



中国石油勘探开发研究院出版物

碳酸盐岩油气藏开发新技术



[美] Society of Petroleum Engineers 编

李勇 李保柱 夏静 等译

石油工业出版社

碳酸盐岩油气藏开发新技术

[美] Society of Petroleum Engineers 编

李 勇 李保柱 夏 静 等译

石油工业出版社

内 容 提 要

本书为 SPE 和 JCPT 译文集,共收录近年来碳酸盐岩油气田开发相关技术论文 20 篇,主要介绍了碳酸盐岩试井相关理论、方法及在实际生产中的应用,油气藏数值模拟理论、方法及应用,注水、注气等开发方式在油田中的应用等相关技术。应用油田涉及天然裂缝型油田、缝洞型油田等。

本书适合石油开发专业相关研究人员、管理人员及高等院校相关专业师生参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

碳酸盐岩油气藏开发新技术/[美]Society of Petroleum Engineers 编;
李勇等译. —北京:石油工业出版社,2013. 7

书名原文:Collection of SPE and IPTC papers on naturally fractured
reservoirs and carbonate reservoirs

ISBN 978 - 7 - 5021 - 9574 - 8

I. 碳…

II. ①科…②李…

III. 碳酸盐岩油气藏 - 油田开发

IV. TE344

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2013)第 085849 号

All Rights Reserved. Translated from the English by the Petroleum
Industry Press with Permission of the Society of Petroleum Engineers.
The Society of Petroleum Engineers is not responsible for, and does
not certify, the accuracy of this translation.

本书经 SPE 授权翻译出版,中文版权归石油工业出版社所有,侵权必究。
著作权合同登记号 图字:01 - 2013 - 5284

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www. petropub. com. cn

编辑部:(010)64523543 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2013 年 7 月第 1 版 2013 年 7 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本:1/16 印张:20

字数:510 千字

定价:80.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

碳酸盐岩油气勘探在全球油气工业发展中一直处于十分重要的地位,世界上大型的油气田大都发现于海相碳酸盐岩中。目前,我国碳酸盐岩油气勘探正处于大发现时期,先后在塔里木盆地轮南—塔河与塔中,四川盆地的普光、龙岗等地区获得一系列重大突破,预计今后相当长一个时期还会有更多更大的发现。但是由于国内碳酸盐岩油气藏的特点,目前开发中遇到了较多的问题。而国外在碳酸盐岩油气藏开发过程中积累了大量的理论、方法与经验,通过学习借鉴国外成功经验为我所用是本书编制的初衷。

全书分为三部分,主要介绍国外目前碳酸盐岩试井技术及产量不稳定分析理论与方法、裂缝性油藏地质建模及数值模拟以及提高采收率措施等方面的理论、技术进展。其中,试井分析方法及数值模拟方法在碳酸盐岩油气藏开发中有着举足轻重的作用。试井方法可以准确评价储层发育程度、伤害程度、储集体连通范围等,尤其对多数碳酸盐岩油气藏特别是缝洞型油藏来说,取心测试结果不能表征油藏实际结果,试井方法则可以一种动态校正。生产动态分析方法(又称产量不稳定分析方法)是采用生产动态的产量、压力等数据进行气藏动态储量评价、储层参数评价的一种方法,近几年发展迅速,主要在气田的开发中应用。数值模拟方法作为油气田开发动态预测的方法越来越被大家所采用,但是由于碳酸盐岩油气藏的复杂性,其数值模拟方法存在较多亟待解决的理论技术问题,本书介绍了离散裂缝数值模拟方法、缝洞型油藏等效数值模拟方法等。而对于提高采收率措施来说,国内碳酸盐岩因其复杂性及特殊性,采收率明显低于国外碳酸盐岩油气田。国外碳酸盐岩油气田所采用的先进技术及成功开发经验值得我们学习和参考。

本书为译者近几年来在碳酸盐岩油气藏研究中查阅的有前沿代表性文献的整理及汇总,由李勇、彭晖、张晶、蒋漫旗、焦玉卫、张学磊翻译,李保柱、李勇和夏静校对。

由于译者水平有限,在翻译过程中难免有表达不当之处,敬请读者批评指正。

目 录

第一部分 试井及产量不稳定分析

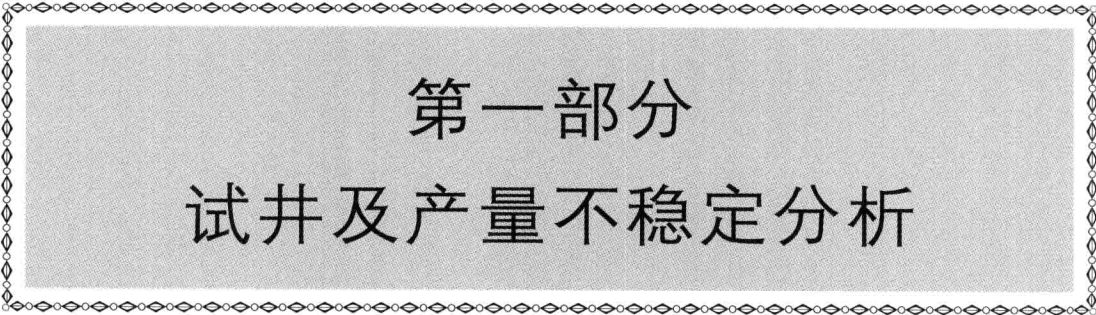
通过不稳定压力分析研究油藏内部连通性的综合方法	(3)
裂缝型碳酸盐岩油藏数值试井建模的局限性	(9)
天然裂缝型气藏递减曲线分析：“拟时间”和“物质平衡拟时间”的应用研究	(20)
天然裂缝孔洞型碳酸盐岩油藏中的不稳定压力以及递减曲线特征	(37)

