

致密油藏注伴生气驱油可行性分析及效果评价

刘昕¹, 李震¹, 袁雪花³, 郑小敏², 段朝伟¹, 王绍祥⁴

1. 中国石油集团测井有限公司地质研究院 陕西西安 710075

2. 中国石油集团测井有限公司西南分公司 重庆 401120

3. 中国石油大港油田公司勘探开发研究院 天津 300280

4. 中国石油集团测井有限公司市场生产部 陕西西安 710075

通讯作者: Email: liux. cnlc@ cnpc. com. cn

项目支持: 中国石油测井有限公司科技研发项目“老油田挖潜稳产测井综合评价技术研究”(CNLC2022-8B04)

引用: 刘昕, 李震, 袁雪花, 等. 致密油藏注伴生气驱油可行性分析及效果评价[J]. 油气井测试, 2024, 33(3): 72-78.

Cite: LIU Xin, LI Zhen, YUAN Xuehua, et al. Feasibility analysis and performance evaluation of injecting associated gas for enhanced oil recovery in tight oil reservoirs[J]. Well Testing, 2024, 33(3): 72-78.

摘要 致密油藏在开发过程中注水困难, 亟需探索补充地层能量的新方式, 同时油藏伴生气难以规模性开发。为研究油藏注气可行性, 在室内开展原油相态特征、注气驱混相机理及注气驱长岩心实验研究, 分析了 M 区块原油的相态特征、注入气与原油的互溶特征、注气混相机理以及长岩心注气驱油动态关键指标变化规律, 结合现场应用情况, 对其应用效果进行分析。结果表明, 地层压力 16 MPa 下, 原油溶解伴生气体积膨胀了 1.161 倍, 黏度降低了 20.5%; 地层温度 65 °C 下, 注伴生气驱替长岩心原油采收率比衰竭开采提高 23.15%; 油藏开发中后期注入伴生气可有效促进油水界面下移, 射孔段剩余油增多, 目的层段由高含水变为低含水。经 X 井现场应用, 剩余油饱和度由注气前的 28.62% 升高至 42.17%。注伴生气可有效提高油藏采收率, 可为同类油藏制定开发方案提供重要实验数据支撑和理论指导。

关键词 致密油藏; 气驱采油; 伴生气; 物理模拟; 提高采收率; 动态监测; 混相驱; 现场应用

中图分类号: TE377

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.03.012

Feasibility analysis and performance evaluation of injecting associated gas for enhanced oil recovery in tight oil reservoirs

LIU Xin¹, LI Zhen¹, YUAN Xuehua³, ZHENG Xiaomin², DUAN Chaowei¹, WANG Shaoxiang⁴

1. Geological Research Institute of China Petroleum Logging Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710075, China

2. Southwest Branch of China Petroleum Logging Co., Ltd., Chongqing 401120, China

3. Exploration & Development Research Institute of PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China

4. Market Production Department, China National Logging Corporation, Xi'an, Shaanxi 710075, China

Abstract: The development of tight oil reservoirs faces significant challenges due to the difficulty of water injection, necessitating the exploration of new methods to supplement reservoir energy. Concurrently, the large-scale development of associated gas in these reservoirs is also challenging. To investigate the feasibility of gas injection in these oil reservoirs, laboratory studies were conducted on the phase behavior of crude oil, the mechanisms of miscible gas injection, and the long-core gas displacement behavior. The phase characteristics of crude oil from the M block, the miscibility properties between the injected gas and crude oil, the mechanisms of miscible gas flooding, and the dynamic changes in key indicators during long-core gas displacement were analyzed. Coupled with field application data, the effect of the method was evaluated. The research results show that at a reservoir pressure of 16 MPa, the volume of crude oil expanded by 1.161 times upon dissolving associated gas, with a viscosity reduction of 20.5%. At a reservoir temperature of 65 °C, the oil recovery rate from long-core displacement using associated gas increased by 23.15% compared to depletion recovery. Injecting associated gas in the mid to late stages of reservoir development can effectively promote the downward movement of the oil-water contact, increase the remaining oil in the perforated interval, and transform the target interval from high water cut to low water cut. Field application in well X demonstrated an increase in remaining oil saturation from 28.62% before gas injection to 42.17%. Thus, injecting associated gas can significantly enhance oil recovery, which may provide critical experimental data and theoretical guidance for developing similar reservoirs.

