

文章编号:1000-4092(2019)02-262-05

长庆姬塬油田长效在线增注技术现场应用*

王尔珍^{1,2},王 勇^{1,2},宋昭杰^{1,2},邓志颖^{1,2},王伟波³

(1. 长庆油田公司油气工艺研究院,陕西 西安 710018;2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室,陕西 西安 710018;
3. 西安长庆化工集团有限公司,陕西 西安 710018)

摘要:针对姬塬油田物性差、注水压力高、多次欠注井逐年增多,且治理困难的问题,结合长庆油田“小水量、树枝状”的流程特点,分析主力区块特性,提出以“增压注水,药剂控压”为技术思路的长效在线增注技术。在井场安装注水量100~300 m³/d不同型号的增压装置,同时在满足注水需求的前提下配套加注综合降压增注药剂,建立主力区块的压力预测图版,并在姬塬油田进行了现场应用。结果表明,增压装置满足了现场局部在线提压增注要求;以剥离分散剂、螯合剂、润湿剂、清洗剂、酸化缓蚀剂和甲醇为主剂的注水井用综合降压增注剂COA-2具有防膨、阻垢、降低油水界面张力的优点,控压增注效果较好;主力区块的压力预测图版为有效控制压力上升幅度提供了依据。在采油厂累计实施48个井组,改善了105口多轮次增注措施无效井欠注问题,平均有效期为266 d,平均单井日增注11 m³,累计增注达54.95×10⁴ m³,对应826口油井中234口油井见效,平均单井组日增油2.25 t,累计增油1.95×10⁴ t,达到了多轮次增注措施无效井长期稳定注水的目的。图5表2参13

关键词:增压;增注;综合降压药剂;压力预测图版;姬塬油田

中图分类号:TE357.6 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2019.02.014

姬塬油田是长庆油田的主力开发油田之一,是典型的低孔、低渗透油藏,孔隙度8%~10%,渗透率低(0.29×10⁻³~0.49×10⁻³ μm²),储层非均质性强,与西峰油田(孔隙度10.34%、渗透率1.41×10⁻³ μm²)、镇北油田(孔隙度11.29%、渗透率1.4×10⁻³ μm²)区块相比,物性差^[1-4]。

随着注水开发的不断进行,部分注水井出现欠注甚至出现注不进的现象。低渗透储层注水井吸水能力下降受多种因素的影响,其中包括储层岩石物性、岩性等内在因素,同时还包括注水水质不合格、注水日常管理不规范等外在人为因素。为了解决欠注问题,在加强注水日常管理方面,2016年1~10月分别采用土酸酸化、多氢酸酸化、酸压、压裂等增注措施,平均有效率78%,平均有效期为135

d。其中初次欠注井采取酸化等措施时,平均有效率在85%以上,平均有效期大于200 d,效果较好。

然而多轮次措施井比例逐年增加,增注效果逐年降低。2009~2015年姬塬油田共进行增注措施1048井次,其中3轮次以上井222井次,占21.2%,单井日增注下降至10 m³以下,有效期不足100 d。多轮次增注措施无效井已成为油藏“注不够水”的突出问题,严重影响姬塬油田稳产。

造成多轮次井数量多的主要原因是姬塬油藏物性差,同时部分区块呈现高启动梯度和高破裂压力的特征^[5-7]。姬塬长A油藏水启动压力梯度平均值为1.96 MPa/m,高于西峰、镇北及华庆油田区块,同时,姬塬长A油藏平均地层破裂压力为36.82 MPa,亦高于其他油田区块。从注水压力分布上看,

* 收稿日期:2018-12-11;修回日期:2019-04-15。

基金项目:国家油气科技重大专项“低渗-超低渗油藏有效开发关键技术”课题五“低渗-超低渗油藏提高储量动用关键工艺技术”(项目编号2017ZX05013-005)。

作者简介:王尔珍(1988-),男,陕西西安人,工程师,西安交通大学电气工程学院硕士(2013),从事油田注水开发研究工作,通讯地址:710018 陕西省西安市未央区明光路新技术开发中心长庆油田油气工艺研究院,电话:029-86590807, E-mail: wezh_cq@pet-rochina.com.cn, wrzboy1988@163.com。

