



Productivity Evaluation of Well Logging in Deep Glutenite Reservoir

A Thesis Submitted for the Degree of Master

Candidate: Wei Ruling

Supervisor: Prof. Sun Jianmeng

College of Geo-resources and Information
China University of Petroleum (EastChina)

关于学位论文的独创性声明

本人郑重声明：所呈交的论文是本人在指导教师指导下独立进行研究工作所取得的成果，论文中有关资料和数据是实事求是的。尽我所知，除文中已经加以标注和致谢外，本论文不包含其他人已经发表或撰写的研究成果，也不包含本人或他人为获得中国石油大学（华东）或其它教育机构的学位或学历证书而使用过的材料。与我一同工作的同志对研究所做的任何贡献均已在论文中作出了明确的说明。

若有不实之处，本人愿意承担相关法律责任。

学位论文作者签名：魏 世 金

日期：2010 年 6 月 7 日

学位论文使用授权书

本人完全同意中国石油大学（华东）有权使用本学位论文（包括但不限于其印刷版和电子版），使用方式包括但不限于：保留学位论文，按规定向国家有关部门（机构）送交学位论文，以学术交流为目的赠送和交换学位论文，允许学位论文被查阅、借阅和复印，将学位论文的全部或部分内容编入有关数据库进行检索，采用影印、缩印或其他复制手段保存学位论文。

保密学位论文在解密后的使用授权同上。

学位论文作者签名：魏 世 金

日期：2010 年 6 月 7 日

指导教师签名：邵 世 金

日期：2010 年 6 月 7 日

摘 要

深层砂砾岩岩性复杂、低孔渗、纵横向具有极强的非均质性、孔隙结构异常复杂等特征制约着低孔渗储集层的压裂后产能预测研究。本论文以达西定律为基础,借鉴 Raymond 和 Binder 模型结合平面径向稳态渗流原理进行压裂后产能预测研究。对油田某深层砂砾岩区块进行测井曲线标准化的基础上,探讨了压裂裂缝几何参数的求取及利用常规测井资料求取孔隙度、有效渗透率、粘度等一系列产能参数的系统化研究。针对有核磁资料的井,探讨利用核磁方法改进求取储层参数和压裂产能定量预测研究,总结出适合本研究区块孔隙度、束缚水饱和度、地层渗透率和流体粘度等参数的求取方法,最终对研究区块二十口常规测井资料井和五口核磁井分别进行了定量产能预测与分析,达到了该地区产能预测精度的要求。然后进一步完成了孔隙结构参数代表的物理意义和计算方法的整理工作,形成了一套利用核磁 T_2 谱计算伪毛管压力曲线,并利用其进行定量计算排驱压力、中值压力、最大孔喉半径等孔径结构参数的定量计算方法。并通过求取这些参数,提出了反映本研究区块储层产能等级分类的综合指示参数,得到了较好的实际应用效果。最后在上述模型基础上分别开发相应的软件,并挂接到 FORWARD 平台上。

关键词: 砂砾岩, 压裂产能, 核磁测井, 孔径结构, 产能分类

Productivity Evaluation of Well Logging in Deep Glutenite Reservoir

Wei Ruling (Geo-detection and Information Technique)

Directed by Prof. Sun Jianmeng

Abstract

Prediction of the fracturing in the low-poroperm reservoirs have been restricted by the characteristic of the deep glutenite where the complicated lithology are very low permeable and aeolotropic in compressional and shear direction. Based on the basically conception of Darcy law, the research was carried on according to the model of Raymond and Binder combined with the theory of radial steady-state fluid flow. On the basis of curve calibration in the region of deep glutenite, Firstly, analyzing the method of calculating the geometric parameters of the reservoir after fracturing and using the conventional material to acquire some productivity parameter, such as effective porosity, effective permeability, viscosity, volume ratio, according to the nuclear magnetic logging in region of interest. focusing on improving the method of calculating the reservoir parameter and the prediction of productivity after fracturing, then raise a series of methods which are suit to the practical geology and apply those methods to 20 conventional wells and 5 NMR wells and attend good effects. Secondly, based on the conception of the NMR, analyzing the methods of calculating capillary pressure curve with nuclear magnetic technology. Meanwhile, use this pressure curve to obtain all the pore throat structure parameter such as drainage pressure, mid-value pressure and the max-pore throat radius. We raised the composited index parameter which can reflect the productivity grade separation in our reservoir by acquiring those pore throat parameter and the application of those methods have made a ideal effect through the well processing. At last, on the basis, software which can be used with Forward was developed.

Key words: glutenite, productivity after fracturing, Nuclear magnetic resonance, Pore throat structure, Productivity classification

目 录

第一章 绪论.....	1
1.1 论文研究目的和意义.....	1
1.2 国内外研究现状.....	1
1.3 论文的主要研究内容.....	4
1.4 研究技术路线.....	5
第二章 储层四性关系基本特征分析.....	6
2.1 储层岩性测井特征.....	6
2.2 储层四性关系分析.....	7
2.2.1 岩性与物性关系.....	7
2.2.2 储集层物性特征及其与含油性、电性的关系.....	8
2.2.3 储集层的含油性特征及其与电性关系.....	8
2.2.4 储集层的电性特征及其影响因素.....	8
第三章 储层压裂后产能预测理论模型研究.....	9
3.1 稳态流下的压裂后产能预测方法研究.....	9
3.1.1 Prats 法.....	10
3.1.2 McGuire-Sikora 增产倍数曲线法.....	10
3.1.3 污染井增产倍数计算方法.....	11
3.2 压裂后产能预测模型的选取.....	12
第四章 压裂产能预测参数计算方法研究.....	16
4.1 测井曲线标准化.....	16
4.1.1 测井曲线标准化方法选择.....	16
4.1.2 曲线标准化.....	17
4.1.3 岩心深度归位.....	19
4.2 基础参数建模研究.....	20
4.2.1 孔隙度模型研究.....	20
4.2.2 渗透率模型研究.....	22
4.2.3 含水饱和度模型研究.....	28
4.3 地层参数研究.....	30
4.3.1 地层有效渗透率研究.....	30
4.3.2 储层有效厚度.....	36
4.3.3 供油面积半径研究.....	37
4.3.4 储层压力和井底流压研究.....	37

4.3.5 表皮系数研究 38

4.4 流体参数求取研究 40

4.3.1 油藏物理方法计算体积系数 40

4.3.2 油藏物理方法计算原油粘度 41

4.5 射孔参数研究 43

4.5.1 地层条件下射孔深度 43

4.5.2 产能比模型分析 44

4.6 压裂参数研究 46

4.6.1 常用的裂缝宽度计算方法 47

4.6.2 PKN 模型计算裂缝几何参数研究 47

4.6.3 裂缝高度的计算研究 50

4.6.4 裂缝导流能力研究 51

4.7 产能参数模型与应用实例分析 52

第五章 核磁测井改进储层参数计算与压裂产能评价研究 55

5.1 核磁测井改进储层参数计算 55

5.1.1 应用核磁估算地层孔隙度 55

5.1.2 应用核磁计算束缚水饱和度 57

5.1.3 应用核磁估算地层渗透率 59

5.1.4 应用核磁估算自由流体饱和度 63

5.1.5 核磁测井方法计算流体粘度 64

5.2 定量产能预测 66

5.3 核磁测井定量表征储层孔隙结构参数研究 68

5.3.1 利用横向、纵向转换系数求取伪毛管压力曲线 68

5.3.2 孔隙结构特征参数定量计算方法研究 71

5.4 压裂产能等级分类方法研究 76

结论 81

参考文献 83

攻读硕士学位期间取得的学术成果 87

致 谢 88

第一章 绪论

1.1 论文研究目的和意义

随着油田勘探、开发的不断深入,多数油田已进入高成熟勘探阶段,勘探对象陆续由构造油藏转向隐蔽油藏,勘探开发的难度不断加大,石油勘探的重点已进入岩性、前陆、深层和老区四大领域。各油田近两年在这些领域发现的油气藏虽仍然以砂岩为主,但是与以前常规砂岩相比,深层砂岩储层岩性复杂化和储集空间复杂化的问题越来越突出,储层物性越来越差,各大油田的勘探开发都已转向低孔、低渗或超低渗油藏,由此低孔、低渗储层产能评价也随之变得困难。从目前趋势看,四大领域的深层复杂砂砾岩储层会越来越多,复杂程度也会越来越大。随着油田勘探开发的不断深入,遇到了越来越多的深层砂砾岩储层,而这些储层往往都是低品质储层,比如低孔低渗储层,这类储层往往具有很低的产能,通常要进行酸化压裂等增产措施才能见到一定的产能,而且它们更容易受到伤害。在这时对于这类储层压裂后的污染程度如何,储层的理想产能到底多高,在钻井过程中针对储层采取的保护措施是否有效,在哪些层位采取酸化压裂等改造措施才有价值,以及所采取的酸化压裂措施的效果如何等等,这些都是对测井解释的一个新的挑战。因此,测井解释不能再满足传统的解释项目(提供基本的储层物性和含油性参数),而应该不断地发展,提供更重要的储层信息。测井产能预测就是对测井解释的一个新的要求。

深层砂砾岩体储层呈现如下鲜明特点:岩性复杂、低孔渗或超低孔渗、纵横向具极强的非均质性、孔隙结构异常复杂等。上述特征制约着低孔渗储集层的产能预测研究。本论文以某区块深层砂砾岩储层为主要研究靶区,针对骨架成分复杂、填隙物复杂、孔隙结构复杂、非均质性严重的复杂砂岩储层,岩石物理实验和理论方法相结合,对复杂砂岩储层开展区域性岩石物理响应特征研究,认清孔隙结构与测井响应规律。开展深层复杂砂砾岩低孔底渗产能预测评价研究,合理准确计算储层孔、渗、饱等地质参数,建立产能预测定量评价模型,以便于根据市场情况进行产能效益评估,指导低渗透储层的油气开发。

1.2 国内外研究现状

有关地层的压裂后储层产能预测问题,在油气藏工程中它们主要是利用油井系统测

试资料,包括地层压力、井底流动压力和测试产量进行计算。目前,国内针对不同油田和区块,从复杂砂砾岩储层的特点出发,开展过一些区域性的复杂砂岩石物理和解释方法研究。据统计,绝大多数压裂井的裂缝形态为垂直裂缝,因此以讨论垂直裂缝压裂井的产量预测为主。井在压裂后,油气向具有垂直裂缝的井底流动状态表现为稳定状态、不稳定状态及拟(半)稳定状态。本文主要研究的为稳定状态和拟(半)稳定状态下压裂产能。

从 50-60 年代起,人们就开始研究压裂井的产量与裂缝参数和地层物性间的关系,1958 年 Dyes^[8]等人应用模拟来研究人工压裂井垂直裂缝对油井产能和压力恢复分析的影响。他们发现垂直裂缝已经改变了压力恢复曲线的位置和斜率,同时认为在确定地层压力和渗透率时必须考虑垂直裂缝的影响。1962 年 Prats^[9]等人首次对垂直裂缝井的压力不稳定状态进行了讨论,当时只讨论了恒定流压条件的生产动态,1963 年,scott^[10]研究了垂直裂缝对压力状态的影响,但没有考虑不同裂缝长度对压力状态的影响。1964 年壳牌开发公司的 Rusell^[11]和 Truitt 研究了无限导流垂直裂缝井的动态。他们认为早期呈线性流,后期呈径向流,并在此基础上得出了理论模型的解和试井分析方法,应用 Horner 法进行分析,记过发现要想得到正确的 kh 值需要进行校正。1972 年,美国斯坦福大学的 Raghavan.Cady^[12]和 Ramey 发表了一篇垂直裂缝试井的文章,文中给出了典型曲线,这一工作以 Rusell 和 Truitt 的工作为基础,在如何解释地层方面做了一些工作。文中应用 MDH 方法,Muskat 校正以及典型曲线拟合法来解释地层。1978 年,有限导流垂直裂缝的研究引起了人们的注意,其中 Cinco-Ley^[13]发表的有限导流垂直裂缝井试井文章,首次提出了双线性流的概念。1981 年 Cinco-ley 和 Samaniego^[14]联合发表了一篇关于有限导流和具有污染的裂缝井的试井分析。文中给出有限导流裂缝的几个流动阶段和相应的数学描述,1986 年 Sheng-Tai Lee^[15]发表了一篇有关有限导流垂直裂缝井试井的文章,文中提出了一个近似的三线性流动模型,该模型考虑了表皮系数,井筒储存和裂缝储存的影响。

