

(美) S. P. 塞拉米 C. D. 鲁克 等著

美国石油工程师学会

1989

天然气 工艺技术

会议论文选译

石油工业出版社

101647

TE-53

002:1989

美国石油工程师学会 1989 年 天然气工艺技术会议论文选译

〔美〕 S.P. 塞拉米 C.D. 鲁克等著

赵 芬 等 译

中国石油学会国际交流委员会主编



00970037

5059/53



石油工业出版社

内 容 提 要

美国石油工程师学会1989年6月召开了天然气工艺技术会议,发表论文40篇。中国石油学会国际交流委员会从中选出论文10篇。内容包括凝析气藏开发中水-气交替注入技术的应用研究、压力恢复分析技术在水平井试井中的应用、水平井多级压裂技术和压裂试验监测技术等。这些文章结合我国气田开发的实际,内容充实,对研究我国气田开发有参考价值。

本书可供油气田开发工程技术人员、石油院校有关专业师生参考。

S.P. Salamy C.D. Locke

PROCEEDINGS

SPE GAS Technology Symposium

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS

(SPE), INC., 1989, Dallas, U.S.A.

美国石油工程师学会1989年天然气

工艺技术会议论文选译

[美] S.P. 塞拉米 C.D. 鲁克等著

赵 芬 等 译

中国石油学会国际交流委员会主编

石油工业出版社出版

(北京安定门外安华里二区一号楼)

北京昌平第一排版厂排版

北京花园印刷厂印刷装订

新华书店北京发行所发行

787×1092毫米 16开本 7³/₄印张 180千字 印1—2,000

1991年5月北京第1版 1991年5月北京第1次印刷

ISBN 7-6021-0634-0/TI·603

定价: 3.00元

序 言

随着90年代对能源需求的增长,“八五”期间石油工业要有一个迅猛的发展,特别是天然气的勘探、开发和利用,也将提高到一个新的高度和新的水平。为了吸取和借鉴国外的先进技术,加快天然气田开发速度,中国石油学会国际交流委员会从《1989年美国石油工程师学会(SPE)天然气工艺会议论文集》中选出论文10篇组织翻译出版。

本译文集为第一集。今后还将配合石油发展需要,不定期出版不同专业的译文集,以利于更好地了解 and 引用国外的先进技术,进一步发展我国石油工业。

李 虞 庚

1991年5月

目 录

SPE 18555	泡沫压裂期间动态压力和地震活动的现场测量.....	(1)
SPE 19067	边水和底水驱气藏的自动分析	(10)
SPE 19068	底水和边水驱气藏采收率的优化	(21)
SPE 19073	天然气比重测量方法综述	(34)
SPE 19090	一口2000英尺长水平井的生产分析和分段水力压裂分析	(48)
SPE 19101	用于水平井和垂直井的四种压力恢复分析技术及现场实例	(60)
SPE 19105	开采深层含硫气藏的现场经验	(72)
SPE 19107	气井井底流压预测	(80)
SPE 19113	在循环注气凝析气藏中应用水-气交替注入法可望提高采收率：第 一部分——典型气藏的模拟研究	(92)
PSE 19114	在凝析气藏中应用水-气交替注入法可望提高采收率：第二部分—— 模拟敏感性研究和实验室岩心驱替试验	(101)

泡沫压裂期间动态压力和地震 活动的现场测量

C.D.Locke, W.K.Overbey Jr. BDM Corp.
A.B. yost, V.S. DOE/METC

赵 芬 译
王 波 校

摘 要

本文介绍一个天然裂缝性气藏应用装备精良的仪表测量其在水力压裂期间压力响应的多井现场试验结果。这次现场试验包括四口试验井,在其中一口井中注入7万加仑(265米^3)的泡沫压裂液,同时在每口井中监测井底压力,并用一组测斜仪监测压裂现场地区,注入天然裂缝地层的是75纯度的混砂泡沫压裂液,注入排量为每分钟20桶(每分钟 3.2米^3)。除了二次小的间断以外,这样的注入排量基本上是保持不变的。在压裂处理期间,加砂量从每加仑0磅到2和1.5磅,平均为每加仑1磅。在压裂井和三口观察井中监测了井底压力。在压裂井周围大约为600~1000英尺(180~300米)的地面12个点上装了测斜仪,帮助确定诱发裂缝的几何形状。

结合压裂前后的干扰试验分析测斜仪和压力的响应,获得裂缝的几何形状。在12个测斜仪中,有8个给出了清晰的和可分析的响应。对现场数据应用计算机编码。估测了压裂处理形成的裂缝几何形状。三口观察井的井底压力响应由15到40磅/英寸²(100~275千帕),并且是在长达数小时时间内逐渐增加的,仅偶然在15秒内增加1~2磅/英寸²(7~14千帕)。

一、引 言

为了更好地了解肯塔基州东部和东南部Chattanooga页岩油藏的特性设计了一系列的试验,本文中所叙述的许多试验就是其中的一部分。用于这些试验的井钻在肯塔基州的Whitley县,属于美国能源部摩根城(Morgantown)能源技术中心的一个研究和开发合同(见图1),除能源部外,这些试验的主要合作者是BDM公司,即主要的合同者,另有BDM工程服务公司,Alpha天然气开发公司(矿区经营),Huter地球物理公司和Mammoth Geo公司为分包单位。这项研究实验早在1975年即由摩根城能源技术中心负责进行过。