Keywords: tight oil reservoir; gas injection enhanced oil recovery; associated gas; physical simulation; enhanced oil recovery; dynamic monitoring; miscible flooding; field application

随着油气勘探开发的深入,在已探明石油地质储量中,致密油藏所占的比重不断增加,开发潜力巨大^[1-2]。Hoffman 等^[3]在蒙大拿州东部 Coulee 油田的一个4段区域,研究了CO₂、非混相烃和混相烃不同注气方案的影响。研究表明:可混相烃和CO₂的采收率相似,一次采收率从6%提高到注气采收率的20%左右,证明了注入气体(包括非混相,特别是混相)将显著提高极低渗透油藏的采收率。Francisco D. Tovar 等^[4]通过室内实验研究,将CO₂循环注入到高渗透介质中,并与低渗透基质相连接,从而提高原油采收率。研究表明,在非常规油藏中注CO₂提高采收率是很有前景,采收率估计在储量的18%~55%之间。魏兵等^[5]针对致密油藏水平井产量递减快,衰竭开发采收率低等问题,提出了衰竭开发后期回注溶解气提高采收率的方法。结果表明,溶解气回注可以有效提高致密油藏采收率,缓解水平井产量递减的速度。通过国内外文献调研可知,目前水平井注气驱是致密油藏开发的主要方式,且注入气以CO₂为主^[6-7]。对于M区块而言,附近无稳定CO₂气源,伴生气可作为一种优质、清洁、高效的绿色能源成为注入气首选,但在致密油藏中注伴生气提高采收率技术尚处于探索阶段,相关注气可行性研究较少。因此,有必要对注伴生气提高致密油藏采收率进行研究,以期为致密油藏注伴生气开发提供参考和借鉴^[8-9]。

本文以典型致密油藏M区块为例,通过PVT高压物性实验、注气膨胀实验、最小混相压力测试实验等手段研究地层流体相态特征、注入气与原油混相机理^[10-12];通过长岩心驱替实验,对注入气驱油效果进行评价,并结合现场实际应用情况进行分析,通过综上所述研究为注气开发方案制定提供依据^[13-14]。

1 储层物性

目标油藏为M区长7致密储层,主力层平均厚度16.7 m,平均孔隙度9.54%,平均渗透率0.17 mD,油藏埋深1 600 m,地层温度65℃,地层压力为16 MPa,平均喉道中值半径0.15 μm;目前地层原油气油比98 m³/m³,溶气量较大,属于较高气油比原油;地层原油体积系数为1.40,原油收缩率28.80%,收缩性较强;地层原油和地面脱气油的密

度分别为0.711 2 g/cm³和0.837 6 g/cm³,脱气油分子量为129.391 5 g/mol,具有低密度的特点,属于轻质油。地层条件下活油黏度为1.40 mPa·s,初步判断该区块原油性质较好,具有低黏度特点。目前该区块体积压裂生产后单井产量下降快,原油采收率低,探索补充地层能量的新方式来提高致密油藏采收率迫在眉睫。实验油样品为井口取回脱气油和伴生气复配到地层压力下的油样。

2 注气驱相态特征研究

注气驱相态实验主要包括PVT高压物性实验和注气膨胀实验,通过PVT高压物性测试可以明确原油样品的物性特征,注伴生气膨胀实验可以评价注入气与原油混溶能力,明确不同注气摩尔百分比下原油饱和压力变化、膨胀系数变化以及黏度变化等。本次实验主要运用加拿大DBR-PVT相态测试仪,仪器测试压力不超过70 MPa,精度为0.01 MPa,温度低于200℃,精度为0.01℃,腔体体积为240 ml。辅助设备有高精度高压恒压恒速驱替泵、油、气色谱仪,气量计等。