相比其他油田区块如华庆油田白E区块(注水压力主要为10~14 MPa),姬塬长A油藏罗C区块(注水压力主要为14~16 MPa)及黄B区块(注水压力主要为16~18 MPa)也明显表现出注水高压的特点。针对这种受储层致密、非均质性等因素影响且多次措施无效的欠注井,结合长庆油田“小水量、树枝状管网”的流程特点,根据现场实际情况提出了“增压注水,药剂控压”的技术思路。

1 实验部分

1.1 增注设备与仪器

增注设备主要包括离心式增压水泵与加药装置。以增压能力10 MPa、日额定注水量150 m³的增压泵型为例,整体设计参数如下:额定功率37 kW,三相异步电动机(防护等级IP55);额定排量150 m³/d;进口压力15~20 MPa;出口压力25~30 MPa;介质温度≤80℃;电源电压380±5% V,频率50 Hz;加药罐的重要组成部分为搅拌釜、罐体、压力传感器;搅拌釜电机转速为60 r/min,可以根据使用情况用变频器调节转速;隔膜计量柱塞泵流量100 L/h,功率5.5 kW,扬程30 MPa,效率86%,转速117 r/min,质量400 kg。长效在线增注装置结构图见图1。与目前常用的柱塞式增压泵相比,该泵采用多级离心式。该泵运行平稳,维护工作量较小,且增压与加药部分整体撬装设计,分体运行,现场易安装、操作简便。该装置计量精确,输出量可随意调整,抗化学腐蚀性强,经济、实用,金属加强隔膜、使用寿命长。泵体采用分段式轴向设计,泵体的叶导

轮采用1号镍铁,具有无磁、耐磨、防腐的特点,经过工艺处理后达到奥氏体机械性能^[8],主轴采用蒙乃尔K-500高强度耐腐蚀材料,方键、卡簧均采用蒙乃尔材料^[9]。设备所有过流部件(包括进出口连接法兰、泵头泵座搅拌釜、罐体、压力传感器、高压截止阀、单流阀、减压阀)与液体接触部位采用不锈钢材质,所有密封圈均采用四丙氟橡胶(AFLAS)材料,从而保证了注水泵的整体运行,提高了注水泵的运行寿命。带加药装置增压注水泵关键零部件采用镍铜合金(防腐材料),内表层对水质无污染,抗磨损。

恒温水浴锅,龙口市先科仪器公司;IKA-RW搅拌机,德国IKA公司;Texas500C型旋转滴界面张力仪,美国VNG公司;JC2000D型接触角测量仪,北京中仪科信科技有限公司;HS-SHP-250型恒温生化培养箱,江苏华安仪器公司。

1.2 增注药剂

氯化钙、碳酸钙、碳酸钠、硫酸钠、草酸钠、氨水、氯化铵、乙酸钙、三氯化铁,分析纯,上海阿拉丁生物科技股份有限公司;A-40剥离分散剂(氨基酸盐类)、HB-10螯合剂(羟基羧酸盐类)、JX-02A润湿剂(甜菜碱类)、JL-01清洗剂(季铵盐类)、酸化缓蚀剂(咪唑啉类)、甲醇,工业品,西安长庆化工集团有限公司;姬塬长A油藏脱水原油,密度8.9643 g/cm³,凝点24.6℃;姬塬长A油藏注入水,pH值6.0,硫酸钠型,矿化度5543.70 mg/L,离子组成(单位mg/L)为:Cl⁻1228.73、SO₄²⁻2382.58、HCO₃⁻112.67、Mg²⁺135.14、Ca²⁺263.16、Na⁺+K⁺1421.42。

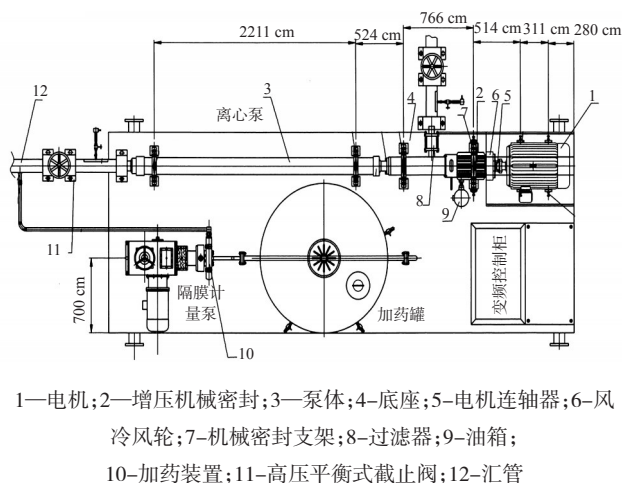
1.3 实验方法

(1)表、界面张力的测定

参照石油天然气行业标准SY/T 5370—1999《表面及界面张力测定方法》,在温度为60℃、转速5000 r/min的条件下,用旋转滴界面张力接触角测量仪测定原油与注入水的表、界面张力。

