1.2 白莲地区可实施 CCUS-EOR 开发的技术背景

为了进一步提高白莲地区油气藏总体开发效果,开展莲 4 断块注气提高剩余凝析油气的采收率研究具有重要意义。而白莲构造带已探明的油气田群中,莲 21 等毗邻区块为富含 CO_2 凝析气藏,基于中国目前“碳达峰、碳中和”发展战略,结合油气田开发过程碳减排理念,将莲 21 等富含 CO_2 凝析气藏采出的伴生气直接回注到已停喷的莲 4 断块凝

析气藏,实施基于 CCUS 的 EOR 二次开发方式,则可在进一步提高剩余凝析油气采收率的同时,实现 CO₂ 温室气体的地质封存,达到双赢的油气田开发效果^[24]。

2 莲4断块回注富含 CO₂ 天然气 CCUS-EOR 方案设计实施

2.1 莲4断块凝析气藏回注富含 CO₂ 伴生气提高凝析油采收率控制机制

为了正确制定莲4断块回注富含 CO₂ 伴生气 CCUS-EOR 实施方案,基于流体注气混相驱机理热力学相态分析、长细管注气驱油效率及最小混相压力分析、储层岩芯注气驱凝析油渗流特征分析、注气驱组分数值模拟等研究方法,开展了莲4断块凝析气藏回注莲21富含 CO₂ 伴生气提高凝析油采收率技术政策研究,确定先导试验方案技术政策界限。

2.1.1 莲4断块地层剩余凝析油注气混相驱机理

明确莲4断块地层剩余凝析油注气增溶膨胀,萃取重质组分,多次接触混相驱替机理,是制定有效提高莲4断块地层剩余凝析油采收率技术政策的基础。而确定这一技术界限的前提,是认识莲4断块地层剩余凝析油的流体相态特征。

莲4断块衰竭开发,在停喷压力接近 12.00 MPa 时,通过地层流体组成及相态分析,得到莲4断块地层剩余凝析油的组分为: C₁ 含量为 24.52%, C₂~C₆ 含量为 28.15%, C₇₊ 含量为 39.33%,属于高含重质组分、富含中间烃的挥发性凝析油。注气前地层压力低于 12.00 MPa,地层剩余凝析油的闪蒸气油比为 183.5 m³/m³,凝析油密度为 0.759 8 g/cm³。图1为莲4断块目前剩余凝析油的 $p-T$ 相图,相图结构显示,地层流体为饱和态弱挥发性凝析油。

图2为剩余凝析油 CCE 过程体积膨胀与压力的关系图。由图2可知,目前衰竭期流体地层弹性能量释放变弱,需要较大幅度降压才能进一步释放弹性能量,但气藏已接近枯竭,需要通过注气等方式补充能量。

通过加压向剩余凝析油中注气增溶膨胀,可使剩余凝析油产生体积膨胀,从而可增加剩余凝析油的可动饱和度。剩余凝析油注气引起的增溶膨胀程度可用膨胀因子表征。用于回注的富含 CO₂ 伴生

气来自莲21断块,伴生气的组成(物质的量含量)为 N₂ 0.47%, C₁ 26.70%, C₂~C₆ 4.36%, CO₂ 68.47%。注入气经过增压后,通过管线直接输送到莲4断块。实验测试表明,向莲4断块地层剩余凝析油中加注富 CO₂ 气产生的增溶膨胀作用,可以提高剩余油的可流动饱和度,从而为后续注入气驱替可动油提供条件。

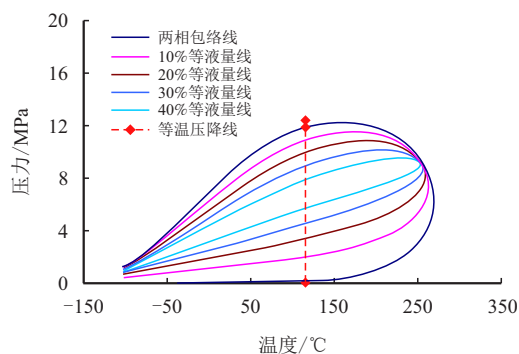


图1 莲4断块枯竭期剩余凝析油 $p-T$ 相图
Fig. 1 $p-T$ phase of residual condensate oil in Lian4 fault block during exhaustion period

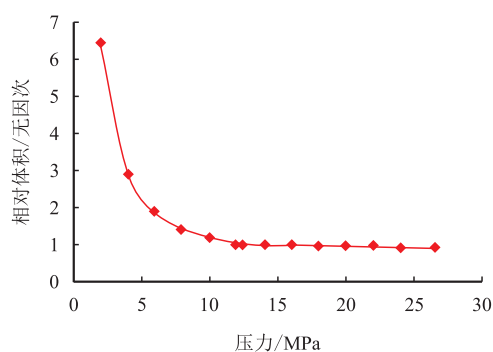


图2 剩余凝析油 CCE 过程体积膨胀与压力关系
Fig. 2 Relationship between volume expansion and pressure of residual condensate oil during CCE process

图3和图4分别为剩余凝析油注气增溶膨胀后,饱和压力和膨胀因子随注入气含量(油藏中已注入气物质的量含量,后文均同)的变化关系图。由图3和图4可见,当地层油注气物质的量含量接近70%时,地层油的饱和压力超过 20.00 MPa,在该压力下地层凝析油体积的膨胀因子可达到 2.85,这意味着地层凝析油的饱和度可增加 1.85 倍;同时,体系的压力已接近混相压力,这就形成了有效驱替可动凝析油提高采收率的机制。因此,莲4断块可采用先关闭生产井通过注气恢复地层压力并尽可能达到原始地层压力的技术政策。

