

塔河缝洞型油藏井组氮气驱影响因素分析

解慧, 郭臣, 陈勇

(中国石化西北油田分公司勘探开发研究院, 乌鲁木齐 830011)

摘要: 氮气驱三次采油技术在塔河油田应用广泛, 增油效果显著, 但井组氮气驱效果差异大, 影响因素尚不明确。基于对缝洞型油藏的认识, 将岩溶背景划分为风化壳+暗河复合岩溶、暗河岩溶和断溶体3大类型, 研究不同岩溶背景下的储集体深度、剩余地质储量和注入气水比对井组注氮气增油效果的影响。从已完成评价的35个注气井组出发, 分析不同岩溶背景下的注气效果影响因素, 从而进一步指导油田的注气工作。

关键词: 缝洞型油藏; 井组注氮气; 岩溶背景; 影响因素

中图分类号: TE357.45

文献标识码: A

Influencing factors for nitrogen flooding in fractured-vuggy reservoir well groups in Tahe oil field

Xie Hui, Guo Chen, Chen Yong

(Research Institute of Exploration & Production, SINOPEC Northwest Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: At present, nitrogen flooding technique is widely used in the Tahe oil field, leading to significant oil increment. However, the effect of nitrogen flooding in well groups is different, and the influencing factors are not clear. The karst background was divided into three types, including weathered crust+subsurface stream composite karst, subsurface stream karst and broken solution karst, based on the understanding of fractured-vuggy reservoirs. The influences of reservoir depth, remaining geological reserves and injected gas-water ratio on the effect of nitrogen injection in well groups were studied. The influencing factors of nitrogen injection effect under different karst backgrounds were analyzed from 35 injection well groups that had completed evaluation, so as to guide nitrogen injection works in oil fields in the future.

Key words: fractured-vuggy reservoir; nitrogen injection in well groups; karst background; influencing factor

塔河油田奥陶系油藏是经过多期构造运动和古岩溶共同作用形成的碳酸盐岩缝洞型油藏^[1], 地质情况复杂, 空间展布形态各异。单元整体进入高含水后期, 注入水沿缝洞水窜, 整体驱油效率低, 稳产时间短, 采出程度低, 需要探索有效提高采收率的开发方式^[2]。氮气驱油技术应运而生, 增油效果显著, 但注气效果存在差异性, 因此对注气效果影响因素的分析显得尤为重要。

本文利用矿场统计法, 针对已完成气驱评价的35个井组, 按风化壳+古暗河、古暗河、断溶体3大岩溶背景归类, 对井组储集体发育位置、井组注气气水比和剩余地质储量潜力3个因素进行分析, 得出不同岩溶背景下氮气驱主控因素。

定义方气换油率为地层条件下单位体积的氮气置换出的地表条件下原油的质量。完成周期评价的35个氮气驱井组, 平均方气换油率 0.48 t/m³, 风化

壳+暗河岩溶背景的氮气驱效果最优, 平均方气换油率为 0.83 t/m³, 效果相对较差的是断溶体和古暗河岩溶背景的氮气驱井组, 平均方气换油率分别为 0.52 t/m³ 和 0.29 t/m³。下面针对不同岩溶背景下的氮气驱影响因素进行阐述。

1 风化壳+暗河复合岩溶

风化壳+暗河复合岩溶的发育主要是表层不整合面受大气水岩溶作用和垂向水动力双重作用, 这种岩溶在纵向上形成多套储层, 储集体具有多样性、非均质性特征。主要的缝洞体在风化壳面以下 0~150 m 范围内分布, 同时受岩溶作用的相对强弱, 表层风化壳与中深部暗河岩溶背景下的缝洞体表现出不同的展布规律。表层储集体主要沿风化壳岩溶呈片状或面状规模性发育, 储集体主要以具有一定规模的溶蚀孔洞为主, 水驱过程中该部分储

集体内无法形成有效水驱波及。中深部储层主要沿暗河(管道)岩溶呈条带状分布,是前期水驱开发的主要潜力储层之一。缝洞型油藏经天然能量、人工水驱等开发过程,以风化壳+暗河复合岩溶作用下形成储层水驱波及体积已经达到最大,剩余油主要富集在储层残丘高点和一些水驱管道盲端部位,通过井组氮气驱提高采收率技术,可以有效动用水驱未波及、未动用剩余油,提高纵向上多套储层的动用程度。

