

高倾角油藏水驱转气驱二维剖面物理模拟及重力稳定机制

熊钰¹, 母丹¹, 吴道铭¹, 张维岑¹, 李亚梅¹, 刘通¹, 耿文爽²

(1. 西南石油大学 石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500; 2. 中国石油 冀东油田分公司 勘探开发研究院, 河北 唐山 063004)

摘要:高倾角油藏由于层内和层间的强非均质性叠加注采井间压力传播,顶部注气重力辅助驱过程中易发生气-液界面失稳,维持气液界面稳定性对提高此类油藏采收率具有重要作用。以X油藏为研究对象,构建高倾角二维剖面物理模型,结合饱和度监测技术,系统模拟了水驱转气驱的驱替过程。基于重力数与毛细管数的无量纲数群分析,结合二维物理模拟可视化含气饱和度剖面,探讨了顶部注气重力驱的微观力学作用机理,阐明了气-液界面稳定性机制。依据水驱和气驱剩余油分布特征,明确了实现气驱稳定驱替的条件。实验结果表明:①增大地层倾角和提高注/采比,可强化重力分异作用并压缩压降漏斗,从而延长气-液界面稳定时间。②气驱过程可划分为初期、见效期和突破期3个阶段。前两阶段受重力分异作用主导,驱动气相向上运移并维持气液界面稳定。突破期则为黏滞力主导,促使指进现象扩展并形成优势渗流通道。

关键词:气-液界面稳定性;二维物理模拟实验;次生气顶;剩余油分布;水驱转气驱;油藏开发;高倾角油藏

中图分类号:TE312

文献标识码:A

2D profile-based physical simulation and gravity stabilization mechanism of water-to-gas flooding in high-dip-angle reservoirs

XIONG Yu¹, MU Dan¹, WU Daoming¹, ZHANG Weicen¹, LI Yamei¹, LIU Tong¹, GENG Wenshuang²

(1. *Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China*; 2. *Exploration and Development Research Institute, Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan, Hebei 063004, China*)

Abstract: In high-dip-angle reservoirs, the strong intra- and inter-layer heterogeneity combined with pressure propagation between injection and production wells renders top gas injection-assisted gravity drainage prone to trigger instability of the gas-liquid interface. Maintaining the stability of the gas-liquid interface is crucial to enhancing oil recovery from these reservoirs. Focusing on the X oil reservoir, we construct a 2D profile-based physical model with high dip angles. By combining saturation monitoring techniques, we systematically simulate the displacement process of water-to-gas flooding. Based on the analysis of the dimensionless gravity number and capillary number, as well as the visualized gas saturation profiles from 2D physical simulation, we explore the microscopic mechanical mechanisms behind top gas injection-assisted gravity drainage and elucidate the stability mechanisms of the gas-liquid interface. Based on the residual oil distribution after water and gas flooding, we determine the conditions required for stable gas flooding. The results indicate that increasing the formation dip and the injection-production ratio (IPR) can enhance gravitational differentiation and compress the pressure drop funnel, thereby extending the stability period of the gas-liquid interface. The gas flooding process can be divided into three stages: the initial, effective, and gas breakthrough stages. The first two stages are primarily subjected to gravitational differentiation, which drives the upward migration of the gas phase and helps maintain the interface stability. In contrast, the breakthrough stage is governed by viscous forces, which accelerate the fingering expansion and promote the formation of preferential seepage pathways.

Key words: gas-liquid interface stability, 2-D physical simulation experiment, secondary gas cap, residual oil distribution, water-to-gas drive, oil reservoir development, high dip reservoir

收稿日期:2025-06-10;修回日期:2025-09-29。

第一作者简介:熊钰(1968—),男,教授、博士研究生导师,复杂油气藏开发、注气提高采收率和流体相态。**E-mail:** xiongyu-swpi@126.com。

通信作者简介:母丹(2000—),女,硕士研究生,高温高压非均质油气藏开发。**E-mail:** ydcj9@163.com。

基金项目:中国石油-西南石油大学创新联合体资助项目(2020CX050201)。

引用格式:熊钰,母丹,吴道铭,等.高倾角油藏水驱转气驱二维剖面物理模拟及重力稳定机制[J].石油与天然气地质,2026,47(1):241-255. DOI: 10.11743/ogg20260116.

XIONG Yu, MU Dan, WU Daoming, et al. 2D profile-based physical simulation and gravity stabilization mechanism of water-to-gas flooding in high-dip-angle reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(1): 241-255. DOI: 10.11743/ogg20260116.

在扇三角洲沉积控制下,油藏储层横向变化快,平面非均质性强。储层纵向上以正韵律和复合韵律为主,多沉积韵律堆叠导致层内和层间非均质性增强。经过长期注水开发后,高倾角油藏普遍存在平面、层内和层间3大开发矛盾,导致水驱波及面积受限,水驱采收率逐年降低。为改善开发效果,开发方式亟需转变,顶部注气重力稳定驱技术是其中一种可行选择。

顶部注气重力稳定驱技术在非混相驱中表现出优异的提高采收率效果,已在国外多个试验区 and 区块成功落地。以维克斯岛的高渗、高倾角砂岩为例^[1],采用该技术后采收率高达64%,CO₂利用率较高。美国利克西米金砂岩稠油油藏^[2]实施非混相CO₂水驱,分4个阶段注气调驱,累计增产 10.3×10^4 t,预计在15年项目周期内总增产量可达原始地质储量的13%。

重力稳定驱的效果和次生气顶的形成本质上受控于驱替前缘稳定性,即气-液界面动态平衡情况^[3-5]。现有研究认为,这一稳定机制受地质条件和开发参数共同影响:地质条件^[6-8]包括地层倾角和储层非均质性等对流体运移的影响;开发参数^[9-10]则涉及临界注气速度和注采/比等对驱替效率的调控。目前,国内外学者主要通过无因次数群模型^[11-13]和临界速度模型^[14-16]对气-液界面稳定性进行理论表征,建立重力稳定驱的稳定性判别标准,定量分析相关影响因素。需要指出的是,这些理论研究的适用性和可靠性必须通过室内物理模拟实验进行验证与修正,特别是需要建立可视化物理模型来模拟实际地层条件下的驱替过程。

Mahmoud等^[17]建立可视化模型模拟天然裂缝油藏,通过物模实验调查裂缝对非混相气体辅助重力驱油的影响。结果表明该驱替方法可有效提高裂缝性油藏采收率,但该结论仅适用于天然裂缝油藏。Mohiuddin等^[18]构建了玻璃微模型可视化实验装置,针对不同倾斜角度条件下的部分混相CO₂-水驱替过程开展可视化研究。结果显示,达西-瑞利数与采收率可能并非呈正比关系,而高黏度流体或对提升采收率有积极作用。但该实验仅能模拟简单的均质情况。陈小龙等^[19]通过二维可视化实验研究减氧空气重力驱的微观机理,指出油气前缘形态和变化规律主要受重力、毛细管力和黏滞力的综合影响:气体稳定突破前采收率受重

力主导,降低注气速度可提高采收率;气体突破后则转为受黏滞力主导,需提高注气速度。虽然该研究实现了实验与理论结合,但难以完全复现真实油藏的复杂非均质性。雷霄等^[20]通过一维长岩心实验研究混合气注入相态及混相机理,证实注气驱较水驱可提高采收率约30%,且混相压力升高。该研究提出用无效循环气体地下体积占比来定量表征气窜程度。但其数值模拟理论研究依托单管和三管并联实验数据,缺乏二维物理模拟实验对气顶动态的观测,存在一定局限性。张小奇等^[21]通过实验模拟,系统分析含水率、注气速率、气/液比和添加剂浓度对采收率及油-气界面特性的影响,旨在确定最佳注气条件以提升原油的可动性。然而,该研究主要聚焦最终采收率结果,未涉及驱替过程分析。

本文针对高倾角油藏储层特征,构建二维剖面物理模拟实验模型,以X油藏试验区为例,开展原位水驱转气驱物理模拟实验。重点研究地层倾角与注采参数对顶部注气重力驱提高驱油效率的影响,采用无因次数群模型表征气驱过程中重力、毛细管力和黏滞力的微观作用大小,结合可视化技术实时监测驱替过程中含气饱和度和剩余油分布特征的变化情况,揭示次生气顶形成过程和气-液界面稳定机制,以期为高倾角油藏的高效气驱开发提供理论依据。

1 背景油藏特征及实验方法

根据X油藏的地质特征,本文以其为背景油藏制备人造岩心构建二维剖面物理模型,模拟油藏开采过程,并建立高倾角二维剖面物理模型的检测方法。

1.1 X油藏地质特点及开发简况

X油藏为断块岩性-构造油藏,该油藏主要发育于古近系沙河街组(沙三段),位于断层下降盘鼻状构造中。储层以扇三角洲水下分流河道及辫状河分流河道砂体为主,埋深2 700~3 200 m,地层压力为30 MPa,地层温度达95.9℃。

储集岩粒度较粗,分选性差且成熟度低,主要由砂砾岩、含砾砂岩和中-细砂岩构成。岩石类型以长石砂岩和长石岩屑砂岩为主。碎屑成分包括石英、长石和岩屑。胶结类型以孔隙式胶结为主,其次为接触-

孔隙式胶结。储层物性较好,孔隙度范围在13.0%~23.3%,主要集中于17.0%~20.0%,平均为19.5%(图1);渗透率介于 $(6.0 \sim 1\,581.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要分布在 $(50.0 \sim 500.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $265.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图2),根据《石油天然气储量估算规范》^[22]对储层的物性进行分类,储层具有中孔、中渗的储集物性特点。

X油藏储层物性受沉积相带控制,主要呈现正韵律和复合韵律特征^[23]。平均层内渗透率变异系数为0.75,平均突进系数为3.28,具有较强的层内非均质性。其舌状坝微相地质剖面如图3所示。沉积韵律以复合反-正韵律为主,主要受泥质含量的影响;泥质含量较高则渗透率较低,物性较差;泥质含量较低则渗透率较高,物性较好^[24]。

X油藏长期采用行列式注水开发方式。由于储层非均质性强且优势通道发育,导致层内矛盾突出。水驱动用状况较差,当前水驱储量动用程度仅为49.4%。油藏地层倾角较大,高达 $30^\circ \sim 50^\circ$ 。平均油层厚度为31 m,油柱高度达500 m。盖层稳定分布且储层连通性良好,注水见效率达91%。原油黏度较低,为 $1.73 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,垂向与水平渗透率比值平均为0.7,有利于实施天然气重力驱提高采收率先导试验。

