

高倾角油藏气顶重力驱技术研究及应用

盖长城¹, 王 森¹, 张雪娜², 乔石石¹, 毕永斌¹

(1. 中国石油冀东油田公司, 河北 唐山 063004; 2. 中海油田服务股份有限公司, 天津 300452)

摘要: 中国有相当一部分油气藏具有埋藏深、倾角大、油层厚等特点, 这类油藏经过多年水驱开发, 剩余油主要分布在油藏顶部和断层根部, 难以有效动用。气顶重力驱技术充分利用油气重力差异原理及高倾角油藏的地质特征, 能有效提高该类油藏开发效果。油气界面稳定是气顶重力驱实施成功的关键, 从地质和开发两个方面研究了地层倾角、储层非均质性、纵向与水平渗透率比值、地下原油黏度、井网井型、注气速度和防气窜措施等因素对油气界面的影响规律。研究成果在柳赞北区断层根部应用, 实践证明气顶重力驱技术具有气窜慢、有效期长、增油量大、气体利用率高的特点。

关键词: 高倾角油藏; 气顶重力驱; 油气界面; 技术政策

中图分类号: TE357.4 **文献标志码:** A

Research and application of gas-cap gravity flooding technology in high-inclination reservoirs

GAI Changcheng¹, WANG Miao¹, ZHANG Xuena², QIAO Shishi¹, BI Yongbin¹

(1. PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan 063004, China; 2. CNOOC Oilfield Services Co., Ltd., Tianjin 300452, China)

Abstract: A considerable portion of oil and gas reservoirs in China are characterized by deep burial, large dip angles, thick oil layers, etc. After years of water flooding development, the remaining oil is mainly distributed at the top of the reservoir and the root of the fault, which is difficult to be used effectively. The gas-cap gravity drive technology makes full use of the principle of oil and gas gravity difference and the geological characteristics of high inclination reservoirs, which can effectively improve the development effect of these reservoirs. The stability of the oil-gas interface is the key to the successful implementation of gas-cap gravity flooding. The influence of factors such as formation dip angle, reservoir heterogeneity, vertical-to-horizontal permeability ratio, underground crude oil viscosity, well pattern type, gas injection rate, and gas channeling prevention on the oil-gas interface, has been studied from geological and development aspects. The research results were applied in the fault root of the northern Liuzan area, which proved that the gas-cap gravity drive technology has characteristics of slow gas channeling, long validity period, large oil increase, and high gas utilization rate.

Key words: high dip angle reservoir; gas-cap gravity drive; oil-gas contact; technical policy

从中国油气藏构造特征来看, 有相当大一部分属于背斜构造、断鼻构造和潜山构造油藏, 这类油气藏大多数具有埋藏深、油藏倾角大、油层厚等特点^[1-2]。这类油藏历经多年水驱开发后, 常常会在油藏顶部滞留“阁楼油”, 难以进一步有效动用^[3-5]。国内外研究表明, 气顶重力驱技术是提高这类油藏采收率的方法之一, 其采收率在所有非混相驱中最高^[6-8]。油气界面稳定是实施气顶重力驱成功的关键^[9], 而针对影响油气界面稳定关键因素研究的文献尚不完善。本文基于室内注气相态实验, 利用数值模拟和理论分析法, 从地质和开发两个方面研究了影响气顶重力驱的主要因素。矿场实践表明, 该研究成果对提高高倾角油藏开发效果具有重

要意义。

1 影响气顶重力驱的地质因素

地质因素是影响气顶重力驱开发效果的静态主要因素, 地质因素的构造条件(地层倾角)、储层非均质性(储层韵律性)、储层物性(纵向与水平渗透率比值)和流体性质(地层原油黏度)等是影响油

收稿日期: 2021-12-13; 改回日期: 2022-02-24。

第一作者简介: 盖长城(1988—), 工程师, 现从事提高采收率研究工作。E-mail: 605491775@qq.com。

基金项目: 国家科技重大专项“南堡凹陷油气富集规律与增储领域”(2016ZX05006-006)。

气界面稳定性的关键因素^[10-11]。依据室内注气相态实验,借助CMG数值模拟软件中的WinProp模块完成流体相态拟合,确定流体相态参数和与状态方程相匹配的特征化参数,在此基础上建立不同地质条件下的数值模型,研究地质因素对气顶重力驱开发效果的影响。

