

深层高压气井负压验窜测试平均压力恢复速率分布特征分析

徐强, 穆耶赛尔·穆拉提, 高颂, 宋迦南, 雷胜林

中国石油集团塔里木油田分公司勘探事业部 新疆库尔勒 841000

通讯作者: Email: xqiang-tlm@petrochina.com.cn

引用: 徐强, 穆耶赛尔·穆拉提, 高颂, 等. 深层高压气井负压验窜测试平均压力恢复速率分布特征分析[J]. 油气井测试, 2022, 31(4): 46-53.

Cite: XU Qiang, MUYESAIER Mulati, GAO Song, et al. Analysis on distribution characteristics of average pressure recovery rate in negative pressure channeling test for deep high-pressure gas wells[J]. Well Testing, 2022, 31(4): 46-53.

摘要 针对负压验窜测试资料定量评价没有规范的方法、验窜结果量化判定规则尚无相关指标的现状, 统计 70 井次、101 支次压力计负压验窜测试资料, 以平均压力恢复速率为研究对象, 分析其统计分布规律。结果表明, 无论以实际关井时间还是等时 6h 关井时间计算的平均压力恢复速率, 按从小到大顺次排列具有明显三个斜率段, 拐点值为 0.3 MPa/h、0.9 MPa/h, 第一斜率段对应的样本占 75% 以上; 对平均压力恢复速率相关影响因素逐一分析, 认为平均压力恢复速率大小取决于井底、喇叭口封固质量; 以关井 6 h 的平均压力恢复速率顺次排列的拐点处斜率为临界参数, 将负压验窜结果评定为优、合格、差三类。该研究成果为负压验窜测试结果量化评定规则建立提供了实际数据支撑。

关键词 高压气井; 负压测试; 负压验窜; 压力恢复速率; 量化规则; 分析方法; 分布规律

中图分类号: TE256 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.04.009

Analysis on distribution characteristics of average pressure recovery rate in negative pressure channeling test for deep high-pressure gas wells

XU Qiang, MUYESAIER Mulati, GAO Song, SONG Jianan, LEI Shenglin

Exploration and Development Department, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China

Abstract: Currently, there is no standard method for quantitatively evaluating negative pressure channeling test data and no relevant indicators for quantitatively judging channeling results. The data of negative pressure channeling tests with 101 pressure gauges in 70 wells were collected to analyze the distribution of average pressure recovery rate. The results show that the distribution curve of average pressure recovery rate, no matter calculated at the actual shut-in time or the isochronous shut-in time of 6 h, and plotted in an ascending order, contains three obvious slope sections inflecting at 0.3 MPa/h and 0.9 MPa/h. The samples corresponding to the first slope section account for more than 75%. Analysis on the factors influencing average pressure recovery rate reveals that the average pressure recovery rate depends on the cementing quality at the bottom hole and the bell. Taking the slope at the inflection point of the curve of average pressure recovery rate at the shut-in time of 6 h as the critical parameter, the negative pressure channeling results are evaluated as excellent, qualified, and poor. The research results provide practical data support for establishing quantitative evaluation rules for negative pressure channeling test results.

Keywords: high-pressure gas well; negative pressure test; negative pressure channeling test; pressure recovery rate; quantification rule; analysis method; distribution law

深、超深油气井常常会钻遇复杂地质剖面, 如多套不同压力系统地层、多套岩盐及断裂破碎带等^[1], 钻井工程难度不断增大^[2-4]。为应对复杂的地质剖面, 通常下入多层套管封闭不同条件地层, 以实现油气井安全顺利建井。钻揭目的层后, 多采

用小套管尾管悬挂完井; 油气井投产时, 封隔器常坐封在尾管中, 尾管喇叭口暴露在环空。

井筒完整性是高压深、超深油气井后期完井作业、油气开发期间井控安全及井生命周期长短的重要保障。井筒完整性一旦失效, 严重危及作业人员

生命安全、生态环境,影响油气井产量^[5],近些年,井筒完整性日益受到重视,开展了相关的理论与应用研究^[6]。尤其尾管悬挂完井时,如果喇叭口固井质量不佳,完井作业易发生井控风险,生产期间环空高压,给井下工具、管柱及井口安全带带来安全隐患,严重时会使油气井失去生产能力。新建高压油气井在射孔作业前,综合测井固井质量评价结果、固井施工过程分析及后期钻井液循环时油气显示情况,对于尾管喇叭口或人工井底固井质量有疑虑的气井,采取负压验窜测试进行验证。负压验窜测试是井筒完整性评价方法之一,不同于静态、实验评价方法^[7-8],也与地层测试不同^[9]。负压验窜测试是在井筒压力低于地层压力条件下,检验新建投产井屏障部件在流动方向上的密封性,为井屏障完整性评价提供依据。

尾管喇叭口封固质量的负压验窜测试不同于传统的验窜工艺^[10-11]。目前,关于负压验窜测试资料定量评价方法、敏感性量化指标及验窜结果量化判定规则未有相关的参考^[12-14]。

