

• 工艺技术 •

松辽盆地南部致密油水平井录井配套技术研究

杨光照

(中国石油大庆钻探工程公司地质录井二公司)

杨光照. 松辽盆地南部致密油水平井录井配套技术研究. 2018, 29(1): 13-18

摘要 松辽盆地南部致密油储集层主要分布于扶余油层, 储集层孔隙度和渗透率均较低, 具有典型的致密油层特征, 要想实现效益产能, 必须以水平井的模式进行开发。目前常规录井采集手段受影响因素较多且提供的参数较少, 后期解释评价难度较大。针对上述问题, 通过对常规录井技术进行改进、增加化验分析录井手段、攻关完善水平井地质导向技术, 同时建立了一套以岩屑、气测、化验分析等录井资料为基础, 结合测井和区域试油数据的致密油水平井录井精细评价方法与标准, 松辽盆地南部 12 口致密油水平井应用实践表明, 其综合解释符合率达 94.6%, 为松辽盆地南部致密油水平井的勘探开发提供了有力依据。

关键词 松辽盆地 致密油 水平井 配套技术 录井采集 化验分析 精细评价

中图分类号: TE 132.1 **文献标识码**: A **DOI**: 10.3969/j.issn.1672-9803.2018.01.004

0 引言

松辽盆地南部的致密油主要分布于高台子油层和扶余油层, 其中扶余油层的致密油是近几年吉林探区致密油勘探开发工作的重点, 储集体为泉头组浅水三角洲砂岩, 储集层为岩性油藏, 成岩作用强、物性差, 属于典型的致密油储集层, 并具有含油不均匀、油水分离差等特征。针对松辽盆地南部致密油储集层的特点, 要想实现效益产能, 必须以水平井的模式进行开发, 由于目前常规录井采集手段受影响因素较多且提供的参数较少, 后期解释评价难度较大, 需要对常规技术进行改进, 同时增加化验分析录井手段^[1]。

1 致密油水平井录井配套技术研究

1.1 岩屑录井

1.1.1 岩屑过于细碎、返出量少, 捞取困难

由于 PDC 钻头对地层岩石破碎严重, 所钻岩屑直径在 1~3 mm 左右, 加之在大斜度井段和水平井段, 钻具易紧贴井壁, 环空中的岩屑易受到钻具的反复研磨, 导致返出井口的岩屑变得十分细小(图 1), 并且当工程采用转盘加螺杆驱动钻进时, 岩屑呈粉

末状悬浮在环空, 返出量少, 捞取难度较大。针对上述问题, 对岩屑录井工艺及工具进行改进。

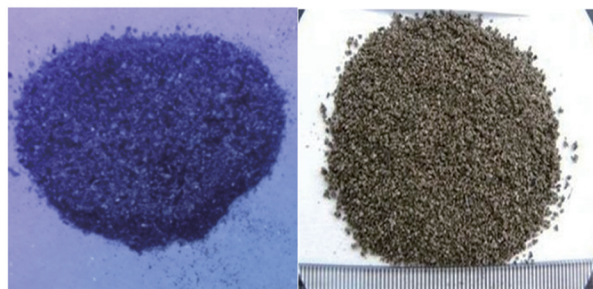


图 1 R 58-14-20 井岩屑照片

改进措施包括:

(1) 改进工具保证岩屑捞取量充足。建议钻井使用 19 mm 大复合片 PDC 钻头, 使用 80 目以上的振动筛筛布, 确保细小岩屑不被过滤掉; 细小岩屑随钻井液返出时, 常呈流淌状, 而非正常的颗粒团块状, 所以需要换用样盆取样, 并根据实际情况调整取样位置, 保证取到足够的岩屑样品。

(2) 采用适当的清洗方法。细小岩屑清洗不能使用传统的筛洗、搅拌的方式, 而改用小水慢冲多次漂洗的方法, 为保证细小颗粒和疏松的含油砂岩不被水流冲走, 切忌急水猛冲、快倒急搅拌, 但这样会