基于相平衡热力学原理,通过一次接触混相压力和多次接触混相压力的相平衡热力学模拟计算,

可以进一步明确注气混相驱控制机制,从而为合理选择注入压力方式以及制定开发方案提供理论依据和参考。

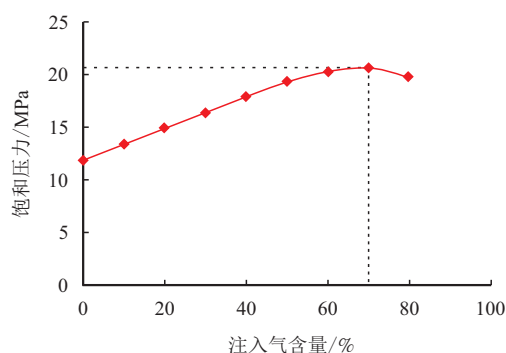


图3 饱和压力随注入气含量的变化关系图

Fig. 3 Saturation pressure variation with gas injection volume

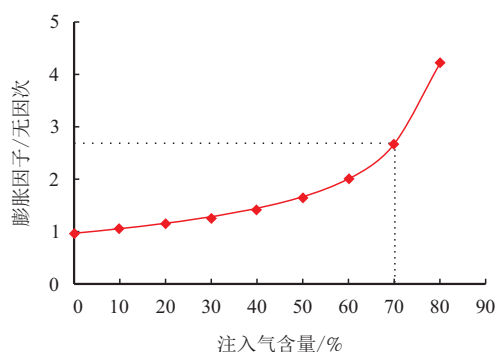


图4 膨胀因子随注入气含量的变化关系图

Fig. 4 Expansion factor variation with gas injection volume

图5为莲4断块枯竭期一次接触混相压力 $p-X$ 相图,注莲21富含 CO_2 伴生气一次接触混相压力为22.50 MPa,对应的注入气含量为68%。

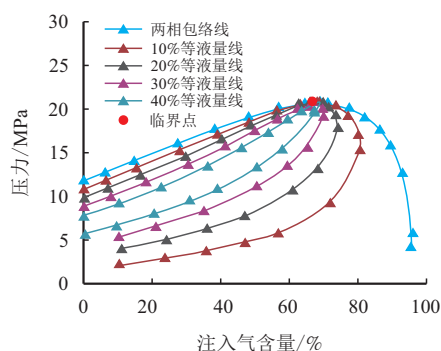


图5 莲21富含 CO_2 气—地层剩余凝析油 $p-X$ 相图

Fig. 5 $p-X$ phase diagram of Lian 21 rich in CO_2 gas—formation residual condensate

图6为多次接触混相压力拟三元组成相图,可以看出,当注入压力较低时,注入气主要形成多次接触蒸发气驱和凝析气驱共存的非混相驱替方式,当注气压力增加到20.40 MPa时,注气前缘可达到

多次接触动力混相驱替。根据这一结果,可进一步计算出莲4断块采用关井注气恢复地层压力到接近原始地层压力,实现混相驱提高剩余凝析油气采收率的技术界限。此外,由于 CO_2 临界性质与 C_2 、 C_3 等中间烃接近,其本身是助溶剂,莲21断块富含 CO_2 伴生气很容易与莲4断块剩余凝析油形成互溶混合体系,因此,一次接触混相压力与前缘多次接触动力混相压力非常接近。

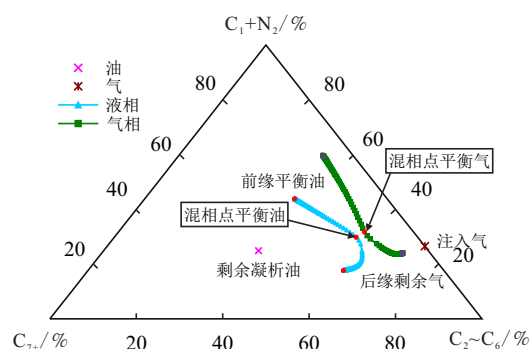


图6 多次接触拟三元组成相图(混相压力20.40 MPa)

Fig. 6 Multi-contact pseudo-ternary phase diagram (miscible pressure 20.40 MPa)

按最小混相压力定义,采用长细管通过注气驱替实验测试的驱油效率达到90%以上所对应的注气压力为最小混相压力。但与前述多次接触混相压力相比,二者的含义有所不同,因此,基于长细管驱油效率达到90%以上所确定的最小混相压力可以理解为是工程混相压力。实验用填砂长细管长度为20 m,孔隙度为33.46%,总孔隙体积 101.42 cm^3 ;渗透率为10.82 mD,实验温度为地层温度(116.28°C)。

图7为填砂长细管驱替效率与注入压力曲线。

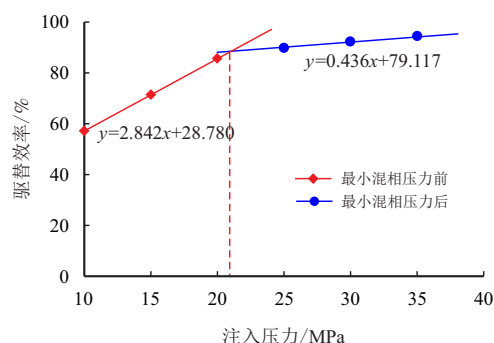


图7 填砂长细管驱替效率与注入压力曲线

Fig. 7 Displacement efficiency and injection pressure of sand-packed long tubes

由图7可知,注莲21富含 CO_2 伴生气驱最小混相压力为21.13 MPa,与前述多次接触混相压力

接近,进一步揭示了莲21富含 CO_2 伴生气对莲4断块凝析油易于增溶和实现混相驱的控制机制。

图8为填砂长细管在不同注气压力下气油比随注入量的变化关系曲线。由图8可知,在达到混相压力后的驱替过程中,注入量达到0.85 PV以上时注入气才开始突破,这有利于采用重力辅助混相驱的开发技术政策。

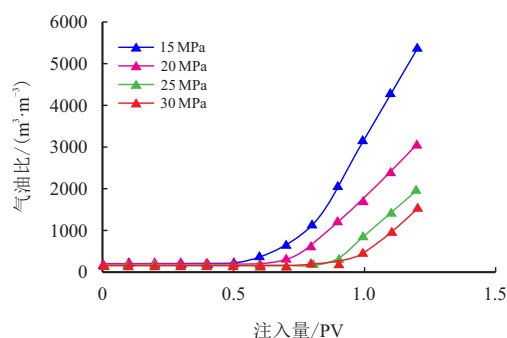


图8 不同注气压力下气油比随注入量的变化关系曲线

Fig. 8 Gas-oil ratio variation with injection volume at different injection pressure

2.1.2 组合长岩芯气驱凝析油近活塞驱控制机制

为了进一步明确地层凝析油注富含 CO_2 伴生气驱替效率以及近活塞驱程度,为注气驱同时增加碳封存量开发方式提供技术支持,基于莲4断块储层岩芯设计了组合长岩芯,进一步开展了衰竭开发和注气驱油渗流物模实验和机理模型数值模拟分析。组合长岩芯渗流模型参数设计:总长度59.08 cm;平均孔隙度为16.96%;平均渗透率为17.18 mD;总孔隙体积为48.57 cm^3 。