第二部分 地质建模及数值模拟研究

综合考虑裂缝、试井、生产数据的油藏建模的新方法	(67)
孔洞直接相连的碳酸盐岩流体运移属性确定方法以及建模研究	(84)
裂缝型双重碳酸盐岩油藏离散裂缝网络建模及其动态特征研究	(95)
基于统一精细尺度多重物理模型的有效粗化方法研究在天然裂缝型碳酸盐岩喀斯特 油藏流动模拟中的应用	(116)
使用复杂离散裂缝建模技术的下一代油藏模拟器	(124)
一种缝洞型油藏的模拟方法	(132)
建立注气和回注方案裂缝介质中扩散数值模型	(149)
离散裂缝模型在 2D 裂缝介质中的注水数值模拟研究	(167)
孔洞型碳酸盐岩油气藏油气渗吸现象试验及数值研究	(184)
基于单重孔隙度、 α 因子、双重孔隙度模型对某天然裂缝型富凝析气藏进行风险评价	(201)
裂缝型碳酸盐岩油藏的不确定性分析	(213)

第三部分 提高采收率技术研究

非均质气藏水驱前缘形状及采油策略	(229)
应力敏感天然裂缝型油藏中裂缝压缩系数对采收率的影响	(249)
天然裂缝性油藏的采收率及储量	(270)
从中东成熟碳酸盐岩油气田开发学到的经验	(276)
美国碳酸盐岩油气藏提高采收率的现场经验	(287)



第一部分
试井及产量不稳定分析

通过不稳定压力分析研究油藏内部连通性的综合方法

Rashid Al-Obaid, Saud Bin Akresh, Abdulaziz Al-Ajaji

摘要 本文综合利用了压力不稳定分析、生产数据以及地震数据成功地分析了位于沙特阿拉伯 Abqaiq 油田南部穹隆 Hanifa 和 Arab-D 油藏的内部连通性。

尽管 Hanifa 油藏与 Arab-D 油藏被 300ft 厚的不渗透碳酸盐岩层分隔,但是 Abqaiq 油田裂缝、断层发育地带的传导性裂缝和断层却沟通了这两个油藏的内部流体。

Hanifa 油藏一些现场不稳定试井分析的双对数曲线在后期出现了异常,这被解释为来自 Arab-D 油藏的能量供给,数值模拟模型也被用于进一步分析这种压力响应。

通过利用这些定量的不稳定试井分析,可以优化油藏管理以及制定更加有针对性的开发方案。

1 概况

沙特阿拉伯的 Abqaiq 油田发现于 1940 年,并于 1946 年开始投产。它由多个碳酸盐岩油藏组成,其中 Arab-D, Hanifa 以及 Hadriya 是三个最大的碳酸盐岩油藏。

Hanifa 油藏渗透率非常低(平均为 1mD),它与渗透率非常高的 Arab-D 油藏(平均为 400mD)被一套厚度为 300ft 无孔隙、不渗透的 Jubaila 组分隔。位于 Hanifa 油藏下方是 Hadriya 油藏,它的渗透率介于 Hanifa 油藏和 Arab-D 油藏之间。

1990 年的三维地震显示在 Arab-D 油藏与 Hadriya 油藏内部存在断层和裂缝。钻水平井过程中钻井液的漏失以及生产测井的结果也验证了确实存在断层和裂缝。同时,在钻水平井过程中还发现了三维地震分辨率无法探测的小规模断层。

由于过渡性边界的存在以及声波阻抗对比度较小, Hanifa 油藏地震数据体的质量有所下降,但是仍有可能勾画出 Hanifa 油藏中的断层和裂缝。这项工作可以通过对 Hadriya 油藏和 Arab-D 油藏(有明显的边界以及相对较大的声波阻抗)相似特征的解释来完成。由于 Hanifa 油藏位于 Hadriya 油藏与 Arab-D 油藏之间,所以在 Hadriya 油藏与 Arab-D 油藏中出现的相同特征一定在 Hanifa 油藏中有所反映。贯通这些油藏的传导型断层和裂缝导致了油藏内部流体的连通。Arab-D 油藏和 Hanifa 油藏生产的压力历史曲线遵循相同的模式,这也证明了 Arab-D 油藏和 Hanifa 油藏内部流体的连通性(图 1)。

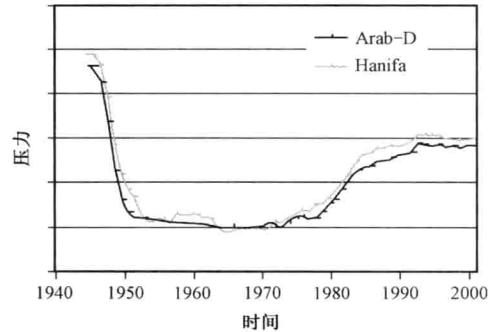


图 1 Hanifa 与 Arab-D 油藏的生产压力历史曲线遵循相同的模式

试井数据是用来识别 Hanifa 油藏中通过地震数据无法判断的地震与亚地震断层的动态数据。对于水平井钻井的增加以及未来多分支井的应用,这些断层的识别与描述也显得越来越重要。

利用不稳定压力数据来分辨连通两个油藏的断层和裂缝就可以对油藏内部连通性有更好的认识。更重要的是,数据集成分析方法主要的优点体现在重新分析已有的不稳定压力数据以及三维地震数据来检测这些断层。

