

美国钻井技术考察资料汇编

滇黔桂石油勘探局

1996年9月

美国钻井技术考察资料汇编



滇黔桂石油勘探局

1996年9月

前 言

今年四五月间，我参加了中国石油天然气总公司组织的钻井总工程师赴英国美国考察团。在三十二天中，共考察了阿莫科、埃克森、美孚、哈里伯顿、斯伦贝谢、帕克、瓦科等十五家石油公司的钻井技术，参观了十个不同类型的钻井现场和 5 个研究中心，与五十多位各方面的专家进行了技术交流。同时带回了部分有关的技术资料。为了充分发挥这些资料的参考作用，我请局档案馆和钻井处、勘探公司和钻探一公司等单位的部份同志对其中比较实用的资料，进行翻译，在科技发展部和钻探一公司积极的支持下，编印了这本汇编，希望它对我局从事勘探、开发、钻井技术和管理同志，能有启发和帮助。

译文涉及深井复杂井钻井、固井；井壁稳定研究；大位移水平井；多分支水平井、欠平衡钻井；高温地热汽田勘探开发钻井；煤层气勘探与开发以及美国石油服务公司服务方式新变化等方面，都是当前美国各石油公司的新成果和新动向。其中有一些对我们当前和今后的技术发展思路，具有很好的借鉴和参考价值，例如在碳酸盐岩地区的欠平衡钻井技术；水平井用于提高油气田采收率、提高探井成功率、降低最终成本方面的应用；构造应力与岩石应力对井壁稳定影响的研究；深井固井工艺研究；小井眼钻井技术在老井重钻、侧钻的应用；以及高温地热汽田勘探、开发、钻井技术等等。因此，我希望这本资料汇编，能引起我们各专业的领导和技术干部的兴趣，认真研究并结合实际加以引用和借鉴。

为了尽快完成这本汇编，档案馆、勘探开发部、钻井处、勘探公司、钻探一公司的许多同志参与了翻译、校订和编印工作，在此我向他们表示衷心的感谢，对编译中的不足和问题，希望提出意见和批评指正。

吴令英

1996 年 9 月

目 次

钻井及固井技术

南美哥伦比亚卡西阿那油田井眼不稳定性评价

和管理的综合方法	冯晓宏 译	顾品全 校	(1)
水平井和斜井井壁失稳风险评价	刘新村 译	赵泽恒 校	(18)
何时及为何使用旋转控制头	刘新村 黄同生 译	赵泽恒 校	(32)
日益增长的旋转控制头的应用	小亚当·T·布古英		(36)
用旋转控制头提高边喷边钻井的经济效益	约翰·R·威廉姆斯等		(44)
更有利于水平井压裂的新型水力喷射工具	刘新村 译	赵泽恒 校	(48)
多侧向钻井系统的开发与检测	李 华 译	赵泽恒 校	(54)
原地应力估算	刘新村 译	冯晓宏 校	(64)
水平井固井温度的确定	刘新村 译	冯晓宏 校	(71)
超高温井固井	黄 锐 译	冯晓宏 校	(77)
固井推荐作法——驱替机理	刘新村 译	冯晓宏 校	(84)
海上高温高压深井注泡沫水泥作业的成功经验	许 侃 译	冯晓宏 校	(90)
各种井斜条件下的注水泥塞试验研究	冯晓宏 译	顾品全 校	(97)
固井作业中所采用的弹性水泥的配制	冯晓宏 译	顾品全 校	(114)
自动密度控制和高比混合能是保证连贯一致高 品质水泥浆的两个关键因素	冯晓宏 译	顾品全 校	(127)

地球物理测井

通过随钻测井与电缆测井之间的分辨差异改进地层

评价	窦维珊 译	赵泽恒 校	(136)
地层评价随钻测井系统改进了测井质量及测量的 可靠性	窦维珊 译	赵泽恒 校	(151)

地热能勘探与开发

干热岩石地热能——21 世纪的新能源	孙庭金 译	赵泽恒 校	(164)
盖瑟间裂隙区热田的地热钻井	黄同生 译	孙庭金 校	(186)
哈里伯顿对地热井固井与增产的成功经验	黄 锐 译	孙庭金 校	(193)
地热井固井——工艺与现状	黄 锐 译	孙庭金 校	(197)
希腊深地热井的套管损坏分析	黄同生 译	孙庭金 校	(210)
为充分利用地热资源而进行的井下同轴热交换系统 的开发	黄 锐 译	孙庭金 校	(217)

地热勘探和热藏评价——美国能源部对九十年代

小井眼研究和开发规划的要求 黄 锐 译 孙庭金 校 (226)

煤层气勘探与开发

新技术推动了美国煤层气工业的发展 曾 俊 译 赵泽恒 校 (236)

美国新盆地页岩气的生产令人鼓舞 许 侃 译 孙庭金 校 (249)

油气田综合服务

油田综合服务 王文欣 译 顾品全 校 (261)

油气田开发中的联盟 曾 俊 译 顾品全 校 (282)

附录 本汇编中出现的非法定计量单位与法定计量单位换算表 (296)

南美哥伦比亚卡西阿那油田 井眼不稳定性评价和管理的综合方法

冯晓宏 译 顾品全 校

(局油气勘探公司) (局档案馆)

摘要 本文描述了评价卡西阿那油田严重井眼不稳定性因素的综合方法。在钻井作业过程中井眼品质降低造成建井周期过长, 钻井成本增多。问题之多在世界上也是前所未有的。钻井成本高达数千万美元, 单是井眼条件差就要花费掉数百万美元。

本文描述了这些问题如何解决, 采取什么办法, 提高钻井作业效果, 降低钻井成本。只有加深对这些问题的认识, 才能更好地制定钻井方案, 改善钻井作业效果并且强调必须综合考虑钻井过程的方方面面, 才能在复杂地质条件下, 获得好的钻井效果。

0 前言

问题的性质 在卡西阿那油田, 主要的钻井问题都遇到过了。该油田位于哥伦比亚构造活跃的东科迪勒拉山脉的山脚地区拉挪斯盆地中(图1)。最大的问题是扩孔(图2), 形成大量的洞穴, 通常1小时就要用转向架测定一次。这个问题又带来洗井问题、卡钻和固井质量差的问题, 常常需要另钻新孔。加之在砂页岩互层层序中钻进时, 井眼特别不规则(如图3所示), 使得起下钻作业、下套管和录井问题频出并且需要大量扩孔。