1.1 地层倾角对气顶重力驱开发效果的影响

1.1.1 理论公式法

任韶然等^[12]根据重力注气模型及迪茨模式几何关系,通过理论推导,提出表征顶部注气重力稳定判别模型——改进的重力稳定判别数 N_{GAGI} 。

$$N_{GAGI} = \frac{Kg\Delta\rho_{o,g} \sin \alpha}{\vartheta\mu_o} C \quad (1)$$

式中, K 为气相渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; $\Delta\rho_{o,g}$ 为油气密度差异, g/cm^3 ; α 为地层倾角, $(^\circ)$; ϑ 为重力稳定注气流量,指单位时间注入流体体积与横截面面积的比值, m/d ; μ_o 为地层原油黏度, $mPa \cdot s$; C 为常数, $C=8.64 \times 10^{-5}$ 。

由公式(1)可看出,地层倾角越大,重力稳定判别数 N_{GAGI} 越大,当 $N_{GAGI} > 1$ 时,形成气顶重力驱,可提高气驱开发效果。应用目标区块油藏参数,计算重力稳定判别数 N_{GAGI} ,当地层倾角为 13.8° 时,重力稳定判别数 $N_{GAGI} > 1$ 。

1.1.2 数值模拟法

根据理论公式计算结果,应用CMG数值模拟软件,计算形成气顶重力驱的地层倾角界限。设计地层倾角分别为 $5^\circ, 10^\circ, 15^\circ, 20^\circ, 25^\circ, 30^\circ, 40^\circ$ 和 50° ,研究不同地层倾角条件下气顶重力驱开发效果。由图1可知,在相同的注气量条件下,增油效果随地层倾角的增加而增大,当地层倾角增加到 15° 后,采出程度增幅减缓。分析认为倾角越大,重力分异作用越明显,注入气越容易上浮运移到油藏顶部或倾斜构造上部形成气顶,使阁楼油得到动用,且由于油气密度差异抑制黏性指进,使气驱前缘稳定,剩余油在前缘富集形成油墙,不断向生产井推进,在气驱过程中波及体积及驱替效率相对低倾角油藏都有较大幅度的提升。

1.2 储层韵律性对气顶重力驱开发效果的影响

在注气量和注入速度固定的条件下,设计储层韵律性分别为正韵律储层、反韵律储层和复合韵律储层,研究不同储层韵律对气顶重力驱开发效果的影响。从图2可知,正韵律模型较反韵律和复合韵律模型更有利于重力泄油,因为正韵律模型在气顶

重力驱过程中重力分异作用明显,更易形成稳定油气界面。

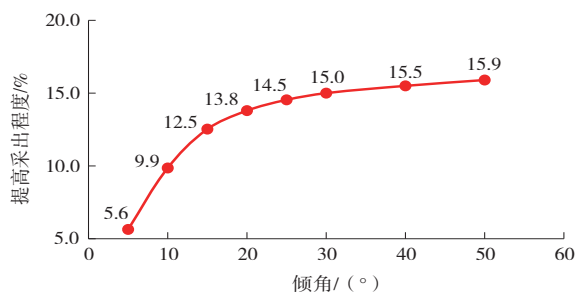


图1 地层倾角对气顶重力驱驱油效果的影响

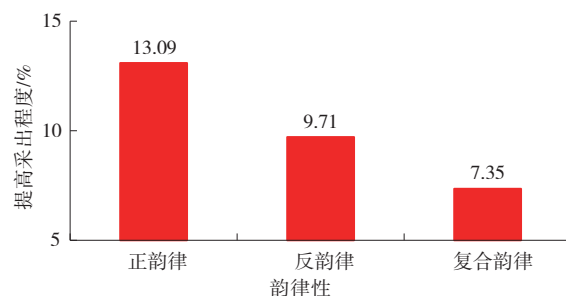


图2 储层韵律性对气顶重力驱开发效果的影响

1.3 纵向与水平渗透率比值对气顶重力驱开发效果的影响

设计纵向渗透率与水平渗透率比值分别为0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6和0.7,论证纵向渗透率与水平渗透率比值对气顶重力驱开发效果的影响。图3表明,纵向与水平渗透率比值越大,越有利于气顶重力驱。分析认为纵向与水平渗透率比值越小,气液之间的渗流阻力越大,从而导致推动油气界面向下运移能力减弱。

