

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021025

引用格式: 牟汉生, 陆文明, 曹长霄, 等. 深水浊积岩油藏提高采收率方法研究: 以安哥拉 X 油藏为例 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(2): 79-89.

MOU Hansheng, LU Wenming, CAO Changxiao, et al. Study on enhanced oil recovery method in deep-water turbidite reservoirs: a case study of X Reservoir in Angola [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(2): 79-89.

深水浊积岩油藏提高采收率方法研究 ——以安哥拉 X 油藏为例

牟汉生¹, 陆文明², 曹长霄³, 宋兆杰³, 石军太⁴, 张 洪⁴

(1. 中国石化东北油气分公司, 吉林长春 130062; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206; 3. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249; 4. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249)

摘 要: 深水浊积岩油藏储层非均质性强, 平面矛盾突出, 注水开发过程中易出现油水前缘不稳定, 形成窜流。气为明确气水交替驱与氮气泡沫驱在平面非均质油藏的适用性及其提高采收率机制, 结合油藏地质资料, 设计制作了不同渗透率级差的岩心模型, 开展了气水交替驱和氮气泡沫驱试验, 分析了 2 种提高采收率方法的驱油效果, 结合数值模拟研究, 探索了驱替过程中不同渗透率条带的流体波及规律。研究表明, 当岩心模型渗透率级差较小时, 气水交替驱可表现出良好的提高波及系数及降低出口端含水率的能力, 但当岩心模型渗透率级差较大时, 该方法控制气体流度能力降低, 提高采收率效果变差。氮气泡沫驱在岩心模型渗透率级差较大时, 仍可发挥泡沫堵大不堵小、堵水不堵油以及表面活性剂洗油的多重特性, 有效抑制高渗条带中的流体窜逸, 使氮气泡沫在低渗条带呈现活塞式驱替, 从而实现深部调驱、大幅度提高采收率的目的。因此, 氮气泡沫驱可有效提高深水浊积岩油藏采收率, 为该油藏的经济高效开发提供技术支持。

关键词: 浊积岩油藏; 非均质; 气水交替驱; 氮气泡沫驱; 提高采收率

中图分类号: TE341 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2021)02-0079-11

Study on Enhanced Oil Recovery Method in Deep-Water Turbidite Reservoirs —A Case Study of X Reservoir in Angola

MOU Hansheng¹, LU Wenming², CAO Changxiao³, SONG Zhaojie³, SHI Junta⁴, ZHANG Hong⁴

(1. Northeast Oil & Gas Branch of Sinopec, Changchun, Jilin, 130062, China; 2. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing, 102206, China; 3. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum, Beijing, 102249, China; 4. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China)

Abstract: Due to severe planar-heterogeneity, water-displacing-oil front in deep-water turbidite reservoirs is unstable and may cause water channeling during water flooding. In order to investigate the feasibility and enhanced oil recovery mechanisms of water and gas alternating flooding and nitrogen foam flooding in planar-heterogeneous reservoirs, artificial core samples with different permeability contrasts were designed according to the geological data in core flooding experiments. Based on the history matching of experimental data via numerical simulation, fluid flow behavior was discussed in the heterogeneous core samples. The results showed that water and gas alternating flooding presented good ability in improving sweep efficiency and reducing water cut when the permeability contrast was small; however, its ability in controlling gas mobility was depressed and the enhanced oil recovery effect was decreased when the permeability contrast was large. Due to the selective plugging of nitrogen foam and the surfactant's improving displacement efficiency, nitrogen foam flooding could still delay fluid channeling in high-permeability streaks of severe planar-heterogeneous core samples while presented the piston-like displacement in low-permeability streaks so as to achieve in-depth profile control and oil recovery

收稿日期: 2020-08-20; 改回日期: 2021-02-20。

作者简介: 牟汉生 (1968—), 男, 湖北利川人, 1989 年毕业于石油大学 (华东) 地质勘查专业, 高级工程师, 主要从事油气田开发方面的相关工作。E-mail: hsmu.sipc@sinopec.com。

通信作者: 宋兆杰, songz@cup.edu.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“安哥拉深水浊积岩油藏高效开发技术”(编号: 2016ZX05033-003-005) 部分研究内容。

improvement. Thus, nitrogen foam flooding could effectively enhance oil recovery in deep-water turbidite reservoirs and provide technical support for the economical and efficient development of such reservoirs.

Key words: turbidite reservoir; heterogeneity; gas and water alternating flooding; nitrogen foam flooding; enhanced oil recovery

浊积岩油藏属于典型的深海油藏圈闭,由深水环境中的浊流沉积而成^[1-3]。根据沉积特性,浊积岩油藏同一平面储层的孔隙度、渗透率等物性参数具有较大差异,平面非均质性强^[4-7],在实际生产中易出现注入流体窜逸,影响油藏开发效果^[8-9]。

气水交替驱和氮气泡沫驱是提高原油采收率的有效方法。气水交替驱可通过气、水段塞的交替注入,在扩大水驱波及系数的同时,实现气体流量控制,从而延缓气体窜逸^[10-13];氮气泡沫驱兼具改善水油流度比、降低油水界面张力、选择性封堵等驱油特性^[14-17],可增大波及体积、提高储量动用程度,达到提高采收率的目的。国内外现有研究主要集中于不同提高采收率方法在纵向非均质储层的适应性方面^[18-23],针对气水交替驱或氮气泡沫驱的效果评价的研究较少^[24-25]。张丽娟等人^[26]针对纵向非均质储层,通过筛选注入气体种类,提高了气水交替驱的采油效果;M. M. Salehi 等人^[27]对比了气水交替驱和泡沫驱两种方法,发现泡沫驱可以减缓油水前缘黏性指进;元福卿等人^[28]优化了氮气泡沫驱所用泡沫配方,提高了泡沫调堵、分流性能,从而改善了地层纵向非均质性。

不同于纵向非均质性,平面非均质性主要为同一深度储层在平面上由于沉积条件不同而产生的渗透率差异,一般不涉及流体重力差异对驱替介质波及效率的影响。因此,对于纵向非均质储层,可以利用凝胶调剖实现对注入井近井地带的封堵;但对于平面非均质储层,其条带间复杂的连通性导致难以采用近井调剖措施,而需考虑采用具有深度驱替特性的注入介质。从理论角度分析,气水交替驱或氮气泡沫驱的注入介质为气、水/泡沫液段塞,地层注入性优于凝胶类调剖堵水剂,具有深度驱替和整体波及特性,更适于平面非均质油藏。但是,目前针对平面非均质储层调驱效果的研究较少,渗透率级差、高渗条带宽度占比等非均质特性对气水交替驱或氮气泡沫驱效果的影响机制尚不清楚。因此,笔者结合室内试验和数值模拟,开展不同平面非均质条件下的气水交替驱与氮气泡沫驱的适用性及提高采收率机制研究,为浊积岩油藏开发中后期延缓

水窜、稳油控水提供了新的技术思路。

1 油藏地质背景

X 油藏为非洲西海岸安哥拉典型浊积岩油藏,属于新近-古近系中新统、渐新统深海沉积储层,含油砂体为海底水道形成的浊积砂体和席状砂,储层含少量泥质胶结物,岩性为长石、石英砂岩,油藏构造和砂体共同控制油气聚集。X 油藏由海岸沿斜坡向下(北—南)发育 3 条浊积水道及席状砂体系。河道储层由 2 部分砂体构成,中部高净毛比砂岩构成高渗条带,与边缘砂体呈现显著的物性差异,储层平面非均质性强。水道中心轴线以中粗砂为主,物性较好,渗透率达 800~3 000 mD;水道边缘天然堤沉积则以砂泥互层为主,电性特征为锯齿状,渗透率通常低于 500 mD,中心轴线、边缘沉积及周围深水泥质沉积在平面上构成了 3 层结构。地质模型计算及前期地质勘探结果表明,高渗条带宽度占砂体整体宽度的 1/6~1/3(见图 1)。

