

碳酸盐岩缝洞型油藏

高含水单元井组气驱探索与实践

芦海涛, 王幼, 张准行, 程洪, 吴慧, 马国建, 汪辉勇

(中国石化西北油田分公司塔河采油三厂, 新疆轮台 841604)

摘要:塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏具有储集体埋藏深、储层非均质性强、储集空间变化大等特点, 可借鉴的经验少, 大部分高含水单元现有治理手段有限。为保持高产稳产, 迫切需要研究注气提高井组采收率的可行性。在深入调研国内外注气开发、注气机理和影响因素等基础上, 开展注气开发物理模拟实验, 推导出井组气驱开发的理论模型、注气机理, 初步得出井组注气的优选原则。并且通过实例分析进一步论证井组气驱对大尺度缝洞型碳酸盐岩油藏有很好的适应性, 为缝洞型碳酸盐岩提高油田采收率、控制递减提供新的思路和方法。

关键词:碳酸盐岩; 缝洞型油藏; 高含水单元; 井组气驱

中图分类号: TE257

文献标识码: A

Exploration and practice of gas driving in well groups with high water content in carbonate fractured-vuggy reservoirs

Lu Haitao, Wang You, Zhang Zhunxing, Cheng Hong, Wu Hui, Ma Guojian, Wang Huiyong

(Tahe No.3 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841604, China)

Abstract: The carbonate fractured-vuggy reservoirs in the Tahe Oilfield are featured by high burial depth, super heterogeneity, various reservoir spaces and so on, with little previous experience resources to draw on and also rather restricted in effective measures available to combat high water cut issues for major well units. In order to keep oil production at a quite high and stable level, we need to do a feasibility study relating to injecting gas between well groups to enhance oil recovery. In this article, relevant theoretical models and mechanism for gas driving in well groups are deduced and the optimizing principles are also introduced through physical simulation experiments, by deeply studying gas injection development situations in China and abroad. Finally, by analyzing some practical cases, it is well-confirmed that gas driving in well groups shows a better performance for large carbonate fractured-vuggy reservoirs and provides new ideas and methods to enhance oil recovery and control the natural declination of such kind of reservoirs.

Key words: carbonate rocks; fractured-vuggy reservoirs; high water cut units, gas driving in well group

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏经过多年开发, 老区部分底水能量强的单元随着采出程度的增大, 油水界面不断抬升, 导致油井不同程度水淹, 产量大幅递减。单元高含水后剩余油分布模式主要以逐层水淹“水锁”后形成的井间垂向剩余油, 以及底水切割式上升井区形成的平面剩余油^[1]为主, 这两部分剩余油受采油工艺技术限制, 目前尚无更好的挖潜手段。通过对比分析, 碳酸盐岩缝洞型油藏以溶洞为主的储集空间, 区别于碎屑岩油藏, 注气驱油、替油应更具可行性, 重力分异空间更大, 分异效果更好, 能驱替水驱无法开采的洞顶阁楼

油^[2]。在此基础上结合单井注气吞吐实践, 提出对老区高含水单元开展井组气驱试验。

1 井组气驱机理

1.1 注氮气发展现状

美国氮气驱始于20世纪70年代中期, 因二氧化碳驱优势显著, 1998年以后氮气驱项目数大幅减少。墨西哥 Cantarell 油田2000—2009年实施氮气驱, 注氮气累计增产 56.98×10^8 bbl, 提高采收率 16.91%。我国注氮气提高采收率技术发展较晚, 1995年华北雁翎油藏开始了注氮气先导试验, 至1998年

表 1 我国注氮气提高采收率情况统计

Table 1 Statistics of nitrogen injection EOR in China

油田	注入井	油藏条件	注气总量/ 10^4 m^3	效果	备注
胜利纯梁	C47-4	高渗透、高含水、高采出程度	74.782 1	增油效果明显	氮气驱
	C56-17		75.018 6	增油效果明显	氮气泡沫
华北雁翎	雁 33	注水开发后期含水 96.77% 潜山油藏	4 556.18	井组采收率提高 3.5%	氮气驱
中原	卫 42-14	高温高盐高压	107.3	井组增油 646 t	氮气驱