摆在钻井者面前的问题是十分艰巨的。采用世界上别的地方的钻井经验, 收效甚微。例如, 解决扩孔问题的常规方法, 使用较高比重的泥浆, 但由于随着泥浆比重增大, 泥浆漏失很大, 所以这种方法不切实际。甚至有一些证据表明泥浆比重较高加剧差井眼条件的出现。这就需要有一种勉强可以接受的新方法。

地质背景 图1说明了该地区的主要地质特征。虽然在地质历史中, 盆地发育初期有过拉张(包括同时的张性生长断层), 但是现今构造环境则以活跃的向东南推覆为特征, 推覆前沿的标志为卡西阿那断层, 假设为最大水平应力的方向。为了钻探卡西阿那断层上盘的储层, 大多数开发井都必须钻穿纽帕断层上盘并穿过纽帕断层。尽管图1还不够详细, 但是构造上的很多小断层使岩性层序复杂化了(剖面重复)并且使地层倾角突变。作为一个例子, 图4是通过x井的一条详细的横剖面图。

图5概略地说明了一般的岩性层序。大多数地层段中都遇到过钻井问题, 但卡伯尼拉砂页岩互层层序中遇到的问题最多。特别是, 砂质单元(C_1 、 C_3 、 C_5 和 C_7)出现漏失和缩径; 页质单元(C_2 、 C_4 、 C_6 和 C_8)出现扩孔。

解决问题的方法 由于担心钻井成本不断增加和没有办法改善井眼条件, 因此建立了一负责任的多学科多公司人员组成的研究小组, 主要研究目的就是要使井眼不稳定性造成的钻井成本升高降下来。该目的是具有挑战性的, 由于问题的复杂性, 提出一个钻井方案

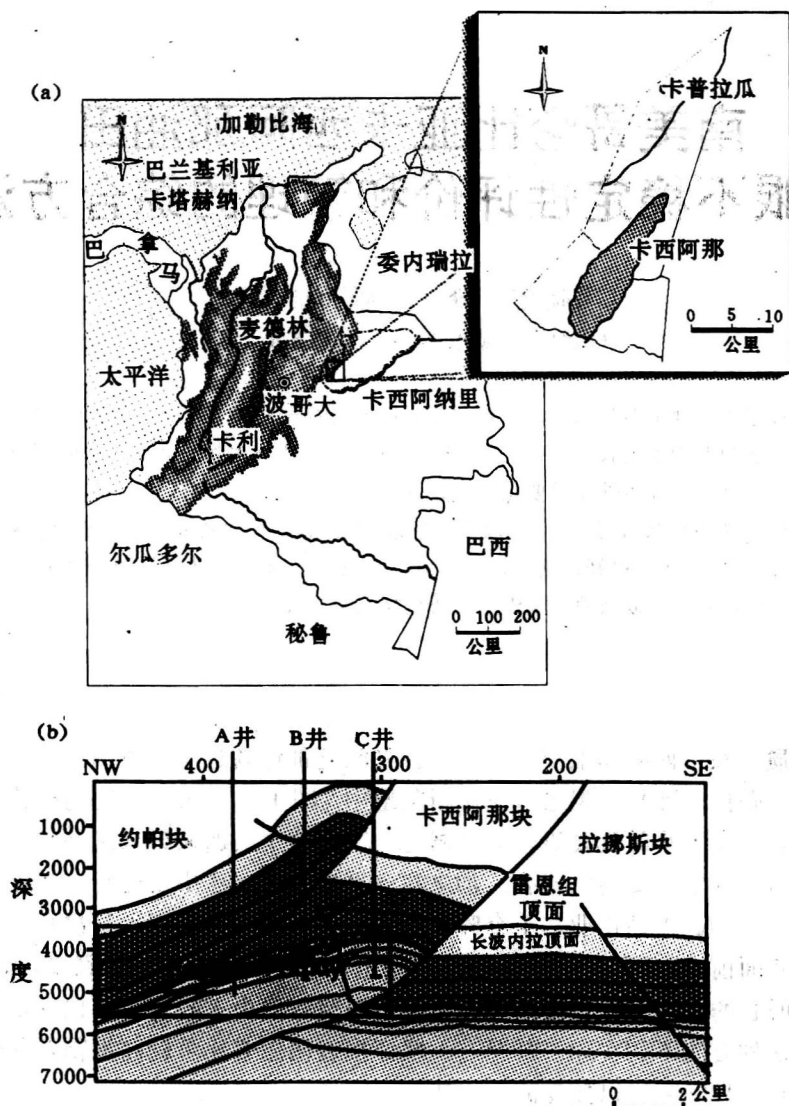


图1 区域地质背景图

a. 地理位置 b. 构造剖面

是否可行，必须要有铁的事实才能使人心服口服。最后提出了一个较简单的办法：即：如何管理这种不稳定井眼，而不是试着把井眼不稳定性完全地治理好。实用的办法是综合考虑泥浆比重、泥浆成分、钻井作业因素并实时监测井眼条件变化。但是，必需要有一种非常规的方法才能采用和实施这种办法。

在组建井眼稳定性研究小组之前，一直没有一套系统的现场研究问题和解决问题的办法。因为每个钻井队都只全力解决它们自己遇到的特殊问题，成功或失败的文献资料零零散散，所以通过收集资料，学习到的东西是有限的。于是大家都认识到留守在作业办公室的井眼稳定性专家们必须与钻井队加强联系并及时提供技术指导。新的研究小组的成立就是为了解决这个长期分散、各自为政的问题。研究小组领导在波哥大，其它成员则分散在各个地方。