本试验的主要目的是对单级限流量泡沫压裂的处理结果与二级压裂的处理结果进行对比。这口措施井是在进行过二级压裂处理的一口现有生产井(RC-1图1)附近钻的三口井中的一口。

除对比研究外,本试验的第二个目的是收集能够帮助确定这一地带油藏特性、天然裂缝情

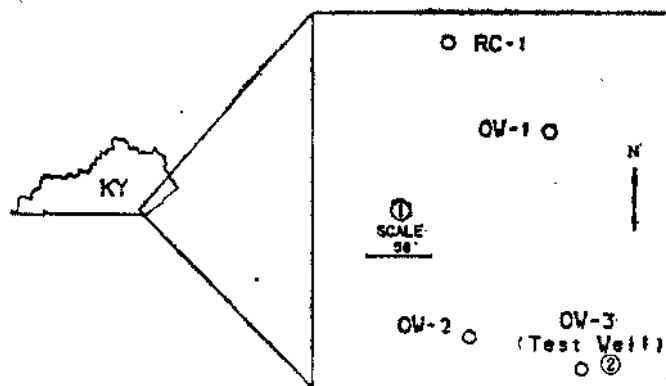


图 1 试验装置的位置

① 比例尺；② 试验井

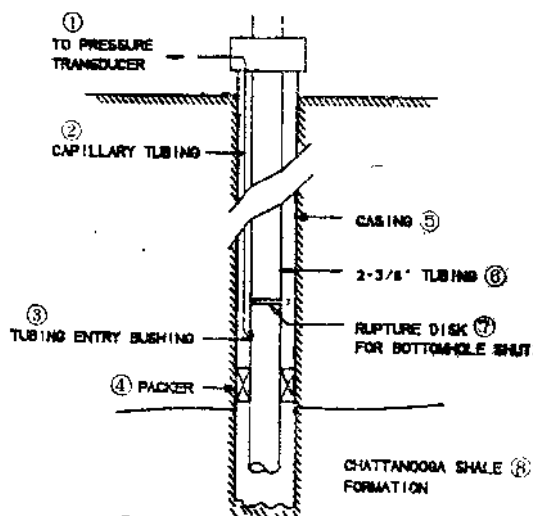


图 2 典型压力监测井的示意图

① 接压力传感器；② 小直径管；③ 小直径管
插口；④ 封隔器；⑤ 套管；⑥ 2 $\frac{3}{8}$ 英寸油管；
⑦ 井底关井用的破裂膜片；⑧ Chattanooga页岩层

况诱发裂缝方位和诱发裂缝几何形状的数据。为了达到这些目的，在措施井周围各井的井口上安装了压力传感器，通过附加在常规2 $\frac{3}{8}$ 英寸外加厚油管外面小直径管与井底连接，外加厚油管上装有封隔器总成，用于井下关井，井底压力经由小直径管传至地面（图2）。利用多道数据测井仪对压力进行监测。在井场周围地区呈圆形排列的测斜仪，用来测量由于压裂处理引起的地面倾斜（图3）。

在压裂处理试验之前，曾收集岩心分析数据、岩石力学数据、区域断裂数据，井下电视照像数据、地表地球化学及电阻率数据，并进行了分析，以确定裂缝的可能方位，根据这些数据，确定出诱发裂缝最可能方位为北30°东。然而，在这些数据中也观察到了其它方向的强烈趋势，因而也可能形成其它的裂缝方位。

二、背景数据

岩心分析数据证实页岩基质的孔隙度和渗透率很低，平均孔隙度仅略大于1%，测得的渗透率小于10 $^{-8}$ 达西，Chattanooga页岩的天然气产量取决于它本身的天然裂缝发育程度。试验区Chattanooga页岩岩心的岩石力学数据如图4和图5所示。这是用来预测诱发裂缝方位的主要数据。这些数据表明，根据砂质页岩心中点载荷诱发的裂缝以及方向性抗张强度及超声速度的最大值，诱发裂缝的主要适中方位是北30°东。试验前的裂缝和方向性抗张强度值表明，其次要方位是北30°西。地表区域断裂分析结果如图6所示，证实了岩石力学研究所确定的裂缝方位。曾进行了地球电阻率测线和地球化学勘探，以便证实可疑裂缝带的存在，