国内压裂后产能预测研究起步较晚,鞠江慧,王建功^[1]等的《二连油田低孔隙度低渗透率储层压裂后产能预测中》及阮光辉、肖义越的^[2]《二次多项式逐步回归在油田压裂产能预测中的应用》中,找出压裂增产与诸因素之间的关系,建立油层压裂产能预测的近似公式,根据这种关系式提出合理工艺参数配比并预测产量。王大力,陈云英^[3]等提出用前馈神经网络进行油田压裂效果预测,并介绍了几种行之有效的加速学习算法。结果表明,前馈神经网络能够很有效地进行油田压裂效果的预测。蒋明,郭发军^[4]在《蒙

古林砾岩油藏压裂效果预测新方法》中提出,在油井压裂资料的基础上,用灰色关联分析法分析了影响压裂效果的主要因素。用自组织方法建立了这些因素与增油量及有效期的关系式,得到了蒙古林油区不同区块、不同压裂工艺条件下,压裂后增油量和有效期的预测公式。赵明辰等^[5]在《基于支持向量机的压裂效果预测方法研究》中,运用基于统计学习理论的支持向量机方法进行产能预测,结果表明支持向量机方法能够达到较高的预测精度。时成军^[7]等在《压裂效果分析及产量预测》提到用不稳定试井方法计算地层渗透率、裂缝宽度等进行压裂效果分析,利用产量的倒数与无因次时间的双对数图版进行产量预测。崔彦立^[2]等在《吐哈探井压前测试与压后产能关系研究》中,从探井地层测试资料的应用出发,对吐哈油田十年来探井压裂地质效果进行了统计分析,研究了地层测试资料在吐哈油田探井压裂选层中液性、产能评价等方面的作用,提出了一套定量指标和压力曲线识别特征,为探井压裂选层提供了动态资料依据,并经过实际应用,见到了较好的效果。

华北油田开展了半渗透隔板法毛管压力-Rt 联测与岩电性质研究,通过研究微观孔隙结构与岩石物性及电阻率的关系,确定了储层微观孔隙结构特征及孔喉直径均值与岩石物性的关系以及孔喉直径均值与参数 m 、 n 及 S_{wi} 的关系。同时开展了产能预测方法研究,并形成了产能预测软件。

尽管国内外各油田和院校进行了压裂后产能预测方法研究工作,但大多停留在区域性的或者非常有针对性的对某种复杂砂岩研究上,系统地进行深层砂砾岩储层产能预测工作还远远不够,尤其超低渗透产能预测研究才刚刚起步,仍无法满足勘探开发中对解决愈来愈多的复杂砂岩难题的需要。

现代核磁共振测井是 20 世纪 90 年代世界测井工业的重大技术进步之一,它为油气勘探开发中的许多基本问题提供了全新的答案或解决方案,在短短的几年时间内就得到比较广泛的应用,成为复杂油气藏评价的重要方法之一。近几年国内外学者也在不断的探讨利用核磁求取伪毛管压力曲线并定量表征储层孔隙特征结构的方法。

Robin Ausbrooks^[55] 在 1999 年发表文章中首次提出利用 NMR 测井数据得到孔隙尺寸分布曲线,在文中提出利用关系式 $T_2 = (1000r)/(2\rho_e)$ 建立 $T_2 \sim r$ 的关系,其中 ρ_e 为有效弛豫率,从而可以利用 T_2 分布得到孔隙尺寸分布曲线。但此种方法在实现时,有效弛豫率 ρ_e 不好确定,且由 T_2 分布得到的孔隙尺寸分布与压汞的得到的孔隙尺寸分布有较大的差别。

Yakov V.^[62] 在 2001 年发表的文章中提出通过对部分岩心建立 T_2 - P_c 的转换关系, 在整个储层段利用 NMR 测井就可得到毛管压力曲线。在建立 T_2 - P_c 转换关系时定义的刻度系数 K 时, 是通过将一组岩心利用刻度系数得出的毛管压力曲线与压汞得出的毛管压力曲线求取平均饱和度误差, 当岩心平均饱和度误差达到最小值时, 此时的刻度系数 K 即为最佳刻度系数, 利用求得的转换系数即可利用 T_2 谱求取毛管压力曲线。

何雨丹^[46]在 2005 年发表《核磁共振 T_2 分布评价岩石孔径分布的改进方法》一文中提出将薄膜束缚水部分从 T_2 分布上消除后, 利用自由水 T_2 分布 (即饱和水 T_2 分布消除薄膜束缚水后剩下的信号分布) 构造隔板毛管压力曲线。

以上分析可以看出, 虽然每种方法都有所改进但其存在两大共同的问题没有解决: 一是其获得毛管压力曲线的方法只是一个在时间轴和压力轴之间的刻度, 并不能够完全反映样品不同毛管压力情况下进汞饱和度的真实增量。即没有考虑纵向上的差异。二是忽略了油气对所拟合的伪毛管压力曲线的影响, 未作油气校正。 T_2 谱表征孔径分布的一个重要条件是孔隙中只能饱和单相流体。如果孔隙中饱和多相流体, 则 T_2 分布不仅有岩石孔径分布的信息, 还有流体成分的信息混合在一起。

1.3 论文的主要研究内容

(1) 压裂后储层产能预测模型研究

针对压裂地层, 结合压裂设计资料, 压裂施工资料等, 分析研究区块压裂地层井底油气流动情况选择合适的压裂产能预测模型。产能预测模型是整个产能预测的基本前提。

(2) 压裂后产能油气层参数研究

油气层参数决定了井在压裂前后的生产反应。包括储层有效渗透率、孔隙度与含油饱和度的研究, 储层有效厚度选取及储层压力梯度与静压力研究, 储层静态温度和储层流体性质, 包括密度、粘度与压缩系数研究。

(3) 利用核磁求取油气层参数研究

利用核磁测井进行计算地层孔隙度研究, 应用核磁计算束缚水饱和度研究, 地层渗透率和相对渗透率的研究, 应用核磁计算残余油饱和度和自由流体饱和和计算流体粘度的研究。

(4) 裂缝几何尺寸计算研究

利用测井资料，结合压裂设计施工资料，进行压裂后产能参数建模。以及裂缝几何参数如裂缝高度、裂缝宽度、裂缝长度、裂缝导流能力的确定等参数研究。

（5）核磁测井定量表征储层孔隙结构参数研究

包括核磁共振 T_2 谱计算孔隙结构理论基础研究，利用 T_2 谱拟合伪毛管压力曲线方法研究，和孔隙结构特征参数定量计算方法研究。

1.4 研究技术路线

1、系统收集研究区块的各类岩心分析、作业流体（酸化压裂配方等）、地层流体分析资料；系统收集测试资料，如产能、压差、完井方式、射孔作业、井的倾斜、流量变化、油藏类型等资料。

2、系统收集分析测井资料，对全区测井资料做曲线标准化，并进行岩心归位工作。

5、分析压裂后产能预测模型，根据深层砂砾岩储层特征进行压裂产能预测模型研究。

6、进行产能预测参数研究，选取最合适的常规测井方法来求取储层参数。

7、进行压裂后产能预测方法研究，根据影响采收率的关键因素及模型需要，进行压裂后各产能参数建模研究。

8、利用核磁测井改进储层参数研究，包括孔隙度、相渗透率、束缚水饱和度和残余油饱和度等参数的求取，并进行定量产能预测。

9、以压汞资料为基础，开展核磁孔隙结构表征研究，提取 11 个孔隙结构参数，并进行储层分类研究。

10、形成低孔渗储层产能评价方法软件。

第二章 储层四性关系基本特征分析

2.1 储层岩性测井特征

根据岩心分析资料、录井资料、成像测井资料和常规测井资料，研究区储层的岩性多样，有砾岩、含砾砂岩、含砂砾岩、砂岩、泥质砂砾岩，岩石胶结物主要为泥质和灰质。结合实际测井资料及其它资料综合分析认为，储层岩性有以下测井响应特征。

砾岩：主要岩性，砾岩含量大于 50%。以高电阻率，高自然伽马值，低孔隙度为特征。成像图上：砾石显示为亮色斑块状，颗粒清晰可辨，但粒径变化较大，分选较差，混杂堆积，次棱角—棱角状，可见砾石因受力而发生变形、变位、断裂的现象，多出现于扇根部位，在扇中也有分布。

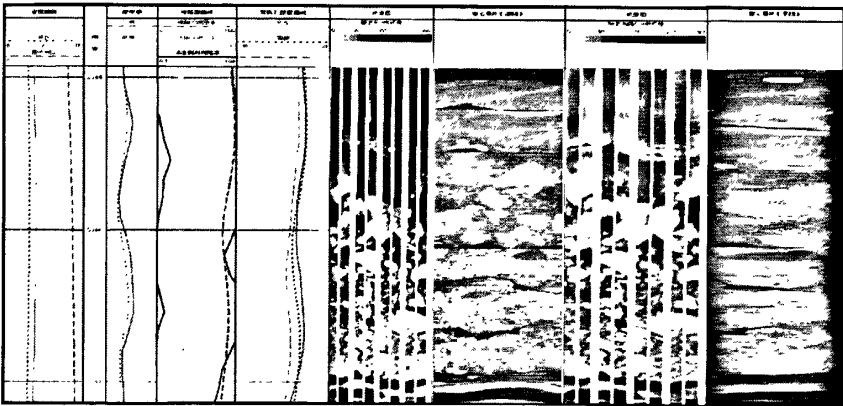


图 1-1 砾岩岩心照片与成像测井图

砾状砂岩：砾岩含量 25~50%。伽马数值较高，自然电位一般显示负异常，成像图上能清楚的显示出砾石，呈亮色斑点一斑块状，分布较为分散，磨圆及分选较好，扇根、扇中均有发育，也是主要的含油岩性。

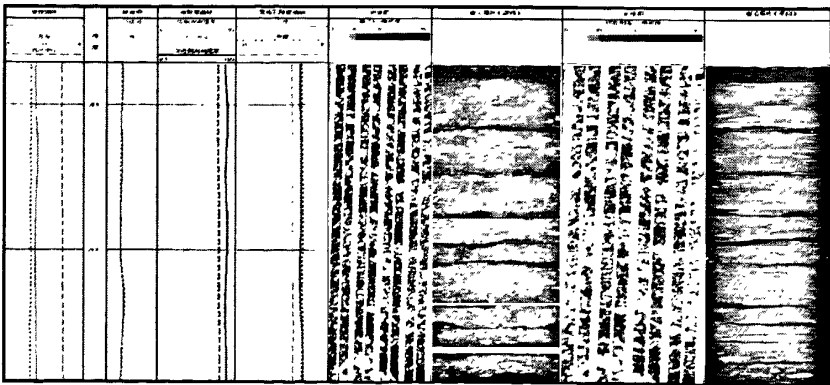


图 1-2 砾状砂岩岩心照片与成像测井图

含砾砂岩：砂岩中含砾 5~25%。伽马数值较高，自然电位显示负异常，电阻率在 10-40 Ωm 之间，成像图显示为砾石颗粒以及含量进一步减小，呈分散的亮色斑点状，甚至分辨不出砾石，扇根、扇中均有发育，是扇中的主要岩性。