在原始地层压力(26.68 MPa)和地层温度开始进行衰竭开采实验,围压保持在略高于原始地层压力以上,模拟衰竭开采实验,在压力降至莲4断块凝析气藏近枯竭压力(12.00 MPa)时转为注富含 CO_2 气进行恒速驱替增压驱替,驱替速度为0.1 mL/min,驱替压力从12.00 MPa逐渐增加至最小混相压力(21.13 MPa)以上达到混相驱条件。

图9为长岩芯气驱凝析油过程中的采出程度和气油比变化曲线。由图9可知,注入气达到0.61 HCPV时,气体突破,此时凝析油采出程度较高,达到60.52%;突破初期气油比上升较慢,随后快速上升。实验表明,在观察出口不再出油时,凝析油最终采出程度为68.94%,加上衰竭阶段凝析油采出情况,最终累计采出程度为79.86%。

图10为长岩芯模型气油比随采出程度的变化曲线。由图10可见,注气突破后,气油比经缓慢升

高后,开始急剧上升,显示出具有混相驱特征的近活塞驱控制机制。此外,在物理模拟的基础上建立机理数值模拟模型,通过调整气驱相渗曲线拟合了物模驱替过程和采出程度,为后续开展莲4断块回注富含 CO_2 伴生气CCUS-EOR方案设计提供了渗流基础。

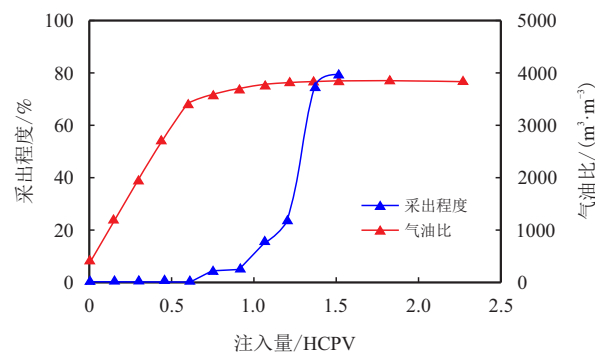


图9 长岩芯模型气驱实验的累计采出程度、气油比

Fig. 9 Cumulative recovery degree and gas-oil ratio of long core model gas flooding experiment

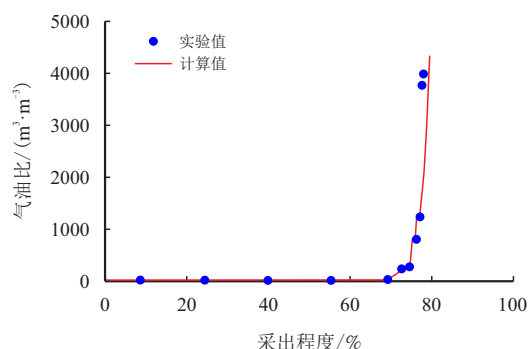


图10 长岩芯模型气驱气油比随采出程度的变化曲线

Fig. 10 Variation of gas-oil ratio variation with recovery degree of long core model by gas flooding

2.2 莲4断块注莲21断块富含 CO_2 伴生气开发方案实施情况概述

首先,建立莲4断块组分数值模拟模型;然后,进行数据体参数赋值、地层流体拟组分划分、流体相态拟合、储量拟合、渗流机理相渗调整,在生产历史拟合程度达到工程计算精度基础上,设计了注气提高剩余凝析油采收率及 CO_2 减排的CCUS-EOR先导试验方案,并对先导试验方案开发指标进行了模拟计算。在方案设计基础上,于2018年11月开展矿场先导试验。

2.2.1 周期注气重力辅助混相驱方案设计

基于前述的注气增溶膨胀、动力混相、近活塞驱控制机制,再通过对注气前生产历史进行拟合之后的地层凝析油分布特征的分析,同时考虑构造倾

角(地层倾角 16°)的作用,对莲4断块设计了周期注气重力辅助混相驱方案。总体上采用关闭构造中低部位生产井,将构造高部位1口生产井转注,同时新增1口注气井,用2口井实施连续注气,直至地层压力恢复至超过最低混相压力,达到原始地层压力,再打开翼部和边部生产井开采的混相驱的开发方式。目的是提高莲4断块剩余凝析油气采收率的同时实现莲21断块采出气碳减排的理念^[25-30]。

图11为莲4断块含气范围井位分布图,其中,L4井、L4-1x井、L4-2x井和L4-4x井为早期生产井,L4-5x井为新增注气井。

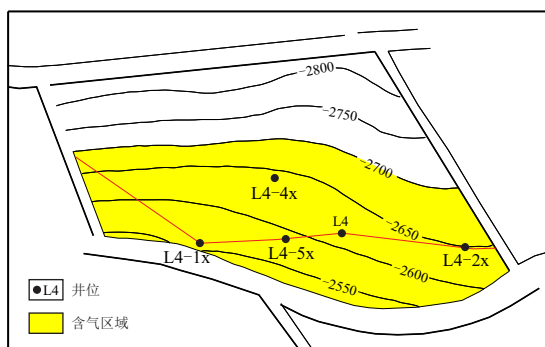


图11 莲4断块注采井网

Fig. 11 Injection-production well pattern of Lian 4 fault block

图12所示为数值模拟生产历史拟合后,注气前含油饱和度叠合图。其中,生产井区均已发生反凝析损失,主要生产区块中,莲4断块井区和构造边部凝析油析出更为明显。这一规律为采用高部位注、低部位采的重力辅助混相驱的开发技术政策提供了支持。

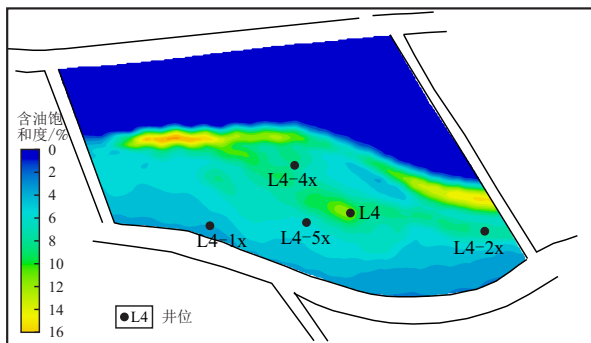


图12 注气前含油饱和度叠合图

Fig. 12 Overlap of oil saturation before gas injection

先导试验方案于2018年11月开始实施。设定的具体工作流程为:将莲21断块富含 CO_2 的3口井采出的伴生气增压输至莲4断块注入;莲4断块采用2注3采周期注采模式,关闭L4井、L4-2x井

