

井间地震—对油层开采状况的评价

В. Е. Гавура 等著

宗寿国 译 赵耀五 校
(大庆试油试采公司)(大庆测井公司)

近年来在开发具有不同渗透率小层的油气田过程中,储量的非均衡采出成为突出的问题。许多大油田虽已进入高含水后期,但在井间区域中可能还有未被开采的储量相当大的死油区。

地层渗透率和原油粘度都各不相同的多油层开发层系开发中产生的问题特别复杂。在这种条件下对于地质结构和油气分布都很复杂的油气田开发的关键是要提高开发效率,可以用扩大注水对油层的波及程度、降低含水率、优化注水量以保持地层压力的监测和控制手段。在采油井中利用技术和设备能监督油层的开发情况,例如评价沿套管井剖面当前油层的饱和状态。

遗憾的是,现有的测井和试井方法不能完全解决这些问题,因为这些方法提供的主要是近井区域的油气饱和信息,探测范围不超过几十米,这样就限制了对开采部分范围的认识,更重要的是不能提供有关剩余油分布的信息。尽管从 1947 年起苏联就已开始了井间区域的研究工作,但是直到如今大功率高压放电震源和这种信号的识别系统研制成功以后,才在这种工作的矿场应用方面迈出了成功的一步。这种方法克服了测井和试井的局限性,它不仅能对井筒附近,而且能对井间区域进行研究,这就可以大大补充有关油层开采状况的信息。

层内层析成像(БИТ)方法是众多富有成效的评价储量动用程度方法之一。这种技术以井间地球物理研究为基础,能获得各个层位和小层中储量分布的信息。层内层析成像技术既能在裸眼井里应用,又能在套管井里应用。

技 术 设 备

进行井间地层研究时最少需要两口井。在其中一口井放置震源,其振荡频率 200~3000 Hz。在另一口井放置检波器,记录按液体放电原理工作的震源产生的地震波。地震波的发射能量约 1500 J,冲击波持续时间约 $1\mu\text{s}$ 。根据油层不同的埋藏条件、特点(密度、渗透率和饱和度)以及井身状况(层内含气、水淹程度),地震波传播距离的变化范围从 200~450 m。接收地震波信号的数字检波波长 4 m,直径 73 mm。可研究地层的深度一般为 1500~1800 m,取决于井下温度(不高于 85℃)和压力(60 MPa)。

安装在基站内的记录系统控制传送井下数据的测量和采集。专用的数据处理系统能评价测量质量,消除噪声。为进行井间地层研究应先完成一系列测量,其中包括井斜测井、声波测井和评价当前沿井身剖面地层饱和度。

通过对地震信号的专门处理可以消除杂波的影响,确定直达波在井间地层中的传播速度

v_p 和衰减系数 a_p 。波速 v_p 取决于油层的密度和饱和度,它可表征油层在井间区域的位置。而衰减系数 a_p 表征油层的饱和度。根据波速 v_p 和衰减系数 a_p 的综合分布和测井资料就可以评价井间油层的饱和状况,例如划分出未开采完的油层,确定其剩余油厚度。井间地震技术首先在克拉斯诺达尔边疆区和乌克兰等地的一些油田应用。

地震声波的速度场和衰减场层析成像图对描述井间地球物理层析成像工艺具有重要意义。为得到层析成像图,将井间区域分成许多小方形单元,称作像元。在最初的模型中每个像元内认为速度 v_i 是不变的,在每个像元内沿射线方向相应的射线长度为 R_i ,波速决定传播时间 $t_i = R/v_i$ 。根据由所有发射点和接收点的组合(K),计算时间 $T_p(k)$ 。将 $T_p(k)$ 与到达检波器的初至波的实验时间 $T_{\text{实}}(k)$ 相比较,然后用最小二乘法或其他方法修正介质模型,即找到所有像元中这样的速度值,这些值能保证计算的时间与实验时间相差最小。用同样的方法计算波的衰减场。

理论和实验研究表明,在波速场和衰减场的层析成像图上能够获得产层界面及层内各种饱和和流体界面。考虑到每个像元内至少有一束波通过,因此井间声波观测系统应规定冗余观测方案。相邻井内震源和检波器每次移动的步长选择应该使所研究的最薄层内至少有一个发射点和接收点。根据井间介质结构的复杂程度(水平层理、倾斜层状介质、弯曲界面地层),选择根据以下测量方案获得的记录进行解释:

(1)射线(发射点和接收点连线)的水平移动;(2)具有不同倾角(发射器高于接收器或相反)的射线的倾斜平行移动;(3)共发射点射线的扇形方案;(4)共接收点射线的扇形方案。

射线同水平方向的最大角度为 $30 \sim 45^\circ$,波场的采样间隔为 $30 \sim 200 \mu\text{s}$,采集的持续时间应当保证记录到初至直达波和透射波,资料的处理工作由俄罗斯和乌克兰的科研所开发的专用程序进行。以下列举几个油田的研究结果。

乌 别 任 油 田

为检验井间研究技术的性能,专门钻了 25 和 26 两口井,井间距离 162m。测了全井的测井曲线,并估算了地层参数(孔隙度、泥质含量、含油饱和度、声波速度等),根据测井和开发资料确定了井中油层厚度和位置。在钻 26 井过程中发生了一些故障:钻井液漏失,钻井工具落到井底,随后用原油洗井,这些情况在波场的变化上均得到了反映。

图 1a 是所研究剖面的速度特征。根据测井资料划分出的油层的特点是直达波速度较低。层内速度的不均匀

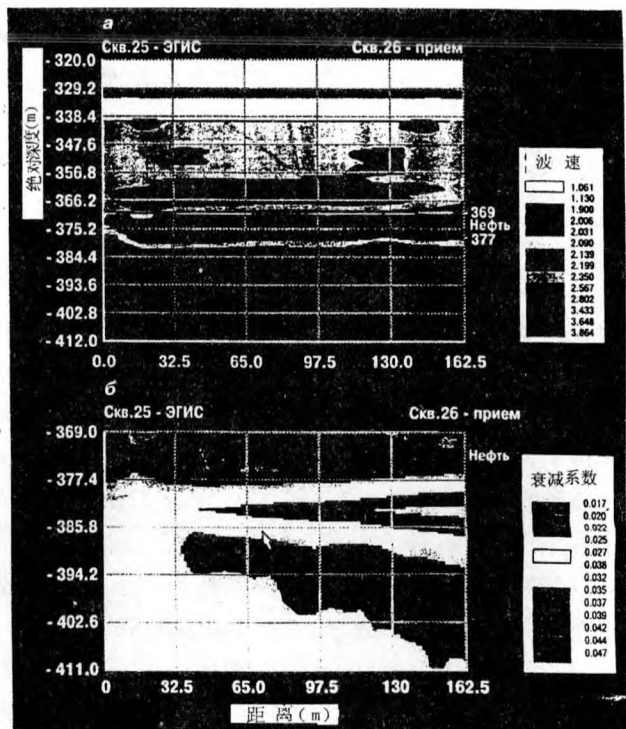


图 1 乌别任油田 25 井和 26 井间剖面的速度模型(a)和衰减系数(b)

性,可能是含油饱和度的不同所致。油层厚度,包括由水到油的过渡带,随着远离井筒而变化,这是由采油造成的。

图 1b 是井间声波衰减系数变化的层析成像图。和速度特征一样,油层的声波衰减也表现出均匀性(不同的颜色代表相应的衰减)。与速度特性相比,可更清晰地划分出从地层含油部分到水淹含油部分再到饱和含水的过渡层。在深度 379m 以下有一长达 130m 吸收特性相当于淡水的层,这是由于钻井过程中地层吸收泥浆滤液产生的泥浆滤液带。在 369~377m 井段有一剩余油层,这在测井和开发资料中都清楚地得到了反映。在 395~405m 井段,井筒附近地层的特征根据波场衰减和剖面含油部分一样,这是钻井时在 369~370m 深度发生了落物(钻头和钻杆)所致,为消除卡钻连续 25 天用原油洗井。注入原油的扩散在衰减系数层析成像图上清晰地得到了反映,个别层段原油侵入约 130m,这证明了井间区域具有很高的渗透性。25 和 26 两口井的实例说明井间地震声学成像技术可以用于钻井和修井的监督工作。

