

海上中深层油藏层内生气调剖效果评价及分析

王晓超, 魏俊, 张海波, 张志军, 罗珊, 王艳霞
(中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 300452)

摘要:渤海中深层储层普遍具有中低渗透率、高温的油藏特点,注水开发过程中存在注入压力较高、纵向吸水剖面严重不均、部分注采井间水窜明显以及传统凝胶类、颗粒类调剖体系适应性差等问题。为了改善水驱开发效果,在渤海中深层油藏K油田开展了层内生气调剖技术应用试验。对已实施井组开展调剖效果评价及其影响因素分析,结果显示,层内生CO₂和层内生N₂调剖体系均对中深层油藏的渗透率、温度有很好的适应性,也取得较好的解堵降压与降水增油效果,分析认为体系生气反应速度、注入方式及应用轮次等对调剖效果影响较大,并指出下步改善方向,为类似油田调剖技术的开展提供指导和借鉴。

关键词:中深层油藏;高温;层内生气;效果评价;影响因素

中图分类号:TE357 **文献标志码:**A

Evaluation and analysis of in-layer gas generation control effect in middle and deep offshore reservoirs

WANG Xiaochao, WEI Jun, ZHANG Haibo, ZHANG Zhijun, LUO Shan, WANG Yanxia
(CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin 300452, China)

Abstract: The middle and deep reservoirs in Bohai Sea are generally characterized by low and medium permeability and high temperature. In the process of water injection development, there are some problems, such as high injection pressure, serious uneven longitudinal suction profile, obvious water channeling between some injection-production wells, and poor adaptability of traditional gel-type and granular profile control systems. In order to improve the effect of water drive development, the application test of in-layer gas generation control technology was carried out in the K Oilfield of Bohai Sea. The profile control effect evaluation and influencing factors analysis were carried out for the implemented well groups. The results showed that the endogenous CO₂ and N₂ profile control system had good adaptability to the permeability and temperature of the medium and deep reservoir, and also achieved good effects of plugging relief and pressure reduction and precipitation oil increase. It was analyzed that the gas reaction rate, injection mode and application rounds of the system had a great influence on the profile control effect. The next improvement direction is pointed out to provide guidance and reference for the development of similar oilfield profile control technology.

Key words: middle and deep reservoir; high temperature; in-layer gas generation; effect evaluation; influencing factors

引用格式:王晓超,魏俊,张海波,等.海上中深层油藏层内生气调剖效果评价及分析[J].复杂油气藏,2023,16(4):449-454.

WANG Xiaochao, WEI Jun, ZHANG Haibo, et al. Evaluation and analysis of in-layer gas generation control effect in middle and deep offshore reservoirs [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(4): 449-454.

渤海典型中深层油藏埋深2 000~2 300 m,渗透率 $(40.2 \sim 916.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,油藏温度90~120℃,纵向小层多,非均质性强,大段合采时,层间层内矛盾加剧。注水开发过程中,存在注入压力较高、纵向吸水矛盾突出、平面水驱不均等问题,稳油控水难度大。调剖是重要的稳油控水措施之一,但由于中深层储层普遍具有渗透率相对较低、温度高的特点,对调剖体系耐温性、易注入性、经济性提出了更高要求,常规凝胶类、颗粒类体系应用受到一定限

制。层内生气调剖集合“解堵”与“封堵”功能^[1],在渤海部分中高渗油藏中已成功应用^[2-5]。与常规调剖相比,它适用油藏渗透率范围更宽($>10 \times 10^{-3}$

收稿日期:2023-02-14;改回日期:2023-04-04。

第一作者简介:王晓超(1988—),硕士,高级工程师,主要从事海上油田开发及提高采收率技术研究工作。E-mail: wangxch47@cnooc.com.cn。

基金项目:“十三五”国家科技重大专项——大型油气田及煤层气开发(2016ZX05058)。

μm^2),油藏温度范围更宽($50\sim 130\text{ }^{\circ}\text{C}$),并且设备流程简单,作业周期短,对海上平台有限的作业空间具有良好的适应性,是中深层油藏的潜力稳油控水技术之一。渤海K油田自2017年开始探索层内生气调剖技术在中深层油藏中的应用,至今已实施11井次。本文对已实施井次开展效果评价,并对不同井组试验效果差异进行主要影响因素分析,为类似油田稳油控水及生产实践提供借鉴。

