

塔河碳酸岩缝洞型油藏气水协同机理研究

谢 爽, 罗君兰, 窦 莲, 惠 健

(中国石化西北油田分公司 / 中国石化碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要:为明确缝洞型油藏气水复合驱的作用机理,以便现场气驱选井及工作制度优化,利用数值模拟技术,通过建立符合实际油藏特征的机理模型,进行不同注气方案的模拟研究,并对气水协同的参数进行了优化。通过数值模拟研究,认为塔河缝洞型油藏储集空间以溶洞为主,重力分异作用明显,气水协同主要是利用油气密度差较油水密度差大的特性;注入气主要沿油藏顶部驱动阁楼油,注入水横向驱替底部的剩余油,气和水协同发挥作用,从而进一步扩大波及体积。结合现场应用情况和不同类型油藏储层特征,形成了气水协同的差异化井网构建原则。

关键词:缝洞型油藏;气水协同;机理研究;数值模拟

中图分类号:TE324 **文献标志码:**A

Study on gas–water synergy mechanism of fracture–vuggy carbonate reservoir in Tahe Oilfield

XIE Shuang, LUO Junlan, DOU Lian, HUI Jian

(Northwest Oilfield Branch of SINOPEC/SINOPEC Key Laboratory of Carbonate Fracture–Vuggy Reservoir EOR, Urumqi 830011, China)

Abstract: In order to clarify the action mechanism of gas–water composite flooding in fracture–vuggy reservoirs, so as to facilitate on-site gas drive well selection and work system optimization, numerical simulation technology was used to establish a mechanism model that meets the characteristics of actual reservoir to conduct simulation studies of different gas injection schemes, and optimize the parameters of gas–water synergy. Through a numerical simulation study, it is recognized that the reservoir space of Tahe fracture–cavity reservoir is dominated by karst caves, and the gravity differentiation effect is obvious. Gas–water synergy is mainly based on the characteristics that the difference in oil and gas density is larger than that of oil and water. At the same time, it is considered that the injected gas mainly drives the attic oil along the top of the reservoir, and the injected water laterally displaces the remaining oil at the bottom, and the gas and water work together to further expand the swept volume. Combining with the field application and the characteristics of different types of oil reservoirs, a differential well pattern construction principle with gas–water synergy has been formed.

Key words: fracture–vuggy reservoir; gas–water synergy; mechanism study; numerical simulation.

塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏埋藏深,储集空间以大型洞穴为主,裂缝是主要的连通通道,非均质性极强,开发规律复杂^[1-4]。近年来,塔河碳酸盐岩油藏部分井组进入开采中后期,油井先后经历了注水补充能量、顶部进行注气等技术手段来提高油井产量,越来越多的注水失效井组利用注气来驱替阁楼油。而早期单独注气时,注入气必须先聚集充满阁楼体,靠气驱推动阁楼油,注气规模必须足够大才能驱动剩余油,而大量阁楼油被注入气顶替至水驱通道后因缺少动力无法驱至油井,增油效率较低。早期单元注气以氮气为主要驱替介质,注水仅作为控制施工压力的手段,而在生产评价过程中,

发现不同的注水量生产效果表现出差异性,注水量高的井组见效更迅速,且见效时间更长^[5-7]。随着注气时间的增长,塔河碳酸盐岩油藏早期的注气井组开始出现气窜,2015年针对弱能量的气窜井组TH10303–TH10301CH井组首次尝试气水协同方式

收稿日期:2020–04–20;改回日期:2020–06–16。

第一作者简介:谢爽(1986—),女,硕士,工程师,现从事油藏地质建模、油藏数值模拟及提高采收率机理研究工作。E-mail: 412340368@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项示范工程(2016ZX05053–010)和国家科技重大专项(2016ZX05014–004)联合资助。