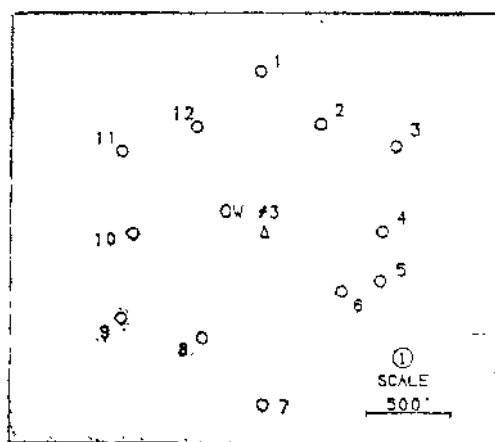


图 3 测斜仪装置的位置图

①比例尺

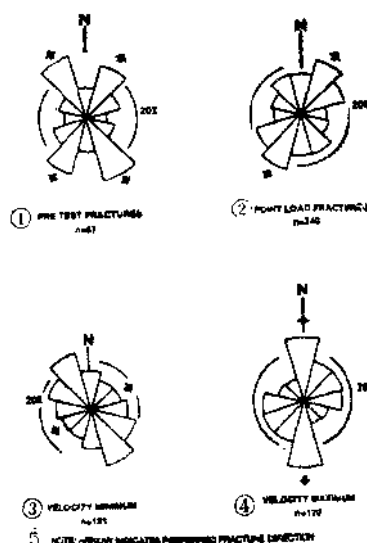


图 4 岩石力学数据的频率分布

①试验前裂缝, $n=67$; ②点载荷裂缝, $n=240$; ③速度最小, $n=121$, ④速度最大, $n=120$; (5)注意: 箭头表明最优先的裂缝方位

这些裂缝带是根据为该地区配备的侧视机载雷达 (SLAR) 和陆地卫星成像图识别出来的。

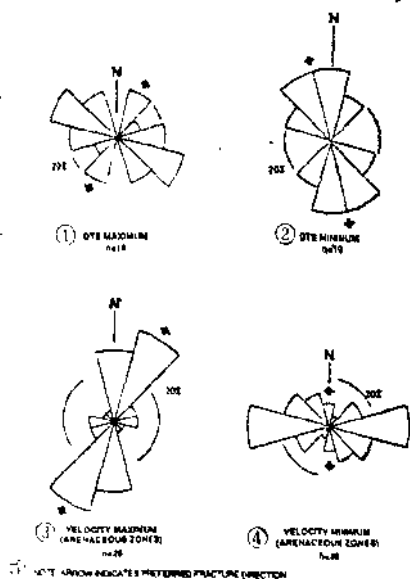


图 5 岩石力学数据的频率分布

①DTS最大, $n=10$; ②DTS最小, $n=10$;
③速度最大 (砂岩带), $n=20$; ④速度最小 (砂岩带), $n=20$; ⑤箭头表示最优先的裂缝方位

这些研究揭示了几个裂缝带, 其中包括在侧视机载雷达和陆地卫星成像图上所观察到的大的线性特征。这三个主要的裂缝带位于试验现场地区或其附近, 其方位为北 65° 东 (二个裂

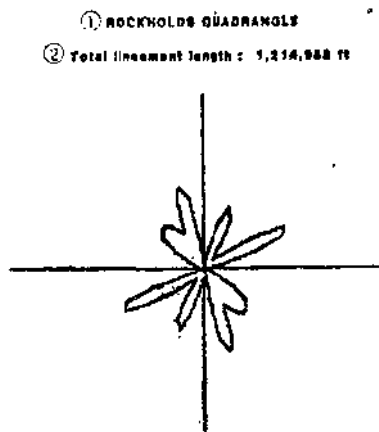


图 6 地表区域断裂数据的玫瑰图

①储层所在地区四角; ②总区域断裂长度: 1214988英尺

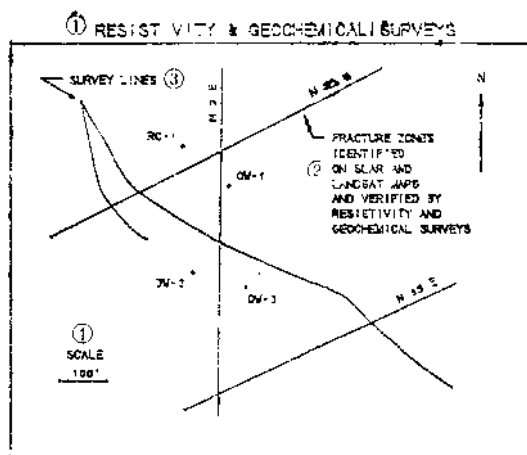


图 7 根据侧视机载雷达 (SLAR) 和陆地卫星图确定的裂缝带

①电阻率和地球化学勘探; ②根据侧视机载雷达和陆地卫星图确定并由电阻率和地球化学勘探证实的裂缝带; ③测线; ④比例尺

缝带) 和北 2° 东 (图7)。

井下电视照像测井揭示出在Chattanooga页岩中有几组天然裂缝, 不过, 即使照像机上备有磁罗盘, 仍难以获确定裂缝的方位, 因为一般只能观察到一个入口点。

在试验现场应用氮气和安装在油管上的跨式双封隔器进行了地下应力试验。地下应力梯度为0.53到0.77磅/英寸 2 (1.2~1.7千帕/米), 表明诱发裂缝在该地区将是垂直的或有一强的垂直分力。

试井, 包括压降、压力恢复和脉冲试井, 都证明在此地区 Chattanooga页岩中有一个低渗透的裂缝储层, 储层渗透率几乎全部来自天然裂缝系统, 平均为0.2毫达西。脉冲试井估算的裂缝孔隙度为0.03~0.15%^[2]。

三、试验设计

在这一试验中所设计的压裂处理尽可能与以前在此试验区的一口生产井中曾进行过的压裂处理相同, 它们的不同点是原先进行的是二级压裂处理, 这次注入排量由一般10桶/分 (1.6米 3 /分) 增加到20桶/分 (3.2米 3 /分), 以便达到相似的排量-层厚比并保证测斜仪有一个好的信噪比。压裂设计计算预计在Chattanooga页岩中单一的垂直裂缝应达到一个有效的翼长, 即翼长约为500英尺 (150米)。