1 层内生气调剖技术机理

层内生气调剖技术体系主要包含自生 CO_2 体系

和自生 N_2 体系两大类。它是通过向地层中注入生气反应剂、发泡剂等,在地下反应生成气体,气体与发泡剂接触后生成泡沫^[6]。一方面,因体系通常含酸,且反应放热,可发挥解堵作用,缓解注入压力;另一方面,生成的泡沫可有效增加流动阻力,从而封堵高渗透层、抑制水窜。同时,通过设计小剂量、多段塞的循环交替注入模式,配合注入工艺控制,使得“泡沫封堵”与“酸解堵、热解堵”不断交替进行,进入油藏中深部,纵向上实现“逐级封堵强吸水层、启动中低渗透层”,横向上实现深部调堵,达到降水增油的目的。技术机理如图1所示。

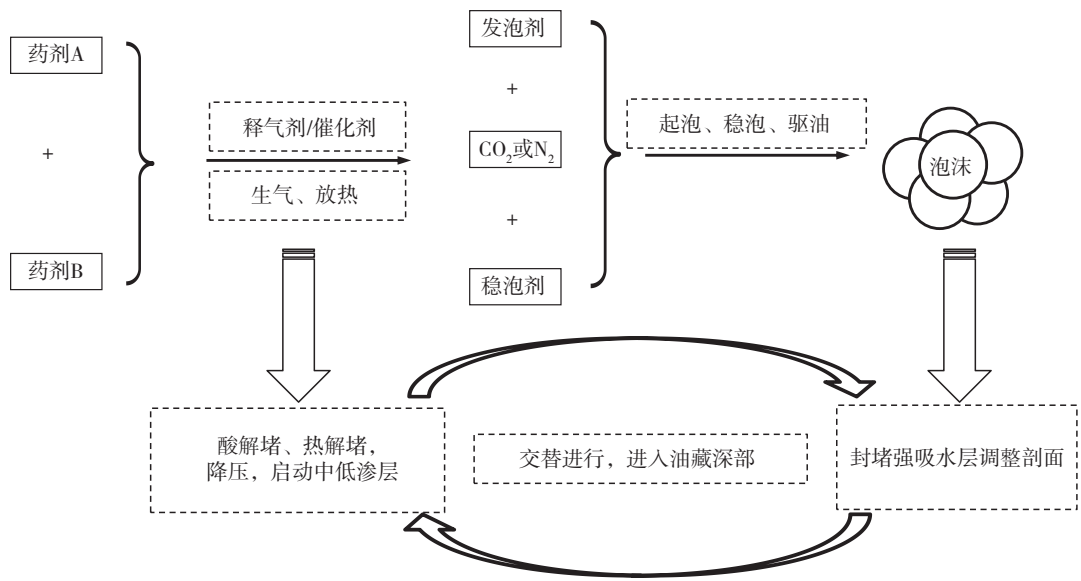


图1 层内生气调剖技术机理示意

2 层内生气调剖效果评价

渤海K油田层内生气调剖技术经历了从自生 CO_2 体系到自生 N_2 体系的探索历程,技术应用概况见表1。

参考Q/HS 2041-2020《海上油田调剖/调驱效果评价技术要求》,调剖效果评价主要包括注水井效果和生产井效果两大部分。结合层内生气调剖技术特点,注入端除考察吸水改善情况外,还主要关注解堵降压情况。

表1 K油田层内生气调剖技术应用概况

调剖时间	井号	井次	体系类型
2017年12月	B34	1	层内自生 CO_2 体系
2018年4月-5月	A18、A15、B17、B34、B22、A12	6	层内自生 CO_2 体系
2019年12月	B34	1	层内自生 CO_2 体系
2019年12月	B17	1	层内自生 N_2 体系
2020年7月	A8、A20	2	层内自生 N_2 体系