(2)碳酸钙垢溶垢率的测定

分别取数个250 mL容量瓶和定量滤纸,将烧杯和滤纸置于105℃烘箱中,4 h后取出放入干燥器中冷却30 min。称取滤纸质量,称取纯碳酸钙(质量 m_1)加入烧杯,再加入不同质量浓度的注水并用综合降压增注剂COA-2至刻度线,放入60℃恒温水浴中24 h,取出抽滤,抽滤时用清水清洗,以防结晶溶解不完全,在105℃烘箱中烘2 h后,在干燥器中冷



1—电机;2—增压机械密封;3—泵体;4—底座;5—电机联轴器;6—风冷风轮;7—机械密封支架;8—过滤器;9—油箱;10—加药装置;11—高压平衡式截止阀;12—汇管

图1 长效在线增注装置结构图

却30 min,称取滤纸和剩余垢的质量,计算剩余垢的质量 m_2 。按式 $m_2/m_1 \times 100\%$ 计算除垢剂的溶垢率。

(3)防膨率、腐蚀速率、阻垢率的测定

参照石油天然气行业标准SY/T 5971—1994《注水用粘土稳定剂性能评价方法》测定防膨率;参照石油天然气行业标准SY/T 5405—1996《酸化用缓蚀剂性能试验方法及评价指标》测定腐蚀速率;参照中国石油天然气股份有限公司企业标准Q/SY 126—2014《油田水处理用缓蚀阻垢剂技术要求》测定阻垢率。

(4)钙离子螯合值的测定

准确称取2 g样品(精确至0.0001 g),配成100 mL溶液;移取25 mL样品溶液至锥形瓶中,加入0.3 mL 2%草酸钠溶液、5 mL pH=10的氨-氯化铵缓冲液;用0.1 mol/L的乙酸钙标准溶液滴定,直至产生永久性白色沉淀为终点。按式(1)计算钙离子螯合值($A_{\text{钙离子螯合值}}$):

$$A_{\text{钙离子螯合值}} = \frac{V_{\text{钙}} C_{\text{钙}} \times 100}{G \times 25\%} \quad (1)$$

式中, $C_{\text{钙}}$ —乙酸钙标准溶液的浓度, mol/L; $V_{\text{钙}}$ —样液消耗乙酸钙标准溶液的体积, mL; G —样品质量, g。

(5)铁离子螯合值的测定

准确称取1 g样品(精确至0.0001 g),配成100 mL溶液;移取10 mL样品溶液至锥形瓶中,加入40 mL蒸馏水,用30%氢氧化钠溶液调节pH值为12;用1 g/L的 Fe^{3+} 标准溶液滴定,直至产生永久性混浊为终点(滴定过程中,若pH值变化,应加入30%氢氧化钠溶液调节,使pH值保持在12)。每克螯合剂络合三价铁离子的毫克数即为标准溶液滴定时所消耗的毫克数。按式(2)计算铁离子螯合值($A_{\text{铁离子螯合值}}$):

$$A_{\text{铁离子螯合值}} = \frac{V}{G \times 10\%} \quad (2)$$

式中, V —样液消耗三价铁标准溶液的体积, mL; G —样品质量, g。

2 结果与讨论

2.1 长效在线增注技术原理

长效在线增注技术通过在井场安装注水量100~300 m³/d不同型号的增压装置,对注水站至注水井的高压水进行二次增压,可在来水压力15~20 MPa的基础上实现5~10 MPa的二次增压,在不超

