

# Research on the Adjustment and Treatment of Buried Hill Gas Injection Blocks

Deqiao Wang

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

## Abstract

In this paper, the relevant research on gas injection adjustment and treatment in Xinggu Qianshan Xinggu 7 main gas injection block from 2022 to 2023 is carried out, and the gas injection adjustment and gas channeling well treatment experiments are carried out in view of the increasingly serious gas channeling problems faced by the block and the corresponding safety hazards associated with it, which provides technical guidance for the gas flooding management and later gas channeling control of the same type of massive fractured reservoirs. It is proposed to combine the evaluation of gas flooding with gas flooding adjustment to guide the adjustment of reservoir schemes, and implement a series of treatment schemes, which provides a working idea for the development of gas injection in massive fractured reservoirs. Carry out research on the adjustment and treatment of gas channeling wells, and explore reasonable gas channeling well treatment technology, which saves the cost of gas injection and improves the efficiency of gas injection and energy replenishment.

## Keywords

gas channeling well treatment; evaluation of air flooding effect; dynamic monitoring

## 潜山注气区块调整与治理研究

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

论文针对2022—2023年兴古潜山兴古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注气调整以及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。提出实施气驱评价与气驱调整相结合, 指导油藏方案调整, 实施一系列治理方案, 为块状裂缝型油藏注气开发提供了工作思路。开展气窜井调整与治理研究, 探究合理的气窜井治理技术, 节约了注气成本, 提升了注气补能效率。

## 关键词

气窜井治理; 气驱效果评价; 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。论文论证了在这种情况下

如何进行气窜井治理, 实现区块有效补能稳产, 对于注气区块开发都具有重要意义<sup>[1]</sup>。

## 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55.49km<sup>2</sup>。

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9.77km<sup>2</sup>, 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。

目前, 兴古7块油井57口, 开井28口, 日产油186t,

**【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 135m<sup>3</sup>, 日产气 13.5 万 m<sup>3</sup>, 综合含水 42.05%, 油气比 724m<sup>3</sup>/t, 累产油 548.6 万吨, 累产气 16.9 亿 m<sup>3</sup>, 累产水 55.7 万 m<sup>3</sup>, 采油速度 0.18%, 采出程度 15.51%。

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 10 口, 累计注氮气 5.28 亿 m<sup>3</sup>, 均已停注。注天然气 3 口井, 累计天然气 3.1 亿 m<sup>3</sup>, 目前开井 2 口, 日注 23.0 万 m<sup>3</sup>。折地下体积 470 万 m<sup>3</sup>。

## 2.2 区块开发存在的主要问题

### 2.2.1 目前注采井网未能实现方案设计

受钻井施工难度大、投入高等因素影响, 注气井数由 7 口减为 3 口; 设计在 28MPa 压力下日注气 60 万 m<sup>3</sup>, 目前 3 口井只有 2 口井能够注气, 日注 25 万 m<sup>3</sup>, 虽采取压裂、水力扩容措施也未达到预期。

### 2.2.2 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<sup>[2]</sup>。

截至 2023 年年初, 18 口气窜风险井中, 开井生产 11 口, 日产油 54.7t, 日产气 12.6 万 m<sup>3</sup>, 存在较大井控安全风险。出现气窜后, 油井产量呈阶梯式下降, 气油比逐渐上升, 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 35 : 31。

### 2.2.3 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 × 10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>, 折算地下体积 470.0 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>, 留存 350 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>, 占据 I 段 (-3000m 以上) 宏观 + 微观裂缝体积的 47.2%, 预测已形成 300m 气顶。较小的顶部气顶难以形成有效重力驱动, 提高区块采收率。

### 2.2.4 未实现连续注气造成产量波动大

注氮气阶段和天然气阶段受钻井、气源不稳定等因素影响停注后均出现了明显的产油量下降, 含水上升。2022 年 12 月 2 日停注后, 含水由 48.9% 上升至最高 60%, 产量由 240t 快速降至 178t, 1 月份恢复注气后产量回升至 247t, 含水下降至 47%。