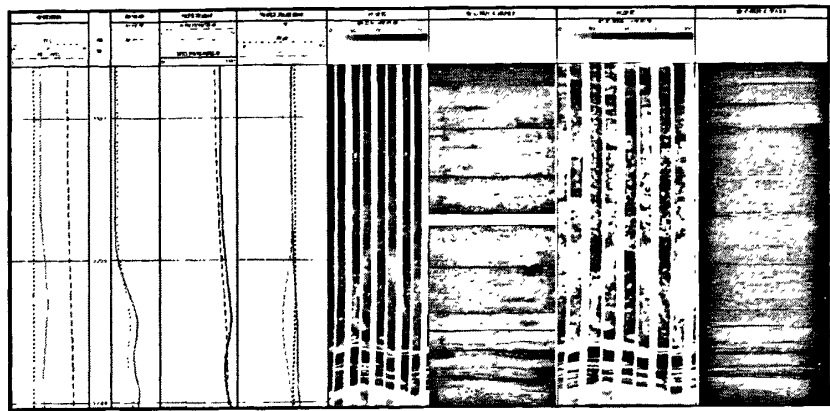


图 1-3 含砾砂岩岩心照片与成像测井图

泥岩：在常规测井曲线上，这类岩石以泥质特征显示，即自然电位平直，为基线数值，低电阻率值，低密度值，声波和中子值高值，成像图显示发育水平层理，厚度稳定，互相平行，每组纹层的产状几乎完全一致，纹层之间由颜色深浅来显示，其沉积厚度相对较大，为扇端或深湖相的沉积特征。

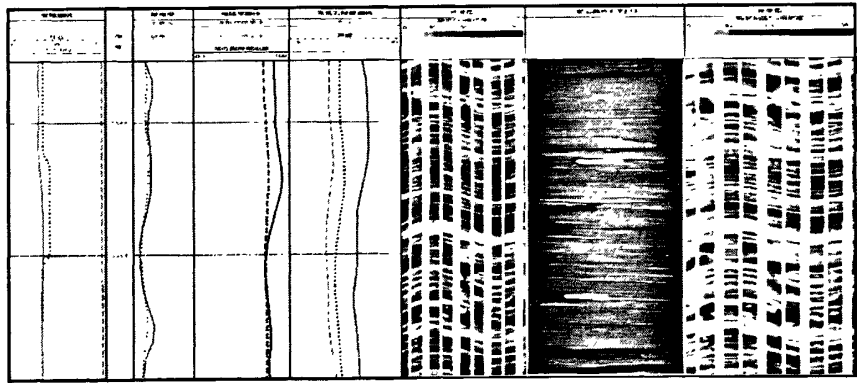


图 1-4 泥岩岩心照片与成像测井图

分选较好的砾岩成像图上颗粒变化不大且粒径较小，基质较少，常规测井资料有些类似含砾砂岩的特征，微电极曲线显正差异，呈锯齿状，油层、水层电阻率比含砾砂岩相应含油级别的电阻率高，核磁共振束缚流体较少，可动流体较多。

2.2 储层四性关系分析

2.2.1 岩性与物性关系

储层岩性变化大，岩石颗粒分选、磨圆度都较差，岩性有含砾砂岩、砾状砂岩、砂

岩和砾岩等，深层的砂砾岩体具有更高的结构成熟度。泥质和灰质含量较高，胶结方式主要有泥质胶结、灰质胶结。

岩性对物性、含油性、电性都有较大影响，通常岩性越粗物性越差、油层段的含油性越差、电性越高，反之既然，泥岩夹层将明显地降低储层电阻率，厚度越大或层数越多影响越明显。

2.2.2 储集层物性特征及其与含油性、电性的关系

由于储层埋藏深、结构成熟度较高，物性总体偏差，岩心分析孔隙度主要分布在 2~16%之间，平均为 8.9%；渗透率主要分布区间为 $0.1 \sim 14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，深度大于 3000m。

储层物性对含油性和电性都有很大影响，压汞实验和岩心实验分析数据显示物性越差含油性越差、电性越高。

2.2.3 储集层的含油性特征及其与电性关系

该区钻井取芯含油级别较低，含油分布不均，根据试油资料，油层取芯含油级别下限为油迹级别。

储层的含油性对电性影响明显，同一地层电阻率随含油性增大而增高，通常在地层水矿化度一定的情况下，物性越好的地层电阻率随含油饱和度增大而增大的倍数越高。

2.2.4 储集层的电性特征及其影响因素

储层的电性受物性、含油性和岩性的影响，同时，还受地层水矿化度的影响，相同含油饱和度情况下，地层水矿化度越高电阻率越小，由于储层电阻率受储层本身多个因素和地层水矿化度变化的影响，不同区块的油层电阻率差异较大。本区块由于储层物性差、含油饱和度相对较低、岩性变化大以及地层水矿化度较高等原因，油水层差异较小。油层微电极正差异，双侧向电阻率有低侵或无侵入特征。

第三章 储层压裂后产能预测理论模型研究

压裂产能是压裂后储集层表征产液能力的重要参数,根据分析部位的不同,储层理想产能、储层井底流入产能及油井协调产能等具有各自不同的物理意义。储层井底流入产能是指油气由储集层流向井底时的产能,该过程有很多因素影响储层井底流入产能,如:启动压力、含油饱和度、射孔因素及井底流压、储层物性、流体粘度、储层压力等。我们讨论的产能指的是即考虑井底流压又考虑储层损害、射孔、裂缝等因素得压裂产能,正确地分析压裂后储层流入产能,校正各种影响因素,这对储层产能研究具有重要的实际意义。在论文研究过程中,重点分析了针对低渗透砂砾岩储层经常采用压裂求产的生产方式的压裂后产能,进行了压裂后产能预测方法研究。多年来,国内外学者从不同的方面对压裂产能进行了广泛的研究使之日臻完善。由于绝大多数压裂井的裂缝形态为垂直裂缝,因此,论文以讨论垂直裂缝压裂井的产量预测为主。

为了使先前学者研究的这些产量预测方法能很好的利用到研究区块中,我们第一步要做的是了解油气在储层内的流动状态。一般说来,并在压裂后油气向具有垂直裂缝的井底流动状态表现为不稳定状态、拟(半)稳定状态及稳定状态三种状态。针对不同的井底流动状态有随之相应的研究方法,其中不稳态流的预测并在压裂后的产量,可用无因次特征曲线(Cinco、Gringarten 双对数典型曲线)或油藏数值模拟程序等两种方法进行。稳态流及拟稳态流的方法主要有 McGuire-Sikora 增产倍数曲线法、Prats 法、Tinsley 法、Soliman 法、污染井增产倍数计算方法、保角变换的方法等;此外还有利用统计方法、人工智能方法、地层测试方法等预测压裂后储层产能。由于大多数测井方法的测量结果是一个相对“静态”的量,而储层被打开后其产量是随着时间而变化的,因此用测井方法评价油气层的产能的前提是储层中的流体处于稳定渗流。

3.1 稳态流下的压裂后产能预测方法研究

压裂后产能预测方法研究主要包括产能预测模型的选择和产能预测参数的建模两个方面。储层压裂产能预测模型是产能预测的根本,对其的研究是储层产能预测的第一步也是最重要的一步,但由于有很多因素影响储层产能,此外渗流机理、油藏条件及其他研究方法的不同都会使所采用的预测模型不尽相同,这种模型使用上的差别带来有时在一定程度上对压裂产能预测误差有很大的影响。

3.1.1 Prats 法

普拉兹认为如果裂缝的导流能力的和填砂裂缝的长度都是有限的话,此时裂缝的作用相当于井的有效半径增加了。如果此时井的填砂裂缝具有较高的导流能力,有效半径又比较小,井的有效半径可按缝长的 $1/4$ 来计算。此时压裂后井的增产倍数可以下式表之^[13]。

$$\frac{q_f}{q_o} = \frac{\ln(\frac{r_e}{r_w})}{\ln(\frac{r_e}{0.25r_w})} \quad (3-1)$$

q_o, q_f ——压裂前后的稳定日产量, m^3/d ;

r_e ——供给半径, m ;

r_w ——井眼半径, m ;

3.1.2 McGuire-Sikora 增产倍数曲线法

由电模拟实验得到的 McGuire-Sikora 增产倍数曲线典型图版基本假设:拟稳态流动、正方形泄油面积、定产量生产、微可压缩流体、外边界封闭、裂缝穿过整个生产层。为了计算的方便,将典型曲线数字化输入到计算机中,下面的等式是此典型曲线的方程式:

$$\frac{J_f}{J_o} \left[\frac{7.13}{\ln(0.472r_e/r_w)} \right] = 1 + M \arctg\left(\frac{59L_f}{r_e M}\right) \quad (3-2)$$

其中: $M = 7.27 + 6.09 \arctg \left[0.524 \ln \frac{X}{3} \right]$;

$$X = 3.28 \times 10^{-5} \frac{K_f W_f}{K} \sqrt{\frac{40}{2.4714 \times 10^{-4}}};$$

如果裂缝的单翼长度小于供油半径的 $1/10$, 则可由下式计算:

$$\frac{J_f}{J_o} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln \left[\frac{\pi L + \frac{W_f K_f}{K}}{\frac{W_f K_f}{K}} \right] + \ln \frac{r_e}{L}} \quad (3-3)$$

J_f ——压裂后生产指数, bbl/d ;

J_o ——压裂前生产指数, bbl/d ;

r_e ——供给半径, ft ;

r_w ——井眼半径, ft ;

L_f ——裂缝长度, ft ;

$K_f W_f$ ——裂缝导流能力, $mD \cdot ft$;

K ——地层有效渗透率, mD ;

A ——井网面积, $acre$ 。

3.1.3 污染井增产倍数计算方法

地层污染后压裂改造的增产倍数要比不污染时的增产倍数大很多, Raymond 和 Binder 对圆形泄油面积, 有限导流能力并且垂直裂缝的压裂井推导出了一个增产倍数近似计算公式:

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\frac{K}{K_d} \ln(\frac{r_d}{r_w}) + \ln(\frac{r_w}{r_d})}{\frac{K}{K_d} \ln \frac{r_d + W/\pi(K_f/K_d - 1)}{r_w + W/\pi(K_f/K_d - 1)} + \ln \frac{L_f + W/\pi(K_f/K_d - 1)}{r_w + W/\pi(K_f/K_d - 1)} + \ln(\frac{r_e}{L_f})} \quad (3-4)$$

式中 r_d , K_d 分别为污染区的半径和渗透率。

在 $L_f/R_e \leq 0.5$ 时, 该式计算结果较准确。

J_f ——压裂后生产指数, $B/D/psi-ft$;

J_o ——压裂前生产指数, $B/D/psi-ft$;

k ——渗透率, μm^2 ;

r_e ——供油半径, ft ;

r_w ——井筒半径, ft ;

r_d ——损害半径, ft ;

k_d ——损害地层渗透率, μm^2 ;

L_f ——压裂裂缝半径, ft ;

k_f ——裂缝渗透率, μm^2 ;

W ——裂缝宽度, ft ;

3.2 压裂后产能预测模型的选取

事实上很多井都存在严重的污染, McGuire-Sikora 增产倍数曲线法等的前提是地层没有受到污染的, 因此论文借鉴 Raymond 和 Binder 提出的模型, 将压裂地层划分为两个区域: 压裂区和非压裂区, 结合平面径向稳态渗流原理进行产能预测研究^[6]。

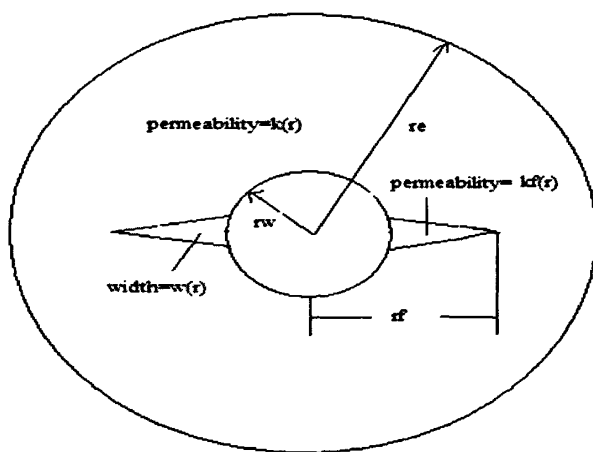


图 3-1 垂直裂缝井图示

两个区域的稳定渗流产量为

$$q = \frac{1.127 \times 10^{-3} h (p_f - p_w)}{\mu \int_{r_w}^{r_f} \frac{d\xi}{2\pi\xi k(\xi) + 2w(\xi) [k_f(\xi) - k(\xi)]}} \quad r_w \leq r \leq r_f \quad (3-5)$$

$$q = \frac{h(p_e - p_f)1.127 \times 10^{-3}}{\mu \int_{r_f}^{r_e} \frac{d\xi}{2\pi\xi k(\xi)}} \quad r_f \leq r \leq r_e \quad (3-6)$$