2.1 注水井效果

通过对各注入井调剖前与调剖后初期的注入压力、日注水量、视吸水指数进行统计与计算,结果显示调剖后注入量基本与调剖前保持一致,但注入压力普遍下降约1~5 MPa;视吸水指数均有不同程度的上升,约10%~120%,各井次均起到了一定的解堵降压效果,吸水能力增强。视吸水指数变化如图2所示。

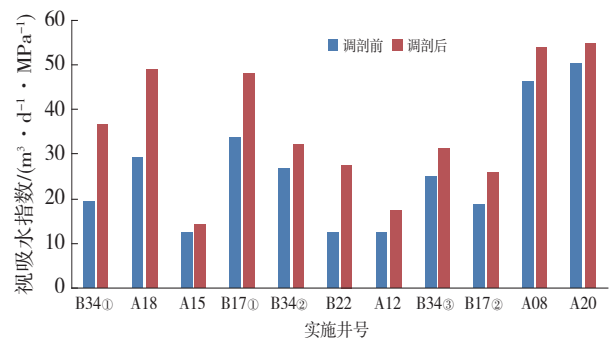


图2 实施井视吸水指数变化

调剖体系逐级进入油藏深部的过程中,随着泡沫的形成,起到封堵强吸水层,调整吸水剖面的作用。绘制各注入井霍尔曲线,计算视阻力系数如表2所示。可知,早期实施的井次视阻力系数大多数小于1,反映增注作用明显;新近实施的3井次调剖后霍尔曲线向上偏折,斜率增大,视阻力系数大于1,反映体系在油藏中深部建立起一定渗流阻力,取得一定封堵效果。两类典型井霍尔曲线如图3、图4所示。

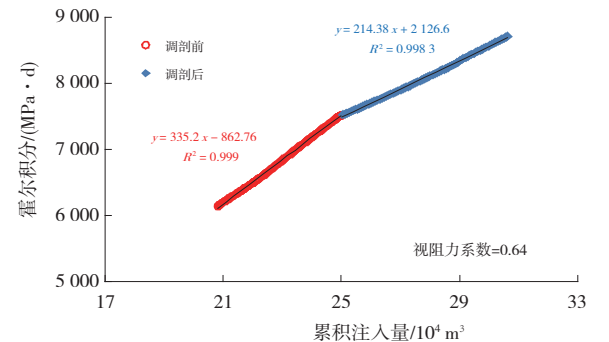


图3 A18井霍尔曲线

表2 实施井视阻力系数统计

井号	B34	A18	A15	B17	B34	B22	A12	B17	B34	A08	A20
施工年度	2017	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2019	2019	2020	2020
视阻力系数	0.71	0.64	0.94	0.77	1.07	0.7	0.63	0.9	1.54	1.24	1.26

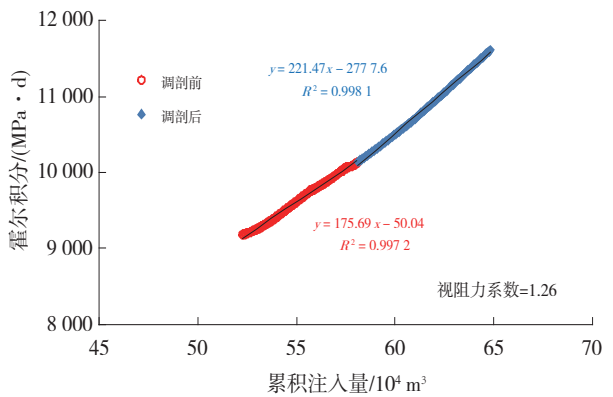


图4 A20井霍尔曲线

2.2 生产井效果

生产井效果主要考察油井见效,即油井降水和增油的情况,且最终体现在增油量指标上。通过对各井组开展生产动态分析与评价,实施效果对比如图5所示。可知,已实施井组调剖效果差异较大,各井组对应油井数3~7口不等,见效油井数在0~5口不等,见效率在0%~72%,井组累计增油量在(0~4000)m³之间。