2.1 恒质膨胀实验测试

恒质膨胀实验测试主要目的是得到样品的饱和压力、不同压力下流体的相对体积等。图1为恒质膨胀过程中不同压力与膨胀体积的对应关系。

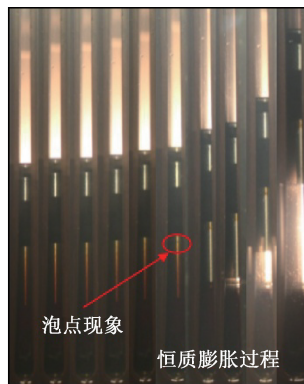


图1 泡点观测过程

Fig. 1 Bubble point observation process

泡点压力的定义为第一个气泡析出时所对应的压力,在泡点压力以上,随着压力的降低,初始阶段曲线较为平缓,当压力小于泡点压力时,原油开始大量脱气,相对体积增大的速率逐渐增大。在实验温度65℃下,当实验压力从12 MPa下降至9 MPa过程中开始出现第一个气泡;当压力从

9 MPa 继续降低时,气泡开始大量涌出,初步判断泡点压力区间为 9~12 MPa;在 9~12 MPa 区间反复增压、降压,同时观测第一个气泡析出压力,最终测得泡点压力为 11 MPa,流体 P-V 关系见图 2 所示。

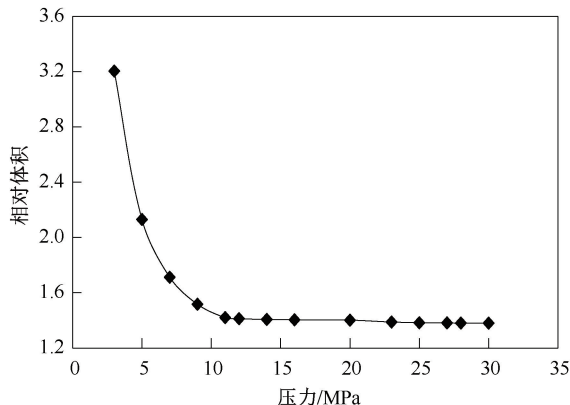


图 2 原油样品地层温度下 (65 °C) P-V 关系
Fig. 2 P-V relationship at formation temperature (65 °C) of original oil sample

2.2 多级脱气实验测试

多级脱气实验测试的主要目的是在地层温度下测试各级压力下的溶解气油比、饱和油的体积系数等。图 3~图 4 为多级脱气压力与气油比、体积系数的关系,从饱和压力 11 MPa 脱气到 1 MPa 后剩余流体气油比为 $17.93 \text{ m}^3/\text{m}^3$,体积系数由 1.41 变为 1.08,表明溶解气对原油的体积膨胀影响明显。

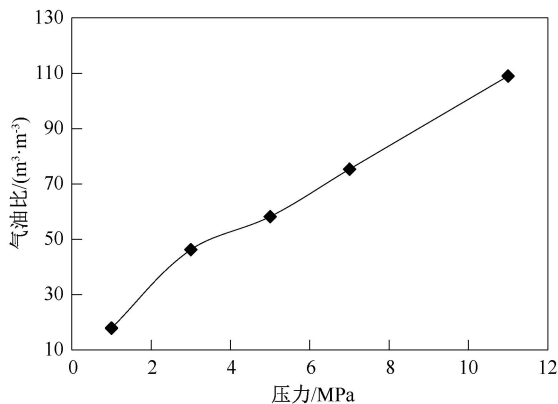


图 3 原油样品地层温度下多级脱气气油比变化
Fig. 3 Change of multi-stage degassing gas oil ratio at formation temperature of original oil sample

2.3 注伴生气膨胀测试

注气膨胀实验的主要目的是测试不同注入气摩尔百分比下注入气体饱和压力、膨胀系数以及黏度的变化。实验温度为地层温度 65 °C,注入气为伴生气。实验过程中主要用到的设备有 DBR-PVT 相态测试仪、高精度高压恒压恒速驱替泵以及配样器等。

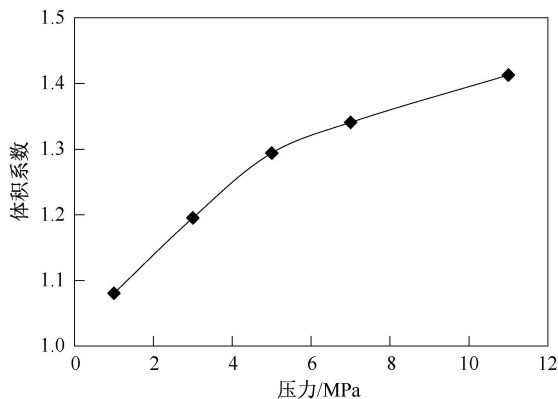


图 4 原油样品地层温度下多级脱气体积系数变化
Fig. 4 Change of multi-stage degassing volume coefficient at formation temperature of original oil sample