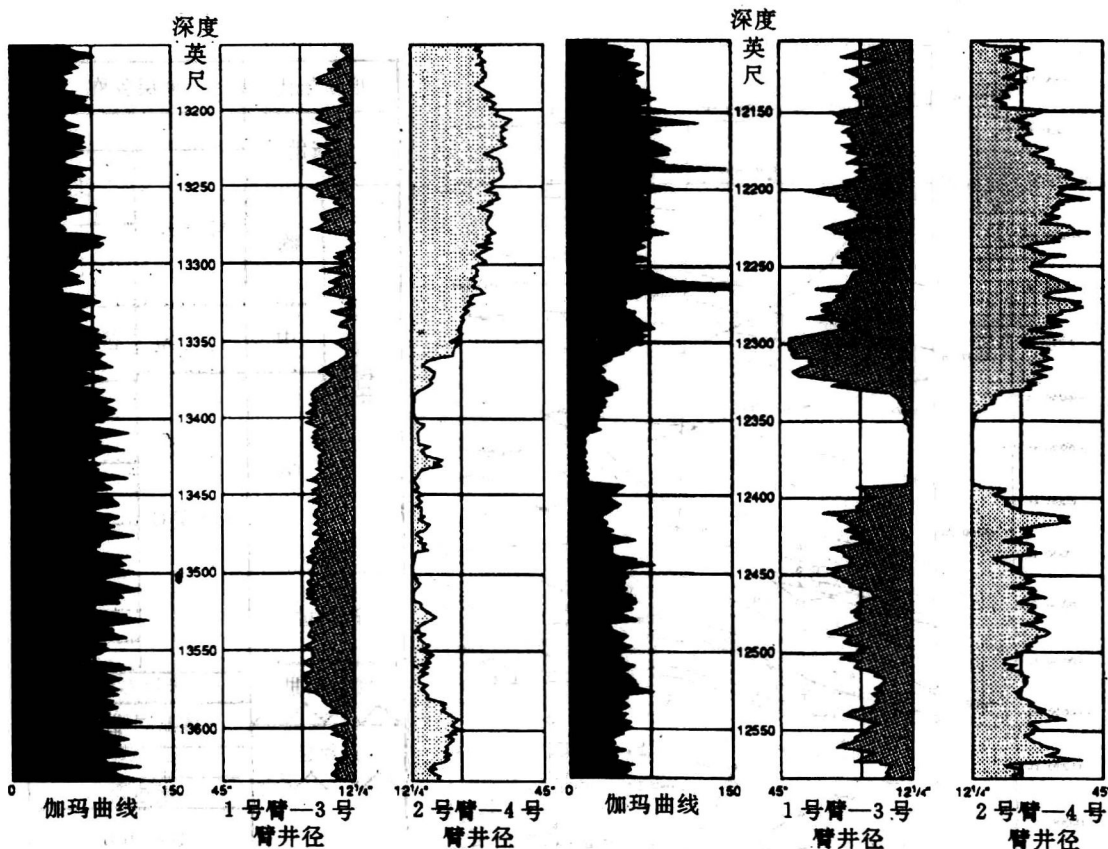


图2 井径(右)和伽玛曲线(左)

图3 井径(右)和伽玛曲线(左)

下面描述研究小组提出了哪些问题，这些问题是如何解决的以及对最重要问题得出较清楚的认识的有关资料和过程，以及如何使这些认识变成实用的钻井建议，在较短的时间里使成本降低达 50%。

1 钻井事故分析

1.1 初步观察分析

首先对现有的井的资料进行分析，主要从井史、测井和录井资料着手。发现裸眼几何形状变化很大，有些井段出现大的椭圆形井眼，另外一些井段则为冲蚀（均匀扩大）井段，而砂岩井段有些地方井眼闭合。并且揭示了互层层序中井眼的不规则性质。早期的一些井，井径曲线的最显著特征就是在很长井段都有一定程度的扩孔；按 $12\frac{1}{4}$ 英寸钻的井眼，其结果，井经常常在 36 英寸以上（图 2），并且椭圆形井眼长轴方向，与山脉平行。井眼变差似乎还与时间有很大关系，随着钻开时间增长，井眼变得更差。早期标志是油基泥浆和水基泥浆在井眼条件下都没有产生多大差别。影响井眼几何形状的潜在因素（包括泥浆性能、钻头水力特性和钻井参数）的简单统计查看表明，井斜和方位对井眼几何形状具有一定的影响。特别值得一提的是，发现垂直层理钻进，钻井事故少，可以降低非钻井作业时间。这些观察结果虽然都是事后才发现的，但得到重要的信息。

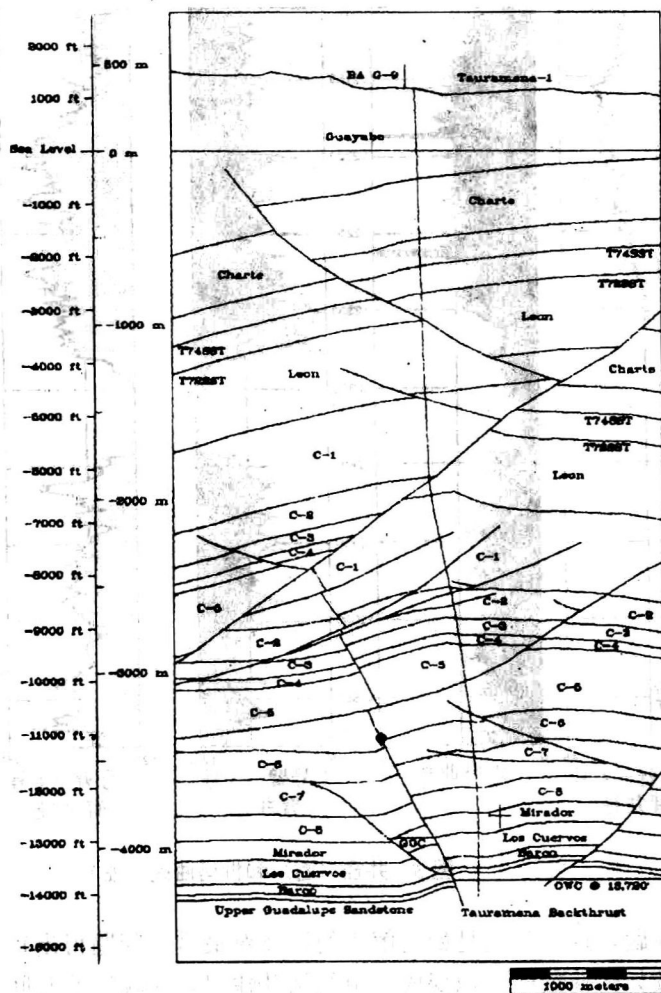


图4 通过x井的详细剖面图

地质年代		地层名称	
上新世			
上新统	晚	圭亚波	上
			下
	中	雷恩	
上新统	早	卡伯尼拉	
渐新世			
晚始新世		米拉多组	
古新世		落斯居维斯	
		巴科	
		圭达斯	
		圭达卢普	
晚白垩世		盖奇塔页岩	

