

塔里木油田超深井压恢曲线异常分析及解决对策

苟柱银¹, 刘毅石¹, 田新建¹, 魏氏¹, 杨惠娟², 汪茁¹

1. 中国石油塔里木油田分公司哈得采油气管理区 新疆库尔勒 841000

2. 廊坊开发区华泰油田新技术有限公司 河北廊坊 065000

通讯作者: Email: 457055732@qq.com

项目支持: 中国石油天然气集团有限公司攻关性科技专项“超深断控碳酸盐岩油藏效益开发与提高采收率研究”(2023ZZ16YJ03)

引用: 苟柱银, 刘毅石, 田新建, 等. 基于停泵压降数据的致密油储层改造效果评价方法[J]. 油气井测试, 2024, 33(5): 67-72.

Cite: GOU Zhuyin, LIU Yishi, TIAN Xinjian, et al. Analysis and solution on abnormal pressure build-up curves of ultra-deep wells in Tarim oilfield[J]. Well Testing, 2024, 33(5): 67-72.

摘要 针对塔里木油田超深井压力恢复测试, 受试井压力计下深限制及井筒内多相流体重力分异、油水界面变动影响, 压力恢复曲线经常出现“局部压力下降”、“直线”等异常特征, 影响储层渗流能力、污染状况、边界特征分析, 难以对储层进行准确描述。XX1-3井在压力恢复测试中压力恢复曲线出现“直线”异常特征, 严重影响了解释精度及对储层的认识; 通过分析井筒内油水界面变化对压力恢复曲线形态的影响, 计算液面降落速度, 合理设计压力计下入深度及关井时间, 使测点压力变化与产层中部压力变化趋势相一致, 较好地消除了液面移动造成的压力恢复曲线中“直线”段异常特征, 从第二次压恢测试曲线中可以看出, 压恢有效压力数据时长占比98.53%, 提高了试井资料解释精度, 加深了对地层压力、渗流能力、污染状况、边界特征等认识。为超深井中含水较高的油井压力恢复测试提供可借鉴方案, 为油气藏开发方案的编制提供了可靠的理论依据。

关键词 塔里木油田; 超深井; 压力恢复试井; 重力分异; 油水界面移动; 测点深度; 关井时间; 解释精度

中图分类号: TE353

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.05.011

Analysis and solution on abnormal pressure build-up curves of ultra-deep wells in Tarim oilfield

GOU Zhuyin¹, LIU Yishi¹, TIAN Xinjian¹, WEI Min¹, YANG Huijuan², WANG Zhuo¹

1. Hade Oil and Gas Production Management Area, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang 841000, China

2. Langfang Development Zone Huatai oilfield New Technology Co., Ltd, Langfang, Hebei 065000, China

Abstract: During the pressure build-up tests for ultra-deep wells in the Tarim oilfield, the pressure build-up curves often exhibit abnormal characteristics such as “localized pressure drops” and “straight lines.” These anomalies arise due to limitations in the depth of pressure gauges and the effects of multiphase fluid gravity differentiation and fluctuating oil-water contacts in the wellbore. Such irregularities affect the analysis on reservoir permeability, contamination status, and boundary characteristics, making it challenging in accurate reservoir descriptions. During the pressure build-up test for well XX1-3, a “straight line” anomaly was observed on the pressure build-up curve, severely impacting the accuracy of interpretation and understanding of the reservoir. By analyzing the influence of oil-water contact movements on the curve, calculating the rate of liquid level descent, and designing the appropriate depth for the pressure gauge and shut-in time, the pressure variation at the measurement point was aligned with the pressure trends in the middle of the production zone. This effectively eliminated the abnormal “straight line” segment caused by liquid movement. The second pressure build-up test curve shows that valid pressure data accounted for 98.53% of the testing period, significantly improving the interpretation accuracy of the well test data, which enhanced the understanding on formation pressure, permeability, contamination, and boundary characteristics. The methodology provides a valuable reference for pressure build-up tests in ultra-deep, high-water-cut oil wells and offers a reliable theoretical basis for developing oil and gas reservoir plans.