本文以平均压力恢复速率作为判断是否窜漏的量化指标,对平均压力恢复速率统计特征进行多角度、不同数量样本分析,为同类测试提供借鉴。

1 样本概述

收集整理近十年来76井次高压深井、超深气井负压验窜测试资料,其中可供分析的有效资料共70井次、101支次压力计数据。76井次负压验窜测试中,验窜对象分别是:喇叭口与井底合验69井次,单验井底6井次,单验喇叭口1井次。测试时井底深度4 980.00~8 060.00 m,平均井底深度6 823.35 m;喇叭口深度4 317.06~7 450.09 m,平均深度6 190.65 m;封隔器坐封深度4 239.76~7 392.20 m,平均坐封深度6 160.62 m。测试周期最短1.85 d,最长5.29 d,平均测试周期2.83 d;井下有效关井时间最小2.08 h,最大16.42 h,平均7.93 h。井下关井后密闭空间容积最小0.92 m³,最大14.55 m³,平均7.83 m³。测试时井筒内泥浆为不同密度的油基泥浆、聚磺泥浆、有机盐泥浆以及超微泥浆。

2 最小关井时间

不同的关井时间使平均压力恢复速率缺乏可比性,需要选择一个合适的、统一的基准关井时间,以便不同的测试井在同一时间尺度上进行比较。

负压验窜测试实测压力资料显示,井下关井后,原井筒高密度压井液替出测试管柱内低密度泥浆期间,井筒内的压力、温度尚处于动态状态,不是绝对静止,明显影响关井早期恢复压力的稳定性,影响关井时间至少3 h(见图1)。井下关井早期替液期间无论瞬时压力恢复速率还是平均压力恢复速率均高于替液结束后。

替液结束后,瞬时压力恢复速率中位数逐渐趋于常数,平均压力恢复速率仍缓慢平稳下降。瞬时压力恢复速率收敛性差,波动幅度较大,最低与最高相差接近0.1 MPa/h,易导致取值偏差影响结论判定。平均压力恢复速率曲线光滑,中后期相邻值差异较小,从而有效避免取值偏差带来的误判。

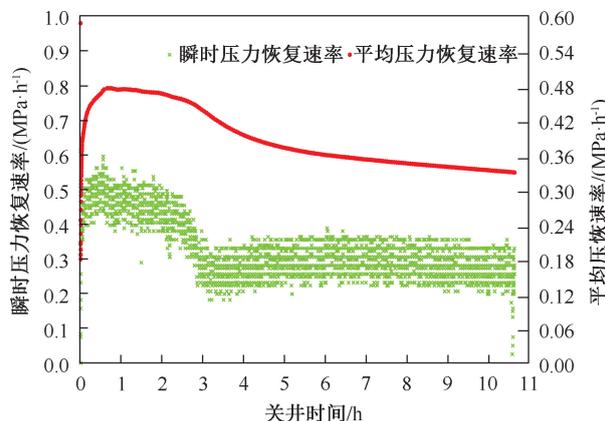


图1 瞬时压力恢复速率与关井时间

Fig. 1 Instantaneous pressure recovery rate and shut in time

部分负压验窜测试井同时下入两支压力计。关井初期,下入不同深度的压力计压力响应并不同步,两支电子压力计关井3 h前的平均压力恢复速率明显存在差异(见图2)。

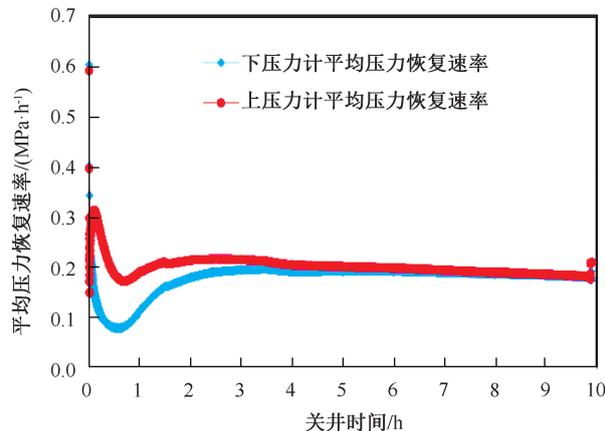


图2 不同深度压力计平均压力恢复速率

Fig. 2 Average pressure recovery rate of pressure gauge at different depths

在关井至少 4 h 后,两支不同深度高精度电子压力计测取的压力数据计算的平均压力恢复速率趋于相同,6 h 处接近重合。如关井时间过短时,依据上下压力计计算的平均压力恢复速率判断结果可能完全相反,结论不唯一。

31 井次在负压验窜测试时入两支压力计,压力计间距不等,其中关井时间大于 8 h 的 21 井次。选择关井 2 h、4 h、6 h 及 8 h 时间段内上下压力计的平均压力恢复速率,对比平均压力恢复速率间的绝对误差率变化,分析关井时间长度影响。如以上下压力计平均压力恢复速率绝对误差率小于 5% 衡量,关井 4 h 及以上,上下压力计之间的平均压力恢复速率绝对误差率小于 5% 的井次占比均为 85.7%;如以绝对误差率小于 10% 为评价界限,关井小于等于 4 h 时,部分样本井上下压力计平均压力恢复速率的绝对误差率超过 10%,但关井 6 h 及以上,所有样本井上下压力计之间的平均压力恢复速率绝对误差率均小于 10% (见图 3)。

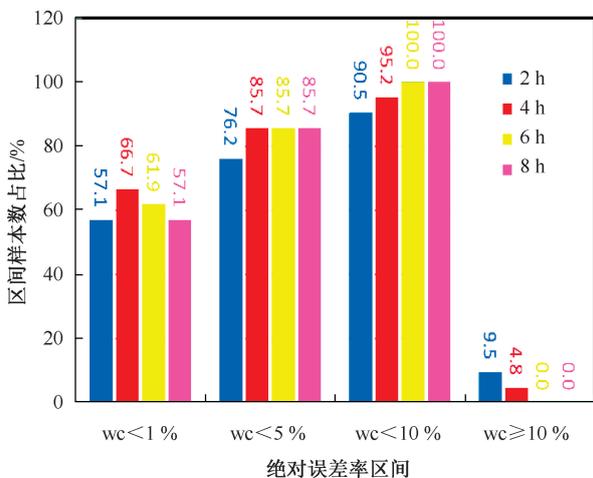


图 3 各误差区间不同关井时间样本分布柱状图
Fig. 3 Histogram of sample distribution of different shut in time in each error interval