注气,现场应用后增油效果显著,形成了塔河缝洞型油藏氮气驱新方式和新手段。截至目前,已在塔河缝洞型油藏的42个井组中开展了气水协同方式注气,累积注气 $33\ 179\times 10^4\text{ m}^3$,注水 $99.5\times 10^4\text{ m}^3$,累积覆盖地质储量 $7\ 985\times 10^4\text{ t}$,增油 $59.55\times 10^4\text{ t}$,换油率 $0.55\text{ t}/\text{m}^3$,提高采出程度 0.85% ,气水协同注气增油占气驱总增油量的 56.6% ,潜力巨大。但由于对气驱后剩余油分布情况及气水协同注入机理尚有不明确的地方,气水协同注入技术在实施过程中,部分单元注气增油效果存在注入氮气存气率较高但驱油效率低的问题,导致治理效果并不理想^[8-9]。

气水协同注入是缝洞型碳酸盐岩油藏治理气窜的有效手段,前人研究认为塔河缝洞型碳酸盐岩油藏水驱、气驱开发后形成新的剩余油赋存模式,气水协同能够有效动用井间新赋存模式下的剩余油,注入气因密度差异进入储集体顶部,纵向驱替顶部剩余油至水驱通道,注入水再将通道内的剩余油驱替至生产井^[10-13]。而气水协同的剩余油模式及现场如何进行参数优化设计,从而进一步提升气水协同效率认识尚不清楚^[14-16],故本文通过油藏数值模拟手段对气水协同机理及气水协同参数设计进行较为详细的研究。

1 机理模型建立

目前量化作用机理和参数的较好手段是模拟法,本次主要采用数值模拟法来研究气水协同机理及优化注采参数。前期单井和井组生产动态特征显示,碳酸盐岩油藏的岩溶背景对注采井网的产出特征影响较大,本研究主要从风化壳岩溶背景油藏的缝洞组合特点出发,建立精细机理模型。根据碳酸盐岩油藏的等效数值模拟理论,深入研究气水协同作用机理和定量注采参数。

塔河风化壳储层岩溶发育形成的溶洞型储集体较集中地分布在塔河油田主体区,以此类储集体单元作为典型单元进行研究。从塔河主体区风化壳岩溶缝洞体展布来看,除构造-风化裂隙、缝合线裂开缝洞、岩溶缝洞发育外,大型洞穴的发育是其显著特征,储集体规模大,非均质性极强,缝、洞组合模式、连通路径复杂多样,剩余油分布模式极其复杂,井间剩余油分布丰富,同时整体底水发育程度也较好^[17]。

T402井组从2014年开展井组注气,T402井组累积注 $1\ 880\times 10^4\text{ m}^3$,增油 $1.6\times 10^4\text{ t}$,换油率为 $0.42\text{ t}/\text{m}^3$ 。注气受效井是TK429CH,示踪剂响应井是TK429CH、

TK486和TK462H,注气示踪剂显示共有3口井与T402井井间连通。通过对注采井的连井剖面 and 示踪剂响应曲线(见图1、图2)判断来识别井间注气连通缝洞组合模型,并结合碳酸盐岩缝洞型油藏的物性参数建立机理模型。