通过复合岩溶氮气驱井组的储集体发育深度、井组剩余地质储量和气驱过程中气水比等因素的统计,认为对氮气驱效果的影响主要有以下几个因素。

(1) 受效井储集体发育深度影响较大。复合岩溶储集体多发育表层+中深部暗河上下 2 套储集体。顶部岩溶主要受构造运动形成的地层局部破碎带进一步岩溶形成的表层溶蚀带控制;而中深部暗河储集体形成主要是潜流带、溶道进一步形成的暗河岩溶管道。统计结果表明,氮气驱效果好的井组储集体平均发育深度在风化面以下 20~40 m 范围内,效果中等的氮气驱井组储集体发育深度在 50 m,效果差的氮气驱井组储集体发育深度大于 50 m(图 1)。

(2) 受注气井组的剩余地质储量的控制。目前矿场统计范围内氮气驱效果较好的都有一定的地质储量基础,地质储量大于 200×10^4 t(图 1)。

(3) 受复合岩溶储集体发育规模影响。氮气

驱过程中的伴水量对气驱提高波及体积的辅助作用有限,伴水影响特征不明显。

2 古暗河岩溶

古暗河岩溶系统通常以断裂及裂缝为溶蚀通道形成较大规模的管道型储集体。无论是主控断裂还是次级断裂组合,古暗河型储集体均较发育,且具有较大的规模。暗河储集体平面展布广、延伸长,部分暗河经过溶蚀—破碎—溶蚀作用具备多层洞的特征。纵向上古暗河型储集体主要形成于近水平径向流岩溶带,具有多段式结构;平面上古地表河近岸高幅度残丘水力条件强,形成的储集体规模较大,河道下切潜水面下移易形成多层洞,远岸高幅度残丘由于距地表河干流较远,岩溶水动力作用弱,储集体发育程度明显下降,储集体在平面和纵向上的非均质性决定了天然能量和水驱开发必然存在优势通道和水驱盲端,同时也导致剩余油的富集,需要通过注气来动用水驱未波及的储集体。

通过古暗河岩溶氮气驱井组的储集体发育深度、井组剩余地质储量和气驱过程中气水比等因素的统计。认为受效井储集体发育深度对氮气驱效果有重要影响。古暗河岩溶油藏储集空间展布主要受径向流岩溶作用影响,距地表河干流的远近决定了岩溶水动力作用的强弱及储集体发育程度,因此纵向上储集体所处深度对氮气驱效果影响不大。统计结果表明,氮气驱效果与储集体深度没有明显

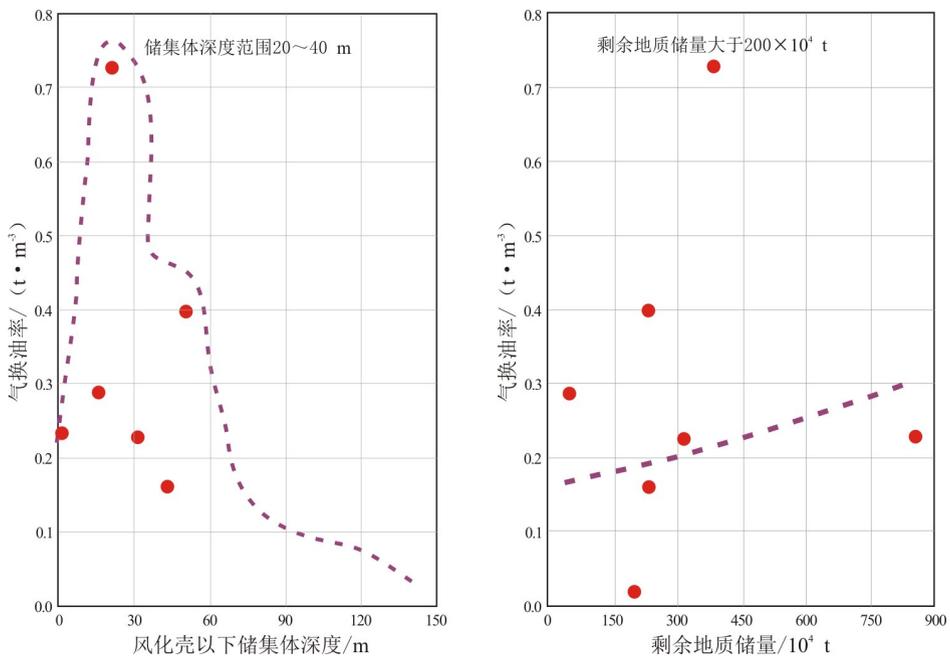


图 1 风化壳+暗河复合岩溶储集体发育深度、剩余地质储量氮气驱效果散点图

Fig.1 Scattered plots showing nitrogen injection effect influenced by reservoir depth and remaining geological reserves of weathered crust+subsurface stream composite karst