(1) 注入气对饱和压力的影响

由图 5 可以看出,在地层温度 65 °C 下,注伴生气体系饱和压力随注入量的增加而增大;当注入气体比例达到 50% 时,注伴生气体系的饱和压力为 23.66 MPa,饱和压力提高了 12.66 MPa;注伴生气后原油饱和压力,注伴生气体系饱和压力整体上升幅度较小,表明伴生气在原油中的溶解性较大。因此,在进行注伴生气驱提高采收率的过程中,在设备要求与经济条件允许的范围内,要选取适当的注伴生气比例,得到最佳经济效益下的饱和压力。

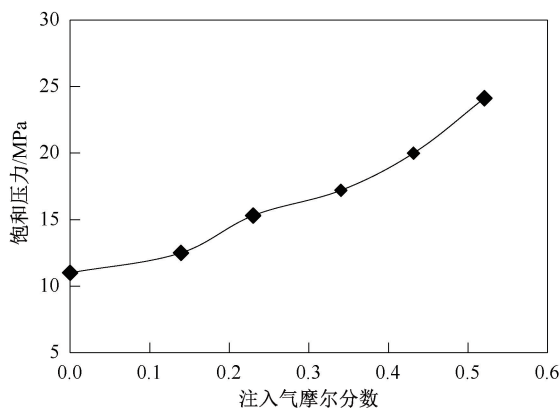


图 5 原油饱和压力与注入气摩尔分数关系
Fig. 5 Relationship between saturation pressure of crude oil and mole fraction of injected gas

(2) 注入气对膨胀系数的影响

注入气体后原油体系的膨胀系数增加体现了气体的增溶能力;由图 6 可以看出,在地层温度 65 °C 下,伴生气体系的膨胀系数随注入量的增加而变大,原油轻质组分气体被抽提和萃取增多,同时伴生气更多的溶于原油,油组分变轻,有利于提采;在地层压力下,原油溶解伴生气的摩尔分数为 23%,体积

膨胀了 1.201 倍,储层的驱动力得到显著提升。

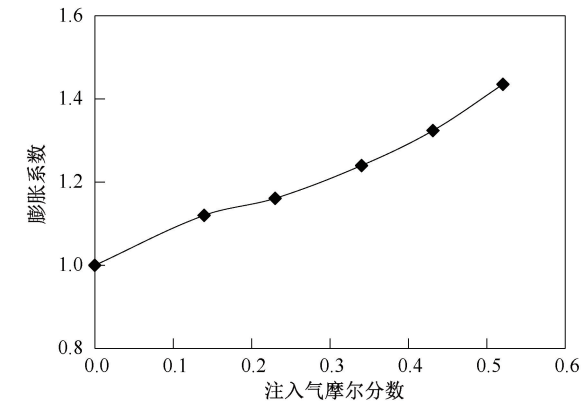


图 6 原油膨胀系数与注入气摩尔分数关系
Fig. 6 Relation between crude oil expansion coefficient and molar fraction of injected gas

(3) 注入气对原油黏度的影响

原油黏度过大会导致油井无法正常生产,因此,降低地层原油黏度、提高原油流动性是注气的主要目的之一。如图 7 所示,在地层温度 65 ℃下,随着注入量的增加,最大注气量下注伴生气体系的黏度为 0.807 mPa·s,由于初始未注气时原油黏度为 1.4 mPa·s,故注伴生气共降黏 0.593 mPa·s;在目前地层压力 16 MPa 下,原油溶解伴生气的摩尔分数约为 27%,黏度降低了 23%;即得出结论:注伴生气降黏效果明显。