## 3 主要研究内容及研究成果

### 3.1 实施潜山油井动态监测, 认识油藏压力分布规律

为配合注气开发关键技术研究, 开展动态监测工作, 主要包括油藏压力变化情况监测、工程测井、油气水组分分

析监测等为注气开发技术与试验提供依据。

2022—2023 年, 在兴古潜山区块共测流静压 229 井次/38 口井, 其中流压 10 口井 102 井次, 静压 28 口井 127 井次。通过对油井进行流静压测试, 对位于兴古 7 块各个构造位置及生产层系在实施注气期间的压力变化情况进行动态监测, 论证注气过程中区块能量补充情况。

从兴古 7-H328 井连续定点测压并测压情况上看, 2021 年受注天然气影响, 兴古 7 块静压整体趋于平稳, 但 2021 年 11 月注天然气停注后, 该井静压下降加快, 2022 年 3 月实施注气恢复后, 该井静压恢复平稳。

通过对兴古 7-S105 等受注气影响明显的一段开发井的静压变化情况, 可以看出区块顶部压力变化与注天然气呈正相关关系。通过注气压力监测可知, 保持乃至扩大气驱规模, 是补充地层能量, 确保潜山油藏压力平稳的关键措施。

## 3.2 进行油藏动态分析, 开展气驱评价研究

### 3.2.1 气驱效果评价

运用动态分析技术, 综合油井受效过程中生产动态数据, 同时, 通过对注气井周边井的气样进行气组分分析, 通过油井天然气组分分析与受效油井的产量、压力变化的时间对应关系, 分析注采对应关系, 从而进一步分析油藏内注气驱油效果及补能情况<sup>[3]</sup>。

①注气有效遏制递减, 实现油藏稳产。兴古 7 块实施注气开发后, 取得了一定阶段效果, 保压控水降递减效果显著, 递减率已由天然能量开采时大幅下降, 阶段累增油量达 49.2 万 t。

②注气开发有效补充地层能量, 抑制底水侵入。兴古 7 块主体块目前累注气 8.4 × 10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>, 实施注气后, 压力得到一定补充, 尤其是注气恢复之后, I 段压力系数 0.80, II 段主力采出段压力系数 0.69, III 压力系数部分井达到 0.95。

气驱阶段区块油水界面上升速度由天然能量阶段的 150m/年下降至 20m/年, 见水井增多趋势得到了有效的控制。

③气驱开发具有良好的经济效益。与天然能量开发对比, 注气开发增加油气当量 48.6 × 10<sup>4</sup>t, 证实气驱提高采收率切实可行, 具备推广潜力。

### 3.2.2 气窜井认识及治理研究

①气驱动态调整, 论证注气与采出井产能间的相关性。

因设备保养及气源紧张等原因, 在 2021 年年底、2022 年年底分别进行了天然气停注, 论证天然气停注后, 区内各油井产量变化情况。

2021 年年底停注后, 潜山主体块日产油由 2021 年 11 月的 291t 下降至 2022 年 1 月底的 183t, 区块综合含水由 44.8% 上升至 52.6%。2022 年年底实施停注后, 区块含水大幅度上升, 含水由 48.9% 上升至最高 60%, 产量快速下降由 240t 降至 178t。

2022 年 3 月 6 日区块复注后, 部分油井见到一定效果, 含水下降, 区块日产油由 205t 恢复至最高时 278t, 平稳时 240t, 含水由 60.4% 下降至 44.3%。2023 年 1 月份恢复注气后, 区块产量回升至 247t, 含水下降至 47%。

两次动态停注试验,停注后区块产量明显下降,复注后均出现了产量回升。由此可见兴古7天然气驱与产量存在较强相关性,注气停注对产量影响较大。

#### ②开展转注试验,探究转注补能效果。

目前区块仅2口井进行注气补能,2口注气井位于兴古7块中部和东部,从平面上看,兴古7块西部一直无注气井,西部底水持续上升,需尽快恢复顶部注气,补充能量。从区块上看,两口注气井均位于兴古7主体部位,兴古7-12低潜山产量规模大无能量补充,2016—2022年新增见水井8口,其中兴古7-12块6口,影响日产油235t,考虑在兴古7-12块加大注气规模降水控递减。

