

Exploration and Application of Injection Huff and Puff Technology in High Pressure and Low Permeability Block

Deqiao Wang

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

Abstract

Block Leng 161 is a lithologic structural reservoir, which relies on natural energy production in the initial stage of production. After the implementation of water injection development, 6 Wells were injected before and after the block, and the water injection pressure rose successively in each well. This study draws on the implementation principle of steam huff and puff. After water is injected into the formation, a high-pressure area is formed around the wellbore. After the action of gravity, oil and water in the formation are re-differentiated to form production conditions and improve the development effect of the block.

Keywords

hypotonic high pressure; injection huff and puff; gravity differentiation

注水吞吐技术在高压低渗区块的探索与应用

王德俏

辽河油田兴隆台采油厂, 中国·辽宁 盘锦 124000

摘要

冷161块为油藏类型为岩性-构造油藏, 投产初期依靠自然能量开采, 实施注水开发后, 区块前后实施转注6口井, 各转注井先后出现注水压力升高、住不进的情况。本次研究借鉴蒸汽吞吐实施原理, 将水注入地层后, 在井筒周围形成高压区域, 在重力作用后地层中油水重新分异, 形成采出条件, 改善区块开发效果。

关键词

低渗高压; 注水吞吐; 重力分异

1 引言

冷家油藏冷161块为S3油藏, 油层物性差, 注水效果不理想。区块采油速度0.14, 地质储量采出程度8.82%, 对比相邻油田区块处于较低水平。论文借鉴蒸汽吞吐实施原理, 将高温蒸汽注入地层后, 在重力作用后地层中油水重新分异, 形成采出条件。参考蒸汽吞吐实施原理, 注水吞吐的原理存在相似性, 因此论证后决定进行区块注水吞吐实验^[1]。

2 概况

2.1 区块概况

冷161块位于兴隆台二级构造带的最北端, 北临冷46块, 东临冷10块, 南接冷3块, 西南与兴41块相接, 如图1所示。原油地质储量 230×10^4 t, 探明含油面积 3.9 km^2 , 标定采收率13%, 可采储量 30×10^4 t, 采油速度0.14, 地质储量采出程度8.82%。储层以砂岩、砂砾岩为主, 胶结类型

以孔隙式和接触式为主。

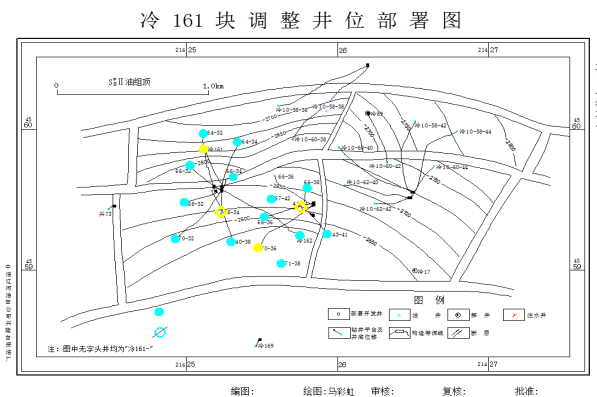


图1 冷161块井位图

油藏类型为岩性-构造油藏, 原油性质好, 属正常低粘稀油, 地面原油密度 $0.873 \sim 0.8953 \text{ g/cm}^3$, 平均为 0.886 g/cm^3 , 地下原油粘度变化较大, 最小为 $14.792 \text{ MPa} \cdot \text{s}$, 最大 $49 \text{ MPa} \cdot \text{s}$, 平均为 $28.732 \text{ MPa} \cdot \text{s}$, 含蜡量平均13.44%, 沥青质+胶质平均为17.57%。原油性质在平面上纵向上变化较小。地层水为 NaHCO_3 型, 地层水矿化度为 5698 mg/L 。

【作者简介】王德俏(1991-), 男, 中国辽宁盘锦人, 本科, 工程师, 从事油藏工程研究。

2.2 油井简介

冷 161-41-41 井 1999 年 11 月新井投产, 实施压裂后, 自喷生产, 初期日产油 12.2t, 压力 3.7/3.7MPa。至 2000 年 2 月, 阶段累产油 778.4t。2000 年 2 月 27 日下泵生产, 初期日产油 15.2t, 日产气 1628m³, 日产水 0.3m³, 压力 0.12/0.2MPa。至 2009 年 7 月转注水井前, 阶段累产油 1257t, 累产水 708.6m³, 累产气 99.5 万立方米。转注后注水压力上升较快, 由 8MPa 上升到 15.5MPa, 后期使用增注泵注水, 压力升至 23.5/22.5/22MPa, 由于压力高, 长时间达不到配注量, 于 2010 年 10 月动态停注, 压力 21/21MPa, 累计注水 5.77 万立方米。