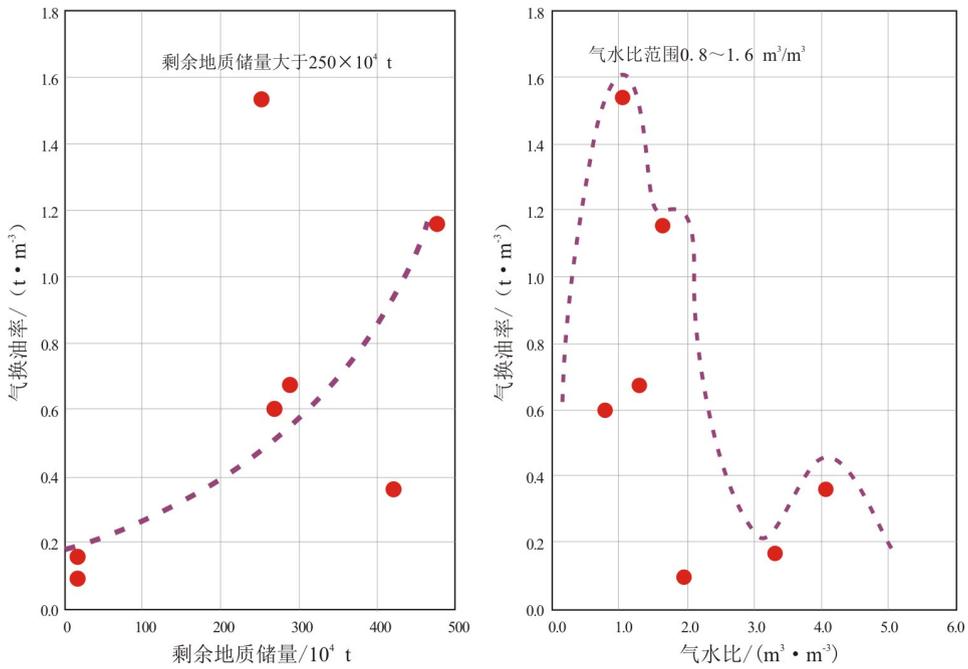


图2 古暗河岩溶剩余地质储量、气水比氮气驱效果散点图

Fig.2 Scattered plots showing nitrogen injection effect influenced by remaining geological reserves and gas-water ratio of subsurface stream karst

的对应关系。

此外,气驱效果受注气井组的剩余地质储量的控制,目前矿场统计范围内氮气驱效果较好的都有一定的地质储量基础,地质储量大于 250×10^4 t(图2)。

由于受周期注气过程气水比影响,合理气水比能提高气驱波及,起到气替油、水驱油效果,最优取值为 $0.8 \sim 1.6 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (图2)。

3 断溶体

断溶体主要是深大断裂在挤压、压扭等地质作用下形成沿断裂发育的局部脆性灰岩破碎带,后期地表大气淡水或地下热液沿着深大断裂方向下渗或上涌导致破碎带内储存空间发生溶蚀、扩大、垮塌或者充填、沉淀、结晶等成岩作用,但仍能保留有后期油气运移、充注的有效空间。在断裂分段发育、上覆泥灰岩等盖层封挡下最终形成能储存油气的特殊油藏圈闭。受断溶体油藏主控断裂带断裂样式、形成期次及活动强度差异性影响,不同断裂带控制的断溶体油藏,同一条断裂控制的不同段间断溶体油藏储集体发育及油气富集程度均存在差异性,在纵向上和横向上非均质性都强,导致单一的天然能量或水驱开发无法实现对油藏储层的有效动用,需要探索新的开发方式,例如注气开发、水气复合开发等。

通过对断溶体氮气驱井组储集体发育深度、井组剩余地质储量和气驱过程中气水比等因素的统

计,认为对氮气驱效果影响主要有3个因素。

(1)受效井储集体发育深度的影响。断控岩溶油藏储集体规模主要受断裂深度、断距控制和溶蚀强度共同控制,油藏储集空间在形成过程中主要受垂向地表水岩溶作用控制,纵向上可发育多套储集体。同时岩溶系统在纵向上岩溶强度具有差异性,浅表岩溶自上而下溶蚀作用逐渐减弱,上部储集空间形成规模相对较大。统计结果表明,氮气驱效果好的井组储集体平均发育深度在浅表岩溶 $15 \sim 45 \text{ m}$ 范围内,效果差的氮气驱井组储集体发育深度在中深部 $60 \sim 130 \text{ m}$ (图3)。