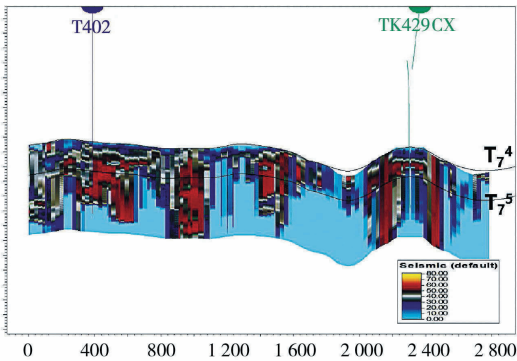


图1 T402-TK429CX井组均方根振幅属性剖面

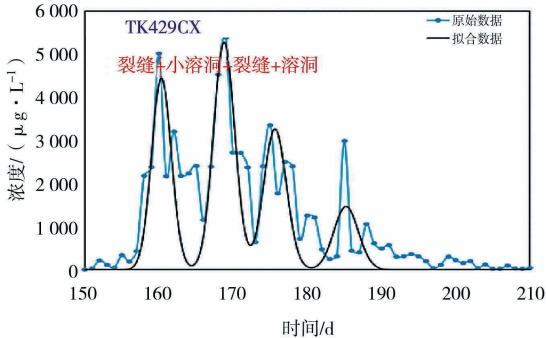


图2 TK429CX注气示踪剂响应曲线

碳酸盐岩缝洞型油藏包括多种储渗空间,在实际中可以重点考虑裂缝和溶洞对开发的影响,碳酸盐岩基质基本不具有储渗意义。裂缝既是主要的储集空间,也是主要的连通通道,储层渗透率一般大于 $5.48\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,最大可达 $(2\ 000\sim 5\ 000)\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 。碳酸盐岩缝洞型油藏基质孔隙度和渗透率一般较低,孔隙度一般为 $2\%\sim 7\%$,平均 $3\%\sim 4\%$,渗透率多数小于 $0.1\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 。大多数情况下裂缝渗透率值比基质渗透率值高几个数量级。

建立的模型共有3种储集体:裂缝、溶洞和基质(见表1)。建立模型后需要对不同的储集体进行属性赋值。

表1 机理模型参数

参 数	数 值
网格尺寸	1m×1m×0.2 m
网格节点	500×5×90
溶洞孔隙度、渗透率	80%, $200\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$
裂缝孔隙度、渗透率	80%, $500\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$
基质孔隙度、渗透率	1%, $0.05\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$
水体能量	弱底水、强底水

1.1 裂缝属性

根据对哈萨克斯坦中区块石炭系碳酸盐岩储层参数研究,得到裂缝张开度与裂缝渗透率的关系公式。

网状裂缝型^[18]:

$$K_f=5.66\times10^{-4}Rd^2\varphi_f^m$$

式中, R 为裂缝径向延伸系数,当延伸大于2~3 m时 $R=1$,延伸0.3~0.5 m时 $R=0.4$,当延伸小于0.3 m时 $R=0$; d 为裂缝张开度, μm ; m 为裂缝孔隙度指数。

裂缝孔隙度 P_f (FVPA)为可见裂缝在1 m井壁上的开口面积除以1 m井段中FMI图像的覆盖面积。即

$$P_f=\frac{\sum W_iL_i}{1\pi D} \quad [19]$$

式中, P_f 为裂缝孔隙度,%; W_i 为第 i 条裂缝的平均宽度,m; L_i 为第 i 条裂缝在单位井段内(一般选1 m)的长度,m; D 为井径,m。实际上,该裂缝孔隙度是一个面积上的孔隙度。

1.2 溶洞孔隙度测井数据建立

根据钻井、常规测井、产液剖面等数据,结合前面所建立的溶洞相分布离散测井曲线,对S48缝洞单元中各井由于放空、漏失或者未钻遇处导致孔隙度测井曲线缺失段进行补充完善。补充完善原则包

括:钻井中的放空井段代表了大型的溶洞,对相应层段的孔隙度测井曲线赋值为0.6;钻井中的漏失段代表了相对较好的溶洞和裂缝,对相应层段的孔隙度测井曲线赋值为0.4,对于需要进行酸压才能生产的井段,表明了该井段具有一定的生产能力,相应层段的孔隙度测井曲线赋值为0.3;其余不能生产的层段,相应测井曲线上的孔隙度赋值为0.1。

机理模型设置2口生产井,其中PRO1、PRO2井钻遇储集体类型设置为溶洞,注气井INJ1井钻遇储集体类型设置为裂缝。

2 气水协同注入方式驱油机理

根据T402井组注气示踪剂识别的气驱路径建立风化壳机理剖面模型,可以建立缝注洞采(钻遇裂缝型井注入,钻遇溶洞型井生产),洞注洞采、洞注缝采等不同缝洞组合模型注采关系。考虑到缝注洞采缝洞组合为现场最多的组合模式,本次在缝注洞采缝洞组合模式下开展不同注入方式气水协同驱油机理研究。