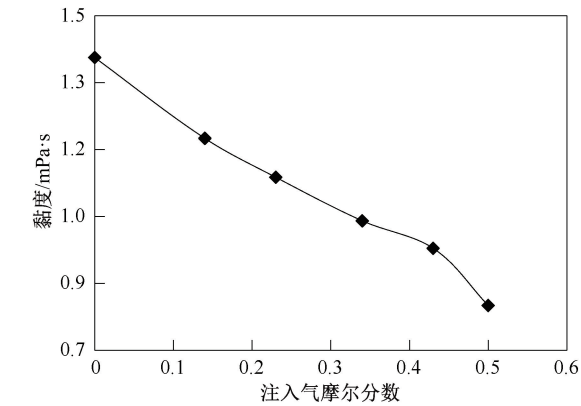


图 7 原油黏度与注入气摩尔分数关系
Fig. 7 Relationship between viscosity of crude oil and mole fraction of injected gas

3 注气驱混相特征研究

最小混相压力测试实验的主要目的是确定地层原油最小混相压力(MMP)以及混相机理,为油藏注入压力的选择提供依据。实验温度为地层温度 65 ℃,注入气体为伴生气。主要实验设备是细管(细管具体参数如表 1 所示)、恒温烘箱以及驱替泵。

表 1 细管参数表
Table 1 Thin pipe parameter table

| 长度/ m | 内径/ m | 填充物 类型 | 填充物/ mm | 孔隙度/ % | 孔隙体 积/ml | 渗透率/ mD |
|----------|----------|-----------|------------|-----------|-------------|------------|
| 15 | 3.8 | 石英砂 | 0.3~0.7 | 41.2 | 70 | 5 000 |

本次细管实验共测试了 4 个压力点,分别为 14 MPa、17 MPa、21 MPa 和 25 MPa。实验结果如图 8~图 9 所示,细管实验规定采收率大于或等于 90% 时属于混相驱,从图 8 可以看出混相驱(21 MPa、25 MPa)实验时,随着注入气量的增大,采收率也在不断增大,但是相比于非混相驱(14 MPa、17 MPa)实验,混相驱采收率曲线转折相对较慢,且气体突破后,采收率增加较少。从图 9 可以看出,注入气体突破时机随着实验压力的增大而延缓;非混相驱时注入气突破时机相对较早,均在 0.9PV 之前突破,采收率均低于 90%;混相驱替时注入气突破时机延迟,在注入 0.9PV 时突破,采收率分别为 95.01% 和 98.33%,均大于 90%。

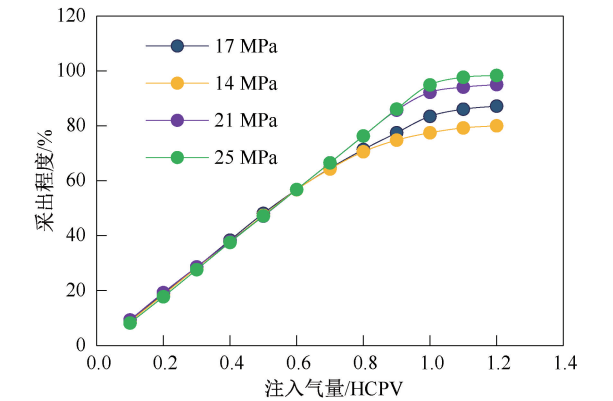


图 8 注伴生气驱不同压力点采出程度变化
Fig. 8 Change of recovery degree at different pressure points of associated gas injection drive

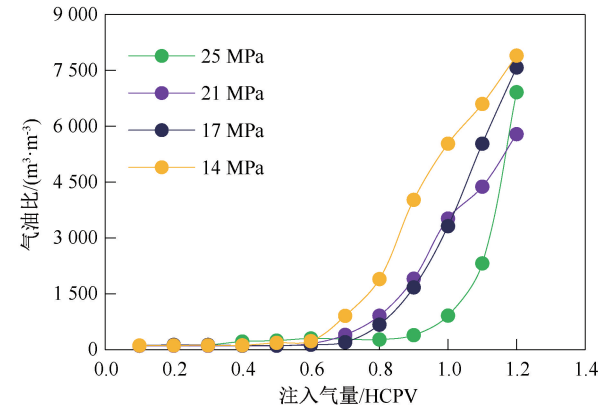


图 9 注伴生气驱不同压力点气油比变化
Fig. 9 Change of gas oil ratio at different pressure points of associated gas injection drive

