

# 低渗透油藏二氧化碳驱油及埋存可行性研究

——以新疆油田八区克上组油藏为例

廖长霖<sup>1</sup>, 廖新维<sup>1</sup>, 赵晓亮<sup>1</sup>, 顾鸿君<sup>2</sup>, 窦祥骥<sup>1</sup>, 王欢<sup>1</sup>, 张强<sup>3</sup>

(1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000; 3. 中国石油吉林油田分公司扶余采油厂, 吉林松原 138000)

**摘要:**针对新疆油田低渗透油藏储层物性差、注水开发效果差等开发难点,结合二氧化碳埋存发展趋势,探讨了二氧化碳驱油提高采收率及埋存的可行性。以新疆油田八区克上组油藏为例进行油藏数值模拟,在对典型油藏开发历史和动态资料深入分析的基础上,通过油藏流体拟合、细管实验数值模拟及水驱历史拟合,建立基础预测模型,并对开发方式、注气参数及生产工艺进行了优化。结果表明:模拟预测油藏最小混相压力为 18.6 MPa;二氧化碳能够有效波及到常规水驱无法波及到的区域,采用水气交替的注入方式埋存系数为 0.146,比连续水驱提高采收率 12.42%,比二氧化碳连续驱提高 3.33%;总注气量对水气交替开发效果影响最为显著;采用关层气油比控制能够更有效地扩大二氧化碳波及体积,进一步提高二氧化碳埋存量 and 采收率,比采用关井气油比控制的埋存系数提高 2.7%,提高采收率 3.07%。

**关键词:**提高采收率 低渗透油藏 二氧化碳驱 埋存 波及体积 新疆油田

**中图分类号:** TE357.7

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2013)05-0079-05

很多学者对利用二氧化碳提高原油采收率及其地质埋存进行了相关的研究,并取得了一定的成果<sup>[1-9]</sup>。随着勘探程度的深入和开发工艺技术的不断提高,低渗透油藏的发现和投产比例虽不断增加,但其开发仍面临储量动用程度低、采收率低和单井产量低等问题。转变开发方式,特别是采用注气提高低渗透油藏的波及效率和采收率成为可行的方式<sup>[10-12]</sup>。

因为二氧化碳在地层中具有流动性好、能够使原油体积发生膨胀、降低原油粘度和降低界面张力等优点,已经被广泛应用于提高采收率技术<sup>[10]</sup>。研究成果<sup>[10]</sup>表明,二氧化碳驱提高采收率技术能够弥补水驱的不足,可提高采收率 7%~23%,平均为 13.2%。在油藏开发过程中,只有充分掌握储层的地质构造和物性,才能有效降低二氧化碳的埋存成本,提高埋存安全性。为此,笔者在前人研究的基础上,以新疆油田八区克上组油藏为例,采用油藏数值模拟方法,研究了低渗透油藏注二氧化碳提高原油采收率及埋存的可行性,以期在现场试验提供

依据。

## 1 油藏地质与开发概况

新疆油田八区克上组油藏位于准噶尔盆地西北部,发育扇三角洲沉积,构造形态为向东南倾斜的单斜构造,地层倾角为 5°~7°,油藏西北部紧邻断裂带,属于强非均质性低渗透砾岩油藏,油水分布受构造和岩性双重因素控制,无统一的油水界面,水体不活跃。该油藏于 1982 年开始投产,历经产能建设—高产稳产—递减 3 个阶段,于 2004 年进入高含水开发阶段,油藏产液量、产油量和注水量呈逐渐减少趋势,储层“注不进采不出”矛盾日益突出。截至 2012 年 3 月底,研究区水驱控制程度仅为 40%,综合含水率为 84%,采出程度为 17.8%。

## 2 油藏流体性质

八区克上组油藏原油属于轻质油,其粘度和密

收稿日期:2013-07-08。

作者简介:廖长霖,男,在读博士研究生,从事注气提高采收率技术及数值模拟方面的研究。联系电话:15210870553, E-mail: liaocup@163.com。

基金项目:国家“973”项目“二氧化碳减排、存储和资源化利用的基础研究”(2011CB707302),国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05016),国家科技重大专项“复杂油气田地质与提高采收率技术”(2011ZX05009),国家自然科学基金委员会“超低渗透油藏注气提高采收率理论与技术研究”(U1262101)。