综合区块断块分布情况以及平面各井分布位置,将位于兴古7块西部井区、同时位于兴古7-12断块的兴古7-H5进行灌注作业。

兴古7-H5井2023年9月6日转注开井,日注气2.6万 $m^3$ ,至2024年1月3日停注,阶段注入天然气195.8万 $m^3$ 。

实施转注后,部分邻井含水下降,液量上升,兴古7-H138、兴古7-H228等井出现不同程度产量上升的情况。停注后,部分油井同时出现含水上升,产量下降,兴古7-H229、兴古7-H227产量下滑。

实施转注试验期间,区块油井含水上升趋势得到缓解,停注后,部分油井出现了明显的产量下降。由转注试验可知,实施转注补能对保障区块整体开发效果具有重要作用。

#### ③实施气窜井治理实验,减少无效注气。

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。

在治理初期,实施了控制气窜井生产制度、实施气窜井动态关停等一系列治理方案。发现即使控制生产制度仍无法完全避免大量的无效产气;部分气窜严重井实施动态关停后井口压力迅速升高,造成井控风险大大增加。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,对气窜严重井(气液比大于1000)、低效井(日产油小于2t)、高渗漏风险井(发现井口渗漏)尽快实施封堵处理;针对低效井、低泄露风险井实施关井处理;针对发生气窜的高产井,实施气窜井段封窜处理。

通过对气窜井封堵治理,可在最大限度保证井控安全、油井生产效益的情况下,因地制宜、因井制宜地完成各类气窜井的治理工作。有效减少潜山无效注气造成的气量流失,增大了地下存气量,为潜山气顶能量保持发挥了重要作用,确保了地层压力稳定。

## 4 实施效果分析

### 4.1 持续稳定注气,控制区块递减

2023年实施持续稳定注气,区块年递减率已降至13.85%,对比2022年(17.32%),通过控制区块递减,阶段实现增油3015t。

### 4.2 实施气窜井治理,减少无效注气

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,完成气窜井的封窜作业。预计至2024年年底,可实现日增油10t,日减少无效注气3.2万 $m^3$ ,阶段减少无效注气869.1万 $m^3$ 。

2023—2024年实施气窜井针对性治理8口,气窜井关停2口,实施封堵4口,气窜井段封窜2口,减少无效日注气9.4万 $m^3$ ,阶段减少无效注气2128万 $m^3$ 。

### 4.3 编制了扩大气驱方案,探求增产控水

兴古7-H5转注气,对应受效井兴古7-H228、兴古7-H138阶段增油265.1t。虽然由于井筒完整性标准的限制停注,但实施意义重大,通过对该井转注工作的启发,进一步验证了注气是目前唯一可行的有效开发方式进一步推进了气驱方案的扩大实施。

### 4.4 措施增油效益汇总计算

目前各项区块调整与治理措施累积增油0.3281万t,节约注气2128万 $m^3$ ,合计创经济效益1787.5万元。

## 5 技术创新点

①进行老井转注气井补能试验,进一步验证了注气补能在潜山油藏上的适用性,推进了补充气驱方案的扩大实施。②兴古潜山注气开发以来,首次实施气驱评价与气驱调整相结合,指导油藏方案调整,实施稳定住气、增加补能、气窜井封堵等一系列治理方案,为块状裂缝型油藏注气开发提供了工作思路。③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。

## 6 结语

①近三年兴古7块注气量逐年提高到8808万 $m^3$ ,产量和含水稳定,递减有效减缓,证实了注气开发对于潜山油藏的可行性。②因完井方式等原因造成油井气窜,针对气窜井的治理与调整工作,是注气开发工作中不可缺少的一环。③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。因此,定期开展吸气剖面监测、井间示踪剂监测、长效温压监测等一系列监测手段,是完善气驱评价、气窜井治理的工作基础。④注气是目前唯一可行的有效补能方式,应持续推进气驱方案的扩大实施。

### 参考文献

- [1] 司勇,赵磊,梁飞,等.潜山油藏气窜识别方法的建立与应用[J].陕西科技大学学报,2020,38(3):94-101.
- [2] 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,2018,10(18):111.
- [3] 林健,周华,吴超,等.潜山非烃类气驱技术探索与试验[C].//2015中国非常规油气论坛论文集,2015:1-18.