在所建立的机理模型开展了连续注气、气水交替和注水同注驱油数值模拟方案对比。3种方式注气后的含气饱和度和含油饱和度分布见图3~5。

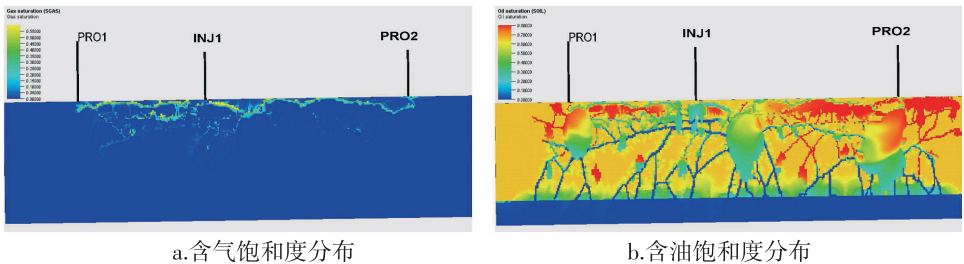


图3 连续注气方式含气、含油饱和度分布

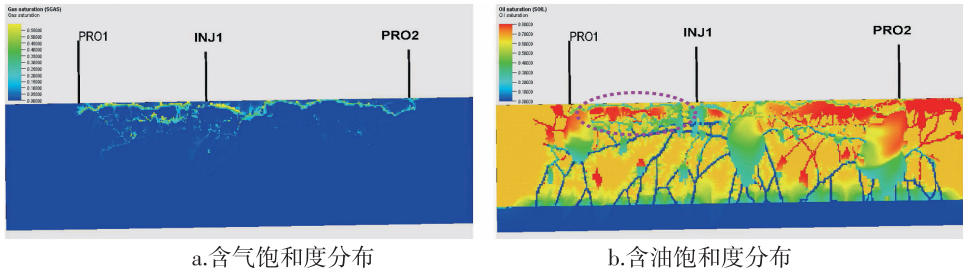


图4 气水交替方式含气、含油饱和度分布

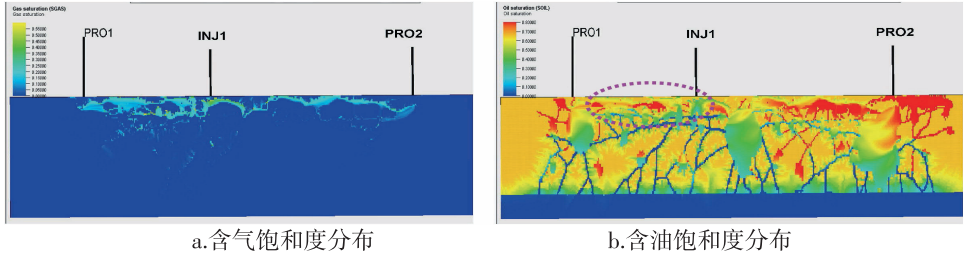


图5 气水同注方式含气、含油饱和度分布

由图3可得出以下认识:

(1)氮气由于密度小,注入后沿小裂缝向储层顶部运移,且注入气主要沿小裂缝、溶蚀孔洞形成的风化壳高渗通道运移。

(2)氮气首先向井底压力低、井距小的优势方向运移。

(3)含气饱和度动态变化分布显示裂缝是注气受效井气窜的主要通道。

图4、图5显示:

(1)气水两种介质同时注入时,可以改变气体运移方向,在本模型中气水同注使两口井受效;气水交替方式较气水协同方式在部分区域含气饱和度更高,驱油效率更高,而气水协同方式较气水交替方式波及体积更大。

(2)注入气体由于密度小,注入后沿小裂缝、溶蚀孔洞等高渗条带向储层高部位运移,在运移过程中推动井间剩余油向受效井运移,受效井井周油水界面下移,降低油水界面,提高井周剩余油丰度。

(3)气水同注方式中,由于注入井钻遇储层是裂缝性,故注入水主要沿裂缝运移,和气体是同一运移通道。气体由于黏度小,比原油密度小,主要是沿平行裂缝向高部位运移,而注入水比原油密度差,水平缝合垂直缝均是运移通道,所以模型中显示注入水携带一部分注入气体进入垂直裂缝向储层下部运移(见图6)。