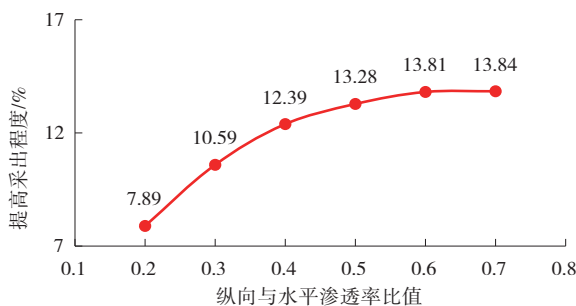


图3 纵向与水平渗透率比值对气顶重力驱开发效果的影响

1.4 地层原油黏度对气顶重力驱开发效果的影响

设计地层原油黏度分别为1, 5, 10, 15, 20, 30 $mPa \cdot s$,论证地层原油黏度对气顶重力驱开发效果的影响。图4表明,地层原油黏度越小,越有利于气顶重力驱。地层原油黏度越低,注入气与地层原油的黏度差异越小,低流度比有利于抑制气体指进,稳定驱替前缘,提高气体波及体积,达到较好的采

油效果。

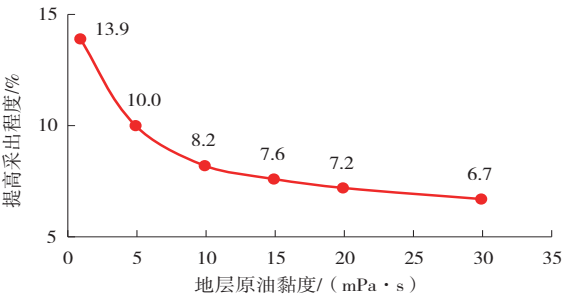


图4 地层原油黏度对气顶重力驱开发效果的影响

2 影响气顶重力驱的开发因素

开发因素是影响气顶重力驱开发效果的动态

因素^[13-14],开发因素的布井方式、井型、注气速度和防气窜措施等是影响油气界面稳定性的关键因素。建立不同开发条件下的数值模型,研究开发因素对气顶重力驱开发效果的影响。

2.1 布井方式对气顶重力驱开发效果的影响

在相同的注气量条件下,设计布井方式分别为对应注采井网和交错注采井网,研究不同布井方式对气顶重力驱开发效果的影响。由图5可知,交错注采井网的开发效果优于对应注采井网,分析认为交错注采井网实施气顶重力驱能够进一步扩大气体波及范围。

