

塔河油田 AT2 井区 层状边水油藏氮气泡沫驱可行性研究

谢爽, 刘蕊, 窦莲, 郑小杰
(中国石化西北油田分公司, 乌鲁木齐 830011)

摘要: 边底水油藏开发过程中由于边底水侵入导致垂向矛盾与平面矛盾。氮气泡沫驱因具有气源广泛、价廉经济等优点, 是目前泡沫驱中矿场应用最普遍的一种。将氮气泡沫注入底水锥进的油井可发挥明显的压锥效应。塔河油田 AT2 井区注入水波及体积小, 水驱效率低, 为改善塔河油田 AT2 井区三叠系上油组开发效果, 利用油藏数值模拟技术开展了氮气泡沫驱可行性研究。

关键词: 氮气泡沫驱; 油藏地质建模; 油藏数值模拟; 层状边水油藏; 塔河油田

中图分类号: TE357.4

文献标识码: A

Feasibility of nitrogen foam flooding in layered edge-water reservoirs in AT2 well block, Tahe oilfield

Xie Shuang, Liu Rui, Dou Lian, Zheng Xiaojie

(SINOPEC Northwest Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: In the development of edge and bottom water reservoirs, edge and bottom water intrusions always lead to vertical and plane contradictions. Nitrogen foam flooding, with the advantages of abundant gas source and low cost, is now the most common kind of foam flooding in field applications. Nitrogen foam injection to the oil wells with coned bottom water plays an obvious coning control effect. The injected water ripple of AT2 well block in the Tahe oilfield is small in size, and the water flooding efficiency is low. We used reservoir numerical simulation technology to carry out a feasibility study on nitrogen foam flooding to improve the development effect of the Triassic Yangchang oil group in AT2 well block in the Tahe oilfield.

Key words: nitrogen foam flooding; reservoir geological modeling; reservoir numerical simulation; layered edge water reservoir; Tahe oilfield

1 油藏概况

AT2 井区构造上属于塔里木盆地沙雅隆起阿克库勒凸起南斜坡, 开发层系有三叠系油藏上、中油组。AT2 井区三叠系上油组 T_3h^{1-1} 为层状边水、中孔中渗砂岩油藏。据区域沉积相研究成果, 阿克库勒凸起南部三叠系储层碎屑物的物源方向主要来自北东方向, 少量来自西东向。从三叠系上统哈拉哈塘组薄砂体成熟度指数平面图上看, 东北和西北方向为盐边三叠系哈拉哈塘组薄砂体储层可能的物源方向。岩心来看: 薄砂层下部主要发育杂色泥岩, 说明沉积环境水体较浅; 砂岩颜色为灰色, 说明水体深度转换较快。测井曲线为明显的钟形河道沉积特征, 二元结构明显, 结合前人研究成果认为该井区沉积微相为三角洲平原分流河道。

AT2 井区水驱动用程度 67.4%, 水驱可采储量

23.1×10^4 t, 水驱采收率 36.7%, 目前水驱控制程度较低。

2 油藏地质模型

在油藏地质研究基础上, 采用 Petrel 软件建立了 AT2 井区 T_3h^{1-1} 油组地质模型。AT2 区 T_3h^{1-1} 油组构造相对简单, 砂层联通性较好, 三维建模的重点放在属性模型的建立上, 采取建模的思路为: (1) 依据现有的构造断裂认识、地层对比成果, 建立三维地层构造格架模型; (2) 在储层范围内, 根据沉积物源及沉积储层特征, 依据测井解释孔、渗参数建立了储层参数三维模型。