(2)受注气井组的剩余地质储量的控制。目前矿场统计范围内氮气驱效果较好的都有一定的地质储量基础,地质储量大于 50×10^4 t。

(3)受周期注气过程气水比影响。该影响因素相比于第一、第二点控制因素要弱,分析认为断控岩溶井间多以裂缝连通为主,过高的注水量有水窜风险,合理的气水比能够提高氮气在断溶体油藏的波及体积,提高驱油效果,目前气水比合理范围为 $0.5 \sim 1 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (图3)。

4 结论

(1)风化壳+暗河复合岩溶地质背景下气驱效果主要有2个影响因素,即储集体深度和剩余地质储量。其中气驱效果好的井组储集体平均发育深度在 $10 \sim 50 \text{ m}$ 范围内,剩余地质储量大于 200×10^4 t。

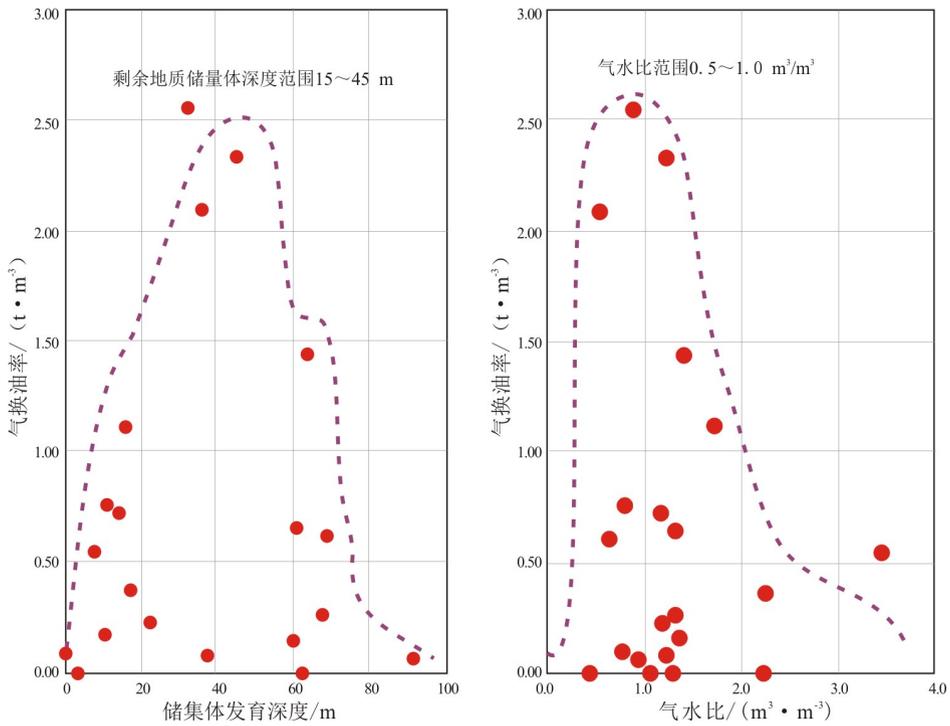


图 3 断溶体岩溶储集体发育深度、气水比氮气驱效果散点图

Fig.3 Scattered plots showing nitrogen injection effect influenced by reservoir depth and gas-water ratio of broken solution karst

(2)古暗河岩溶地质背景下,剩余地质储量和气水比是 2 个主要的影响因素,其中效果好的井组剩余地质储量大于 250×10^4 t,气水比在 $0.8 \sim 1.6$ m³/m³ 之间。

(3)断溶体岩溶地质背景下,储集体深度、剩余地质储量和气水比是影响气驱效果的主要因素。气驱效果好的井组储集体平均发育深度在浅表岩溶 15~45 m 范围内,剩余地质储量大于 50×10^4 t,

气水比在 $0.5 \sim 1.0$ m³/m³ 之间。

参考文献:

[1] 荣元帅,赵金洲,鲁新便,等.碳酸盐岩缝洞型油藏剩余油分布模式及挖潜对策[J].石油学报,2014,35(6):1138-1146.

[2] 李满亮,周洪涛,张莹.塔河油田井组注氮气提高采收率技术[J].石油钻采工艺,2016,38(3):392-394.

(编辑 叶德燎)