1.2 二维模型制作及检测方法

为模拟实际储层条件,依据相似准则制备用于高倾角二维剖面物理模型的人造岩心^[25]。根据目标油藏单井井距200 m和有效储层厚度30 m的地质参数,结合实验装置高压釜体30.8 cm的高度限制,采用1:1 000的几何相似比设计实验物理模型,确定模型垂直方向井距为17 cm、厚度为3 cm。该设计既满足了边界效应需求,又为地层倾角调节提供了充足空间,有效实现对储层几何条件的物理模拟。填砂模型采用平

行四边形结构(最小内角 30°),配合可调支架顺时针方向旋转,可实现 $30^\circ \sim 50^\circ$ 范围内任意地层倾角角度模拟,为研究高倾角地层倾角大小对驱替效果的影响提供了可靠实验载体。

实验室采用环氧树脂胶结石英砂压制的方法制作人造岩心。为模拟构造岩心的非均质性,实验选取不同目数的石英砂和胶结剂配比,分层进行填充。通过试制岩心确定最佳填砂配比,并从岩心的不同位置钻取标准柱塞样以测试其物性参数,同时记录这些小岩心在高倾角二维剖面物理模型中对应的空间位置。测试结果显示,柱塞样的孔隙度范围为11.61%~22.90%(平均为19.31%),渗透率范围为 $(99.54 \sim 266.80) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, (平均为 $231.34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),表明该实验岩心具有中孔、中渗特性,与目标储层岩心基础物性(平均孔隙度19.50%,平均渗透率为 $265.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)表现出较高的相似性。根据高倾角二维剖面物理模型空间坐标绘制渗透率分布示意图(图4),显示岩心非均质性较强,且岩心中下部存在较低渗区,呈现复合反-正韵律^[26],与地质剖面图3有较强相似性。

模型内部考虑排状检查点,预置 9×4 个检测点,水平方向上间隔1.8 cm,垂直方向上间隔3.4 cm,构成规则检测网络。通过实时采集水气交替驱替过程中电阻率场动态数据,结合岩电标定实验建立的电阻率-饱和度转换模型,实现含油、气饱和度时空演化定量表征。高倾角二维剖面物理模型顶部与底部预置直井和水平井两种井型,可实现4组井网组合模式。同时,室内实验可设计低注高采和高注低采两种注采方式,以评估注采方式对开发效果的影响。

本研究采用高注低采直井注采方式开展二维剖面物理模拟实验,以准确还原目标油藏开发特征,有利于次生气顶形成^[27]。在制作高倾角二维剖面物理模型

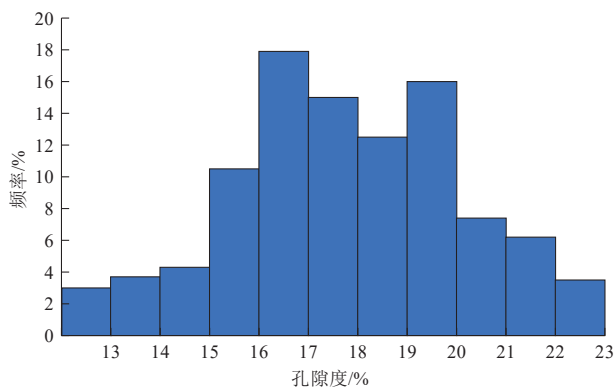


图1 X油藏孔隙度频率分布直方图

Fig. 1 Frequency histogram showing the porosity distribution of the X oil reservoir

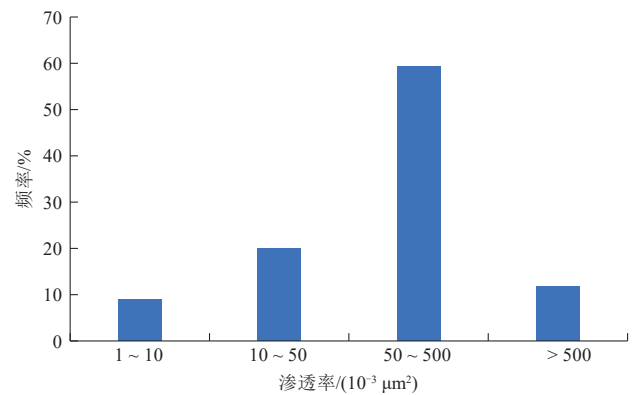


图2 X油藏渗透率频率分布直方图

Fig. 2 Frequency histogram showing the permeability distribution of the X oil reservoir

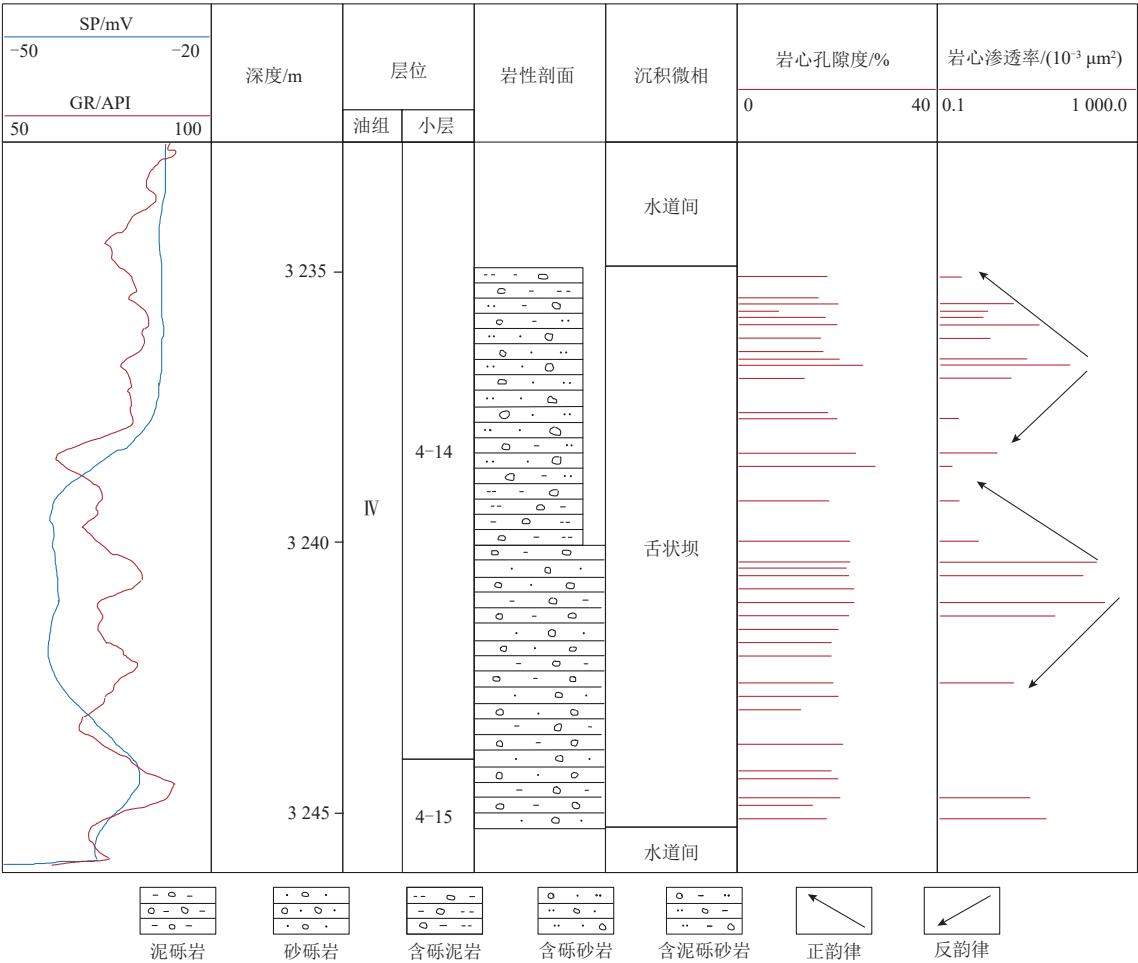


图3 背景油藏地质剖面

Fig. 3 Geological section of the X oil reservoir
IV. X油藏IV油组

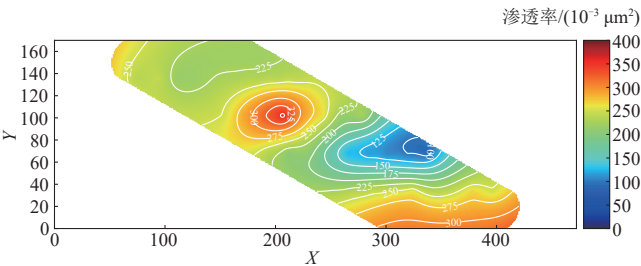


图4 人造岩心剖面渗透率分布

Fig. 4 Schematic contour map showing the permeability distribution of the artificial core
(X和Y为坐标轴。)

的人造岩心时,预先埋入注采井,以模拟水转气驱的驱替过程,并埋入 36 对饱和度探针,用于实时监测驱替实验中饱和度参数的变化。饱和度探针从检测点插入,这些探针可耐受 200 ℃ 高温和 30 MPa 高压环境,并具备耐腐蚀性。探针可通过信号采集接口与计算机系统连接,实现实验数据的实时记录与存储。基于岩电

实验数据进行公式拟合,建立电阻率与含油、含气饱和度的非线性转换关系。通过编程实现基于电阻率数据的含油、含气饱和度定量标定,并运用数学插值方法构建二维可视化模型,实现了驱替过程中流体饱和度动态分布的实时监测。

1.3 实验仪器及流程

实验采用自主研发的高倾角二维剖面物理模型模拟装置。该装置由恒压恒速泵、中间容器、多功能流动装置(烘箱,温度上限为 300 ℃;高压釜体,压力上限为 30 MPa)、压力与饱和度场测试与采集系统(安捷伦数据采集仪,计算机及配套软件等)和回压控制系统(回压泵和回压阀等)组成(图 5)。

为研究高倾角水转气驱的开采机理,在高温、高压条件下开展二维剖面物理模拟实验。首先将二维模型人造岩心置入高压釜体并进行气密性检测,待气密检漏合格后,注硅油施加 30 MPa 围压,同时通过烘箱升