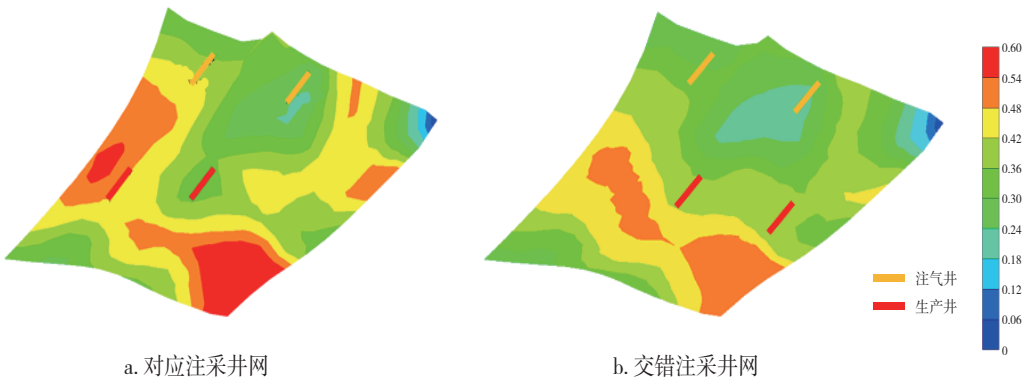


图5 不同井网下气驱结束后剩余油饱和度叠加图

2.2 井型对气顶重力驱开发效果的影响

在注气量和注入速度固定的条件下,设计井型分别为定向井和水平井,研究井型对气顶重力驱开

发效果的影响。从图6可知,水平井注采较定向井注采更有利于重力泄油,因为水平井注采油气界面推进相对稳定,定向井注采见气早,气窜快。

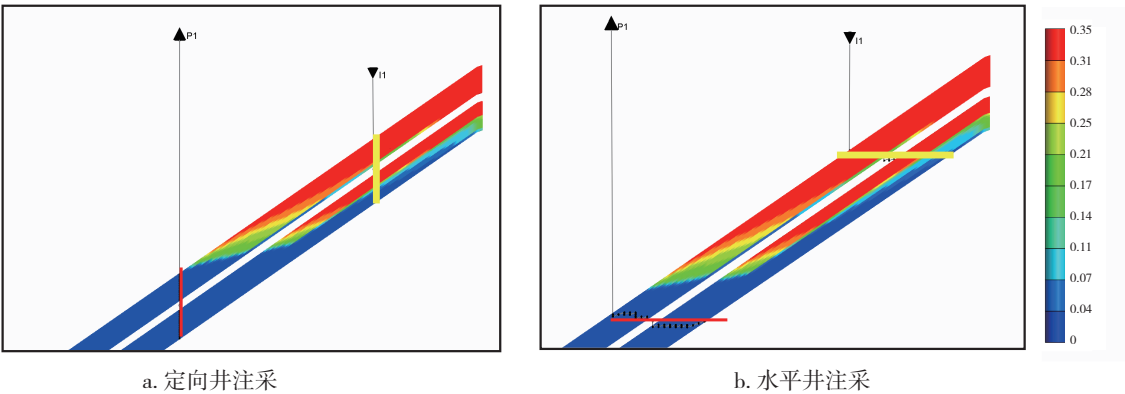


图6 不同井型对气顶重力驱开发效果的影响

2.3 注气速度对气顶重力驱开发效果的影响

设计注气速度分别为0.02, 0.04, 0.06, 0.08, 0.10 HCPV/a,论证注气速度对气顶重力驱开发效果的影响。图7表明,累产油量随注气速度的增加先增大后减小,最优注气速度为0.06 HCPV/a。注气速

度越小,越有利于形成稳定的油气界面,但影响见效时间;注气速度越快,使得气体推进前缘与水平面夹角越大,易造成层顶突进,纵向波及受限,油气界面越不稳定,因此需要控制合理注气速度。推荐注气速度为0.06 HCPV/a。

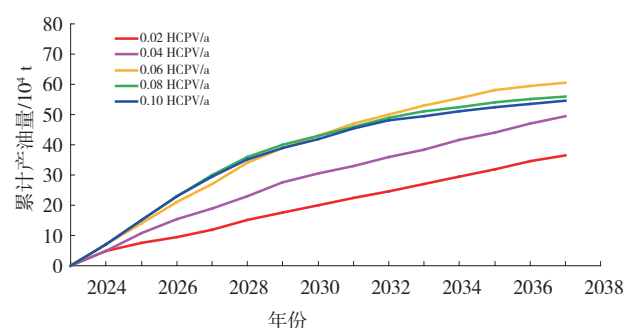


图7 不同注气速度下累产油曲线

2.4 抑制气窜措施对气顶重力驱开发效果的影响

为了提高气体利用率及气驱效果,考虑到油藏的非均质性特征,设计气窜后增加调驱段塞,调驱段塞采用LM-A胶联体系+预交联凝胶颗粒,体系性能见表1、表2,

用数值模拟法预测采油效果,结果如图8所示,在气驱实施过程中,气油比随注气量增加而增大,日产油量随气油比的继续上升而下降,此时增加调驱段塞能降低气油比,增加日产油量。