在同一坐标系中绘出不同驱替压力与驱油效率的关系,根据做出的非混相段和混相段的趋势线,其交点对应的压力即为最小混相压力。实验压力与采收率关系曲线如图 10 所示,根据两条趋势线对应的方程联立得到最低混相压力为 19.91 MPa。这也意味着采用伴生气作为驱替介质,驱替压力必须大于或等于 19.91 MPa 才能达到混相,在目前地层压力下注伴生气为非混相驱。

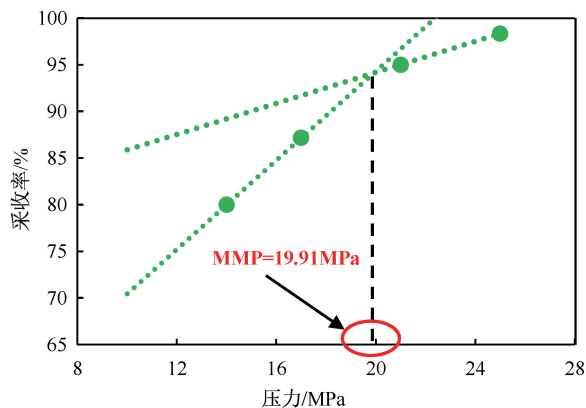


图 10 注伴生气驱最小混相压力测定

Fig. 10 Determination of minimum miscible pressure of associated gas injection drive

4 注气驱油效率评价

长岩心驱替实验的主要目的是确定致密油藏注伴生气驱油效率,获取气驱油动态关键指标变化规律。本次实验在地层温度 65 ℃、地层压力 16 MPa 下开展。实验油样品为井口取回脱气油和伴生气复配到地层压力下的油样,复配得到的流体气油比为 98 m³/m³,符合实验要求,饱和压力为 11 MPa。M 区长 7 油藏地层水水型为 CaCl₂ 型,总矿化度平均 53.9 g/l,黏度为 1 mPa·s。储层取心前地层未经过压裂,实验过程中通过夹持器加压制裂缝,模拟地层体积压裂效果。长岩心驱替实验主要用到烘箱、驱替泵、长岩心夹持器、配样器、中间容器、全自动气量仪、真空泵、回压阀以及加热带等。

注伴生气驱替实验结果如图 11 所示,累积注入伴生气 1.2HCPV,当注入 0.4HCPV 伴生气时便开始突破;累积注入伴生气 0.6HCPV 时,气油比从初始的 98 m³/m³ 猛增到 1 459 m³/m³,采出程度达到 29.42%,随着气体的继续注入,采出程度增加幅度越来越小,气油比开始迅速上升,最终气油比达到 40 245 m³/m³,最终采收率为 34.15%;与衰竭开采相比,采收率提高了 23.15%,提高采收率效果明显。

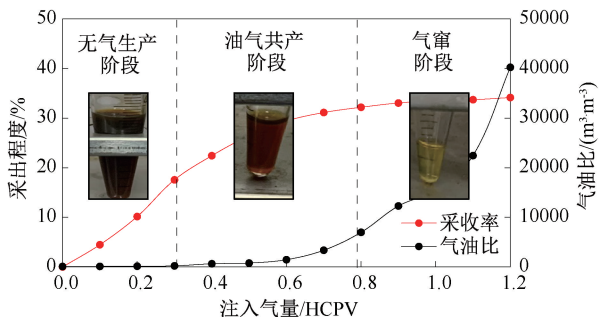


图 11 注伴生气驱气油比与采出程度变化

Fig. 11 Change of gas oil ratio and recovery degree of associated gas injection drive

长岩心驱替过程划分为无气生产、油气共产、气窜 3 个生产阶段(见图 12),产油样品的颜色明显由深变浅,说明油中的轻组分随着油驱量的增加而增加。在无气生产阶段,油以段塞的形式到达岩心出口,不产生额外伴生气。在油气共产阶段,生产气油比稳定上升,油气共产对采收率贡献最大。伴生气萃取轻质油组分是伴生气驱油主要机理之一。在气窜阶段,出口管道中呈气、轻油交替流段。生产气油比急剧上升,采收率只是略微提高。