从上下压力计平均压力恢复速率与关井时间的变化趋势看,关井时间增加,相对误差率呈减小趋势,甚至能大幅减少两支压力计间的相对误差率 (见图 4)。如 3 号样本,关井 2 h 相对误差率为 -19.3%,关井 6 h 后,相对误差率为 -3.5%。

平均压力恢复速率大小是多种因素共同作用后的总体表现,选择适当的时间尺度,以此克服短时间段内某些非井筒质量因素的主导影响。综合考虑负压验窜测试关井时间对平均压力恢复速率的影响及成本效率,关井时间长度选定为 6 h 较合适。

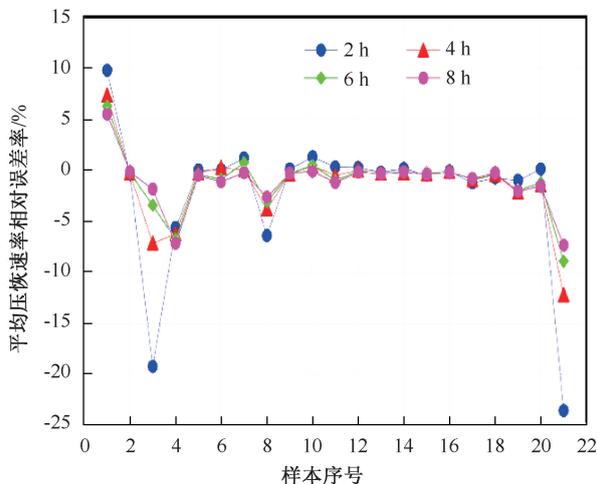


图 4 相对误差率随关井时间变化图
Fig. 4 Variation of relative error rate with shut in time

3 平均压力恢复速率统计特征

为了更全面分析平均压力恢复速率的统计特征,分别根据实际不同关井时间、6 h 等时关井时间计算各自对应的平均压力恢复速率,从不同时间、不同样本量多维度研究平均压力恢复速率在直角坐标系中的分布形态。

3.1 基于实际关井时间的平均压力恢复速率分布

负压验窜测试井下实际关井时间 2.08 ~ 16.42 h,各井关井期间恢复压力增量最小 0.016 MPa,最大 16.827 MPa,平均增量 1.966 MPa。根据负压验窜测试井下压力计记录的实际关井时间长度及相应时间内恢复压力增量,计算出对应平均压力恢复速率。测试时如下入两支压力计,则选取下压力计的计算结果。将 70 井次平均压力恢复速率按从小至大顺序排列,形态上可见明显的 3 个斜率段,拐点值分别在 0.3 MPa/h、0.8 MPa/h 附近 (见图 5)。

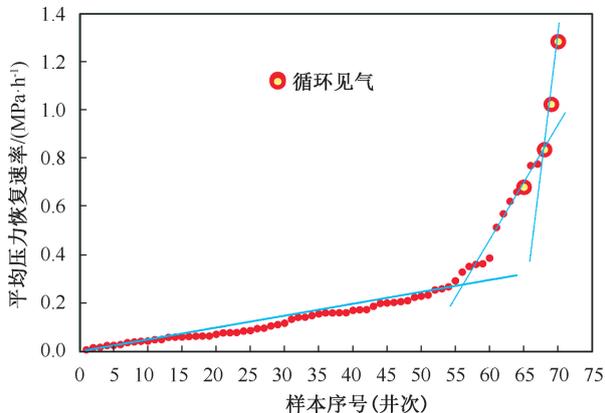


图 5 70 井次平均压力恢复速率排列
Fig. 5 Arrangement of average pressure recovery rate of 70 wells

将全部 101 支次压力计计算的平均压力恢复速率,同样按照由小到大顺序排列,其形态特征也是 3 个斜率段,拐点值与前者一致(见图 6)。

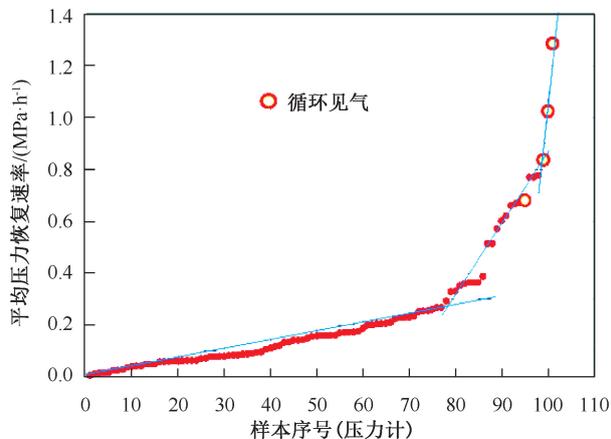


图 6 全部压力计平均压力恢复速率排列

Fig. 6 Arrangement of average pressure recovery rate of all pressure gauges

分别以 0.3 MPa/h、0.8 MPa/h 为分界值,70 井次平均压力恢复速率中,小于等于 0.3 MPa/h 的井次为 55 井次,占比达 78.6%,其中小于等于 0.1 MPa/h 的样本为 38.6%,占绝对多数;平均压力恢复速率大于 0.3 MPa/h 且小于等于 0.8 MPa/h 的为 12 井次,占比 17.1%;平均压力恢复速率大于 0.8 MPa/h 的 3 井次,占比仅为 4.3%。