过地层破裂压力90%的前提下,提高注水压力后再注入注水井。该增压装置可管辖3~7口注水井,在满足注水需求的前提下配套加注综合降压药剂,达到长期稳定注水的需要。

2.2 综合降压增注药剂性能与投加方式

注入小剂量的化学药剂有诸多优点,如增加水相渗透率,降低注入压力;降低油水界面张力,减少贾敏效应,增加油的流动能力;改变岩石表面润湿性,使油藏变得更加亲水,发挥毛管力作用;抑制微生物生长,减少对井底及地层的堵塞;消除碳酸盐垢,预防成垢离子结垢;抑制黏土膨胀,减少对地层的伤害^[10-11]。通过前期的室内实验,研制出以A-40剥离分散剂、HB-10螯合剂、JX-02A润湿剂、JL-01清洗剂、酸化缓蚀剂、甲醇为主剂的注水井用综合降压增注剂COA-2。COA-2药剂具有“防膨、阻垢、降低油水界面张力”等作用,防膨率 $\geq 30\%$,姬塬长A油藏注入水与原油的界面张力 $\leq 3.5 \times 10^{-3}$ mN/m,阻垢率 $\geq 95\%$ 。在一定量注入水中加入质量分数为0.1%~0.3%的COA-2,依照1.3中所述的方法测得的性能指标见表1。

表1 COA-2综合降压增注药剂性能指标

| 性能指标 | 不同加药量(%)下的值 | | |
|-------------------------------|-------------|--------|--------|
| | 0.10 | 0.20 | 0.30 |
| pH值 | 6~7 | 6~7 | 5~6 |
| 碳酸钙垢溶垢率/% | 16.50 | 18.20 | 19.80 |
| 表面张力/(mN·m ⁻¹) | 28.379 | 28.231 | 28.127 |
| 60℃界面张力/(mN·m ⁻¹) | 0.0022 | 0.0031 | 0.0034 |
| 防膨率/% | 28.34 | 30.21 | 36.78 |
| 腐蚀速率/(mm·a ⁻¹) | 0.048 | 0.059 | 0.07 |
| 碳酸钙阻垢率/% | 95.60 | 96.80 | 97.90 |
| 硫酸钙阻垢率/% | 99.30 | 99.50 | 99.80 |
| 钙离子螯合值/(mg·g ⁻¹) | 74 | 92 | 126 |
| 铁离子螯合值/(mg·g ⁻¹) | 186 | 201 | 247 |

通过投加综合降压药剂,现场试验井组均取得了较好的长期稳定注水。以刘A-2井为例(图2),2016年4月实施长效在线增注技术,井口油压从20.5 MPa增至22.5 MPa,满足配注要求。为了实现控压长期稳定注水,2017年5月起试验连续加注0.2%的COA-2药剂,加注周期3个月,油压下降1.2

MPa,停止加药后正常注水,截至2018年12月油压仍为22.0 MPa,说明COA-2药剂整体具有较好的控压增注效果。

根据现场实际情况不断摸索总结,初步确定了COA-2药剂投加方式,针对提压幅度大(>4 MPa)的井,加药方式为按0.3%的加量一次性投加3至6个月;对提压幅度小于2 MPa的井,按0.1%的加量连续投加6个月;提压幅度为2~4 MPa的井,按0.2%的加量脉冲式投加1至3个月。

2.3 压力预测图版

为了有效控制压力上升幅度,实现控压注水,用VB6.0开发了软件,根据区块注水压力的变化情况,建立物理模型预测后期注入压力的变化,形成了不同区块的压力预测模板。以罗A区块为例(图3),将2016~2018年罗A区块单井的注入压力进行统计分析和曲线拟合,预测该区块近几年的整体压力情况,可作为长效增注装置提压幅度的有效参考。如罗A西北部网格状区域(注入压力>24 MPa)逐渐增大,此处建立的增压装置的提压幅度也需相应提高2~3 MPa。一般现场实际使用时确认长效增压装置的增压幅度的下限为确保水井正常注水所需增加的压力,增压的上限为防止破压地层开启新的裂缝,一