基金项目: 中国石油大庆油田公司科研项目“松辽盆地南部致密油水平井录井技术应用研究”(编号: 20130403)

杨光照 高级工程师, 1965 年生, 1987 年毕业于河北地质学院地质矿产勘查专业, 现任大庆钻探工程公司地质录井二公司总地质师。通信地址: 138000 吉林省松原市青年大街 789 号。电话: (0438) 6224891。E-mail: yangguangzhao@cnpc.com.cn

导致取样耗时较长,因此可以根据需要,临时增加采集人员。

1.1.2 岩屑代表性差、迟到时间长、深度归位困难

水平井施工进入水平段后,钻井液流向与重力方向垂直,导致井筒底边容易形成岩屑沉积床,岩屑沉积床的不断形成和破坏,一是导致不同时间破碎的岩屑在上返过程中混杂在一起,使得水平段的岩屑混杂,代表性更差,为岩屑的描述分层增加了难度(图2);二是导致新钻岩屑返出井口所需时间大于理论计算的迟到时间,随着水平段长度的增加,实际迟到时间与理论计算迟到时间相差越来越大,若按照原计算的迟到时间捞取,则岩屑深度误差会不断累积^[2];三是录井过程中有时出现气测值发生异常而返出的岩屑却无油气显示,或岩屑发现油气显示气测值却无异常的矛盾现象,在排除其余干扰因素的情况下,很大程度是由于岩屑迟到时间与气测迟到时间相差过大引起的。

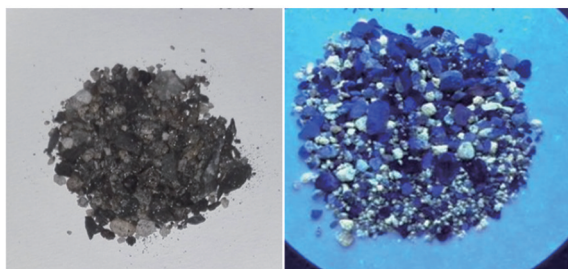


图2 Q246-20井岩屑照片

改进措施包括:

(1)使用柔性指示剂加密测定岩屑迟到时间。为了对综合录井仪岩屑迟到时间进行修正,保证岩屑准确取样,采用指示剂进行迟到时间测量时,考虑到指示剂可能会堵塞工程螺杆,只能使用与岩屑密度相当的指示剂。

(2)利用气测和随钻测井曲线进行岩屑深度合理归位。在实际钻井过程中,由于钻井液从井底上返时间受井身轨迹影响相对较小,钻头破碎的岩屑越细小,越有利于地层中油气的逸散,对气测录井也越有利。气测录井在水平井判断油气显示方面具有一定优势,可以弥补岩屑代表性差的不足。因此,可以以气测曲线为基础,结合随钻测井曲线进行岩屑显示定名和深度归位。

1.2 气测录井

在水平井钻井施工中,为了井下安全常常加入经过乳化处理的原油、磺化沥青等有机质润滑剂堵

漏剂,对气测录井必然有一定的影响,这些添加药品也会造成全烃曲线整体抬高,致使利用气测资料对目的层进行解释评价的难度增加,这时需要通过分析真假气测显示的不同特征准确评价油气层^[2]。钻井液中加入药品后,在气测录井中重组分很容易被加入的有机质中的重组分掩盖。

改进措施包括:

对于气测录井,在加入有影响的钻井液添加剂后要充分循环,观察其对气测值的影响程度;必须等到添加剂所产生的轻组分(甲烷、乙烷等)已挥发殆尽,此时方可钻进。这样钻井液添加剂只会影响气测全烃值及组分中的重组分,而甲烷值受到的影响较小(图3)。所以对于水平井,使用甲烷值来判断油气显示效果较好。