因此，压裂地层井的总产量可表述为

$$q = \frac{1.127 \times 10^{-3} h(p_f - p_w)}{\mu \left[\int_{r_w}^{r_f} \frac{d\xi}{2\pi\xi k(\xi) + 2w(\xi)[k_f(\xi) - k(\xi)]} + \int_{r_f}^{r_e} \frac{d\xi}{2\pi\xi k(\xi)} \right]} \quad (3-7)$$

当地层渗透率与裂缝导流能力不随距离井口半径不同而变化时，即：

$$k(r) = k_o \quad r_f \leq r \leq r_e$$

$$w(r)k_f(r) = wk_f \quad r_w \leq r \leq r_f$$

则上述表达式可变为

$$q = \frac{2.254 \times 10^{-3} \pi k_o h(p_e - p_w)}{\mu \left[\ln(r_e / r_f) + \ln \frac{r_f + \frac{w}{\pi} (\frac{k_f}{k_o} - 1)}{r_w + \frac{w}{\pi} (\frac{k_f}{k_o} - 1)} \right]} \quad (3-8)$$

q ——地面原油产量， b/d ；

k_o ——油相有效渗透率， μm^2 ；

h ——压裂厚度， ft ；

p_e ——油层压力， psi ；

p_w ——井筒压力， psi ；

μ ——流体粘度， cp ；

r_e ——供油半径， ft ；

r_w ——井筒半径， ft ；

r_f ——压裂裂缝半径， ft ；

k_f ——裂缝渗透率, μm^2 ;

w ——裂缝宽度, ft ;

进一步考虑射孔因素和储层损害的影响, 同时将地下流量换算到地上, 除以体积系数, 转换上式可表示为

$$q = \frac{2\pi k_o h (p_e - p_w)}{\mu B \left[\ln(r_e / r_f) + \ln \frac{r_f + \frac{w}{\pi} (\frac{k_f}{k_o} - 1)}{r_w + \frac{w}{\pi} (\frac{k_f}{k_o} - 1)} + S_f \right]} \cdot PRI \cdot a \quad (3-9)$$

q ——地面原油产量, m^3/d ;

k_o ——油相有效渗透率, μm^2 ;

h ——压裂厚度, m ;

p_e ——油层压力, kPa ;

μ ——流体粘度, $mPa \cdot s$;

B ——体积系数;

r_e ——供油半径, m ;

r_w ——井筒半径, m ;

r_f ——压裂裂缝半径, m ;

k_f ——裂缝渗透率, μm^2 ;

S ——表皮系数;

PRI ——射孔产率比;

a ——单位换算系数, 0.0864。

地层未压裂时, 地层的稳态渗流产量为

$$q = \frac{1.127 \times 10^{-3} h (p_e - p_w)}{\mu \int_{r_w}^{r_e} \frac{d\xi}{2\pi \xi k(\xi)}} \quad (3-10)$$

当渗透率不随距离井口半径不同而变化时,

$$q = \frac{2.254 \times 10^{-3} \pi k_o h (p_e - p_w)}{\mu [\ln(r_e / r_w)]} \quad (3-11)$$

单位同式 (3-8) 中单位

进一步考虑表皮系数和射孔的影响，地下产量转换到地上，单位换算产量可表示为：

$$q = \frac{2\pi k_o h (p_e - p_w)}{\mu B [\ln(r_e / r_w) + S]} \cdot PRI \cdot a \quad (3-12)$$

单位同式 (3-8) 中单位

压裂前后产能指数比为：

$$\frac{J}{J_0} = \frac{\ln(r_e / r_w) + S}{\ln(r_e / r_f) + \ln \frac{r_f + \frac{w}{\pi} (\frac{k_f}{k_o} - 1)}{r_w + \frac{w}{\pi} (\frac{k_f}{k_o} - 1)} + S_f} \quad (3-13)$$

单位同式 (3-8) 中单位。

第四章 压裂产能预测参数计算方法研究

压裂产能预测模型中用到的最基本的参数就是油气层参数,这些参数决定了井在压裂前后的生产反应。这些参数有储层有效渗透率、孔隙度与含油饱和度、储层有效厚度、储层压力梯度与静压力、储层静态温度、密度、粘度与压缩系数等,但是利用测井曲线和方法来求取这些参数第一步要做就是研究区块的测井曲线标准化。

4.1 测井曲线标准化

在油田的勘探、开发过程中,由于采用了不同的测井仪器类型及仪器系列,所取得的测井资料很难保证是用同一类型的仪器、统一的操作方式以及相同的刻度标准进行仪器刻度后测得的,故各井测井数据间以刻度因素为主的系统误差必然存在。因此,对油藏描述中所用的测井数据,首先要进行必要的环境影响校正,其次还必须对测井曲线进行标准化处理,以消除不同类型仪器间产生的系统误差,提高测井信息的精度。

测井数据标准化处理的依据是:对于一个油田或一个地区稳定沉积的同一地质层段,由于具有相似的沉积环境和具有类似的地质地球物理特性,因而不同井中具有相似的分布规律和特点同一类测井数据。利用关键井及标准层建立起各类测井数据的油田(或地区)标准分布模式后,便可采用相关分析技术,进行各井的测井数据的综合分析,校正由于刻度不统一产生的系统误差,以消除非地质因素带来的测井数据影响^[25]。

4.1.1 测井曲线标准化方法选择

测井曲线标准化的方法很多,有直方图法、交会图法、正态分布法等。其中直方图法是较为常用的一种方法,在本论文的研究过程中,用的就是直方图方法,其基本思路是:利用关键井标准层的测井数据作直方图,并以此作为测井数据标准化的刻度模式,通过分析各井标准层测井数据的频率分布,逐一与标准模式进行相关对比,检查各井测井数据的可靠性,并确定校正量值。具体做法是:

- (1) 通过井与井的对比找出区块范围内的标准层(标准层的条件是:在任一井中都存在,并且测井曲线无严重的井眼影响,没有岩性与烃类的影响),从中选出标准层。
- (2) 作出各个标准层的伽马、中子、密度等测井曲线的直方图或者频率交会图。
- (3) 通过对比找出油田标准层测井数据的频率直方图的总变化趋势。
- (4) 将每口井每个标准层的测井数据的直方图分别与相应的油田总趋势的测井均

值进行对比（做重叠比较），若两者重合不好，说明该井的测井数据可能存在刻度误差，应进一步计算刻度误差引起的校正量。

（5）确定单井测井数据的校正量方法是，将单井频率直方图与相应的油田总趋势测井均值图重叠后移动单井频率直方图，使单井频率直方图的资料点落在总趋势图的范围内，读出两者的差值，此差值既是校正值^[25]。

4.1.2 曲线标准化

本研究地区测井系列不同，井与井之间存在着一定的系统误差，因此，对各井的测井资料进行标准化很有必要。此次研究主要有自然伽马曲线、声波时差曲线、密度曲线和电阻率曲线的标准化。选取在全区分布稳定，位于储层井段向上的泥岩段作为标准层，分别在研究 A 区和研究 B 区做出各井在该泥岩段的自然伽马、声波时差曲线和电阻率曲线直方图，并统计出该段的自然伽马、声波时差曲线中值，采用直方图法进行标准化。

在 A 井区对声波时差曲线进行标准化时，选用同时具有物性资料和测井系列较为全面的 7 口探井作为标准井。即选择 A 区 7 口井作为标准井，用这 7 口井的平均值峰值：214.57 作为标准，其它井以此为准，采用直方图法对 A 井区各井声波时差曲线进行标准化。