2 地质特征

分布在深水区域的富含泥质碳酸盐岩(石灰岩)构成了 Hanifa 油藏的储集体。Hanifa 油藏中流体的流动以及渗透率取决于它内部的缝合缝(裂隙或者小的裂缝网络)。图 2 就是典型的带有这种裂缝的岩心照片。这种裂缝通常与中低孔隙度的碳酸盐岩相关。白垩纪晚期构造的抬升造成了一些能够贯通多个油藏的大断层(图 3)。这些断层和相关联的裂缝起到了通道的作用,这些通道沟通了不同油藏的内部流体以及压力。

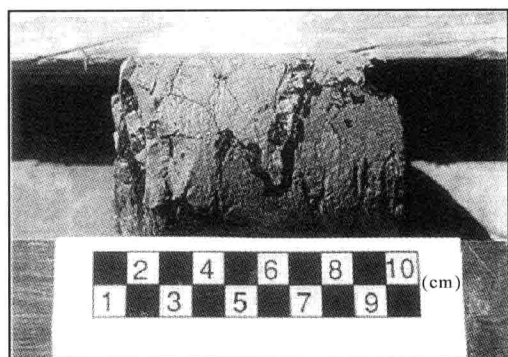


图 2 有缝合缝的岩心

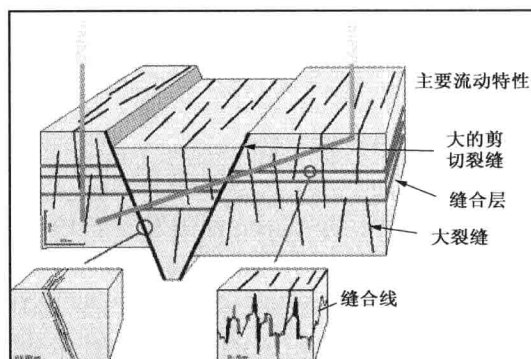


图 3 Hanifa 油藏内部的断层与裂缝网络

3 Hanifa 油藏的典型压力响应

Hanifa 油藏中许多直井试井解释结果表现出裂缝井的特征。这说明了 Hanifa 油藏是裂缝发育油藏,并且直井钻遇低角度($<7^\circ$)裂缝的几率非常低。由于裂缝的发育造成了试井解释得到的地层系数 Kh ,是岩心分析的 17~40 倍。同时,生产测井、钻井时钻井液的漏失以及很低的岩心收获率也是 Hanifa 油藏为天然裂缝型油藏有利的证据。

3.1 油藏内部传导型断层和裂缝

这一节,我们将研究受 Hanifa 油藏内部传导型断层裂缝和裂缝(没有延伸至 Arab - D 油藏)影响的试井压力响应。

3.1.1 例 A-1: 生产井与传导型裂缝和断层相交

这口直井是下套管完井,它位于 Hanifa 储层顶部。压力导数曲线如图 4 所示。导数曲线初期有一段持续了 4h 的斜率为 1/2 的直线段,它表现出了非常明显的无限导流裂缝特征。在关井 20~80h 之间,压力导数曲线出现了一个明显的平直段,这代表了油藏基质的平均渗透

率。在 80h 以后,导数曲线形态发生了下掉并且一直持续到测试完成。这表明远井地带的储层性质有所改善,或者位于 Hanifa 油藏下部的 Arab - D 油藏对其有能量供给。但是,由于测试时间的局限,我们不能得到准确的判定。

从这口井生产测井的产液剖面(图 5)可以看出,接近 50% 的入井流体是从 10' 的射孔段流入井底的。这与试井解释的一条裂缝与井筒相交一致。

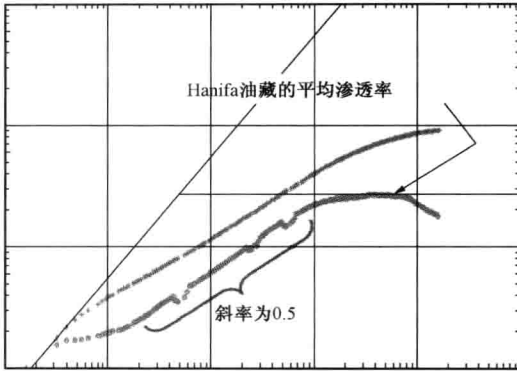


图 4 与传导断层、裂缝交叉的井的压力导数曲线

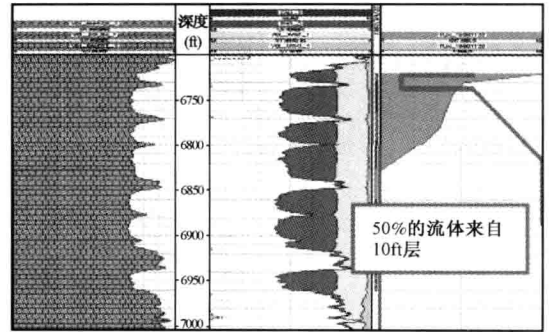


图 5 例 A - 1 的产液剖面图和生产测井图

试井解释数据与复合油藏中与无限导流裂缝相交的直井模型相匹配(图 6)。径向复合模型被用来拟合晚期数据。从拟合结果可以得到典型 Hanifa 油藏基质的渗透率为 1mD。

3.1.2 例 A - 2: 靠近非相交有限导流断层和裂缝的井

该井为位于 Hanifa 油藏顶部的一口套管完井的直井。为期 14 天的压力恢复测试被用来描述储层以及定量分析储层非均质性。

地震解释结果(图 7)表明较大的断层发育在近井地带。

这口井的压力导数曲线(图 8)有典型的油藏非均质特征。在井筒存储段结束以后,一段斜率为 1/4 的直线段(裂缝特征)出现在早期,紧接着表现出一段非相交有限导流断层的特征。后期出现了大约 30h 的斜率为 -1 的直线段,这表明从附近传导型的断层和裂缝有能量供给。最后是一段双线性流的过渡段,这一直持续到测试结束。