图5 一般岩性层序 (据 Cooper 等人)

早期的地质机械分析认为井眼不稳定主要是由于区域构造运动产生的强水平应力造成的, 采用比重大的泥浆和特殊的井眼轨迹钻进就可以改善井眼条件。但是, 随后就证实使用泥浆比重是靠不住的。并且, 采用密度低的泥浆也有成功的。

资料分析表明必须很好地认识造成井眼条件差的根本原因。特别是, 必须很好地认识井眼变差的机制, 以便建立概念模型, 为系统地检验和修改潜在解决办法提供一个框架, 如果证实潜在办法不合适, 就可以不采用。

1.2 建立一个方案

井眼稳定性研究小组负责提供有助于改善正钻井井眼条件的建议和帮助钻井队选择预定井位和径迹的井的优化泥浆比重, 制定出一个合适的方案来。改进意见必须很快提供出来并且必须以实用和易操作为重点。与钻井队保持良好的关系是密切合作和研究小组的建议可行的关键。为了达到这一点, 研究小组必须吸收不同钻井队的经验并对以下可能对钻井效果产生影响的作业因素进行评判:

- 泥浆比重
- 泥浆流变性
- 失水量
- 套管鞋深度
- 泥浆化学特征
- 径迹
- 钻井参数（如，循环速度和机械钻速）。

对于这些作业问题，不同的钻井队有不同的看法，几乎不能统一意见，甚至对泥浆比重争论不休。钻井记录和井径曲线调查（在有资料的情况下）表明用密度大的泥浆和密度小的泥浆钻进时都遇到了扩径和钻井问题。并且在使用比重大的泥浆时泥浆失水量和循环速度也是一个问题。

其次，必须仔细了解井史资料。现场资料总是可以作为所建议的任何模型的酸性试验，但是单单是酸性试验还并不能找出问题的答案。必须要用概念模型来帮助鉴别关键因素。这种方法以我们处理非常规井眼不稳定性问题的现场证据为依据。要是这样，不恰当地认识井眼变坏的物理因素，采取通常的作业措施就可能不合适。例如，在裂缝性岩石中，采用增大泥浆比重的办法来对付扩孔可能实际上是加剧了井眼变坏。认识到这一点以后，在编制预定井的井眼稳定性管理方案时，就要考虑到以下几个方面。

- 鉴别井眼变坏的主要机制
- 表征应力状态
- 表征岩石机械性能和化学敏感性。

这是一个带有风险性的策略，因为每一点进步的取得都需要有资料和时间作验证。除了应力诱导扩孔有一些证据以外，这三个方面的有关事实依据很少。一个主要的难题是要在阻碍标准资料获取的作业难度条件下想出抑制问题的办法来。虽然方案包括三个组成部分，第一个部分似乎是常规步骤，即收集计算泥浆比重所需的资料，但是必须考虑所处的地质条件，这是十分重要的。因此，这三个部分的每一个部分都要有所不同。例如，在这种构造活跃的地区，应力分布如何？为此，研究小组必须综合各方面的资料，才能找出合理的办法；常规资料不齐全或难以得到。但是，值得指出的是主要目的是要形成一个制定方案的办法，以便钻井工程师可以很好的选择他们所要用的泥浆比重。

1.3 开始收集资料

为了编制好方案，建议收集下列资料：

- 井眼几何形状、裂缝、断层和层理的井下图像资料
- 井眼中形成的洞穴的表征和监测资料
- 应力测量资料（如果可能的话，微裂或拉裂试验资料）
- 卡伯尼拉组页岩岩芯
- 尽可能的四臂井径曲线
- 不断采用随钻测量方法表征所选井段跟时间有关的井眼几何形状。

这些资料很多都是井眼不稳定性研究的非常规资料，但是，这正是在这种情况下所需采用的方法的特色——非常规性。虽然这些要求最初受到一些反对，但是现在已经认识到工艺情况和潜在利益远胜于获得资料的成本和风险。下面描述如何利用这些资料并结合其

它的所有资料,提高对井眼不稳定性问题的认识。

2 实施方案

2.1 判断变形机制

地质背景和从井径曲线观察到的椭圆形井眼清楚地说明井眼不稳定性问题的主要方面是由于水平应力大,导致“常规的”井眼坍塌造成的。但是,这种机制不能解释观察到的所有井眼不稳定性问题。特别是,井眼变差与时间有很大关系,并觉察到提高泥浆比重的直观负效应;这些都需要加以解释。如“脆的”和“碎的”这两个术语曾用来描述井眼有问题的泥岩段,但很少有基本的证据。

声波时差曲线已经反应出卡伯尼拉组页质单元压缩波传播时间很长,表明异常孔隙压力可能是井眼变差的主要机制。声波(和电阻率)曲线的常规解释可以标明异常压力页岩段的位置。但是,异常压力不能作为主要机制有两个原因。首先,预测异常压力井段和井径曲线对比表明没有一致的井眼不稳定性关系,如果孔隙压力是唯一的机制,那么增大泥浆比重应该可以改善井眼不稳定性问题,并且一直没有观察到这种效果。

从另一个方面来讲,声波时差大可能是岩石中的裂缝或微裂隙造成的。页岩中裂缝的重要性的额外现场证据是从反循环笼式打捞篮打捞上来的塌坍落石和大岩块而得到的。这些落井石和大岩块有两个面明显为裂缝面,第三个面为原来的井壁。裂缝还可以说明比重较大的泥浆的视根本效应。泥浆滤液浸入到裂隙中,降低了岩石的有效应力和裂隙润滑性,因而使岩石的总体强度降低。如果裂隙具有无限的流体传导性,那么这种同样的物理机制也可以跟时间有很大关系。因此,说明随着时间增长,井眼条件变差。