2.1 构造模型

T_3h^{1-1} 油组顶面构造图与油藏地质认识一致, 底面构造在 A4 井导眼及水平段方向存在沟谷, 构造线内收 (图 1)。

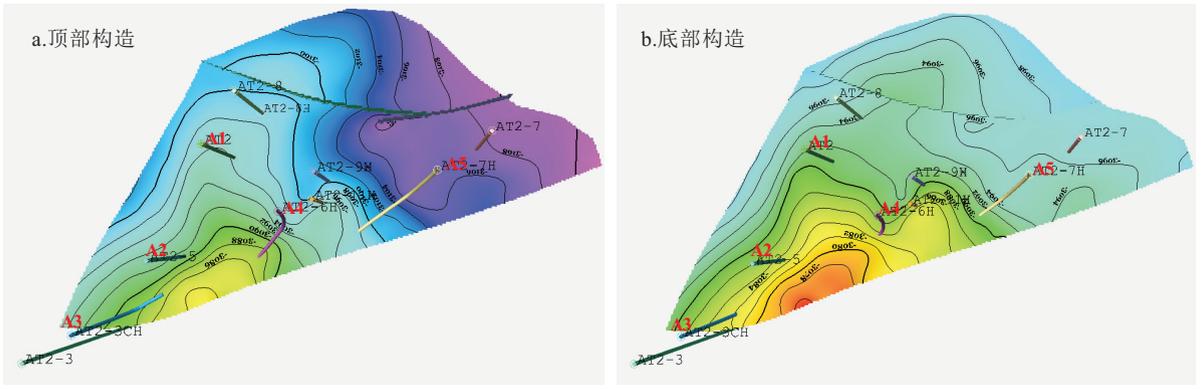


图 1 AT2 井区 T_3h^{-1} 油组顶面及底面构造

Fig.1 Top and bottom surface structures of T_3h^{-1} oil group in AT2 well block

2.2 网格划分

依据建模所用单井数据体的特点及油藏数值模拟的需要,建模所用的三维网格系统在平面上的网格间距为 $10\text{ m}\times 10\text{ m}$,纵向网格平均厚度 1.2 m ,总网格数 $307\times 197\times 6 = 36.29\times 10^4$ 。

2.3 属性模型

本次建模采用岩相相控建模方法,即首先建立岩性模型,然后再建立砂岩相的储层参数模型。对单井测井解释曲线数据进行离散化,得到井点网格孔隙度、渗透率属性值。在砂岩相范围内,采取序贯高斯模拟算法,建立孔隙度、渗透率三维模型。孔隙度、渗透率平面变化与油藏认识一致,东部储层相对较厚,储层物性相对较好,向西储层厚度变小,物性相对变差(图 2)。

2.4 储量拟合

该区为层状边水油藏,具有统一油水边界,在三维模型里利用容积法,针对单个网格进行储量计算从而求得总储量。储量计算结果与实际储量相对误差为 0.55% ,认为该模型可靠。

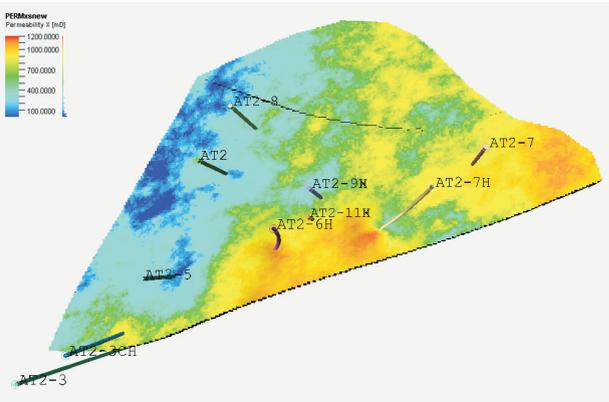


图 2 AT2 井区 T_3h^{-1} 油组模型储层属性分布

Fig.2 Reservoir properties of T_3h^{-1} oil group in AT2 well block

3 油藏数值模型

本次数值模拟研究是以油藏地质再认识为基础,以动态资料及动态分析为依据,结合其他油藏工程方法进行的。通过模拟地下流体的分布及运动变化规律,以及拟合模拟油藏生产历史,确定该单元的剩余油分布,为制定注气方案提供依据。