101 支次压力计平均压力恢复速率中,小于等于 0.3 MPa/h 的为 78 支次,占比达 77.2%,其中小于等于 0.1 MPa/h 的样本为 37.6%;平均压力恢复速率大于 0.3 MPa/h 小于等于 0.8 MPa/h 的为 20 支次,占比 19.8%;平均压力恢复速率大于 0.8 MPa/h 的 3 支次,占比仅为 3.0%。基于不同样本总量统计,但同一斜率区间内的样本占各自总样本的比例相近。

3.2 基于等时关井 6 h 的平均压力恢复速率分布

在负压验窜测试时,由于各种因素如井口流体持续时间、作业周期要求、安全风险控制等影响,各次测试井下关井时间不同,为消除关井时间不一致对平均压力恢复速率计算的影响,关井时间统一为 6 h。关井时间大于 6 h 的有 54 井次、压力计 84 支次。84 支次压力计数据计算的关井 6 h 时段内平均恢复压力速率最小 0.014 6 MPa/h,最大 2.769 1 MPa/h,平均 0.296 7 MPa/h。

54 井次平均压力恢复速率按从小至大顺序排列(见图 7),与按实际关井时间计算的平均压力恢复速率表现的特征相同,而且同一斜率段上的样本

点更收敛。根据样本排列的斜率趋势,明显表现为 3 个斜率段,拐点值分别在 0.3 MPa/h、0.9 MPa/h 附近。由图 8 可见,84 支次压力计计算的平均压恢速率,按照由小到大顺序依次排列,尽管样本量不同,但其形态特征、拐点临界值与前者一致。

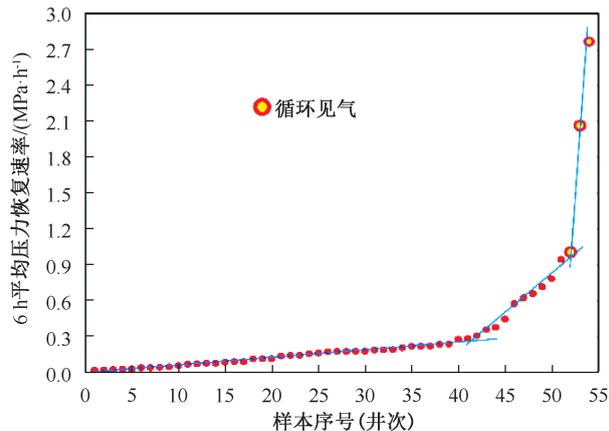


图 7 54 井次平均压力恢复速率排列

Fig. 7 Arrangement of average pressure recovery rate of 54 wells

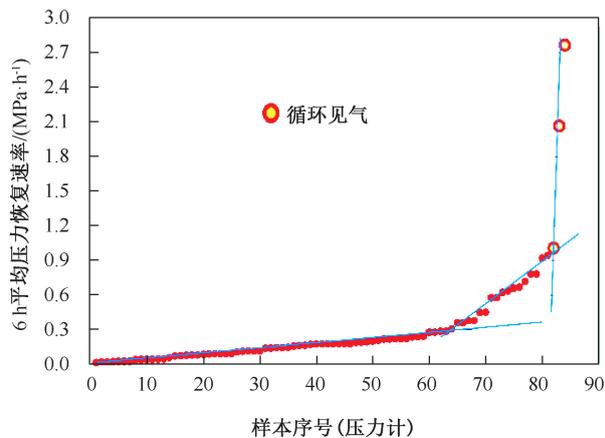


图 8 84 支次压力计平均压力恢复速率排列

Fig. 8 Arrangement of average pressure recovery rate of 84 pressure gauges

分别以 0.3 MPa/h、0.9 MPa/h 为分界值,54 井次平均压力恢复速率中,小于等于 0.3 MPa/h 的井次为 41 井次,占比达 75.9%,其中小于等于 0.1 MPa/h 的样本为 31.5%;平均压力恢复速率大于 0.3 MPa/h 且小于等于 0.9 MPa/h 的井次为 6 井次,占比 16.7%;平均压力恢复速率大于 0.9 MPa/h 的 4 井次,占比仅为 7.4%。

统计 84 支次压力计的平均压力恢复速率,小于等于 0.3 MPa/h 的井次为 63 支次,占比达 75.0%;平均压力恢复速率大于 0.3 MPa/h 小于等于 0.9 MPa/h 的井次为 16 支次,占比 19.0%;平均压力恢复速率大于 0.9 MPa/h 的 5 支次,占比仅为 6.0%。

无论是按实际关井时间还是按等时关井 6 h 计算平均压力恢复速率,无论是按井次样本还是按压力计支次样本,平均压力恢复速率由小到大依次排列时,均表现出“三段斜率”的分布特征;各斜率区间内的样本比例表现一致,平均压力恢复速率小于等于 0.3 MPa/h 区间均占主体,比例达 75.0~78.6%,中间部分占比 20%以下,第三段对应样本占各自总样本比为 3%~7.4%。