度均较低,地层原油粘度为2.01 mPa·s,地层原油密度为0.739 9 g/cm<sup>3</sup>,能够很好地满足二氧化碳驱对油品的基本要求<sup>[10]</sup>。使用油藏数值模拟软件Eclipse中的PVTi模块将全油组分重组为10个拟组分,选定三参数Peng-Robinson状态方程,并在回归

分析的基础上,采用由多到少的参数筛选方法,利用敏感性和相关性进行分析,结合权重来确定回归参数,逐步拟合实验数据。拟合结果与实验数据基本吻合,达到精度要求。拟合得到的状态方程参数见表1。

表1 八区克上组油藏流体拟组分状态方程参数

拟组分	物质的量分数,%	分子质量/(g·mol <sup>-1</sup> )	临界压力/MPa	临界温度/K	状态方程系数A	状态方程系数B	偏心因子	临界体积/(m <sup>3</sup> ·kg <sup>-1</sup> ·mol <sup>-1</sup> )	临界压缩因子
N <sub>2</sub>	0.858	28.01	33.944	126.2	0.089	0.151	-0.13	0.09	0.29
CO <sub>2</sub>	0.031	44.01	69.596	299.1	0.421	0.071	-0.05	0.09	0.26
C <sub>1</sub>	42.09	16.04	26.197	150.7	0.210	0.014	-0.14	0.10	0.20
C <sub>2</sub>	3.741	30.07	27.476	239.7	1.209	0.152	-0.10	0.15	0.20
C <sub>3</sub>	1.696	44.10	24.138	286.9	0.647	0.109	-0.09	0.20	0.20
C <sub>4</sub>	1.450	58.12	37.188	409.9	0.409	0.122	-0.08	0.26	0.28
C <sub>5</sub>	1.501	72.15	38.195	439.5	0.686	0.089	-0.04	0.31	0.32
C <sub>6</sub>	2.6	84	34.521	467.3	0.797	0.068	0.01	0.35	0.31
C <sub>7</sub> —C <sub>27</sub>	32.7	177.8	21.447	673.1	0.722	0.114	0.33	0.67	0.26
C <sub>28+</sub>	13.333	564.2	4.796	975.4	1.363	0.146	0.76	2.26	0.13

### 3 细管实验模拟

通过建立细管数值模型来预测二氧化碳与油藏流体的最小混相压力,为二氧化碳与地层原油能否发生混相提供参考指标。细管模型的长度为18.29 m,截面为正方形,边长为3.86 mm,模型的渗透率为5.43 μm<sup>2</sup>,孔隙度为20%,在不同实验压力下注入二氧化碳,进行驱替模拟。郭平等认为注入0.7倍孔隙体积的二氧化碳后就能够形成有效的传质通道<sup>[13]</sup>,因此在注入1.2倍孔隙体积的二氧化碳后停止模拟,得到不同压力下的采收率,绘制采收率与压力的关系曲线(图1)。根据混相判断标准得到最小混相压力为18.6 MPa,与细管实验得到的最小混相压力(19.1 MPa)的相对误差仅为2.62%,表明能够满足模拟精度要求。

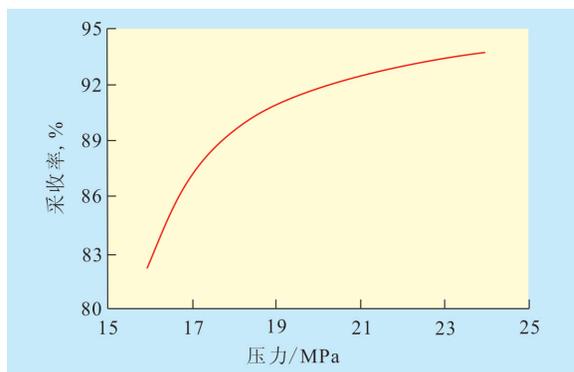


图1 细管数值模型采收率与压力的关系

### 4 水驱历史拟合

分析油藏动态及试井解释等资料,可准确把握油藏的整体动态特征,八区克上组油藏主要存在4个问题:①注采矛盾突出,地层压力保持程度和采油速度低,导流能力不断下降;②生产井见效比例低,差异大,受效方向单一;③储层非均质性强,剖面动用程度低;④非油层砂体具有吸水能力。

在深入认识油藏整体动态特征的基础上,对研究区块进行了水驱历史拟合。首先,通过实际吸水剖面和产油剖面数据计算注入水的分流量,利用虚拟井对边界注水井进行注水量分流,利用油藏底部加虚拟层的方式来模拟储层中非油层砂体吸水状况;然后,采用常规拟合方式分别拟合了石油地质储量、油藏压力、产油量、产水量和含水率等。拟合结果表明,单井拟合精度约为90%,能够满足精度要求,说明拟合后的模型能够反映油藏实际情况,可以作为下一步二氧化碳驱油及埋存模拟的基础模型。