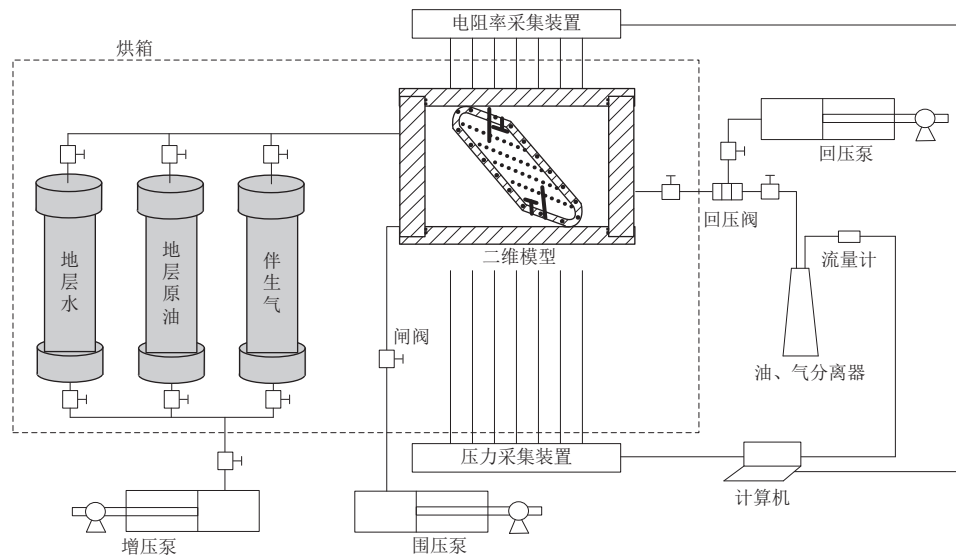


图 5 水驱转气驱二维模型物理模拟实验流程图

Fig. 5 Flow chart showing the 2D physical simulation experiment on water-to-gas flooding

表 1 气驱实验中注入伴生气组成
Table 1 Composition of injected associated gas in the gas flooding experiment

伴生气组分	摩尔分数/%
N ₂ (氮气)	0.64
C ₁ (甲烷)	93.17
C ₂ (乙烷)	5.02
C ₃ (丙烷)	0.61
iC ₄ (异丁烷)	0.14
nC ₄ (正丁烷)	0.17
iC ₅ (异戊烷)	0.01
nC ₅ (正戊烷)	0.01
C ₆ (己烷)	0.02
C ₇₊ (碳原子数≥7的烃类)	0.03
CO ₂ (二氧化碳)	0.03
O ₂ (氧气)	0.14

温至 95.9℃以模拟地层温度。随后,对岩心抽真空后饱和地层水和原油,建立束缚水饱和度并恢复岩心原始润湿性。之后,以地层水恒速驱替至出口含水率达 95%,模拟水驱开发后期,继而转为注入伴生气(表 1)实施气驱。整个实验过程中,全程记录产油、产水量及饱和度分布数据,用于分析高倾角条件下水驱转气驱驱油效率、气窜规律及微观作用机理。

2 实验结果与分析

设计 4 组水转气驱物理模拟实验,重点观察气驱阶段,以研究注/采比和地层倾角对顶部注气重力驱提高采收率效果的影响,并分析次生气顶的形成及其作

用机理。参考 X 油藏地层倾角范围,选取 30°和 50°两种地层倾角进行模拟,并设置 4 种不同注/采比用于对比分析(表 2)。根据现场稳定的注气速度 0.06 HCPV/a (HCPV 为烃类占据的孔隙体积),并结合相似准则转换,确定室内实验注气速度取值 0.02 mL/min。

2.1 驱替过程采收率变化特征

高倾角二维剖面物理模型水转气驱实验中各阶段驱油效率见表 2。

1) 水驱阶段含水率及采收率的变化

水驱阶段采油井生产动态表现为无水采油期、含水率快速上升期和含水率稳定期 3 个典型水驱开发阶段。实验结果表明,当含水率达到 95%时终止驱替,平均累计采收率为 50.85%。含水率与采收率变化规律(图 6)揭示,无水采油期采油速度最快但持续时间较短,约占总开发时间的 10%;含水率快速上升期贡献了主要原油产量,约占总采收率的 70%;含水率稳定期的含水率逐渐超过 90%,注入水主要沿优势渗流通道流动,此时采收率增幅显著降低。对比不同地层倾角数据可知,随着地层倾角从 30°增至 50°,注采井高程差增大,重力分异作用增强^[28],导致无水采油期持续时间延长,表明地层倾角对水驱油过程有一定的促进作用。

根据 30°和 50°地层倾角下人造岩心饱和实验数据,测得束缚水饱和度分别为 18.89%和 20.91%。实验数据显示,尽管 50°倾角下岩心表现出更高的束缚水饱和度,但其水驱驱油效率仍较 30°倾角下岩心提升 0.14%~1.64%。这说明在水驱油过程中,地层倾角增大导致的重力分异作用对驱油效率有提升作用,但

表2 水驱转气驱实验中的驱替结果

Table 2 Displacement results of water-to-gas flooding experiment

倾角/(°)	30	30	50	50
注/采比	4	8	1	3
采油速度/(mL/min)	0.005 0	0.002 5	0.020 0	0.006 7
水驱驱油效率/%	50.84	49.98	51.62	50.98
气驱驱油效率增量/%	17.42	20.87	16.17	20.93
水驱转气驱总驱油效率/%	68.26	70.85	67.79	71.91
气驱液效率/%	35.73	36.70	46.80	37.71

注:在95.9℃,30 MPa条件下进行水驱转气驱实验,其中水驱速度为0.10 mL/min,气驱速度为0.06 HCPV/a(HCPV为烃类占据的孔隙体积,实验室气驱速度为0.02 mL/min)。

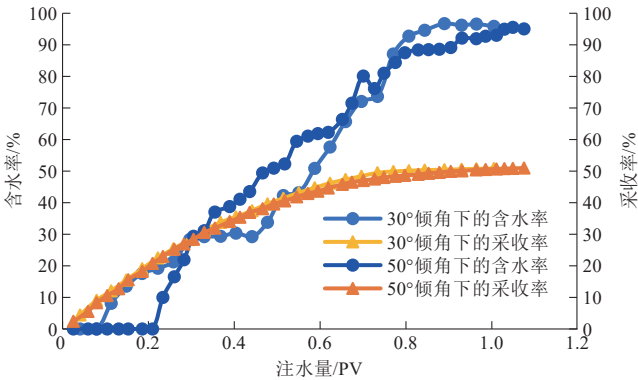


图6 水驱转气驱实验中水驱阶段不同倾角下的含水率和累计采收率
Fig. 6 Water cut and cumulative oil recovery under varying dip angles during water flooding in the water-to-gas flooding experiment (PV为孔隙体积。)

其增益效果有限,驱替作用仍占据主导地位。4组水驱油实验效果相近,采出程度稳定在50%左右,剩余油饱和度维持在40%左右,这种岩心状态的高度一致性为后续气驱实验提供可比较的岩心条件,有效保障不同气驱方案效果的对比分析。

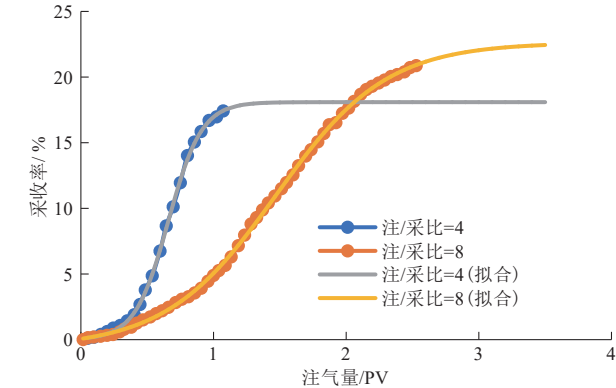


图7 水驱转气驱实验中30°倾角下气驱阶段采收率曲线拟合
Fig. 7 Fitted oil recovery curves during gas flooding at a dip angle of 30° in the water-to-gas flooding experiment (PV为孔隙体积。)

2) 气驱阶段采收率和气/油比的变化
水转气驱驱替实验中,水驱油结束后立即转为气驱油实验,在气/油比达到2 500 m³/m³后,结束伴生气驱替。
30°倾角、注/采比为8的条件下气驱阶段提高采收率为20.87%,较同倾角、注/采比为4的条件下气驱阶段提高采收率提升3.45%。50°倾角、注/采比为3的条件下为20.93%,较同倾角、注/采比为1的条件下气驱阶段提高采收率提升4.76%。其中,50°倾角条件实验中采收率对注/采比调控的敏感度高于30°倾角。气驱阶段采收率数据呈现为“S”形曲线(图7,图8),初期缓慢增长,中间快速增加,最后趋于平缓。初期,伴生气优先驱替水驱阶段末期残留在采油井附近的水相,采油速度较慢;中期,采油井残留水相已被驱替,气驱较水驱扩大波及面积并能进入更小孔隙,有效提高采收率;末期,形成气驱优势通道,气体突破,几乎难以采油。采用Sigmoid函数拟合气驱阶段采收率数据,拟合精度高,相关系数(R)高达0.999。根据拟合曲线观察到,采收率达到一定值后趋于水平,最终气驱采收率规

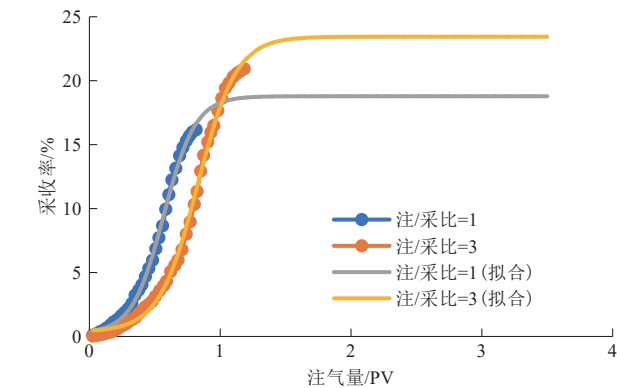


图8 水驱转气驱实验中50°倾角下气驱阶段采收率曲线拟合
Fig. 8 Fitted oil recovery curves during gas flooding at a dip angle of 50° in the water-to-gas flooding experiment (PV为孔隙体积。)

律与实验数据保持一致。可知,在相同地层倾角的情况下进行气驱驱油实验时,高注/采比条件下的气驱驱油效率提升效果均优于低注/采比条件,故增大注/采比有助于提升气驱驱油效率。

在水驱阶段和气驱阶段前期,生产气/油比基本维持在初始气/油比的数值附近小幅度波动(图9,图10)。在模型30°倾角条件下,当注/采比由4增加至8时,气窜发生的临界注气量显著增大,从1.023 PV(PV为孔隙体积)增加至2.244 PV,气窜前气驱阶段的采收率由16.97%提升至19.05%,增加2.08%。在50°倾角条件下,随着注/采比从1增加到3,气窜临界注气量由0.660 PV增大到0.981 PV,采收率由12.25%提升至16.49%,增幅高达4.24%。