和L4-4x井等3口生产井,将L4-1x井和L4-5x井作为注气井,初期注气量为 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (每口井 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),待地层压力恢复至原始地层压力后,关闭注气井,打开生产井进行衰竭开采。

2.2.2 周期注气方案开发指标预测

设计从2018年11月开始实施周期注气,计划当地层压力恢复到26.00 MPa(接近原始地层压力)转衰竭开发,压降达到10.00 MPa后进行下一轮次注气,恢复至26.00 MPa后再衰竭开发,以此循环。每口井配注 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,合计 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;当注气压力恢复到26.00 MPa后,生产井产出气油比升至 $10\,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 时,两口注气井转生产井,单井配产 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 自喷生产;原先关闭的3口生产井中,L4井配产 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 自喷生产,L4-2x井配产 $3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 自喷生产,L4-4x井配产 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 自喷生产,合计配产 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 开采。注转采后衰竭开发预测10a的生产指标。

数值模拟计算得到开发指标预测结果为:累注气 $2.33 \times 10^8 \text{ m}^3$,年产油量在 $(0.02 \sim 0.62) \times 10^4 \text{ m}^3$,采油速度在0.13%~4.51%;预测末期累产油 $6.73 \times 10^4 \text{ m}^3$,累产气 $2.06 \times 10^8 \text{ m}^3$ (地层气);凝析油采收率可达55.91%,天然气采收率为93.96%。由于周期循环注气,最终 CO_2 可较大部分封存于气藏中,实现一定的自主碳减排效果。而一个周期内采出伴生气则输送到邻近的处理站进行分离液化处理,分离出的天然气直接销售,分离出的 CO_2 进行液化处理拉运至另一个油藏进行回注,形成另一个接替的CCSU-EOR实施方案。

2.2.3 周期注气方案实施情况简述

自2018年11月开始实施注气先导试验方案,实施初期两口注气井设计注入量为单井 $9.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,两口井合计 $18.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,实际注气量略高。由于注气初期,设备维修不能连续注入,实施初期的地层压力恢复略低于设计目标。2021年7月,莲4断块地层压力恢复到21.13 MPa,相比注气前的最低地层压力(7.70 MPa)升高了13.43 MPa,平均每月上升约0.70 MPa,地层压力达到最小混相压力;2021年8月,总注入气量的地下体积达到 $58.54 \times 10^4 \text{ m}^3$,约为0.53 PV。2022年2月,莲4断块地层压力已恢复26.00 MPa,已接近原始地层压力,超过了最小混相压力。先期地层压力恢复速度较慢,后期恢复速度加快,其原因主要是随着注气

量增加以及地层压力的不断上升,地层流体不断被压缩,在相同时间内注入相同的气量,后期升压作用明显大于前期。在注气阶段,L4井地层压力上升最快,其次为L4-4x井,最后为L4-2x井,从整体上看注气压力上升速度差别不大,说明储层连通性好,注入气波及方向较为均衡。

3 注气过程地层流体运移机制及分布状态跟踪评价

为了检验莲4断块回注莲21富含CO₂伴生气提高剩余凝析油气采收率控制机制的实际作用效果,分别采用注气驱历史拟合数值模拟方法和生产井定期短时开井采出井流体PVT取样分析等动态监测方法,对莲4断块注气恢复压力过程地层流体运移及重分布变化特征进行跟踪评价,目的是通过对注入气和剩余凝析油的运移机制及流向变化分析,揭示枯竭凝析气藏注富含CO₂伴生气提高凝析油采收率控制机制的作用效果,为后续周期注气结束后转衰竭开采凝析油气的技术政策的选择提供参考。

3.1 注气驱过程注采动态油气运移机制和流向变化分析

通过注气驱过程注采动态数值模拟分析,得到

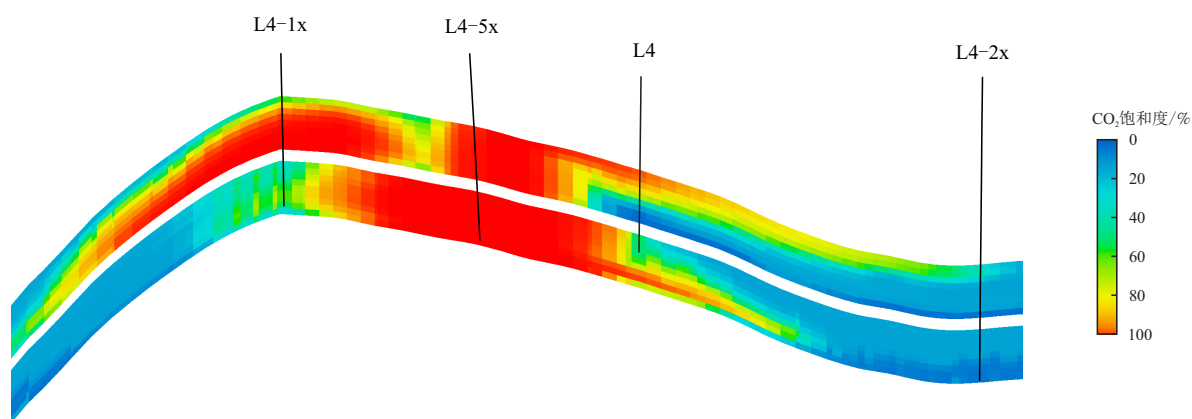


图14 CO₂ 纵向波及范围
Fig. 14 Longitudinal range of CO₂

3.1.2 注气提压过程剩余凝析油饱和度变化

图15和图16分别为注气前后含油饱和度平面及纵向分布图。分析表明,在注气复压过程中,受注入气对地层凝析油增溶膨胀、萃取抽提、从非混相(近混相)到混相驱替以及重力分异等控制机制的影响,注入井区和波及的L4井井区地带的含油饱

注入气中CO₂平面和纵向波及范围、注气前后含油饱和度平面和纵向分布、注气后剩余凝析油储量丰度以及注气后地层油气流体运移及流向分布等变化特征。

3.1.1 注入气中CO₂平面和纵向波及范围

图13和图14分别为莲4断块注气后,地层压力已恢复到最小混相压力(21.13 MPa)后,注入气在平面上和纵向上波及面积,可以看出,注入的富CO₂气已波及构造原有含气范围,其中,两口注入井井周和井间区域波及程度最高;纵向上受储层非均质影响,上部的小层出现了一定的重力超覆,波及范围更大一些,下部小层呈现相对比较明显的重力稳定驱特征。