测斜仪有12个, 安装在措施井周围, 呈圆形排列。测斜仪在这口井周围的间距约为 30° 离井大约600至1000英尺 (180~300米)。预计将发生的最大倾斜离油井的距离等于裂缝深度的40%。由于目的层刚好在2000英尺 (600米) 深度, 最大的倾斜预计将发生在800英尺 (24, 米) 的距离上。因而, 接近理想地安装了测斜仪, 以测量由压裂处理引起的倾斜情况和估计裂缝的尺寸、形状和方位。图8至图10阐明了由地下垂直的、水平的和倾斜的裂缝所引起的理想化的“倾斜矢量”。在这些图解中, 矢量箭头的长度与地球表面倾斜的程度和量级成正比, 箭头的方向表明倾斜的方向。

对压裂处理期间附近井上的压力响应进行测量不是本试验的主要目的, 然而, 由于在进行脉冲试井之后这些井已经装了监测仪表, 对其继续监测是十分方便的。在压裂处理之前、之中和之后都进行了压力监测。

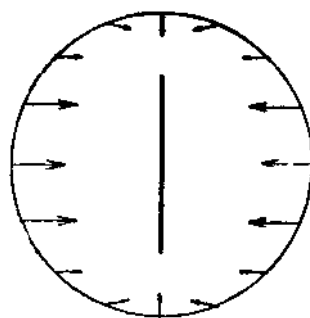


图 8 东西走向垂直裂缝的理论倾斜矢量

四、测试设备

本试验所用的测斜仪本质上是十分灵敏的“气泡水准仪”, 与美国国防部最早研制的十分

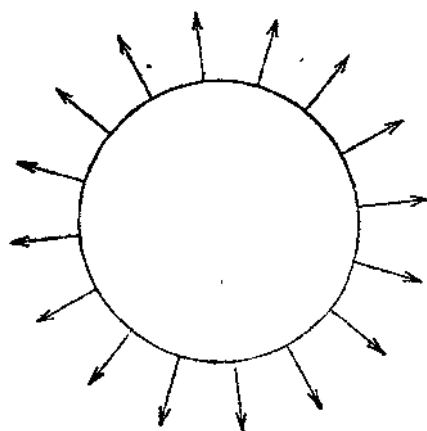


图 9 水平裂缝的理论倾斜矢量

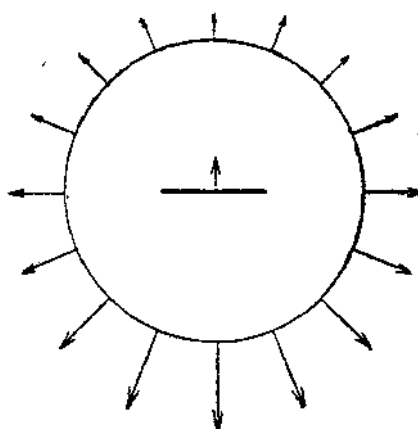


图 10 东西走向和向北倾斜的裂缝的理论倾斜矢量

相似。传感器是一个表面弯曲的容器，其中充满二种不同电特性的液体。当传感器倾斜时，液体中心小气泡的位置发生变化，从而改变五个电阻接触点的电阻。通过测量电阻的变化，可以按二个方向，一般是南北向和东西向确定倾斜的变化。

这种仪器简单，十分精确，能分辨出大约一毫微弧度，相当于从纽约到洛杉矶高度变化不到1英寸的1/4。为了利用这种分辨率，仪器具有温度变化保护，与地球有坚固的耦合，并且其安置方式可以按已知方向作倾斜记录。如图11所示，测斜仪一般安放在10至20英尺（3~5米）深度。测斜仪按传感器的二个轴向安装，这些轴向与地磁的北南和东西一致。测斜仪相