如图 9 所示,这口井早期试井数据可以用相交的有限导流裂缝模型很好的拟合,而后期数据可以和井附近有非相交有限导流断层和裂缝模型很好地拟合。

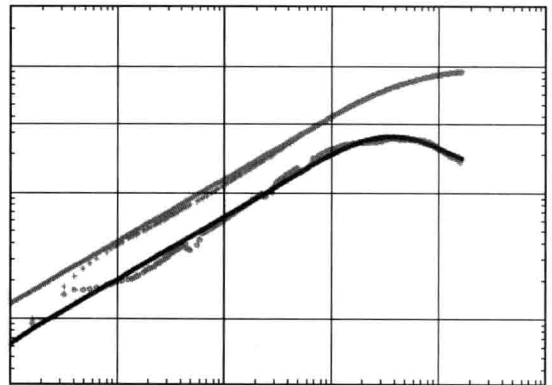


图 6 与例 A - 1 压力导数曲线拟合

3.2 油藏间的传导型断层和裂缝

本节我们将研究贯穿 Hanifa 油藏和 Arab - D 油藏的传导型断层和裂缝对试井压力响应的的影响。

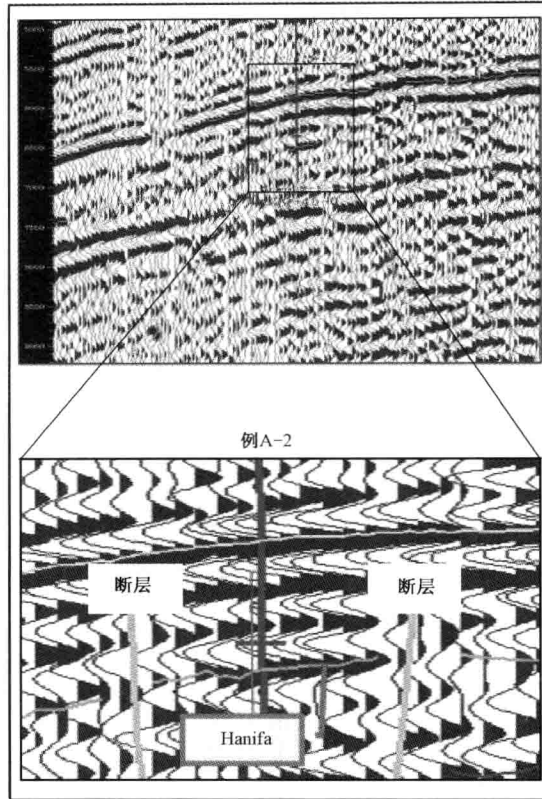


图7 例 A-2 的地震数据解释

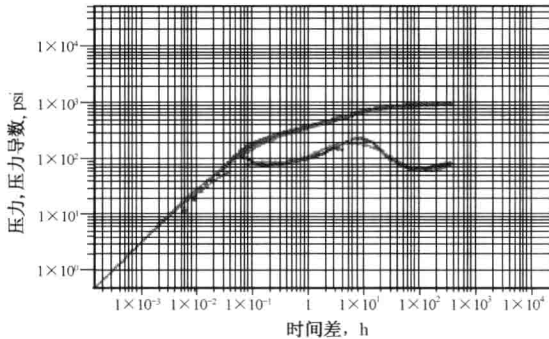


图8 靠近非相交有限导流断层和裂缝的井(例 A-2)

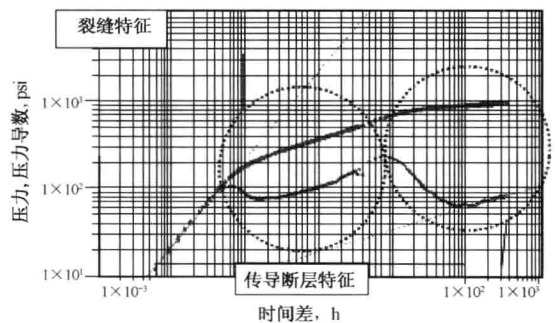


图9 例 A-2 的数值拟合

3.2.1 例 B-1: Hanifa 油藏中的一口测试井的压力响应

该井是 Hanifa 油藏的一口水平井(图 10),该水平井的走向平行于地震解释出的该井区的剪切断层以及裂缝的走向。该井设计 14 天的压力恢复测试,压力数据取自永久井下监测系统 (PDHMS)。获取了压力数据之后,在压力导数曲线的尾部曲线有所下掉,为了确定这个现象的原因,压力恢复测试时间被延长至 33 天。最终压力导数图如图 11 所示。图中,在井筒存储效应结束后,在压力导数曲线 1~5h 之间是一段垂直径向流动区域,在 6~20h 是线性流动区域,20~80h 之间是一段明显的水平径向流,其后在压力倒数曲线上出现明显的下降。试井后期压力倒数曲线的下降可能是由于 Arab-D 油藏的能量供给所造成的。