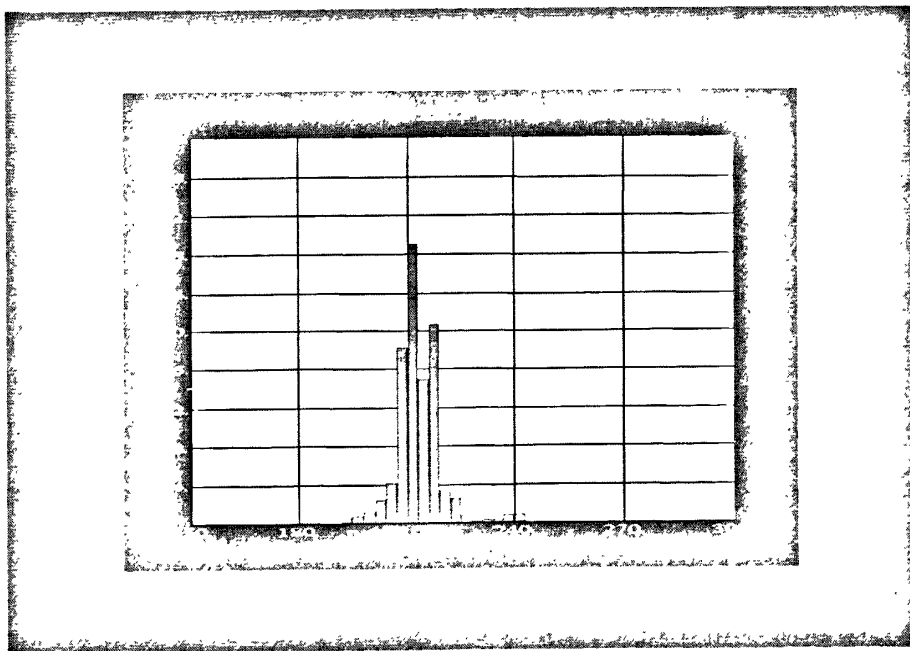


图 4-1 A1 井泥岩段声波时差曲线直方图

电阻率曲线标准化也采用直方图法，选用上述 7 口标准井以其平均值 19.38 作为标准对 A 区各井电阻率曲线进行标准化。

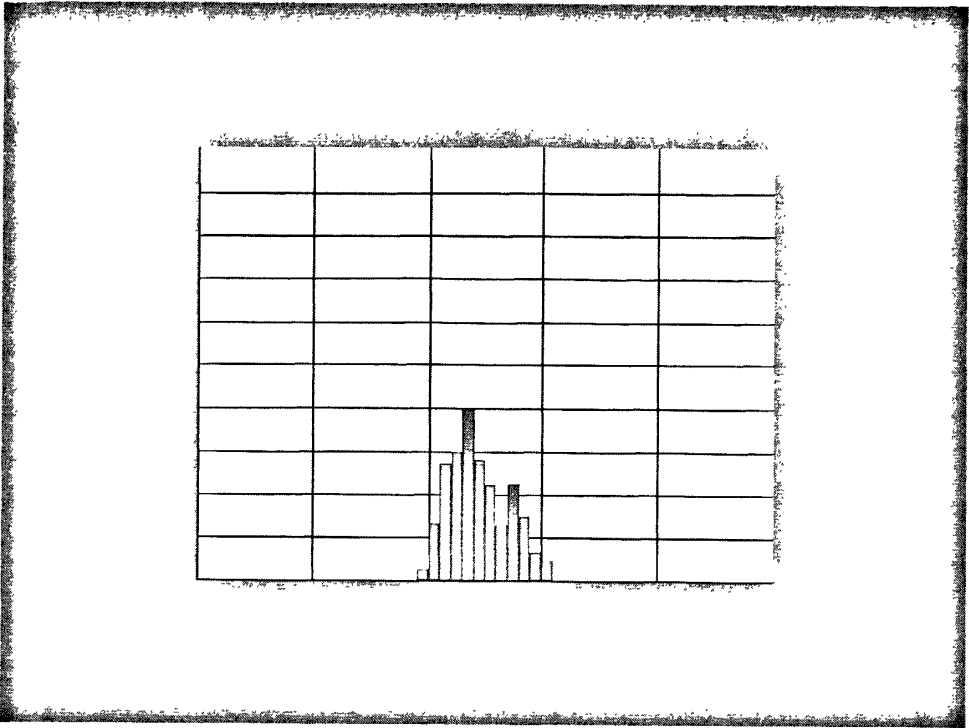


图 4-2 A1 井泥岩段取对数后的电阻率直方图

同样密度曲线标准化也采用直方图法,选用上述 7 口标准井以其平均值 2.6185 作为标准对 A 区各井密度曲线进行标准化。

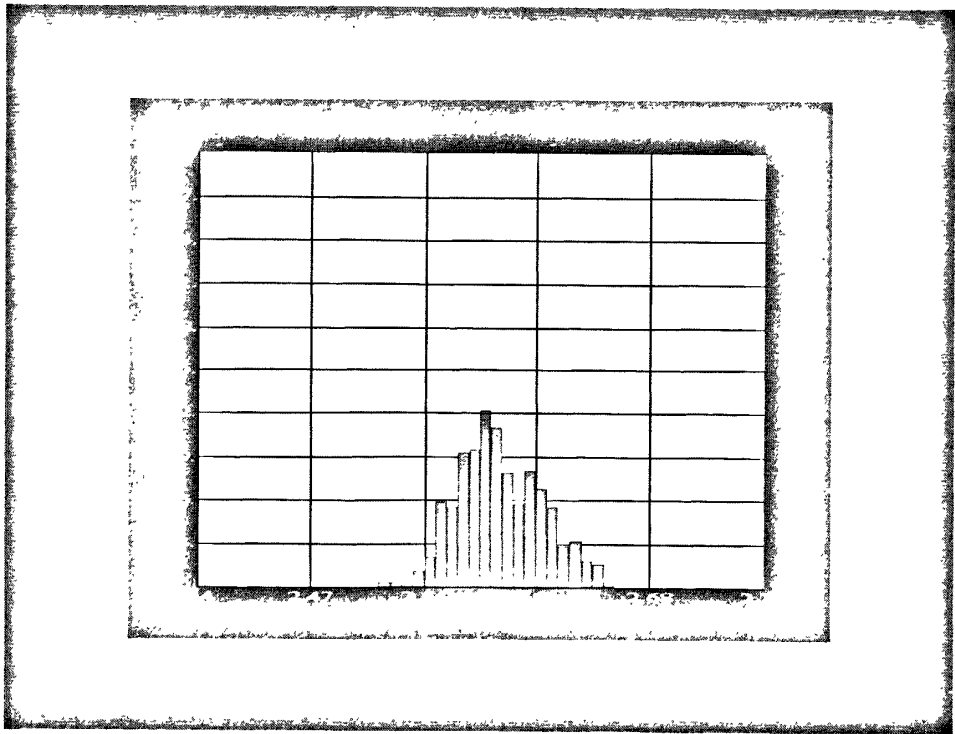


图 4-3 A1 井泥岩段密度曲线直方图

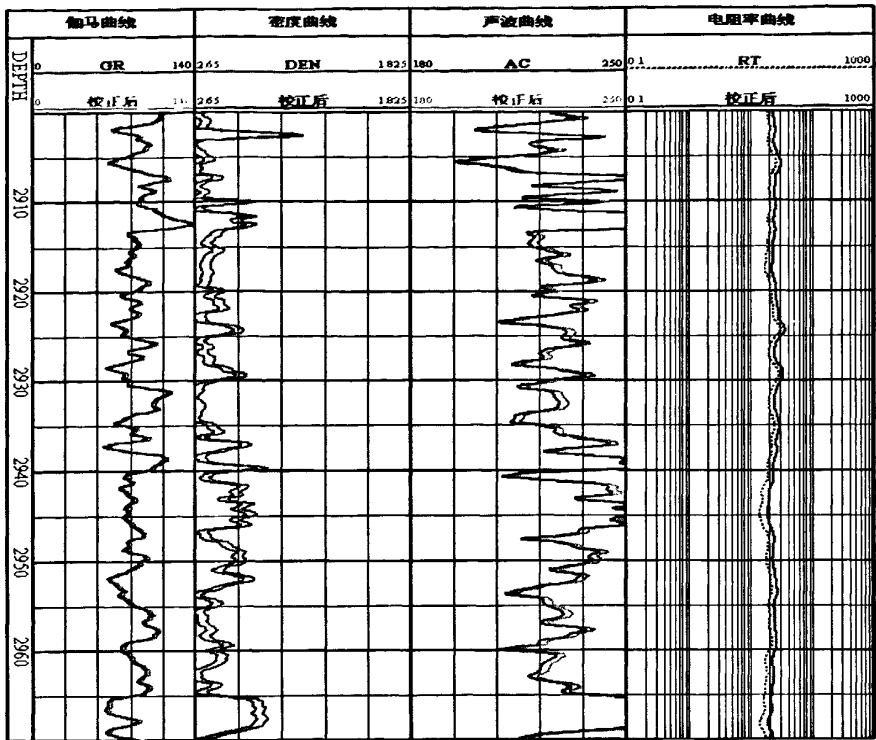


图 4-4 A1 井曲线校正前后图

上图是 A1 井伽马、密度、声波时差和电阻率曲线按照研究区块标准曲线校正前后对比图。

对 B 井区对曲线进行标准化时，选用同时具有物性资料和测井系列较为全面的 7 口探井作为标准井。即选择 B 区七口井作为标准井按照 A 井区同样的方法进行曲线标准化。