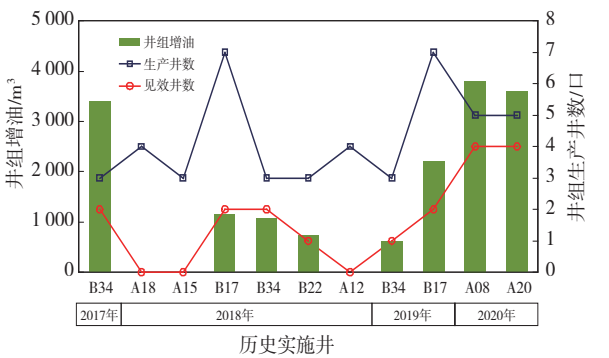


图5 已实施井增油效果

根据已实施井增油效果结合层内生气调剖技术现场试验历程,可分为以下四个阶段:

- (1)2017年初次试验,采用自生CO₂体系调剖取得较好的效果。
- (2)2018年体系扩大应用时,增油效果基本未达到预期,见效井组增油量小于1000 m³,部分井组甚至未见到增油。这与前述注水井效果霍尔曲线反映视阻力系数小于1的特征相吻合,分析体系注入后主要起到解堵降压作用,未有效发挥封堵调剖

作用。

(3)2019年开始层内生气体系的优化与调整,除自生CO₂体系之外,研发自生N₂体系,同期进行现场应用对比,结果显示后者取得较好的调剖效果。

(4)2020年针对自生N₂体系扩大应用两口井,生产井表现出明显的降水增油特征,油井见效率达到71.4%,表明调剖体系对储层纵向及平面水驱不均起到一定的调整作用,累计增油量达到预期。典型见效井生产曲线如图6所示,最高降水达13%,最大日增油30 m³,平均日增油23 m³。绘制井组水驱特征曲线及其导函数如图7所示,可知,调剖后导函数曲线明显下降,表明水驱特征曲线斜率变小,水驱开发效果较好。整体上呈“U”字形特征,说明生产井取得一定调剖效果。此外,从单井动态特征及井组水驱导数曲线也反映出,虽然调剖增油效果明显,但含水回升较快,有效期较短,约4个月。