根据现有资料,要确定三种机制谁主谁次是不可能的。事实上,我们必须考虑到在我们所研究的地质条件下一种或多种机制在起作用的可能性,难题就是要试着判断主要机制是什么。图6表示研究小组的思路和认识如何有效地与钻井队交流。

通过评价现有的和新近得到的资料,把较弱天然裂缝性粉砂岩的应力诱导破裂确定为造成扩孔和形成大洞穴的主要机制。分析位于油田相对的两端的两口井的四臂井径资料表明井眼几何形状与岩性之间的关系十分相似。随后分析超声波井下图像表明应力诱导剪切破裂十分明显并证实了井眼破裂模型和岩性及其它因素之间的关系。很多天然裂缝清晰可见(图7),但没有钻井诱导的水力裂缝的证据。砂岩反向扩眼以及最大主应力方向上视井眼闭合十分清楚,而断层运动很少提供证据。

实时(real-time)井下条件的证据是采用随钻测量得到的。特殊的是,采用了时间推移电磁井径仪监测卡伯尼拉组的平均井径。结果说明随着钻开时间增长,井眼几何形状不断发生变化并且不同岩性的井眼段井眼形状变化的方式不同(图8)。在某些岩性中,扩孔之前探测井眼闭合;在别的岩性中,扩孔是逐渐的持续过程。事实上,井眼变化的完整过程都观察到了,这说明在这种地质条件下,井眼变化是十分复杂的。进一步分析说明电阻率和井眼变差速率之间具有一定关系,并且说明随着钻开时间增长,电阻率降低,说明泥浆滤液是一种造成井眼变差的机制之一。确实,泥浆浸入裂隙性岩石的模型为井下观察结果提供了一个可靠的解释。

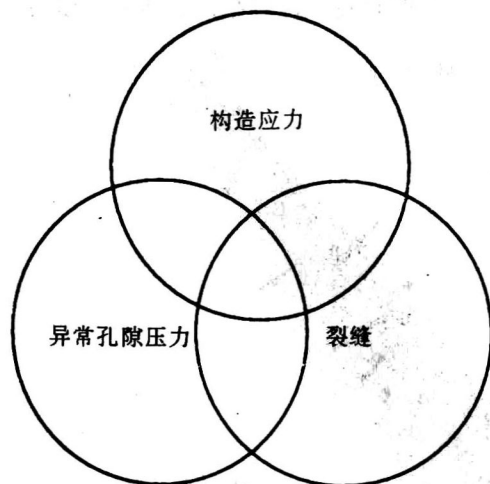


图6 井眼不稳定性三种可能的机制

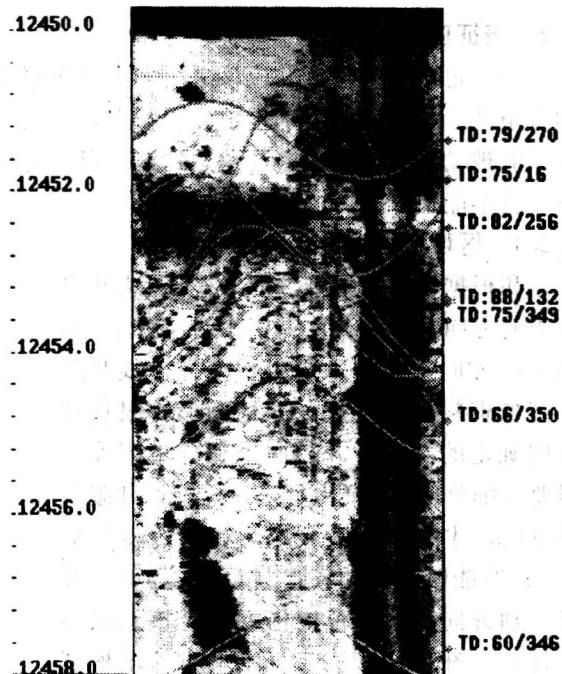


图7 多重裂缝系统的井下电视图像

在打捞收集卡伯尼拉组井下落石样品的同时，已经说明了钻井作业对井眼不稳定性的影响。井下塌坍落石提供了不稳定地层的样品和有关井眼变差方式的可能信息。对卡伯尼拉组井段井眼变差采用塌坍落石形成速率和落石类型加以描述。到目前为止，钻井队已经发现井下塌坍落石形成速率信息最有用。在C₀单元取芯过程中，井下塌坍落石形成速率最小，而在缩径时期，落石形成速率最大（图9）。使缩径最小，落石形成速率就会降低。钻井队现在采用瞬时落石形成速率作为管理井眼清除的方法：速率较高就说明必须采取措施并清除井眼落石，使下套管以后再开钻时井眼已经堵起来的风险降到最小程度。采用这种方法以后，卡钻事故明显减少。为了便于采用这种方法，目前正加紧试制自动落石速率仪表装置。

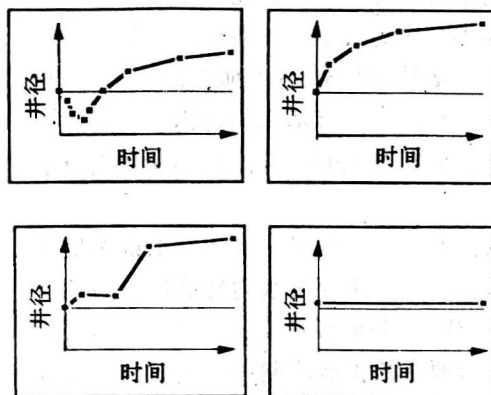


图8 根据随钻测量井径曲线井眼变差与时间有关的实例

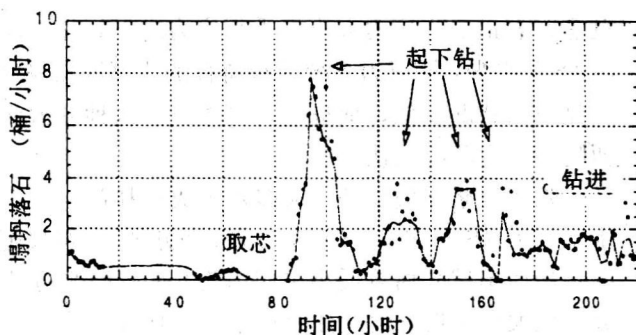


图9 井下塌坍落石体积和时间的关系图

2.2 表征应力状态

为了定量估算预定井应该采用多大的泥浆比重和确定优化径迹必须要考虑应力状态的约束条件。为了完整地确定出应力状态，必须确定出主应力的方向及其相对应力大小。在正常的被动盆地背景中，为了达到这一点，可以进行合理的假设，但在很复杂的地质条件下，就不能这样做。

