

注水井提压增注注入压力优化研究

王 龙,刘 超,杨贯虹,李 扬,王 雨

(中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 300459)

摘要: 提压增注是提高注水井注水量的重要手段之一。矿场实践表明,当注水井近井地带存在污染时,注水井实际井口注入压力超过方案设计的最大井口注入压力后,可以进一步提高注水量,且保证安全生产。通过开展注水压力优化研究,首次应用霍尔曲线分析注水井提压增注的可行性。通过霍尔曲线可以快速计算表皮系数和附加压降,修正注水井合理最大井口压力,明确提压增注幅度。该方法的优点是只需要井口注入压力和注水量等少量生产参数,资料易于获取,且霍尔曲线是一种积分函数,其计算结果误差更小,对相似油田的注水压力优化有一定借鉴意义。

关键词: 提压增注;压力优化;霍尔曲线;附加压降;海上油田

中图分类号: TE357 **文献标志码:** A

Optimization of water injection by increasing pressure for water injection wells

WANG Long, LIU Chao, YANG Guanhong, LI Yang, WANG Yu

(Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China)

Abstract: Water injection by increasing pressure is one of the important means to increase the water injection rate of water injection wells. The actual data from the oilfield demonstrates that when there is pollution close to the injection well area, the water injection rate can be further increased and safe production can be ensured once the actual injection pressure of the water injection well exceeds the maximum injection pressure designed in the scheme. The Hall curve is used for the first time to examine the feasibility of water injection by increasing pressure in water injection wells by performing the optimization study of water injection pressure. The suitable maximum pressure of the water injection well can be corrected, the skin coefficient and additional pressure drop can be promptly estimated, and the range of pressure increase can be determined using the Hall curve. The benefit of this method is that it only requires a few simple production parameters, such as wellhead injection pressure and water injection volume. Furthermore, because the Hall curve is an integral function and its calculation result has a smaller error, it can be used as a reference for optimizing water injection pressure in similar oilfields.

Key words: water injection by increasing pressure; pressure optimization; Hall curve; additional pressure drop; offshore oilfield

随着油田注水开发的进行,注水井普遍表现出注入压力升高、注水量不足的情况,注采失衡势必会影响油田开发效果。垦利A油田主要含油层位为古近系沙河街组,注水井在投产2~13个月后,53.3%注水井井口注入压力达到方案设计的最大注入压力。截至2020年底,油田累计注采比为0.75,地层压力下降6.1 MPa,严重制约了油田的挖潜调整。生产过程中注水井注入压力升高的主要原因是注水井存在附加压降^[1-2]。压裂、酸化等方式是改善注水井吸水能力的常用手段,但其较高的措施费用和较短的有效期显然无法满足油田高效开发的需求。

提压增注是指当注水井井口注入压力达到方案设计最大井口注入压力后,在保证生产安全的前

提下,进一步提高注水井注入压力,实现增加注水量的目的^[3-4]。其关键是确定附加压降,进而确定注入压力的提高幅度。在没有试井解释资料的情况下,现阶段主要计算方法是通过理论和实际注水压差进行求取。该方法所需计算参数多,计算结果受所选参数的影响也较大。本文通过霍尔曲线直接求取表皮系数,进而求得附加压降,明确注水井的提压幅度上限。该方法的优点是只需要井口压力和注水量等少量生产参数,易于获取,且霍尔曲

收稿日期:2021-09-26;改回日期:2021-10-21。

第一作者简介:王龙(1989—),工程师,现主要从事海上油气田开发方面的研究工作。E-mail: wanglong17@cnooc.com.cn。

线是一种积分函数,具有平整数据的作用,其计算结果误差更小^[5-7]。

1 注水井生产动态及认识

受钻完井过程中钻井液返排不完全或注水井在实际注水过程中水质变化等因素的影响,在注水井近井地带产生污染,导致注水井井口压力上升较快,直接影响注水量,影响油田正常生产。以垦利A油田沙河街组注水井A1井为例,该井投注2个月后,井口压力快速上升至15 MPa,达到方案设计最大井口压力,但日注水量只有100 m³/d,远低于配注量300 m³/d(见图1)。该现象在注水井中普遍存在。通过统计渤海南部海域部分油田注水井附加压降和表皮系数关系可以发现,注水井井底附近产生污染后,表皮系数可高达30以上,附加压降可达10 MPa以上(见图2)。这解释了注水井井口压力快速升高的原因,也明确了附加压降的大小。能否在不进行注水井解堵的情况下,克服附加压降的影响,直接提高注水量?从这个角度出发,提出了提压增注的注水策略。