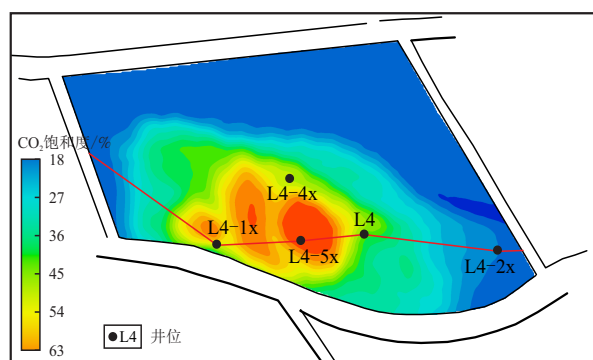


图13 CO₂ 平面波及范围
Fig. 13 Plane range of CO₂

和度已明显降低(含油饱和度从25%降低到10%以下),在注气井周围变化更为明显。可流动的凝析油通过增溶膨胀、萃取抽提及混相驱替方式已被驱替到构造低部位的L4-2x井井区和L4-4x井井区,形成了富含凝析油的凝析气和较高含油饱和度地带的富集状态。

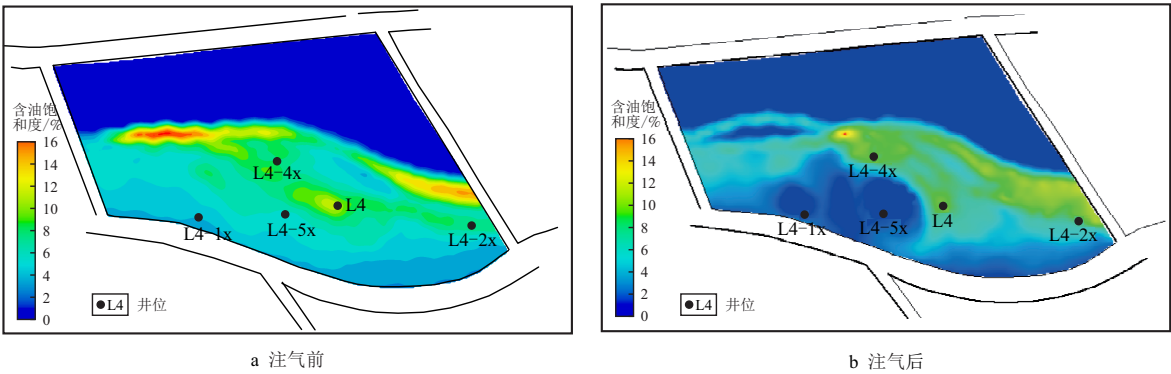


图 15 注气前后含油饱和度平面叠合分布
Fig. 15 Plane superimposed distribution of oil saturation before and after gas injection

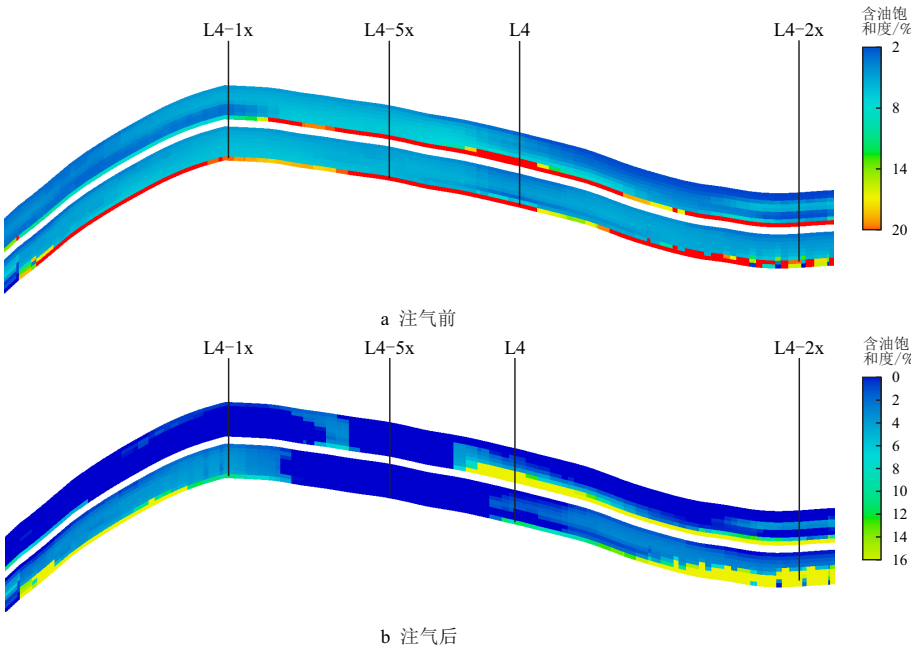


图 16 注气前后含油饱和度纵向分布
Fig. 16 Longitudinal distribution of oil saturation before and after gas injection

3.1.3 注气后剩余凝析油储量丰度及注入气运移

注气后地层剩余凝析油储量丰度和气体运移流向见图 17。

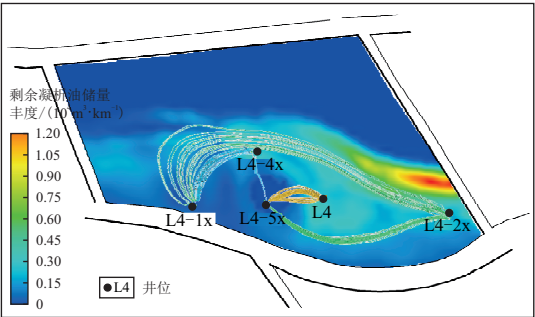


图 17 注气后剩余凝析油储量丰度和气体运移流向
Fig. 17 Abundance of remaining oil and gas migration flow after gas injection

由图 17 可见，构造高部位注采井区的剩余凝析油丰度明显降低，低部位 L4-2x 井井区和 L4-4x 井井区凝析油丰度显著增加，L4-2x 井井区更为明显；受储层平面和纵向渗透率非均质性影响，注入气沿 L4-4x→L4-2x 井井区方向高渗条带将可动油更多地驱向 L4-4x 井井区再驱向 L4-2x 井井区。

3.2 注气提压过程生产井采出井流物组成及相态特征变化分析

莲 4 断块有效地下孔隙体积为 $659.20 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；烃类孔隙体积为 $109.46 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2021 年 8 月，总注气量地下体积达到 $58.54 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，注入量达到 0.53 PV。据前述注气提压过程注入气驱替地层凝析油运移机制和流向变化的分析结果，L4 井井区可