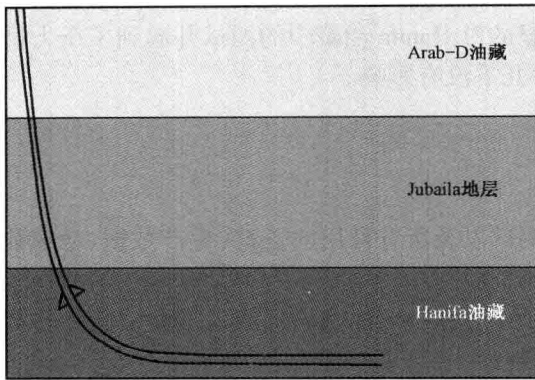


图 10 例 B-1 的井眼轨迹

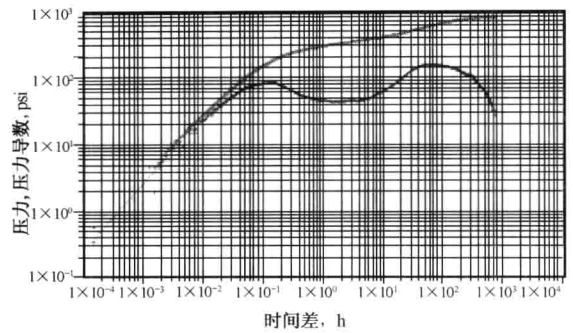


图 11 后期同一油藏内部的流体交换(例 B-1)

解析模型已经不能用来拟合这样复杂的油藏地质条件,所以,采用数值模型进行拟合工作。基于地质描述,选出了几种方案进行拟合。

一个拟合效果较好的数值模型是使分隔 Hanifa 油藏和 Arab - D 油藏的 Jubaila 组的垂向渗透率不为零,但是,较高的垂向渗透率与 Jubaila 组是无孔隙、不渗透的地层相矛盾,所以这个方案没有被采纳。

另外,当用有两条传导型断层和裂缝平行于水平井的走向(通过地震数据)的模型拟合时,拟合的结果也非常好(图 12)。为了模拟后期压力倒数的下降,一种渗透率非常高的介质被用来补偿这种垂向渗透率带来的效果。这种补偿做法就是建立两条贯穿 Jubaila 组、并延伸至 Arab - D 油藏的传导型断层和裂缝(有可能导致两个油藏的流体交换和压力交换)。

3.2.2 例 B-2: Arab - D 油藏中的一口测试井的压力响应

Arab - D 油藏中的这口井是例 B-1 中水平井的邻井,压力导数图如图 13 所示。在掩盖了无限大地层径向流的井筒存储段结束之后,导数曲线上出现了斜率为 -1 的直线段。在过渡段之后,双线性流(斜率为 1/4 的直线段)出现并持续到测试结束。这种压力响应是典型的近井地带有限导流断层和裂缝的模型特征。

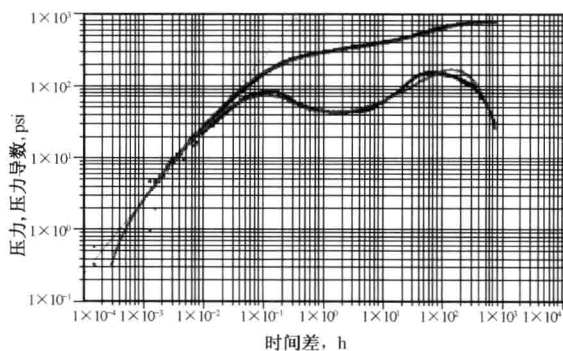


图 12 例 B-1 的数值拟合

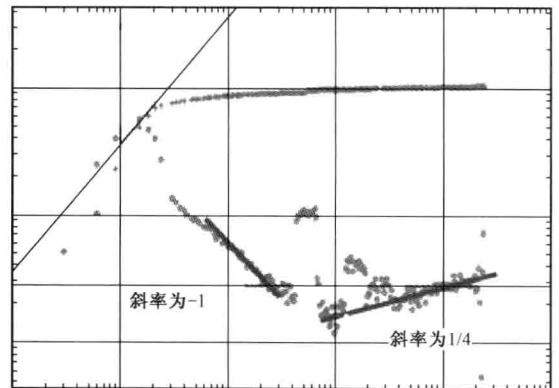


图 13 位于 Arab - D 油藏的井的不明确表现出同一油藏内部有流体交换(例 B-2)

例 B-1 和例 B-2 压力导数曲线形态的差别主要体现在 Hanifa 油藏与 Arab-D 油藏渗透率的巨大差异。在例 B-1 中 Arab-D 油藏明显的对 Hanifa 油藏中的测试井起到了压力供给的作用,而在例 B-2 中 Hanifa 油藏对该生产井几乎没有影响。

4 结论

通过研究以上几个例子,可以得到如下结论:

(1) 油藏之间的连通性可以通过不稳定压力测试以及所有可用的资料(生产数据、地震数据、测井数据等)综合评价;

(2) 由于 Hanifa 油藏和 Arab-D 油藏渗透率的巨大差异,油藏内部或者油藏之间传导型断层和裂缝可以通过 Hanifa 油藏的试井分析来分辨;

(3) 由于在压力导数曲线上缺乏足够的特征,Arab-D 油藏中的传导型断层和裂缝是否延伸至 Hanifa 油藏还难以判断;

(4) 用数值试井模型对复杂的油藏地质条件下不稳定压力数据的拟合试井十分必要;

(5) 对于致密油气藏,判断油藏的非均质性需要适当的延长压力恢复测试时间。

5 致谢

笔者对 Faisal Al-Thawad、Paul Lawrence、George Stewart 以及 Naseem Al-Dawood 巨大的帮助以及合作致以诚挚的谢意。

参考文献

- [1] Faisal Al-Thawad, Ali Al-shahri, A. Al-Gattan and K. Al-Hawas. Optimizing Horizontal Well Placement in the Faulted Ghawar Field by Integrating Pressure Transient and 3D Seismic. SPE 62986, 2000.
- [2] Maghsood Abbaszadeh, Cinco-Ley. Pressure-Transient Behavior in a Reservoir With a Finite-Conductivity Fault. SPE 24704, 1992.
- [3] Geoquest Reservoir Technologies. Abqaiq Well Test Analysis Project Report. SAUDI ARAMCO, Sept, 1998.