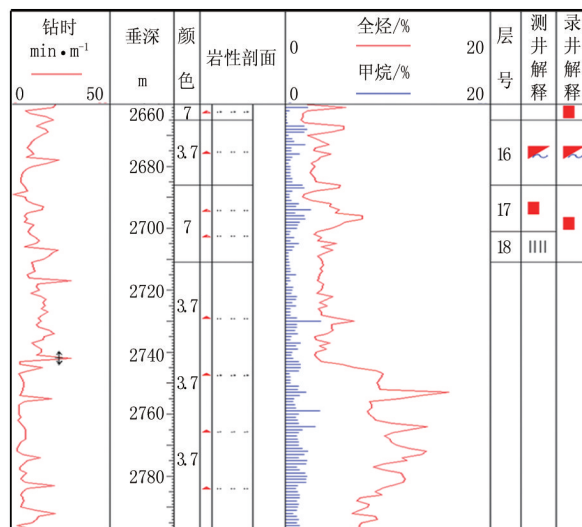


图3 Q250井录井综合图

1.3 化验分析录井

致密油储集层由于受到物性及层内非均质性的影响,岩石热解、气相色谱等地化录井参数也呈现出较大的差异,主要表现为:

同一测井解释层内不同位置岩屑显示级别存在差异;同一显示级别内不同位置气测异常幅度、岩石热解 P_g 值、气相色谱特征等存在差异。

通过这两项技术,能够看到水平段内不同位置的含油饱和程度的变化趋势(图4)。

针对导眼井目的层取心段,利用核磁共振录井资料判断储集层单项流体、混相流体等流体流动特性^[3],并结合岩石热解、气相色谱与常规录井资料来判断目的层的含油分布特征,为水平段入靶位置的选择及水平段轨迹控制提供依据(图5)。

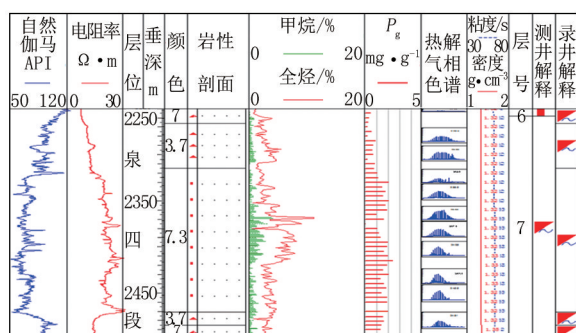


图 4 Q 246-8 井录井综合图

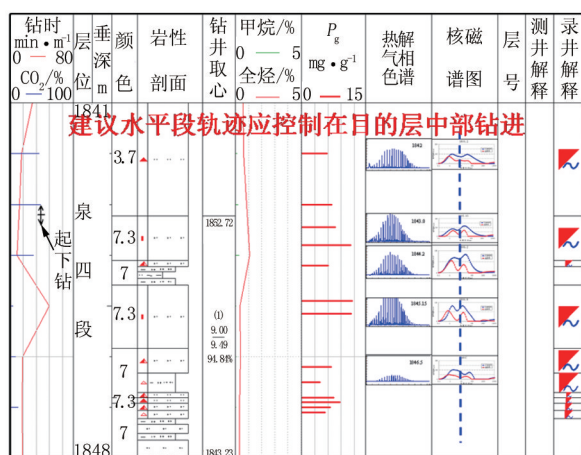


图 5 Q 246-8 井导眼井取心段录井综合图

1.4 优选致密油水平井的录井配套技术

通过上述分析,优选出了适合松辽盆地南部致密油水平井的录井配套技术系列(表 1)。

表 1 松辽盆地南部致密油水平井录井配套技术一览

技术名称	提供参数
岩屑岩心(荧光)录井	岩性特征、显示级别
气测录井	C_1 曲线峰值、峰基比等
岩石热解录井	TPI 、 S_0 、 S_1 、 S_2 、 P_g
热解气相色谱录井	以谱图的形式对 C_7-C_{38} 的正构烷烃进行色谱细分
核磁共振录井(导眼井)	孔隙度、含油饱和度、可动流体饱和度、可动油饱和度