流动流体已转换为富含 CO_2 的干天然气, L4-4x 井井区地层可流动流体已变换为凝析油气两相流体, L4-2x 井井区可流动流体则主要为可动凝析油流体。为了证实注气复压过程流体运移及分布动态变化规律, 在莲 4 断块地层压力恢复到最小混相压力 21.13 MPa 之后, 分别对 L4 井、L4-4x 井及 L4-2x 井进行短期开井取样, 对采出井流体进行组成分析以及流体类型相态分析, 以检验地层流体实际运移和分布特征。

3.2.1 采出井流体组成分布

莲 4 井短期开井生产, 井口采出井流体取样测试结果显示为高含 CO_2 干天然气。色谱分析表明, C_1 含量为 33.55%, CO_2 含量为 59.47%, N_2 含量 1.17%, $\text{C}_2\sim\text{C}_{6+}$ 含量为 5.81%, 属富含 CO_2 干气。其中, CO_2 含量已明显高于莲 4 断块注气前采出气中 CO_2 含量(7.75%), 更接近莲 21 井富含 CO_2 注入气中 CO_2 的含量(68.47%)。这表明注入气几乎已完全波及 L4 井井区, 并已运移到远井地带。

L4-4x 井短期开井生产, 采出井流体取样显示为凝析油气流体, 测试气油比为 $3\ 010\ \text{m}^3/\text{m}^3$ 。井流体组成分析显示, C_1+N_2 含量为 55.57%, CO_2 含量为 21.76%, $\text{C}_2\sim\text{C}_6$ 含量为 20.20%; C_{7+} 含量为 3.47%, 属于高气油比, 重组分含量较少、中含 CO_2 、中低含凝析油的凝析气流体, 地层凝析气中已混入一定量的注入气。

L4-2x 井短期开井生产, 采出井流体取样分析显示为挥发性凝析油流体, 测试气油比为 $305\ \text{m}^3/\text{m}^3$ 。井流体组成分布为 C_1+N_2 含量为 23.69%, CO_2 含量为 23.72%, $\text{C}_2\sim\text{C}_6$ 含量为 32.07%, C_{7+} 含量占 20.53%。其中, CO_2 含量也已超过注气前的含量, 但尚在溶解范围, 尚未达到气窜程度。

3.2.2 采出井流体相态特征

通过相态实验拟合, 得到 L4 井、L4-2x 井和 L4-4x 井采出井流体的 $p-T$ 相图, 如图 18 所示。其中, L4 井 $p-T$ 相图处于低温区, 远离地层压降开采线, 为典型的富 CO_2 干气相图; L4-4x 井相图位于中间区, 地层压降开采线穿过上露点和反凝析区, 为典型凝析气相图; L4-2x 井相图位于最右边, 地层开采线穿过泡点和溶解气逸出区, 为典型挥发油相图。

相图结构形态和相对位置进一步验证了前述注入气通过溶解增溶膨胀、萃取抽提、重力辅助混相

驱以及储层非均质协同作用对油气运移机制和流向变化所产生的控制作用, 为后续周期注气转衰竭开采生产井复产技术政策的选择提供了参考依据。

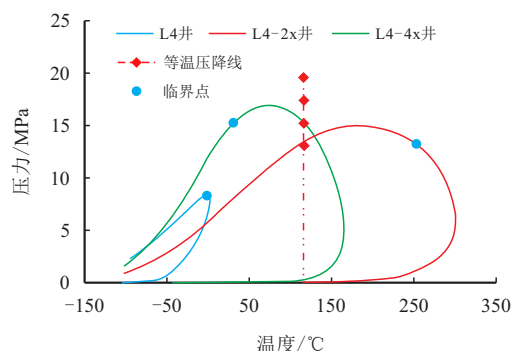


图 18 3 口生产井采出井流体 $p-T$ 相图的形态和所在温度压力区域

Fig. 18 The shape of the $p-T$ phase diagram and the temperature and pressure regions of the production well fluids in the three production wells

3.3 生产井复产动态对 CCUS-EOR 控制机制效果验证

2022 年 3 月, 井下压力测试表明, 莲 4 断块地层压力已恢复到 26.10 MPa; 2022 年 6 月, 地层压力恢复到原始地层压力(26.68 MPa), 达到开发方案设计的开井目标。根据实施方案拟定计划, 于 2022-07-01 开始对 L4 井、L4-2x 井和 L4-4x 井实施开井试生产。生产动态表明, 高部位 L4 井用 5 mm 油嘴生产, 油压稳定在 13.20 MPa, 试生产近 1 个月, 开井初期日产气可达到 $5\times 10^4\ \text{m}^3$, 累计产气 $101.2\times 10^4\ \text{m}^3$, 主要产出富含 CO_2 天然气和少量凝析油, 生产气油比超过 $50\ 000\ \text{m}^3/\text{m}^3$, 呈现为富含 CO_2 湿气特征; 为防止地层压力过快降低导致 L4-2x 井和 L4-4x 井地层流体回流, L4 井试生产 1 个月后暂时关井停采。北部低部位 L4-4x 井开井试生产 20 d, 初期日产气 $1\times 10^4\ \text{m}^3$, 日产油 5 m^3 , 累计产气 $11.09\times 10^4\ \text{m}^3$, 累计产油 64.9 m^3 , 累计产水 6.5 m^3 , 平均生产气油比为 $1\ 833.5\ \text{m}^3/\text{m}^3$, 呈现富含凝析油的凝析气特征; 受井筒积液影响, 油压从开井的 12.10 MPa 下降到 6.80 MPa 后关井, 待气举解堵。东部低部位 L4-2x 井开井试生产状态最好, 在统计的近 60 d 生产中过程, 初开井日产气 $0.8\times 10^4\ \text{m}^3$, 日产油 11 m^3 , 生产气油比为 $727\ \text{m}^3/\text{m}^3$, 呈现为挥发性凝析油特征; 目前 4 mm 油嘴生产, 油压稳定在 7.6 MPa, 日产气稳定在 $4.6\times 10^4\ \text{m}^3$, 日产油稳定在 21 m^3 , 累计产气 $358.12\times 10^4\ \text{m}^3$, 累计产油 1 837 m^3 , 平均生产气油比

