

地质录井技术简述及在H12-P3井高效施工中的应用

米耀楠*

(大庆钻探工程公司地质录井二公司,黑龙江大庆138000)

摘要:近些年来,随着国内社会经济发展的不断进步,对能源尤其是油气资源的需求量愈发加大,但各大油田的开发已逐步进入后期,边际储层开发力度随之增大,为保证单井产量和开采效率,水平井部署越来越多,边际储层地质条件复杂、A靶点入层难度大、薄差储层钻遇低等问题较突出,介绍了地质录井技术在边际储层水平井高效施工过程中的应用。

关键词:地质录井;薄差层扑捉;复杂预防

中图分类号:TE151 **文献标识码:**B **文章编号:**1004-5716(2024)10-0054-04

1 地质录井技术概述

地质录井的工作是指在整个钻井过程中,通过人工和传感器收集、采集井下地质地层样品,对数据进行监测、预报、处理分析和解释,它包括地面的和井下的一切与录井有关的设备和钻井进程;其中最重要的工作是它的实时性,能够早发现,早预报,及时解释,为钻井工程师和地质导向人员提供准确的数据信息,为下一步决策的迅速制定提供支持;因此地质录井技术对发现油气层、解放油气层、减少井下事故复杂、提高钻井速度、降低钻井成本具有重要的作用。地质录井技术在起始阶段主要为地质服务,评价解释储层油气水分布及含量,但随着油气勘探的不断深入,目的层地质条件越来越复杂,钻井风险愈来愈大,而钻井投资却逐年下降,地质录井技术服务逐步走向多元化,为钻井优质高效施工、油气发现和地层评价解释服务。

2 地质录井技术在H12-P3井中的应用

2.1 H12-P3井简介

H1-P3井属于松辽盆地南部中央拗陷区长岭凹陷大情字井构造。钻探目的主要是求取资料,攻关产能,外甩评价落实情北地区H12区块含油面积及储量规模。H12-P3井别为评价井,井型为水平井,设计井深4346m,目的层为FY油层。

2.2 地质导向

2.2.1 钻前分析

(1)水平段窗口目的层(A点)深度预测。H12-P3

井补芯海拔为137.38m, FY油层31号解释层为2482.00~2488.00m(垂深),厚度为6.00m,油层顶面深度为2482.40m,海拔为-2345.02m。本井窗口设计在H12井31号解释层中部,根据H12-P3井与H12井构造位置对应关系,预测其窗口比H12井构造位置低0.60m,由此推算出本井窗口处海拔为-2345.62m。

(2)水平段终端目的层(B点)深度预测。水平段终端设计对应H12井37号解释层中部, H12井补芯海拔为140.70m, FY油层37号解释层为2451.40~2459.60m(垂深),厚度为8.20m,油层顶面深度为2453.00m,海拔为-2312.30m。本井井终端比H12井构造位置高2.60m,由此推算出本井水平段终端处海拔为-2309.70m。

本区块构造落实程度较差,在钻井实施过程中导向人员需根据LWD、录井及中途对比等资料及时校正油层海拔深度及井斜角。在工程设计中要充分考虑这种误差,并提出相应的调整措施。

靶区设计:窗口A垂深=钻机补芯海拔-窗口构造海拔(-2345.62m);终点B垂深=钻机补芯海拔-窗口构造海拔(-2309.70m);设计地层倾角:91.42°。

设计完钻井深:参照钻井工程设计。设计油层顶、底界及油中深度:参照布井结果中靶区设计计算。

2.2.2 探窗过程

(1)3月14日,井深2466m,测斜点井深2448.94m,垂深2414.71m,井斜角46.08°,方位角324.31°,自然伽马120API,电阻率:7Ω·m,全烃1.1692%,甲烷

* 收稿日期:2022-09-26

作者简介:米耀楠(1987-),女(汉族),吉林农安人,工程师,现从事地质录井工作。

0.1914%,岩性为灰黑色泥岩。预测井底井斜为49.20°。经过本井曲线与邻井曲线对比,目的层较设计提前,要求工程定向在垂深2487m时,将井斜角调整至85°,然后以85°稳斜探层。

(2)3月15日,井深2591m,测斜点井深2563.40m,井斜角71.99°,方位角324.01°,垂深2472.96m,自然伽马119API,电阻率:16Ω·m,全烃0.6946%,甲烷0.1108%,岩性为灰色粉砂质泥岩。预测井底井斜为77.35°。经过本井曲线与邻井曲线对比,要求工程定向在垂深2490m时,将井斜角调整至85°,然后以85°稳斜探层。