X 油藏平均孔隙度为 26.0%,平均气测渗透率为 408 mD。地层压力为 33 MPa,地层温度为 85 ℃,地层原油黏度为 0.52~0.79 mPa·s,地面脱气原油密度为 0.85~0.86 kg/L。目前采用 5 注 6 采井网开发,其中一口注水井 X-IF 井已转为注气井(见图 1),当前油井产出液综合含水率为 59%。

2 岩心驱替试验

基于 X 油藏中部渗透率较高、边缘渗透率较低和高渗条带宽度占比变化大等地质特征,设计制作代表不同平面非均质性的岩心模型,进行了室内岩心驱替试验,研究了渗透率级差和高渗条带宽度占比对 X 油藏提高采收率效果与驱油动态特征的影响。

2.1 试验材料与试验设备

由于深海浊积岩油藏天然岩心钻取困难,设计制作了标准尺寸人造方岩心(45 mm×45 mm×300 mm)。根据上述 X 油藏储层物性和分布特征,设计了 2 类人造方岩心(见图 2),平均孔隙度均为

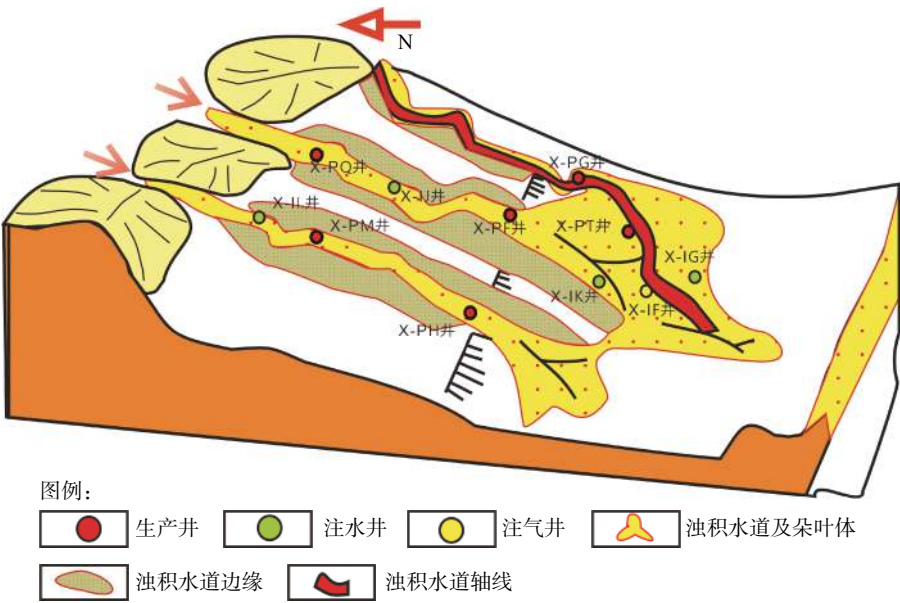


图 1 X 油藏浊积水道分布示意

Fig.1 Turbidity channel distribution of X reservoir

26.0%。考虑 X 油藏高渗条带宽度占砂体整体宽度的 $1/6 \sim 1/3$, 2 类平面非均质岩心的高渗条带宽度占比分别取上、下极值。其中, X-1 型岩心渗透率级差为 2.08, 模拟 X 油藏的中部或西部浊积水道储层非均质性较弱的情况(岩心平均渗透率为 408 mD, 高渗条带的宽度占比为 $1/3$, 条带渗透率为 624 mD; 两侧低渗条带的宽度占比均为 $1/3$, 条带渗透率均为 300 mD); X-2 型岩心渗透率级差为 3.16, 模拟 X 油藏的东部浊积水道储层非均质性较强的情况(岩心模型平均渗透率为 408 mD, 高渗条带的宽度占比为 $1/6$, 条带渗透率为 948 mD; 两侧低渗条带的宽度占比均为 $5/12$, 条带渗透率均为 300 mD)。

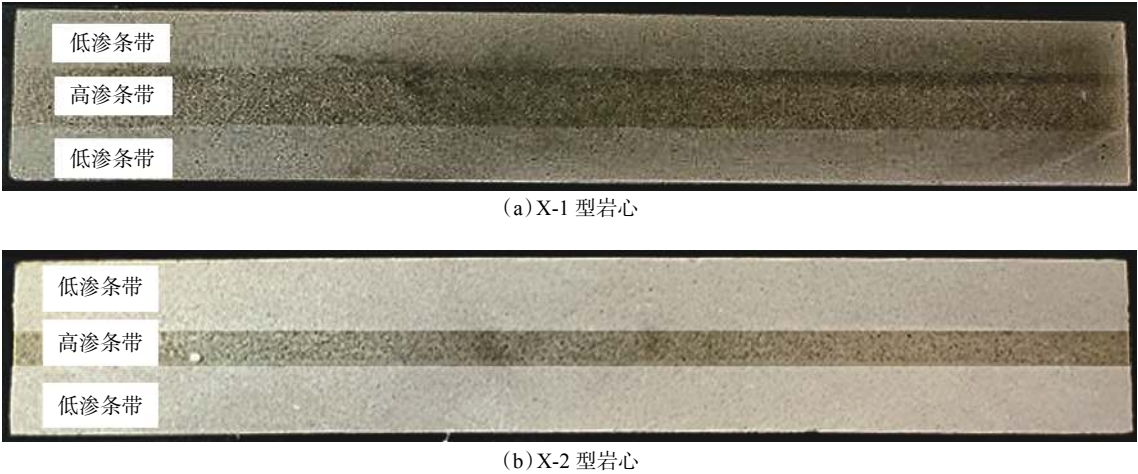


图 2 非均质岩心实物

Fig.2 Heterogeneous core samples

2 类非均质岩心模型的各条带渗透率和孔隙度均符合油藏实际地质认识。人造方岩心选用不同粒径的天然石英砂胶结而成, 各条带要满足浊积岩油藏不同区域的渗透率; 同时, 不同条带间直接接触且相互连通, 以模拟平面非均质油藏的条带间复杂连通性。

采用 85 ℃ 下黏度为 0.472 mPa·s 的原油进行模拟试验, 其黏度与地层原油黏度一致; 采用由蒸馏水和氯化钠配制而成、矿化度为 133 000 mg/L 的地层水进行试验。氮气泡沫驱所用的泡沫液采用蒸馏

水配制而成,发泡剂选用十二烷基硫酸钠(SDS),质量浓度为4 000 mg/L;稳泡剂选用部分水解聚丙烯酰胺(HPAM, 相对分子质量 1.2×10^7 , 水解度 17%, 工业品),质量浓度为800 mg/L。气水交替驱和氮气泡沫驱所用氮气纯度为99.95%。气水交替驱或氮气泡沫驱的岩心驱替试验装置主要由ISCO泵(驱

替液体)、LF485-FD型气体质量流量控制器(控制注气流速)、压差变送器及数据采集模块、DHZ-50-180型自控恒温箱、高压中间容器、方岩心夹持器(适用岩心规格45 mm×45 mm×300 mm)、气液分离装置、六通阀、试管、量筒和若干管线组成(见图3)。