Keywords: Tarim oilfield; ultra-deep well; pressure build-up testing; gravity differentiation; oil-water contact movement; measurement point depth; shut-in time; interpretation accuracy

塔里木盆地多层系富含油气, 其特点是油气藏埋藏深, 压力、温度高, 纵向上厚度大、多层含油, 非

均质性强; 横向上物性变化大, 连通关系复杂; 岩性以碎屑岩、碳酸岩为主, 裂缝、孔洞、洞穴、基质储集

层储集空间类型多,油气藏类型复杂,碳酸盐岩储层油水界面不统一,碎屑岩储层具有整装性,油水界面统一性等特征^[1-3]。各油气藏投入开发后,为保障油气井长期高产、稳产,提高最终采收率,管理者需运用各种手段对油气井(藏)进行管理,压力恢复测试井作为较常见的一种动态监测手段可了解地层压力的变化、储层渗流能力强弱、井壁污染程度、储量规模、储集空间类型及结构、边界性质、井间连通关系及产出能力等,因此压力恢复测试在油气田管理中被广泛应用^[4-6]。

在压力恢复测试中,除了储层性质决定着曲线特征外,外部因素也是影响压恢曲线形态的重要因素,这些外部因素往往导致压力恢复曲线异常,比如:重力分异现象、液面移动、水击效应、产量突变、关井误操作、生产时间不足、压力计精度低、井间干扰、地潮影响等^[7-8],在众多影响因素中,井筒中多相流体重力分异现象^[9-10]及液面移动现象^[11-13]是两个主要影响因素。受试井工艺限制,压力计很难下到产层中部或底部,测点距产层有一定距离,当井筒中流体为多相流动时,测点压恢曲线将受到重力分异影响出现局部压力恢复速率变缓、下掉^[14],当重力分异基本完成后,压恢曲线才恢复到正常形态,一些情况下,重力分异完成后井筒中形成的气液界面或油水界面并非是静止的,由于层间矛盾,井筒流体与储层流体之间发生交换,这就导致液面的变动,液面变动持续时间长,有时候贯穿整个压力恢复测试过程,井筒中油水界面或气液界面的变动扭曲了压恢曲线的形态,会形成一条或多条“直线”段异常特征。

本文针对 XX1-3 井第一次压恢测试出现的压恢曲线“直线段”异常特征,分析了井筒中油水界面变动和直线段的对应关系,并通过合理设计测点深度及关井时间,进行第二次压恢测试,较好消除了液面移动造成的压力恢复曲线中“直线”段异常特征,使录取的压力恢复资料更具使用价值。

1 压恢曲线中“直线”异常特征分析

XX1-3 井是部署在牙哈断裂构造带上的一口开发井,含油层位为上寒武丘里塔格下亚群,岩性为白云岩,盖层为白垩系卡普沙良群泥岩,综合评价油藏类型为底水块状油藏。储层发育晶间孔隙、溶蚀孔隙及裂缝,此外还有成岩收缩缝、缝合线缝、干

缩缝、层间缝等,以裂缝、孔隙为主,储层物性较好,偏均质油藏生产特征。

该井压力恢复测试前生产情况良好:日产油 44.39 t,日产水 8.61 t,日产气,油压 31.8 MPa,含水 16.25%,含水较高;压恢测试测点深度 5 800 m,距产层中部 232.25 m,关井压力恢复时间 239.42 h。为了解该井储层参数,单井控制面积内的地层压力,储层完善程度,边界特征等资料,于 2022 年 7 月、2023 年 5 月分别进行了两次压力恢复测试。但由于第一次压力恢复测试受重力分异及液面移动影响,未达到预期效果;第二次压力恢复测试时,进行测前设计压力计下深和测试时间,消除了液面移动造成压力恢复曲线中“直线”段异常特征,取得了合格的压力恢复资料。