### 5 注气方案优化

以试验井组为中心向外扩大大约3倍左右的含油面积作为研究范围(图2),考虑二氧化碳驱油及埋存对试验区域外的影响,对试验井组进行注气模

拟,注水井组则采用原始生产方案继续生产。

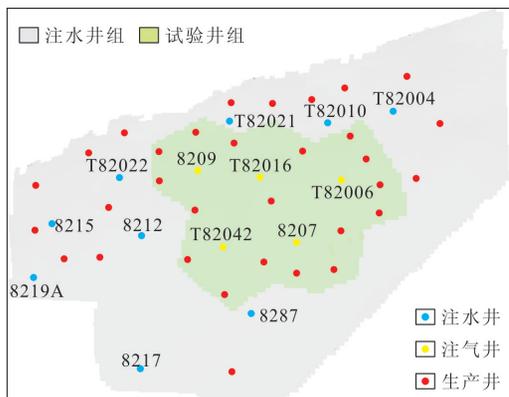


图2 试验区域井位分布

### 5.1 开发方式优化

二氧化碳连续驱基本参数与水气交替驱相同,主要包括:注气速度为 $10\ 000\ \text{m}^3/\text{d}$ ,关井气油比为 $2\ 000\ \text{m}^3/\text{m}^3$ ,总注气量为0.43倍孔隙体积,水气段塞比为1:1,水气交替周期为2个月,连续水驱参数与历史数据相同。对比水气交替驱、二氧化碳连续驱和连续水驱3种开发方式的模拟结果(图3)可知:水气交替驱和二氧化碳连续驱的采收率明显高于连续水驱的,水气交替驱的采收率最高,比连续水驱和二氧化碳连续驱分别提高12.42%和3.33%。因为油气的界面张力远小于油水的界面张力,使二氧化碳能够比水更有利于将低孔、低渗透储层中的原油

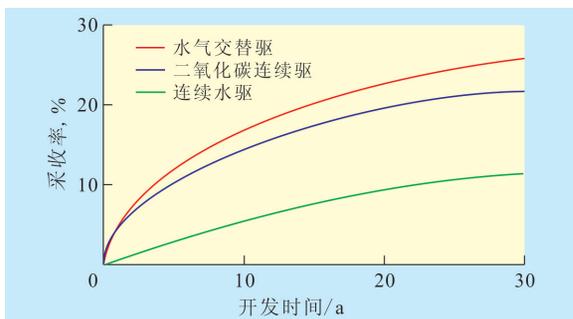


图3 3种开发方式采收率对比

驱替出来,并为二氧化碳埋存提供更多的储存空间。通过模拟埋存效果可知:二氧化碳连续驱和水气交替驱的埋存系数分别为0.148和0.146 t/t;虽然数值相近,但是水气交替驱总注气量远远小于二氧化碳连续驱,说明水气交替驱更有利于二氧化碳埋存。因为水气交替驱能够更有效地降低二氧化碳与地层原油的流度比,扩大二氧化碳的波及体积,防止注入的二氧化碳顺着优势通道窜流至生产井井底而达到设定的关井气油比,导致过早关井。

### 5.2 注气参数优化

采用水气交替驱的开发方式,分别对注气速度、关井气油比、总注气量、水气段塞比和水气交替周期等注气参数进行优化。同时考虑了采收率 and 经济效益等综合因素,最终优化出适合八区克上组油藏二氧化碳驱油及埋存的注气参数为:注气速度为 $10\ 000\ \text{m}^3/\text{d}$ ,关井气油比为 $2\ 000\ \text{m}^3/\text{m}^3$ ,总注气量为0.43倍孔隙体积,水气段塞比为1:1,水气交替周期为2个月。采用统计分析软件SPSS进行参数影响程度分析,并将参数值进行标准化处理。结果表明,各因素对水气交替开发效果的影响程度由大到小依次为总注气量、注气速度、关井气油比、水气交替段塞比、水气交替周期。

### 5.3 生产工艺优化

考虑油田现场工艺的可行性,采用水气交替的开发方式及其优化参数,通过关井气油比控制、关层气油比控制和不考虑气油比控制3种不同方式控制气油比。模拟结果(图4)表明,采用关层气油比控制的二氧化碳波及程度最高,关井气油比控制次之,不考虑气油比控制方案的最小。因为不考虑气油比控制时,二氧化碳会沿着优势通道过早地窜流至井底,减小了二氧化碳波及体积;关井气油比控制属于笼统操作,而八区克上组油藏层间非均质性较强,当部分生产层位发生气窜时,有些生产层位