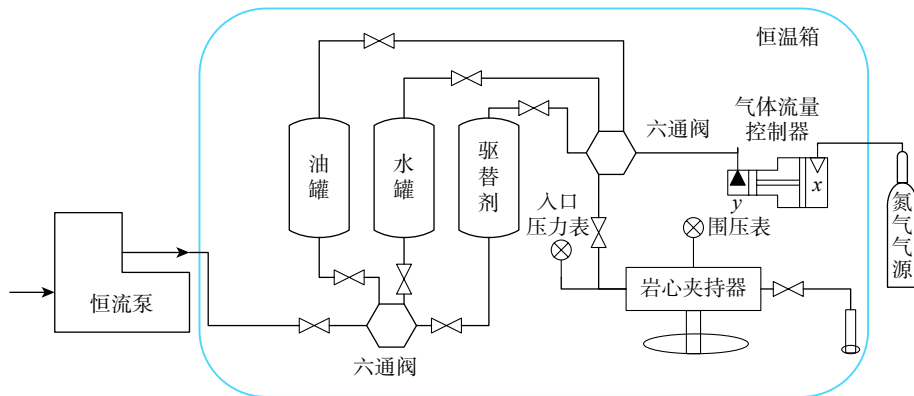


图3 气水交替驱和氮气泡沫驱试验装置

Fig.3 Experimental set-up of water and gas alternating flooding and nitrogen foam flooding

2.2 试验方法

进行气水交替驱和氮气泡沫驱试验前,根据X油藏注水井的实际注入量,计算油水井中部的线性渗流速率^[29-31],得到试验条件下的注入体积流量。X油藏中部典型井P井的日注入量为4 770 m³/d,油水井距为2 000 m,油层厚度为7.30 m,注入水在油水井中部的线性渗流速率为0.104 m/d,利用式(1)计算出岩心尺度下注入体积流量为0.146 mL/min。

$$q_v = \frac{Q_i}{14.4\pi h D} L^2 \quad (1)$$

式中: q_v 为岩心尺度的注入体积流量, mL/min; Q_i 为P井的实际注入量, m³/d; h 为油层厚度, m; D 为单井控制直径,即油水井距, m; L 为人造方岩心截面宽度, cm。

2.2.1 气水交替驱试验

1) 岩心抽真空、饱和水。将岩心放入抽真空、饱和水的密封钢筒中,用真空泵将压力降至-0.1 MPa并持续抽真空24 h;将模拟地层水注入钢筒中,待压力稳定后,利用手摇泵继续向钢筒加注模拟地层水,直至压力达到10 MPa,饱和24 h。

2) 测定岩心孔隙度。根据岩心抽真空、饱和水前后的质量差以地层水密度,计算得到岩心孔隙度。

3) 测定饱和油及含油饱和度。用双缸恒流泵以0.05~0.30 mL/min的变流速从岩心夹持器两端反复注入配制好的模拟油,直至出口端产油率达到100%且模拟油注入量达到10倍孔隙体积以上。根

据驱替出的水相体积,计算岩心含油饱和度。

4) 开始注水驱替,注入体积流量为0.146 mL/min,驱替至岩心出口端含水率达到X油藏当前综合含水率(即59%)后转为气水交替驱;气水交替驱时,气、水注入体积流量均为0.146 mL/min,每个交替注入轮次的注气段塞为0.3倍孔隙体积、注水段塞为0.1倍孔隙体积。

5) 岩心出口端含水率达到95%时,停止试验。

2.2.2 氮气泡沫驱试验

1) 岩心抽真空、饱和水及饱和油,具体操作过程与气水交替驱试验相同,在完全饱和油后进行后续试验。

2) 以注入体积流量0.146 mL/min注水驱替,待岩心出口端含水率达到59%后,转为气-泡沫液交替注入的氮气泡沫驱;氮气泡沫驱时,气、泡沫液的注入体积流量均为0.146 mL/min,每个交替注入轮次注气段塞0.3倍孔隙体积、注泡沫液段塞0.1倍孔隙体积。

3) 岩心出口端含水率达到95%时,停止试验。

气水交替驱和氮气泡沫驱试验过程中,实时记录各时间段的产液量、产油量和驱替压差等产出参数,并计算瞬时含水率与原油采出程度。

2.3 试验结果分析

2.3.1 弱非均质条件对驱替效果的影响

选用X-1型岩心进行弱非均质条件下的气水交

替驱和氮气泡沫驱试验, 岩心渗透率级差为 2.08, 岩心编号、注入方式及驱油结果见表 1。

表 1 不同注入方式 X-1 型岩心提高采出程度结果
Table 1 Oil recovery percent from different injection methods of X-1 core

岩心 编号	初始含油饱和度, %	采出程度, %		注入方式
		前期水驱	最终	
X-1-1	59.65	45.75	57.20	气水交替驱
X-1-2	59.40	44.16	62.42	氮气泡沫驱

分析表 1 可知, 采用气水交替驱和氮气泡沫驱均可提高采出程度, 且氮气泡沫驱效果略优于气水交替驱, 相比提高了 5.22 百分点。对于气水交替驱, 注入水后, 孔隙中的水相饱和度增加, 气相相对渗透率降低, 可以在孔隙尺度减缓气体窜逸, 同时注入氮气段塞可以在水驱基础上进一步增大波及体积; 由于泡沫具有洗油和调驱双重功能, 氮气泡沫驱既能提高洗油效率, 又能有效封堵高渗条带并提高波及系数, 采出程度提高幅度较大。

X-1 型岩心气水交替驱和氮气泡沫驱试验的采出程度、驱替压差及出口端含水率随注入体积的变化曲线如图 4—图 6 所示。

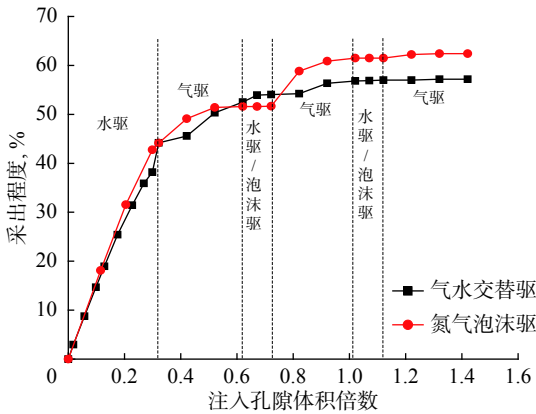


图 4 不同注采方式下 X-1 型岩心采出程度随注入体积的变化关系

Fig.4 Relationship of oil recovery percentage and injected volume in different injection methods of X-1 core

由图 4 可知, 在前期水驱结束后, 气水交替驱和氮气泡沫驱在注入体积小于 0.7 倍孔隙体积时, 采出程度曲线几乎一致, 且上升较为缓慢。这是由于二者在第一轮次(将一个注气段塞与一个注水或泡沫液段塞的组合视为一个注入轮次)中均为先注入氮气, 再注入水或泡沫液。第一轮次注入氮气过程中, 气相为连续相, 与水驱过程相近, 采出程度上升