3.3 可比井平均压力恢复速率分析

76 井次负压验窜测试中,14 井次测试结论分别判定为窜漏、微渗、可能窜漏或不定性,其余为不窜漏。由于没有统一的评价规则,依据负压验窜测试关井恢复压力增量大小、压力恢复速率快慢、开井期间是否断流及后期循环时油气显示,结合个人经验,给出不同的结论,有的甚至无法做出结论。

在 14 井次中,部分井进行了回接套管或重置井底补救措施。测试资料具有可对比分析的 5 井次,其中 3 井次先进行喇叭口与井底合并测试,判断窜漏后单独验证人工井底,2 井次为重置井底后再负压验窜测试。案例 4a(见图 9)首次验窜对象为喇叭口和井底,判断为窜漏;案例 4b 为第二次单独对井底进行负压验窜测试,结论为井底窜漏。下入机桥封堵,再次座封于喇叭口之上对喇叭口及井底合并测试。

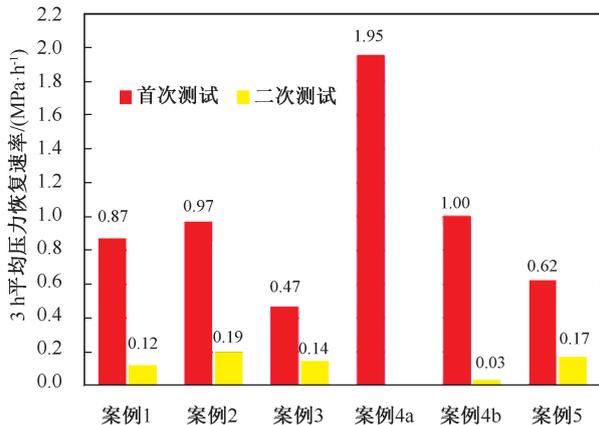


图9 可比井平均压力恢复速率对比图

Fig. 9 Comparison diagram of average pressure recovery rate of comparable wells

可对比分析的 5 井次负压验窜测试中,1 井次关井最长时间仅 3.7 h,选择关井 3 h 内恢复压力增量计算各井次平均压力恢复速率。由图 9 可知,二次测试单独验证原井底或验证重置井底,其平均压力恢复速率远小于首次测试,平均压力恢复速率均在

0.2 MPa/h 以下。可见,当喇叭口或井底封固质量良好时,平均压力恢复速率处于较低水平,在第一个拐点值 0.3 MPa/h 以内。

油气井固井质量评价时,根据测井声幅曲线、SBT 衰减率或它们的转换曲线胶结比实际数值大小,按照相应的水泥胶结评价指标标准,将水泥胶结评价结论分为优、中等(合格)、差(不合格)三类。这与负压验窜测试平均压力恢复速率的分布形态相吻合。依此评价分类,以等时关井 6 h 平均压力恢复速率为基准,将平均压力恢复速率小于等于 0.3 MPa/h 评定为优,等于大于 0.9 MPa/h 评定为差,中间部分为中等,是否需要补救措施,结合测试期间其它信息综合考量。

4 平均压力恢复速率相关因素分析

井下关井后,测试阀、测试管柱、封隔器、套管及井底共同构成井下密闭腔。各井在负压验窜测试时,井筒内泥浆、压力计下深以及压力计与验窜部位、替液深度、循环深度的距离、密闭腔容积及关井后温度增量存在差异。

4.1 深度与平均压力恢复速率

同一井次负压验窜测试时,下入 2 支压力计的样本井共 31 井次 62 支次压力计。下上压力计按实际关井时间计算的平均压力恢复速率绝对误差率为 0.045%~23.148%,平均绝对误差率 2.929%。平均压力恢复速率绝对误差率小于 1% 的 14 井次占比 45.16%;绝对误差率小于 5% 的 27 井次占比 87.10%;绝对误差率大于 10% 的 2 井次占 6.45%。绝对误差率大于 10% 的 2 井次中,其中 1 井次上下压力计计算的平均压力恢复速率分别为 0.015 1 MPa/h、0.019 7 MPa/h,由于数值较小导致绝对误差率高达 23.1%;另一井次上下压力计计算的平均压力恢复速率分别为 0.693 8 MPa/h、0.591 3 MPa/h,绝对误差率 17.3%。压力计间的绝对误差率与压力计的深度间距无明显线性相关(见图 10)。

对比同一井次上下压力计分别计算的平均压力恢复速率(见图 11),除 31 号样本外,其它井次上下压力计的平均压力恢复速率大小相近,同一坐标中数据点重合,与压力计间深度差无关联。虽然有样本井上下压力计计算的平均压力恢复速率绝对误差较大,但均落在“三段式”分布的相同区间,未出现矛盾样本。压力计不同下深对平均压力恢复速率没有规律性影响。

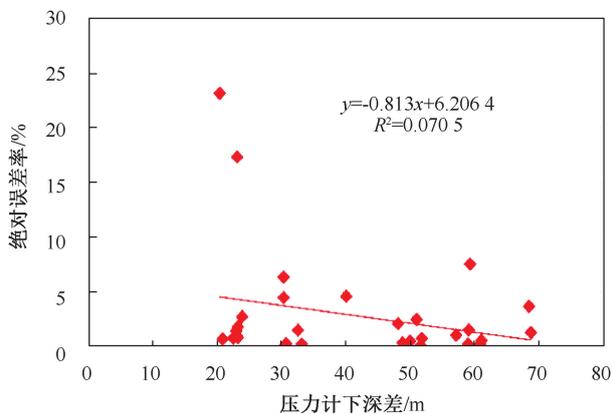


图10 压力计下深差与绝对误差率关系图

Fig. 10 Relationship between depth difference and absolute error rate of pressure gauge