2 完善水平井地质导向技术

松辽盆地南部部分致密油储集层具有地层倾角大、构造落差大、断层发育、河道相互叠置、油层厚度不稳定等特点,为了能够提供满足致密油开发要求的油层钻遇率和优质的井身条件,对水平井地质导向技术的钻前对比预测、精确入靶、水平段轨迹控制

调整 3 个关键环节进行了攻关完善。

2.1 钻前对比预测环节

通过对比落实 A 靶点至 B 靶点范围内目的层的深度、厚度、倾角起伏等的变化趋势,进行轨迹拟合分析,准确预测目的层垂深^[4]。

对比的依据是标准层/标志层、沉积旋回、岩性组合等。对比的方法是在有合成记录标定的地震资料约束下,在掌握地层分布的基础上,利用正钻井的录井、MWD、LWD 等资料与设计依据井的测井、录井资料进行对比,对目的层深度进行随钻预测。

2.2 精确入靶环节

通过抓好入靶前对比预测、入靶前稳斜、入靶轨迹调整 3 个环节,有效控制目的层着陆点,实现精确入靶。

(1)对比实钻剖面与邻井剖面及本井设计剖面之间的差异,并根据差异情况及时修正模型及轨迹,入靶位置尽量选在距目的层顶面 1 m 左右的上半部入窗。

(2)针对油层提前或滞后的情况发生,通过早下 LWD 或 MWD,并适当增长稳斜井段,使靶前调整空间加大,有助于实现早发现、早调整,提高中靶几率。同时还降低了入靶后水平段调整难度,并且优化了井身轨迹,为投产打好基础(图 6)。

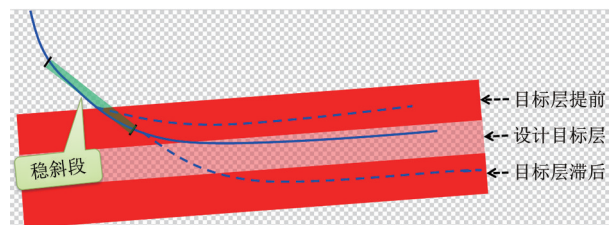


图 6 入靶前稳斜效果

(3)结合地震剖面,及时修正地层倾角,确定入靶后轨迹走向(图 7)。

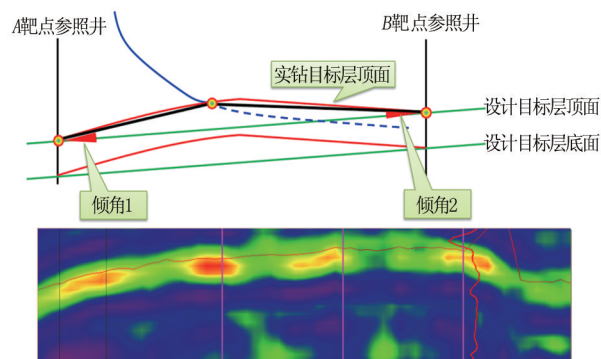


图 7 入靶轨迹调整效果

2.3 水平段轨迹控制环节

通过准确判断钻头在储集层中的位置、出层点和入层点及地层倾角的变化,预测水平段前进方向上的目标层和构造的变化趋势,不断调整井眼轨迹,追踪目标层钻进,实现地质设计规定的水平段长度,使其轨迹处于目标层的最佳位置,保证钻遇率。

2.3.1 判断钻头在储集层中的位置

通过用垂深图对比本井当前钻遇层位与邻井对应层位在岩性、显示级别、气测数据、随钻电阻率、自然伽马等参数的变化,判断钻头在储集层中的位置。建立一套水平井地质导向参数变化特征对照速查表,用于判断出层点和入层点(表2)。