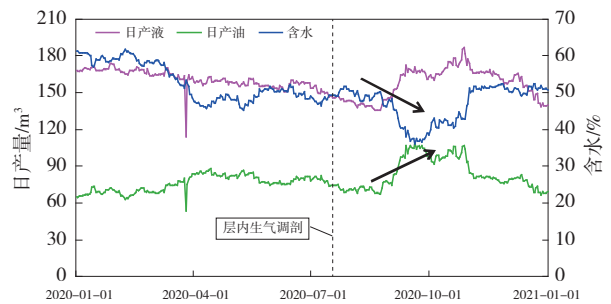


图6 典型见效油井生产曲线

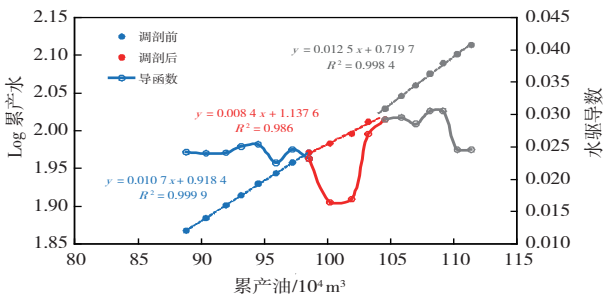


图7 甲型水驱特征曲线及导数曲线

3 主要影响因素分析

通过研究与探索,层内生气调剖技术在海上中深层油藏应用初显成效,针对历史实施效果差异,结合技术应用历程,主要从储层、体系、工艺等方面进行了影响因素分析。

3.1 储层非均质性

储层的非均质性程度直接影响到储层中油、气、水的分布及开发效果,层内生气调剖体系对于储层渗透率及非均质性具有较好的适应性^[7-8]。已实施各井组平均渗透率(98~876)×10⁻³ μm²,渗透率级差3.9~11.5,渗透率变异系数0.49~0.91,单层突进系数0.6~2.6,总体上属于中强、强非均质性储层。以B34井为例,该井I_上油组厚度较大,渗透率相对较高,为绝对主力吸水层段。但第一次调剖前吸水剖面显示I_上油组仅顶部吸水,吸水厚度占比约55%,层内矛盾突出。第一次调剖后吸水剖面显示,顶部强吸水得到控制,中部和底部低渗层得到启动,油组吸水厚度占比提高至89%,吸水剖面更加均衡,对应油井B4井含水大幅下降,增油效果明显。此后在吸水剖面已改善的情况下实施第二次调剖时,虽然油井仍然见效但整体效果减弱。由此反映出层内生气调剖体系对于非均质性强且纵向吸水矛盾突出的储层作用更加明显,调剖效果更好(见表3)。

3.2 体系生气反应速度

体系是调剖技术的核心所在。已实施井次中,前8井次为自生CO₂调剖体系,其中5井次油井见效率低于30%,包含3井次未见效井组,整体上调剖效果不够理想。而采用自生N₂体系后,调剖效果相对稳定。

表3 B34井储层物性及吸水情况

油组	垂深/m	垂厚/m	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	绝对吸水量/(m ³ ·d ⁻¹)		对应油井B4井动态	
				第一次调剖前	第一次调剖后 (第二次调剖前)	第一次调剖后	第二次调剖后
I _上	2 630.4~2 635.2	4.8	116.7	158	50	最大降水23% 单井增油1 566m ³	最大降水15% 单井增油720m ³
	2 638.6~2 643.5	4.9	1 174.2	20	84		
	2 644.5~2 648.0	3.5	58.1	0	52		
	2 648.8~2 649.7	0.9	47.8	0	0		
	2 649.7~2 650.7	1.0	2.7	0	0		
	2 660.6~2 662.9	2.3	80.3	0	37		
合计	2 630.4~2 662.9	17.4	387.8	178	223		

两种生气体系最大的差异体现在生气反应速度上。自生 CO_2 体系多采用碳酸钠或碳酸氢钠作为生气剂,盐酸作为释气剂,生气反应速度快,室内试验不同条件下基本都可在30 min内完全反应,同时生气效率高达90%以上,反应不易控制^[9-10]。现场实施后,调剖体系在近井地带即开始相互接触、容易快速反应、大量生气、起泡,解堵作用明显,但无法进入到油藏较深部位有效发挥调剖作用。

自生 N_2 体系多采用亚硝酸盐、铵盐进行反应,并采用酸作为催化剂调控反应速率。当不加催化剂时,体系反应速度十分缓慢,18 h后生气效率仅为70%左右,温度增加,生气效率有所增加^[11]。当加入催化剂后,生气反应速度显著提高,催化剂浓度越高,反应时间越短。但高浓度催化剂条件下生气效率要达到90%仍需要反应5 h以上^[12-13]。从机理上讲,反应相对温和且可调控,更容易实现逐级推动进入储层较深部位,发挥调剖作用。

3.3 现场注入方式

层内生气调剖体系涉及的药剂较多,主要包含生气剂(通常为两种)、释气剂(或催化剂)、发泡剂和稳泡剂4类,工艺上两种生气剂在地面混合配液后挤注,各类药剂采用交替循环注入方式。

自生 N_2 调剖体系初次应用时,施工过程中压力居高不下,并多次对注入井进行停泵检修,导致调剖作业无法连续性完成,施工曲线如图8所示。后经分析验证,虽然是地面常温环境下配液,但因现场注入水温度接近60℃,生气剂混合配液挤注时在地面流程中提前生成少量气体,并与管线中残留的发泡剂作用产生泡沫,导致施工压力高,影响注入泵效。由此,调剖体系药剂无法完全按照方案设计被输送进入地层发挥作用,该井组虽然取得一定增油量,但6口生产井中只有2口见效,见效率低至33%,并未达到预期。