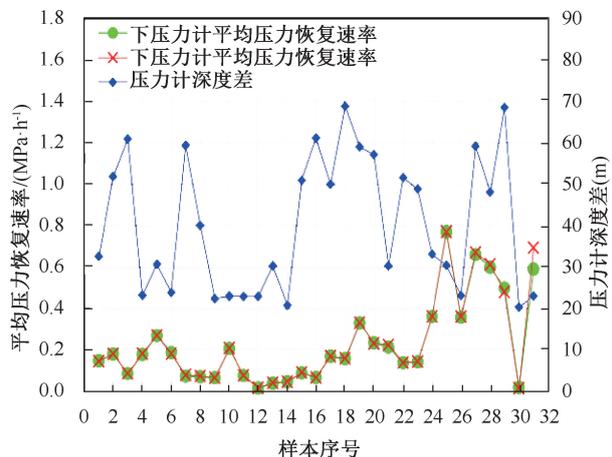


图11 平均压力恢复速率图

Fig. 11 Average pressure recovery rate diagram

替液深度差是指开井前压力计下深与替入低密度泥浆时返液深度之间的距离。距离替液深度越近,压力计温度越易受到替入的低温轻密度液体的影响,压力计记录的温度与地层温度间相差越大,温度恢复值高于远离循环深度的压力计温度增量,引起的膨胀压力可能越高。31井次中,下压力计替液深度差 $-0.45 \sim 449.08$ m,压力计下深在替液深度之上的2井次;上压力计替液深度差 $-59.81 \sim 418.77$ m,压力计下深位于替液深度之上的7井次。实测资料显示,替液深度差与上下压力计平均压力恢复速率绝对误差率间无良好线性相关性(见图12),同一替液深度差,不同平均压力恢复速率均有出现。

循环深度差是指井下关井后,压力计下深与压井液替出管柱内低密度泥浆时返液深度之间的距离。循环时,地面低温高密度压井液替入,影响循环深度下一定深度范围内温度上升速度,导致密闭

腔内压力变化速度在循环前后可能不同。而上压力计距离循环深度近,越有可能容易受到温度变化影响。

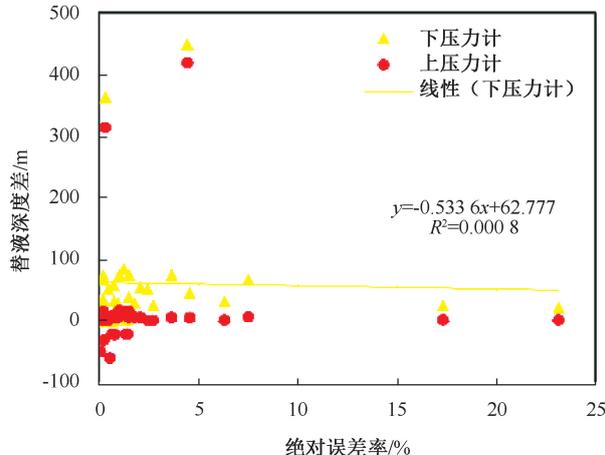


图12 替液深度与绝对误差率关系图

Fig. 12 Relationship between displacement depth and absolute error rate

在31井次测试中,下压力计循环深度差为 $25.25 \sim 456.66$ m,平均循环深度差 76.73 m,上压力计循环深度差 $4.45 \sim 426.35$ m,平均循环深度差 36.44 m。由图13可知,与替液深度差一样,循环深度差与上下压力计平均压力恢复速率绝对误差率间同样无明显线性相关性。

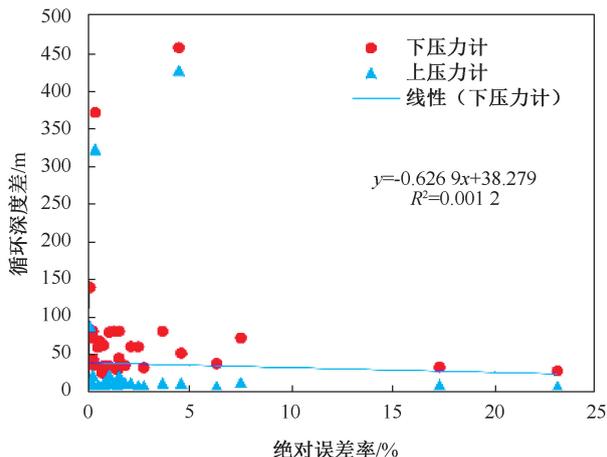


图13 循环深度与绝对误差率关系图

Fig. 13 Relationship between displacement depth and absolute error rate

4.2 泥浆类型与平均压力恢复速率

不同井在负压验窜测试时,无论使用同一类型或者不同类型泥浆,其组份、固液比例并不完全相同。

关井时间超过2h的负压验窜测试有70井次,其中水基泥浆18井次,油基泥浆52井次。从图14

可见,水基、油基泥浆 2 h 平均压力恢复速率分布具有以下共同特点:平均压力恢复速率由小到大排列,形态拐点位置均在 0.5 MPa/h 附近;较低的平均压恢速率占同类样本的绝大多数,以平均压恢速率小于 0.5 MPa/h 为界,水基泥浆占比 83.3%,油基泥浆占比 86.5%;测试期间见气井平均压力恢复速率均在 1 MPa/h 以上。由图 15 可知,不同的关井时间,两类泥浆的平均压力恢复速率主要在 0.5 MPa/h 以下;在喇叭口及井底封固质量相近条件下,相同的关井时间,平均压恢速率接近,如关井 10 h 左右,水基、油基泥浆的平均压恢速率相当。上述共性反映平均压力恢复速率与泥浆类型无关。