以冷 161-41-41 为代表, 冷 161 块投产初期 (1998.5—2004.2) 依靠自然能量开采, 2004 年开始实施油井转注, 区块进入注水开发阶段。区块前后实施转注 6 口井, 各转注井先后均出现注水压力升高、住不进的情况。

3 存在的问题分析

3.1 受油藏高压低渗影响, 地层物性差

冷 161 块储层以砂岩、砂砾岩为主, 胶结类型以孔隙式和接触式为主。储层孔隙度 11% ~ 22%, 平均孔隙度为 16.9%, 渗透率 $1 \sim 66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 碳酸盐含量 5.1%, 泥质含量 7.41%, 属高碳酸盐含量高泥质含量的中低孔特低渗储层。储层胶结致密、泥质含量和碳酸盐含量高的特点, 严重影响了该套储层的储集性能, 导致储层物性很差, 非均质性复杂^[2]。

3.2 注水开发效果不明显

分析可知, 区块注水井受储层低孔隙度、低渗透率的影响, 注入水波及体积小, 大部分注入水聚集在井筒附近, 造成水井附近压力异常偏高, 注水难度增大, 注水压力增大, 日注水量减少。由于泄压范围小, 造成注水井附近压力上升, 周边受效井受效不明显。

其中, 冷 161-41-41 注水井吸水能力差, 达不到配注量, 油套压高, 周围几口一线油井液量和油量没有明显变化, 只是含水和动液面略有上升, 注水效果较差。

3.3 区块采出程度低, 采油速度低

冷 161 块为 S3 油藏, 油层物性差, 非均质性严重, 地

层吸水能力差, 注水效果不理想。受区块油层物性影响, 区块采油速度 0.14, 地质储量采出程度 8.82%, 对比相邻油田区块处于较低水平, 如图 2 所示。

4 实施对策

4.1 理论依据

借鉴蒸汽吞吐实施原理, 将高温蒸汽注入地层后, 在井筒周围形成高压区域, 在重力作用后地层中油水重新分异, 形成采出条件。参考蒸汽吞吐实施原理, 注水吞吐的原理存在相似性, 因此论证后决定进行区块注水吞吐实验^[3]。

4.2 具体措施

动态停注期间, 技术员通过长停井潜力分析, 发现该井压力高, 初步定对该井进行放压收油, 2022 年 3 月至 2022 年 5 月, 累计收液 74.4m³, 收油 25.9t。经过摸索多个放压周期后发现, 该井放压过程中出油, 且放压收油后压力逐渐恢复, 具备一定挖潜潜力。经过技术员分析会讨论论证, 该井适合实施注水吞吐实验, 首先对该井实施注水井回采方案。

考虑到冷 161-41-41 井已实施注水累计 5.77 万立方米。实施动态停注后, 该井实施放压过程中压力不降, 分析认为在实施注水后, 该井地下油层能量得到一定补充, 实施关井后, 底层能量达到平衡, 注入水与地层中的油气产生置换, 使地层中的油水气重新分布。之后实施开井降压, 使被置换出的油气随部分注入水一起被采出。

4.3 单井实施效果

冷 161-41-41 并于 2022 年 5 月 15 日开井, 5 月 18 日见油, 目前日产液 9.3m³, 日产油 3.3t, 含水 64.3%, 压力 0.4/0.5MPa, 阶段累计产油 636.7m³, 产水 835.8m³, 产气 13.3 万立方米。

其中冷 161-68-34 井 2001 年 12 月新井投产, 2007 年 12 月转注水井, 初期注水压力低, 随着时间的延长, 注水压力上升, 由 13.5MPa 上升到 23.9MPa, 后期使用增注泵, 压力 22.5/22.5/22MPa, 由于压力高, 注不进停泵。由此说明, 受储层低孔隙度、低渗透率的影响, 注入水波及体积小, 大部分注入水聚集在井筒附近, 造成水井附近压力异常偏高, 注水难度增大, 注水压力增大, 日注水量减少。由于泄压范围小, 造成注水井附近压力上升, 周边受效井受效不明显。