随注/采比提高,气驱阶段维持稳定驱油的临界注气量增大,可有效延迟气突破时间,从而有效提升气驱驱油效率。特别是在较高倾角且注/采比调整幅度略小的情况下,气驱阶段的累计采出程度相较于低倾角条件高出1.31%,提升效果更为显著。Shehadeh Masalmeh等^[29]通过一维长岩心实验证实,重力作用有利于垂直注气方向驱替,而对水平注气产生负面影响。本实验采用顶部注气方式,更趋近于垂直注气模式,因此重力分异呈现正向驱替效应,且作用强度随地层倾角增大而增强。这表明,增大注/采比与高倾角带来的更显著的重力分异作用产生了协同效应,使得顶部注气形成的气顶能够更高效地进行驱替。

2.2 二维物理模拟气-液界面稳定机制

在顶部注气重力驱过程中,气顶受驱替动力、重力分异、毛细管力和黏滞力共同作用。重力分异作用可维持气-液界面的稳定性^[30],其核心驱动力为重力,而

黏滞力与毛细管力分别通过流体流动阻力和孔隙尺寸引发的界面张力作用对驱替过程加以制约。为分析重力和毛细管力的作用大小,对实验数据进行无量纲化,分析推导无因次数群。目前,获得无因次数群的方法主要包括因次分析法和检验分析法两种方法。本文采用检验分析法进行分析,该方法基于流体渗流过程中的基本物理定律,通常通过渗流方程和相应的边界条件来描述,因此比因次分析法更为系统^[31]。

重力数群是重力与黏滞力的比值,描述重力和黏滞力的平衡关系:

$$N_G = \frac{KK_{ro}g\Delta\rho_{og}\sin\alpha}{v\mu_o} \quad (1)$$

毛细管数群是黏滞力与毛细管压力的比值,描述黏滞力与毛细管力的平衡关系:

$$N_c = \frac{v\mu_o H}{\sigma K_m \sqrt{\Phi K} \cos\theta \sin\alpha} \quad (2)$$

式中: N_G 为重力数,无量纲; N_c 为毛细管数,无量纲; K 为储层绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_m 为油相的相对渗透率,无量纲; Φ 为储层孔隙度,%; θ 和 α 分别为润湿角和地层倾角,(°); μ_o 为原油黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; $\Delta\rho_{og}$ 为油、气两相密度差, kg/m^3 ; g 为重力加速度,取 $9.81 \text{ m}/\text{s}^2$; v 为达西渗流速度, m/s ; H 为储层厚度, m ; σ 为界面张力, mN/m 。

顶部注气重力驱的过程中,重力数与注气量成反比,毛细管数与注气量成正比,二者皆为非线性关系(图11)。通过重力数和毛细管数推知重力与毛细管压力的比值为73.393,认为气驱全程中重力相较于毛细管压力占据主导地位。

驱替初期阶段,重力数全程保持峰值而毛细管数处于最低水平,黏滞力较低,重力、黏滞力与毛细管压力相互作用,达到动态平衡,体系处于相对稳定状态。气-液

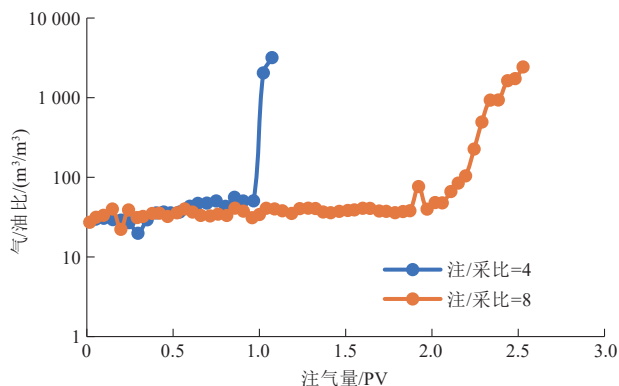


图9 水驱转气驱实验中30°倾角下气驱阶段气/油比变化曲线
Fig. 9 Curves of gas/oil ratio during gas flooding at a dip angle of 30° in the water-to-gas flooding experiment
(PV为孔隙体积。)

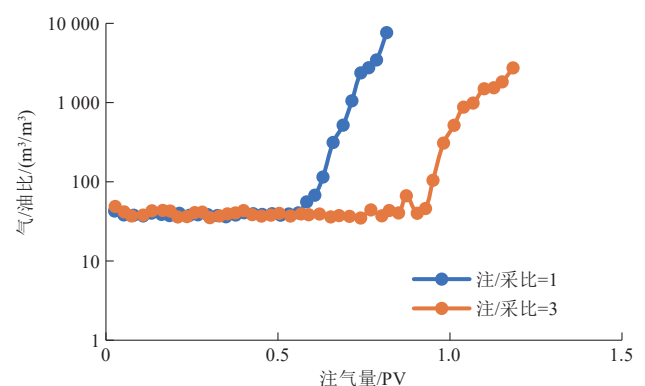


图10 水驱转气驱实验中50°倾角下气驱阶段气/油比变化曲线
Fig. 10 Curves of gas/oil ratio during gas flooding at a dip angle of 50° in the water-to-gas flooding experiment
(PV为孔隙体积。)

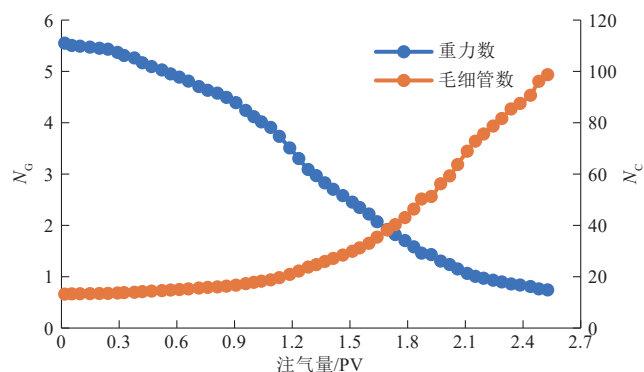


图11 水驱转气驱实验中气驱阶段重力数(N_g)和毛细管数(N_c)与注气量的关系

Fig. 11 Relationships of gravity number and capillary number with gas injectivity during gas flooding in the water-to-gas flooding experiment (PV为孔隙体积。)

两相密度差引发的重力分异作用主导气相运移过程,浮力驱动气相向构造顶部聚集并形成次生气顶^[32],随着气驱持续进行,气顶不断膨胀(图12a,b)。重力分异作用与驱替压差的方向相反,气相在该驱替阶段所受的浮力对不利流度比产生较大程度的抵消作用,有效抑制低黏度流体驱替高黏度流体时常见的前缘突进现象发生。因此该阶段的驱替模式近似为活塞驱,气体可以进入大部分微小孔隙,并使气-液界面在运移过程中保持前缘稳定,形成具有空间连续性的含气饱和度分布特征。

驱替见效阶段,重力数呈下降趋势,而毛细管数则加速上升。尽管驱替过程仍处于重力分异作用主导的范

畴,但其作用效果逐渐减弱,与此同时黏滞力逐步增强,导致重力、黏滞力与毛细管压力之间的力学平衡状态发生偏移。在储层强非均质性的控制下,气相优先选择大孔喉侵入^[33],气-液界面逐渐向采油井的压降漏斗边缘迁移(图12c)。压力梯度受压降漏斗影响变大,引发气-液界面失稳,在主流线方向形成速度指进和舌进现象。

驱替突破阶段,重力数持续降低至0.74,毛细管数则急剧上升至98.72。重力分异作用显著减弱,丧失对气相运移的调控能力。重力数下降至小于临界值1时,黏滞力成为主导作用力。此时,气-液界面未形成指进的部分也开始出现指进现象,指进范围持续扩展,最终导致气相优势渗流通道的形成(图12d)。随着优势通道的建立,气相在水平面上驱替液体的能力急剧减弱,致使宏观波及范围严重受限、出现宏观绕流。在气相突破与气相绕流竞争的共同作用下,采收率增速明显放缓,最终趋近于驱替极限(图7)。

1) 不同注/采比下的重力数与采收率

在天然气驱阶段,重力数与采收率呈负相关性,且重力数随采收率增加呈现减速下降趋势,即重力对驱替过程的影响程度随采收率增加而减弱。常规采收率与重力数关系研究主要通过多组实验的静态单因素分析考察其相关性^[19],而本文着重于单一驱替过程中重力数的动态演化,故重力数与采收率呈现高相关性。30°倾角实验(图13)中,当注/采比为4时,在气驱采收率达到12.76%前,重力数大于1,气顶形成主要受重力分异主导;气驱采收率突破12.76%后,重力数降至

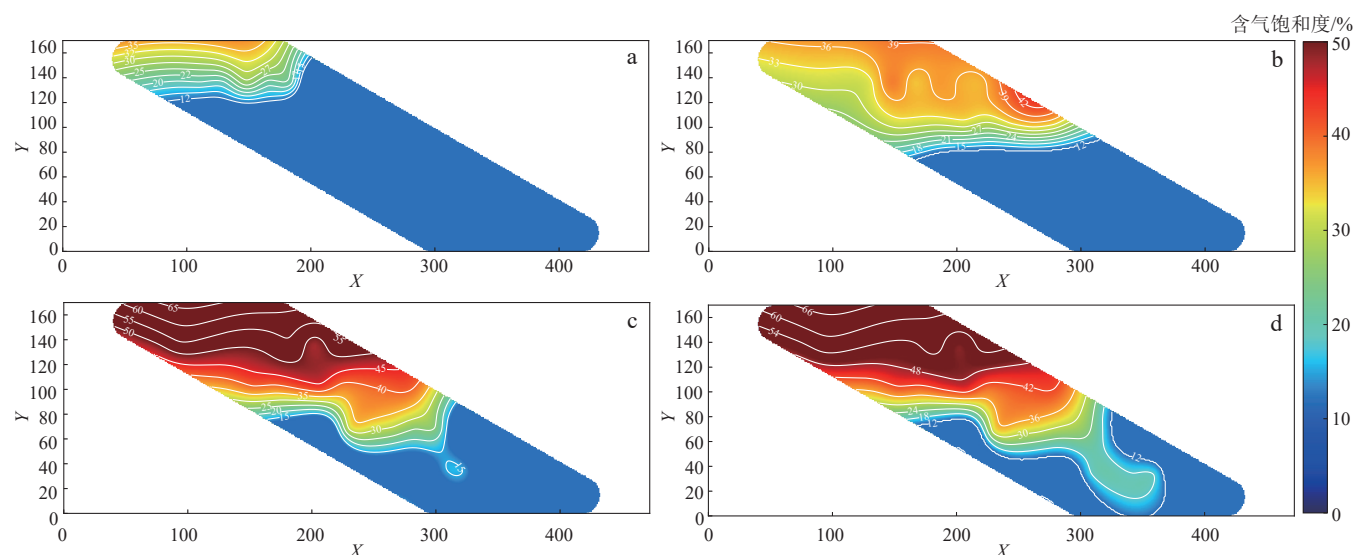


图12 水驱转气驱实验中气驱阶段不同注入量条件下含气饱和度分布对比

Fig. 12 Contour maps showing gas saturation distribution under varying gas injectivity during gas flooding in the water-to-gas flooding experiment

a. 注气量=0.2 PV; b. 注气量=0.8 PV; c. 注气量=1.2 PV; d. 注气量=1.8 PV

(X和Y为坐标轴;PV为孔隙体积。)

