

Research on the treatment of gas channeling wells in Xinggu buried hills

Deqiao Wang

Xinglongtai Oil Production Plant, Liaohe Oilfield Branch, Panjin, Liaoning, 124000, China

Abstract

From 2023 to 2024, the research on the adjustment and treatment of natural gas injection in the Xinggu Qianshan Xinggu 7 main gas injection block will be carried out, and the gas channeling well treatment experiments and gas injection adjustment will be carried out in view of the increasingly serious gas channeling problems faced by the block and the corresponding potential safety hazards, which will provide technical guidance for the gas flooding management and later gas channeling control of the same type of massive fractured reservoirs. In this paper, the adjustment and treatment of natural gas injection development in the main gas injection block of Xinglongtai buried hill in Liaohe Oilfield in 2024 are studied, and the gas channeling well treatment experiments are carried out in view of the increasingly serious gas channeling problems faced by the block and the corresponding potential safety hazards, which provides technical guidance for the gas flooding management and later gas channeling treatment of the same type of massive fractured reservoirs.

Keywords

gas channeling well treatment; gas channeling severity assessment; Dynamic monitoring

兴古潜山气窜井治理研究

王德俏

辽河油田分公司兴隆台采油厂, 中国·辽宁 盘锦 124000

摘要

2023-2024年针对兴古潜山兴古7主体注气区块开展注天然气调整与治理相关研究, 针对区块面临的愈发严重的生产井气窜问题, 以及伴随而来的相应安全隐患问题开展了气窜井治理实验以及注气调整等工作, 为同类型块状裂缝型油藏的气驱管理及后期气窜治理提供了技术指导方向。本文针对2024年辽河油田兴隆台潜山主体注气区块开展注天然气开发的调整与治理相关研究, 针对区块面临的愈发严重的生产井气窜问题, 以及伴随而来的相应安全隐患问题开展了气窜井治理实验等工作, 为同类型块状裂缝型油藏的气驱管理及后期气窜治理提供了技术指导方向。

关键词

气窜井治理; 气窜严重性评价; 动态监测

1 引言

潜山油藏自2006年投入开发, 2012年产量达到高峰。随着开发的深入, 受压力下降, 底水锥进影响, 2013-2016年兴古潜山产能递减加快。2014年对兴古7块实施注氮气开发进行能量补充, 2018年转为注天然气开发。随着注天然气持续进行, 区块能量得到一定补充, 压力递减趋势得到缓解。但同时受区块各井完井方式的因素影响, 部分生产井发生不同程度的气窜。同时, 部分气窜井受固井质量问题, 存在一定安全风险。多口生产井的气窜, 导致大量注入天然气未能在油藏顶部形成有效气顶, 从注气井重新采出, 对油藏开发注气补能造成了不利影响。在这种情况下如何进行气

窜井治理, 实现区块有效补能稳产, 对于注气区块以及全厂乃至油田开发都具有重要意义^[1]。

2 项目研究背景

2.1 地质概况

兴古潜山构造上位于渤海湾盆地辽河西部凹陷南部兴隆台~马圈子潜山构造带东北部, 与盘山洼陷、陈家洼陷、冷家断阶带、马圈子构造四周相接, 构造面积55.49km²。

兴古7块位于兴古潜山的主体部位, 油藏类型为巨厚块状底水深层变质岩裂缝性油藏。油藏顶面埋深2335m, 含油幅度2335m, 探明含油面积9.77平方公里, 探明原油地质储量3537万吨, 已全部动用。太古界地层由变质岩和岩浆岩构成, 储集空间以构造裂缝为主, 为裂缝型块状底水变质岩潜山油藏^[2]。

目前, 兴古7块油井62口, 开井30口, 日产油154吨,

【作者简介】王德俏(1991-), 男, 中国辽宁盘锦人, 本科, 工程师, 从事石油天然气开发研究。

日产水 111 方, 日产气 15.8 万方, 综合含水 41.85%, 油气比 720 方/吨, 累产油 554.6 万吨, 累产气 17.3 亿方, 累产水 59.6 万方, 采油速度 0.16%, 采出程度 15.68%。

兴古 7 块自 2014 年开展注氮气试验, 2018 年实施天然气重力驱试验, 注气井 13 口, 其中注氮气井 11 口, 区块累计注氮气 5.1 亿方, 目前开井 1 口, 日注 4.8 万方。注天然气 2 口井, 累计天然气 3.8 亿方, 目前开井 2 口, 日注 23.0 万方^[3]。

2.2 注气开发存在的主要问题

2.2.1 兴古 7 块受完井方式限制, 气窜井较多

兴古潜山开发初期大量大斜度井及水平井使用裸眼完井, 在投产初期大段的裸眼井段投产, 取得了较好的产能。区块开发初期使用天然能量开发, 地层能量下降, 油井产能逐步递减。为了补充区块能量, 2014 年开始实施注气开发, 受潜山完井方式的制约, 注天然气过程中, 出现了较多气窜井。完井方式与气驱开发存在不适应性。作为主力生产的 II 段开发井中, 共有 18 口大斜度水平井进山裸眼/筛管完井, 其中 10 口井发生不同程度的气窜。导致油井产量下降, 井控风险增加^[4]。