2.2.1 区域应力方向

和根据地质背景推测的一样，最大水平应力的方向大致为北西—南东向（图 1—）。该应力方向主要是采用四臂井径曲线和井下图像资料分析竖直井的椭圆形井眼长轴方向确定的。对四臂井径曲线和井下图像资料要仔细分析，选择出真正的椭圆形井眼长轴方向，才能作为区域应力方向的良好标志。这些能够代表区域应力方向的椭圆形井眼长轴方向在油田范围内方位应该是保持一致的（图 10）。但是，图像记录上的椭圆形井眼太小了，在正常井径曲线上看不到，说明在储层厚度级别上局部变化还是清楚的。储层段岩芯样品应变张弛试验（包括 DSCA 微差应变分析和 RSR 残余应变恢复分析）结果与根据椭圆形井眼长轴推导水平主应力方位是一致的。

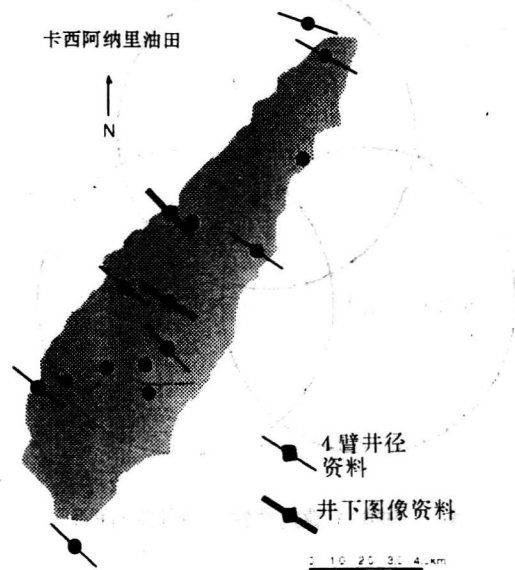


图 10 卡伯阿那油田由椭圆形井眼长轴方向得出的区域应力方位图

2.2.2 应力大小的限制条件

确定区域主应力的相对级别是很重要的。给定油田位于活跃的推覆运动为主的地区，安德逊断裂机制可以预测最小主应力为垂直应力 ($S_3 = S_v$)；中间应力等于最小水平应力 ($S_2 = S_h \sim S_v$)；最大水平应力（与推覆方向平行）为最大主应力 ($S_1 = S_H$)。整个卡西阿那油田泥浆漏失实际数据分析表明了一种不同的情况：在泥浆比重远低于垂直应力的情况下，泥浆漏失最多（主要是在砂质井段）。推测卡伯尼拉组为裂缝性地层，泥浆比重受到作用在裂缝上的正常应力限制。换句话说，在泥浆比重接近最小主应力大小时，泥浆全部漏失。这就意味着最小主应力大小在垂直应力之下，主应力相对级别变为 S_2 (S_v) 垂直和 S_1 (S_H) 和 S_3 (S_h) 水平，该应力系统为很特征的走滑断裂系统。这与加拿大落基山山脚构造挤压环境所见应力状况类似，促进了对可能产生这种应力状态的机制系统的研究以便加深我们对卡西阿那应力状况的认识。

除了泥浆漏失以外，大多数现成资料都与重新认识的应力级别是一致的，都说明最小水平应力 (S_h) 在 0.65~0.75 磅/平方英寸/英尺范围内。例如由评价水力裂缝进行的储层两步法速率试验估算最小主应力为 0.65 磅/平方英寸/英尺，与假设 $S_h < S_v$ 一致。泄漏试验数据也大多接近该值。注意由于预计作业风险大未进行要求的扩展泄漏和微裂试验。这些试验可以得出最准确的最小应力值，并且对评价最大水平应力也有帮助。图 11 是现有资料的汇总，清楚地说明最小水平应力为 0.65~0.75 磅/平方英寸/英尺。

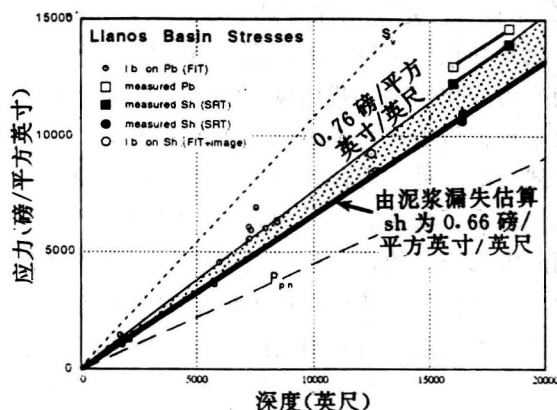


图 11 最小主应力大小的标志



图 12 井眼初步形成椭圆形井段（井眼左边浅阴影脊）的三维可视化超声波井眼图像。

最大水平应力 S_H 最难确定，大多数信息指示最大主应力为（近）平行应力：活跃的推覆地质模型，取芯时严重椭圆形砂质井段的出现。但是没有一种信息是可以定数的，并且没有测定最大水平应力的直接方法。通过分析开始形成初步的井壁外突的条件得出基于砂岩现场证据的最合适的应力状况（图 12）。采用岩芯上测得的岩石强度、已经确定的最小应力范围和无钻井诱导裂缝的应力状况，根据弹性—脆性和弹性—塑性模型可以分析得到椭圆形井眼开始形成时的最大水平应力 S_H 的范围，分析结果 S_H 在 1.2~1.5 磅/平方英寸/英尺之间。

基于现场证据推导出的应力场状况总结为表 1。显然，最不准确的界限为最大水平应力，因为这方面现有资料最少。此外必须指出的是，这些结果基本上是点上的评价结果；特别是，根据现场资料确定最小应力所采用的方法固定挑选裸眼井段最小应力，而相邻地层段的局部最小应力可能很高。这就带来了一个重要的问题，即应力场的变化性，这个问题将在下面进行讨论。尽管如此，把所有应力标志汇总起来，修正了大场主应力的应力大小和应力状况，对于提高我们的认识和有可能作出改善泥浆比重的建议具有非常重要的意义。