哈德仁油田

41、42 和 44 三口井是 1981 年投入开发的(见图 2)。井的剖面是由各种长度和厚度的沙—泥岩地层的交互层构成的。研究开始时井的含水率为 70~80%。在进行准备工作和研究过程中,这些井发生了气侵,这就提高了杂波对信号的干扰。在 44 和 41 井之间、44 和 42 井之间作业时使用了数字检波器,总共完成了 3200 道记录。还进行了其中一口井发射,两口井同时接收信号的实验。资料用专用程序处理并估算了纵波波速和衰减系数。速度层析成像的处理结果见图 2。最低速度带位于剖面的上方,这和计算结果相吻合。油层位置:41 井在 481~483m 和 483~460m;44 井在 460~430m。42 井全部水淹。在所有这三口井射孔井段之上(428~430m)都发现有未采尽的油层,其特点是波速最低。实践证明,利用井间层析成像技术能在油井开发 30 多年后在水淹井段内找出剩余油层。对这三口井的研究还发现噪声水平很高,这可能是多种原因引起的,其中包括:正在工作的各种地面泵;地层中流体(油、气、水)的运动;油田层间油和水可能的窜流。

强噪声恰好处于信号频段内,使得信号检测很难进行。资料处理完成后对照剖面图,将初始和当前的油层厚度对比以后查明,剩余油层处于不完全饱和含油的产层上部。被泥质交接带同生产剖面隔开的上部油层是例外的现象。该层饱含石油,可以投入开发。

矿场地球物理资料和油田开发结果可以证明用井间层析成像技术标出的地层含油部分的位置及地层的饱和状况结果是正确的。因此,地震声学层析成像技术能确定油田开发中未被动用的储层。

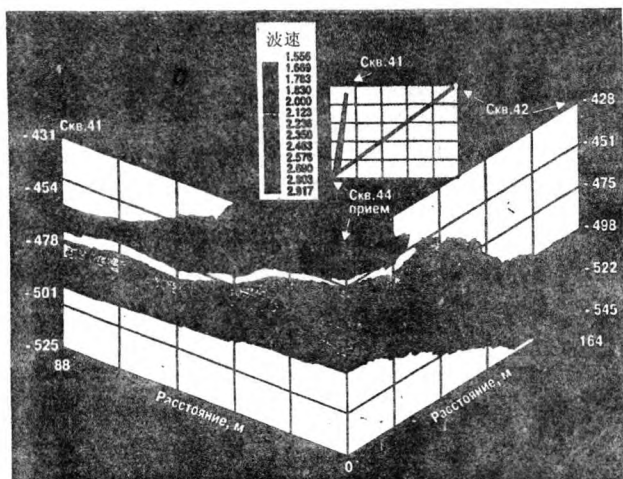


图 2 哈德仁油田 41、42 和 44 井间的速度模型

阿那斯塔西耶夫—特罗伊茨油气田

梅奥基第四层位的储层是北高加索油田的主力油层。油层初始厚度 22~25m,已开发了 30 多年,油层下部是活跃的底水,上部覆盖着气顶,油气厚度比为 1:3。在开发过程中水和气都产生了移动,发生了气驱油、油驱气和水驱油的互相驱替现象,所以剩余油层的饱和状况是不均匀的。确定剩余油层的厚度及其在井间的不间断性是很迫切的问题。

为此,在 693 井和 1295 井的 1530~1560m 井段进行了测量,两井距离 267.7m,测量步长 1.5~5m。资料处理结果见图 3。由于震源波是曲线分布,所以离开 693 井的距离不是从零开始,而是从 24.8m 开始计算。对阿那斯塔西耶夫—特罗伊茨油田第四层井间地层研究的结果表明:剩余油层以上有过渡带;剩余油层以下是水层;油层以上(咖啡色)是油气混合带。