1.1 XX1-3 井录取的压力恢复曲线

XX1-3 井压力恢复测试实测压力恢复曲线(见图 1)。

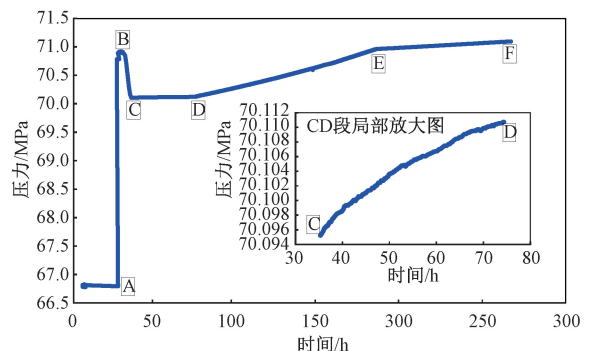


图 1 XX1-3 井实测压力恢复曲线图

Fig. 1 XX1-3 well measured pressure recovery curve

由图 1 看出,压力恢复曲线形态“一波三折”表现为异常形态,整个压力恢复曲线只有 AB 段、CD 段为正常压力恢复曲线,其它三段 BC 段、DE 段、EF 段均表现为异常特征。

具体地,图 1 中 A 为关井初点,关井约 1.9 h,压力快速恢复到 B 点,从 B 点开始,压力恢复曲线异常变化,BC 段为压力下降异常段,CD 段正常压力恢复段,DE、EF 段为“直线”异常变化段;由此可见,关井 239.42 h,正常形态的压力恢复资料(AB、CD 段)较少,异常的压力恢复资料(BC、DE、EF 段)较多,有效压力数据时长占压恢总时长 17.42%。

给出了此次压力恢复曲线的双对数曲线图(见图 2),导数曲线形态杂乱,AB 段为正常的井筒储集及过渡段,BC 段因重力分异影响数据异常及缺失,CD 段为大致 0 斜率段,因 BC 段曲线异常,从而无法判断 CD 段是否为径向流阶段,表现为无限作用

径向流特征,DE、EF段导数曲线形态呈单位斜率上翘,为“异常”曲线段,由此可知,所测压力恢复资料可用数据不多,晚期资料基本不可使用。

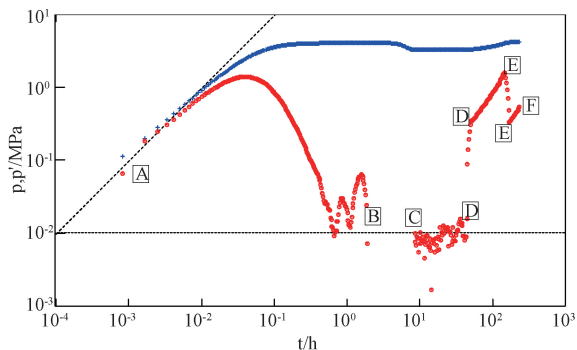


图2 XX1-3井压恢双对数诊断曲线图

Fig.2 XX1-3 double log diagnostic curve of well pressure recovery

1.2 重力分异及液面移动过程与压恢曲线变化对应关系

给出了本次压力恢复测试期间,井筒中重力分异过程及油水界面移动过程示意图(见图3),图中(a)(b)(c)分别对应压力恢复曲线中的一个阶段,对本次压力恢复测试,测点深度5 800 m,产层中部深度6 032.25 m,封隔器深度5 963.26 m,油管鞋深度5 988 m,封隔器以上的生产管柱内径主要为62 mm,封隔器以下套管内径为177.8 mm。