表 1

根据现场资料估算的应力大小

方 法	S_v 磅/平方英寸/英尺	S_h 磅/平方英寸/英尺	S_H 磅/平方英寸/英尺
微差应变分析 A 井	1.09	0.77	0.81
微差应变分析 B 井	1.09	0.93	1.10
台阶状应变试验		0.65	
漏失试验		0.60~0.80	
泥浆漏失量		0.60~0.75	
井下超声波图像	1.08	0.65~0.75	1.2~1.5

2.2.3 应力状态变化性评价

在给定的这种地质条件下, 推覆运动活跃, 次级断层众多, 地层倾角陡并且变化大以及砂页岩交互, 这样, 在钻遇岩石体积内应力分布具有一定变化性就是可以想像得到的了。如果为了使井眼变坏程度最小, 进行优化泥浆比重和径迹定量预测, 那么就必须对整个应力场内的应力变化作出估计。在认识了可能的应力变化性并且我们没有能力通过测定完整地对它进行表征的情况下, 就只有采用地质力学模拟得出应力场内应力分布的认识。

这种方法是用来模拟地质构造及所受到的载荷的一种应力计算分析方法。在模拟大型的复杂地质构造的应力分布时, 必须从构造几何形态、物质属性、物质性能和外部负载条件这一些没有很好限定的条件开始。并且预测的内部应力的精度和所采用的方法都必须清清楚楚。经验已经表明, 如果可以建立一个地质力学模型, 并且在这个模型中以最简单的可能方式兼容主要的力学特征, 那么随后的模拟就可以限定可能输出的范围, 指示应力分布趋势并找出可能的应力集中位置。但是, 绝对地讲, 通常都必须把模型预测结果与现场数据进行比较, 如果可能的话, 必须用现场数据对模型预测结果进行标定。

模拟结果, 可以得出一个完整的应力 (和位移) 分布规律 (图 13)。但是, 井眼不稳定性评价所关注的主要问题是应力沿径迹如何变化。模拟完七个构造剖面以后, 就可以得出在每个剖面的平面上提出的任何径迹的应力分布剖面, 通过一些简单的内插假设就可以得出平面外的径迹的应力分布状况。这些应力剖面就可以作为井眼不稳定性计算的输入参数。在一般情况下, 应力分布是不均匀的, 随构造深度和位置变化而变化, 但最大主应力为 (近) 水平应力。断层总是造成主应力局部扰动和旋转, 随后采用这个观察结果来解径迹对这些井眼不稳定性的影响。

图 例

1995 年 6 月 19 日 16:07

50000 级

$-5.175 \times 10^3 < X < 3.175 \times 10^3$

$-7.35 \times 10^3 < y < 1 \times 10^3$

实例-2 数值

- 上圭亚波段
 - 下圭亚波段
 - T80 中雷恩段
 - T70 卡伯尼拉组 C₁ 段
 - T70 中部 C₂ 段
 - T60 砂岩、泥岩段 C₃、C₄
 - T50 砂岩段 C₅
 - T50 中部 C₆
 - T40 砂岩段 C₇
 - T40 中部 C₈
 - T30 米拉多组砂岩
 - T30 中部落斯居维斯
 - T20 巴科砂岩
 - K90 圭达斯中部
 - K80 砂岩上圭达卢普
 - K80 中部圭达卢普页岩
 - 下圭达卢普砂岩
 - 盖奇塔中部
- 南安普顿大学
地质力学研究小组

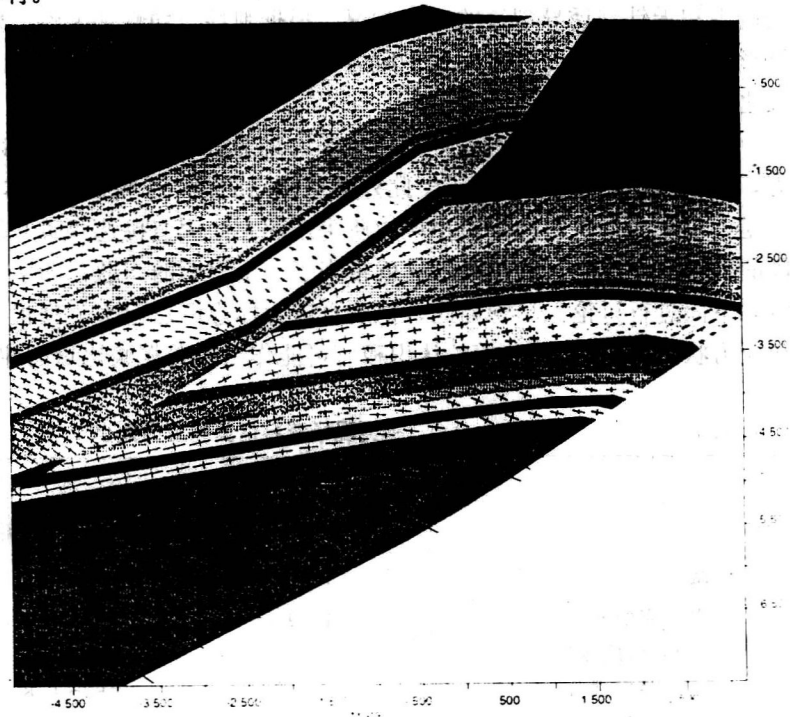


图 13 通过油田的一条构造剖面的地质力学模型例子。断层、倾向和岩性变化十分清楚, 主应力标志 (剖面上所见的正交线) 说明应力级别和方位的变化性

2.3 表征力学性质和化学敏感性

岩石表征提供了输入区域性应力和井眼不稳定性模型的定量化力学性质，证实了关于岩石组构方面的一些想法，并使得能够找出强度和地球物理曲线之间的关系。岩石表征由描述岩石；确定矿物成分、孔隙度和负载的性质；以及测定强度为围限压力的函数组成。由于钻井特别困难，所以最初的试验是在卡伯尼拉组 C₇ 段地层和储层段现有的不保存的岩芯上进行，但后来计划取卡伯尼拉组 C₅ 段的岩芯进行试验，并保存下来作为更可靠的岩石力学和化学敏感性试验用。根据岩芯伽玛曲线特征选择出沿油田长度分布的五口井的岩芯样品来代表岩石组成和结构变化。