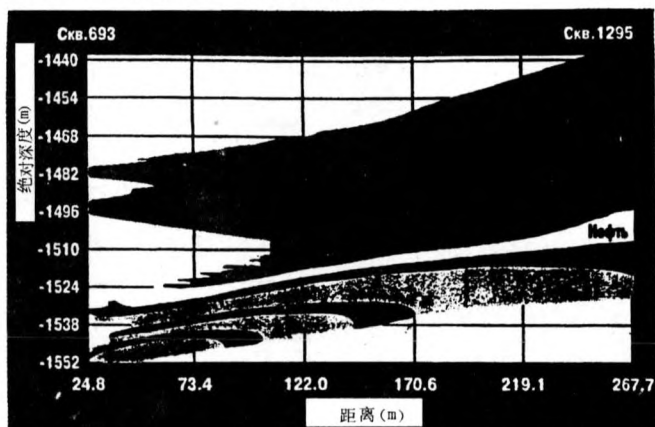


图 3 阿那斯塔西耶夫油田 693 和 1295 井间剖面速度模型

在剖面的下部划分出两个延伸范围不大的致密层(兰色)。根据处理结果查明:(1) 所研究井区内开发层系具有非均质结构,有致密层和泥质夹层;(2) 所研究的两井之间第四层系含油厚度为 3.5~8m,油层以上和以下分别是可以追踪的油水过渡带和油气过渡带,且过渡带的厚度是变化不定的;(3) 井间油层未间断(截止到测量日期)。

通过对油水界面位置变化的研究发现,早在 60 年代所研究地层(例如上述两口井地区)的油水界面的表面已具有非常复杂的特点,在平面上油层的厚度已经发生剧烈变化。这是由于存在双向压力和复杂的各向异性岩层中有含油储层被压实部分和含泥质部分条件下在开采过程中流体渗流的特点造成的。

所以,利用井间层析成像技术能确定未开采的油层的厚度及其空间分布。

根据第四层的这些资料可以确定原油的剩余储量,在开发过程中监测驱替前沿,确定死油区的位置,决定应该钻加密井还是由现有井加钻水平井。

此外,所研制的高压放电震源还能用于处理近井地层,清洗射孔孔道,不用封隔器有选择地处理油层。

强 化 采 油

利用层内层析成像系统(CBT)对井间的研究与选择提高原油产量的方法有关。例如,对井中剩余含油厚度的评价以后,可以用于在降低含水率的条件下增加原油产量。利用井间测量中使用的震源,可以处理近井地层,增加产量。在一些油田处理的效果见表 1。

表 1

国别	井号	油田	处理井段 (m)	井内液体	原油产量 t/d	
					处理前	处理后
俄罗斯	163	哈德仁	574~586	油	3	7
	34		540~550	油	2	6
	247	聂夫加纳亚	519~531 533.5~535 540~546	油—水	0.5~0.6	0.9
	683		962~966 969~975 991~995 980~982	油—水	0.6~0.7	10
	760	中心区	970~972 980~984	水	0.1	4
	684		980~1010	水	0.8	4
中国	38—22	大庆	1528.4~1386.9	水	1.7	5.7
	50—24		1467~1447	油—水	4.4	5
	94—76		1052.7~1005.2	水	0	1
	90—100		1518.2~1486.8	油—水	5.5	5.6
	62—96		1209.7~1155.9	油—水	3	5
	180—46		1062.0~1015.8	油—水	3	5
	31—20		1641~1481	油—水	2	2.8
	35—16		1564.8~1476.8	油—水	1.2	2.7

原油储量的空间分布

解决油田开发设计和调整的各种问题都需要非常可靠地了解原油的原始储量和剩余储量的空间分布及其随时间的变化。用 CBT 得到所有井的井间剖面对解决这—问题是理想的资料。但是由于油田须处理的各种井的数量一般都达到 2000~2500 口,而震源和检波器的数量相对较少,这样就产生了确定作业井数量的问题。利用专门的地质统计模型可以预测剩余油储量,这种模型可以描述油层厚度在时间 t 的减少量,例如下列形式的模型:

$$H_{\text{剩余油}} = a_0 + a_1 t_j + a_2 H_{hj} + a_3 k + a_4 m + a_5 K_H + a_6 \mu_H + \cdots + a_i X_i + a_n X_n \quad (1)$$

式中, a_0 —方程的自由项; $a_1 \cdots a_n$ —饱和和含油层厚度、渗透率、孔隙度、含油饱和度、粘度和其它可能的影响因素的系数,总数为 n ; H_{hj} — j 记录数据时刻的含油层厚度; k —含油层渗透率, μm^2 ; m —孔隙度; K_H —含油饱和度; μ_H —原油粘度, $\text{MPa} \cdot \text{s}$; X_i 、 X_n —其它影响因素。