为止,提高采收率幅度只能达到 3%~5%^[3](表 1)。

1.2 砂岩油藏注气驱机理

(1)氮气的非混相驱:改变流动方向,驱替裂缝通道残余油。注水后注氮气改变渗流空间的压力分布,驱替被阻塞的“死油”和裂缝面粘附油。

(2)通过体积膨胀排残余油:溶解氮气后,原油体积膨胀,使得残余油溢出而被采出,且能进入水波及不到的微孔隙。

(3)重力驱:重力分异,进入微构造高部位,产生次生小气顶,置换原油。

(4)保持地层压力:凝析油田开发中采用衰竭法开采,压力降至露点压力下后出现反凝析油,影响采收率。注氮气使油气藏压力在露点或泡点上,避免出现反凝析。

1.3 碳酸盐岩缝洞型油藏井组气驱机理

(1)平面上驱替井间通道残余油。对于衰竭式开采/注水开采,在井间平面上仍分布有残余油,井组注气可将连通油井通道上残余油驱替至生产井。

(2)井间单一通道,注气重力置换并驱替。对于井间存在单一连通通道油井,注气具有两方面作用:①将通道内低部位残余油驱替至生产井;②通过密度差异,将井间注水未波及高部位残余油置

换,并在后期注气过程中推向生产井。

(3)井间多通道连通,压差激活弱勢通道(主),置换驱替优势通道顶部剩余油(辅)。碳酸盐岩缝洞型油藏井间连通关系的复杂性,通道存在多级、强弱之分,不但弱勢通道存在剩余油、强势水淹通道依然存在封堵剩余油^[4];以驱动弱勢通道剩余油为主、强势水淹封堵剩余油为辅。通过注气(利用气液密度差)激活上部弱勢流线,并持续注水形成连续相驱替井间剩余油,最终达到提高采收率目的(图 1)。

(4)产生“黏性指进”,驱替注水后弱勢通道剩余油。水驱失效后优势通道中流体主要为水,油次之;弱勢通道中仍以油为主。对于注水后通道,注气后沿弱勢通道更易形成“黏性指进”。注气初期由于优势通道被驱替相黏度低,阻力小,注气仍以优势通道为主要通道;随着注气进行,弱勢通道“黏性指进”现象严重,形成注入流体(气、水)流动优势通道,达到改变流向的目的^[5]。

1.4 井组气驱室内实验

塔河油田缝洞单元储集体类型多种多样,各单元储量、能量规模各不相同,导致不同缝洞单元的开发规律和采收率也不同^[6]。为验证在不同储集

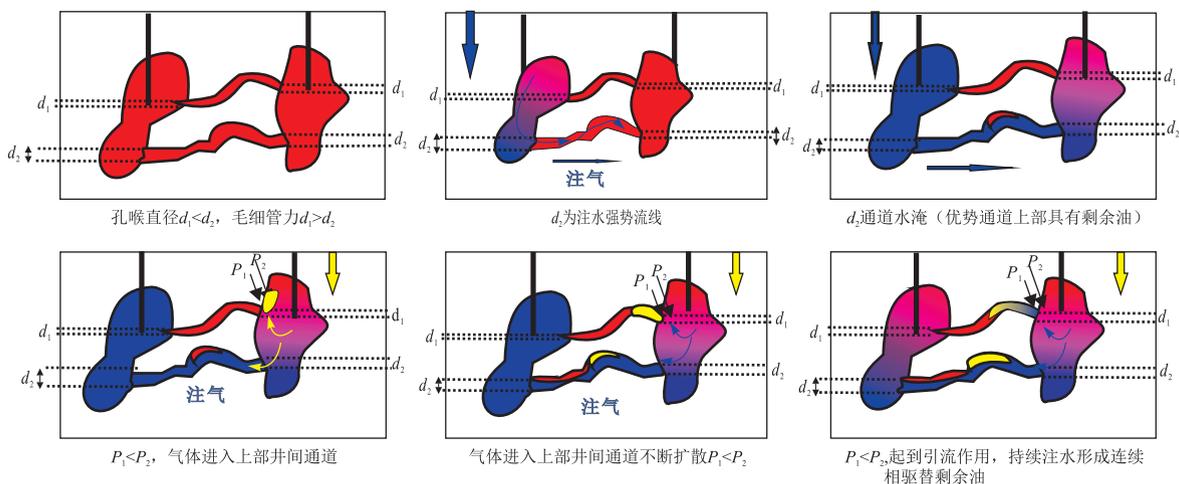


图 1 碳酸盐岩缝洞型油藏井组气驱示意

Fig.1 Schematic diagram of gas driving in well group in carbonate fractured-vuggy reservoirs