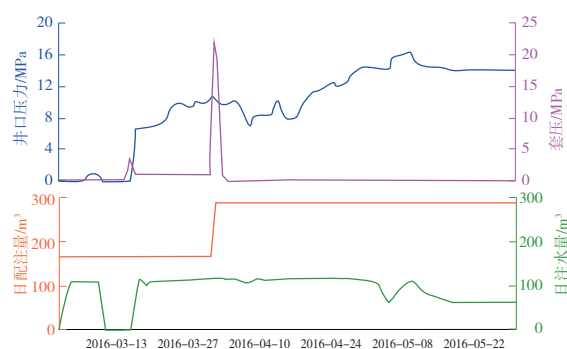


图1 A1井注水曲线

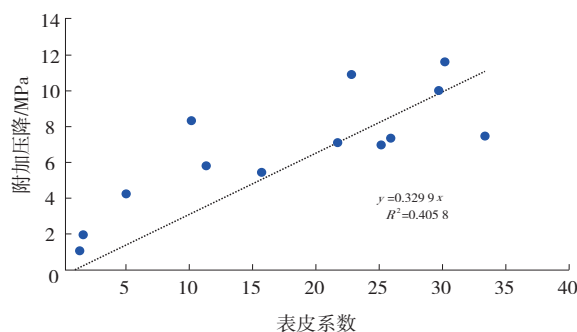


图2 附加压降与表皮系数关系

2 提压增注矿场试验

在油田开发方案编制过程中,为了确保安全生产,最大井口注入压力通常取地层破裂压力的0.8~0.9倍^[8-10]。垦利A油田开发方案中沙河街组地层

破裂压力为54.87~59.02 MPa,考虑静压和井筒摩阻后,计算各井井口最大注入压力为15.60~17.70 MPa,因此开发方案中推荐以15.00 MPa作为最大井口注入压力。随着开发的进行,多口注水井达到开发方案设计的最大井口注入压力,制约了油田的发展。为此,开始尝试提压增注技术的可行性。

以A5井为例。A5井平均单井渗透率为 $75.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,射开油层厚度27.4 m,共有4个防砂段、12个小层。提压增注试验前该井日注水量为150 m³,井口注入压力15.0 MPa。通过提高井口注入压力到15.0, 20.0, 25.0 MPa,注水量分别为375, 670, 890 m³/d(见图3)。由图3可知,在提高注入压力后,指示曲线没有发生明显偏折,说明地层没有被压裂,但视吸水指数得到提高,注水井注水能力进一步增强。

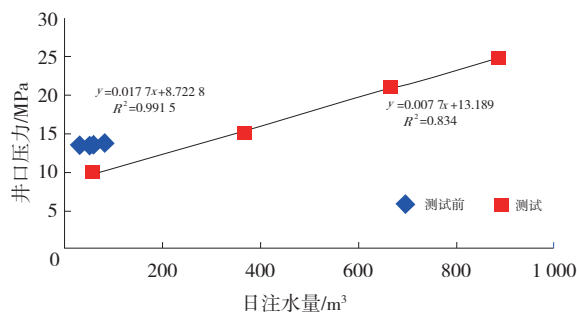


图3 A5井吸水指示曲线

通过分析A5等多口井吸水剖面资料(见表1)可知,注入井注入能力增加的主要原因是提高注入压力后,有效驱替压力梯度增加,克服了低渗透层的启动压力,增加了吸水厚度,提高了水驱动用程度。因此,提压增注的思路是可行的。

表1 提压增注测试井不同注入压力下启动小层数

井号	防砂段数	小层数	不同注入压力下启动小层数		
			15 MPa	20 MPa	25 MPa
A1	3	11	4	9	11
A5	4	12	9	12	12
A12	4	14	11	11	14
A15	4	21	6	11	17

3 霍尔曲线计算附加压降

提压增注策略的关键是确定提压幅度。本文通过霍尔曲线计算注水井表皮系数,进而求得附加压降,为提压增注方案提供依据。

霍尔曲线的基本原理是:

$$\int (p_{\text{if}} - \Delta p_{\text{f}} + \rho g D - p_{\text{e}}) dt = \frac{1867 \mu_{\text{w}} B_{\text{w}} [\ln(r_{\text{e}}/r_{\text{w}}) + S]}{Kh} W_{\text{i}} \quad (1)$$

式中, p_{if} 为井口注入压力, MPa; Δp_{f} 为沿程压力损失, MPa; ρ 为水的密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, 9.8 m/s^2 ; D 为管柱直径, m; p_{e} 为地层静压, MPa; μ_{w} 为水的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; B_{w} 为水的体积系数, 无量纲; r_{e} 为泄油半径, m; r_{w} 为井筒半径, m; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为储层厚度, m; S 为表皮系数, 无量纲; W_{i} 为累计注水量, m^3/d ; t 为时间, d。