表2 水平井地质导向参数变化特征对照速查

钻进情况	钻时	岩性特征	气测特征	垂直深度	LWD(或 MWD)特征
从上部泥岩进入油气层	降低	泥岩百分含量减少,砂岩增加,含油砂岩岩屑比例增加	全烃、组分由低值快速上升(可能伴有少量非烃组分)	增加	自然伽马曲线由高值变为低值,电阻率曲线由低值变为高值
从油气层进入下部泥岩	升高	泥岩百分含量增加,砂岩减少,含油砂岩岩屑比例减少	全烃、组分由高值缓慢下降	增加	自然伽马曲线由低值变为高值,电阻率曲线由高值变为低值
从下部泥岩进入油气层	降低	泥岩百分含量减少,砂岩增加,含油砂岩岩屑比例增加	全烃、组分由低值快速上升(可能伴有少量非烃组分)	减少	自然伽马曲线由高值变为低值,电阻率曲线由低值变为高值
从油气层进入上部泥岩	升高	泥岩百分含量增加,砂岩减少,含油砂岩岩屑比例减少	全烃、组分由高值缓慢下降	减少	自然伽马曲线由低值变为高值,电阻率曲线由高值变为低值
在泥岩中钻进	持续高值	岩性较为单一,以泥岩为主	气测值表现为全烃降为低值平台曲线,组分降为低值	增加或减少	自然伽马曲线持续高值,电阻率曲线持续低值
在油气层中钻进	持续低值	岩性较为单一,以砂岩为主,含油砂岩岩屑比例高	全烃升为高值平台曲线,组分达到高值(可能伴有少量非烃组分)如油层存在物性差异,气测全烃曲线表现为锯齿形,组分时高时低	增加或减少	自然伽马曲线持续低值,电阻率曲线持续高值。如油层存在物性差异,自然伽马曲线、电阻率曲线呈高值锯齿形

2.3.2 地层倾角的计算

地下的地层并不是非常稳定的,当根据地质构造图和设计井斜角控制轨迹时,也经常会出现钻头偏离目标层的情况。这就需要认真分析实钻资料,准确计算目标层倾角,制定下步施工措施。

钻头沿目标层下倾方向底部穿出,地层倾角计算公式为:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{H_1 - H_2 - h_0}{L_1 - L_2}\right) \quad (1)$$

钻头沿目标层上倾方向底部穿出,地层倾角计算公式为:

$$\alpha = \arctan\left[\frac{h_0 - (H_1 - H_2)}{L_1 - L_2}\right] \quad (2)$$

钻头沿目标层下倾方向顶部穿出,地层倾角计算公式为:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{H_1 - H_2}{L_1 - L_2}\right) \quad (3)$$

钻头沿目标层上倾方向顶部穿出,地层倾角计算公式为:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{H_2 - H_1}{L_1 - L_2}\right) \quad (4)$$

式中: α 为地层倾角,°; H_1 为着陆点海拔,m; H_2 为出层点海拔,m; h_0 为目标层视垂厚度,m; L_1 为出层点水平位移,m; L_2 为着陆点水平位移,m。

3 致密油水平井录井精细评价方法

由于受到轨迹导向准确性、储集层非均质性以及油层砂体变化的影响,导致致密油水平井水平段内不同位置的岩性和含油性差异很大,为了保证致

密油水平井的勘探开发效果,必须对水平段内不同位置的物性、含油性等做出精细评价^[5]。

3.1 精细评价参数的选取

通过比较分析各项录井、测井参数在水平井评价中的优势,有针对性地结合上述采集配套技术,选择适用性较强、判别效果较好的参数进行致密油水平井的精细评价。录井技术在判断储集层含油性方面,手段直接,可视化程度高,具有较强的针对性^[6]。和测井技术相比,录井技术储集层物性测量方面手段有限,因此储集层的物性参数在测井参数中选取(表 3)。

3.2 精细评价标准

利用优选后的评价参数对水平段含油性、孔渗性进行精细的级别划分,同时分析邻井的试采数据,跟踪掌握区块动态情况。根据不同工区区域特征的不同,建立水平井录井精细评价标准(表 4)。