表1 LM-A交联聚合物性能指标

体系	体系组成	性能指标(65℃,现场水源井清水配制)				标准
酚醛类交联聚合物	0.2%聚丙烯酰胺+0.2%交联剂+0.3%助剂	成胶时间/h	调驱剂成胶强度(G')/Pa	封堵率/%	热稳定性	SY/T6296-2013中6.2调驱剂成胶强度的测试方法
		4~12	≥ 10	≥ 95	90 d热稳定性 G' 保留率 $\geq 85\%$	

表2 预交联凝胶颗粒性能指标

体系	体系组成	性能指标(65℃,现场水源井清水配制)				标准
预交联凝胶颗粒	0.08%HPAM+0.4%预交联凝胶颗粒调剖剂(0.9~3.0 mm)	吸水倍数	筛余(质量分数)/%	抗剪切强度/N	热稳定性/N	Q/SY 1229-2009中3.1
		≥ 7	≥ 95	≥ 150	≥ 120 (65℃,90 d)	

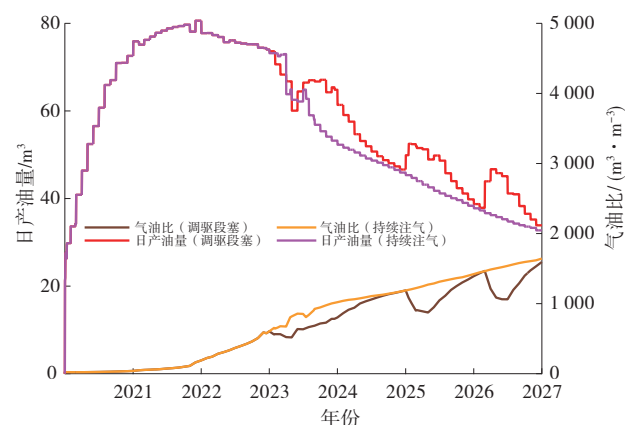


图8 考虑抑制气窜对日产油和气油比的影响曲线

3 矿场实施效果

柳赞北区 $E_{s_3}^{2+3}$ 油藏埋深 2 300 ~ 3 300 m,油藏天然能量微弱,地层倾角达到 $35^\circ \sim 55^\circ$ 。正韵律储层,物性较差,平均孔隙度 17.1%,平均渗透率 $75.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。早期采取注水开发,注水压力高,吸水能力差,地层能量得不到有效补充,产量递减快,标定采收率仅 15%,地质储量采出程度仅 7.6%。结合柳北油藏高倾角构造特征及气顶重力驱技术影响因素研究成果,在断层根部区域开展 CO_2 气顶重力

驱实验,在原有井网的基础上设计不同注采方式和不同生产井型,探索气驱生产特征及开发规律。

技术实施后地层能量逐步恢复,实际产油 $6.7 \times 10^4 \text{ t}$,增油 $3.03 \times 10^4 \text{ t}$,气驱后递减率由 17.4% 降至 5.8%,阶段提高采收率 6.3%。通过对项目实施效果的经济效益后评估,项目实际总投入 5 382 万元,以历年实际油价及增油量评价计算,项目最终增量收入 1.106 9 亿元,内部收益率 61.15%,经济效益显著。

3.1 气顶重力驱驱油效果明显优于其他气驱方式

统计 9 口见效井,气顶重力驱开发模式相比近等高开发模式和低注高采开发模式,具有气体推进均衡、见气(气窜)晚、产气量少、有效期长的优势(见表3)。气顶重力驱油井平均 160 d 后见效,平均有效期长达 1 000 d 以上,生产状况稳定,见效增油显著,生产气油比低;近等高开发模式采油井注气后平均 114 d 后见效;低注高采开发模式油井注气后平均 77 d 后见效,气窜速度快,生产气油比高,见效增油少。因此,在高倾角构造条件下,气顶重力驱开发模式能有效抑制气窜,保持长时间高效稳产。

表 3 不同气驱模式生产参数对比

气驱模式	油井/口	平均见效时间/ d	平均有效期/ d	单井见效初期生产状况		平均气窜时间/ d	平均推进速度/ (m·d ⁻¹)	平均单井增油/ t
				日产油/t	日产气/m ³			
气顶重力驱	3	160	1 060	10.4	130	无气窜	0.18	8 523
近等高气驱	2	114	114	10.3	148	244	0.76	285
低注高采气驱	4	77	143	5	1 013	76	1.76	323