裂缝型碳酸盐岩油气藏数值试井建模的局限性

P. W. M. Corbett, S. Geiger, L. Borges, M. Garayev, J. G. Gonzalez, C. Valdez

摘要 由于碳酸盐岩油气藏常常表现出三重孔隙结构系统(裂缝—基质—孔洞)的特征,碳酸盐岩油气藏的试井解释工作面临巨大的挑战。碳酸盐岩油气藏中的三重孔隙结构系统并不唯一:基质有可能作为双重孔隙度/双重渗透率系统,而裂缝作为第三种系统;也可能是由两种裂缝系统与一种单一基质系统构成;还可能是由孔洞(大型孔隙)、中型孔隙以及微型孔隙构成的渗透率差异很大的基质系统。由于在地质模型中需要描述基质(或者多种基质)以及裂缝的非均质性,并且将它们模型中正确的耦合,所以建立这种系统的模型非常有挑战性。

从裂缝系统的典型试井响应,例如:经典的双重孔隙模型的“V”型响应,可以解释出描述裂缝系统与基质系统相互作用的储容比 ω 与窜流系数 λ 。在三重孔隙系统中如何用这两个参数来描述基质与裂缝的属性需要在数值试井建模(有时被称为“地质试井”)有所创新。本文利用油藏描述、油藏建模以及数值模拟方法提出一套方法用来建立系统的模型以及确定一组合适的地质类型曲线(压力倒数曲线特征相似)来理解试井解释中的 ω 和 λ 。

1 概况

通过在数值模拟器中建立地质模型,利用数值模拟的手段来系统地观察对于不同尺度地质现象的试井响应特征被称为“地质试井”(Massonnat and Bandiziol, 1991; Corbett et al., 1996; Zheng et al., 1996)。在研究碎屑岩储层时,变表皮效应以及窜流现象出现在非均质性较高的储层中。天然裂缝油藏常常表现出多种的流动区域(Cinco-Ley, 1996; Rawnsley and Wei, 2001; Rawnsley et al., 2007)。不同流动区域的过渡(例如:裂缝+河道+基质),流动区域的顺序以及压力响应的尺度都遵循地质系统的趋势。这些趋势可以很好的用一系列“地质类型”曲线来描述(Corbett et al., 2005)。由于数值方法的原因,在碳酸盐岩油气藏中这种方法还没有大规模的投入使用。在碳酸盐岩油藏中,沉积和成岩过程中形成的孔隙系统复杂并且常常有裂缝出现,数值模拟需要考虑更多的数值方法以及网格化的问题,这些问题导致了地质类型曲线更加复杂。为了更加系统地研究地质类型曲线,本文先利用一些高对比度的没有裂缝的碳酸盐岩储层、一个高对比度的有裂缝的砂岩储层(尽管在这个油藏中的研究井中的砂岩储层表现出了很明显的双重孔隙特征)以及一个有裂缝的石灰岩储层来对不同储层的试井动态响应进行研究。与此同时,本文对压裂井的试井解释也进行了分析,但这并不是本次研究的研究重点。本次研究主要是考虑用数值模拟方法建立实际地质模型的试井响应特征。特别的,我们还尝试着分析了在何种条件下会出现三重介质的“W”型试井响应(图1, Bourdet, 2002)以及它的控制因素。本次研究的目的是探寻地质条件的变化对试井压力响应的系统影响,这个研究的第一个目标就是理解三重介质的“W”型试井响应。

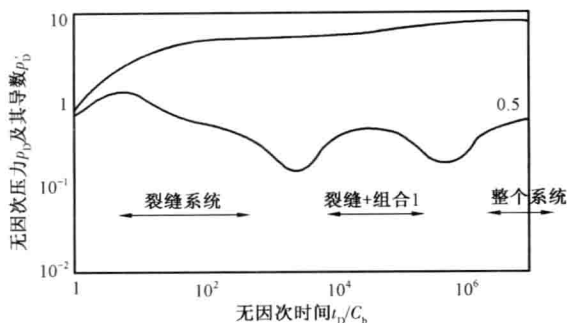


图1 三重介质系统的“W”型试井典型曲线

2 方法

为了分析裂缝与基质非均质性对压力动态的影响,我们在综合试井中使用了地质工程方法,具体包含以下4步(图2):