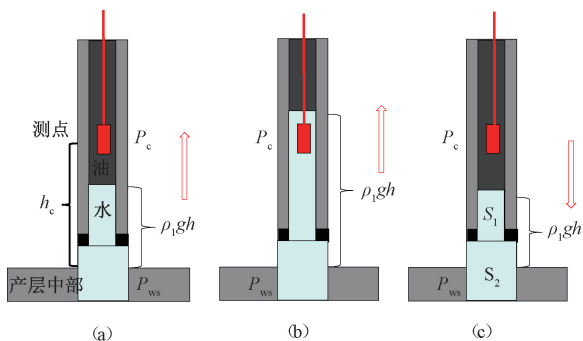


图3 井筒内油水界面变化示意图

Fig.3 Schematic diagram of oil-water interface changes in the wellbore

图(a)反映重力分异过程中测点以下油水界面上升过程,它对应压力恢复曲线中压力下降段BC段;图(b)反映油水界面在测点以上变化过程,它对应压力恢复曲线的正常恢复段CD段,油水界面在测点以上变化不影响压力恢复曲线的正常变化形态;图(c)反映油水界面再次回落到测点以下且逐渐下降的过程,它对应压力恢复曲线中的异常“直线”段DE段和EF段,直线段斜率的变化与油水界面下降过程中通过的横截面积不相关。

图3给出了描述油水界面变化过程的几个重要数据,通过它们之间的关系式可进一步说明重力分异及油水界面移动对压力恢复曲线的影响。

当 $h \leq h_c$ 时, P_c 与 P_{ws} 具有以下关系式

$$P_c = P_{ws} - [\rho_1 gh + \rho_2 g(h_c - h)] \quad (1)$$

式中: P_c 为测点压力,MPa; P_{ws} 为产层中部压力,MPa; ρ_1 为水的密度, g/cm^3 ; ρ_2 为油的密度, g/cm^3 ; h_c 为测点到产层中部的距离,m; h 为油水界面距产层中部的距离,m。

当 $h > h_c$ 时, P_c 与 P_{ws} 将存在以下关系式:

$$P_c = P_{ws} - \rho_1 gh_c \quad (2)$$

由式(2)看出,当油水界面上升到测点以上时,测点压力 P_c 与产层中部压力 P_{ws} 仅差一个常数 $\rho_1 gh_c$,两者的压力变化趋势始终保持一致,即测点压力变化趋势反映真实的储层特性;当油水界面移动到测点以下时,这种平行的变化趋势将被打破,测点压力变化趋势将不再反映真实的储层特性。

结合图1、图2,图3(a)表示重力分异过程中测点以下油水界面快速上升阶段,对应压力恢复曲线中BC压力下降段;图3(b)表示油水界面上升到测点以上变化,对应压力恢复曲线中CD正常压力恢复段,当油水界面上升到测点以上时,测点以下单相全水,这时测点压力变化趋势反映地层中部的压力变化趋势;图3(c)表示油水界面再次移动到测点以下,这时测点压力会随着油水界面的下降快速升高,它对应压力恢复曲线中的DE和EF段, K_1 和 K_2 上升速率分别为0.182 MPa/d、0.039 MPa/d,DE、EF两直线段恢复速率改变反映液面下降过程中井筒管柱横截面积的改变(面积由 S_1 增大到面积 S_2),即油水界面下降到封隔器以下,油水界面由油管内下降改变为套管内下降,另外DE段压力差(直线段上升幅度)为测点到油管鞋深度之间的油、水压力梯度差(油压力梯度0.58 MPa/100 m,水压力梯度1.0 MPa/100 m)。

经计算,DE、EF段压力恢复速率比(K_1/K_2)为4.63,相对应的油管横截面积 S_1 为0.0058 m²,套管横截面积 S_2 为0.0259 m²,其横截面积比(S_2/S_1)为4.47,测点到油管鞋距离为188 m,它们之间的油、水压力梯度差 ΔP_1 为0.7896 MPa,DE段实际压差 ΔP_2 为0.8379 MPa,由此可以看出,计算结果 ΔP_1 值与压恢曲线中实际压差 ΔP_2 相吻合。