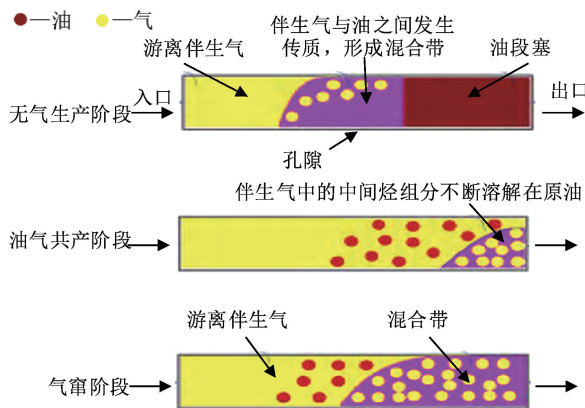


图 12 注气驱替过程

Fig. 12 Gas injection displacement process

5 现场应用效果分析

对 M 区块进行注伴生气现场应用研究,以 X 井为例,2022 年 10 月份测试了剩余油饱和度(见图 13a),2023 年进行注伴生气驱,同年 6 月测试其剩余油饱和度(见图 13b)^[15-17]。

结合注伴生气前后剩余油测井解释成果表可以看出(见表 2、表 3),在 M 区块,边底水发育油藏开发中后期注入伴生气可有效促进油水界面下移,注气后目的层顶部剩余油减少,射孔段剩余油增多,剩余油饱和度由注气前的 28.62% 升高至 42.17%;底水下移,目的层段由高含水变为低含水。

地层能量,改善油水分布,最终提高油藏采收率。

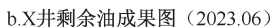


表2 X井注气前PNN测井解释成果表

| 层号 | 起始深度/m | 结束深度/m | 厚度/m | 俘获截面/c. u. | PNN 油饱/% | 解释结论 |
|-----|----------|----------|------|------------|----------|------|
| 701 | 2 345.30 | 2 346.70 | 1.40 | 14.01 | 44.85 | 低含水 |
| 702 | 2 346.70 | 2 350.80 | 4.10 | 14.79 | 29.48 | 高含水 |
| 71 | 2 353.50 | 2 354.80 | 1.30 | 19.66 | 31.99 | 含油水层 |
| 72 | 2 360.20 | 2 363.70 | 3.50 | 19.51 | 29.62 | 水层 |

| 层号 | 起始深度/m | 结束深度/m | 厚度/m | 俘获 截面/c. u. | Σ 油饱/% | 结论 |
|-----|-----------|-----------|-------|-------------|--------|------|
| 701 | 2 345. 30 | 2 346. 90 | 1. 60 | 15. 71 | 32. 06 | 中含水 |
| 702 | 2 346. 90 | 2 347. 60 | 0. 70 | 15. 93 | 42. 71 | 低含水 |
| 703 | 2 347. 60 | 2 350. 80 | 3. 20 | 15. 44 | 30. 97 | 高含水 |
| 71 | 2 353. 50 | 2 354. 80 | 1. 30 | 18. 60 | 39. 29 | 含油水层 |

(3)目标区块注伴生气提高采收率是可行的,该研究为其它同类致密油藏高效开发提供理论指导和借鉴。

[1] 王英, 孙雷, 陈亮, 等. 致密砂岩油藏注气非混相驱物质平衡及渗流机理研究[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(3): 46-49.

WANG Ying, SUN Lei, CHEN Liang, et al. Research on the mass balance and percolation mechanism of immiscible flooding by gas injection in packed sandstone reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(3): 46-49.

[2] 吴润桐. 致密油渗流实验及开采方式研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017: 52-60.