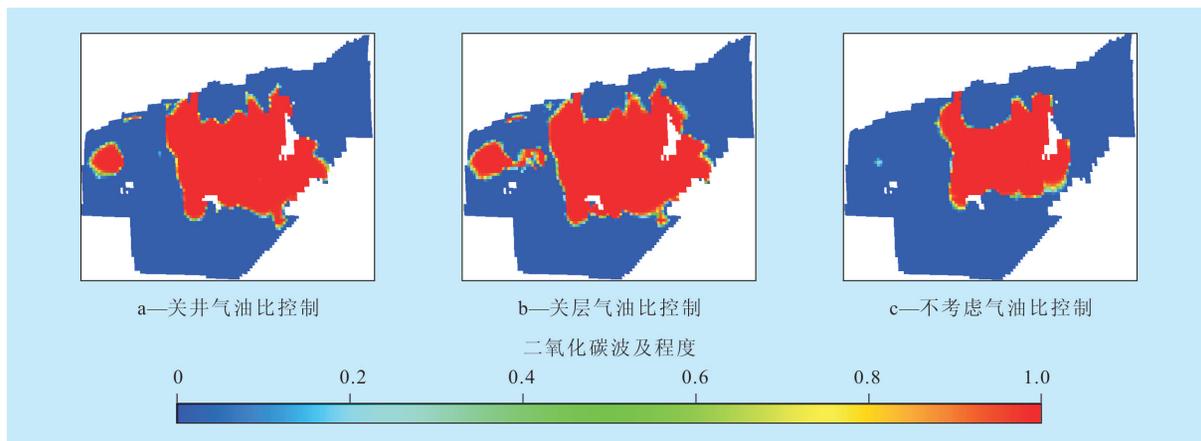


图4 不同气油比控制下的二氧化碳波及程度

并未充分被二氧化碳波及,从而导致总波及体积较小;采用关层气油比控制能够弥补关井气油比控制的不足,更有效地扩大二氧化碳波及体积,有利于进一步提高采收率,还可为二氧化碳埋存提供更多的储存空间。

由不同气油比控制下的采收率和埋存系数(图5)可知:采用关层气油比控制的采收率最高,关井气油比控制的次之,不考虑气油比控制的最低,连

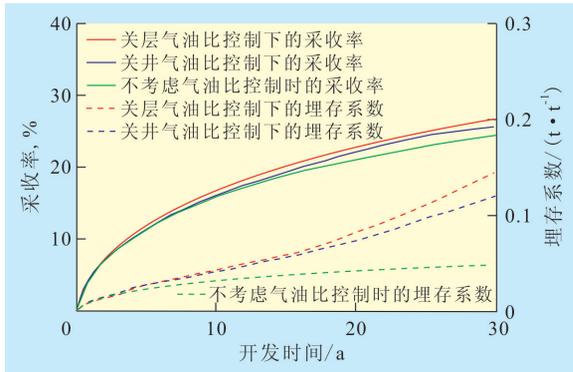


图5 不同气油比控制下的采收率和埋存系数

续生产 30 a,采用关层气油比控制比采用关井气油比控制提高采收率 3.07%;采用关层气油比控制的埋存系数最高,采用关井气油比控制的次之,不考虑气油比控制的最低。因为采用关层气油比控制时,较高的波及体积为二氧化碳埋存提供更多的储存空间,采用关层气油比控制比采用关井气油比控制的埋存系数提高了 2.7%。综上所述,采用关层气油比控制能够有效延迟二氧化碳气窜,更有利于二氧化碳驱油及埋存。

## 6 可行性分析

由图6可以看出:经二氧化碳连续驱替过的剩余油饱和度明显低于连续水驱,表明二氧化碳连续驱在低渗透油藏中的开发效果优于连续水驱,能够驱替出一部分连续水驱无法驱替的剩余油;水气交替驱的剩余油饱和度又低于二氧化碳连续驱,表明水气交替驱优于二氧化碳连续驱。