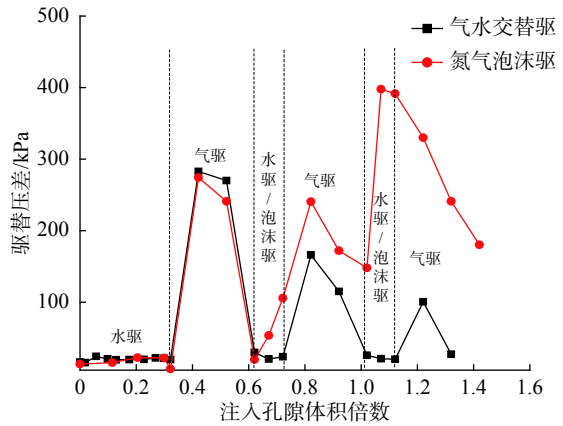


图 5 不同注采方式下 X-1 型岩心驱替压差随注入体积的变化关系

Fig.5 Relationship of displacement pressure and injected volume in different injection methods of X-1 core

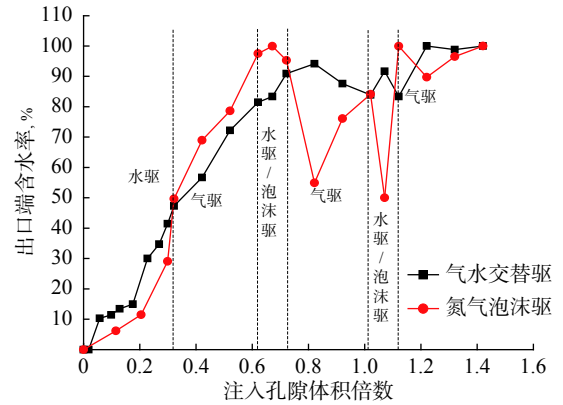


图 6 不同注采方式下 X-1 型岩心出口端含水率随注入体积的变化关系

Fig.6 Relationship of water cut and injected volume in different injection methods of X-1 core

幅度较小; 但注入 0.7~0.9 倍孔隙体积流体时, 二者的采出程度出现明显跃升。研究表明, 随着注入体积增大, 气水交替驱和氮气泡沫驱的贾敏效应提高了相对低渗条带的原油动用程度, 该部分原油逐渐被驱替至出口端, 产油量明显上升。由于氮气泡沫驱的贾敏效应更强、且兼具表面活性剂的洗油作用, 其采出程度的上升幅度更为明显。

由图 5 可知, 气水交替驱过程中, 注气时驱替压差先上升后迅速下降, 注水时驱替压差保持平稳, 与前期水驱接近。这是由于注气时, 贾敏效应的存在使驱替压差大幅度增大, 扩大了驱替剂的波及范围; 但随着气体继续注入, 形成气流通路, 气体变为连续相, 贾敏效应减弱, 出现气窜现象, 驱替压差迅速下降。后续注水时, 注入水主要流入气窜大孔道, 填补地层能量, 驱替压差变化较小。氮气泡沫驱过

程中,驱替压差随着注入轮次增加而逐渐上升。注入泡沫液后,由于其黏度较高,驱替压差上升,随后注气在岩心中形成氮气泡沫,封堵高渗条带。此外,第二轮次和第三轮次注入泡沫液后,后续气驱驱替压差均明显高于气水交替驱,表明氮气泡沫封堵高渗条带的效果优于气水交替驱。

由图6可知,气水交替驱和氮气泡沫驱过程中,岩心出口端含水率曲线的整体变化趋势基本一致,且在注入体积小于0.7倍孔隙体积时,出口端含水率继续上升;注入0.7~0.9倍孔隙体积流体时,含水率明显下降,曲线呈漏斗形。结合图5中的驱替压差分析认为,对于气水交替驱,由于驱替压差增大,非均质岩心中相对低渗条带的部分原油被动用,产油量增加,导致出口端含水率降低;但在后续注入轮次中,随着驱替压差下降,相对低渗条带的原油动用逐渐困难,出口端含水率逐渐上升。对于氮气泡沫驱,其驱替压差上升幅度较大,调驱效果明显,且泡沫可以提高洗油效率,使产油量大幅度上升,出口端含水率明显降低。但由于平面非均质性较弱,氮气泡沫驱过程中所形成的泡沫沿前缘地带均匀推进,未能有效封堵高渗条带,后续注入轮次中氮气突破泡沫封锁,发生气窜,出口端含水率逐渐上升。

气水交替驱和氮气泡沫驱的前2个注入轮次中,氮气泡沫驱稳定出口端含水率的效果明显优于气水交替驱。但随着注入轮次增加,2种方法在第三轮次的效果均明显下降,表明弱平面非均质条件下气水交替驱和氮气泡沫驱的增油期主要集中在前2个注入轮次。

2.3.2 强非均质条件对驱替效果的影响

选用X-2型岩心模型开展了强非均质条件下的气水交替驱和氮气泡沫驱试验,渗透率级差为3.16,所用岩心编号、注入方式和驱油结果见表2。

表2 不同注入方式下X-2型岩心提高采出程度结果
Table 2 Oil recovery percentage from different injection methods of X-2 core

岩心编号	初始含油饱和度, %	采出程度, %		注入方式
		前期水驱	最终	
X-2-1	52.91	28.66	41.46	气水交替驱
X-2-2	53.27	29.25	74.33	氮气泡沫驱

分析表2可知,氮气泡沫驱提高原油采出程度的效果明显优于气水交替驱,相比提高了31.87百分

点。这是因为,X-2型岩心高渗条带宽度较窄且渗透率更高,平面非均质性更强,气水交替驱虽然能够提高波及系数,但其调整储层非均质的能力有限,难以有效控制强平面非均质条件下的气体窜逸,使得最终采出程度大幅度降低。然而,氮气泡沫驱对于非均质油藏的适用性更强,可以延缓强非均质条件下高渗条带中的气体窜逸,使低渗条带的原油得到有效动用,同时泡沫可以提高洗油效率,使最终采出程度显著提高。对比表1和表2可以看出,气水交替驱较适用于弱非均质条件,在强非均质条件下的适用性较差;而氮气泡沫驱在弱非均质和强非均质条件下都适用。

X-2型岩心气水交替驱和氮气泡沫驱试验的采出程度、驱替压差及出口端含水率随注入体积的变化曲线如图7—图9所示。

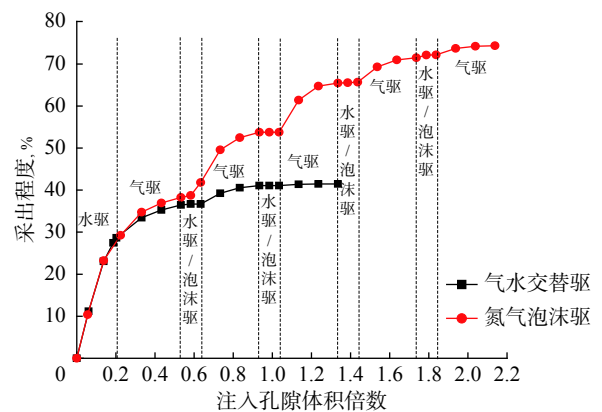


图7 不同注采方式下X-2型岩心采出程度随注入体积的变化关系

Fig.7 Relationship of oil recovery percentage and injected volume in different injection methods of X-2 core

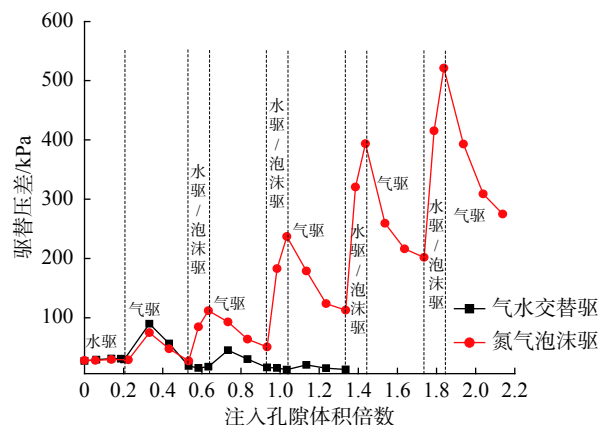


图8 不同注采方式下X-2型岩心驱替压差随注入体积的变化关系

Fig.8 Relationship of displacement pressure and injected volume in different injection methods of X-2 core