- WU Runtong. Study on seepage experiment and production method of tight oil [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017: 52-60.
- [3] Hoffman B T. Huff-N-Puff gas injection pilot projects in the Eagle Ford[R]. SPE 189816, 2018.
- [4] Tovar Francisco D, Eide O, Graue Arne, et al. Experimental investigation of enhanced recovery in unconventional liquid reservoirs using CO₂: a look ahead to the future of unconventional EOR[R]. SPE 169022, 2014.
- [5] 魏兵, 宋涛, 赵金洲, 等. 溶解气回注提高致密油采收率效果及敏感性[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(5): 85-95.
- WEI Bing, SONG Tao, ZHAO Jinzhou, et al. Improving the recovery efficiency and sensitivity of tight oil reservoirs by dissolved gas reinjection [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41 (5): 85-95.
- [6] ZHANG Tong, TANG Ming, MA Yankun, et al. Experimental study on CO₂/water flooding mechanism and oil recovery in ultralow-permeability sandstone with online LF-NMR[J]. Energy, 2022, 252(C): 1-15.
- [7] 李保振, 李相方, SEPEHRNOORI Kamy, 等. 低渗油藏CO₂驱中注采方式优化设计[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(2): 101-107.
- LI Baozhen, LI Xiangfang, SEPEHRNOORI Kamy, et al. Optimization of the injection and production schemes during CO₂ flooding for tight reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2010, 32(2): 101-107.
- [8] 张丽莎, 朱苗苗, 许阳, 等. 通过产气剖面测试分析气井生产参数变化规律[J]. 油气井测试, 2023, 32(4): 62-67.
- ZHANG Lisha, ZHU Miaomiao, XU Yang, et al. Study the variation law of gas well production parameters through gas production profile test [J]. Well Testing, 2023, 32(4): 62-67.
- [9] 李忠兴, 李健, 屈雪峰, 等. 鄂尔多斯盆地长7致密油开发试验及认识[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(10): 1932-1940.
- LI Zhongxing, LI Jian, QU Xuefeng, et al. The Experiment and recognition of the development of chang 7 tight oil in Ordos basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26 (10): 1932-1940.
- [10] 屈雪峰, 谢启超, 陈小东, 等. 致密油注烃组分驱油效果实验评价[J]. 科学技术创新, 2020, (27): 5-7.
- QU Xuefeng, XIE Qichao, CHEN Xiaodong, et al. Experimental evaluation of oil displacement effect of tight oil injection components [J]. Scientific and Technological Innovation, 2020, (27): 5-7.
- [11] 郭建春, 马莅, 卢聪. 中国致密油藏压裂驱油技术进展及发展方向[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1788-1797.
- GUO Jianchun, MA Li, LU Cong. Progress and development direction of fracturing and oil displacement technology for tight oil reservoirs in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43 (12): 1788-1797.
- [12] 全国石油天然气标准化技术委员会. 油气藏流体物性分析方法: GB/T 26981-2020 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2020: 9-16.
- [13] 张抗, 张立勤, 刘冬梅. 近年中国油气勘探开发形势及发展建议[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 15-28.
- ZHANG Kang, ZHANG Liqin, LIU Dongmei. Situation of China's oil and gas exploration and development in recent years and relevant suggestions [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43 (1): 15-28.
- [14] 李芳, 马浩, 孙永平. 胡尖山长7致密油藏开发方案优化[J]. 非常规油气, 2016, 3(5): 92-99.
- LI Fang, MA Hao, SUN Yongping, et al. Optimization of development scheme for chang 7 tight oil reservoir in Hujianshan area[J]. Unconventional Oil & Gas, 2016, 3 (5): 92-99.
- [15] 秦民君, 李宁, 郑小敏, 等. 生产测井资料在低渗透裂缝性油藏精细数值模拟中的应用[J]. 测井技术, 2018, 42(6): 684-688.
- QIN Minjun, LI Ning, ZHENG Xiaomin, et al. Application of production logging data in the fine numerical simulation of low-permeability fractured reservoir [J]. Well Logging Technology, 2018, 42(6): 684-688.
- [16] 李宁, 杨林, 郑小敏, 等. 基于示踪剂监测和数值模拟的低渗透油藏注采连通性评价[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 735-740.
- LI Ning, YANG Lin, ZHENG Xiaomin, et al. Evaluation on injection-production connectivity of low-permeability reservoirs based on tracer monitoring and numerical simulation [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42 (6): 735-740.
- [17] 全国石油天然气标准化技术委员会. 最低混相压力实验测定方法-细管法: SY/T 6573-2016 [S]. 北京: 国家经济贸易委员会, 2016: 2-8.

编辑 吴志力

第一作者简介:刘昕,男,1996年出生,助理工程师,2022年获得西南石油大学油气田开发专业硕士研究生学位,现从事油藏综合评价、油藏数值模拟研究工作。电话:18829023979, Email:liux. cnlc@cnpc.com.cn。通信地址:陕西省西安市雁塔区丈八沟街道中国石油测井有限公司,邮政编码:710075。