表 2 充填模型、未充填模型采收率实验数据对比
Table 2 Contrast of EOR experimental data of filled and unfilled models

实验阶段	充填模型采收率			未充填模型采收率		
	压力/MPa	采油量/g	采出程度/%	压力/MPa	采油量/g	采出程度/%
水驱	40	11.99	22.11	40	49.89	32.06
第一次吞吐	55~40	0.92	1.71	55~40	1.11	0.71
第二次吞吐	55~40	0.71	1.31	55~40	7.35	4.73
第三次吞吐	55~40	0.43	0.79	55~40	6.31	4.06
水驱	40	6.2	11.43	40	24.06	15.46
累计		20.25	37.35		88.72	57.02

体类型下注氮气对置换井间剩余油、提高采收率的效果,开展室内可视化驱替实验^[7]和高压驱替实验。

1.4.1 可视化驱替实验

实验 1:未充填溶洞底水驱后注氮气,注气提高采收率 13%。

实验 2:未充填溶洞注水驱后注氮气,注气提高采收率 20.1%。

实验 3:部分充填溶洞注水驱后注氮气,注气提高采收率 10.5%。

实验 4:部分充填溶洞部分连通注水驱后注氮气,注气提高采收率 11.83%。

1.4.2 高压驱替实验

在全直径碳酸盐岩岩心中刻蚀形成溶洞形态,开展了油藏温度压力条件下的注气提高采收率效果评价。未充填模型采收率较充填模型最终采收率高^[8](表 2)。

2 井组气驱选井原则

根据井组气驱机理以及目前已注气油井开发情况,初步总结归纳井组气驱选井原则。

2.1 剩余可采储量丰富

剩余可采储量丰富是井组气驱选井的基本原则,油气富集区域井间剩余油丰富,目前已实施的注气井组其受效单元可采地质储量均大于 150×10^4 t,采出程度均小于 15%。

2.2 井间连通性好,注水开发后期进行注气

结合动态、静态资料及井间示踪剂响应,优选前期注水期间有一定动态响应的井组,注水过程中优势通道水窜后,通过井组注气可改变井周压力场,减弱顶部弱势通道开启压差,达到驱油效果,同时对底部优势通道内顶部剩余油起到置换效应,配合注水达到挖潜效果^[9]。

2.3 油井钻遇、连通缝洞体较低位置

油井储集体距一间房顶部存在一定空间,根据地震资料刻画储集体三维模型,确认顶部储集体发

育规模,结合模型确定注采思路,高注低采可更大限度驱替井间剩余油,达到提高采收率的目的。

3 井组气驱效果分析

选取 TH10421 单元实施井组气驱试验,该单元完钻井数 5 口,地质储量 988.35×10^4 t,可采储量 187.79×10^4 t,累产液 133.64×10^4 t,累产油 108.10×10^4 t,采出程度为 10.94%。经过 11 年的开发,单元内油井相继水淹,目前开井 5 口,日产液 338 t,日产油 48 t,综合含水 85.8%,整个井组进入高含水开采阶段。

经过分析,该单元具有:(1)井组采出程度低,储量大;(2)井间连通性好,储集体发育;(3)井间剩余油丰富;(4)井筒满足注气条件等 4 大优势,符合井组气驱条件。2014 年 4 月对单元中部的 TH10421 井实施井组气驱试验,采用气水混注方式,注气排量 $2\ 000\ \text{m}^3/\text{h}$,注水排量 $120\ \text{m}^3/\text{d}$,累计注气 $150 \times 10^4\ \text{m}^3$,注水 $3\ 919\ \text{m}^3$ 。注气焖井期间压力落零,气体不回窜,注入气向地层远端扩散,在井间形成有效扰动(图 2,3)。

通过实施井组气驱,单元内 TH10419 井含水大幅下降,受效明显;TH10420X 井含水有所下降,初步受效;TH10422CX 井套压异常上升,疑似受效;