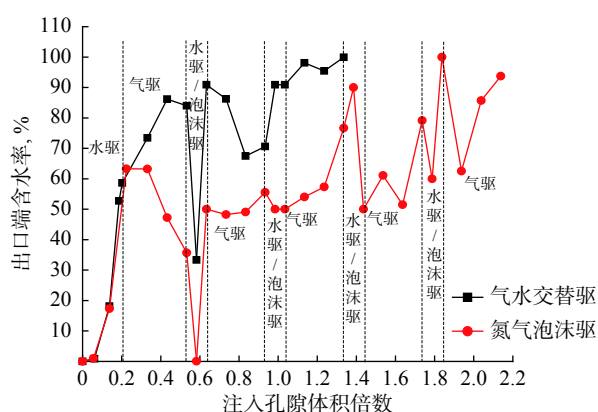


图 9 不同注采方式下 X-2 型岩心出口端含水率随注入体积的变化关系

Fig.9 Relationship of water cut and injected volume in different injection methods of X-2 core

由图 7 可知, 注入体积小于 0.6 倍孔隙体积时, 气水交替驱和氮气泡沫驱的采出程度曲线变化几乎一致, 其原因与图 4 相同。后续注入轮次中, 气水交替驱的采出程度仅在第二轮次有明显提升, 整体提高幅度较小; 氮气泡沫驱每个注入轮次的采出程度均有明显提高, 驱替效果显著。平面非均质性较强时, 气水交替驱在高渗条带中的气窜现象较为明显, 提高采出程度的效果降低; 由于强非均质条件下高渗条带的孔隙半径较大, 氮气泡沫的稳定性增强^[32-33], 延缓窜逸效果更优, 使得低渗条带得到有效动用, 因此采出程度明显提高。

由图 8 可知, 气水交替驱过程中, 驱替压差波动较小, 且在 2 个注入轮次后迅速下降, 表明在强平面非均质条件下, 气水交替驱的波及范围主要集中在高渗条带, 低渗条带难以被波及, 因此提高采出程度的效果较差; 氮气泡沫驱过程中, 驱替压差随着注入轮次增加而逐渐上升, 表明在强平面非均质条件下氮气泡沫可以封堵高渗条带的大孔隙, 迫使后续注入流体转向并波及低渗条带, 从而提高低渗条带的原油动用程度。

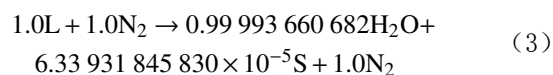
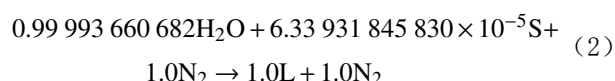
由图 9 可知, 气水交替驱和氮气泡沫驱的出口端含水率曲线呈现明显差异。气水交替驱的前 2 个注入轮次中, 岩心出口端含水率先明显降低后迅速上升, 表明强非均质条件下气水交替驱可以降低出口端含水率, 但稳定性较差, 仅能维持一个注入轮次; 氮气泡沫驱过程中, 出口端含水率先下降至 0, 后稳定在 50% 附近, 低含水阶段能够持续 4 个注入轮次, 说明氮气泡沫驱降低并稳定岩心出口端含水率的效果显著。这是由于随着注入体积增大, 岩心中泡沫含量增加, 封堵高渗条带大孔道的效果提升, 氮气泡沫驱波及范围逐渐从高渗条带延伸到低渗条带, 从而降低并稳定了岩心出口端含水率。

3 气水交替驱/氮气泡沫驱数值模拟研究

由于岩心驱替试验难以可视化描述注入介质在岩心中的波及规律, 因此在岩心试验基础上进行了气水交替驱和氮气泡沫驱的数值模拟研究。以强非均质岩心为例, 建立了岩心尺度的数值模拟模型, 其中的模型尺寸、孔渗物性以及初始含油、含水饱和度均与岩心试验参数保持一致; 通过调整油-水、油-气相对渗透率曲线和毛管力曲线等, 实现气水交替驱或氮气泡沫驱试验结果的历史拟合, 进而通过分析驱替过程中不同渗透率条带的含油饱和度的变化特征, 揭示不同提高采收率方法提高采收率的机制。

利用 CMG 数值模拟软件的 STARS 模块进行岩心尺度数值模拟, 单位制选用 LAB 试验单位制。模型选用正交网格, i, j 和 z 方向网格数分别为 32, 3 和 1 个, i 方向网格尺寸为 1.000 cm, j 方向 3 个网格尺寸分别为 18.75, 7.50 和 18.75 mm, z 方向网格尺寸为 45.00 mm。各条带渗透率分别为 300, 948 和 300 mD。设定模型左侧为注入端, 设置一口注水井、一口注气井, 右侧为出口端, 设置一口生产井; 岩心数值模型尺寸、孔隙度、含油/含水饱和度、渗透率分布均与试验参数保持一致。模型初始压力和生产井井底流压均设定为 33 MPa, 以模拟岩石试验的围压和出口端回压条件。

选用机理法进行氮气泡沫驱数值模拟, 利用反应式表示泡沫的生成和破灭 (S 表示表面活性剂, L 表示液膜):



式(2)中, 左侧表示水、表面活性剂与氮气的反应, 右侧表示反应形成液膜(泡沫)。其中, 式(2)左右两侧均含有氮气, 左侧氮气表示氮气作为反应物参与反应, 右侧氮气则表示生成的泡沫具有氮气的组分特性。

根据气水交替驱和氮气泡沫驱的岩心试验步骤, 先注水驱替 300 min, 然后开始气水交替驱或氮气泡沫驱。每个注入轮次均先注 375 min 的氮气再注 125 min 的水或表面活性剂溶液, 以此循环注入, 驱替至 2 175 min 停止模拟运算。气水交替驱和氮气泡沫驱采出程度的数值模拟历史拟合结果如图 10(a)、图 10(b)所示。由图 10 可知, 氮气泡沫驱的开发效果远优于气水交替驱。

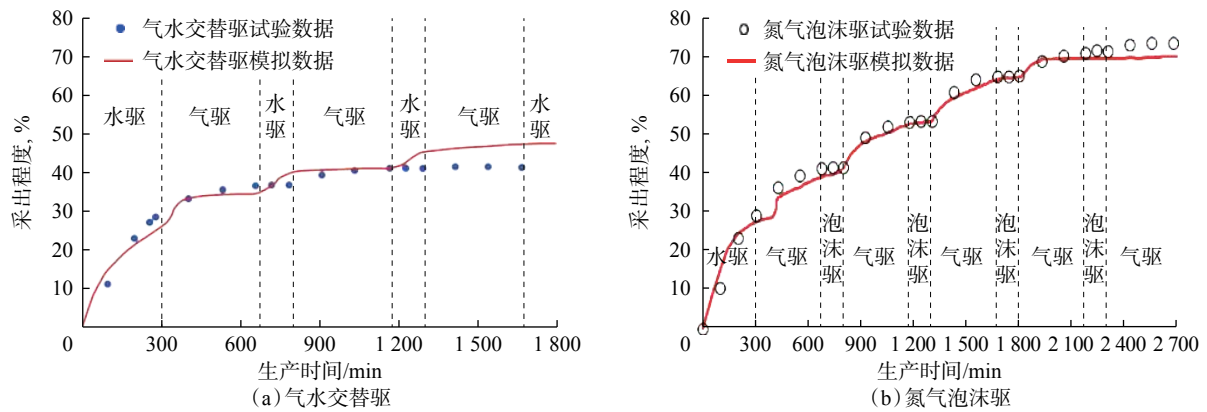


图 10 气水交替驱和氮气泡沫驱采出程度数值模拟历史拟合结果

Fig.10 History matching of recovery percentage from water and gas alternating flooding and nitrogen foam flooding