截至 2023 年年初, 18 口气窜风险井中, 开井生产 11 口, 日产油 54.7 吨, 日产气 12.6 万方。出现气窜后, 油井产量呈阶梯式下降, 气油比逐渐上升, 井控安全风险增加。气窜前 18 口井日产油 347t, 气油比 260, 气窜后日产油下降至 54.7t, 气油比上升至 3531。

2.2.2 无效注气量逐年增加, 油藏顶部气顶增加缓慢

随着注天然气持续进行, 部分油井气窜加重, 气窜井产气量增加, 导致注入天然气优先由气窜井产出, 形成无效注气, 致使油藏原开发方案中在顶部形成有效气顶难度增大, 位于气顶天然气量增加缓慢。截至目前, 兴古 7 块已累注气 $8.4 \times 10^8 \text{m}^3$, 折算地下体积 $470.0 \times 10^4 \text{m}^3$, 留存 $350 \times 10^4 \text{m}^3$, 预测形成 400m 气顶。较小的顶部气顶难以形成有效重力驱, 提高区块采收率^[5]。

2.2.3 受限于井深及井型状况, 气驱状况难以实现直观有效监测

缺乏有效的气驱监测手段, 由于潜山岩性特殊、埋藏深、温度及压力高, 且井型特殊, 常规测试方法、仪器难以满足油气界面、气驱前缘等监测需求。缺乏有效的气驱监测手段, 制约了对气驱规律的认识及改善气驱效果的有效调控。

3 技术原理及简介

3.1 气窜井风险等级评估, 避免同质化处理

2020-2023 年, 针对气窜带来的井控风险、无效注气等一系列问题, 实施多种气窜井治理试验。

3.1.1 控制气窜井生产制度, 试验降低无效产气量

兴古 7-H206Z 井 2020-2021 年实施减小油嘴、多级油嘴生产, 降低油井产气量, 日产气量有 5.5 万方控制至 2.0

万方, 一定程度上对控制气窜起到了作用。但随着生产制度改变, 油井仍然维持在较高的产气量, 大量无效产气依旧存在, 治理效果并不理想。

3.1.2 实施气窜井动态关井, 试验停止无效产气

对部分气窜井实施动态关井, 避免无效产气。2021 年对兴古 8 井实施动态关井, 关井后有效减少无效注气 1.1 万方。但关井后, 气窜井井口压力迅速升高, 由 0.5Mpa 上升至 20Mpa, 油井的生产井控风险大大增加。

3.1.3 改良治理策略, 开展气窜井风险评估

针对控制生产制度、频繁动态关井等简单治理方式存在的诸多问题, 2023 年开始对 18 口气窜井实施分类分批次管理, 试验对发生气窜井实施气窜风险评估。根据受效井与注气间位置关系、最大关井压力、生产气液比等风险控制条件, 同时平衡产油效益, 对气窜井分类分批拟定治理对策, 避免同质化、“一刀切”式简单处理, 在保障生产井控安全的基础上, 优化细化治理对策^[6]。

对气窜井各项参数进行综合论证, 因兴古 7 块为裂缝型块状油藏, 受效井与注气井空间井距是发生气窜的客观先决条件, 也是判断油井发生气窜可能性的第一要素; 油井的最大关井压力代表注气井对受效井的能量补充强度, 也是判断受效井受注气井能量影响的直观参数之一。同时, 综合考量受效井产油量, 做好气窜治理与经济效益平衡关系。

针对其中气窜风险井实施气窜风险评估, 综合评估与注气井空间距离、气窜井最高关井套压、日产油效益等一系列评估参数, 对气窜井实施风险分级分类, 执行对应治理对策。

对评估气窜风险高的低产井, 尽快实施封堵处理; 针对中气窜风险的低效井, 实施关停处理; 针对高气窜风险的高产井, 开展气窜井段封窜处理; 针对中气窜风险的高产井, 保持生产的同时, 持续开展跟踪监测工作。

3.2 开展各项动态监测, 配合指导动态分析调控

受缺乏有效的气驱监测手段影响, 注气井吸气剖面、受效井产气剖面等一系列动态监测难以实施, 导致难以实现直接、实时的气体流向的动态监测。为间接监测判断注气井与受效井注采关系变化, 持续开展固定井点油井压力监测、长效温压监测、受效井气组分分析等系列动态监测工作, 为油藏动态分析提供数据支撑, 进而指导区块的动态分析和调控工作。

4 现场应用情况

4.1 实施风险等级评估, 分批治理气窜井

2023-2024 年实施气窜井封堵治理 12 口, 对 2 口中风险气窜井实施关停处理, 对 8 口高风险气窜井实施封堵处理, 有效减少了无效注气。

4.2 实施二次完井, 开展高产井气窜井封窜试验

兴古 7-H209、兴古 7-H311 导两口井的裸眼完井方式已

不适应气窜井生产动态形势，针对两口高产井气窜日益加剧的情况，2024年5-8月实施完善井筒结构，对气窜井段的实施封窜处理，在合理保障油井产能的前提下，完成气窜井的封窜试验。