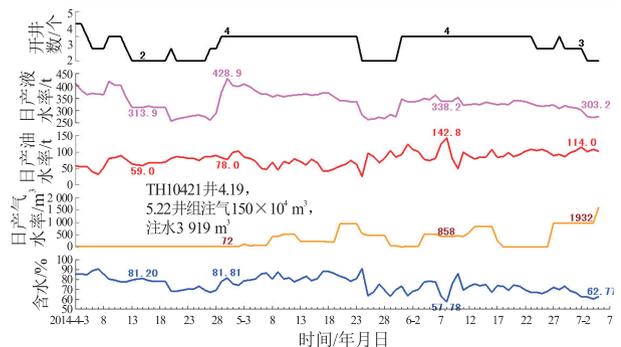


图 2 TH10421 井组气驱综合生产曲线

Fig.2 Integrated production curves of gas driving in TH10421 well group

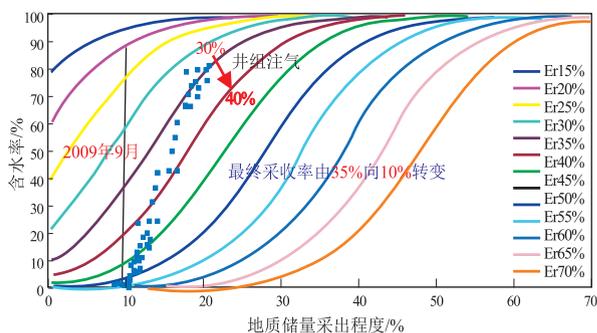


图3 TH10421井组气驱提高采收率效果

Fig.3 EOR effect diagram of gas driving in TH10421 well group

TK1024井因亏空大,距离远,目前无受效迹象,正实施大泵提液调流线评价。整个单元产油水平由注气前48 t/d上升至114 t/d,综合含水由注气前85.8%下降至62.7%,注气累计增油1410 t,单元开发效果逐步好转。预计通过井组气驱开发,单元最终采收率由30%向40%转变(图2,3)。

4 结论

(1)塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏在进入高含水开发阶段,剩余油赋存形式主要以顶部阁楼油和平面水驱未波及的弱势通道剩余油为主,常规注水开发难以有效动用。

(2)通过研究碳酸盐岩缝洞型油藏井组注气机理,初步形成井组气驱选井原则:井组采出程度低,剩余可采储量丰富;井间连通性好,平面剩余油

丰富;油井钻遇、连通缝洞体位置较低,防止气体回窜;井筒需满足注气要求。

(3)注水和注气在井间的运移方式和运移通道不同,影响注气井组受效情况;建议后期注气后尝试温和持续注水,形成气水段塞实现横向驱油。

(4)碳酸盐岩缝洞型油藏井组气驱开发目前仍处于探索试验阶段,后期注气时机、注气量、注气介质及注气方式等注气参数的制定仍需要进一步研究。

参考文献:

- [1] 张宏方,刘慧卿,刘中春.缝洞型油藏剩余油形成机制及改善开发效果研究[J].科学技术与工程,2013,13(35):10470-10474.
- [2] 惠健,刘学利,汪洋,等.塔河油田缝洞型油藏注气替油机理研究[J].钻采工艺,2013,36(2):55-57.
- [3] 李士饱,守信,杜建芬,等.国内外注气提高石油采收率技术回顾与展望[J].油气地质与采收率,2002,9(2):1-5.
- [4] 任文博,陈小凡.缝洞型碳酸盐岩油藏非对称不稳定注水研究[J].科学技术与工程,2013,13(21):8120-8125.
- [5] 康博,熊伟,张正红,等.缝洞型油藏注气开发单元优选方法[J].科学技术与工程,2013,13(26):7629-7633.
- [6] 李俊健,姜汉桥,徐晖,等.碳酸盐岩油藏单井缝洞型储集体开采规律试验[J].中国石油大学学报,2009,33(2):85-88.
- [7] 刘鹏飞,姜汉桥,徐晖,等.缝洞型油藏开发室内模拟研究[J].石油钻采工艺,2009,31(52):72-76.
- [8] 邓生辉,曲金明,冯振雨,等.R裂缝性油藏注气提高采收率实验数值模拟研究[J].内蒙古石油化工,2008,(12):78-79.
- [9] 徐运动,熊钰,王建君,等.注气驱替前缘位置的预测方法及应用[J].内蒙古石油化工,2008,(13):89-90.

(编辑 叶德燎)

(上接第69页)

- [3] 耿宇迪,张烨,米强波,等.转向酸液体系室内研究及其在塔河油田的应用[J].油田化学,2010,27(3):255-259.
- [4] 郭建春,陈朝刚.酸化工作液发展现状[J].河南石油,2004,18

(6):40-42.

- [5] 赵文娜,王宇斌.高温地面交联酸体系研究及其现场应用[J].科学技术与工程,2013,13(8):2190-2094.

(编辑 徐文明)