由 10(a)可知,对于气水交替驱,前 2 个轮次的水驱和气水交替驱过程中,不同渗透率条带的含油饱和度变化特征对比如图 11 所示。水驱过程中,注入水主要波及高渗条带(见图 11(a)所示的岩心模型中间层网格),导致含油饱和度降低,但即使继续注水驱替,低渗条带(见图 11(a)所

示的岩心模型上、下两层网格)的含油饱和度未发生明显变化,表明注入水主要沿高渗条带低效循环,需要进行液流转向措施。对于气水交替驱,气水交替注入的初始时刻($t=300$ min),高渗条带的含油饱和度较低,剩余油主要赋存在低渗条带;随着气水交替注入轮次增多,低渗条带含油饱和度逐渐降低,且降低幅度比水驱方案大,表明气水交替驱在平面非均质岩心模型中发挥了扩大波及体积的作用,能够驱动剩余油。

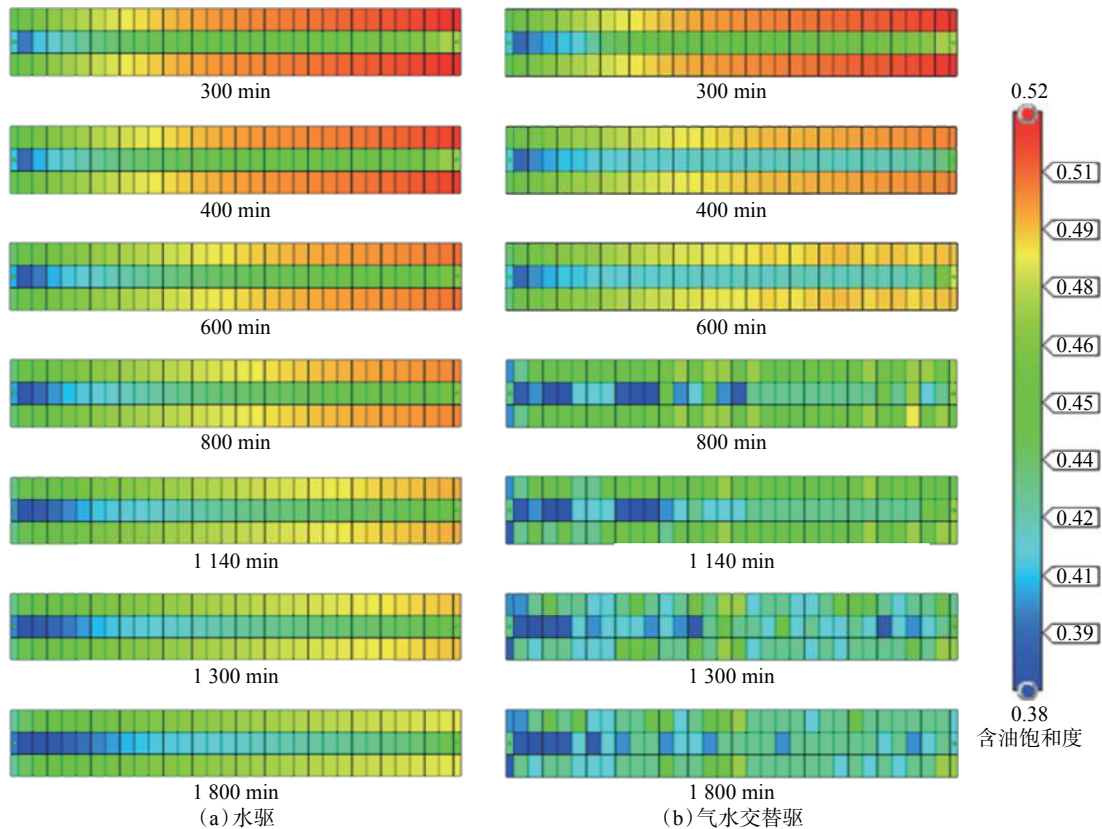


图 11 水驱与气水交替驱过程中含油饱和度变化特征对比

Fig.11 Comparison of oil saturation distribution change during water flooding and water and gas alternating flooding

由图 10(b)可知, 氮气泡沫驱驱替过程中的采出程度试验数据与模拟数据拟合效果较好, 表明可以用数值模拟结果研究氮气泡沫驱的驱替规律。对比注水驱替数值模拟, 氮气泡沫驱过程中不同渗透率条带的含油饱和度变化特征如图 12 所示。初始时刻($t=300$ min), 高渗条带(见图 12(b)所示的岩心模型中间层网格)含油饱和度较低, 剩余油主要赋存于低渗条带(见图 12(b)所示的岩心模型上、下两

层网格)。随着氮气泡沫驱的进行, 高渗条带含油饱和度基本不变, 表明氮气泡沫发挥了堵大不堵小、堵水不堵油的性能, 迫使后续注入介质进入低渗条带。分析低渗条带含油饱和度变化特征可知, 氮气泡沫在低渗条带近乎呈活塞式驱替, 将低渗条带中的剩余油采出, 因此能够大幅度提高采收率, 这与岩心驱替试验的分析结果基本一致, 表明氮气泡沫驱可以作为平面非均质油藏剩余油挖潜的有效手段。