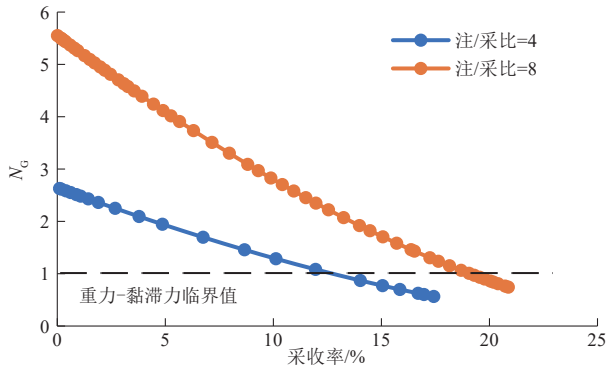


图13 水驱转气驱实验中30°倾角、不同注/采比条件下重力数(N_g)与采收率关系曲线

Fig. 13 Curves showing the relationship between gravity number and oil recovery under varying IPRs at a dip angle of 30° in the water-to-gas flooding experiment

1以下,黏滞力转为占主导地位。当注/采比增至8时,该重力数临界点对应的气驱采收率升至19.11%。对于50°倾角模型(图14),注/采比为1时重力数始终低于1,说明气相流速较高,重力作用相对较弱;注/采比升至3时,临界点出现在气驱采收率12.99%处。提高注/采比可显著提升注气初期的重力数,并提高重力数临界点对应的气驱采收率,强化重力分异作用,延缓气相优势渗流通道的形成,进而提高最终采收率。

2) 不同注/采比下的毛细管数与采收率

毛细管数作为表征黏滞力与毛细管压力关系的无量纲参数,与采收率表现为正相关性,采收率随毛细管数的增加呈现减速上升特征(图15)。在采收率提升过程中,毛细管数恒大于1,意味着相对于毛细管压力,黏滞力起主要作用。

在相同毛细管数水平下,提高注/采比可获得更高的采收率。观测驱替实验含气饱和度变化情况表明:当毛细管数为40时,气-液界面出现指进现象(图16a, b),注/采比4和8对应的气驱采收率分别为5.64%和14.40%,后者比前者高出8.76%;毛细管数增至50时,气相趋近突破临界点,即将在采油井处形成优势渗流通道(图16c, d),不同注/采比的气驱采收率由8.57%提升至16.32%,后者比前者高出7.75%。

认为毛细管数水平升高反映黏滞力作用增强,导致气驱的驱替动力增强、流动梯度增大,进而加剧速度指进程度。在实验所采用的高倾角二维剖面物理模型中,注采井间关系固定,通过改变注/采比调控驱替压力梯度。在恒定注气速度条件下,降低采液速度导致压力梯度减小,实验观测到气-液界面失稳时的深度增大(图16a, b),表明采油井压降漏斗范围缩小,有效

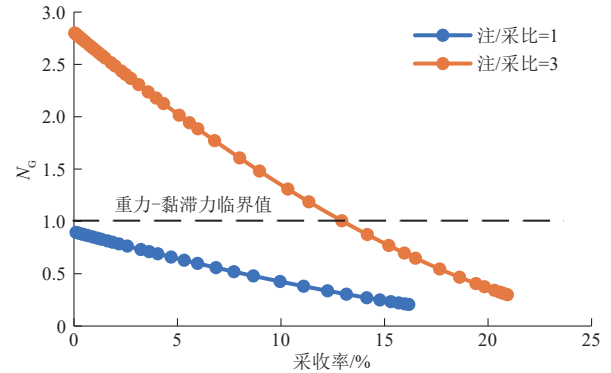


图14 水驱转气驱实验中50°倾角、不同注/采比条件下重力数(N_g)与采收率关系曲线

Fig. 14 Curves showing the relationship between gravity number and oil recovery under varying IPRs at a dip angle of 50° in the water-to-gas flooding experiment

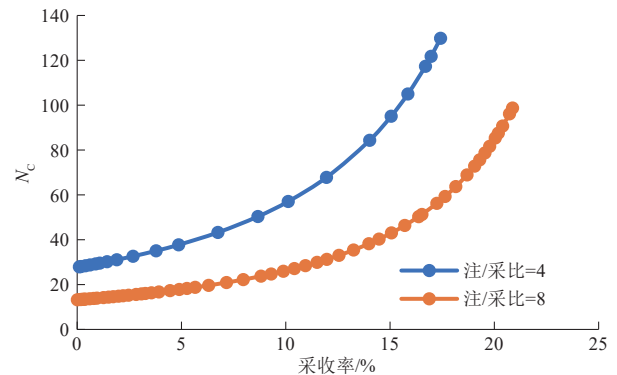


图15 水驱转气驱实验中不同注/采比条件下毛细管数(N_c)与采收率关系对比

Fig. 15 Curves showing the relationship between capillary number and oil recovery under varying IPRs in the water-to-gas flooding experiment

延缓速度指进和气相突破。在同等黏滞力强度下,压力梯度减小有助于提高出现指进前的驱替效率,促进流体在油藏中均匀分布,减少流体绕流和指进的倾向,形成更稳定的驱替前缘,从而提高整体驱替效率。

相同采收率情况下,注/采比为4时已形成气相优势渗流通道(图17a),此时重力数小于1,毛细管数高达84;注/采比增至8时仅初步形成黏性指进(图17b),重力数大于1,毛细管数为43。这说明提升注/采比可显著增强重力分异作用,使气相在构造顶部聚集,同时压缩采油井压降漏斗,延缓气-液界面失稳。

实验聚焦于恒定注气速度条件下的驱替行为,但注气速度对于顶部注气重力驱至关重要。在相同注/采比下,注气速度增加会增大气-液前缘运移速度增量及压力梯度,加剧界面失稳风险^[34]。故在其他条件不变时,注气速度过高易引发气窜,过低难以维持地层压力

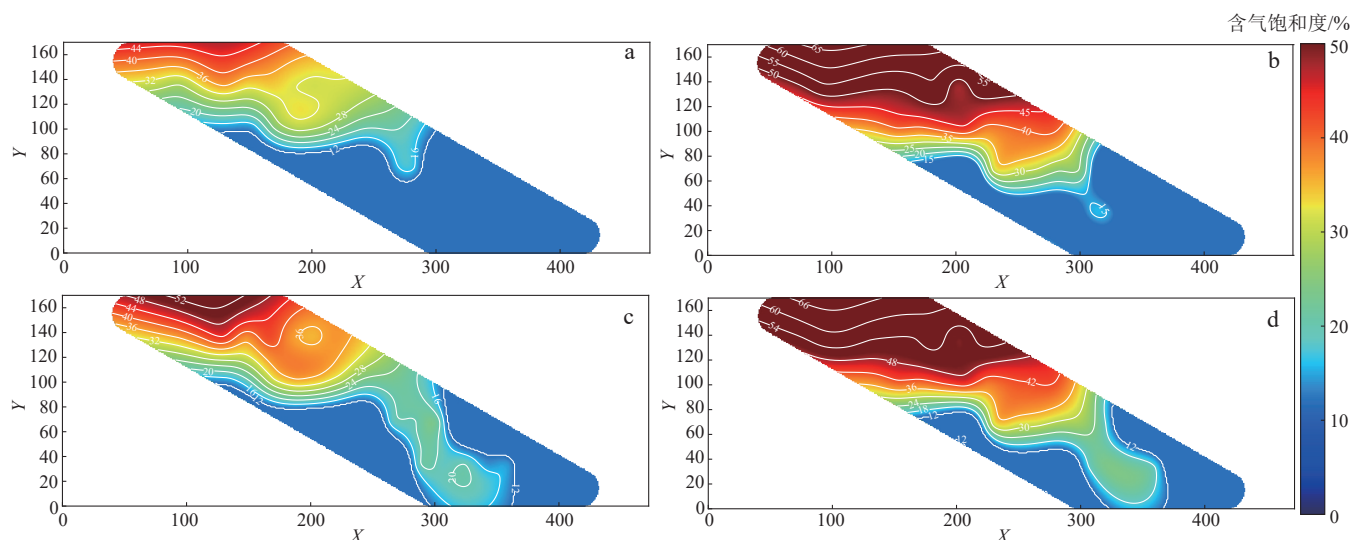


图16 水驱转气驱实验中气驱阶段不同注/采比、不同毛细管数条件下含气饱和度分布对比

Fig. 16 Contour maps showing gas saturation distribution under varying combinations of IPR and capillary number during gas flooding in the water-to-gas flooding experiment

a. 注/采比=4,毛细管数=40;b. 注/采比=8,毛细管数=40;c. 注/采比=4,毛细管数=50;d. 注/采比=8,毛细管数=50
(X和Y为坐标轴。)

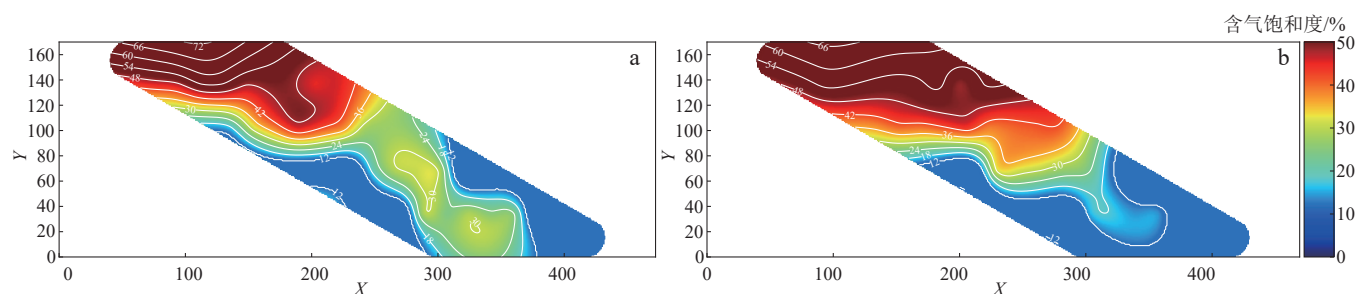


图17 水驱转气驱实验中气驱阶段相同采收率、不同注/采比条件下含气饱和度分布对比

Fig. 17 Comparison of gas saturation distribution under varying IPRs and the consistent oil recovery during gas flooding in the water-to-gas flooding experiment

a. 注/采比=4;b. 注/采比=8
(X和Y为坐标轴。)