在地质建模的基础上粗化模型后对油藏各井生产进行历史拟合(图 3)。井区历史拟合符合率达到 80% 以上。在此基础上对油藏剩余油进行分析。

AT2 井区 T_3h^{-1} 油组平面上剩余油主要富集于局部构造高部位,其次为 A1、A2、A3 井间剩余油,另外由于东部水体能量较强,剩余油主要集中在西部 A3 井周(图 4)。

地质模型把 AT2 井区 T_3h^{-1} 油组自上而下分为 6 层,含油饱和度逐层降低,分布范围逐渐向 A3 井周、向高部位收缩,剩余油富集在砂体顶部;尤其是 A3、A4 井水平段的上方。

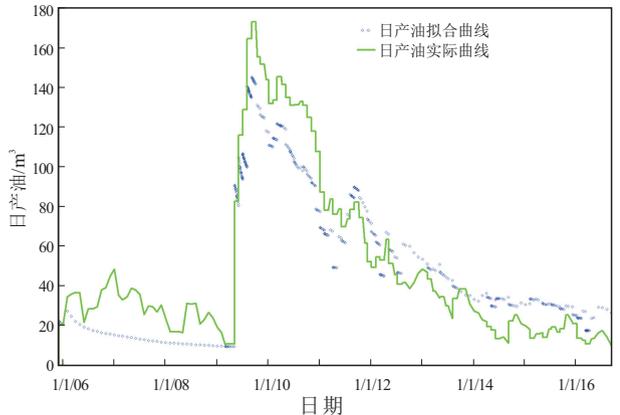


图 3 AT2 井区 T_3h^{-1} 日产油拟合

Fig.3 Daily oil yield fitting of T_3h^{-1} oil group in AT2 well block

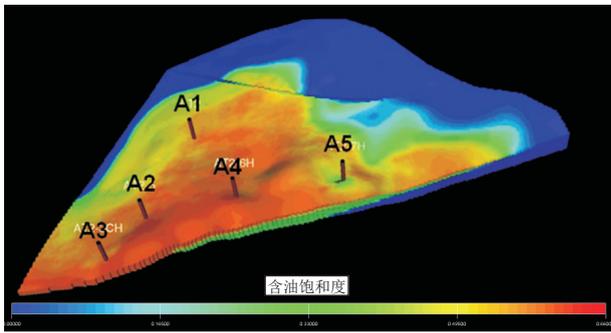


图 4 AT2 井区 T_3h^{-1} 油组剩余油平面分布情况

Fig.4 Remaining oil plane distribution of T_3h^{-1} oil group in AT2 well block

4 氮气泡沫驱可行性论证

氮气泡沫驱因具有气源广泛、价廉经济等优点,是目前泡沫驱中矿场应用最普遍的一种。将氮气泡沫注入底水锥进的油井可发挥明显的压锥效应^[1-7]。

4.1 设计原则

依据目前油藏地质、开发状况、剩余油分布及流场认识,AT2 井区 T_3h^{-1} 油组氮气泡沫驱主要设计思路为:(1) 选择高部位、高含水、低产、低效井为注入井,构建一注多采的注采井网;(2) 利用数值模拟优化注采参数,进行方案设计;(3) 整体设计,分步实施,开展氮气泡沫驱周期试验。

4.2 注采井组选择

经过大量调研,水驱后油藏注 N_2 泡沫的选井原则主要有:(1) 目前已高含水的井组;(2) 剩余油富集的井组;(3) 一线受效井在注入井下游,与主流场方向一致。

AT2 井区 T_3h^{-1} 油藏边水能量较强,底部及边部区域采出程度较高,目前剩余油主要富集在油藏顶部及井间区域。利用 N_2 泡沫的驱油机理,可以进一步挖潜油藏顶部及井间剩余油,为塔河油田强边底水油藏的下一步治理方向提供参考。

根据剩余油富集区域和油藏流场分布,选择 A4 为注入井,对应采油井 A1、A2、A5,构成“一注三采”的注采井网。A4 注氮气泡沫后, N_2 在重力作用下向上运移,驱替油藏顶部剩余油,同时驱替井间剩余油,提高平面动用储量。