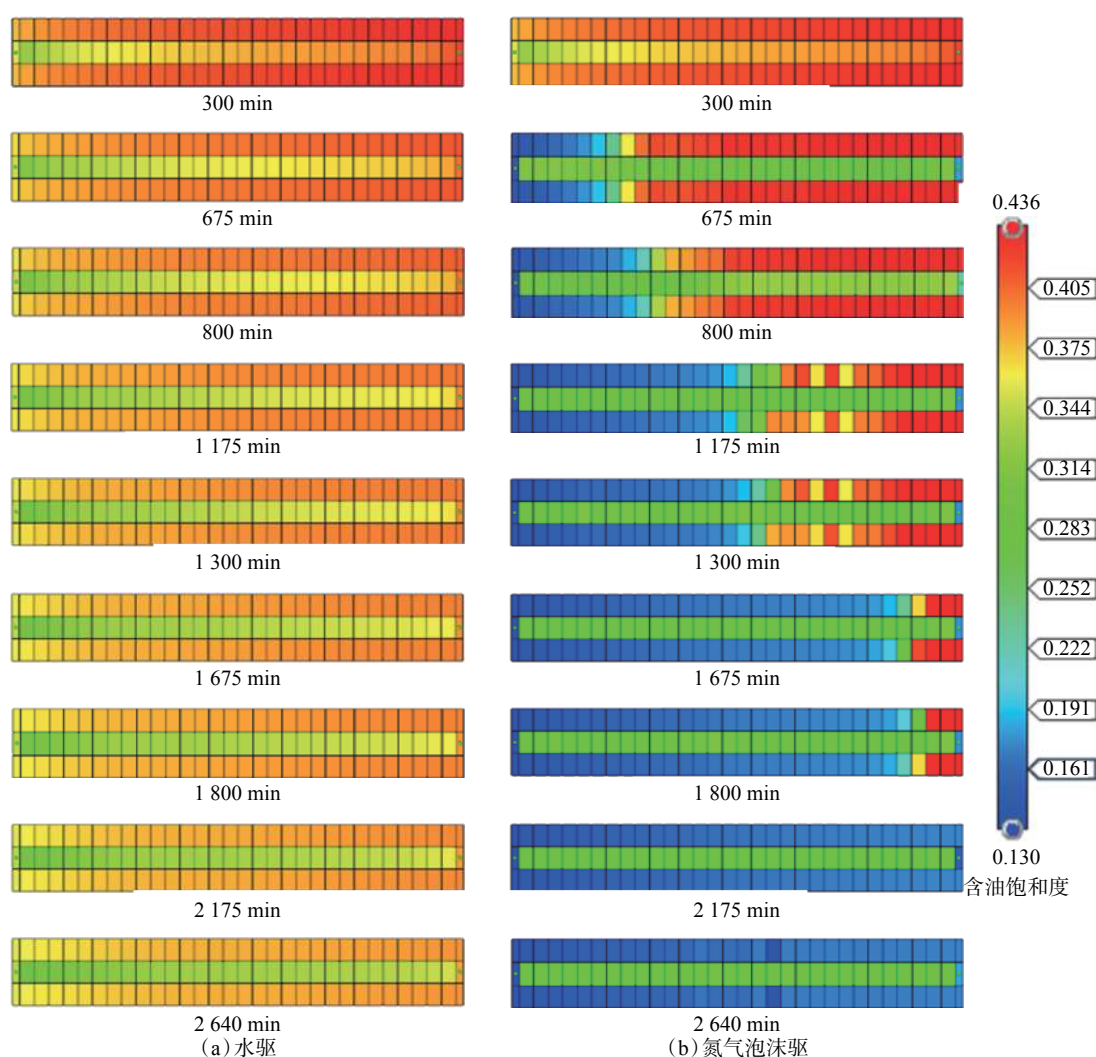


图 12 水驱与氮气泡沫驱过程中含油饱和度变化特征对比

Fig.12 Comparison of oil saturation distribution change during water flooding and nitrogen foam flooding

4 结 论

1) 驱替试验结果表明, 氮气泡沫驱效果优于气水交替驱。气水交替驱的主要增油期为前 1~2 个轮次, 而氮气泡沫驱增油期可以持续 2~4 个轮次,

稳油控水效果更优。

2) 岩心模型渗透率级差较小时, 气水交替驱表现出良好的提高波及系数和降低出口端含水率的能力, 但当渗透率级差较大时, 该方法控制气体流量的能力降低, 驱替压差上升幅度较小, 提高采收率效果变差。

3) 岩心模型渗透率级差较大时, 氮气泡沫驱仍可发挥泡沫堵大不堵小、堵水不堵油及表面活性剂洗油的多重特性, 抑制高渗条带中的流体窜逸, 使得氮气泡沫在低渗条带近似呈活塞式驱替, 从而实现深部调驱, 大幅度提高采收率。

4) 气水交替驱及氮气泡沫驱数值模拟结果与试验结果拟合度较好, 综合岩心驱替试验和数值模拟结果可知, 气水交替驱较适用于弱非均质条件, 但在强非均质条件下适用性较差; 氮气泡沫驱可同时适用于弱非均质和强非均质条件, 有效提高深水浊积岩油藏采收率, 为该类油藏的经济高效开发提供技术支持。

参 考 文 献

References

- [1] 陈全红, 李文厚, 郭艳琴, 等. 鄂尔多斯盆地南部延长组浊积岩体系及油气勘探意义[J]. 地质学报, 2006, 80(5): 656–663.
CHEN Quanhong, LI Wenhong, GUO Yanqin, et al. Turbidite systems and the significance of petroleum exploration of Yanchang Formation in the Southern Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(5): 656–663.
- [2] 王金铎, 韩文功, 于建国, 等. 东营凹陷沙三段浊积岩体系及其油气勘探意义[J]. 石油学报, 2003, 24(6): 24–29.
WANG Jinduo, HAN Wengong, YU Jianguo, et al. Turbidity system in the third section of Shahejie Formation of Dongying Sag and its implications on petroleum prospecting[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(6): 24–29.
- [3] WYNN R B, WEAVER P P E, MASSON D G, et al. Turbidite depositional architecture across three inter-connected deep-water basins on the Northwest African Margin[J]. Sedimentology, 2002, 49(4): 669–695.
- [4] 肖玲, 田景春, 魏钦廉, 等. 鄂尔多斯盆地油坊庄油田长 2 油层组储层宏观非均质性研究[J]. 沉积与特提斯地质, 2006, 26(2): 59–62.
XIAO Ling, TIAN Jingchun, WEI Qinlian, et al. Inhomogeneity of the Chang-2 pay sets of the Youfangzhuang Oilfield in the Ordos Basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2006, 26(2): 59–62.
- [5] QIU Zhongyan, HAN Xiqiu, WANG Yejian. Turbidite events recorded in deep-sea core IR-GC1 off Western Sumatra: evidence from grain-size distribution[J]. Acta Geologica Sinica(English Edition), 2017, 91(4): 1448–1456.
- [6] 赵卫平. 井震联合属性分析技术在深水浊积岩储层预测中的应用[J]. 工程地球物理学报, 2016, 13(2): 213–220.
ZHAO Weiping. The application of well-seismic joint attribute analysis technique to the prediction of deep-water turbidite sand reservoir[J]. Chinese Journal of Engineering Geophysics, 2016, 13(2): 213–220.
- [7] HAUGHTON D W, BARKER S P, MCCAFFREY W D. ‘Linked’ debrites in sand-rich turbidite systems—origin and significance[J]. Sedimentology, 2003, 50(3): 459–482.
- [8] LI Zhaomin, ZHANG Chao, LI Songyan, et al. Experiment research of CO₂ foam alternating CO₂ displacement EOR technology in heterogeneous reservoir[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2011, 24(6): 1–5.
- [9] 刘中云, 赵海洋, 王建海, 等. 塔河油田溶洞型碳酸盐岩油藏注入氮气垂向分异速度及横向波及范围研究[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(4): 75–82.
LIU Zhongyun, ZHAO Haiyang, WANG Jianhai, et al. Study on vertical differential velocity and transverse scope of nitrogen injection in carbonate reservoirs with fractures and vugs in the Tahe Oil-field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(4): 75–82.
- [10] 汤瑞佳, 王贺谊, 余华贵, 等. 水气交替注入对 CO₂ 驱油效果的影响[J]. 断块油气田, 2016, 23(3): 358–362.
TANG Ruijia, WANG Heyi, YU Huagui, et al. Effect of water and gas alternate injection on CO₂ flooding[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(3): 358–362.
- [11] 李二党, 韩作为, 高祥瑞, 等. 不同注气介质驱替致密油藏微观孔隙动用特征研究[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(5): 85–91.
LI Erdang, HAN Zuowei, GAO Xiangrui, et al. Research on the microscopic pore producing characteristics of tight reservoirs displaced by different gas injection media[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(5): 85–91.
- [12] 郝宏达, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. 低渗透非均质油藏二氧化碳非混相驱窜逸控制实验[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(3): 95–100.
HAO Hongda, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. Experiments of gas channeling control during CO₂ immiscible flooding in low permeability reservoirs with heterogeneity[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 95–100.
- [13] SUICMEZ V. S, PIRI M, BLUNT M J. Pore-scale simulation of water alternate gas injection[J]. Transport in Porous Media, 2007, 66(3): 259–286.
- [14] 廖辉, 孔超杰, 邓猛, 等. 氮气泡沫驱提高采收率机理及影响因素研究进展[J]. 当代化工, 2019, 48(1): 122–126.
LIAO Hui, KONG Chaojie, DENG Meng, et al. Research progress of influence factors and mechanism of nitrogen foam flooding[J]. Contemporary Chemical Industry, 2019, 48(1): 122–126.
- [15] 李文静, 林吉生, 徐国瑞, 等. 绥中 36-1 油田氮气泡沫逐级调驱实验研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(9): 177–181.
LI Wenjing, LIN Jisheng, XU Guorui, et al. A laboratory research on nitrogen foam flooding step by step in SZ36-1 Oilfield[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(9): 177–181.
- [16] 屈鸣, 侯吉瑞, 闻宇晨, 等. 缝洞型油藏裂缝中泡沫辅助气驱运移特征[J]. 石油科学通报, 2019, 4(3): 300–309.
QU Ming, HOU Jirui, WEN Yuchen, et al. Migration features of foam-assisted gas drive in fractures of fracture-vuggy reservoirs[J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(3): 300–309.
- [17] 屈鸣, 侯吉瑞, 马仕希, 等. 缝洞型油藏溶洞储集体氮气泡沫驱注入参数及机理研究[J]. 石油科学通报, 2018, 3(1): 57–66.
QU Ming, HOU Jirui, MA Shixi, et al. Mechanism and parameters of nitrogen foam flooding in cave reservoir bodies of fractured-cavity reservoirs[J]. Petroleum Science Bulletin, 2018, 3(1): 57–66.
- [18] 阳晓燕. 非均质油藏水驱开发效果研究[J]. 特种油气藏, 2019, 26(2): 152–156.
YANG Xiaoyan. Waterflood development effect study of heterogeneous reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 152–156.