沿程压力损失 Δp_{f} 借助达西-魏斯巴公式:

$$\Delta p_{\text{f}} = \frac{\lambda L v^2}{2gD} \quad (2)$$

式中, λ 为沿程阻力系数, 无量纲; L 为管线长度, m; v 为管柱内平均流速, m/s 。

根据舍维列夫公式计算沿程阻力系数 λ , 当管内平均流速小于 1.2 m/s 时,

$$\lambda = \frac{0.0179(1 + 0.867/v)^{0.3}}{D^{0.3}} \quad (3)$$

当管内平均流速大于 1.2 m/s 时,

$$\lambda = \frac{0.021}{D^{0.3}} \quad (4)$$

附加压降为:

$$\Delta p_{\text{s}} = \frac{\mu_{\text{w}} B_{\text{w}} Q_{\text{w}}}{0.543 Kh} S \quad (5)$$

式中, Δp_{s} 为附加压降, MPa; Q_{w} 为日注水量, m^3 。

渗透率、储层厚度、井口注入压力、累计注水量等动静态参数较易获取, 可直接进行单井霍尔曲线绘制, 曲线斜率 m 为:

$$m = \frac{1867 \mu_{\text{w}} B_{\text{w}} [\ln(r_{\text{e}}/r_{\text{w}}) + S]}{Kh} \quad (6)$$

以 A1 井为例, 该井油藏中深 $2\,500 \text{ m}$, 平均渗透率 $44.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 射开油层厚度 17.0 m , 管柱直径 0.12 m 。结合生产动态等数据绘制霍尔曲线(见图 4), 斜率为 $0.244\,8$, 计算表皮系数为 23.99 , 附加压降为 4.09 MPa 。

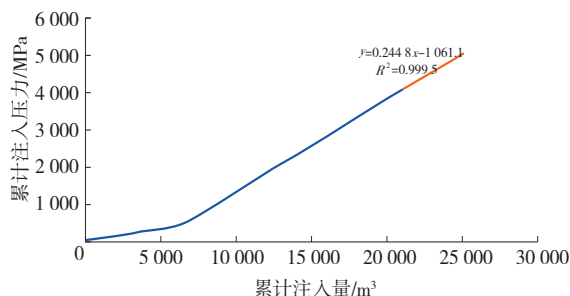


图4 A1井霍尔曲线

4 应用与实践

基于注水压力优化研究成果, 近3年在垦利 A 油田先后实施近 10 井次的提压增注。受井口管线的承受能力限制, 实际提压增注的压力提高幅度小于理论计算值。从实际效果看, 平均单井日增注达到 30 m^3 , 累增注水量 $20.82 \times 10^4 \text{ m}^3$, 平均井口注入压力达到 17.3 MPa , 最大井口注入压力 18.3 MPa 。以 A1 井为例, 基于附加压降研究成果, 该井实际井口压力从 15.8 MPa 提高到 18.2 MPa 后, 日注水量从 68 m^3 提高到 102 m^3 (见图 5), 增幅达到 50% , 同年 A1 井组地层压力提高 0.2 MPa 。吸水剖面资料证实, 通过近 10 井次的提压增注, 注水井纵向吸水状况也得到改善, 注水启动小层数比例由 71% 提高到 85% , 新增动用储量 $404.00 \times 10^4 \text{ m}^3$, 预计新增可采储量 $24.34 \times 10^4 \text{ m}^3$, 注水成效显著。

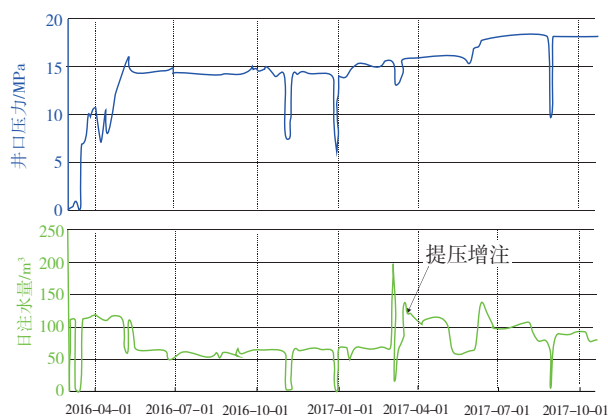


图5 A1井提压增注后注水曲线

5 结论

(1) 矿场实际资料证实, 提压增注可以提高注水井注水能力, 同时可以确保油田安全生产, 是解决油田注水不足的一种有效手段。注水井可以提压增注的原因有两方面: 一是注水井在注水开发过程中产生较大的附加压降, 通过提高井口注入压力, 克服一部分附加压降; 二是对于多层合采油藏, 通过提高注入压力, 可以提高吸水层厚度, 提高油田水驱动用程度。