4.3 开发方式优选

基于 AT2 井区数值模型,在目前生产情况下分别模拟 A4 井注入 0.4 HCPV (地下体积 $2.4 \times 10^4 m^3$) 的水、氮气泡沫的油藏开发效果,并与衰竭开发对比未来 3 年的开发效果(图 5)。

通过数值模拟的方案预测对比,氮气泡沫驱累产油高于衰竭和注水开发时累产,因此 AT2 井区选取氮气泡沫驱开发。

4.4 注入方式论证

4.4.1 实验法

在实验温度 120 °C、压力 20 MPa 条件下,以 5 m/d 的流速进行第一次底水驱至含水率 80% 左右,并恒定此时的驱替压力为底水端回压;然后按 2.5 m/d 的流速以不同方式(同时注氮气和泡沫体系、先注氮气再注泡沫体系)向岩心中注入 0.5 PV 氮气泡沫(氮气+0.2% NL,气液比为 2 : 1),并在实验条件下焖井 3 d;焖井结束后,再次以 5 m/d 的流速进行第二次底水驱至经济极限,考察不同泡沫注入方式条件下单井氮气泡沫驱的效果。实验结果如表 1、图 6 所示。

如图 6 所示,在第二次底水驱开始后同注泡沫的含水率曲线上升速度较慢,同注泡沫比分注泡沫能取得更大的采收率增幅。

4.4.2 数值模拟方法优选氮气泡沫驱注入方式

基于 AT2 井区数值模型,在目前生产情况下

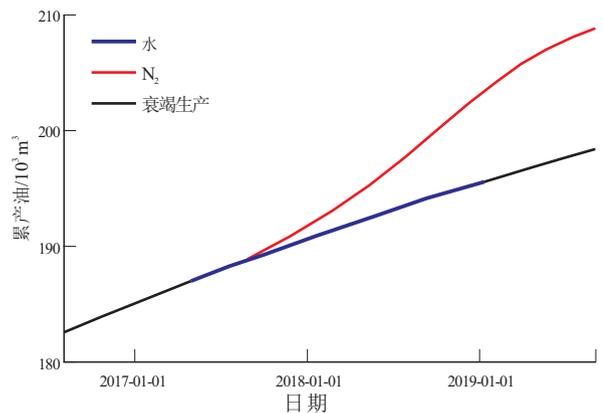


图 5 不同开发方式时 2016–2019 年累产油曲线

Fig.5 Cumulated oil yields from 2016 to 2019 with different development ways

表 1 泡沫注入方式实验结果

Table 1 Experiment results of different foam injection patterns

编号	孔隙度/%	含油体积/mL	泡沫注入方式	第一次底水驱采收率/%	第二次底水驱采收率/%	总采收率/%
1	36.19	575	0.5 PV 氮气泡沫	20.35	21.22	41.57
2	34.43	565	0.33 PV 氮气+0.17 PV 起泡剂	22.12	7.08	29.20

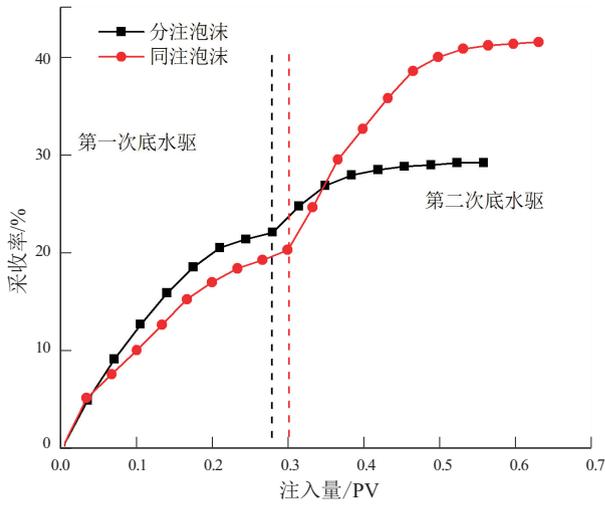


图 6 不同泡沫注入方式实验采收率曲线

Fig.6 Recovery curves of different foam injection ways

模拟 AT2 井连续及周期注入 0.4 HCPV 的氮气泡沫,注入速度 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,其余各井按目前液量生产,高含水关井按关井前的液量开井生产,对比生产 3 年累增油量。