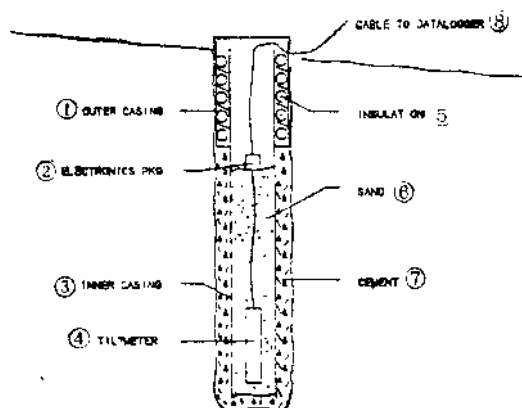


图 11 典型的测斜仪装置

- ①表层套管；②电子的外壳；③内部套管；
④测斜仪；⑤绝缘体；⑥砂子；⑦水泥；
⑧至数据记录仪的电缆

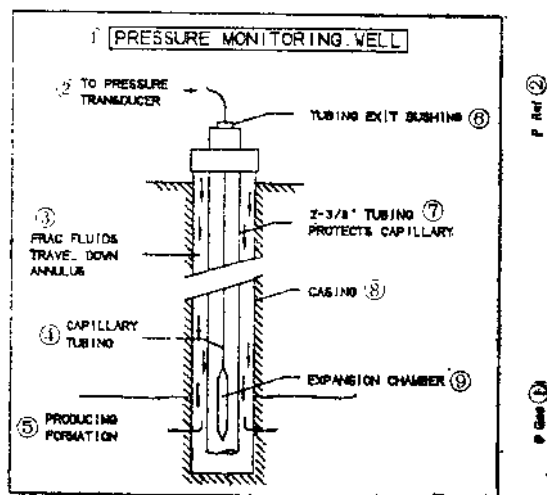


图 12 措施井示意图

- ①压力检测井；②至压力传感器；③压裂液
向下传送的环形空间；④小直径管；⑤生产
层；⑥油管引出衬套；⑦2 3/4英寸
油管保护小直径管；⑧套管；⑨膨胀室

对于措施井的位置示于图3。

压力监测仪表是由安装在每口观察井井口的应变传感器所组成。通过以气动方式将压力传至地面的小直径管来监测井底压力（见图2）。观察井中的传感器数据自动记录系统能以大约0.02磅/英寸²（0.14千帕）的分辨率测量压力。在措施井中，也用相似的系统来监测井底压力，其不同点是把接在小直径管下端的膨胀室下到2³/₈英寸外加厚油管中，以便在压裂液向下注入到油管和套管的环形空间时受到保护（见图12）。所有的传感器都埋起来，与大气的温度变化隔绝并接到多道数据记录仪上。

五、现场作业

在附近的3号井（OW-3，图1）进行压裂处理以前，按照前述安装了测斜仪并使仪器稳定了大约30天。在这段时间内，获得了基线倾斜数据，以便保证能够区分由注入液体和其它原因所引起的倾斜。对压力监测仪器也进行了现场校正，以准备进行试验。

1988年1月14日，OW-3井进行了单级限流量泡沫压裂处理。注了大约7万加仑（265米³）混砂泡沫压裂液，注入排量大约为20桶/分（3米³/分）。在注入1小时15分钟后由于机械故障导致关泵，此时用氮气冲洗套管以防止可能脱砂。在关泵30分钟后，很容易地又重新开始注入。在第一注入阶段大约注了55000加仑（208米³）的液体，在第二阶段注了剩余的液体。OW-3井的井底和地面压力见图13。

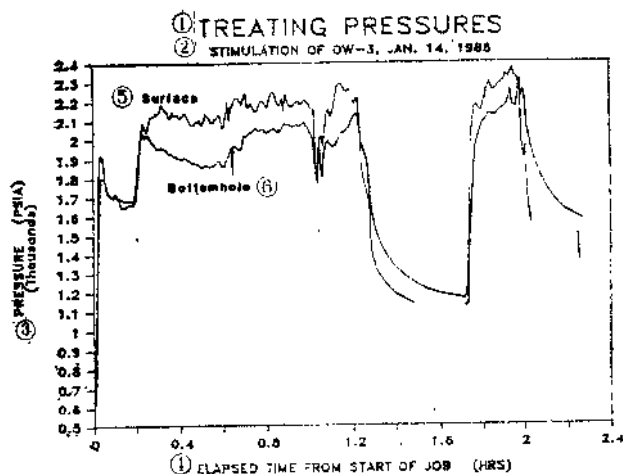


图 13 OW-3井压裂处理期间的井底
和井口注入压力

①处理压力；②1988年1月14日OW-3井的压裂处理；③压力，千磅/英寸²（绝对）；

④从作业开始所经过的时间，小时；⑤地面压力；⑥井底压力

所有测斜仪对液体注入均有反应，所有三口监测井均记录到压力增加。测斜仪没有发生过电力或机械问题，但有四个仪表的记录响应难以与其余的测斜仪数据相一致。这可能是由于受到某些外部因素的影响，或者记录的是一个复杂的诱发裂缝系统所造成的倾斜，这种裂缝系统的发育要用单面或双面裂缝模型来解释。在压裂处理期间和以后，压力监测设备状况良好，但在OW-2井上的传感器电缆被完成压裂作业之后离位的压裂车切断。而OW-1井上