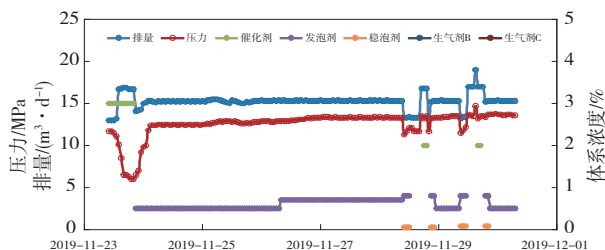


图8 B17井施工曲线

后续在其他井次应用时,通过优化注入方式,在保证段塞用量的前提下,采用两种生气剂交替注入方式,即分别加入两个搅拌罐中进行配液,各自

充分搅拌后交替注入,减少在流程中直接接触的时间。现场施工时,设备及流程管线中未见泡沫生成,施工压力呈规律性变化,注入催化剂(酸液)时,压力明显降低,注入其他药剂时,压力逐渐上升,很好地反映出调剖体系中各药剂的特性,最终也取得了明显的调剖效果。施工曲线如图9所示。

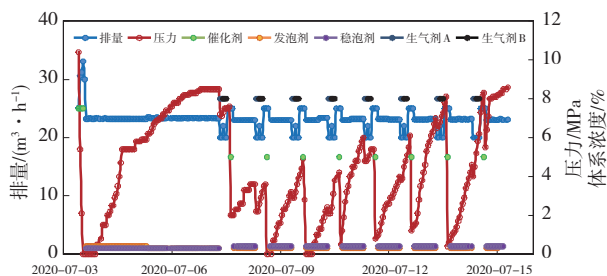


图9 A20井施工曲线

虽然通过优化注入方式可保证体系稳定注入,但因为药剂种类多以及小段塞循环注入推动药剂进入地层的设计,使得现场加药配液工作量较大且繁琐,目前层内生气调剖技术只在中深层油藏中小规模应用。下步可从设备、工艺流程上进行研究改进,适应药剂体系特点,提升现场实施的便捷性,为该项技术推广及扩大规模应用奠定基础。

3.4 调剖轮次

已实施井次中,B34井组共计调剖3次,均采用自生 CO_2 体系。首次应用时井组最大降水13%,平均日增油67 m³,降水增油效果显著;第二次应用时效果明显减弱,井组含水下降约3%,有一定增油量;第三次调剖时几乎未见到效果(见图10)。该井组多次应用层内自生 CO_2 体系调剖,效果呈逐次减弱的趋势。一方面调剖体系大部分优先进入相对高渗透层,逐渐加剧了储层非均质性,后续轮次中封堵难度更大;另一方面因自生 CO_2 体系自身的作用距离有限,体系不变调剖轮次增加的情况下,体系在储层中停留的位置相近,不能作用于更深储层^[14-15]。

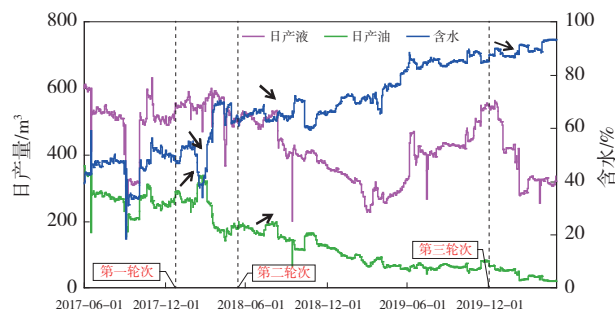


图10 B34井组生产曲线

当同一井组开展多轮次调剖时,为了保障效

果,需从体系、工艺等方面进行必要的优化调整^[16-17]。B17井组已实施2次调剖,首次采用自生CO₂体系,调剖后含水上升趋势得到控制,产油递减延缓,取得一定效果。再次调剖时,通过探索优化,采用了反应相对缓慢温和的自生N₂体系,延长了反应时间,增加了储层中的作用距离,调剖后井组含水下降约4%,取得了优于首轮调剖的增油效果(见图11)。