(1) 利用标准工业建模软件包或者CAD软件结合露头数据以及合成测井曲线建立一个可以代表特定非均质性(例如裂缝或者多孔的基质)的区域理论地质模型。

(2) 利用工业有限元软件或者内部有

有限元模拟器来模拟一个参数较广范围内的压力恢复和压力降落过程。

(3) 使用商业试井解释软件包分析第二步得到的数值压力动态。

(4) 将压力动态与已知的区域地质模型的地质特征相匹配。

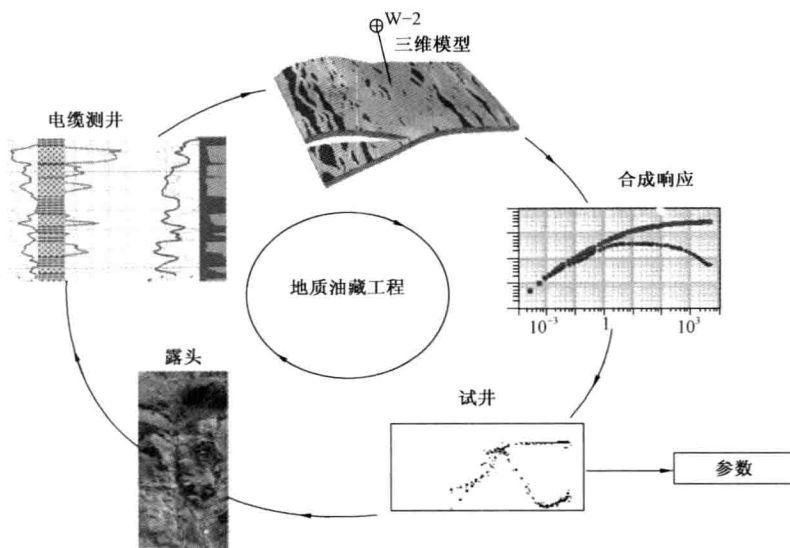


图2 综合试井分析中的地质工程方法应用

基于露头数据以及本例中的综合测井曲线建立了三维油藏模型。数值模拟计算的压力动态被用来进行分析和模拟,这使得我们可以将压力动态以及得到的有效参数与已知的地质结构相对应

三种不同类型的地质模型被用来进行分析:第一种模型代表了含有大孔、中孔以及微孔(Martin et al, 1997)但是没有裂缝的多孔碳酸盐岩储层;第二种模型代表了含有简单裂缝形态的辫状河沉积环境形成的储层;第三种模型代表了含有较为复杂裂缝模式但相对均质的基质模型。所有的模型都对应一种网格尺寸和时间步长来分析它们的敏感性。所有的模型在数值模拟时均为井下关井并且没有考虑井筒存储效应。一旦确定了三个模型中一个模型的数值模拟所需要的时间步长和网格尺寸以后,其他的数值模拟工作也使用这些参数。下文将详细介绍三种不同的地质模型。

2.1 模型1:含有非均质孔洞型基质的碳酸盐岩储层

利用11个有代表性的含有大孔、中孔以及微孔但是没有裂缝的多孔碳酸盐岩储层的理论

模型分析了基质非均质性对试井动态特征的影响(图3, Martin 等, 1997)。模型的尺寸是1000m × 1000m × 50m。在建立模型时,针对不同的孔隙系统,利用一些对象来定义不同的孔隙度区域,再利用一些微元模型来描述该对象的内部属性。这些对象不受地质模型的约束,但是使用这些对象可以很好地描述碳酸盐岩储层内部的不连续性(Kerans 等, 1994)。原油性质以及相对渗透率曲线从正在生产的油田获取,该油田原油的重度为42°API的轻质原油。总体来说,这些模型的基质渗透率非常低,而基质中包含的孔洞是渗透率相对较高的区域。为了限制数值模拟运算中变量的数目,所有数值模拟过程中孔隙度被统一设置成10%。基质中的孔洞可以有不同的大小和形状(椭圆型或者1/4椭圆型),这样就能描述孔洞接触点不同的连接性。根据孔洞渗透率的差异,将模型中的孔洞分为三类,(1)大型孔洞:10~400mD;(2)中型孔洞:10~100mD;(3)微型孔洞:0.1~1mD。这样就有可能会导致三重渗透率系统流动形态。利用序贯高斯模拟使每种孔洞类型的渗透率都发生变化。内部有不同相的基础模型(模型04c)有5口井(4个角以及模型中部各有一口),并且有综合测井曲线(不同地质类型的)。其他的地质模型通过系统的改变基础模型渗透率的差异以及内部孔洞的连通性来获得。

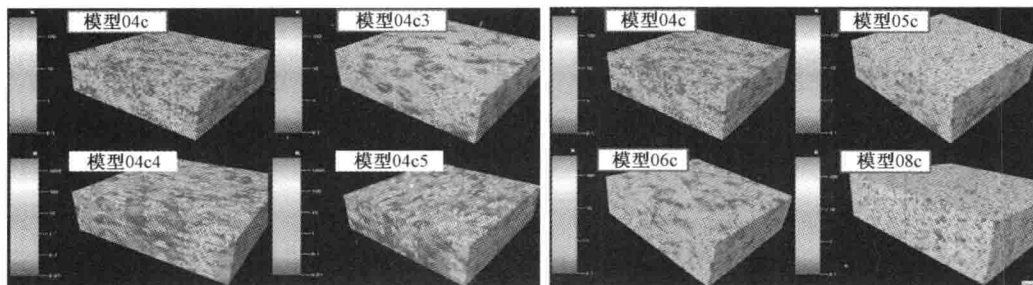


图3 基于不同相的含有多孔洞基质的理论碳酸盐岩油藏模型

高孔隙度的区域代表孔洞。模型04c是基础模型,其他模型是在04c的基础上修改了渗透率差异以及孔洞的连接性(右侧)。模型的尺寸为1000m × 1000m × 50m

为了进行流动模拟,模型被缩减到327000个正交网格,并在井的周围进行局部网格加密。井位于地质模型的中部,井眼直径为12.25in。模型的垂向上全部射开。使用500bbl/d的流量模拟了9天的压力降落,井底流压被固定为1000psi。在模拟过程中,时间步长从1.44min增长到1.2h。在完成压力降落模拟后,采取井下关井,并模拟了相同时间段的压力恢复。原油的重度为42°API,黏度为0.82mPa·s,地层体积系数(B_o)为1.21,泡点压力为980psi。折算模型中部1585m(5200ft)处原始油藏压力为2436psi。油水界面为1617m(5305ft),也就是说位于油藏模型底部的水体对生产没有影响。