3.3 Q 269 井应用实例

该井通过岩屑、气测、热解气相色谱、岩石热解

等录井技术在扶余油层共发现油斑—荧光级油气显示 32 层,厚 831.50 m,测井解释 12 层。根据上述精细评价方法及判别标准,共计解释油气层 32 层,其中含油性好 10 层、含油性中等 18 层、含油性差 4 层(表 5)。

表 3 松辽盆地南部致密油水平井精细评价参数

技术名称	所选参数	作用
岩屑录井	岩性、显示级别	初步判别岩性和含油性
气测录井	C ₁ 平均值、C ₁ 曲线峰形	弥补岩屑代表性差,细分小层,判别含油性
岩石热解录井	P _g 、TPI、S ₀	
轻烃录井	出峰个数、总峰面积	判别含油性
热解气相色谱录井	总峰面积	
测井技术	φ _e 、K、R _T 、AC、GR	判别含油性和物性

表 4 松辽盆地南部致密油水平井录井精细评价标准

含油性评价	岩性	岩屑录井显示	气测录井 C ₁ (平均值) %	岩石热解 P _g (平均值) mg·g ⁻¹	岩石热解 TPI	气相色谱总峰面积 mV·s	轻烃录井出峰个数	R _T Ω·m	GR API	AC μs·m ⁻¹	渗透率 mD	孔隙度 %
好	细砂岩粉砂岩	油斑及以上	>3	>15	>0.6	>20000	>75	>25	<90	>225	>0.4	>12
中	细砂岩粉砂岩	油迹或油斑	1.2~3.0	7~15	0.3~0.6	5000~20000	50~75	15~25	90~110	215~225	0.06~0.40	9~12
差	粉砂岩泥质粉砂岩	油迹及以下	1.0~2.5	<7	<0.3	<5000	<50	<15	>110	<215	<0.06	<9

表 5 Q 269 井泉四段录井精细评价成果

测井层号	井段 m	岩性	C ₁ 平均值 %	P _g mg·g ⁻¹	气相色谱总峰面积 mV·s	测井解释	录井解释	含油性评价
59	2461.5~2477.0	褐灰色油迹粉砂岩	2.0837	13.10	18665	油水同层	油水同层	中
59	2477.0~2495.0	褐灰色油迹粉砂岩	5.2520	15.06	30091	油水同层	油水同层	好
60	2495.0~2509.0	灰色荧光粉砂岩	2.4448	9.31	16490	差油层	油水同层	中
60	2514.0~2534.5	灰色荧光粉砂岩	2.4092	8.97	8671	差油层	油水同层	中
61	2537.0~2548.0	褐灰色油迹粉砂岩	3.4919	17.44	52609	油水同层	油水同层	好
61	2548.0~2556.0	灰色荧光粉砂岩	1.4765	9.03	11498	油水同层	油水同层	中
62	2556.0~2566.0	褐灰色油迹粉砂岩	1.8619	11.64	10753	差油层	油水同层	中
63	2566.0~2587.5	灰褐色油斑粉砂岩	4.3981	17.92	51011	油水同层	油水同层	好
63	2587.5~2594.0	褐灰色油迹粉砂岩	2.3258	8.36	5777	油水同层	油水同层	中
63	2594.0~2626.0	灰褐色油斑粉砂岩	2.0758	12.59	17432	油水同层	油水同层	中