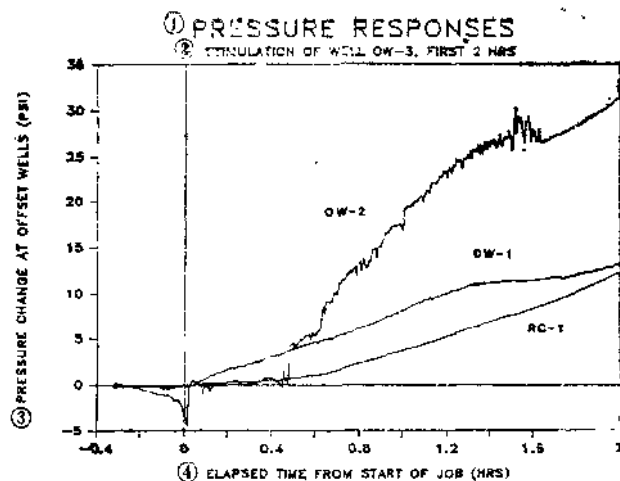


图 14 头二小时监测井的压力响应

①压力反应；②OW-3井的压裂处理，头2小时；③附近井的压力变化，磅/英寸²；
④从作业开始所经过的时间，小时

的传感器在监测17小时后无意中关闭，而此时这里的压力仍在继续上升。图14和图15所示是压裂处理期间及处理以后，在各监测井上所测得的压力响应。

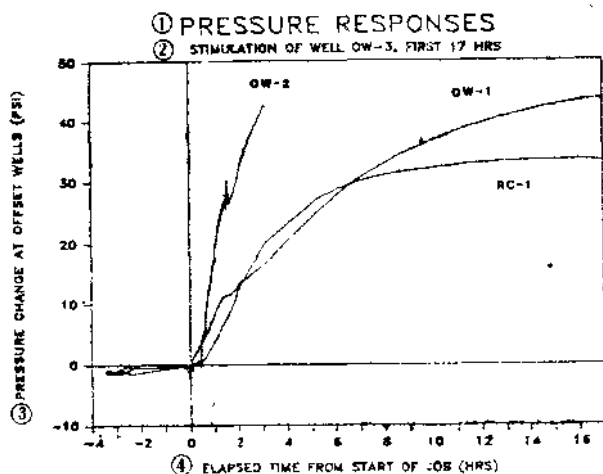


图 15 最初17小时内监测井的压力响应

①压力响应；②OW-3井的压裂处理，最初17小时；③附近井的压力变化，磅/英寸²；
④从作业开始所经过的时间，小时

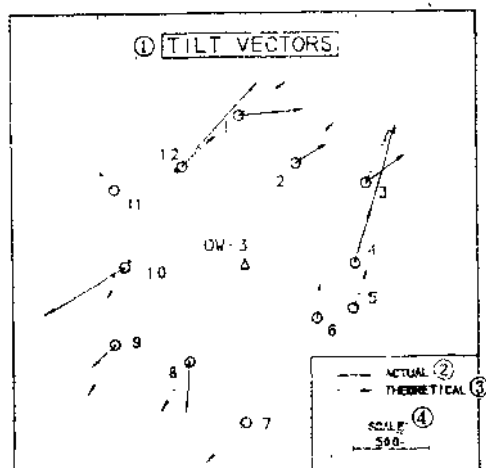


图 16 由OW-3井压裂处理引起的实际和理论倾斜矢量

(1) 倾斜量；(2) 实际的；
(3) 理论的；(4) 比例尺

六、倾斜测量结果的解释

图16所示是由压裂处理得到的倾斜矢量。倾斜情况是由 Hunter 地球物理公司进行分析的，该公司提供了现场监测设备并进行了作业。首先使用单裂缝源模型，然后使用双裂缝模型进行了分析，对于方位为北30°东，并向西北倾斜70°的单一裂缝来说，单裂缝解有一个最

小的“平均平方差”。这一方位得到岩心分析得出的岩石力学数据的证明。发现5、6、7和11各点上的测量，对两个解一致提供总误差的50%以上，因此在分析中未考虑这几点上的测量结果。

发现与单裂缝解有关的剩余误差仍然比较大，这表明可能形成了一个复杂的诱发裂缝系统。Hunter地球物理公司将他们的分析扩大到双裂缝系统，结果明显地减小了误差。双裂缝模型的最佳解，是裂缝中一条方位为北35°东的垂直裂缝，而其它裂缝则为向西倾斜刚好10°的接近水平的南北裂缝。同样，5、6、7和11各点上的测斜仪对误差起的作用很大，因而在分析中未考虑其测量结果。

在整个注入阶段中，观测到的测斜仪信号是相对呈线性的。这表明裂缝在整个作业过程中是均匀延伸，而且如果正如模型所描述的那样，实际上存在二条裂缝的话，则这些裂缝是同时延伸的。对于一条近于水平的裂缝和一条垂直裂缝同时延伸来讲，地下的垂直和水平应力应当是近于相等的。

七、压力分析

在所有监测井中观察到的压力响应，如图15所示。OW-1井位于OW-3井北8°西方向211英尺（64.3米），首先出现压力响应，压力是逐渐而明显地上升的，并且在试验进行了17小时，措施井开始排液后仍在上升。OW-1井的压力响应证实了根据测斜仪测量结果解释的北南向裂缝。

OW-2井比OW-1井反应晚些，反应的幅度比OW-1井或RC-1井都大。OW-2井比其它两口监测井更靠近OW-3井，位于OW-3井北75°西方向111英尺（33.8米）处，OW-2井反应出压力升高比较大，结合OW-1井压力反应比较快，也证实了测斜仪的数据，这是因为压裂液被迫基本上呈径向侵入气藏，如同在水平裂缝情况下发生的。

RC-1井离OW-3井最远，位于OW-3井北23°西方向315英尺（96.0米）的地方，压力反应与OW-1井在形状上相似，但幅度较低，出现最大值更早。OW-1井开始反应的时间与OW-2井大致相同，但上升的速度要慢得多。RC-1井压力的增长和OW-1井一样，要比OW-2井保持的时间长得多。

将所有三口井的压力响应和反应时间进行比较，可以看出压裂液优先向北或北-北西方向流动，虽然RC-1井和OW-2井反应的时间相似，但通过OW-2井的压力波的衰减比在RC-1井要小得多。在常规的油藏流动条件下，这表明是一个椭圆形的流动模式，其主轴线为北-北西方向。由油藏脉冲试井得出的渗透率变化趋势也证明了这个方位。