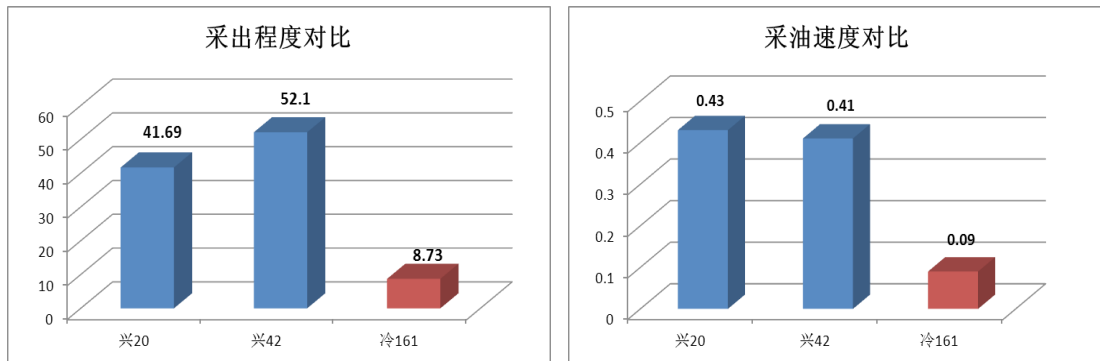


图 2 冷 161 块、兴 20 区、兴 42 区采油速度、采出程度对比

由于压力高，注不进，于2017年12月动态停注，压力15.5/13.5MPa，累计注水5.7万立方米。动态停注期间，技术员通过长停井潜力分析，发现该井压力高，初步定对该井进行放压收油，第一次放压由15.5/13.5MPa放至1/1MPa，收液8.52m³，收油4.02t，含水52.83%；压力恢复较快，第二天压力能涨至4/3MPa，第九天压力恢复至14.5/13.5MPa，观察两天压力没有变化，定下步继续收油，第二次放压由14.5/13.5MPa放至1/1MPa，收液11.18立方米，收油2.62t，含水77%。初期累计放压4次，累计收液32.4m³，收油15.34t，经过四次放压发现该井均出油，经过技术员分析会讨论认证，该井适合注水吞吐，厂里建议该井为注水吞吐实验井。

该井于2019年8月13日开井，9月20日见油，日产液8.8

方，日产油2.5t，含水71.4%，压力0.4/1.2MPa，目前日产液7m³，日产油5t，含水46%，压力0.35/2.0Mpa，累计产油396.91t，产水1013.98m³，产气9725m³。

4.4 推广应用情况

现区块油井17口，开井10口，水井2口，开井1口。目前日产液25m³，日产油12.3t，日产气0.3万立方米，含水50.7%，平均液面高度2124m。平均泵深2388m，沉没度为264m。根据冷161-41-41井实施注水吞吐后取得较好效果，实施推广至冷161-68-34、冷161-67-42井，均取得了一定效果。冷161块实施注水及回采井统计见表1。

区内实施过注水井6口，与冷161-41-41井情况类似井5口，已实施注水井回采4口，下步计划实施注水吞吐井1口。

表1 冷161块实施注水及回采井统计表

序号	井号	转注时间	油压	套压	累注量	是否实施回采	回采累计产油量	回采累计产气量	备注
1	冷161-41-41	2004.3	0.4	0.5	5.77	已实施	689.5	15.0527	
2	冷161-67-42	2017.8	0.4	0.5		已实施	120.4	2.5332	
3	冷161-68-34	2007.10	1.2	2.2	5.6712	已实施	1524.1	10.5258	
4	冷161-70-36	2007.10	1.5	1.5	10.1484	待实施			
5	冷161-66-36	2013.6	0.5	0.8	1.6333	已实施	447.8	32.4123	
6	冷161	2007.10	12	11.5	16.1064				
合计					39.3293		2781.8	60.524	

5 对策实施效果

通过对冷161-41-41、冷161-68-34、冷161-67-42等井实施注水吞吐后，累计实现区块增油2781.8t，增气60.5万立方米，实现经济效益402.8万元。

$$\begin{aligned} \text{经济效益} &= \text{措施收益} - \text{区块注水投入} - \text{作业费用} \\ \text{经济效益} &= 2781.8 \times (2358 - 126.1 - 293.81) + 605240 / 1000 \times \\ & (1690 - 90.4 - 293.81) - 1912286 - 241780 = 4027629 \text{ (元)} \end{aligned}$$

6 结语

针对冷161-41-41目前供液不足的生产状态，分析认为随着该井转抽采油后，地层能量逐渐下降。下步计划实施油井转注，为下一周期的注水吞吐做准备。

同时鉴于冷161块较差的物性条件，建议实施压驱注水、

酸化压裂等更多储层改造实验，改善储层物性，使区块注水开发更加完善。

通过对冷161区块的注水吞吐技术的应用，下步对以兴北S3为代表的一系列低渗透油藏，试验性推广注水吞吐方式，使地层压力得以恢复，为原油的流动提供能量，对油藏再次进行开采，为提高区块采收率提供了新的思路及方法。

参考文献

- [1] 王喜泉.冷家油田SAGD试验区方案设计[D].北京:中国石油大学,2007.
- [2] 陶磊.超稠油油藏三元复合吞吐技术研究[D].北京:中国石油大学,2009.
- [3] 曾焯,周光辉.水平井蒸汽辅助重力驱双模研究初探[J].石油勘探与开发,1994,21(5):6.