实例分析可知,压恢曲线中的“直线”段异常特征反映油水界面在测点以下移动过程,压恢曲线中

压力下降主要反映重力分异过程,形成油水界面下降的原因,主要是由于储层层间非均质性,层间差异引起的压力不平衡,井筒中液相(水)进入低压层,实现油水置换;一般情况下,对含水较高的油井,当测点距产层中部有一定距离时,压力恢复曲线经常受到重力分异及液面移动影响,相比较而言,重力分异过程影响时间较短,液面移动很可能贯穿整个压力恢复测试过程,它主要对压恢曲线中、晚期产生影响;在给出的实例(图1)中,重力分异影响的压力恢复曲线BC段持续时间6.26 h,油水界面移动影响的压力恢复曲线DE、EF段持续时间191.47 h,由此可见,本次压恢测试可用数据较少,仅AB、CD段可用;测点以下液面移动将严重扭曲压恢曲线形态,无法识别储层及边界特征。

2 解决对策

XX1-3井第一次压力恢复测试受重力分异及液面移动影响,径向流、边界反映段不清晰,一定程度上影响了地层信息的录取,未达到预期效果,按油藏地质要求再次压力恢复测试。目前油井生产状况:日产油34.34 t,日产水10.66 t,日产气25 927 m³,油压28.2 MPa,含水20.15%,与上次压恢测试前生产数据相比,含水由16.20%增加到20.15%,含水增加3.95%。

根据第一次压恢测试结果以及生产含水情况看,重力分异及界面变动在压恢测试过程中必然存在,为消除液面下降造成的压恢曲线中长时间的“直线”段异常特征,进行了测前设计压力计下深和测试时间的调整,确保测点压力变化与产层中部压力变化趋势相一致,录取到反映储层特征的压力恢复曲线。

2.1 测试设计

设计两个主要参数:①估算重力分异基本完成后的油水界面深度,设计测点深度;②设计测试时间。

2.1.1 油水界面深度的估算

在估算油水界面深度时用到的主要数据为:套管内径 D_1 为0.177 8 m,封隔器到产层中部的距离 h_1 为682.99 m,油管内径 D_2 为0.062 m,封隔器以上管柱高度 h_2 为5 961.92 m。

假设井筒内油水混相均匀,测前生产含水20.15%,含油79.85%,根据管柱结构计算油管容积(包括封隔器以下套管容积)。

①管柱体积 $V_{\text{总}}$ 计算

管柱体积包括封隔器以下、产层中部以上套管体积(V_1)和封隔器以上管柱(油管)体积(V_2)。

$$V_{\text{总}} = V_1 + V_2 \quad (3)$$

式中: V_1 为封隔器以下、产层中部以上套管内体积,m³; V_2 为封隔器以上管柱体积,m³。

②重力分异完成后水相占据的管柱体积 $V_{\text{水}}$ 估算:

$$V_{\text{水}} = V_{\text{总}} \times S_w \quad (4)$$

式中: S_w 为含水,%

③封隔器以上管柱水体积 $V_{\text{水}1}$ 估算

$$V_{\text{水}1} = V_{\text{水}} - V_1 \quad (5)$$

④油水界面深度 h_{ow} 估算

$$h_{\text{ow}} = h_2 - V_{\text{水}1}/S \quad (6)$$

式中: S 为油管横截面积,m²。

将给出的已知数据分别带入(4)(5)式,求取 V_1 、 V_2 数据,最终 $V_{\text{总}}$ 为19.70 m³;然后根据(6)式计算水相占据的管柱体积 $V_{\text{水}}$ 为3.97 m³;根据(7)式计算封隔器以上管柱水体积 $V_{\text{水}1}$ 为2.26 m³,根据(8)式计算油水界面深度 h_{ow} 为5 216.89 m。