(2) 通过霍尔曲线求取附加压降的方法简单易行, 为提压增注提供了理论依据, 丰富了提压增注研究方法。

(3) 基于注水优化研究成果, 指导了垦利 A 油田多口井的注水量优化, 改善了油田开发效果, 提高了油田最终采收率。

(下转第 99 页)

性;盖层岩性致密、渗透性差、孔喉小,具良好微观密封性;盖层岩石力学性质优良,塑性系数较大,具良好力学密封性,总体上盖层密封性好。

(3)断层两侧以砂岩-泥岩接触为主,SGR均较高,活化开启系数远低于界限值,Ed₃泥岩与砂岩排替压力大,侧向具有强密封性;断层面正压力大于8 MPa、断-储排替压力差大于零,垂向密封性良好;断层两侧的压力测试、示踪剂等监测资料证实断层两侧不连通,总体上断层密封性好。

(4)综合各断块气体逸散、毛细管密封失效、拉张破坏、剪切破坏、疲劳破坏、活化开启、滑移失稳的最低压力,得出气库密封性上限压力为44.6 MPa,超过上限压力则会发生失稳等风险。

参考文献:

[1] 陈章明,吕延防. 泥岩盖层封闭性的确定及其与源岩排气史的匹配[J]. 大庆石油学院学报,1990,14(2): 1-6.
[2] 邓祖佑,王少昌,姜正龙,等. 天然气封盖层的突破压力[J]. 石油与天然气地质,2000,21(2):136-138.
[3] 马新华,郑得文,申瑞臣,等. 中国复杂地质条件气藏型

储气库建库关键技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018,45(3):489-499.

[4] 张立宽,罗晓容,宋国奇,等. 油气运移过程中断层启闭性的量化表征参数评价[J]. 石油学报,2013,34(1): 92-100.
[5] 徐珂,戴俊生,商琳,等. 南堡凹陷现今地应力特征及影响因素[J]. 中国矿业大学学报,2019,48(3): 570-583.
[6] 吕延防,沙子萱,付晓飞,等. 断层垂向封闭性定量评价方法及其应用[J]. 石油学报,2007,28(5):34-38.
[7] 胡欣蕾,吕延防,付广,等. 南堡凹陷1号构造断层垂向封闭能力定量评价[J]. 地球科学,2019,44(11):3882-3893.
[8] 赵树栋,王皆明. 天然气地下储气库注采技术[M]. 北京:石油工业出版社,2000.
[9] 魏国齐,丁国生,何刚. 储气库地质与气藏工程[M]. 北京:石油工业出版社,2020.
[10] 廖伟,刘国良,陈如鹤,等. 气藏型地下储气库动态密封性评价——以新疆H地下储气库为例[J]. 天然气工业,2021,41(3):133-141.

(编辑 谢 葵)

(上接第93页)

参考文献:

[1] 卢轶宽,柴世超,何滨,等. 注水井附加压降的研究与应用[J]. 常州大学学报(自然科学版),2018,30(6): 47-52.
[2] 张利健,田盼盼,任宜伟,等. 海上油田水驱开发注水压力优化[J]. 新疆石油地质,2021,42(1): 63-67.
[3] 邹德昊,柴世超,阮新芳,等. 提压增注技术在渤海油田的先导试验与应用[J]. 石油地质与工程,2018,32(6): 106-108.
[4] 何芬. 薄互层油藏注水井提压增注研究与应用[J]. 录井工程,2019,30(4): 141-144.
[5] 周润才,栾立业. 用霍尔曲线分析聚合物溶液注入率

[J]. 国外油田工程,1991,7(3): 1-8,16.

[6] 周海燕,刘斌,孙强,等. 海上河流相稠油油田纳米微球多轮次调驱效果评价研究[J]. 新疆石油天然气, 2021,17(1): 60-64,.
[7] 高淑玲,邵振波,顾根深. 霍尔曲线在聚驱过程中的应用[J]. 大庆石油地质与开发,2007,26(3): 119-121.
[8] 张钧,余克让. 海上采油工程手册[M]. 北京:石油工业出版社,2001:120-130.
[9] 王鸿勋,张琪. 采油工艺原理[M]. 北京:石油工业出版社,1981: 85-96.
[10] 李勇明,岳迎春,郭建春,等. 考虑储层污染的破裂压力计算方法[J]. 石油地质与工程,2008,22(5): 108-109,112.

(编辑 谢 葵)