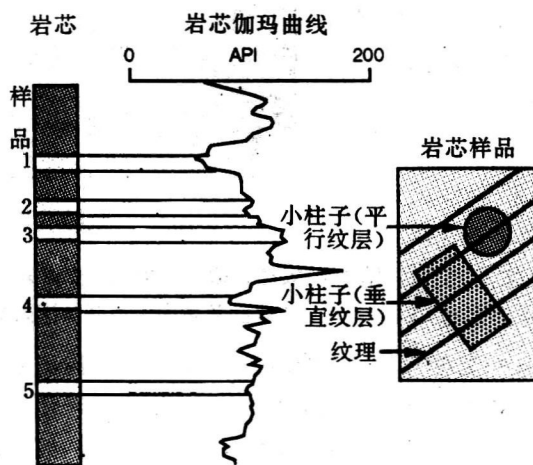


图 14 岩芯采样方法

岩石表征研究的结果表明岩石强度的级别变化很大。一级岩石强度在油田整个范围内变化，与两种岩石相类型有关，特征是负载固相具有明显的矿物特征。这两种岩石相类型为高岩石强度的颗粒支撑岩石相和岩石强度较弱的泥质支撑岩石相（图 15）。二级岩石强度

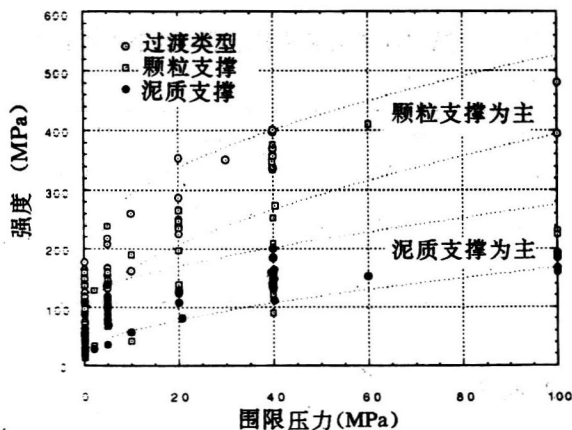


图 15 颗粒支撑岩石相和泥质支撑岩石相之间最大岩石强度和围限压力的关系明显不同

变化是与每种岩石相类型的成岩作用有关。在每种岩石相类型中，孔隙度和胶结作用的变化对岩石强度的影响是可以测定的（图 16）。

力学性质、组成、结构和孔隙度资料分析表明弹性模数、粘土含量和孔隙度是提供油田范围内岩石强度变化可靠标志的地球物理性能参数。这样就可以根据伽玛曲线确定卡伯尼拉组和储层段的二元力学地层特征。这种二元力学地层特征由颗粒支撑岩石相和粘土支撑岩石相构成，每一种岩石相都可以用一个独特的平均岩石强度参数进行表征（表 2）。

计划的卡伯尼拉岩芯岩样试验得出裂缝的进一步证据，并且就可以精确地评价岩石的化学敏感性。详细地质描述表明在大多数情

况下，有些裂缝闭合，有些裂缝开启。特殊情况下，观察到构造裂缝，如板劈理，与推覆断层有关。劈理面之间一些像板状一样的岩块，说明这些破碎带在这种地质条件下可能是很普遍的，可以解释并眼似乎很快变坏的井段内一些突发的，最大落石形成速率事件。在长度为 90 英尺的岩芯上，都可以观察到低角度的剪切裂缝。在较小范围内，岩石大多具有多边形的微裂隙结构，其成因尚不清楚，似乎是强度薄弱面，某些岩芯试验岩样就是沿这些薄弱面发生破碎的。

常规试验表明页岩是化学上不活跃的，但是，浸泡过一段时间的不同钻井泥浆的岩芯强度试验表明所有浸泡过钻井泥浆的岩芯试验强度都变弱了。过去试验分析表明钻井泥浆浸入裂缝使岩石强度降低。

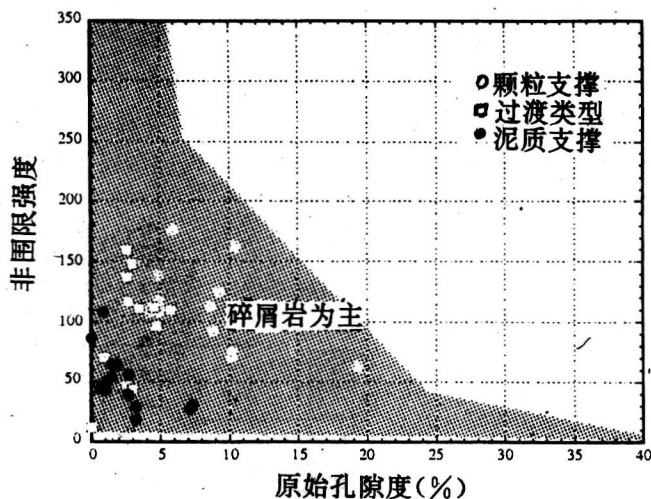


图 16 颗粒支撑岩石相和泥支撑岩石相非围限岩石强度与孔隙度的关系图，说明非围限岩石强度决定于孔隙度

表 2 颗粒支撑岩石相和泥质支撑岩石相的平均力学参数

（弹性模数为围限压力 0MPa 和 40MPa 条件下；括号里的数=1 标准偏差）

岩石相	杨氏模数 0MPa	杨氏模数 (40MPa)	泊松比 (0MPa)	泊松比 (40MPa)	非围限压力 强度 (MPa)	摩擦角 (度)
颗粒支撑	23	37	0.26	0.31	112 (23)	45 (5)
泥质支撑	14	22	0.28	0.40	44 (22)	23 (12)

3 泥浆比重设计方法的建立

为了建立泥浆比重设计方法，就需要一个井眼变坏过程的概念模型。这个概念模型可以根据综合变形机制、原地应力和岩石性能的信息来建立，这样就可以为定量估算泥浆比