在模型(1)各参数有代表性的统计资料的基础上同时使用辅助模型(2),并考虑各参数值的实际变化,根据程序《MOD》可形成类似的用于描述地层开发层系饱和油部分和饱和水部分的数学模型。

$$H_{hj} = f(t_i, K_{Hj}, K_{\text{渗}}, m) \quad (2)$$

利用 i 时刻 $H_{\text{剩余油}}$ 的值可以确定剩余油的储量及其分布情况。

根据剩余含油厚度和储量图能确定其分布比较复杂和有争议的区块。对这些区块使用 CBT 随后校正剩余含油厚度和剩余油储量。能确定储层各小层在剖面中的位置及其饱和度特点,图 4 是西西伯利亚一个油田剩余含油厚度图的几个部分,由图可见, a, 6 两部分平面图

上厚度变化的规律比较简单。尽管梅奥基第四层井的研究经验告诉我们,剖面上油层厚度的变化可能比平面上复杂得多。B、Г 两部分厚度分布的形式不同,需要进行 CBT 补充研究以便确定油气储量的分布。由以上所述可确定工作程序:

① 使用地质—统计模型(1)对剩余油储量和厚度分布进行预先评价;② 划分出分布比较复杂和有争议的区块;③ 在这些区块进行层内层析成像研究;④ 最后校正剩余油储量和剩余油厚度,并绘制剩余油储量和厚度图,用于以后解决油田开发设计和调整中产生的问题,其中包括提高油井产能问题。

因此,优化 CBT 作业量、合理布置 ①131/2,2 地层与井的交汇点(分子是交汇点的代号,分母是饱和含油岩层的剩余厚度) ②剩余厚度 ③建议应用 ВПТ 的剖面方向结果确定原油储量的空间分布是可行的。

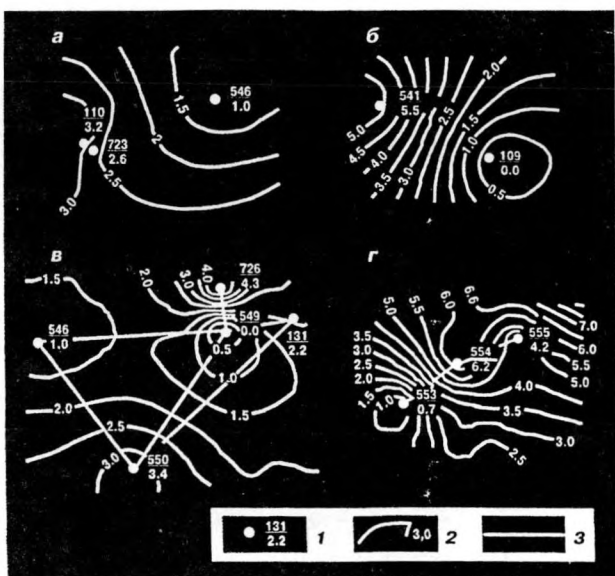


图 4 剩余含油厚度的部分图

结 论

1、CBT 是研究井间产层饱和特点和剩余含油厚度及剩余含气厚度的一种非常有效的手段。

2、利用 CBT 能监测油气储量动用情况,确定水驱油前沿、油水及油气界面的当前位置,查明未被水淹的产层层段或区块。

3、根据所获得的 CBT 资料可以建立所研究区块的三维地质模型,并据此采取最佳方案完善油田开发后期的开发制度。

4、对产层储量的动用情况实现经常性的监测,可以保证采取及时的解决办法改进开发方式,选择强化采油和加强注水的方法。

5、采用高压放电震源可以使油井产量增加 1~7 倍,这对大厚层和多层油层开发系统来说非常重要。

6、地质统计模拟、CBT 及高压放电处理地层三种方法的组合可以优化评价剩余油储量分布问题,同时还能提高油井产能。

7、CBT 的发展方向应当是研制新的高频井下震源和多道数字检波器,以便将研究井的深度提高到 2000m 以上及井间距离达到 500m 以上。

译自俄“Нефтяное дело”,1999.3

译者简介:宗寿国,男,高级工程师,1966 年 4 月生,1989 年毕业于西安电子科技大学电子工程专业,一直在大庆油田试油试采公司从事测井理论研究工作。

(本文编辑 张 超)