(3)3月19日,井深2712m,测斜点井深2698.53m,井斜角85.21°,方位角324.37°,垂深2492.07m,预计井底井斜角为85.90°。总烃由0.6752%升至1.2687%,甲烷由0.0985%升至0.2387%,自然伽马由98API降至78API,电阻率由12Ω·m增至56Ω·m,岩性为灰色荧光粉砂岩。经过导向组研究,认为目前轨迹已经进入目的层,要求定向师将井斜角一根1.5°增至90.7°,然后以90.7°稳斜钻进。

A点:井深:2716m,井斜角:85.65°,方位角:325.01°,垂深:2493.44m,闭合距:349.28m,闭合方位:288.37°。

2.2.3 轨迹控制

(1)3月19日,井深2751m,测斜点井深2736.71m,井斜角88.32°,方位角323.66°,垂深2494.62m,预计井底井斜角为90.2°。总烃1.2687%,甲烷0.2754%,自然伽马82API,电阻率由20~29Ω·m,岩性为褐灰色油斑粉砂岩。经过导向组研究,为了在油层中更平稳地钻进,要求定向师将井斜角增至91.0°,然后以91.0°稳斜钻进。

(2)3月20日,井深2847m,测斜点井深2832.34m,井斜角90.57°,方位角322.61°,垂深2493.71m,自然伽马90API,电阻率24Ω·m,全烃2.0008%,甲烷0.3359%,岩性为褐灰色油斑粉砂岩。预计井底井斜角为90.9°。为了在油层中更平稳地钻进,要求工程定向将井斜角调整至91.2°,然后以井斜角91.2°稳斜钻进。

(3)3月25日,井深3267m,测斜点井深3252.43m,井斜角91.97°,方位角322.68°,垂深2485.05m,自然伽马100API,电阻率16Ω·m,全烃1.3437%,甲烷0.1178%,岩性为灰色荧光粉砂岩。预计井底井斜角为91.4°。为了在油层中更平稳地钻进,要求工程定向将井斜角调整至91.7°,然后以井斜角91.7°稳斜钻进。

(4)3月27日,井深3439m,测斜点井深3424.45m,井斜角91.45°,方位角322.54°,垂深2479.81m,自然伽马98API,电阻率13Ω·m,全烃1.0143%,甲烷0.0872%,岩性为灰色荧光泥质粉砂岩。预计井底井斜角为91.9°。为了在油层中更平稳地钻进,要求工程定向将井斜角调整至91.8°,然后以井斜角91.8°稳斜钻进。

(5)3月31日,井深3716m,测斜点井深3701.29m,井斜角92.30°,方位角323.73°,垂深2569.95m,自然伽马120API,电阻率13Ω·m,全烃0.9269%,甲烷0.0819%,岩性为灰色粉砂质泥岩。预计井底井斜角为92.0°。为了找到之前下部的油层,要求工程定向将井斜角调整至91.5°,然后以井斜角91.5°稳斜钻进。

2022年4月3日9:30,接到地质监督通知,本井于当前井深4259.00m提前完钻。

B点:井深:4259m,井斜角:91.4°,方位角:322.77°,垂深:2465.84m,闭合距:1467.30m,闭合方位:307.25°。

总结:本井实钻A点2716m,B点4259m,水平段长1543m,其中砂岩总长1435m,含油砂岩1435m。油气显示:1435m/17层,油斑:512m/2层,油迹:426m/5层,荧光:747m/14层,泥岩:308m/8层。水平段钻遇率情况如下:砂岩钻遇率:90.55%,油层钻遇率:90.55%。

2.3 录井概况

2.3.1 资料录取

本井按照地质设计要求齐、全、准确地收集和录取了各项地质录井及地球物理测井等资料。本井自360.00m开始录井,其中岩屑、荧光各1975(包)点;气测、钻时各3499点;钻井液密度、粘度各248点。收集地球物理测井曲线8条。上述资料的取得为该区块的产能建设,提供了可靠的资料。

2.3.2 录井监测成果

(1)工程监测。在录井工作中通过扭矩、转速、钻时、钻压等施工参数的实时连续监测,对综合分析判断井下钻头使用情况十分有效。本井施工过程中积极配合工程施工,多次向工程技术人员提供钻时、dc指数、泥浆排量、泵压,以便于工程技术人员优选钻井参数(钻头参数、泥浆参数、钻机参数);为提高钻井速度,节约钻井成本起到了重要作用。

(2)钻井液监测。全井对钻井液粘度、密度、出入口流量、出入口电导率、出入口温度、总池体积、分池体积进行了连续监测,及时为工程人员提供全面详实的数据资料,优化钻井液配置。