数值模拟预测结果显示,周期注入累增油高于连续注入(表 2)。在相同注入量的情况下,周期注入后注入气体运移速度比连续注入小,能起到减缓气窜的效果。

4.5 注采参数设计

设计 A4 为注气井,其余井按照目前生产方式定液量生产,高含水关井按关井前的液量开井生产。通过产油量等指标对比,优选气液比、注气量和注入速度。

4.5.1 氮气泡沫驱气液比实验

3 种气液比条件下,在整个第 2 次底水驱过程中,气液比 2 : 1 时的含水率上升速度最慢,对应的采收率增幅最大(图 7,表 3)。

表 2 注入方式比较

Table 2 Comparison of injection patterns

注入方式	增油量/ m^3	注入总量
连续注入	8 693	$4 \times 10^4 \text{ m}^3$ (地面体积: $1000 \times 10^4 \text{ m}^3$)
周期注入	9 157	N_2 : $2.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ (地面体积: $600 \times 10^4 \text{ m}^3$) + 泡沫溶液: $1.6 \times 10^4 \text{ m}^3$

表 3 不同气液比实验结果

Table 3 Experiment results of different gas/liquid ratios

编号	孔隙度/%	含油体积/mL	气液比	第一次底水驱采收率/%	第二次底水驱采收率/%	总采收率/%
15	32.44	530	1 : 1	19.62	13.21	32.83
2	36.19	575	2 : 1	20.35	21.22	41.57
16	34.04	545	3 : 1	20.92	12.29	33.21

在氮气量较少的情况下,生成的泡沫尺寸较小,流度控制能力较弱,且泡沫遇油消泡后释放出来的氮气较少,“替油”作用发挥不是很充分。在适当提高氮气量后,既有充足的氮气上浮驱替出部分原油,生成的泡沫也不会过大,泡沫的强度较高,建立的渗流阻力较大,这样就能扩大第二次底水驱的波及体积,减慢其含水上升速度,最终最大程度地提高采收率。

根据矿场实验,结合实验及数值模拟研究,优选泡沫气液比 1.5 : 1;泡沫液浓度选取 1%。

4.5.2 注入量设计

基于 AT2 井区数值模型,在目前生产情况下模拟 A4 井注入 0.1, 0.2, 0.4, 0.6 HCPV 的氮气泡沫,注入速度 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,其余各井按目前液量生产,对比 3 年生产累增油量。

注气量越大,增油量越多,当注入总量超过 $300 \times 10^4 \text{ m}^3$ 后增油幅度减缓,注气总量 $300 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时方气换油率最高(表 4)。推荐注气总量为 $300 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

4.5.3 注入速度优化

总注气量 $300 \times 10^4 \text{ m}^3$,模拟不同注气速度下未来 3 年的生产情况。在注入量相同的情况下,当注入速度为 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时增油量和吨气换油率最高。注气速度的高低,影响重力分异作用及气体黏