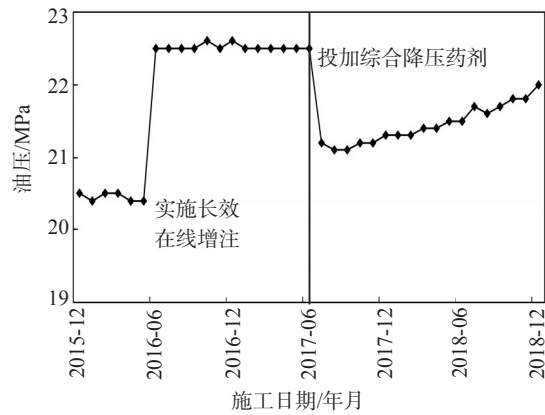


图2 刘A-2井实施长效在线增注技术后的注水压力变化

般不超过局部地层破裂压力的90%^[12-13]。

2.4 现场应用

长效在线增注技术在姬塬长A油藏已累积应用48套装置,其中2014年应用2套,2015年应用9套,2016年应用37套,应用效果见表2。48套装置所辖注水井166口,治理多轮次措施的欠注井105口,措施后平均单井日增注11 m³,平均有效期266 d,最长措施有效期1457 d(持续有效),累计增注54.95×10⁴ m³。48套增压装置所辖的166口注水井对应的826口油井中,234口油井见效,见效比例

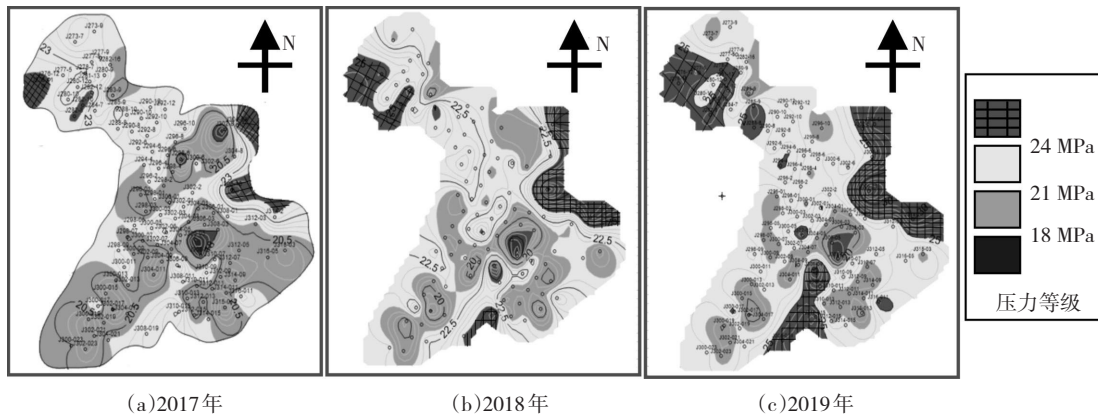


图3 罗A区块注入压力分布(a、b)与预测(c)

表2 长效在线增注技术现场实施情况统计

| 采油厂 | 井组 | 辖水井数 | 分压/MPa | | 油压/MPa | | 日配注/m ³ | | 日注/m ³ | | 有效天数/d | 累计增注/m ³ |
|-----|----|------|--------|------|--------|------|--------------------|------|-------------------|------|--------|---------------------|
| | | | 措施前 | 措施后 | 措施前 | 措施后 | 措施前 | 措施后 | 措施前 | 措施后 | | |
| 三厂 | 1 | 3 | 19.2 | 22.5 | 18.5 | 19.3 | 197 | 197 | 174 | 197 | 95 | 2119 |
| 五厂 | 19 | 63 | 18.4 | 19.0 | 17.1 | 17.5 | 1612 | 1574 | 951 | 1457 | 102 | 60230 |
| 六厂 | 6 | 11 | 19.5 | 23.4 | 19.3 | 19.8 | 335 | 315 | 48 | 325 | 260 | 77655 |
| 七厂 | 16 | 52 | 20.1 | 20.9 | 19.3 | 19.6 | 1223 | 1121 | 687 | 1102 | 186 | 139236 |
| 九厂 | 6 | 37 | 21.3 | 23.0 | 20.4 | 21.2 | 757 | 770 | 500 | 664 | 755 | 270339 |
| 合计 | 48 | 166 | 19.7 | 21.3 | 18.7 | 19.4 | 4124 | 3977 | 2360 | 3745 | 266 | 549579 |

28.3%, 平均日增油 108.2 t, 平均单井组日增油 2.25 t, 累计增油 1.95×10^4 t。

3 结论与建议

长庆姬塬油田区块多次欠注井逐年增多, 且治理困难, 提出以“增压注水, 药剂控压”为技术思路的长效在线增注技术, 对于解决以姬塬油田为代表的低孔、低渗透油藏的多次措施无效高压欠注井具有积极的意义和较好的效果。

自主研发的综合降压增注剂具有防膨、阻垢、降低油水界面张力的特点, 现场投加试验的井组整体效果较好, 达到了注水井控压注水的目的, 对应油井增油效果较为明显。

参考文献:

- [1] 任志鹏, 王小琳, 李欢, 等. 长庆油田姬塬长 8 油藏增注工艺技术研究[J]. 石油地质与工程, 2013, 27(2): 108-111.
- [2] 张春荣. 低渗透油田高压注水开发探讨[J]. 断块油气田, 2009, 16(4): 80-82.