为 $1\,950\text{ m}^3/\text{m}^3$, 呈现为富含凝析油的凝析气特征。

从复产动态总体上分析, 莲 4 断块开井试生产的开采动态及效果进一步验证了前述注气开发方案设计的可行性, 注气过程地层流体运移及分布状态与前文分析吻合较好。

4 结 论

1) 通过注富含 CO_2 伴生气提高剩余凝析油气采收率流体热相态机理、多次接触混相机理、最小混相压力、混相驱近活塞驱渗流机理以及重力辅助混相驱机理分析, 揭示了莲 4 断块枯竭凝析气藏注富含 CO_2 伴生气 CCUS-EOR 控制机制, 明确了注气开发技术政策界限。其中, 地层油注气物质的量含量 70%, 饱和压力可增加到最小混相压力 (21.13 MPa) 以上, 地层凝析油饱和度可增加 1.8 倍, 同时可达到溶解凝析—萃取抽提多次接触混相驱状态, 可产生近活塞驱以及重力辅助混相驱油效果, 形成多种驱替机理耦合驱采凝析油气效果控制机制, 为莲 4 断块采用关井注气恢复地层压力并尽可能达到原始地层压力的注气开发技术政策提供了依据。

2) 通过对注入气中 CO_2 平面和纵向波及范围、注气提压过程剩余凝析油饱和度变化、注气提压过程剩余凝析油储量丰度及注入气运移流向、注气提压过程生产井采出井流体组成及相态特征变化跟踪评价, 揭示了注气提压后地层剩余凝析油气重分布规律, 其中注入井区和所波及的莲 4 断块井区剩余含油饱和度从 25% 降低到 10% 以下; 凝析油已被驱替到构造低部位的 L4-2x 井井区和 L4-4x 井井区, 形成富含凝析油的凝析气和较高含油饱和度的挥发性凝析油富集状态, 验证了所揭示的多重驱采凝析油气控制机制的有效性。

3) 注气复压达到原始地层压力开井复产后的生产动态特别是 L4-2x 井所显示的高产凝析油气产状, 进一步验证了莲 4 断块枯竭凝析气藏采用高注低采的周期注气重力辅助混相驱开发技术政策的可行性。这为后续南方公司进一步利用白莲构造带富含 CO_2 气藏采出伴生气对枯竭凝析气藏实施基于 CCUS-EOR 开发对策, 形成提高剩余凝析油气采收率与 CO_2 温室气体地质封存的一体化联合开发机制提供了经验积累。

参考文献

- [1] 沈平平, 江怀友. 温室气体提高采收率的资源化利用及地下埋存[J]. 中国工程科学, 2009, 11(5): 54–59. doi: 10.3969/j.issn.1009-1742.2009.05.007
SHEN Pingping, JIANG Huaiyou. Utilization of greenhouse gas as resource in EOR and storage it underground[J]. Strategic Study of CAE, 2009, 11(5): 54–59. doi: 10.3969/j.issn.1009-1742.2009.05.007
- [2] 袁士义, 王强, 李军诗, 等. 注气提高采收率技术进展及前景展望[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1623–1632. doi: 10.7623/syxb202012014
YUAN Shiyi, WANG Qiang, LI Junshi, et al. Ior by gas injection technology progress and prospect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1623–1632. doi: 10.7623/syxb2020-12014
- [3] 臧雅琼, 高振记, 钟伟. CO_2 地质封存国内外研究概况与应用[J]. 环境工程技术学报, 2012, 2(6): 503–507. doi: 10.3969/j.issn.1674-991X.2012.06.079
ZANG Yaqiong, GAO Zhenji, ZHONG Wei. Overview of research and application of CO_2 geological sequestration at home and abroad[J]. Journal of Environmental Engineering Technology, 2012, 2(6): 503–507. doi: 10.3969/j.issn.1674-991X.2012.06.079
- [4] 侯正猛. CO_2 地质封存技术与潜力[D]. 成都: 西南石油大学, 2010.
HOU Zhengmeng. CO_2 geological storage technology and potential[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2010.
- [5] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 111–117.
JI Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technologies at home and abroad[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 111–117.
- [6] 任韶然, 张莉, 张亮. CO_2 地质埋存: 国外示范工程及其对中国的启示[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(1): 93–98.
REN Shaoran, ZHANG Li, ZHANG Liang. Geological storage of CO_2 : Overseas demonstration projects and its implications to China[J]. Journal of China University of Petroleum, 2010, 34(1): 93–98.
- [7] 段振豪, 孙枢, 张驰, 等. 减少温室气体向大气层的排放—— CO_2 地下储藏研究[J]. 地质评论, 2004, 50(5): 514–519. doi: 10.3321/j.issn:0371-5736.2004.05.010
DUAN Zhenhao, SUN Shu, ZHANG Chi, et al. Reducing the release of CO_2 into atmosphere: CO_2 sequestration[J]. Geological Review, 2004, 50(5): 514–519. doi: 10.3321/j.issn:0371-5736.2004.05.010
- [8] OLDENBURG C M. Carbon sequestration in natural gas reservoirs: Enhanced gas recovery and natural gas sto-