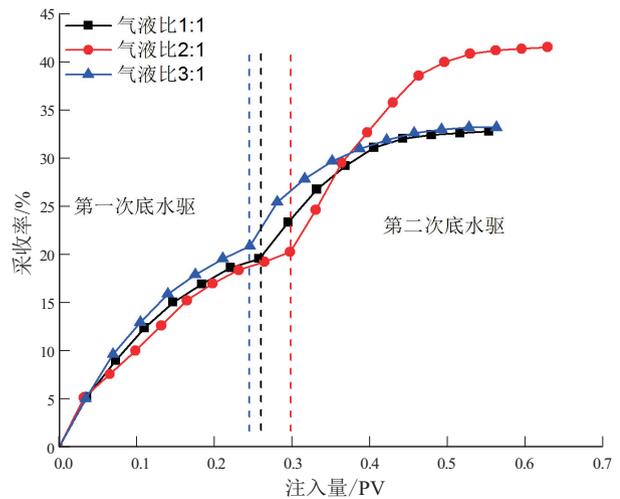


图 7 不同气液比实验采收率曲线

Fig.7 Recovery curves of different gas/liquid ratios

表 4 AT2 井区注氮气泡沫驱注气量优化

Table 4 Injection volume optimization of nitrogen foam flooding in AT2 well block

注入 HCPV 数	总注入量	累增油/t	方气换油率
0.1	$N_2:0.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ (地面体积: $150 \times 10^4 \text{ m}^3$) + 泡沫溶液 4 000 m^3	2 347	0.38
0.2	$N_2:1.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ (地面体积: $300 \times 10^4 \text{ m}^3$) + 泡沫溶液 8 000 m^3	6 152	0.52
0.4	$N_2:2.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ (地面体积: $600 \times 10^4 \text{ m}^3$) + 泡沫溶液 16 000 m^3	8 693	0.37
0.6	$N_2:3.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ (地面体积: $900 \times 10^4 \text{ m}^3$) + 泡沫溶液 24 000 m^3	10 394	0.22

表 5 注气速度优化设计

Table 5 Optimization design of gas injection speed

注入速度/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	与衰竭相比, 3 年累增油/t	方气换油率
2	6 152	0.51
3	6 259	0.52
4	6 417	0.53
5	6 227	0.52

性指进。高注速可克服重力分异的作用,过高速度又使气体黏性指进现象更加严重(表 5)。

推荐注气速度为 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

5 结论

(1)通过数值模拟计算和参数优选,AT2 井区优选注入井 A4 井,注入方式为 N_2 泡沫周期注入,注入 N_2 总量 $300 \times 10^4 \text{ m}^3$ (0.2 HCPV, 地下体积 $1.2 \times 10^4 \text{ m}^3$), 气液比 1.5 : 1, 泡沫溶液 8 000 m^3 , 泡沫浓度 1%。分为 6 个周期注入,每个周期注氮气 $50 \times 10^4 \text{ m}^3$, 注泡沫溶液 1 333 m^3 , 日注气量 $4 \times 10^4 \text{ m}^3$ (折算地下体积 160 m^3), 日注泡沫溶液 107 m^3 。

(2)为防止气窜,建议气液混注,先注第一周

期($N_2:50 \times 10^4 \text{ m}^3$ + 泡沫溶液 1 333 m^3), 待观察井间有响应后,视注气效果,再决定是否继续注入 N_2 泡沫。

(3)鉴于井间存在高渗条带,建议注气之前先注入封堵剂,封堵高渗通道,增大注气波及面积。

参考文献:

- [1] 卢川,刘慧卿,卢克勤,等.浅薄层稠油油藏 M 气泡调驱适应性研究[J].油气地质与采收率,2013,20(1):70-73.
- [2] 郭平,苑志旺,廖广志.注气驱油技术发展现状与启示[J].天然气工业,2009,29(8):92-96.
- [3] Mungan N. Canada-World Leader in hydrocarbon miscible flooding[J].Journal of Canadian Petroleum Technology,2002,41(8):34-37.
- [4] 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):111-116.
- [5] Ramachandran K P, Gyani O N, Sur S. Immiscible hydrocarbon WAG:laboratory to field[C]//SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Mumbai, India, January 20-22, 2010.
- [6] 李士伦,孙雷,郭平,等.再论我国发展注气提高采收率技术[J].天然气工业,2006,26(12):30-34.
- [7] 李士伦,张正卿,冉新权,等.注气提高石油采收率技术[M].成都:四川科学技术出版社,2001.

(编辑 叶德燎)