- [3] 张宇焜, 汪伟英, 周江江. 注水压力对低渗透储层渗流特征的影响[J]. 岩性油气藏, 2010, 22(2): 120-122.
- [4] 高龙. 低渗油藏高压注水参数优化研究[D]. 武汉: 长江大学, 2017: 49-53.
- [5] 付亚荣. 注水井化学降压增注剂室内研究[J]. 石油钻采工艺, 2009, 10(15): 77-81.
- [6] 张顶学, 廖锐全. 低渗透油田酸化降压增注技术研究与应用[J]. 西安石油大学学报, 2011, 3(25): 52-55.
- [7] 杨建华, 宋运武, 郭喜霞, 等. 低渗油藏降压增注技术[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(4): 51-55.
- [8] 王成, 巨少华, 荀淑玲, 等. 镍基耐蚀合金研究进展[J]. 材料导报, 2009, 2(23): 71-76.
- [9] 韩渝, 陈学东, 刘全坤, 等. 奥氏体不锈钢应变强化工艺及性能研究[J]. 机械工程学报, 2012, 48(2): 88-91.
- [10] 彭义成. 高压注水在低渗透油藏中的应用与效果[J]. 钻采工艺, 2002, 25(5): 101-102.
- [11] 袁国伟, 范伟, 徐飞艳, 等. 长庆特低渗裂缝发育油藏三维模型驱油实验研究[J]. 油田化学, 2017, 34(3): 508-511.
- [12] 刘刚, 孙建博, 尹锦涛, 等. 考虑启动压力梯度的低渗透渗流模型改造[J]. 天然气与石油, 2016, 34(4): 46-48.
- [13] 曹广胜, 谭畅, 宋福昌. 低渗透油田强化注水压力界限研究[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(13): 3107-3110.

Application of Long-term On-line Injection Enhancement Technology in Changqing Jiyuan Oilfield

WANG Erzhen^{1,2}, WANG Yong^{1,2}, SONG Zhaojie^{1,2}, DENG Zhiying^{1,2}, WANG Weibo³

(1. Oil and Gas Technology Research Institute, Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, P R of China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil/Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, P R of China; 3. Xi'an Changqing Chemical Group Company, Ltd, Xi'an, Shaanxi 710018, P R of China)

Abstract: Aiming at the problems of poor physical properties, high water injection pressure, increasing number of under-injected wells year by year and difficult treatment in Jiyuan oilfield, combining with the flow characteristics of small water volume and branched form in Changqing oilfield, a long-term on-line injection enhancement technology based on boosting water injection and medicament pressure control was proposed after analyzing characteristics of main blocks. Different types of booster devices with water injection capacity of 100—300 m³/d were installed in the well site, and comprehensive depressurization and injection agents were added to meet the demand of water injection. The pressure prediction chart of main blocks was established and applied in Jiyuan oilfield. The results showed that the booster met the local on-line boosting and injection requirements. The comprehensive agent COA-2 for water injection wells with stripping dispersant, chelating agent, wetting agent, cleaning agent, acidizing corrosion inhibitor and methanol as the main agents, had the advantages of anti-swelling, scale inhibition and reducing oil-water interfacial tension, and good effect of pressure control and injection boosting. The pressure prediction chart of the main block provided a basis for effectively controlling the rise of pressure. A total of 48 well groups were implemented in the oil production plant, which improved the under-injection problem of 105 wells with ineffective multi-round injection stimulation. The average validity period was 266 days, the average single well daily injection increased by 11 m³, and the cumulative injection amount increased by 54.95×10^4 m³. In the corresponding 826 oil wells, 234 oil wells were effective with 2.25 t daily oil increase for average single well group, and 1.95×10^4 t cumulative oil increase, which reached the purpose of long-term stable water injection for multi-rounds ineffective injection wells.

Keywords: enhanced pressure for water injection; water injection enhancement; comprehensive depressurization agent; pressure forecast graph; Jiyuan oilfield