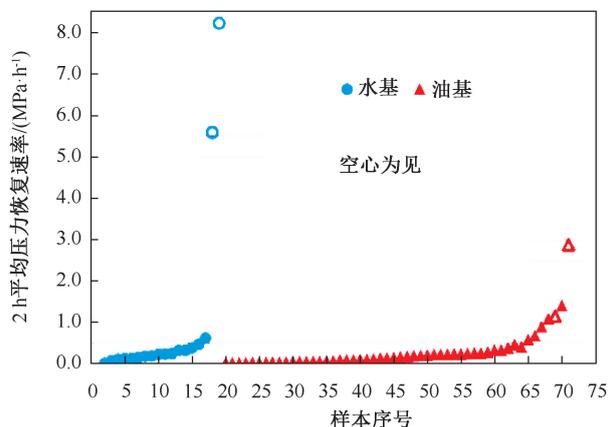


图 14 不同泥浆平均压力恢复速率排列图

Fig. 14 Arrangement diagram of average pressure recovery rate of different slurries

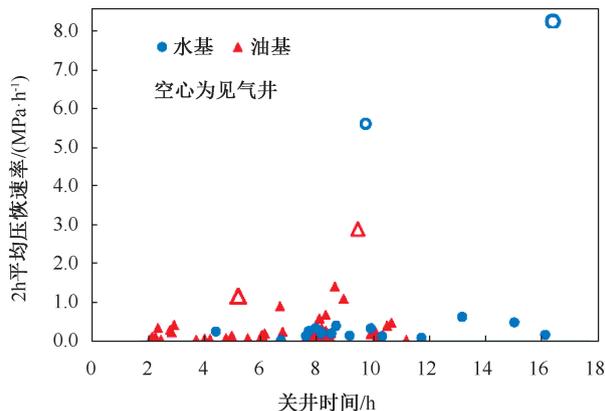


图 15 不同泥浆平均压力恢复速率排列图

Fig. 15 Arrangement diagram of average pressure recovery rate of different slurries

4.3 密闭腔容积与平均压力恢复速率

关井时间大于 2 h 的 70 井次负压验窜测试中,密闭腔容积主要分布区间为 6.0~10.0 m³ 之间。从平均压力恢复速率与密闭腔容积间关系看(见图 16),大多数测试井的平均压力恢复速率在 0.5 MPa/h 以下,平均压力恢复速率与测试井密闭腔容

积大小间没有明显的线性相关性。相同或相近的密闭腔容积,封固质量差、测试期间见气的井,平均压力恢复速率远大于封固质量良好的井,如密闭腔容积 2.5 m³ 左右,窜漏见气井平均压力恢复速率为 1.17 MPa/h,封固质量优良时为 0.18 MPa/h。因此,平均压力恢复速率大小与喇叭口及井底的封固质量密切相关,与密闭腔容积大小无关。

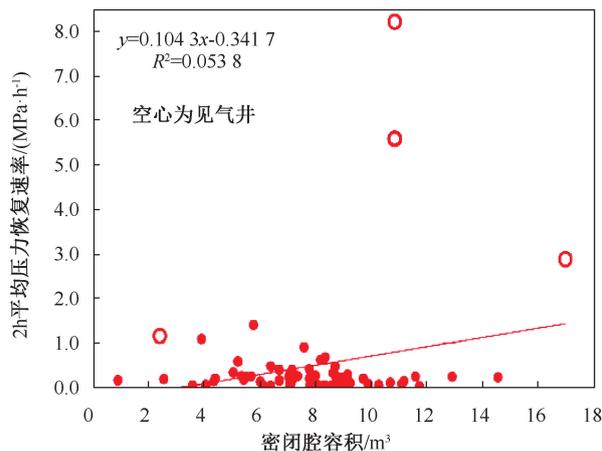


图 16 密闭腔容积与平均压力恢复速率关系图

Fig. 16 Relationship between closed chamber volume and average pressure recovery rate

矿场资料统计结果表明:不同的压力计下深、替液深度差、循环深度差、泥浆类型及密闭腔容积大小,与平均压力恢复速率无明显线性关系。关井恢复压力高低、平均压力恢复速率快慢与喇叭口及井底是否窜漏、窜漏程度存在密切关联,同时,关井时间取值也会影响平均压力恢复速率计算结果。

5 结论

(1) 不同关井时间、不同样本数的平均压力恢复速率由小到大顺序排列,根据斜率变化均明显表现为“三段”形态,第一段对应样本占比 75% 以上,第三段对应样本占比最小。按优、合格、差对应三段样本比例,即封固质量差的样本占比 7% 以下。

(2) 平均压力恢复速率大小仅与喇叭口及井底封固质量密切相关。平均压力恢复速率作为负压验窜测试结果量化判定的有效评价指标,为解决负压验窜测试资料定量评价方法问题进行了一次有益的探究,该方法具有良好的实际应用价值及推广前景。为满足资料评价需求,建议井下关井时间应大于 6 h。

(3) 依据平均压力恢复速率分布特征及关键值建立了负压验窜测试结果量化判定规则,为该测

试结果的判定提供借鉴。

(4) 鉴于尾管喇叭口封固质量关系后期完井作业井控安全及井生产期间生命周期,对于平均压力恢复速率在 0.3 MPa/h 且小于 0.9 MPa/h 之间,尤其大于 0.5 MPa/h 时,建议结合其它信息综合决策,后期作业期间采取必要的控制措施,甚至回接套管或重置井底,以保障井筒安全。

致谢:感谢塔里木油田公司勘探事业部同意本文公开发表。

参考文献

[1] 田军,刘洪涛,滕学清,等. 塔里木盆地克拉苏构造带超深复杂气田井全生命周期地质工程一体化实践[J]. 中国石油勘探,2019,24(2):165-173.
TIAN Jun, LIU Hongtao, TENG Xueqing, et al. Geology-engineering integration practices throughout well lifecycle in ultra-deep complex gas reservoirs of Kelasu tectonic belt, Tarim Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2):165-173.