(3)气体监测。本井使用SK-2000C型综合录井仪

录井,全烃最小检知浓度 20ppm,组分最小检知浓度 5ppm,二氧化碳最小检知浓度 0.1%,硫化氢最小检知浓度 1ppm。对钻井液中的烃类气体(C₁-C₅)、CO₂进行了连续监测,确保了油气显示及气测异常的发现与评价。

2.4 工程与录井

(1)工程与录井在钻井过程中紧密配合,圆满地完成了录井任务。本井发生一次井漏,具体数据如下:

H12-P3井第一次井漏数据:

发生时间:3月10日22:28。

结束时间:3月11日4:00。

漏失井段:2157~2160m。

层位:Q三段。

漏失井段岩性:灰色泥质粉砂岩。

施工状态:钻进过程中发生漏失。

漏失经过:22:30钻进时(井深2157m),地质坐岗人员发现总池体积减少1.8m³,出口流量也同时减少,

马上预告给司钻。至22:50钻进至2160m发生继续漏失(漏速30m³/h)停钻至23:10配制浓度10%堵漏浆20m³,泵堵漏浆18m³,替浆19m³至3:30短起下15柱,静止堵漏至4:00双凡尔循环无漏失,共计漏失10m³。

钻井液性能:漏失前密度1.22g/cm³,粘度46s,漏失后密度为1.20g/cm³,粘度44s。

漏失量:10m³。

返出物:有随钻堵漏剂和少量真岩屑返出。

漏速:30m³/h。

井漏处理措施:加入随钻堵漏剂2.0t,短起15柱静止堵漏。

井漏处理结果:堵漏成功。

井漏发生原因分析:三段存在裂隙。

(2)本井测后效4次,具体如表1所示。

如表1所示,4次后效测量均能准确检测到气测峰值,并排除一次槽面油花风险显示,为钻井安全高效施工提供了保障。

表1 后效气检测记录

| 日期 | 井深(m) | 钻头位置(m) | 井筒静止时间(min) | 钻井液情况 | | | 迟到时间(min) | 全烃出峰情况 | | | 归位井段(m) |
|-------|---------|---------|-------------|-------|------------------------|-------|-----------|--------|--------|--------|-----------------|
| | | | | 槽面显示 | 密度(g/cm ³) | 粘度(s) | | 开始时间 | 高峰时间 | 结束时间 | |
| | | | | | | | | h:min | h:min | h:min | |
| 3月14日 | 2448.00 | 2446.00 | 123 | 无 | 1.21~1.21 | 50~50 | 35 | 10:59 | 11:03 | 11:13 | 2350.00~2363.00 |
| | | | | | | | | 2.3718 | 4.9347 | 2.6114 | |
| 3月21日 | 2952.00 | 2950.00 | 179 | 槽面油花 | 1.28~1.28 | 55~55 | 54 | 11:33 | 11:41 | 11:45 | 2716.00~2952.00 |
| | | | | | | | | 2.5423 | 5.7721 | 0.8716 | |
| 3月26日 | 3363.00 | 3360.00 | 118 | 无 | 1.27~1.27 | 70~70 | 46 | 11:49 | 11:59 | 12:19 | 3320.00~3363.00 |
| | | | | | | | | 1.2807 | 2.7125 | 1.5601 | |
| 4月03日 | 3859.00 | 3857.00 | 1714 | 无 | 1.30~1.30 | 70~70 | 67 | 15:10 | 15:18 | 15:30 | 3716.00~3837.00 |
| | | | | | | | | 0.8139 | 2.1829 | 1.5208 | |

2.5 地质成果

2.5.1 地层简述

本井钻遇地层自上而下依次为新生界第四系,中生界白垩系上统MS组(二—一段)、SFT组、NJ组(五—一段)、YJ组(二加三—一段)、QSK组(三—一段)、白垩系下统QS段(未穿)。

2.5.2 油气水简述

本井通过岩屑、气测、荧光等录井技术在GTZ、FY油层发现油斑—荧光级油气显示46层,厚1142.50m。其中荧光级30层,厚675.00m;油迹级显示16层,厚166.50m;油斑级显示5层,厚518.00m。

全井气测解释22层,厚1132.00m;其中油水同层8

层,厚553.00m;差油层7层,厚310.00m;含油水层6层,厚304.00m;干层4层,厚16.00m。

本井综合解释46层,厚1213.50m。其中油水同层14层,厚570.00m;差油层14层,厚356.50m;含油水层13层,厚277.00m;干层9层,厚16.00m。

3 结论

(1)地质录井技术能够实时收集、检测井下地质地层信息,通过数据分析处理,为边际储层油气资源的勘探开发提供地质资料。

(2)地质录井技术通过比对已知资料井的信息数据,在施工中及时跟踪地层地质物性变化,能够精确

(下转第59页)