(4)气水交替及气水同注都能在一定程度上扩大波及体积,提高气驱效率。

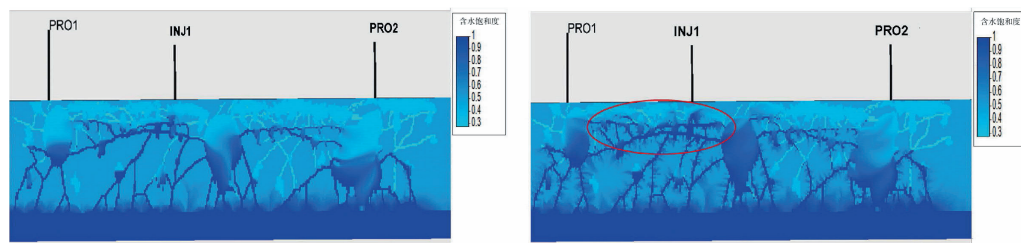


图6 注气前及气水同注后含水饱和度分布

3 气水协同注入方式参数优化

在机理模型各单井含水率达到85%以上后,开展注气参数论证。主要开展了注气方式和不同气水比参数优化。

3.1 注气方式

通过对比连续注气、气水交替、气水同注3种方式在相同注气量下的方气换油率,数值模拟计算结果显示气水同注注入方式驱油效果较好,见图7。

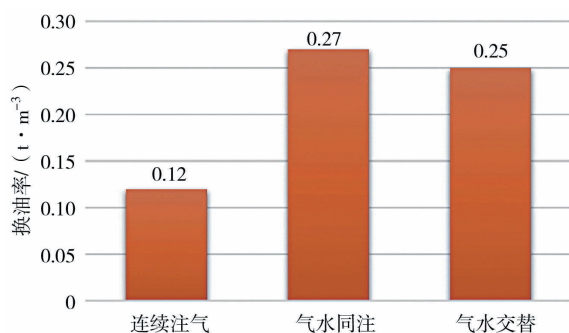


图7 不同注入方式方气换油率对比

数值模拟优化结果显示碳酸盐岩油藏连续注气方式驱油效果不佳,主要原因是由于碳酸盐岩缝洞型油藏基质孔隙度和渗透率一般较低,渗透率多

低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,而大多数情况下,裂缝渗透率值比基质渗透率值高几个数量级,碳酸盐岩油藏裂缝和溶洞是主要储集和运移通道,所以注入氮气由于黏度小、扩散运移速度快,导致注入气体快速气窜。气水同注和气水交替注入方式中,注入介质同时在高渗通道内流动,注入水能在一定程度减缓气体运移速度,迫使注入气体向相对低渗区域运移,从而扩大波及。当气水同注时,注入水携带一部分注入气体进入垂直裂缝向储层下部运移,这样气体的波及体积较交替注入方式更大,从而导致气水协同换油率高于气水同注。

注气替换的阁楼油在天然底水承托下,实现横向驱,动用剩余油;气水协同,达到气水补充能量、控流度、扩波及等提高采收率目的。

3.2 气水同注方式不同气水比

针对气水同注方式中,设计了不同气水比下的注气驱油效果对比。数值模拟计算结果显示不同气水比时的方气换油率指标,气水比为2:1时驱油效果较好(见图8)。分析主要是因为相同地质条件与注气量时,注水量越大,水横向驱替的作用越弱,导致气体纵向波及面积越小。

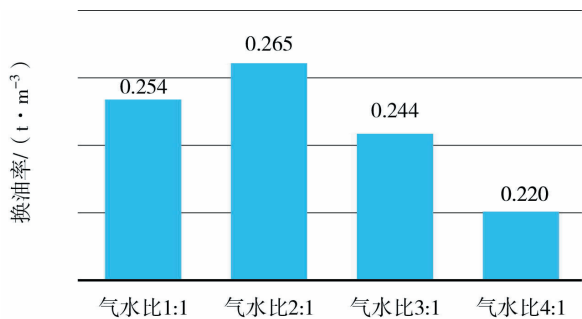


图8 气水同注不同气水比方气换油率对比

通过对比不同气水比下的含气饱和度分布,当注水量一定时,注气量越大气体波及面积越大,且注入气体主要富集在储层上部风化壳内及溶洞内;当注入量越大时,注气气体沿储层中下部裂缝向受效井运移。由于储层中西部溶洞孔洞不发育,剩余油少,注入气体通过中下部裂缝运移至受效井所在溶洞时,造成受效井气窜。