[2] 苏义脑,路保平,刘岩生,等. 中国陆上深井超深井钻完井技术现状及攻关建议[J]. 石油钻采工艺,2020,42(5):527-542.
SU Yinao, LU Baoping, LIU Yansheng, et al. Status and research suggestions on the drilling and completion technologies for onshore deep and ultra-deep wells in China [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(5):527-542.

[3] 滕学清,陈勉,杨沛,等. 库车前陆盆地超深井全井筒提速技术[J]. 中国石油勘探,2016,21(1):76-88.
TENG Xueqing, CHEN Mian, YANG Pei, et al. Whole well ROP enhancement technology for super-deep wells in Kuqa foreland basin [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(1):76-88.

[4] 陆灯云,王春生,邓柯,等. 塔里木博孜区块巨厚砾石层气体钻井实践与认识[J]. 钻采工艺,2020,43(4):8-11.
LU Dengyun, WANG Chunsheng, DENG Ke, et al. Practice and understanding of gas drilling in huge thick gravel layer in Tarim oilfield BZ block [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(4):8-11.

[5] 刘甜,王六鹏. 油井井筒完整性的综合评价方法[J]. 石油化工应用,2018,37(11):37-40.
LIU Tian, WANG Liupeng. Comprehensive evaluation method of wellbore integrity [J]. Petrochemical Industry Application, 2018, 37(11):37-40.

[6] 张绍槐. 井筒完整性的定义、功能、应用及进展[J]. 石油钻采工艺,2018,40(1):1-8,13.
ZHANG Shaohuai. Definition, function, application and progress of wellbore integrity [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(1):1-8,13.

[7] 杨向同,刘洪涛,曹立虎,等. 深层高压气井试油前的井完整性评价技术研究[J]. 钻采工艺,2020,43(1):53-56.

YANG Xiangtong, LIU Hongtao, CAO Lihu, et al. Study on well integrity evaluation technology for high-pressure deep gas well before well testing [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(1):53-56.

[8] 王鹏宇. 高压气井井筒完整性评价研究[D]. 西南石油大学,2018.
WANG Pengyu. Research on wellbore integrity evaluation of high pressure gas wells [D]. Southwest Petroleum University, 2018.

[9] 王福国,袁贵德,靳周,等. 英中地区高温高压高含硫 SX58 井试油测试工艺技术[J]. 油气井测试,2021,30(2):7-12.
WANG Fuguo, YUAN Guide, JIN Zhou, et al. Production test technology of well SX58 with high temperature, high pressure and high sulfur content in Yingzhong area [J]. Well Testing, 2021, 30(2):7-12.

[10] 林玉玺,苏秀珠,范学君,等. MFE 与井口加压结合的验窜方法[J]. 油气井测试,2002,11(3):25-27.
LIN Yuxi, SU Xiuzhu, FAN Xuejun, et al. A WBT examination method of combining MFE with wellhead loading [J]. Well Testing, 2002, 11(3):25-27.

[11] 吴国州,荀忠义,张容,等. 压力计辅助双封隔器验窜技术[J]. 石油钻采工艺,2004,26(1):75-77.
WU Guozhou, XUN Zhongyi, ZHANG Rong, et al. WBT examination technology of double packers with monitoring by pressure gauge [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(1):75-77.

[12] 陈志胜,毕全福,陈朝安,等. 滴西 17 井跨隔地层测试验窜分析[J]. 油气井测试,2008,17(5):52-53.
CHEN Zhisheng, BI Quanfu, CHEN Chao'an, et al. Analysis of WBT examination as straddle testing in Dixi17 well [J]. Well Testing, 2008, 17(5):52-53.

[13] 鹿贞昆,祝道平,鹿晓涵,等. 利用试井方法验证管外窜通的成功尝试[J]. 油气井测试,2016,25(4):33-35.
LU Zhenkun, ZHU Daoping, LU Xiaohan, et al. A successful attempt of using well testing to verify casing channeling [J]. Well Testing, 2016, 25(4):33-35.

[14] 韩国玲,刘江玉,刘卫来. 利用抽汲压力-温度曲线判断管外窜槽方法与应用[J]. 油气井测试,2007,16(5):25-27.
HAN Guoling, LIU Jiangyu, LIU Weilai. Method of using data of swabbing pressure-temperature curve to estimate outside casing channeling and its application [J]. Well Testing, 2007, 16(5):25-27.

编辑 吴志力

第一作者简介:徐强,男,1985 年出生,工程师,2007 年毕业于重庆科技学院资源勘察专业,现主要从事试油完井工作。电话:0996-2137473,13579027971, Email: xqiang-tlm@petrochina.com.cn。通信地址:新疆库尔勒市塔里木油田勘探事业部,邮政编码:841000。