4.1.3 岩心深度归位

在进行数据统计建模之前，首先要对有岩心分析资料的井进行岩心深度归位，方法是采用岩心分析的孔隙度和测井曲线求取的孔隙度进行对比，对岩心按照测井深度进行归位。

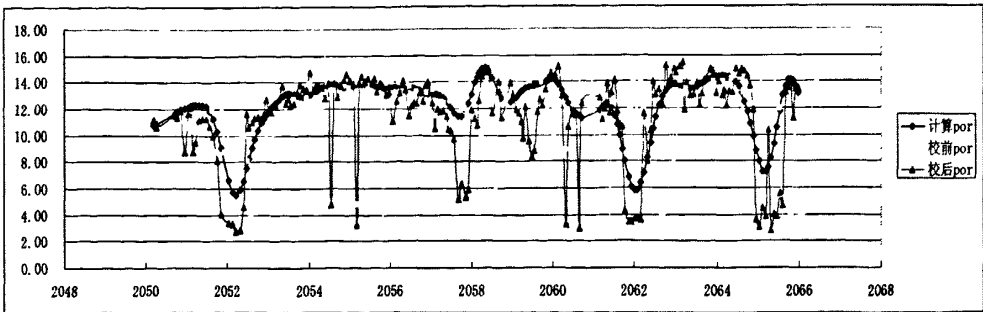


图 4-5 A11 井岩心孔隙度深度校正前后对比

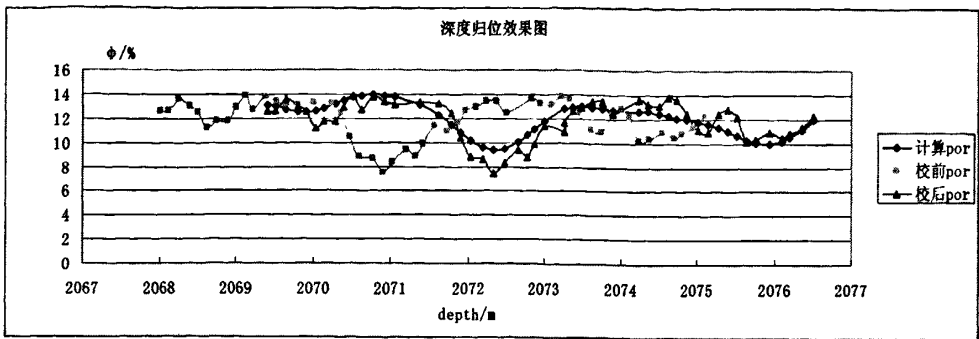


图 4-6 A12 井岩心孔隙度深度校正前后对比

4.2 基础参数建模研究

孔隙度、渗透率、束缚水饱和度是储层产能预测的基础参数，精确确定这些参数是算准压裂产能的首要任务。

4.2.1 孔隙度模型研究

根据研究区块 A 区 7 口井和 B 区 6 口取芯井岩心物性资料，分别建立岩心分析孔隙度和声波时差和密度资料的经验关系公式。以此来求取储集层的孔隙度。

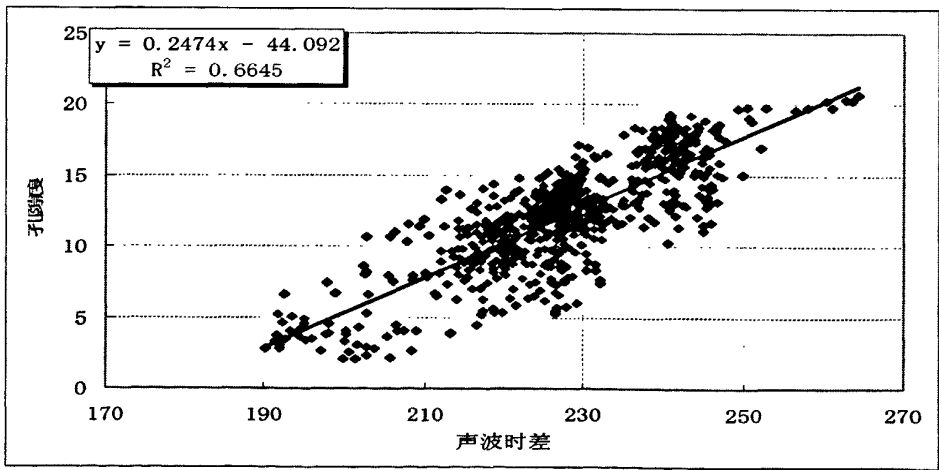


图 4-7 A 区孔隙度和声波时差交会图

可得 A 区孔隙度和声波时差的经验关系式为：

$$\phi = 0.2474 * ac - 44.092 \tag{4-1}$$

其中 ϕ 为孔隙度。

ac 为声波时差值。

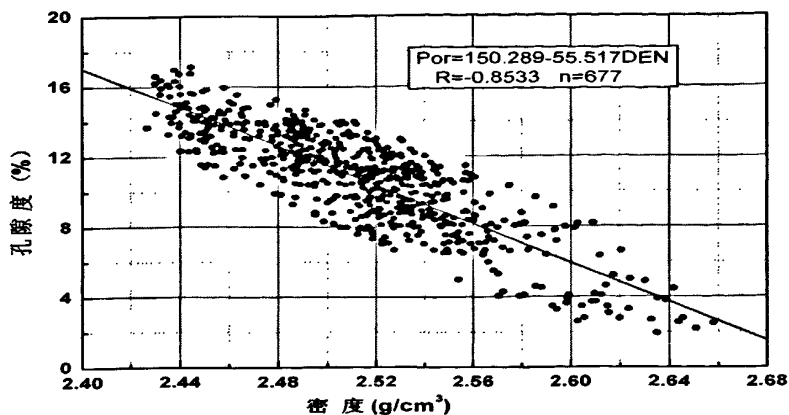


图 4-8 A 区孔隙度和密度交会图

A 区孔隙度和密度曲线的统计经验公式为：

$$\phi = 150.289 - 55.517 \cdot \text{den} \quad (4-2)$$

ϕ ：孔隙度，百分数。

den：密度值， g/cm^3

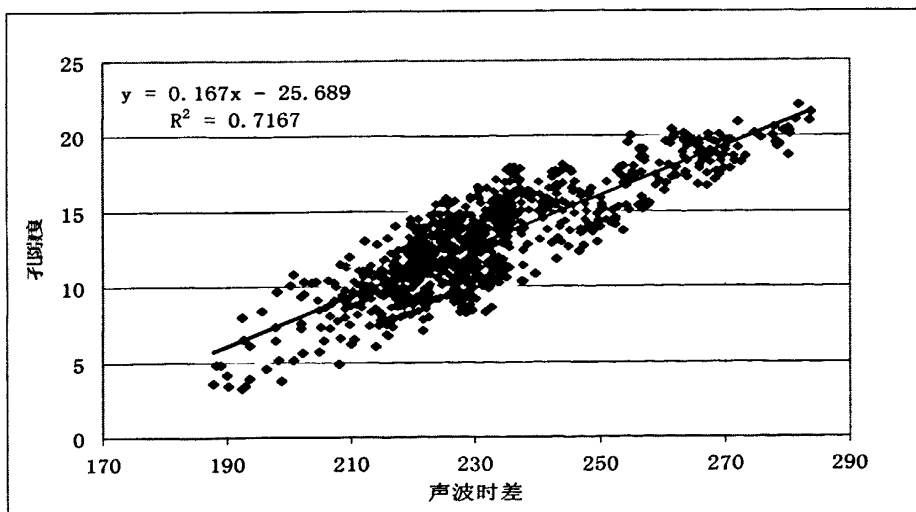


图 4-9 B 区孔隙度和声波时差交会图

用相同的方法可以得出 B 区孔隙度和声波时差的经验关系式为：

$$\phi = 0.167 * ac - 25.689 \quad (4-3)$$

参数物理意义同上。

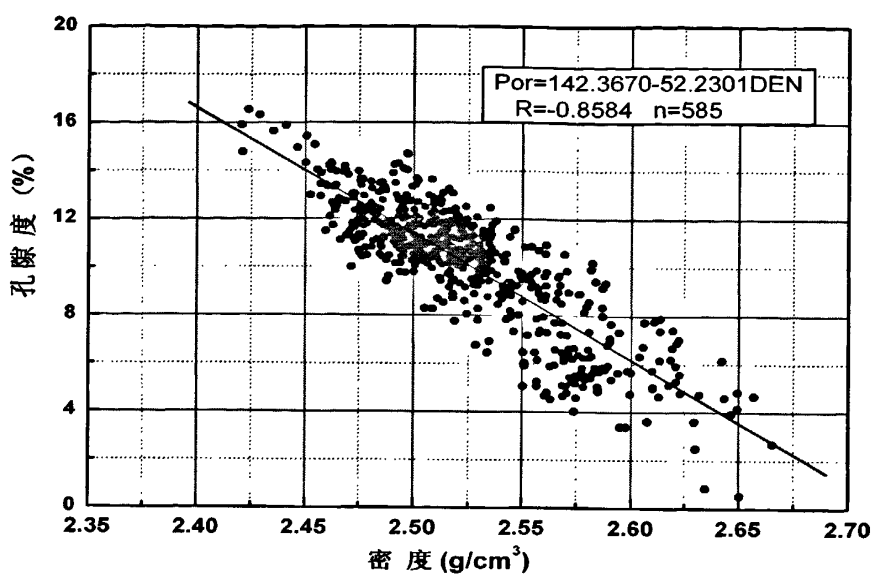


图 4-10 B 区孔隙度和密度曲线交会图

B 区孔隙度和密度曲线的统计经验关系式为：

$$\phi = 142.367 - 52.230 * den \quad (4-4)$$

参数物理意义同上。

4.2.2 渗透率模型研究

4.2.2.1 利用常规测井进行渗透率研究

根据各区的岩心分析资料研究了 A 区和 B 区储层渗透率计算模型。分别利用 A 区 7 口井和 B 区七口井岩心分析数据，建立渗透率与孔隙度关系图，由此可建立计算渗透率和孔隙度的经验关系式：

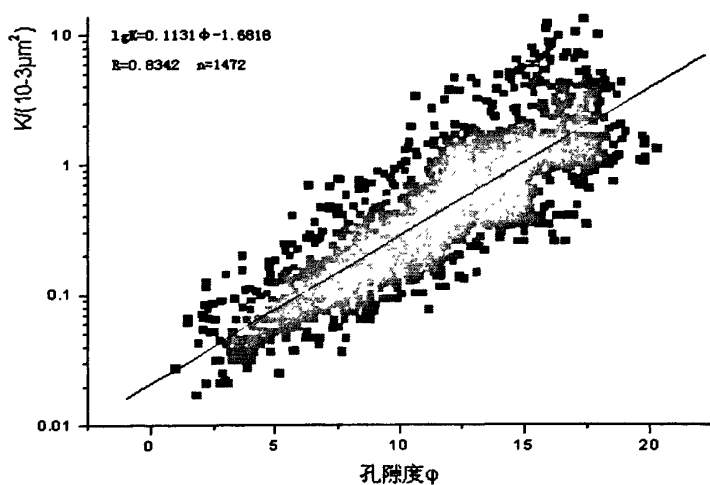


图 4-11 A 区渗透率和孔隙度交会图

可得 A 区渗透率和孔隙度的经验公式为：

$$\lg k = 0.1131 * \phi - 1.6818 \quad (4-5)$$

K: 渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

ϕ : 孔隙度, 百分数。

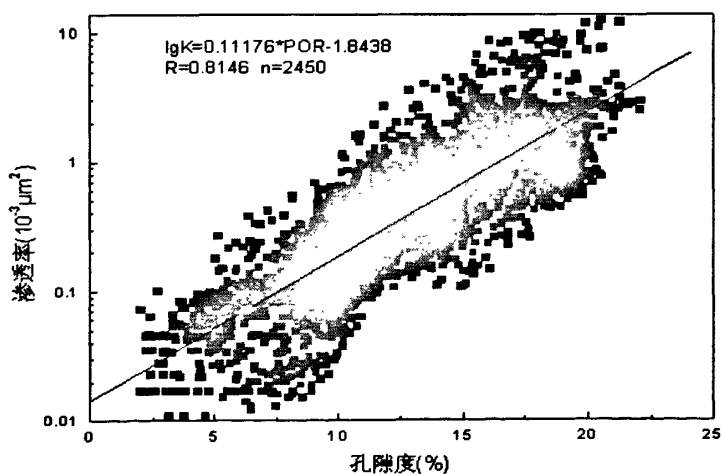


图 4-12 B 区渗透率和孔隙度交会图

利用相同的办法可得渗透率和孔隙度的经验关系式为：

$$\lg k = 0.1117 * \phi - 1.8438 \quad (4-6)$$

参数物理意义同上。

4.2.2.2 利用克里格方法进行渗透率研究

利用克里格插值进行拟渗透率曲线的预测,突破了经典统计学的限制,综合考虑变量的结构性和随机性。克里格方法进行渗透率预测的基本原理是首先在样本井段中找到和渗透率曲线相关性较好,然后进行相关性分析,选取相关性较好的曲线建立对应关系,进而储存样本数据库,利用先前相关性比较好的曲线通过建立的样本数据库进行映射,进行未知井段的拟渗透率曲线重构。

利用多维数据库方法进行曲线重构包括训练样本、预测和平滑滤波三个步骤:

(1) 训练样本

把样本曲线根据 m 条曲线测井取值范围情况划分的不同的步长 n 来建立 m 维直方图, m 条曲线就可以组成一个 n^m 个网格,每个网格都对应着这些样本曲线的一个值的范围,在样本井段中按照深度逐点把要把被预测的样本曲线找到相应的单元格,并且记录每个单元格的点数及其样本曲线值的总和值,存到样本文件中。

(2) 曲线重构预测

预测是根据某一深度点上一条或几条相关性曲线的测井值,除以步长在样本文件找到相应的网格,如果网格不为空,求取落在相应网格中的被预测曲线平均值,即为重构曲线的值。

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (4-7)$$

式(1)中 \bar{x} : 重构曲线的平均值。 n : 落在响应单元格中的值的个数。

如果相应的网格中数值为零,就采用克里格方法求值,克里格法也称空间局部估计或空间局部插值,它建立在变异函数理论及结构分析的基础上,在有限区域内对区域化变量的取值进行无偏最优估计的一种方法,克里格法实质上是利用区域化变量的原始数据和变异函数的结果特点,对未采样点的区域化变量的取值进行线性无偏最优估计。从数学角度讲就是对空间分布的数据求线性最优无偏内插估计量的一种方法。

设 $Z(x)$ 是场变量, x 是一维、二维或三维空间中的某一位置,则变量

$Z(x)$ 在 x 处的值

$$Z(x) = m(x) + \varepsilon(x) + \varepsilon'(x) \quad (4-8)$$

式中：

$m(x)$ 为描述恒定均值或趋势性有关的结构性成分；

$\varepsilon(x)$ 为与空间变化有关的随机变化项，即区域性变量；

$\varepsilon'(x)$ 为空间上具有零均值及方差 σ^2 与位置无关的高斯噪声项；

$Z_i (i=1, 2, \dots, n)$ 为一组离散的样本数据，现在要对点 x_0 处的变量值 Z_0 进行插值。第一步是确定 $m(x)$ ，最简单的情况是等于采样的平均值，距离矢量为 h 的两点之间的数学期望差为零^[8]：

$$E[z(x) - z(x+h)] = 0 \quad (4-9)$$

假定两点之间的方差只与距离 h 有关，

$$\text{记为：} \quad E[z(x) - z(x+h)]^2 = E[\varepsilon(x) - \varepsilon(x+h)]^2 = 2\gamma(x, h) \quad (4-10)$$

式中： $\gamma(h)$ 为半方差函数。其估算公式如下：

$$\gamma(h) = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^{n-h} [z(x_i) - z(x_i+h)]^2 \quad (4-11)$$

式中： $z(x_i)$ 是 x_i 的变量值， $z(x_i+h)$ 是 x_i+h 的变量值， n 是点数。

变异函数描述随机变量增量间的线性相关程度，是通过平稳增量描述较大尺度的空间范围内随机变量的空间相关结构和随机性的有效工具。 Z_0 的插值表达式 $Z_0 = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z_i$ 。

克里格的原则就是使得权重 λ_i 的选择达到 Z_0 ，为无偏估计，且估计的方差小于其它线性组合产生的方差，无偏估计要求 $E(Z - Z_0) = 0$ ，由此得到无偏条件 $\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1$ ，估计方差的计算公式为^[8]

$$\sigma_E^2 = E[Z - Z_0]^2 - E^2[Z - Z_0] = \sum_{i=1}^n \lambda_i \gamma(x_i, x_0) \quad (4-12)$$

令 $F = \sigma_E^2 - 2\mu(\sum_{i=1}^n \lambda_i - 1)$, 其中 F 为 n 个权系数 λ_i 和一个拉格朗日乘子 μ 的 $n+1$

元函数。令 F 对 λ_i 和 μ 的偏导数为零, 便得到克里格方程:

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i \gamma(x_i, x_0) + \mu = \gamma(x_j, x_0) \quad (4-13)$$

式中: $j=1, 2, \dots, n-1, n$; $\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1$ 。有上式就可以得出权系数, 进而求得 Z_0 。

(3) 曲线的平滑滤波

最后把预测出的曲线进行五点平滑滤波处理, 以消除曲线毛刺干扰, 使其平滑。

利用克里格方法来进行曲线重构首先要把测井曲线标准化, 使区域所有曲线都有统一的标准, 选取和目标曲线相关性较好的曲线除以步长, 建立多维数据库, 并把样本声波曲线逐点存放到直方图中, 在预测中, 找到相应的单元网格在样本数据库中的位置, 判断其是否为非零单元格, 如果不是按照克里格插值方法来进行求值。其流程图如图 (4-13) 所示:

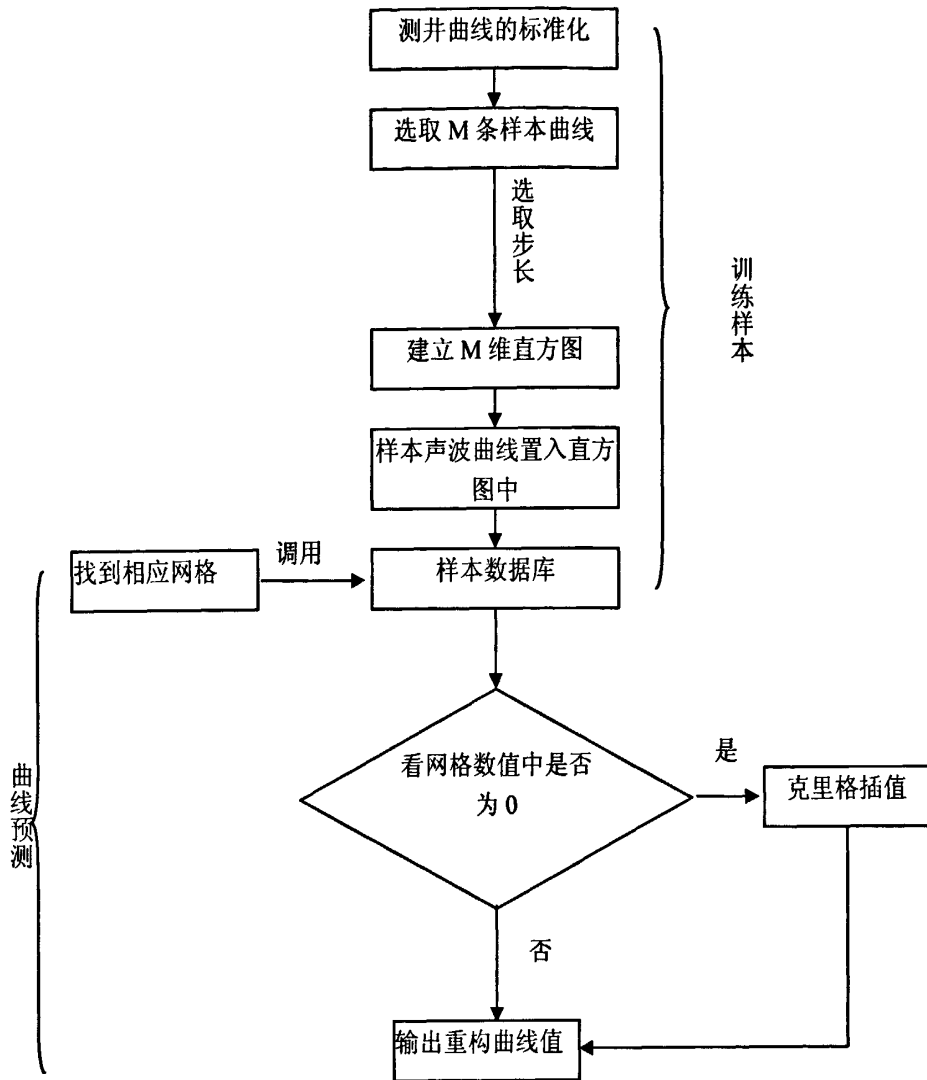


图 4-13 利用克里格方法进行渗透率曲线预测流程图

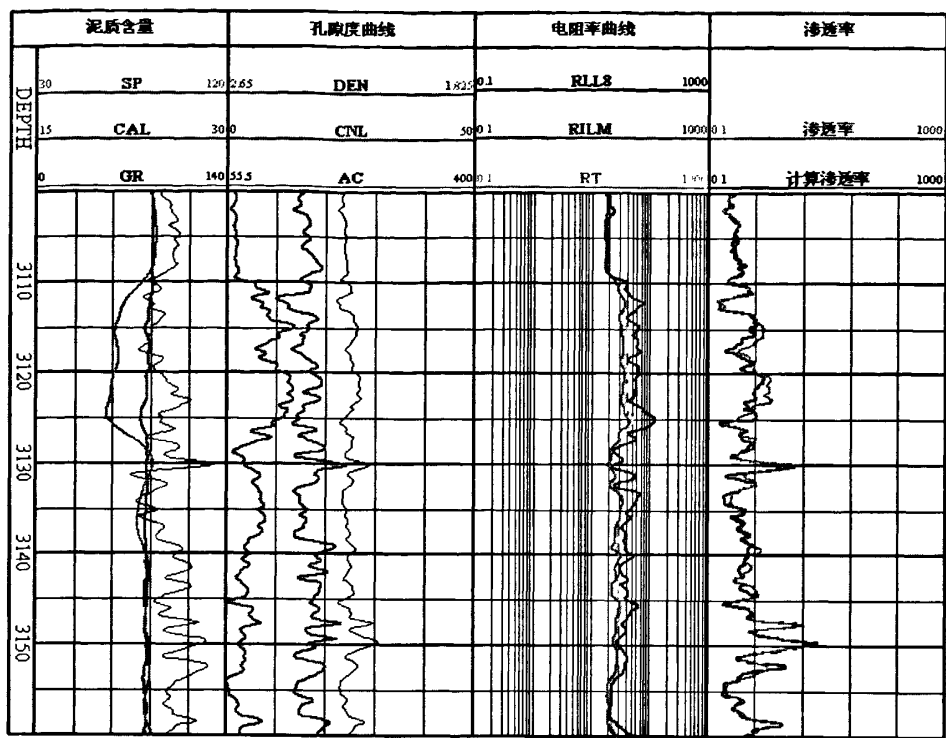


图 4-14 A1 井预测渗透率和岩心分析渗透率对比图

上图是针对研究区块 A1 井利用克里格方法对渗透率的模拟，图中第五道为预测渗透率和岩心分析渗透率的比较，从图上，可以看出计算渗透率和分析渗透率数值相近，曲线形态对应较好。由此可用克里格方法对没有渗透率分析资料的井进行预测。

4.2.3 含水饱和度模型研究

在本论文研究计算储层含水饱和度，应用 Archie 公式，以电阻率测井资料确定。阿尔奇公式中的重要参数 a、b、m、n 可以通过岩电实验测量获得。经验表明这些参数与储层的特性密切相关，如岩石颗粒形状、比面、分选成都、胶结、压实程度以及各向异性、孔隙结构、润湿性等。对特定的油藏，通过试验可以获得一组有代表意义的特征岩电参数值。

(1) 地层因素与孔隙度的关系

地层电阻率高低不仅与其含油性有关，而且与地层的孔隙度、孔隙结构，地层水矿化度等因素有关。为了消除地层水矿化度的影响，引用地层因素这一个概念来说明孔隙因素等地层特性对电阻率的影响^[41]。

$$F = \frac{R_o}{R_w} \tag{4-14}$$

其中： R_o -为百分之百含水岩石电阻率， R_w 为地层水电阻率。根据阿尔奇实验，地层因素与孔隙度之间的关系是：

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (4-15)$$

式中 a , m 是与地层特征有关的参数，对于一定的地层， a , m 反映地层特征，我们选取研究区块的实验资料得出以下图表：

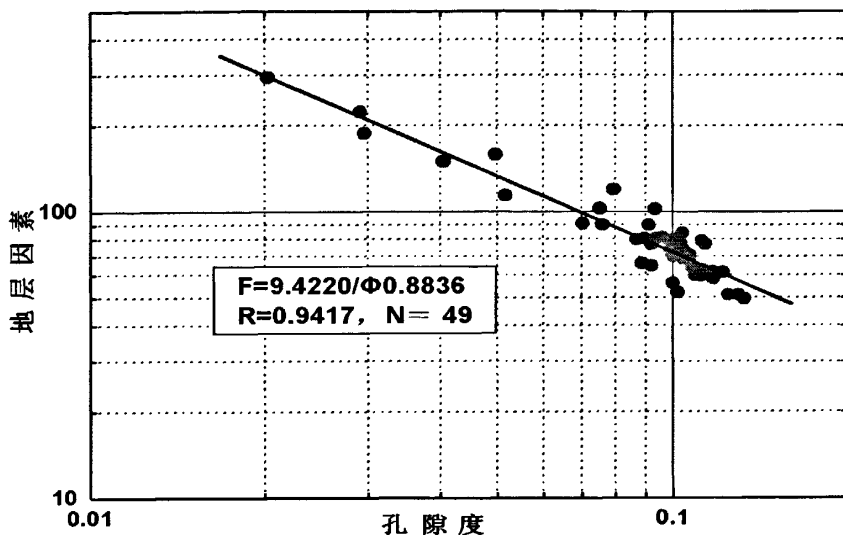


图 4-15 地层因素和孔隙度教会图

从上图中我们可以看出， $a=9.442$ ， $m=0.8843$ 。

(2) 电阻增大率与含水饱和度的关系

由于电阻率受诸如孔隙度、地层水矿化度、饱和度等因素的影响，常采用含油地层电阻率与百分之百含水岩石电阻率相比较的方法确定饱和度^[41]。定义：

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (4-16)$$

I 是电阻增大率，经实验测定，电阻增大率与饱和度之间存在以下关系。

$$I = \frac{b}{s_w^n} \quad (4-17)$$

n 为含水饱和度指数, b 为有关岩性参数。根据研究区块采用岩电实验数据可得以下图版

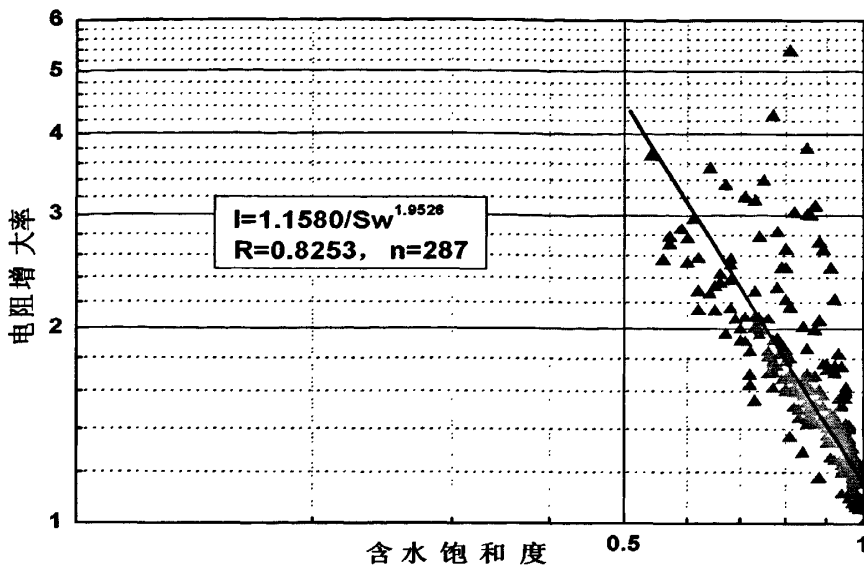


图 4-16 电阻增大率和含水饱和度交会图

从上图中我们可以看到, $n=1.9526$, $b=1.158$.

(3) 含水饱和度的确定

根据以上所确定的地层因素、孔隙度关系及电阻增大率、含水饱和度之间的关系, 可以推导出研究区块储层含水饱和度的公式:

$$s_w = \sqrt[n]{\frac{abR_w}{\phi^m R_t}} \quad (4-18)$$

式中, $a=9.422$ $b=1.158$ $m=0.8843$ $n=1.9526$ 。

4.3 地层参数研究

4.3.1 地层有效渗透率研究

1、相对渗透率模型

对与产能问题相对渗透率是重要参数, 它对于解决储层的产能问题具有重要的实际意义。经验表明, 油相最大有效渗透率约为该油层岩石绝对渗透率的三分之一左右, 若油层不饱和, 油相有效渗透率随含水饱和度的增加急剧下降, 且水相有效渗透率的绝对值也很小。若油层饱和, 即使储层物性比较好的条件下, 储层的产液能力会受到影响^[32]。

通过在实验室里测量可以建立储层岩石相对渗透率模型，目前对建立相对渗透率模型时的测量数据有两种处理方式：第一种方法是将油、水有效渗透率分别除以束缚水状态下的油相最大有效渗透率后建立相对渗透率数学模型，这一模型又被称为归一化的相对渗透率模型，另一种方法是按相对渗透率的严格定义，将油(水)有效渗透率除以绝对渗透率后，与含水饱和度等参数建立适当的数学模型。目前应用最为广泛的是第一种模型。因此,利用归一化的相对渗透率模型进行储层产能评价和储层产液性质评价必须建立合适的束缚水状态油相最大有效渗透率模型。

由于是前人积累下来的经验模型，由于有很强的经验和地区特性等因素的影响，各种模型的使用条件和范围并不是非常明确，对于不同的地区和储层单一的某种方法其适应能力不尽相同。

通过多种经验模型的前后对比发现，油相相渗透率模型的计算精度普遍不如水相相对渗透率模型的计算精度高，有的油相相对渗透率模型误差甚至相差一个或几个数量级，这样在精度上很难很难达到要求。在这几个水相相对渗透率模型中，Jones 模型计算的水相相对渗透率具有比较高的准确度，而油相相对渗透率精度不高，所以尝试使用其它模型^[32]。

目前，相对渗透率的计算方法有 Prison 方法、Jones 公式以及乘方公式等。

1) Prison 方法

Prison 根据岩石物理的考虑，对于水湿的、干净的、颗粒状岩石的排驱和吸渗过程导出了润湿相和非润湿相相对渗透率的经验关系方程。吸渗过程的水相相对渗透率如下^[32]：

$$k_{rwt} = (S_w^*)^{1/2} (R_o/R_t)^{3/2} \quad (4-19)$$

后来修改为：

$$k_{rwt} = (S_w^*)^{3/2} (R_o/R_t)^{3/2} \quad (4-20)$$

$$k_{rwt} = (S_w^*)^{1/2} S_w^4 \quad (4-21)$$

排驱过程的水相相对渗透率为：

$$k_{rwt} = (S_w^*)^{1/2} S_w^3 \quad (4-22)$$

式中： R_o —100%盐水饱和度下试验岩样的电阻率， $\Omega \cdot m$ ；

R_t —试验岩样的电阻率, $\Omega \cdot m$;