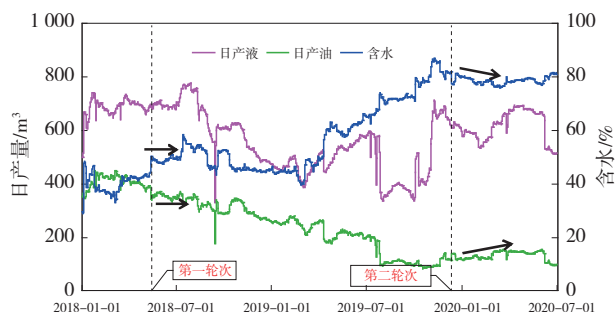


图11 B17井组生产曲线

此外,不论是自生CO₂体系还是自生N₂体系,即使是在初次应用增油效果较好时,仍然存在含水回升较快、有效期较短的问题,反映出调剖体系封堵能力仍有提升空间。下步可从体系组合、强度适配等方面开展深化研究,提高该项技术在中低渗高温油藏中的适应性。

4 结论

(1)层内生气调剖是一项集“解堵”与“封堵”功能于一身的技术,相比常规凝胶类、颗粒类调剖调驱措施,适应油藏渗透率及温度范围更宽,近年来先后在渤海典型中深层储层应用11井次,已取得较好的效果。

(2)层内生气调剖技术探索应用过程中,已实施井组效果差异较大。通过影响因素分析,主要受储层非均质性、体系生气反应速度、现场注入方式以及同一体系在同一井组多轮次应用的影响。

(3)通过效果评价及对比分析,下步需在体系优化升级、现场工艺改进等方向开展深入研究,进一步提升层内生气调剖技术在中深层油藏中的适应性。

参考文献:

- [1] 冯轩,徐景亮,张博.渤海油田层内生气技术研究与应用[J].石油化工应用,2017,36(5):48-52.
- [2] 徐景亮,林涛,竺彪.层内生成二氧化碳驱油技术在绥中36-1油田的尝试[J].海洋石油,2012,32(3):77-80.
- [3] 王欣然,李红英,周凤军,等.层内生成CO₂调驱技术在渤海H油田的可行性研究[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2018,20(3):25-28.
- [4] 李军.层内生气调驱技术在渤海油田的研究与应用[J].海洋石油,2018,38(4):41-44.
- [5] 宋宏宇,冯轩,黄雷,等.一种新型层内生气体系的研究与应用[J].当代化工,2021,50(6):1342-1345.
- [6] 胡雪,刘浩洋,赵军,等.海上J油田层内自生气复合泡沫调驱体系室内研究[J].精细石油化工,2022,39(1):5-9.
- [7] 王建斐.渤海油田层内生成CO₂技术适应性研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.
- [8] 赵凤兰,王鹏,侯吉瑞,等.强化氮气泡沫调驱技术在中孔中渗透储层适用界限的实验研究[J].油气地质与采收率,2019,26(2):94-100.
- [9] 王松.层内自生CO₂泡沫调驱技术实验研究[D].成都:西南石油大学,2017.
- [10] 郑玉飞,李翔,徐景亮,等.渤海P油田层内生成CO₂调驱技术[J].石油钻探技术,2020,48(2):108-112.
- [11] 郭璇.自生气泡沫驱油体系的研究与评价[D].北京:中国石油大学(北京),2018.
- [12] 康洪帅.层内自生气冻胶泡沫深部调驱体系研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2018.
- [13] 张强,张军辉,季闻,等.自生氮气泡沫复合调驱体系实验研究[J].石油化工应用,2019,38(12):39-43,54.
- [14] 尹文军,王青青,王业飞,等.多轮次调剖效果逐次递减机理研究[J].油气地质与采收率,2004,11(2):48-50.
- [15] 冯轩,郑玉飞,覃庆波,等.海上油田多轮次自生CO₂泡沫调剖效果评价研究[J].石油与天然气化工,2022,51(5):110-116.
- [16] 杨寨,郑玉飞.渤海油田多轮次层内生成CO₂调驱效果优化[J].断块油气田,2019,26(1):123-126.
- [17] 贾盈.秦家屯油田多轮次调剖效果分析与对策[J].精细石油化工进展,2019,20(5):8-11.

(编辑 卞 炜)