且日产油量低,而临界注气速度可实现采油效率最大化。

2.3 水驱和气驱剩余油分布特征及气驱稳定驱替调控要求

基于高倾角二维剖面物理模型水转气驱实验过程中的含油饱和度分布动态变化,结合毛细管压力曲线和油气两相渗流曲线,系统研究驱替过程中流体运移机理,揭示剩余油分布特征及气驱稳定驱替调控要求。

采用压汞法测得X油藏岩心(渗透率 $287.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度 18.62%)的毛细管压力曲线(图18),从该关系曲线形态上可以定性分析岩石的孔喉结构变化特征,这是因为毛细管压力曲线的形态主要受孔隙喉道分选和喉道大小控制^[35-36]。排驱压力较低,为0.038 5 MPa,

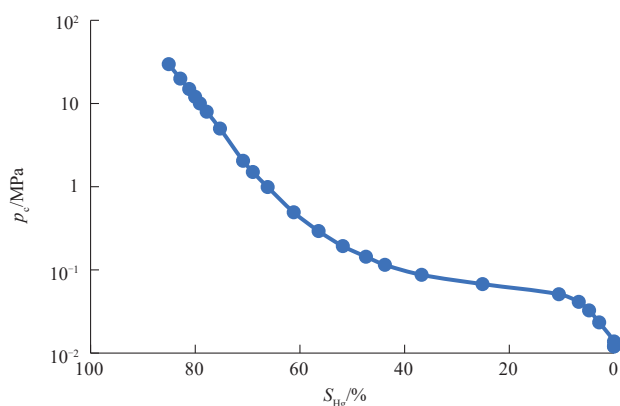


图18 压汞实验中的毛细管压力曲线

Fig. 18 Capillary pressure curve derived from the high-pressure mercury injection experiment

p_c 毛细管压力; S_{Hg} 含汞饱和度

最大连通孔喉的半径高达 $31.49\ \mu\text{m}$, 储层渗透性好; 分选系数为 4.05, 远高于分选性评价阈值 2.50, 储层非均质性极强; 正向歪度值 0.626, 储层孔隙以大孔喉为主。微观结构特征对驱替动态有控制作用, 低排驱压力和大孔喉半径加剧驱替前缘的不稳定性; 高分选系数的孔隙结构易产生指进和舌进等不均匀驱替效果。

由高温-高压气驱油实验得到油、气相渗曲线(图 19), 束缚水饱和度为 32.2%, 随含气饱和度的增大, 油相相对渗透率递减较快, 气相相对渗透率递增先缓后急, 两相共渗区较宽(跨度高达 51.19%), 驱油效率较高。气相相对渗透率最大增幅仅为 0.276, 在气相饱和度达到 44.37% 前, 油相在渗流过程中占据主导地位。这表明在储层中的气体达到一定的量前, 气相流动效率受限, 可抑制气相优势渗流通道的形成。

由上述两种曲线可知, 倾斜油藏水平切面上单个小层的毛细管压力作用与油、气相渗特征呈现强非均质性。实验物理模型采用分小层填砂的方式制作, 层间泥质含量差异显著, 层间非均质性显著, 易引起层间气窜。在高倾角作用下, 低渗透储层毛细管压力抑制流体运移, 而高渗透储层易发生指进与舌进现象, 最终导致平面气窜。

1) 水驱结束后剩余油分布

在水驱油实验中, 模型内仅含油、水两相, 体系组成相对简单, 溶解气忽略不计。在水驱过程中, 驱替效果受重力、驱替压力与毛细管压力相互作用的影响。驱替初期, 水平方向上, 注水驱替压力梯度与毛细管压力相互制约; 垂向上, 重力作用方向与驱替压力梯度协同作用, 促使油-水界面呈近水平状态(图 20a)。界面稳定性主要受控于两相流体间的毛细管压力梯度, 当

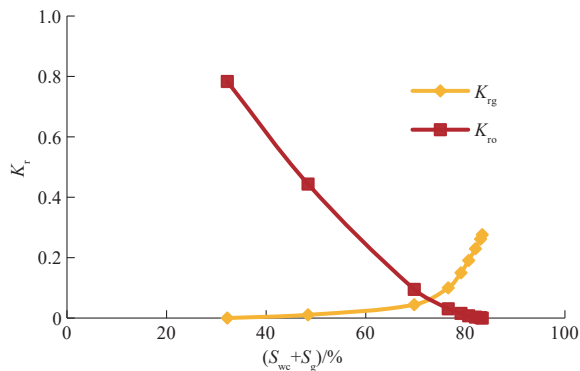


图 19 相渗实验中的油、气相渗曲线

Fig. 19 Relative permeability curves of oil and gas phases derived from the relative permeability experiment

S_{wc} : 束缚水饱和度; S_g : 含气饱和度; K_r : 相对渗透率; K_{rg} : 气相相对渗透率; K_{ro} : 油相相对渗透率

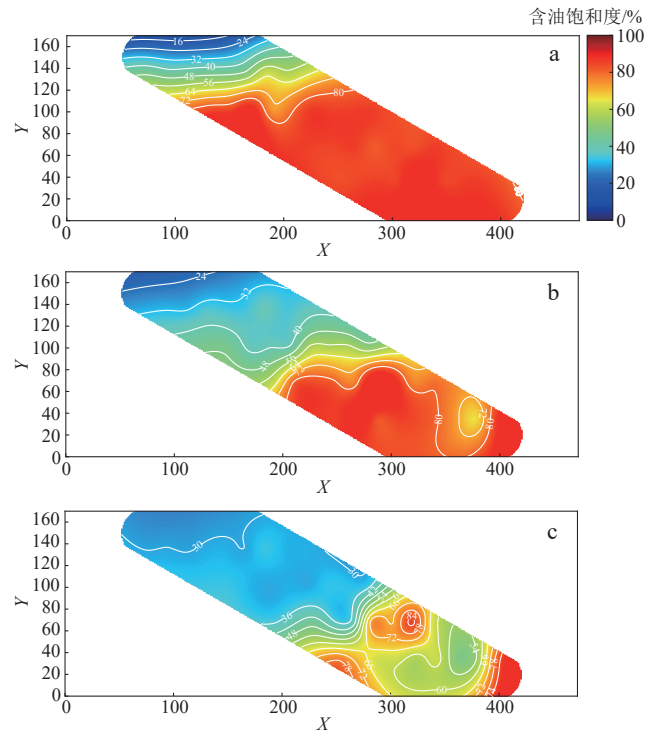


图 20 水驱转气驱实验中水驱阶段不同注入量条件下含油饱和度分布对比

Fig. 20 Contour maps showing oil saturation distribution under varying water injectivity during water flooding in the water-to-gas flooding experiment

a. 注水量=0.2 PV; b. 注水量=0.5 PV; c. 注水量=0.8 PV
(X和Y为坐标轴; PV为孔隙体积。)

驱替压力超过孔隙喉道的临界毛细管压力时, 油-水黏度的差异、储层的非均质性以及注采井间的压力梯度共同作用, 引发宏观指进现象并形成绕流, 促使采油井主流线附近发育水相优势渗流通道(图 20b)。在低渗透储层中, 驱替压力梯度难以克服由油-水界面张力产生的毛细管阻力, 致使微观孔隙喉道内形成贾敏效应。该效应引发的毛细管压力圈闭作用导致剩余油在局部区域发生富集(图 20c), 其含油饱和度可达到 80%。

通过缩小色轴标定范围, 可有效增强剩余油空间分布的辨识度, 如图 21 所示。在岩心物性参数及驱替条件相近的实验约束下, 各体系的剩余油分布特征基本一致。注水井近井带含水饱和度大于 70%, 岩心上部水驱效率较高; 沿主流线方向, 含油饱和度逐渐增加, 水驱剩余油主要富集于模型下部右侧边缘区域。剩余油分布主要受层间非均质性控制, 实验模型渗透率呈复合反-正韵律分布(图 4), 其中构造中下部为低渗区, 下部则存在较高渗区。在模型高倾角作用下, 重力作用显著增强, 驱动水相优先流经下部较高渗区。在油-水界面垂向运移过程中, 重力势能持续积累, 纵向驱

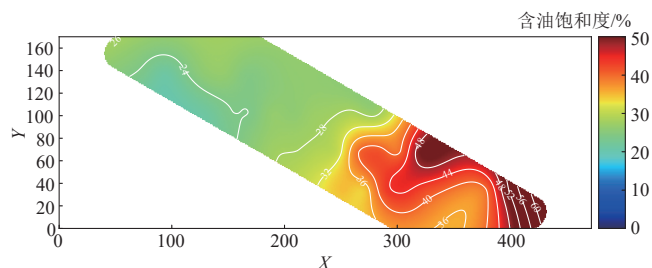


图21 水驱转气驱实验中水驱阶段结束时的含油饱和度
Fig. 21 Contour map showing oil saturation distribution at the end of water flooding in the water-to-gas flooding experiment
(X和Y为坐标轴。)

动力增强,导致水相形成宏观指进并发生水突破;而中下部低渗区则存在剩余油滞留,其含油饱和度超过45%,局部区域波及效率低下,致使水驱宏观驱替效率不理想。

2) 气驱结束剩余油分布

通过对比气驱终止后含油饱和度分布,研究水驱转气驱后的剩余油分布特征(图22)。30°仰角模型注/采比由4升至8时,剩余油饱和度降低2.10%;50°仰角模型注/采比由1增至3时,剩余油饱和度下降3.27%。地层倾角及注采井位配置影响重力分异作用强度,30°模型中驱替动力与重力协同作用使剩余油富集于下部区域,剩余油饱和度峰值约为25%;50°模型因重力作用增强,驱动剩余油向模型右下缘运移形成较高饱和度滞留区,剩余油峰值超过30%。

在恒定注气速率条件下,通过回压调节采出速度来改变注采井间压力梯度。低注/采比时,较大的注采压差促使采油井地带压降漏斗扩展,诱发气窜现象提前,导致剩余油分布呈现离散岛状分布特征(图22a, c),赋存形态区域非连续化;高注/采比则通过维持适度压力梯度,形成的气顶压力增加,气顶稳定性增强的同时抑制气相窜流,使得剩余油趋向连续条带状分布^[37-38](图22b, d)。