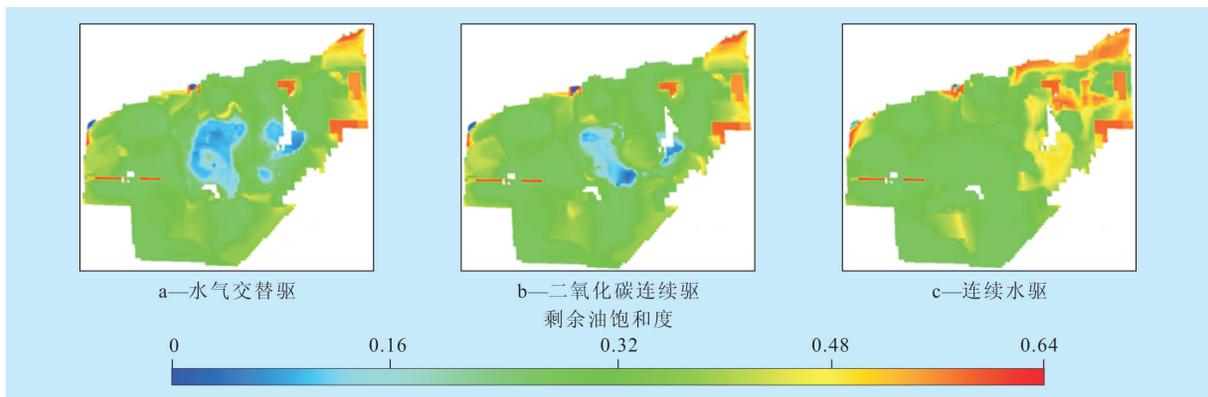


图6 不同开发方式下的剩余油饱和度分布

采用水气交替驱储层二氧化碳分布范围大于二氧化碳连续驱的(图7),说明水气交替驱能够更有效地扩大二氧化碳在低渗透油藏中的波及体积,并为二氧化碳埋存提供更多的储存空间;二氧化碳连续驱储层的二氧化碳饱和度大于水气交替驱,且在注气区域内二氧化碳饱和度分布不均匀,表明连

续注入的二氧化碳很容易沿着优势通道窜流至生产井,导致生产井生产气油比过大,抽油机载荷增加,不利于生产井的正常生产。

在可行的工艺技术条件下,对单层气油比超过设定值时采取关层措施,比采取笼统的关井措施效果更好。采用关层措施能够有效防止二氧化碳窜流,改变二氧化碳流动方向,扩大波及体积,提高二氧化碳埋存量 and 采收率。

综合对比注气方式、注气参数及开发工艺优化结果发现,二氧化碳驱提高采收率在新疆油田低渗透油藏具有良好的应用前景。

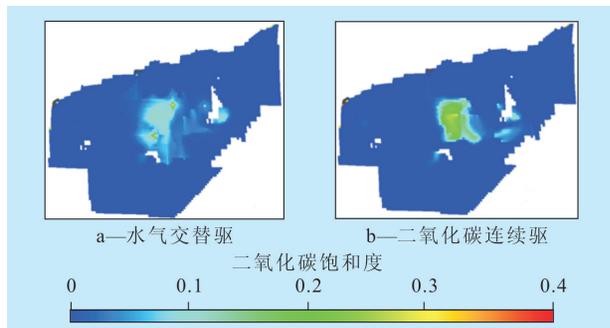


图7 水气交替驱与二氧化碳连续驱的二氧化碳饱和度分布

## 7 结论

细管实验模拟预测新疆油田八区克上组油藏最小混相压力为 18.6 MPa,与实验值对比,相对误差

为2.62%。

水气交替方式注二氧化碳有利于二氧化碳的埋存,能够有效地扩大二氧化碳波及体积,降低剩余油饱和度,提高采收率。采用水气交替方式注入0.43倍孔隙体积的二氧化碳时,提高采收率为12.42%,埋存系数为0.146 t/t。

各影响因素对水气交替开发效果影响程度由大到小依次为:总注气量、注气速度、关井气油比、水气交替段塞比和水气交替周期。

采用关层气油比控制优于关井气油比控制,能够有效防止单层气窜,适时调整二氧化碳流动方向,扩大二氧化碳波及体积,提高二氧化碳埋存量采收率。

典型油藏数值模拟结果表明,二氧化碳驱提高采收率在新疆油田低渗透油藏具有良好的应用前景。

#### 参考文献:

- [1] 吴忠宝,甘俊奇,曾倩.低渗透油藏二氧化碳混相驱油机理数值模拟[J].油气地质与采收率,2012,19(3):67-70.
- [2] Bachu S, Shaw J C. Evaluation of the CO<sub>2</sub> sequestration capacity in Alberta's oil and gas reservoirs at depletion and the effect of underlying aquifers [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2003, 42(9): 51-61.
- [3] 李东霞,苏玉亮,高海涛,等.二氧化碳非混相驱油粘性指进表

征方法及影响因素[J].油气地质与采收率,2010,17(3):63-66.