2.1.2 测点深度和压力恢复测试时间的确定

(1)压力恢复测试时间的确定

根据双对数曲线对数周期的特点,一般压力恢复测试最佳测试时间为168 h(7 d)。

(2)测点深度的确定

经计算,油水界面深度为5 216.89 m,根据第一次压力恢复DE直线段(见图1)估算油水界面下降速率约2.0 m/h;设计关井时间168 h,那么在关井时间内液面下降336 m,即测试结束时油水界面深度应为5 552.89 m,为保险起见,第二次压恢测试将压力计下深至5 960 m,可保证测试期间测点以下始终全水,压恢曲线不再受测点以下油水界面下降的影响,故不会出现“直线”异常恢复压力曲线变化,从而获取到合格的压力恢复资料。

2.2 二次压力恢复曲线分析

根据设计结果,第二次压力恢复测试将压力计下至5 960 m,测试时间168 h,可保证压力恢复测试时间内测点以下全水,液面在测点以上变化,压恢曲线不再出现“直线”段异常特征;为了验证液面移动确实存在测点以上变化,本次压恢测试设计了三次静压梯度测试。

给出了XX1-3井第二次压力恢复测试实测压力曲线图以及BCD阶段的放大曲线图(见图4),由图4中可以看出,压力恢复曲线中“直线”段异常特

征消失,在压力恢复测试期间的第1天、第4天、第7天,进行了三次静压梯度测试,以了解液面的变化,经计算油水界面深度分别为5 477 m、5 545 m、5 611 m,油水界面均匀下降,速率为22 m/d,最大液面深度5 611 m小于测点深度5 960 m,这说明在压恢测试期间油水界面在测点以上变化,保证了测点以下全水,故重力分异影响基本结束后测点压力恢复曲线变化趋势将反映产层中部压力恢复变化趋势,消除了压恢曲线上的异常“直线”段特征,测试结果与测试设计预测基本一致。

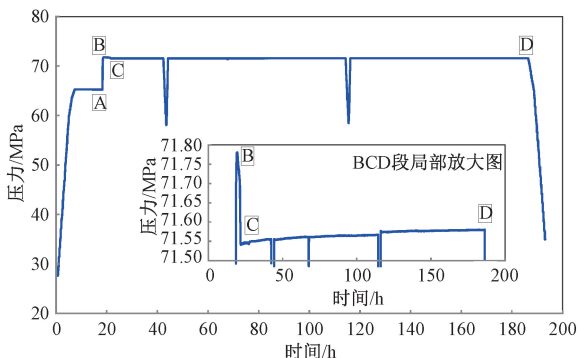


图4 XX1-3井第二次实测压力恢复曲线图

Fig. 4 XX1-3 well the second measured pressure recovery curve

在图4中,A为关井点,压力恢复到B点曲线开始出现异常变化,BC段为重力分异影响压力下降段,C点转为正常恢复开始点,直至测试结束D点;图1中的DE、EF“直线”特征在图4中消失,这说明了油水界面在测点以上变化不影响压力恢复曲线的正常形态。

给出了第二次压恢测试的双对数曲线图(见图5),与图2相比,双对数曲线图比较规整,除BC段导数曲线缺失外,CD段导数曲线表现为无限作用径向流特征,在图5中未见到图2中的DE、EF单位斜率线(直线段),探测范围内未见边界反映。

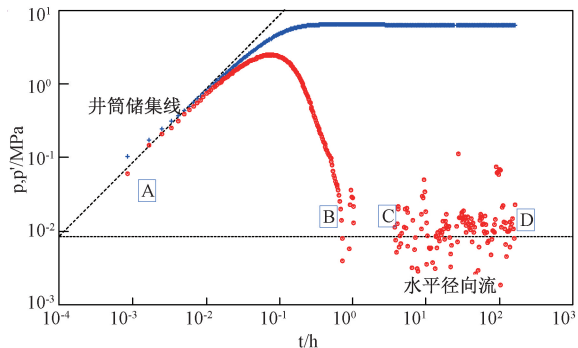


图5 XX1-3井第二次压恢双对数曲线图

Fig. 5 XX1-3 log log curve of the second pressure recovery test

在图5中,无限作用径向流在纵坐标0.01线附近,反映储层物性较好,压差与导数曲线在纵坐标上的距离较大,近三个对数周期,反映近井地层污染严重,双对数曲线反映储层为均质油藏,与油藏工程上认识一致。