八、讨论和结论

测斜仪记录的响应几乎都很清晰，由诱发裂缝产生的倾斜幅度很容易辨认。5、6、7和11各点上的倾斜仪似乎对诱发的裂缝有反应，但它们的响应在模拟数据时与其余测斜仪的响应不一致。这可能表明，诱发的裂缝比模拟的二个裂缝更多，很可能是一个更复杂的诱发裂缝系统。

测斜仪数据表明了一条垂直裂缝，其方位为北30°东，这一方位也被岩石力学数据所证明。由测斜仪数据得出水平裂缝也是可能的，但上覆岩石压力比太低（小于0.5）并不能证明

水平裂缝的产生。

液体优先运动的方向推测是北或北-北西，这一方位已被分别进行的脉冲试井研究所证实。

诱发裂缝的二种可能方向为北30°东和南北，已被试验所证实。一个隆起的强径向力与水平裂缝的相似，也被证实。要圆满地解释所获得的所有数据，需要一个显然要更为复杂的诱发裂缝系统。

参 考 文 献

1. Mar, C.A., "Pressure Responses from Induced Hydraulic Fractures in Adjacent Wells within Petroleum Reservoir: An Experiment." Jour. Tech., 1975, 2 p.
2. Grabowski, M.A., et al. SPE 17764, "Field Results of Pulse Tests in a Highly Anisotropic Dual-Porosity Gas Reservoir", presented at the SPE Gas Technology Symposium, Dallas, TX, June 13-15, 1988.

边水和底水驱气藏的自动分析

李登科 译

油 工 校

J. S. Olarewaju, Texas A&MU.

摘 要

本文介绍结合应用气体物质平衡方程和解析水侵量模型分析边水和底水驱气藏, 以及结合物质平衡和水侵量模型, 应用自动参数估算技术分析水驱气藏生产数据的某些实例。使用这种自动历史拟合技术, 能够精确地确定气体地质储量、水体半径和水体的渗透性。然后, 利用由历史拟合法估算的参数, 可以预测气藏的动态。

一、引 言

通常应用广义的物质平衡方程进行常规的气藏管理研究。对于水驱气藏来讲, 一般结合水体模型建立物质平衡方程, 拟合气藏的生产和压力动态史。如果所建的模型能满意地拟合气藏的生产动态史, 下一步就是应用模型的参数预测气藏的动态。按照惯例, 应用试凑法对气藏工程数据进行压力动态拟合。调整解析模型和物质平衡方程的输入数据, 直到计算的数据与气田实际生产或压力动态史达到拟合为止。这种试凑法一般花时间很多并且收效欠佳, 因而也就降低了历史拟合结果的精度。

高渗透性砂岩常与一个水体相连通, 通过水驱作用使压力得到保持。由于气藏产出流体, 在气藏中形成压力降, 水体中的水开始膨胀, 并通过气藏-水体界面侵入气藏。按照气藏的几何形态, 将气藏的水体系统划分为边水驱或底水驱。在边水系统中, 随气体的产出, 水从气藏的翼部向气藏中推进。底水驱发生在倾角小、面积大、下面有一水体衬托的气藏中。Van Everdingen和Hurst的解^[1]是一个径向流扩散方程解, 仅适用于边水侵入, 并不适用于底水侵入。他们的模型甚至没有考虑底部水体的垂向侵入问题。Coats^[2]提出了一个考虑底部水体垂向渗流效应的数字模型。他认为, 在许多情况下气藏位于一个水体的顶部, 在气藏流体和水体之间有一个连续的水平界面, 而且水体的厚度很大。他认为, 在这种情况下将发生明显的底水侵入。然而, 他的模型仅适用于有限大水体, 并且所提供的解是压力解而不是流量解。其它常用的水侵量模型包括Schilthuis^[3]的稳定法和Fetkovich^[4]的拟稳定法, 这些方法仅适用于有限的渗流条件和水体几何形态。现在需要一个适用于所有渗流方式和考虑边水和底水侵入效应的水体模型, 以便对一个水驱气藏的生产或压力动态史进行精确的拟合。

本文介绍一个既考虑边水侵入又考虑底水侵入的解析水侵量模型。曾结合气体物质平衡

方程,应用这一解析模型预测过一些水驱气藏的气体生产动态。为了拟合气藏和水体数据,本文提出一种自动历史拟合技术。应用加权约束最小平方参数估算技术,拟合气藏的气体累计产量。然后,利用历史拟合的最终结果,同时假设历史拟合期间的采气机理在预测阶段将仍然有效,预测气藏的动态。

本文提出的解析模型,是径向流和垂向流的非稳态扩散方程解。该解对边水驱、底水驱和边底水混合驱均有效。它适用于有限大和无限大水体。Van Everdingen 和 Hurst 提出的解,是本文提出解的一种特殊情况。结合应用解析模型、气体物质平衡方程和自动历史拟合算法,分析了几个现场实例,以证明模型的多种适用性。

二、数学方程的建立

消耗驱气藏的传统物质平衡方程为,

$$\frac{P_R}{Z} = \frac{P_{Ri}}{Z_i} - \frac{P_{Ri}}{Z_i} \cdot \frac{G_p}{G} \quad (1)$$

这一方程假设气体膨胀是唯一的驱动力。这一方程甚至没有包括原生水和岩石的压缩性或水侵量。加入原生水和岩石压缩性以及水侵的影响,则方程(1)变为

$$\frac{P_R}{Z} \left(1 - \frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_w} \Delta P \right) = \frac{P_{Ri}}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) / \left(1 - \frac{W_e E_i}{G} \right) \quad (2)$$