这表明降低注采压差可减小压力梯度,维持驱替过程气-液界面稳定。因此,现场调控可考虑优化注采井参数以减弱压力梯度:适当降低采液速度,有利于长期稳定开采^[39];增大注采井距可延长渗流路径,直接减小井间压力梯度;增大注采井高程差则可加强重力分异作用。多措施结合能够更有效调控压力场分布,抑制气窜并提高驱油效果,其具体方案需根据油藏构造特征(如倾角)及非均质性进行优化设计。

分析表明,水转气驱通过降低水的无效循环扩大波及面积,使水驱难以动用的小孔道剩余油得以有效动用,显著提高驱油效率^[40-41]。驱替过程中形成的油-水界面与气-液界面受高倾角影响,二者重力作用机制存在差异:油-水界面垂向运移时,重力驱动水相推动油相下移;气驱期间,重力分异作用主导气顶形成与稳定,其稳定性受分子扩散和毛细管压力协同影响。通过调控气驱注采参数(如注/采比、生产压差)改变驱替压力梯度分布,可优化驱替效果。实验结果显示,减

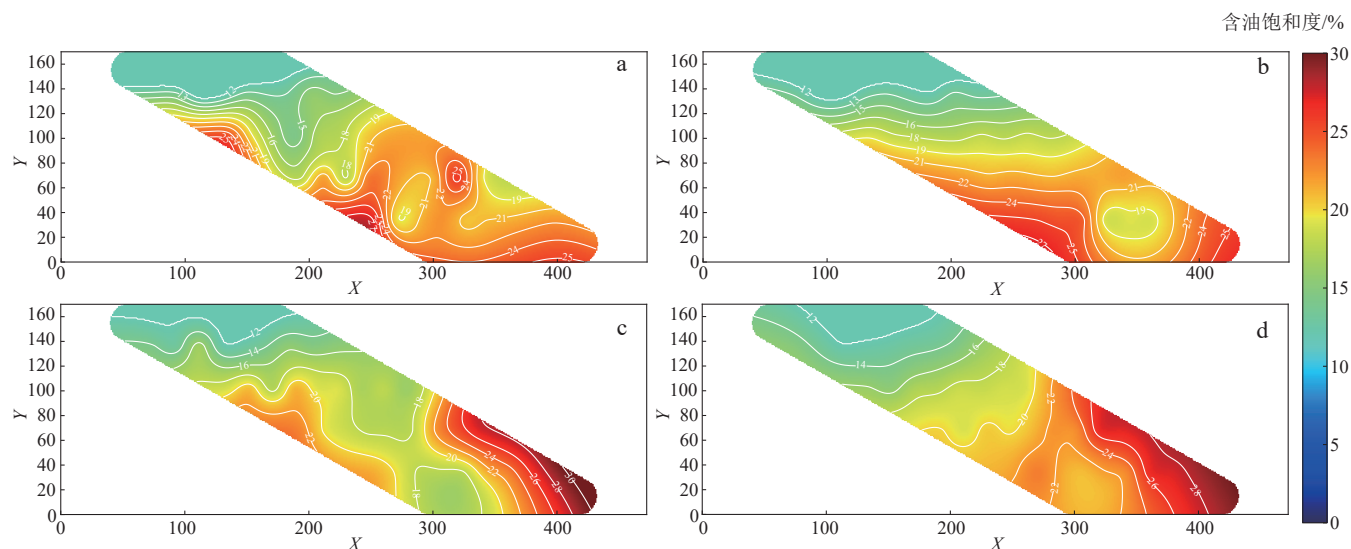


图22 水驱转气驱实验中不同倾角、不同注/采比条件下气驱结束含油饱和度分布对比

Fig. 22 Contour maps showing oil saturation distribution at the end of gas flooding under varying dip angles and IPRs in the water-to-gas flooding experiment

a. 30°倾角,注/采比=4;b. 30°倾角,注/采比=8;c. 50°倾角,注/采比=1;d. 50°倾角,注/采比=3

(X和Y为坐标轴。)

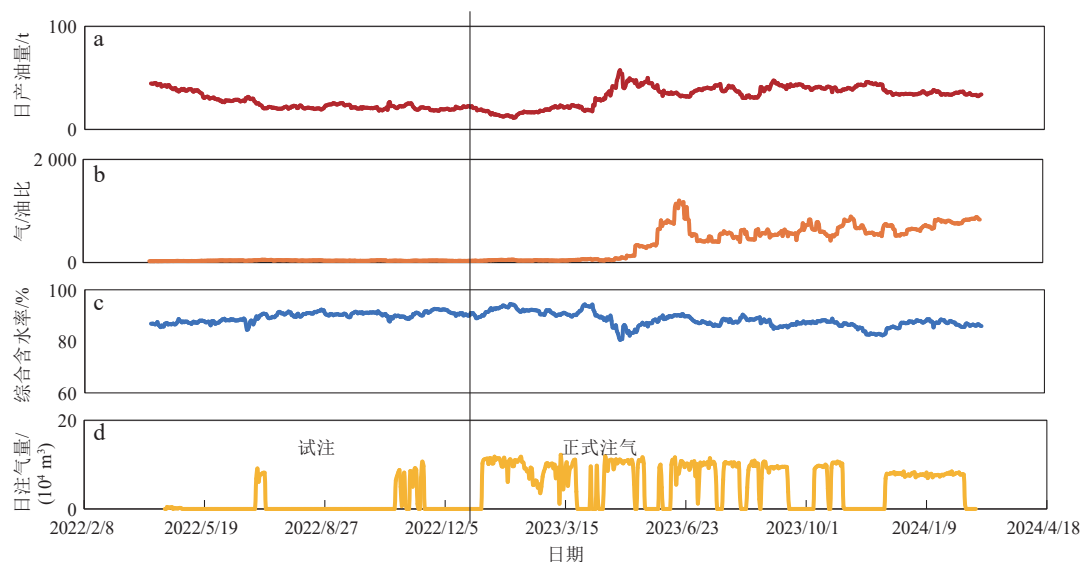


图23 水驱转气驱实验中试验区综合开采曲线

Fig. 23 Comprehensive production curves of the test area derived from the water-to-gas flooding experiment

a. 日产油量曲线; b. 气/油比曲线; c. 综合含水率曲线; d. 日注气量曲线

(图中黑色竖线表示试注阶段和正式注气阶段分界线。)

小驱替压力梯度能有效缩小压降漏斗范围,延迟指进现象,并提升气相突破前驱替前缘垂向波及深度,从而维持气-液界面稳定性。

2.4 实例分析

在X油藏试验区开展注气采油先导试验,试验区地层倾角为 $30^{\circ} \sim 50^{\circ}$,覆盖地质储量 381.7×10^4 t,部署有复合开发井网(含4口注气井、10口注水井及34口采油井),按需启停井位。试验遵循先导性注气后正式注气的流程。正式注气阶段平均注/采比为1.3(最大4.3),年均注气速度在0.03 HCPV/a的水平。实施后,日产油量由25.78 t/d提升到33.44 t/d,增幅达到29.71%(图23)。

注气期间注/采比始终维持在1.5以上的较高水平。通过调控注气井与采液井工作制度,平衡注气速度与采液速度,调控储层压力梯度,延缓压降漏斗扩展,延长重力分异作用主导周期,保障气顶稳定向下推进。当累计注气量达0.01 HCPV时,优势渗流通道区域形成气窜,但通过注气井关停等调控措施,仍维持日产油量的相对稳定。正式注气后,气驱见效前综合含水率为90.7%,见效后降至86.9%,表明气驱提高采收率效果显著。

3 结论

1) 水驱阶段,地层倾角变化对重力分异作用影响

微弱,驱替动力起主要作用;气驱阶段,增大注/采比可延迟气突破临界点的出现。相较于连续水驱,水驱转气驱方式可使最终采收率提升超过16%。

2) 在顶部注气重力驱过程中,气-液界面稳定性受重力、黏滞力与毛细管压力协同控制。无因次分析表明,采收率与重力数呈负相关,与毛细管数呈正相关。气驱过程可划分为3个阶段:初期,重力分异作用主导驱动气相向上运移,三力维持动态平衡,界面稳定;见效期,重力向黏滞力过渡,重力作用减弱但仍占主导,黏滞力增强导致力学平衡偏移,引发界面失稳;突破期,黏滞力主导指进现象持续扩展,并形成优势通道。因此,为抑制气体突破、延长采收率增速较高的见效期,可考虑降低气相驱替压力梯度以压缩压降漏斗。

3) 水驱过程中,重力驱动油-水界面向下运移;气驱时,重力分异作用则维持气顶稳定及其空间连续性。层间非均质性易诱发气窜;相较于高注/采比,低注/采比条件下剩余油分布更分散,驱替效果较差。相同地层条件下,降低压力梯度可延迟气窜,有效扩大宏观波及面积;为改善开发效果,可考虑增大井距或注采井高程差。

参 考 文 献

- [1] JOHNSTON J R. Weeks island gravity stable CO_2 pilot[C]//SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, 1988. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1988: SPE-17351-MS.
- [2] MOFFITT P D, ZORNES D R. Postmortem analysis: Lick Creek Meakin Sand Unit immiscible CO_2 waterflood project[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D.