给出了两次压恢双对数曲线对比分析图(见图6)。

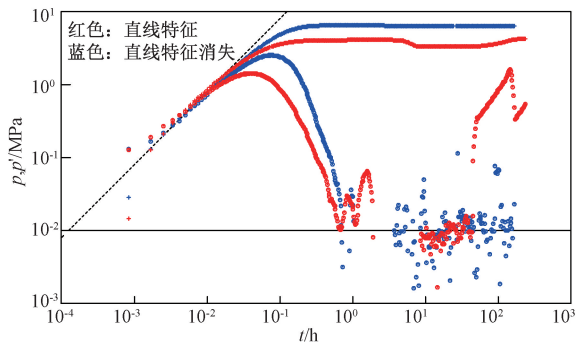


图6 XX1-3井两次双对数曲线对比分析图

Fig. 6 XX1-3 well two logarithmic curve comparison analysis diagram

由图6看出,消除了压力恢复曲线中的“直线”段异常形态的双对数导数曲线径向流线(0斜率线)比较清晰,测试时间范围内表现为无限大均质油藏特征;受直线段影响的双对数导数曲线径向流线模糊,晚期导数曲线呈单位斜率线上翘,很容易误导为复合油藏特征的错误解释。

3 结论

(1)对超深含水油井进行压力恢复测试,压力恢复曲线常出现“直线”异常特征,这种异常特征持续时间长,对压力恢复曲线形态影响大,反映在导数曲线上呈单位斜率上翘,常造成中、晚期压恢资料不能使用或误导解释人员认为是复合油藏或边界。

(2)通过压恢曲线中“直线”异常特征分析,得出含水油井压力恢复测试过程中油水界面在测点以下移动是造成压恢曲线“直线”异常特征的原因。

(3)对于液面移动现象,在测试前通过合理设计压力计下深和测试时间,控制油水界面在测点以上移动,可以消除液面移动造成压力恢复曲线中“直线”异常特征,使录取的压力恢复资料更具使用价值。