式中 W_e 是累计水侵量; G 是原始气体地质储量; G_p 是累计产气量。应用叠加方法求总的累计水侵量,即

$$W_e = U \sum_{j=0}^{n-1} \Delta P_j W_{ej}(t_D - t_{Dj}) \quad (3)$$

式中 U 是水体常数,其定义为

$$U = 1.119 f / h c_f r_o^2 \quad (4)$$

W_{ej} 是由本文提出的解析模型求得的无因次水侵量解; ΔP 是气水界面上的压力降。应用上面的方程(3)计算相对于气藏水体边界上连续压力递减的累计水侵量。把连续的压力递减划分成一系列的步。应用解析解对每一压力步计算 W_{ej} ,并按时间叠加一系列的水侵量,得出累计水侵量。为了在历史拟合气田生产动态史中应用解析解,应用这种改变压力的方法是必要的。

本文研究的气藏-水体系统的示意图见图1。气藏位于底水水体之上,并在径向上由边水水体封闭。气层的厚度为 h_1 ,渗透率为 k_1 ,孔隙度为 ϕ_1 ,其中含有压缩系数 C_{11} 和粘度 μ_1 均小并

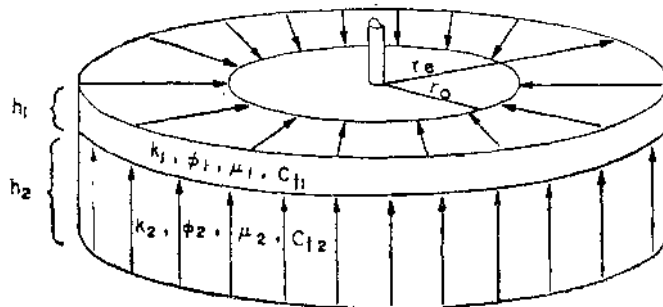


图1 气藏-水体系统示意图

常数的流体。气藏中的流体渗流假设为径向的，即向气藏-水体系统中心的井眼汇集。底水水体厚度为 h_2 ，渗透率为 k_2 ，孔隙度为 ϕ_2 。边水水体的半径为 r_e ，在径向上封闭着半径为 r_o 的气藏。边水水体占据 $r_o - r_e$ 地带，其中的水径向流入气藏。边水水体的物性与底水水体相同。

用二个偏微分方程体系模拟气藏-水体系统。第一个方程体系控制气藏-边水水体系统中的流动。应用气藏-水体界面上的恒压边界考虑边水侵入量。

控制这一系统中流动的偏微分方程的推导见附录A。无因次流动方程给出如下：

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left[r_D \frac{\partial P_{D1}}{\partial r_D} \right] = k_1 \frac{\partial P_{D1}}{\partial r_D} + k_2 \int_0^t \frac{\partial P_D}{\partial \tau} (\tau) \times F(k_D, t_D - \tau) d\tau \quad (5)$$

式中

$$k_1 = \frac{k_D(1-\omega)}{(1-\sigma)} \quad (6)$$

$$k_2 = \frac{\omega}{(1-\sigma)} \quad (7)$$

内边界条件如下：

在气藏的内边界上，压力由边水水体保持，因此

$$P_{D1}(1, t_D) = 1 \quad (8)$$

外边界条件如下：

应用无液流外边界条件来考虑一个有限的边水水体系统。边界条件由下式给出：

$$\frac{\partial P_{D1}}{\partial r_D}(r_{De}, t_D) = 0 \quad (9)$$

Laplace空间解由附录A中的方程(A-8)给出。应用内外边界条件得出了Laplace空间压力解。无因次的Laplace空间压力解，由方程(A-11)给出。取压力解的导数即得流量解。无因次流量解由下式给出：

$$\bar{q}_D = \left\{ \sqrt{s\beta} [k_1(\sqrt{s\beta}) I_0(\sqrt{s\beta} r_{De}) - I_1(\sqrt{s\beta})] \right. \\ \left. k_1(\sqrt{s\beta} r_{De}) \right\} / \left\{ s[k_1(\sqrt{s\beta} r_{De}) I_0(\sqrt{s\beta}) + \right. \\ \left. I_1(\sqrt{s\beta} r_{De}) k_0(\sqrt{s\beta})] \right\} \quad (10)$$

相对于时间积分无因次流量解，即可求得无因次水侵量解：

$$W_{eD} = \int_0^t q_D dt_D \quad (11)$$

这在Laplace空间相当于

$$\bar{W}_{eD} = \frac{\bar{q}_D}{s} \quad (12)$$

最后求得的 W_{eD} 解代入方程(3)，计算累计水侵量。应用Stehfest^[5]的反演算法对方程(10)进行数值反演，得出流量解。本文边水系统的水侵量解与Van Everdingen和Hurst解进行了对比。对不同 r_e/r_o 值来讲，其符合情况示于图2。达到拟稳态水侵的时间，随 r_e/r_o 的增加而增加。这些无因次水侵量解可用来在物质平衡计算中计算累计水侵量。设定 $h_2=0$ ，即无底水驱动，由方程(10)和(12)求得了这些值。