- 152–156.
- [19] 姚传进, 雷光伦, 高雪梅, 等. 非均质条件下孔喉尺度弹性微球深部调驱研究 [J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(5): 61–64.
YAO Chuanjin, LEI Guanglun, GAO Xuemei, et al. Study on in-depth profile control and flooding of pore-scale elastic microspheres under heterogeneous condition[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(5): 61–64.
- [20] 张莉, 岳湘安, 王友启. 基于非均质大模型的特高含水油藏提高采收率方法研究 [J]. *石油钻探技术*, 2018, 46(5): 83–89.
ZHANG Li, YUE Xiang'an, WANG Youqi. Research on large scale heterogeneous model based EOR methods for ultra-high water cut reservoirs[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(5): 83–89.
- [21] 刘泉海, 罗福全, 黄海龙, 等. 边底水油藏化学驱提高采收率实验研究 [J]. *特种油气藏*, 2017, 24(6): 143–147.
LIU Quanhai, LUO Fuquan, HUANG Hailong, et al. Experimental study on enhanced oil recovery by chemical flooding in reservoir with edge and bottom water[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2017, 24(6): 143–147.
- [22] 韦琦, 侯吉瑞, 郝宏达, 等. 特低渗油藏 CO₂ 驱气窜规律研究 [J]. *石油科学通报*, 2019, 4(2): 145–153.
WEI Qi, HOU Jirui, HAO Hongda, et al. Laboratory study of CO₂ channeling characteristics in ultra-low-permeability oil reservoirs[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2019, 4(2): 145–153.
- [23] 屈鸣, 侯吉瑞, 李军, 等. 缝洞型油藏三维可视化模型底水驱油水界面特征研究 [J]. *石油科学通报*, 2018, 3(4): 422–433.
QU Ming, HOU Jirui, LI Jun, et al. Research into characteristics of the oil-water interface during bottom water flooding in a fractured-vuggy reservoir by a 3-D visual model[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2018, 3(4): 422–433.
- [24] 白玉杰, 曹广胜, 侯玉花, 等. 超临界二氧化碳+水交替驱注入井极限关井时间计算 [J]. *特种油气藏*, 2020, 27(1): 162–168.
BAI Yujie, CAO Guangsheng, HOU Yuhua, et al. Limit shut-in period calculation of CO₂ + water alternating injection well[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020, 27(1): 162–168.
- [25] 周涌沂, 汪勇, 田同辉, 等. 改善平面非均质油藏水驱效果方法研究 [J]. *西南石油大学学报*, 2007, 29(4): 82–85.
ZHOU Yongyi, WANG Yong, TIAN Tonghui, et al. Research on the method of improving water-flooding effect for the reservoirs with plane heterogeneity[J]. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2007, 29(4): 82–85.
- [26] 张立娟, 岳湘安, 杨志国, 等. 非均质高温油藏非混相水气交替实验研究 [J]. *断块油气田*, 2015, 22(6): 776–780.
ZHANG Lijuan, YUE Xiang'an, YANG Zhiguo, et al. Immiscible water-alternating-gas experiments in high-temperature heterogeneous reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2015, 22(6): 776–780.
- [27] SALEHI M M, SAFARZADEH M A, SAHRAEI E, et al. Comparison of oil removal in surfactant alternating gas with water alternating gas, water flooding and gas flooding in secondary oil recovery process[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 120: 86–93.
- [28] 元福卿, 李冉, 李兆敏, 等. 低张力泡沫驱提高采收率的三维物理模拟研究 [J]. *油田化学*, 2015, 32(1): 72–77.
YUAN Fuqing, LI Ran, LI Zhaomin, et al. Three-dimensional physical simulation research of enhanced oil recovery in low tension foam flooding[J]. *Oilfield Chemistry*, 2015, 32(1): 72–77.
- [29] 李松泉, 程林松, 李秀生, 等. 特低渗透油藏非线性渗流模型 [J]. *石油勘探与开发*, 2008, 35(5): 606–612.
LI Songquan, CHENG Linsong, LI Xiusheng, et al. Nonlinear seepage flow of ultralow permeability reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(5): 606–612.
- [30] 董平川, 牛彦良, 李莉. 各向异性油藏渗流的有限元数值模拟 [J]. *岩石力学与工程学报*, 2007, 26(增刊1): 2633–2633.
DONG Pingchuan, NIU Yanliang, LI Li. Finite element numerical simulation of seepage in an anisotropic reservoir[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2007, 26(supplement 1): 2633–2633.
- [31] 田敏, 李楠, 吴文瑞, 等. 考虑启动压力梯度的油水两相渗流压力分布 [J]. *复杂油气藏*, 2012, 5(1): 51–55.
TIAN Min, LI Nan, WU Wenrui, et al. Pressure distribution of oil-water seepage considering start-up pressure gradient[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2012, 5(1): 51–55.
- [32] 胡渤. 不同渗透率和孔喉条件下泡沫流体的特性及调驱机理 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(4): 70–75.
HU Bo. Property of foam fluid and its mechanism of profile control and displacement in the reservoirs with different permeabilities and pore-throats[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(4): 70–75.
- [33] 张云宝, 徐国瑞, 邹剑, 等. 三相泡沫体系堵水效果及影响因素实验研究 [J]. *油气藏评价与开发*, 2019, 9(2): 44–49, 82.
ZHANG Yunbao, XU Guorui, ZOU Jian, et al. Experimental study on water plugging effect and influence factors of three phase foam system[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(2): 44–49, 82.

[编辑 曹耐]