致谢:感谢中国石油塔里木油田分公司及廊坊开发区华泰油田新技术有限公司相关技术专家、工程师在论文写作过程中给予的帮助和支持。

参考文献

- [1] 王清华,徐振平,张荣虎,等.塔里木盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J].石油学报,2024,45(1):15-32.
WANG Qinghua, XU ZhenPing, ZHANG Ronghu, et al. New oil and gas exploration fields, new types and resource potential in Tarim basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45 (1): 15-32.
- [2] 孙学虎,吕奇奇,谭聪,等.塔里木盆地北部地区下寒武统吾松格组岩相组合、沉积特征及沉积模式[J].大庆石油地质与开发,2024,43(2):20-29.
SUN Xuehu, LYU Qiqi, TAN Cong, et al. Lithofacies association, sedimentary characteristics and sedimentary model of lower cambrian wusonger formation in northern Tarim basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43 (2): 20-29.
- [3] 杨华童,林小兵,张莹,等.塔里木盆地牙哈地区巴什基奇克组水下分流河道迁移叠置演化规律及地质意义[J].特种油气藏,2024,31(2):93-102.
YANG Huatong, LIN Xiaobing, ZHANG Xuan, et al. Evolution of underwater distributary channel migration in Bashijiqike formation and its geological significance in Yaha area, Tarim basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 31 (2): 93-102.
- [4] 王玮淇,管英柱,张金发,等.不稳定试井技术研究进展及发展趋势[J].特种油气藏,2024,31(4):19-26.
WANG Weiqi, GUAN Yingzhu, ZHANG Jinfa, et al. Research progress and development trend of unstable well testing technology [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 31 (4): 19-26.
- [5] 江同文,邓兴梁,曹鹏,等.塔里木盆地富满断控破碎体油藏储集类型特征与注水替油效果[J].石油与天然气地质,2024,45(2):542-552.
JIANG Tongwen, DENG Xingliang, CAO Peng, et al. Reservoir type characteristics and water flooding effect of Fuman fault-controlled fractured body reservoir in Tarim basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45 (2): 542-552.
- [6] 熊钰,滕鹏,牛新年,等.塔里木油田缝洞型油藏试井解释新模型研究[J].油气井测试,2017,26(3):1-4.
XIONG Yu, TENG Peng, NIU Xinnian, et al. Research on a new well test interpretation model for fracture-vuggy-type reservoirs in Tarim oilfield [J]. Well Testing, 2017, 26 (3): 1-4.
- [7] 白秋燕,田新建,张琴.多相流“驼峰”压力恢复资料分析[J].油气井测试,2008,17(2):30-31.
BAI Qiuyan, TIAN Xinjian, ZHANG Qin. Multiphase flow “hump” pressure recovery data analysis [J]. Well Testing, 2008, 17 (2): 30-31.
- [8] 韩凤蕊. ZX165井压力恢复曲线异常分析与处理[J].油气井测试, 2011, 20 (4): 27-28.
HAN Fengrui. Abnormal analysis and treatment of pressure recovery curve in well ZX165 [J]. Well Testing, 2011, 20 (4): 27-28.
- [9] 王杰,于伟杰,韩凤蕊,等.存在井筒积液气井试井问题处理方法[J].油气井测试, 2011, 20 (6): 33-36.
WANG Jie, YU Weijie, HAN Fengrui, et al. Treatment method of gas well test with fluid accumulation in wellbore [J]. Well Testing, 2011, 20 (6): 33-36.
- [10] 胡勇.影响压力变化的各种(近)井筒因素分析——试井多解性问题综合研究之一[J].油气井测试,1999,8(4):22-26.
HU Yong. Analysis of various (near) wellbore factors affecting pressure variation —— one of the comprehensive studies on the multi-solution problems of well testing [J]. Well Testing. 1999, 8 (4): 22-26.
- [11] 郭康良,周丽娟,李静群.气液分离影响下气井早期压力恢复曲线解释新方法[J],天然气工业,1997,17(6):46-49.
GUO Kangliang, ZHOU Lijuan, LI Jingqun. A new method to interpret the early pressure recovery curve of gas wells under the influence of gas-liquid separation [J]. Natural Gas Industry, 1997, 17 (6): 46-49.
- [12] 宋黎明,胡宗武,李新峰,等.油气井筒相态分异特征识别及处理[J].油气井测试, 2011, 20 (2): 20-24.
SONG Liming, HU Zongwu, LI Xinfeng, et al. Characteristics recognition and treatment of phase differentiation in oil and gas wellbore [J]. Well Testing, 2011, 20 (2): 20-24.
- [13] 刘道杰,田中敬,黄淑荣.注水井井口液面下降压降试井资料分析[J].油气井测试,2015,24(2):24-26.
LIU Daojie, TIAN Zhongjing, HUANG Shurong. Analysis of wellhead pressure drop test data of injection well [J]. Well Testing, 2015, 24 (2): 24-26.
- [14] 尹洪军,翟云芳,董剑霞.有界油藏中具有变井储特征的多相流试井分析方法[J].石油学报,1995,(4):104-111.
YIN Hongjun, ZHAI Yunfang, DONG Jianxia. Multiphase flow test analysis method with variable well reservoir characteristics in bounded reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 1995, (4): 104-111.

编辑 程莹

第一作者简介:苟柱银,男,1978年出生,高级工程师,2003年6月毕业于西南石油学院石油工程专业,现从事采油采气工程、井下作业、测井、测试现场等管理工作,电话:13999026416,Email: gzy-ilm@petrochina.com.cn,通信地址:新疆库尔勒市塔指小区哈得采油气管理区,邮政编码:841000。