2.2 模型2:含有裂缝的辫状河沉积环境的储层

我们利用露头分析以及测井资料建立了位于Aberdeen东北部沿海的英国北海油田的概念区域地质模型,并用该模型分析了裂缝与基质的非均质性对含有裂缝的辫状河沉积环境形成的储层的生产动态的影响。该油田位于泥盆纪老红砂岩地层,地震解释为裂缝发育的辫状河沉积(Andrews 等, 1990; Butler 等, 1977)。尽管它不是一个碳酸盐岩油藏,但是它依然具备了碳酸盐岩油藏流动规律的几个关键性特征,也就是非均质岩石基质内部的裂缝。向上变细的层序在泥盆纪老红砂岩储层十分普遍,有些能达到10m,但是大部分小于1m(Andrews 等, 1990)。渗透率—孔隙度交会图显示该油田90%的岩心样本的孔隙度低于20%,渗透率小于

10mD。测井解释曲线没有显示出明显的岩石物理分组,但是很清晰地反映出一些渗透率较高的层。岩心样本以及露头观察到的裂缝有的已经矿化,有的仍然开启,这就导致了渗流能力的降低或者升高。此外,通过露头观察(图4)以及洛伦兹图版(图5)可以区分出两种粒度差异很大的基质类型。裂缝与不同类型的基质的出现很有可能导致储层内部表现出三重介质渗流特征。

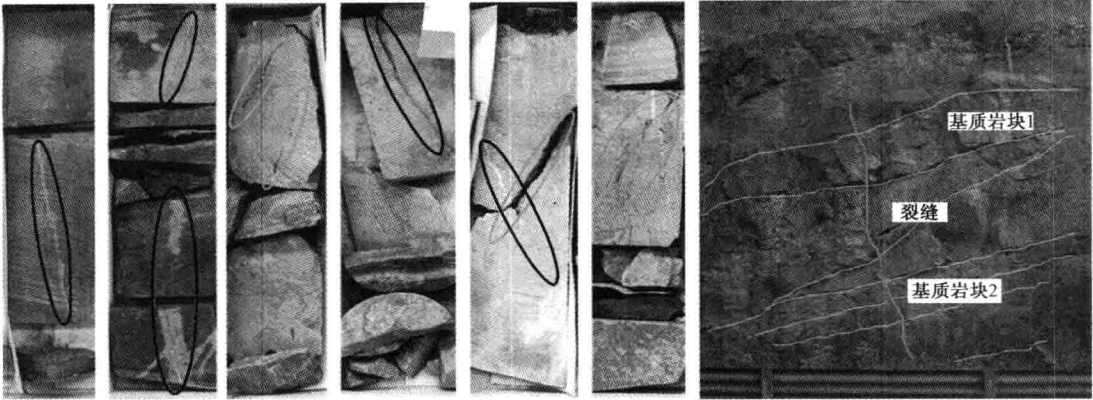


图4 泥盆纪老红砂岩储层岩心样本(左侧)以及英国靠近爱丁堡的 Dregthorn 市的野外露头中的开启的裂缝(浅色椭圆)和已经矿化的裂缝(深色椭圆)
野外露头照片同时可以看出两种不同粒度的基质

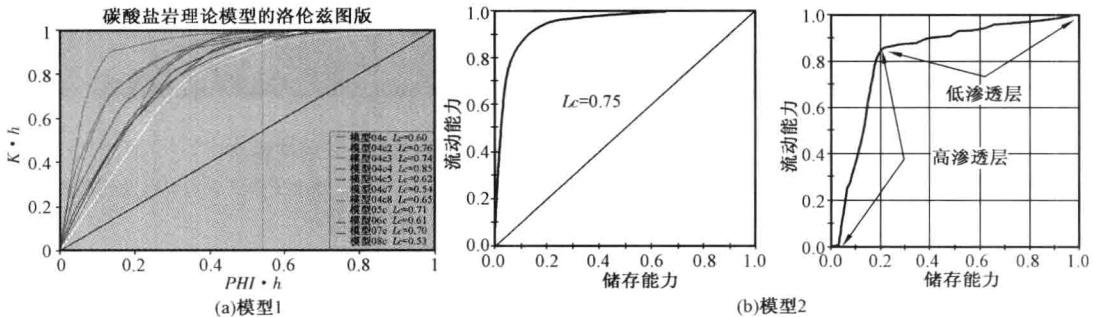


图5 碳酸盐岩模型(模型1)与裂缝型砂岩油藏中典型基质的洛伦兹图版(模型2)

两种模型都表现出双重基质孔隙度的特征。修正的洛伦兹图版中可以看出较高的渗透率都集中在其中一个小层中。同时,从图中可以看出碳酸盐岩模型与砂岩模型基质渗透率的差异同样大。由于裂缝未被充填,所以在洛伦兹图版中没有体现

基于这些观察,建立了一个包含三种不同岩相储层的油藏模型,一种为渗透率较差的砂岩储层(渗透率小于20mD),一种渗透率较高的砂岩储层(渗透率大于20mD)以及泥岩储层(泥岩体积大于70%)。三种岩相分别作为建模的对象。油藏储集相带及两种砂岩,与河道有关。假设东西向是由古至今的方向,分布着厚度为2~20ft以及纵横比为1:50的河道(Andrews等,1990)。泥岩被认为与河漫滩有关。孔隙度、渗透率以及净毛比利用序贯高斯算法建模。假设油藏中有两组裂缝,一组裂缝由东至西,另外一组裂缝由北至南。裂缝利用恒定的倾角、底层方位角以及裂缝密度通过费歇方法建立模型。Oda方法被用来粗化用于流动网格的渗透率和孔隙度。此外,几条理想的裂缝条带被添加到实际的油藏模型中来研究数值模拟中裂缝条带以及断层在对压力动态的影响。裂缝条带的渗透率为10D。模型的构造是基于该油田的整体构造,该构造为含有复杂裂缝的东西向地垒(Butler等,1977)。