- C., 1992. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1992: SPE-24933-MS.
- [3] DOORWAR S, LEE V, DAVIDSON A, et al. Gravity-stable processes for dipping or thick reservoirs [C]//SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, 2018. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018: SPE-190160-MS.
- [4] 陈小龙. 泡沫协同注气重力驱提高采收率实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(5): 123-131.
- CHEN Xiaolong. Experiment of enhanced oil recovery of foam coordinated gas assisted gravity drainage [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(5): 123-131.
- [5] HASANZADEH M, MADANI M. Deterministic tools to predict gas assisted gravity drainage recovery factor [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(3): 100267.
- [6] AL-MUDHAFAR W J, AL-MALIKI A K, AL-TAMEEMI A, et al. Field-scale evaluation of re-injecting the associated gas to enhance the recovery of oil through the GAGD process: A prospective pilot project in a southern Iraqi oil field [C]//SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, 2018. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018: SPE-190355-MS.
- [7] AL-MUDHAFAR W J, RAO D N, SRINIVASAN S. Reservoir sensitivity analysis for heterogeneity and anisotropy effects quantification through the cyclic CO₂-Assisted Gravity Drainage EOR process-A case study from South Rumaila oil field [J]. Fuel, 2018, 221: 455-468.
- [8] 刘维霞. 人工气顶形成评价理论与参数界限研究[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(2): 207-213.
- LIU Weixia. Evaluation theory method and parameter boundary for the formation of artificial gas cap [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(2): 207-213.
- [9] 孙雪彬. 注气重力驱影响因素及驱油特征实验研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
- SUN Xuebin. Experimental study on the influence factors and oil drive characteristics of gas injection gravity drainage [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.
- [10] 王颖, 屈亚光, 王斌, 等. 低渗油藏CO₂辅助重力驱油开发效果参数评价[J]. 科学技术与工程, 2025, 25(1): 137-145.
- WANG Ying, QU Yaguang, WANG Bin, et al. Parameter evaluation of CO₂-assisted gravity flooding development in low permeability reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(1): 137-145.
- [11] LI Yingwen, YANG Yongfei, DONG Mingzhe, et al. Effect of Pore Structure and Capillary Number on Gas-Water Flow Patterns in Carbonate Rocks [J]. SPE Journal, 2022, 27(04): 1895-1904.
- [12] GRATTONI C A, JING X D, DAWER A. Dimensionless groups for three-phase gravity drainage flow in porous media [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001, 29(1): 53-65.
- [13] PENG Yingfeng, LI Yiqiang, SARMA H K, et al. Feasibility of combining gas-assisted gravity drainage GAGD with water injection in a thick heterogeneous carbonate reservoir using 3-D experimental physical model and simulation [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, 2020. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2020: SPE-201575-MS.
- [14] AL-RABAANI A S, BLUNT M J, MUGGERIDGE A H. Calculation of a critical steam injection rate for thermally-assisted gas-oil gravity drainage [C]//SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 2008. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008: SPE-113351-MS.
- [15] TAVASSOLI S, LU Jun, POPE G A, et al. Investigation of the critical velocity required for a gravity stable surfactant flood [C]//SPE Reservoir Simulation Symposium, the Woodlands, 2013. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013: SPE-163624-MS.
- [16] 梁淑贤, 周炜, 张建东. 顶部注气稳定重力驱技术有效应用探讨[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(4): 86-92.
- LIANG Shuxian, ZHOU Wei, ZHANG Jiandong. Investigation on effect application of the technology of crestal gas injection for stable gravity flooding [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(4): 86-92.
- [17] MAHMOUD T N, RAO D N. Range of operability of gas-assisted gravity drainage process [C]//SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 2008. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008: SPE-113474-MS.
- [18] MOHIUDDIN Z, HAGHIGHI M. Visualization of CO₂ displacement process under gravity domination [C]//SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, 2011. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011: SPE-144101-MS.
- [19] 陈小龙, 李宜强, 廖广志, 等. 减氧空气重力稳定驱驱替机理及与采收率的关系[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 780-788.
- CHEN Xiaolong, LI Yiqiang, LIAO Guangzhi, et al. Experimental investigation on stable displacement mechanism and oil recovery enhancement of oxygen-reduced air assisted gravity drainage [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 780-788.
- [20] 雷霄, 鲁瑞彬, 马帅, 等. 海上低渗油藏规模化注气开发关键技术及与矿场实践[J]. 中国海上油气, 2024, 36(6): 59-67.
- LEI Xiao, LU Ruibin, MA Shuai, et al. Key technologies and field practice of large-scale gas injection development in offshore low-permeability reservoirs [J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(6): 59-67.
- [21] 张小奇, 马涛, 双立娜, 等. 高含水油藏多相流动条件下注气采油技术研究[J]. 化学工程师, 2025, 39(6): 55-59.
- ZHANG Xiaoqi, MA Tao, SHUANG Lina, et al. Study on gas injection oil recovery technology under multiphase flow conditions in high water content reservoirs [J]. Chemical Engineer, 2025, 39(6): 55-59.
- [22] 中华人民共和国自然资源部. 石油天然气储量估算规范: DZ/T 0217-2020 [S]. 北京: 地质出版社, 2020.
- Ministry of Natural Resources, People's Republic of China. Regulation of petroleum reserves estimation: DZ/T 0217-2020 [S]. Beijing: Geological Publishing House, 2020.
- [23] 宋璠, 孔庆圆, 张学才, 等. 干旱型浅水三角洲沉积特征及沉积模式——以准噶尔盆地腹部永进地区侏罗系齐古组为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1275-1288.
- SONG Fan, KONG Qingyuan, ZHANG Xuecai, et al. Sedimentary characteristics and models of shallow-water deltas in arid settings: A case study of the Jurassic Qigu Formation in the Yongjin area within the hinterland of the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology,

- 2024, 45(5): 1275–1288.
- [24] 潘辉, 蒋裕强, 朱讯, 等. 河流相致密砂岩气地质甜点评价——以四川盆地川中地区侏罗系沙溪庙组二段1亚段为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 471–485.
- PAN Hui, JIANG Yuqiang, ZHU Xun, et al. Evaluation of geological sweet spots in fluvial tight sandstone gas: A case study of the first submember of the second member of the Jurassic Shaximiao Formation, central Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 471–485.
- [25] 卢昶昊. 低黏原油辅助气体吞吐稠油开采技术室内实验和技术界限[J]. 特种油气藏, 2024, 31(1): 48–56.
- HU Changhao. Indoor experiment and technical boundary of heavy reservoir with gas huff and puff assisted by low-viscosity oil injection [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(1): 48–56.
- [26] 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 Reservoirs, 2022, 29(6): 133–140.
- [27] 苏皓, 郭艳东, 曹立迎, 等. 顺北油田断控缝洞型凝析气藏衰竭式开采特征及保压开采对策[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(5): 178–188.
- SU Hao, GUO Yandong, CAO Liying, et al. Natural depletion characteristics and pressure maintenance strategies of fault-controlled fracture-cavity condensate gas reservoirs in Shunbei Oilfield [J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36(5): 178–188.
- [28] 刘学利, 谭涛, 陈勇, 等. 顺北一区断溶体油藏溶解气驱开发特征[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(2): 195–202.
- LIU Xueli, TAN Tao, CHEN Yong, et al. Development characteristics of solution-gas drive in fault-karst reservoirs in Shunbei-1 Block [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(2): 195–202.
- [29] MASALMEH S, FARZANEH S A, SOHRABI M, et al. A systematic experimental study to understand the performance and efficiency of gas injection in carbonate reservoirs [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2023, 26(4): 1159–1174.
- [30] 王军, 邱伟生. 高含水油藏CO₂人工气顶驱油-封存适宜条件研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 48–54, 63.
- WANG Jun, QIU Weisheng. Suitable conditions for CO₂ artificial gas cap flooding-sequestration in high water cut reservoir [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 48–54, 63.
- [31] 杨超, 李彦兰, 韩洁, 等. 顶部注气油藏定量评价筛选方法[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 938–946.
- YANG Chao, LI Yanlan, HAN Jie, et al. Quantitative evaluation and screening method for gas assisted gravity drainage reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5): 938–946.
- [32] 丁明山, 林军章, 冯云, 等. 新型产甲烷菌系提高极限含水油藏采收率技术[J]. 石油实验地质, 2024, 46(2): 412–419.
- DING Mingshan, LIN Junzhang, FENG Yun, et al. Enhancing oil recovery of ultimate water-cut reservoirs with a novel methane-producing bacterial strain [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(2): 412–419.
- [33] 黄天杰, 许建国, 吴俊, 等. 吉林油田致密油藏不同CO₂注入方式驱替效果实验[J]. 断块油气田, 2024, 31(4): 740–745.
- HUANG Tianjie, XU Jianguo, WU Jun, et al. Experiments on the flooding efficiency of different CO₂ injection techniques in tight oil reservoirs of Jilin Oilfield [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2024, 31(4): 740–745.
- [34] 顾晓, 王智林, 葛永涛, 等. 低渗油藏注气前缘运移特征及影响因素[J]. 复杂油气藏, 2024, 17(3): 342–346.
- GU Xiao, WANG Zhilin, GE Yongtao, et al. Migration characteristics and influencing factors of gas injection front in low-permeability reservoirs [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2024, 17(3): 342–346.
- [35] 陈洪才, 李哲, 金忠康, 等. 苏北盆地石港特低渗储层微观特征及提高采收率对策研究[J]. 石油实验地质, 2024, 46(3): 638–646.
- CHEN Hongcai, LI Zhe, JIN Zhongkang, et al. Microscopic characteristics of ultra-low permeability reservoirs in the Shigang Oilfield of the Subei Basin and strategies for enhancing oil recovery [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2024, 46(3): 638–646.
- [36] 曾澍辉, 张亚雄, 张在振, 等. 致密砂岩气藏复杂气-水关系形成和分布主控因素及分布模式[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1067–1083.
- ZENG Jianhui, ZHANG Yaxiong, ZHANG Zaizhen, et al. Complex gas-water contacts in tight sandstone gas reservoirs: Distribution pattern and dominant factors controlling their formation and distribution [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1067–1083.
- [37] 孙焕泉, 杨勇, 王海涛, 等. 特高含水油藏剩余油分布特征与提高采收率新技术[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 90–102.
- SUN Huanquan, YANG Yong, WANG Haitao, et al. Distribution characteristics of remaining oil in extra-high water cut reservoirs and new technologies for enhancing oil recovery [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 90–102.
- [38] 熊安亮, 程国峰, 李东涛, 等. 超低渗储层微观孔隙结构及剩余油分布特征——以吴起油田白豹地区长4+5为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2023, 53(5): 1338–1351.
- XIONG Anliang, CHENG Guofeng, LI Dongtao, et al. Micropore structure and micro residual oil distribution of ultra-low permeable reservoir: A case study of Chang 4+5 of Baibao area, Wuqi Oilfield [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2023, 53(5): 1338–1351.
- [39] HAMEED M, KONWAR L, ALANAISI I, et al. Reservoir performance analysis of eighty-four years of immiscible gas injection in a matured carbonate reservoir, Bahrain Field [C]// ADIPEC, Abu Dhabi, 2022. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2022: SPE-211348-MS.
- [40] 孙焕泉, 杨勇, 方吉超, 等. 提高油气田采收率技术协同方法与应用[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 600–608.
- SUN Huanquan, YANG Yong, FANG Jichao, et al. Technological synergy for enhancing hydrocarbon recovery and its applications [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 600–608.
- [41] 王光付, 李阳, 王锐, 等. 二氧化碳地质封存与利用新进展[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1168–1179.
- WANG Guangfu, LI Yang, WANG Rui, et al. Recent advances in geological carbon dioxide storage and utilization [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 1168–1179.