- [4] Bachu S, Bonijoly D, Bradshaw J, et al. CO<sub>2</sub> sequestration capacity estimation: methodology and gaps [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2007, 1(4): 430-443.
- [5] 张恩磊,顾岱鸿,何顺利,等.杂质气体对二氧化碳驱影响模拟研究[J].油气地质与采收率,2012,19(5):75-77.
- [6] Bennion B, Bachu S. Drainage and imbibition relative permeability relationships for supercritical CO<sub>2</sub>/brine and H<sub>2</sub>S/brine systems in intergranular sandstone, carbonate, shale, and anhydrite rocks [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, 11(3): 487-496.
- [7] 张俊,周自武,王伟胜,等.葡北油田气水交替驱提高采收率矿场试验研究[J].石油勘探与开发,2004,31(6):85-87.
- [8] Hamid Reza Jahangiri, Zhang Dongxiao. Optimization of carbon dioxide sequestration and enhanced oil recovery in oil reservoir [C]. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA.
- [9] 李国永,叶盛军,冯建松,等.复杂断块油藏水平井二氧化碳吞吐控水增油技术及其应用[J].油气地质与采收率,2012,19(4):62-65.
- [10] 沈平平,廖新维.二氧化碳地质埋存与提高石油采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2009.
- [11] 李士伦,郭平,王仲林,等.中低渗透油藏注气提高采收率理论及应用[M].北京:石油工业出版社,2005.
- [12] 李道品.低渗透砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1997.
- [13] 郭平,杨学峰,冉新权.油藏注气最小混相压力研究[M].北京:石油工业出版社,2005.

编辑 常迎梅

#### (上接第78页)

调整分流作用,使高渗透管和低渗透管的产液量趋于均匀,说明泡沫驱符合非均质地层的驱替要求。适合扶北3区块的最优调驱方式是蒸汽混注混合气泡沫调驱(其综合驱油效率可达54.8%,比单纯蒸汽驱提高30.7%),其次是蒸汽混注氮气泡沫调驱。

#### 参考文献:

- [1] 刘文章.稠油注蒸汽热采工程[J].北京:石油工业出版社,1997:235-245.
- [2] 周根荣.蒸汽氮气泡沫调驱实验研究[J].科学技术与工程,2012,12(6):1393-1394.
- [3] 曹正权,马辉,姜娜,等.氮气泡沫调剖技术在孤岛油田热采井中的应用[J].油气地质与采收率,2006,13(5):75-76.
- [4] 侯永利,李翔,张云宝,等.渤海油田氮气泡沫与水交替注入提高采收率室内实验研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):56-58.
- [5] 刘广友.孤东油田九区稠油油藏化学蒸汽驱提高采收率技术[J].油气地质与采收率,2012,19(3):78-80,83.

- [6] 范耀,刘易非,茹婷,等.稠油高温气体辅助蒸汽驱的可行性研究[J].新疆石油地质,2010,31(5):530-532.
- [7] 张弦,刘永建,车洪昌,等.伴注非凝气体和化学剂提高汽驱采收率实验研究[J].岩性油气藏,2010,22(2):116-119.
- [8] 吴拓,王杨,齐先有,等.齐40块蒸汽驱伴生气回注油藏效果分析[J].特种油气藏,2012,19(1):104-106.
- [9] 廖广志,李立众.常规泡沫驱油技术[M].北京:石油工业出版社,1999:65-92.
- [10] 王其伟,郑经堂,曹绪龙,等.三次采油中泡沫的性能及矿场应用[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(3):93-97.
- [11] 吕广忠,朱桂芳,张建乔,等.氮气泡沫热水驱物理模拟及数值模拟研究[J].石油钻采工艺,2007,29(4):75-79.
- [12] 周燕.弱边水普通稠油油藏蒸汽吞吐转氮气泡沫辅助蒸汽驱技术界限[J].油气地质与采收率,2009,16(3):68-70.
- [13] 李兆敏,孙茂盛,林日亿,等.泡沫封堵及选择性分流实验研究[J].石油学报,2007,28(4):115-118.
- [14] 钟双飞,蔡新俊.泡沫稳定性评价及泡沫分流效果试验研究[J].西南石油学院学报,2003,25(1):65-66.

编辑 刘北羿