- rage[C]. California: Tough Symposium, 2003.
- [9] BLOK K, WILLIAMS R H, KATOFISKY R E, et al. Hydrogen production from natural gas, sequestration of recovered CO₂ in depleted gas wells and enhanced gas recovery[J]. *Energy*, 1997, 22(2-3): 161-168.
- [10] 丁根. 国际油服公司碳捕集、利用与封存业务的现状与展望[J]. *世界石油工业*, 2022, 29(4): 28-33.
DING Gen. Current situation and prospects of carbon capture, utilization and sequestration business of international oilfield services companies[J]. *World Petroleum Industry*, 2022, 29(4): 28-33.
- [11] 丁帅伟, 席怡, 刘骞, 等. 基于粒子群算法的低渗油藏 CO₂ 驱油与封存自动优化[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 46(4): 109-115. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2022.04.013
DING Shuaiwei, XI Yi, LIU Qian, et al. An automatic optimization method of CO₂ injection for enhanced oil recovery and storage in low permeability reservoirs based on particle swarm optimization algorithm[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2022, 46(4): 109-115. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2022.04.013
- [12] TURTA A T, SIM S S K, SINGHAL A K, et al. Basic investigations on enhanced gas recovery by gas-gas displacement[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 47(10): 39-44.
- [13] POOLADI-DARVISH M, HONG H, THEYS S, et al. CO₂ injection for enhanced gas recovery and geological storage of CO₂ in the Long Coulee Glauconite F Pool, Alberta[C]. SPE 115789-MS, 2008. doi: 10.2118/115789-MS
- [14] KUBUS P. CCS and CO₂-storage possibilities in Hungary[C]. SPE 139555-MS, 2010. doi: 10.2118/139555-MS
- [15] MEER L G H, KREFT E, GEEL C, et al. K12-B a test site for CO₂ storage and enhanced gas recovery[C]. SPE 94128-MS, 2005. doi: 10.2118/94128-MS
- [16] 沈平平, 韩冬. 油藏流体的 PVT 与相态[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.
SHEN Pingping, HAN Dong. PVT and phase states of reservoir fluids[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.
- [17] 孙扬, 杜志敏, 孙雷, 等. 注 CO₂ 前置段塞 +N₂ 顶替提高采收率混相驱机理[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2012, 34(3): 89-97. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2012.03.013
SUN Yang, DU Zhimin, SUN Lei, et al. Mechanism research of enhancement oil recovery by CO₂ slugs pushed by N₂[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2012, 34(3): 89-97. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2012.03.013
- [18] 庞进. 顶部注气重力稳定驱提高采收率机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2006.
PANG Jin. Study on the mechanism of enhanced oil recovery with top gas injection gravity-stabilized flooding[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2006.
- [19] 孙扬. 天然气藏临界 CO₂ 埋存及提高天然气采收率机理[D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
SUN Yang. Mechanism of supercritical-CO₂ storage with enhanced gas recovery in the natural gas reservoirs[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [20] 夏彪, 崔飞飞, 孙雷, 等. X 区块注 CO₂ 和 N₂ 提高反凝析油采收率机理研究[J]. *复杂油气藏*, 2013, 6(1): 50-53. doi: 10.3969/j.issn.1674-4667.2013.01.014
XIA Biao, CUI Feifei, SUN Lei, et al. Study on mechanisms of enhanced condensate oil by CO₂ and N₂ gas injection in Block X[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2013, 6(1): 50-53. doi: 10.3969/j.issn.1674-4667.2013.01.014
- [21] 侯大力, 罗平亚, 孙雷, 等. 近临界凝析气藏动态相态行为[J]. *大庆石油地质与开发*, 2014, 33(1): 86-91. doi: 10.3969/J.ISSN.1000-3754.2014.01.016
HOU Dali, LUO Pingya, SUN Lei, et al. Dynamic phase behaviors of a near-critical condensate gas reservoir[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2014, 33(1): 86-91. doi: 10.3969/J.ISSN.1000-3754.2014.01.016
- [22] 陈卫东, 郭天民. 近临界油气藏流体相行为研究的现状[J]. *石油勘探与开发*, 1996, 23(1): 76-79.
CHEN Weidong, GUO Tianmin. A review of experiment and classical model for nearcritical point fluid phase action in reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1996, 23(1): 76-79.
- [23] 卢雪梅. CCUS 在油气行业应用进展[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(4): 762.
LU Xuemei. Application progress of CCUS in oil and gas industry[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(4): 762.
- [24] 冯文彦. 超临界凝析气藏开发后期注 CO₂ 提高采收率——以北部湾盆地福山凹陷莲 4 断块为例[J]. *天然气工业*, 2016, 36(7): 57-62. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2016.07.008
FENG Wenyan. Recovery enhancement at the later stage of supercritical condensate gas reservoir development via CO₂ injection: A case study on Lian 4 fault block in the Fushan Sag, Beibuwan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(7): 57-62. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2016.07.008
- [25] 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. doi: 10.7623/syxb202112010

- 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. doi: 10.7623/syxb202112010
- [26] 关振良, 谢丛姣, 齐冉, 等. 二氧化碳提高石油采收率数值模拟研究[J]. *天然气工业*, 2007, 27(4): 142–144. doi: 10.3321/j.issn:1000-0976.2007.04.045
- GUAN Zhenliang, XIE Congjiao, QI Ran, et al. Numerical simulation study on enhancing recovery factor by CO₂ displacement[J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(4): 142–144. doi: 10.3321/j.issn:1000-0976.2007.04.045
- [27] 任韶然, 任博, 李永钊, 等. CO₂ 地质埋存监测技术及其应用分析[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2012, 36(1): 106–111. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2012.01.018
- REN Shaoran, REN Bo, LI Yongzhao, et al. Monitoring techniques of CO₂ geological storage and its application analysis[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2012, 36(1): 106–111. doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2012.01.018
- [28] 何新兴, 黄召庭, 廉黎明, 等. 天然气注储协同提高凝析气藏采收率关键技术[J]. *天然气工业*, 2023, 43(1): 86–95. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.01.009
- HE Xinxing, HUANG Zhaoting, LIAN Liming, et al. Key technologies for enhancing the recovery of condensate gas reservoirs by gas injection-storage coordination[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(1): 86–95. doi: 10.3787/j.issn.-1000-0976.2023.01.009
- [29] 孙景耀, 于姣姣, 马勇新, 等. 海上油田伴生气驱油提采与储气库协同建设[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(3): 553–562. doi: 10.11764/j.issn.1672-1926.2023.09.017
- SUN Jingyao, YU Jiaojiao, MA Yongxin, et al. Practice of collaborative construction of associated gas drive stimulation oil recovery and underground gas storage in offshore oil fields[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(3): 553–562. doi: 10.11764/j.issn.1672-1926.2023.09.017
- [30] 宋新民, 王峰, 马德胜, 等. 中国石油二氧化碳捕集、驱油与埋存技术进展及展望[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(1): 206–218. doi: 10.11698/PED.20220366
- SONG Xinmin, WANG Feng, MA Desheng, et al. Progress and prospect of carbon dioxide capture, utilization

and storage in CNPC oilfields[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(1): 206–218. doi: 10.11698/PED.20220366

作者简介



崔凯, 1973 年生, 男, 汉族, 辽宁葫芦岛人, 高级工程师, 主要从事油气田勘探开发等方面的研究工作。E-mail: cuikai-02@petrochina.com.cn



陈强, 1982 年生, 男, 汉族, 宁夏西吉人, 高级工程师, 主要从事油气田勘探开发方面的研究工作。E-mail: chenqiang06@cnpc.com.cn



刘德生, 1988 年生, 男, 汉族, 山东安丘人, 工程师, 主要从事油气田勘探开发等方面的研究工作。E-mail: liudesheng01@cnpc.com.cn



孙雷, 1954 年生, 男, 汉族, 辽宁辽阳人, 教授, 主要从事油气藏流体相态、油气田开发工程、注气提高采收率技术及碳酸盐岩油藏开发机理物理模拟技术等方面的研究工作。E-mail: sun-leiswpi@163.com



汪勇, 1987 年生, 男, 汉族, 四川通江人, 讲师, 主要从事油气相态理论及测试、CO₂ 地质埋存及注气提高采收率技术等方面的研究工作。E-mail: wangyongnet@163.com

编辑: 王旭东

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>