4 矿场应用

该项技术的矿场应用整体上取得了较好效果,截至2020年6月,塔河缝洞型油藏气水协同已开展了42个井组的应用与实践,技术应用累积动用地质储量 $7\,985\times 10^4\text{ t}$,自2016年现场试验以来,缝洞型油藏气水协同增油技术已实现累积增油 $59.55\times 10^4\text{ t}$,方气换油率0.55,换油率较常规纯氮气驱油井组提高0.14,提高试验井组采出程度0.78%,目前缝洞型油藏气水协同应用井组占单元气驱井组总数的37%,增油量占缝洞型油藏注氮气驱油总增油量的56.6%,同等注入量条件下,新技术与常规纯氮气技术相比增油效率更高,同时注水成本相较注气成本降低83%,吨增油成本较纯注氮气综合成本下降64%。矿场典型井组(TK666-TK602)气水协同效果见图9。

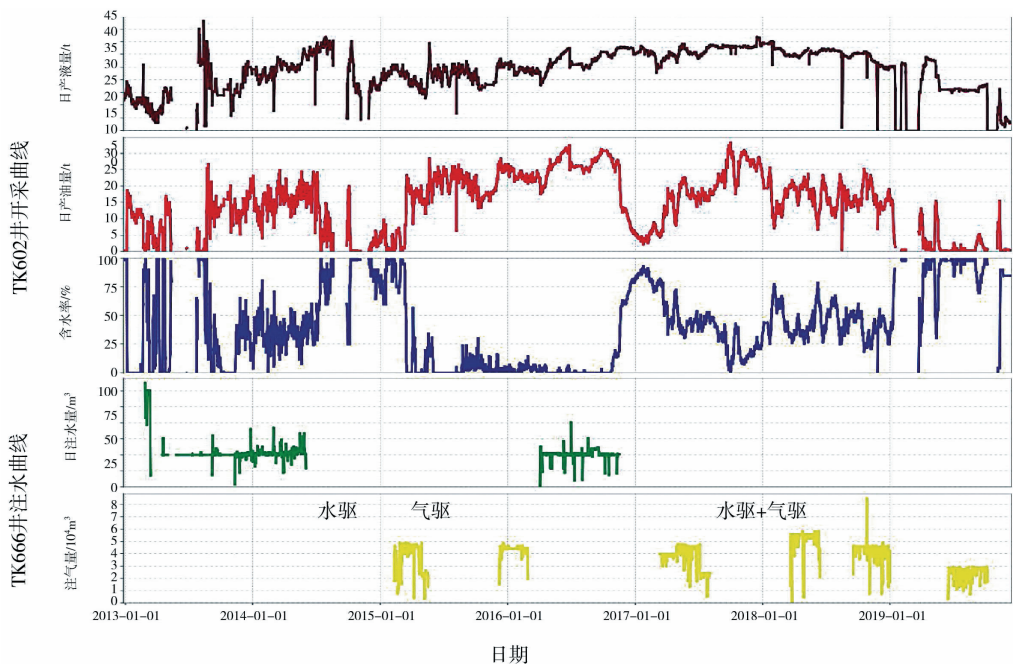


图9 矿场典型井组(TK666-TK602)气水协同效果

5 结论

(1)机理模型表明,注入氮气由于黏度小、扩散运移速度快,导致注入气体快速气窜。气水同注和气水交替注入方式中,注入介质同时在高渗通道内流动,注入水能在一定程度减缓气体运移速度,迫使注入气体向相对低渗区域运移,改变气体运移方向,从而扩大波及。同时可以增加注入流体黏度,降低注入介质与地层原油黏度比,有效降低纯注气气窜风险。

(2)注入气体由于密度少,注入后沿小裂缝、溶蚀孔洞等高渗条带向储层高部位运移,在运移过程中推动井间剩余油向受效井运移,受效井井周油水界面下移,降低油水界面,提高井周剩余油丰度。