3.2 水平井气顶重力驱驱油效果明显优于定向井气驱效果

3 口气顶重力驱模式见效井中,水平井 1 口、定向井 2 口,增油效果差异较大(见表 4),水平井有效期为 1 679 d,净增油可达 17 458 t,平均日增油 10.4 t;定向井有效期为 169~1 336 d,净增油可达 881~

7 231 t,平均日增油 5.2~5.4 t。在高差与井距基本一致的情况下,水平井见效增油幅度明显优于定向井,见效后日产气量、气油比、CO₂浓度等指标均小于定向井。水平井相比定向井扩大了在同一生产高差下的泄油面积,更能充分利用油气本身的重力分异作用,减缓 CO₂推进,有效提高波及体积。

表 4 不同井型生产状况对比

井号	井型	高差/ m	井距/ m	推进速度/ (m·d ⁻¹)	见效前生产情况			见效后生产情况			有效期/ d	净增油/ t
					日产液/ t	日产油/ t	日产气/ m ³	日产液/ t	日产油/ t	日产气/ m ³		
LB-P3	水平井	-62	95	0.30	1.1	0.8	0	11.8	10.5	120	1 679	17 458
LB1-27	定向井	-70	80	0.63	6.2	6.1	0	19.6	15.2	482	1 336	7 231
C3X1	定向井	-30	150	0.23	3.0	1.4	102	13.0	5.6	257	169	881

4 结论

- (1)气顶重力驱利用高倾角的油层特征和油气重力差异影响,是高倾角油藏的有效开发方式。
- (2)地质因素中,大地层倾角、正韵律储层、高纵向与水平渗透率比值以及低地层原油黏度有利于实施气顶重力驱。
- (3)开发因素中,交错式注采井网、水平井采油、适宜的注气速度和适当的调驱段塞组合有利于抑制气窜,提高气顶重力驱开发效果。

参考文献:

[1] 周元龙,赵淑霞,何应付,等. 基于响应面方法的 CO₂重力稳定驱油藏优选[J]. 断块油气田, 2019, 26(6): 761-765.

[2] 马英俊. 苏北盆地金湖凹陷阜二段砂岩物性影响因素分析[J]. 石油实验地质, 2017, 39(4): 477-483.

[3] 杨红,余华贵,黄春霞,等. 低渗油藏水驱后 CO₂驱潜力评价及注入参数优化[J]. 断块油气田, 2015, 22(2): 240-244.

[4] 郭平,张陈珺,熊健. 气体辅助重力驱油(GAGD)研究进展[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(5): 176-184.

[5] 庞进. 顶部注气稳定驱提高采收率机理研究[D]. 成

都:西南石油大学,2006.

[6] 王友启,周梅,聂俊. 提高采收率技术应用状况及发展趋势[J]. 断块油气田, 2010, 17(5): 628-631.

[7] 郭永伟,杨胜来,李良川,等. 长岩心注天然气驱油物理模拟实验[J]. 断块油气田, 2009, 16(6): 76-78.

[8] 王智林,林波,葛永涛,等. 低渗油藏水驱后注 CO₂ 补充能量机理及方式优化[J]. 断块油气田, 2019, 26(2): 231-235.

[9] 梁淑贤,周炜,张建东,等. 顶部注气稳定重力驱技术有效应用探讨[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(4): 86-92.

[10] 张陈珺. 王场油田气体辅助重力驱机理研究[D]. 成都:西南石油大学,2015.

[11] 屋金博,罗明良,战永平,等. 顶部重力注气驱油研究进展[C]//IPPTC 国际石油石化技术会议,北京:西安华线石油科技有限公司, 2021:75-83.

[12] 任韶然,刘延民,张亮,等. 重力稳定气驱判别模型和试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(4): 59-66.

[13] 赵乐坤. 断块油藏人工气顶驱开发技术对策研究[D]. 中国石油大学(北京), 2019.

[14] 叶文卓. 巨厚块状油藏顶部注气稳定重力驱油藏工程设计[D]. 中国石油大学(北京), 2020.

(编辑 谢 葵)