续表 5

测井层号	井段 m	岩性	C_1 平均值 %	P_g $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$	气相色谱 总峰面积 $\text{mV} \cdot \text{s}$	测井解释	录井解释	含油性 评价
63	2626.0~2632.0	褐灰色油迹粉砂岩	0.7430	5.20	3621	油水同层	油水同层	差
63	2632.0~2657.5	灰褐色油斑粉砂岩	3.4745	16.73	96405	油水同层	油水同层	好
63	2657.5~2670.0	褐灰色油迹粉砂岩	1.8335	11.38	16837	油水同层	油水同层	中
63	2670.0~2674.0	灰褐色油斑粉砂岩	4.8215	15.65	42849	油水同层	油水同层	好
63	2674.0~2693.0	褐灰色油迹粉砂岩	2.4810	10.47	18823	油水同层	油水同层	中
64	2697.0~2710.0	灰褐色油斑粉砂岩	4.2178	18.85	50193	油水同层	油水同层	好
64	2710.0~2755.0	褐灰色油迹粉砂岩	6.2019	17.21	52385	油水同层	油水同层	好
64	2755.0~2760.5	灰色荧光粉砂岩	0.8366	6.51	3855	油水同层	油水同层	差
65	2837.0~2847.0	灰褐色油斑粉砂岩	1.5398	11.52	14405	油水同层	油水同层	中
66	2865.0~2964.5	灰褐色油斑粉砂岩	3.5909	19.90	41514	油水同层	油水同层	好
66	2964.5~3013.0	褐灰色油迹粉砂岩	2.0900	10.69	10082	油水同层	油水同层	中
67	3013.0~3028.0	灰色荧光粉砂岩	1.6188	9.74	14985	干层	油水同层	中
68	3028.0~3030.5	灰褐色油斑粉砂岩	2.4902	13.43	19491	油水同层	油水同层	中
68	3030.5~3068.0	褐灰色油迹粉砂岩	2.8875	10.76	17988	油水同层	油水同层	中
68	3068.0~3091.0	灰褐色油斑粉砂岩	2.5550	12.84	17763	油水同层	油水同层	中
68	3091.0~3107.0	褐灰色油迹粉砂岩	1.1824	4.86	4919	油水同层	油水同层	差
69	3107.0~3137.0	灰色荧光粉砂岩	1.4877	2.76	4350	差油层	差油层	差
70	3137.0~3190.0	褐灰色油迹粉砂岩	2.6887	10.73	14029	油水同层	油水同层	中
70	3190.0~3240.0	灰褐色油斑粉砂岩	4.9114	18.36	52846	油水同层	油水同层	好
70	3240.0~3245.0	褐灰色油迹粉砂岩	2.4181	12.24	12854	油水同层	油水同层	中
70	3245.0~3342.5	灰褐色油斑粉砂岩	4.3194	15.91	58555	油水同层	油水同层	好
70	3342.5~3351.5	褐灰色油迹粉砂岩	2.4258	13.95	11103	油水同层	油水同层	中

4 结 论

针对松辽盆地南部致密油水平井录井技术存在的难题,建立了该区致密油水平井录井采集配套技术,形成了致密油水平井录井精细评价方法。2015—2016年该研究成果在松辽盆地南部进行了12口致密油水平井的现场应用,综合解释符合率达到94.6%,提高了致密油水平井的录井采集、分析和评价水平,全方位为致密油储集层的钻探、评价及后期改造提供更为实用的参数和信息,取得了很好的应用效果。

参 考 文 献

[1] 邹才能,陶士振,侯连华,等. 非常规油气地质[M]. 北京:地质出版社,2011.

[2] 赵政璋,杜金虎. 致密油气[M]. 北京:石油工业出版社,2012.

[3] 朱如凯,张响响,公言杰. 吉林让字井地区泉四段致密油储层特征与原油赋存状态[C]//中国矿物岩石地球化学学会第14届学术年会论文专辑,2013.

[4] 黄薇,梁江平,赵波,等. 松辽盆地北部白垩系泉头组扶余油层致密油成藏主控因素[J]. 古地理学报,2013,15(5):636-644.

[5] 于轶星,王震亮. 松辽盆地南部致密砂岩储层油气成藏期次研究[J]. 断块油气田,2011,18(2):203-206.

[6] 张庆国,鲍志东,那末红,等. 松辽盆地中央坳陷南部白垩统泉头组四段沉积相[J]. 古地理学报,2007,9(3):267-276.

(返修收稿日期 2017-11-21 编辑 姜 萍)