(3)通过注入气体的人工气顶重力驱和注入水的横向驱替协同作用,实现气、水对井间不同压力场均衡波及,井间均衡动用,提高波及体积,扩大井间剩余油的动用。

(4)注入气体由于密度差纵向置换剩余油,注入水起到横向驱替剩余油的目的,通过气和水协同

发挥作用,进一步扩大波及体积,起到提高采收率、降低成本的目的。同等注入量条件下,新技术与常规纯氮气技术相比增油效率更高,同时注水成本相较注气成本降低83%,吨增油成本较纯注氮气下降64%。

(5)随着对气水协同机理研究的不断深入,气水协同注气由一种试验性矿场注气方式逐渐转变为一项成熟的技术成果,矿场实践表明,能量不足的井组采用气水交替驱效果好于纯气驱,能量一般或充足的井组采用纯气驱效果好于气水交替驱。对弱能量油藏采取气水同注方式补充地层能量、扩大波及体积。弱能量油藏既实现了油藏能量的补充,又达到了纵向上剩余油的重力驱替作用。

参考文献:

- [1] 窦之林.论碳酸盐岩缝洞型油藏的滚动开发[J].新疆石油地质,2013,34(3):300-302.
- [2] 任玉林,李江龙,黄孝特.塔河油田碳酸盐岩油藏开发技术政策研究[J].油气地质与采收率,2004,11(5):57-59.
- [3] 肖阳,江同文,冯积累,等.缝洞型碳酸盐岩油藏开发动态分析方法研究[J].油气地质与采收率,2012,19(5):97-99.
- [4] 李江龙,黄孝特,张丽萍.塔河油田4区奥陶系缝洞型油藏特征及开发对策 [J]. 石油与天然气地质,2005,36(5):630-633.
- [5] 杨坚,吴涛.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油气藏开发技术研究[J].石油天然气学报,2008,30(3):326-328,344.
- [6] 陈志海,刘常红,杨坚,等.缝洞性碳酸盐岩油气藏开发对策——以塔河油田主体开发区奥陶系油气藏为例[J].石油与天然气地质,2005,26(5):623-629.
- [7] 李宗宇.塔河奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏开发对策探讨[J].石油与天然气地质,2007,28(6):856-862.
- [8] BULAND A,KOLBJ RNSEN O,HAUGE R,et al. Bayesian lithology and fluid prediction from seismic prestack data [J]. Geophysics, 2008, 73(3): C13-C21.
- [9] 康志宏,郭春华,伍文明.塔河碳酸盐岩缝洞型油藏动态储层评价技术[J].成都理工大学学报(自然科学版),2007,34(2):143-146.
- [10] STANDEN E,NURMI R,EI-WAZEER F,et al. Quantitative applications of wellbore images to reservoir analysis [C]. Spwla Annual Logging Symposium, 1993.
- [11] 韩革华,漆立新,李宗杰,等.塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型储层预测技术[J].石油与天然气地质,2006,27(6):860-870, 878.
- [12] HAN Gehua, QI Lixin, LI Zongjie, et al. Prediction of the Ordovician fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe Oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2006,27(6):860-870.
- [13] BULAND A, KOLBJ RNSEN O, HAUGE R, et al. Bayesian lithology and fluid prediction from seismic prestack data[J]. Geophysics, 2008, 73(3): C13-C21.
- [14] ALHUSSAIN M, SPIKES K, SEN M.Sensitivity study of fracture parameters in a carbonate oil reservoir [C]// SEG Technical Program Expanded Abstracts,2011,30(1): 1799-1803.
- [15] 李江龙,张宏方.物质平衡方法在缝洞型碳酸盐岩油藏能量评价中的应用[J].石油与天然气地质,2009,30(6):773-778, 785.
- [16] 延俊宝.塔河油田气水协同提高采收率实践及认识[J].中国石油和化工标准与质量,2019,39(17):31-32.
- [17] 周禄凯.塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏气窜后剩余油分布及差异化动用方法[J].新疆石油天然气,2019,15(1):58-61.
- [18] 张斯杨.哈萨克斯坦F区块R构造盐下碳酸盐岩储层特征研究[D].四川:成都理工大学,2014.
- [19] LARSEN A L ,ULVMOEN M ,OMRE H,et al.Bayesian lithology/fluid prediction and simulation on the basis of a Markov-chain prior model[J]. Geophysics, 2006, 71(5): R69-R78.

(编辑 谢 葵)