4.3 开展动态监测，提供气驱开发及气窜治理数据支撑

2024年开展固井点测压14口60井次，开展长效温压监测2井次，受效井气组分分析1623井次。对研究区块开发过程中，地层能量变化情况、论证区块气顶能量强度、探究区块注天然气对油藏的能量补充情况、以及测试井与邻近注气井干扰情况提供了数据支撑。

从连续定点测压井兴古7-H2流压测试结果看，2024年天然气停注期间，地层能量下降明显，天然气复注后，地层压力有所恢复。据此，2024年新增注气井氮气试注解堵1口，日注氮气2.7万方，预计实现年注氮气265万方，为后续恢复天然气注入做前期准备。

为了解注气推进速度，探究注气波及范围，采用长效温压监测技术，分析注气对应目标受效井压力状况，为注采井网划分和注气强度的调整提供依据。2024年选取兴古7-H305、兴古7-S105进行长效温压监测工作。兴古7-H173、兴古7-H175井2024年5月-7月因气窜井封窜作业停注，实施复注后，在注气井附近的受效井不同程度见到压力显示，一定程度上明确了注气波及范围。

4.4 开展动态调控，探索气体流场调整方式

类比水驱油藏动态调控技术，开展受效井动态调控试验，探究改变气体流场方式，扩大气驱波及体积，优化区块产能。

兴古7-H173实施注气后，邻井兴古7-H211、兴古7-H206Z、兴古7-H106Z、兴古7-H209等各井均不同程度受效，随着注气开发持续进行，附近受效井陆续出现产油量下降、气液比升高等现象，2024年对受效井分批开展气窜井治理工作，注入气体得以在地层中留存，位于注气井西侧远端受效井兴古7-H404开始出现受效现象，兴古7-H404与兴古7-H173最近井距402m，2024年5月兴古7-H209实施气窜井治理、兴古7-H173动态停注后，气体流场方向发生改变，该井油井产油量、产气量上升。

兴古7-H231与兴古7-H175最近井距448m，兴古7-H175实施注气后，该井出现气液比上升等受效迹象，2024年1月实施动态关井后改变生产制度开井，该井含水上升趋势得到一定控制，油井产量上升。

兴古7-H5井2023年9月6日转注开井，日注气2.6万方，至2024年1月3日停注，阶段注入天然气210.8万方。2024年1月24日开展吞吐试验，放压开井。放压开井初期，

日产油5.7吨，日产气2.0万方，高峰期日产油达13.8吨，日产气1.8万方。

5 实施效果分析

5.1 气窜井分类分批治理，减少无效注气

2023-2024年实施气窜井针对性治理12口，气窜井关停2口，实施封堵8口，气窜井段封窜2口，减少无效日注气11.3万方，阶段减少无效注气2706万方。

5.2 实施动态调控，扩展气驱波及体积，增产增效

开展兴古7-H173井组气窜井封堵改气体流线试验、兴古7-H231生产制度动态调整试验、兴古7-H5注气吞吐试验，阶段实现区块增油1767.1吨。

6 技术创新点

针对各井具体情况，将气窜井实现分类分批次逐井治理，合理考虑井控风险和运行成本，避免了同质化处理。针对潜山气驱区块首次实施大修二次完井封气窜试验，探索处理气窜井处理新方式。实施动态监测配合动态分析技术，判断气体流线方向，指导注气开发调控工作。

7 结语

针对潜山裂缝型油藏，注气是有效的开发方式，但高角度裂缝交发育的储层易发生气窜。实施封窜试验，发现注气开发在油藏顶部形成气腔，但气腔受气体流场、油藏顶部物性发育等一系列因素影响，并非为均匀分布，受限于裂缝监测等相关技术有限，气驱优势通道及人工气腔描述难度较大。气驱调控受效，存在气体运移优势通道，油藏内也存在可扩波及区域，具备调整潜力，在保证安全情况的下，仍有动态调控增产可能。

参考文献

- [1] 孙博.兴古潜山非烃类气驱气窜调控应用效果分析[J].中国化工贸易,2018.DOI:10.3969/j.issn.1674-5167.2018.18.108.
- [2] 王德俏.兴古潜山注气受效井分析管理[J].内蒙古煤炭经济,2019(22):3.DOI:CNKI:SUN:LMMT.0.2019-22-106.
- [3] 孙宝玉.辽河油田马古-H201CH侧钻水平井半程固井工艺技术研究与应用[J].中国石油石化,2016(21):44-46.DOI:CNKI:SUN:SHZG.0.2016-21-023.
- [4] 吴超,林健.深层巨厚裂缝性潜山油藏氮气驱技术应用[C]//第八届渤海湾油气田勘探开发技术研讨会.天津市科学技术学会;天津市石油学会,2016.
- [5] 林健.潜山油藏氮气驱技术应用[J].化工管理,2017(7):1.DOI:10.3969/j.issn.1008-4800.2017.07.055.
- [6] 闫许峰,龚勇,张强,等.韧性水泥浆体系的室内研究及现场实践[J].石化技术,2022,29(6):48-50.