S_{wi} —残余润湿相饱和度;

S_w —含水饱和度, 孔隙空间的分数。

干净的、水湿岩石排驱过程的非润湿相相对渗透率是:

$$k_{mwt} = (1 - S_w^*) \left[1 - S_w^{*1/4} (R_o / R_t)^{1/4} \right]^2 \quad (4-23)$$

或者:

$$k_{mwt} = (1 - S_w^*) (1 - S_w^{*1/4} S_w^{1/2})^2 \quad (4-24)$$

后来修改为:

$$k_{mwt} = (1 - S_w^*) (1 - S_w^{*1/4} S_w^{1/2})^{1/2} \quad (4-25)$$

吸渗过程的非润湿相相对渗透率为:

$$k_{mwt} = \left[1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{mwt}^*} \right]^2 \quad (4-26)$$

式中: S_w^* —代表 $(S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi})$;

S_{mwt}^* —残余非润湿相饱和度, 孔隙体积分数。

Prison 还导出了油湿岩石的、干净的排驱和渗吸过程的非润湿相和润湿相相对渗透率方程:

$$k_{ro} = (S_{oe})^{1/2} S_o^3 \quad (4-27)$$

式中: S_{oe} —定义为 $(S_o - S_{or}) / (1 - S_{or})$;

S_{or} —残余油饱和度, 它是干净的、水湿岩石的 $1 - S_{wi}$ 的等价数;

S_o —总的含油饱和度, 并由 $(1 - S_w)$ 得到。

2) Jones方法

Jones提出了以气—油和水—油相对渗透率作为 S_w 和 S_{wi} 的函数的数学关系式。

$$K_{rw} = \left[\frac{S_w - S_{wir}}{100.0 - S_w} \right]^3 \quad (4-28)$$

$$K_{ro} = \left[\frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wir}} \right]^2 \quad (4-29)$$

式中： S_w —含水饱和度，通过阿尔奇公式求得，百分制；

S_{wir} —束缚水饱和度，通过核磁求得，百分制；

在上式求取含水饱和度时，利用的是阿尔奇公式，由阿尔奇公式可得，

$$S_w = \left(\frac{abR_w}{R_i \phi^m} \right)^{\frac{1.0}{n}} \quad (4-30)$$

式中： a , b , m , n —岩电参数

R_w —地层水电阻率， $\Omega \cdot m$ ，

R_i —地层的电阻率， $\Omega \cdot m$ ；

ϕ —孔隙度，可以利用核磁求得的有效孔隙度

3) 乘方公式

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right)^4 \quad (4-31)$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{1 - S_w}{1 - S_{wir} - S_{hr}} \right)^2 \left[1 - \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wir}} \right)^2 \right] \quad (4-32)$$

式中： S_{hr} —残余油饱和度，根据残余油饱和度与束缚水饱和度的统计关系来求取，小数；

分别采用的是 Jones 公式和 prison 公式来计算水相的相对渗透率，利用乘方公式和 prison 公式来计算油相的相对渗透率。由于在本次研究中，没有岩心的相渗实验数据，因此无法直接验证油水相的相对渗透率求取的正确性，只能通过井的试油结论和岩心的

相渗透率来验证油水相的相对渗透率。通过验证,我们最终采用利用乘方公式来计算油相的相对渗透率, Jones 公式来计算水相的相对渗透率。

综合运用各压汞资料,设立了一个水相相对渗透率的截止值。而只有单相流体产出时,油相的相对渗透率则可以达到 1^[32]。

通过综合分析,采用了如下的形式:

$$K_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wb}}{1 - S_{wb} - S_{hr}}\right)^2 \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wb}}{1 - S_{wb} - S_{hr}}\right)^2\right] \quad (4-33)$$

式中, S_w, S_{wb} 分别为地层含水饱和度和束缚水饱和度; S_{hr} 为残余油饱和度。

2、束缚水状态下油相最大渗透率

由于常用的油水相对渗透率曲线是以束缚水状态下的油相最大渗透率为标准进行归一化处理的,为了用相对渗透率曲线求单相的有效渗透率,还要计算油相最大渗透率的模型。

利用根据研究区的相渗分析资料,得到了束缚水状态下的油相最大渗透率公式:

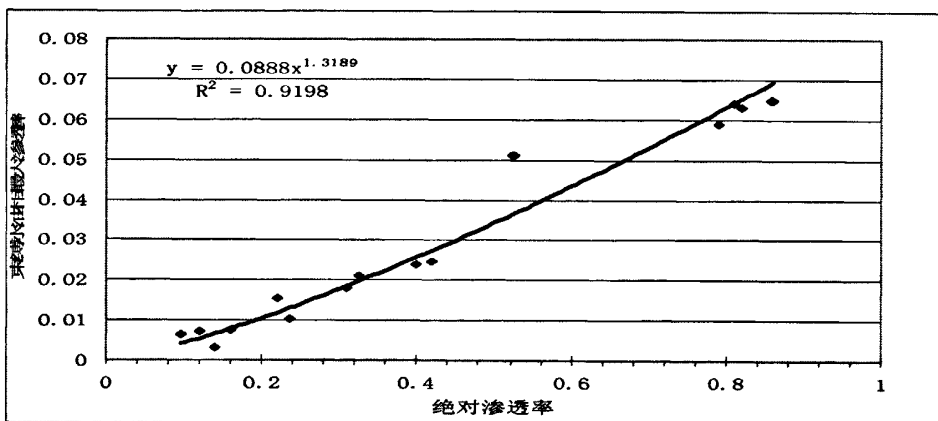


图 4-17 束缚水油相最大渗透率和绝对渗透率交会图

$$K_{o\max} = 0.0888 * K^{1.3189} \quad (4-34)$$

式中, $K_{o\max}$ 为束缚水状态下油相最大渗透率, $\times 10^{-3} \mu m^2$; K 为测量岩芯渗透率, $\times 10^{-3} \mu m^2$ 。

3、残余油饱和度模型

综合考虑各种因素,认为综合物性参数反映了孔隙结构,与残余油饱和度具有较高的关系,并且比较容易衡量和定量计算,所以采用了综合物性指数 $\sqrt{K/\phi}$ 进行残余油饱和度的建模,有研究区块岩心压汞实验资料可得,根据地区岩心的相渗实验及压汞实验

结果可以得到残余油饱和度经验模型：

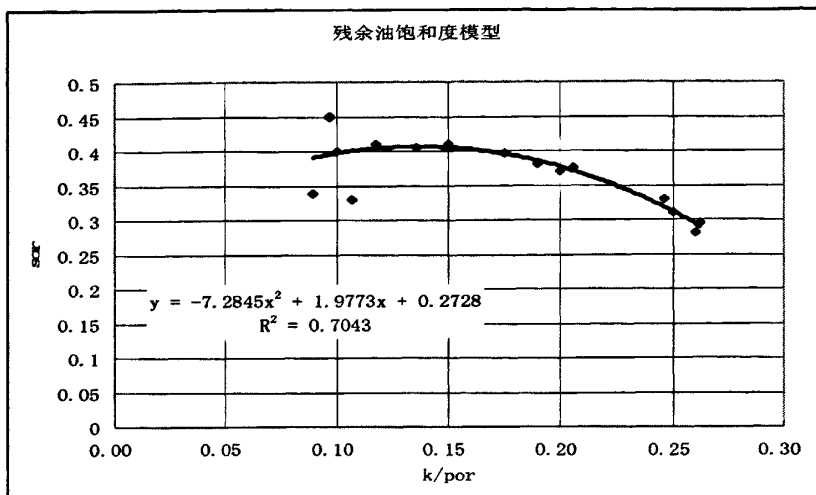


图 4-18 残余油饱和度和 K/ϕ 交会图

$$S_{or} = -7.2845 * K / \phi + 1.9733 * \sqrt{K / \phi} + 0.2728 \quad (4-35)$$

式中， K 为渗透率， $\times 10^{-3} \mu m^2$ ； ϕ 为有效孔隙度，%； S_{wb} 为束缚水饱和度，小数。

4、束缚水饱和度模型

依据该研究区块的压汞和相渗资料分析，束缚水饱和度和残余油饱和度有着密切的关系，故本论文利用两者统计处的经验关系式来求取束缚水饱和度。

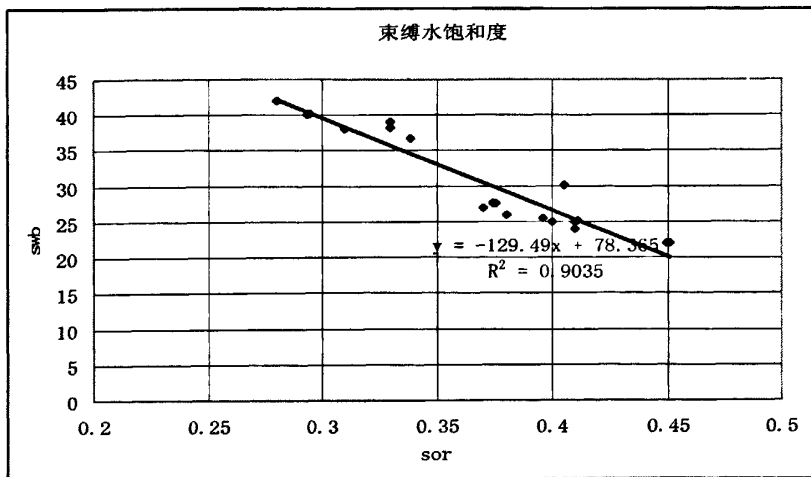


图 4-19 束缚水饱和度和残余油饱和度交会图

$$S_{wb} = -129.49 * S_{or} + 78.365 \quad (4-36)$$

式中： S_{wb} 是束缚水饱和度，%， S_{or} 是残余油饱和度，小数。

4.3.2 储层有效厚度

油层的有效厚度是产能预测中不可缺少的关键参数之一，实践证明，这一判别模式更适用于岩性、物性相近、较为简单的砂泥岩储层，而对于岩性、物性差异大的砂砾岩储层来说，上述标准模型已不能满足，通常情况下，测井响应曲线是地下地质条件的一种综合反映，所以相似的测井曲线特征，可能是由储层岩性、物性或者是含油性三者导致的结果，即岩性、物性差异大的砂砾岩储层可能是油层也可能是干层。因此，尽量消除或减少岩性、物性等因素造成的影响，通过优化合理的测井响应曲线，进而突出储层含油性在测井曲线的特诊表象。通过对研究区地质、测井资料的认真分析得出可以利用声波时差，电阻率，孔隙度和含水饱和度共同划分油层的标准^[3]。

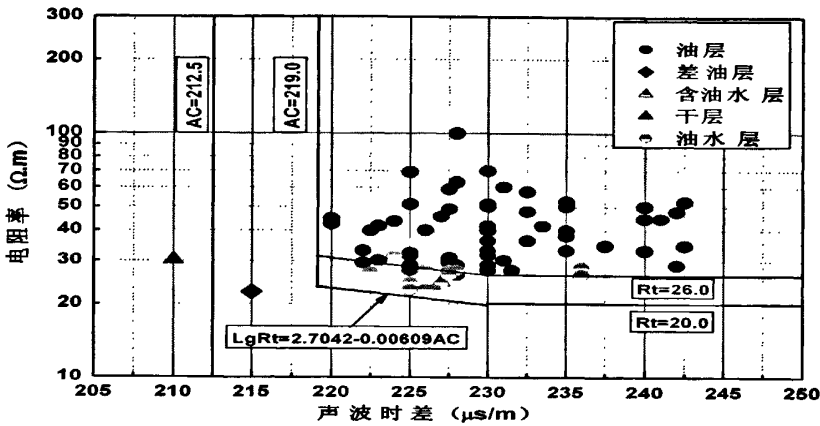


图 4-20 声波时差和电阻交会图

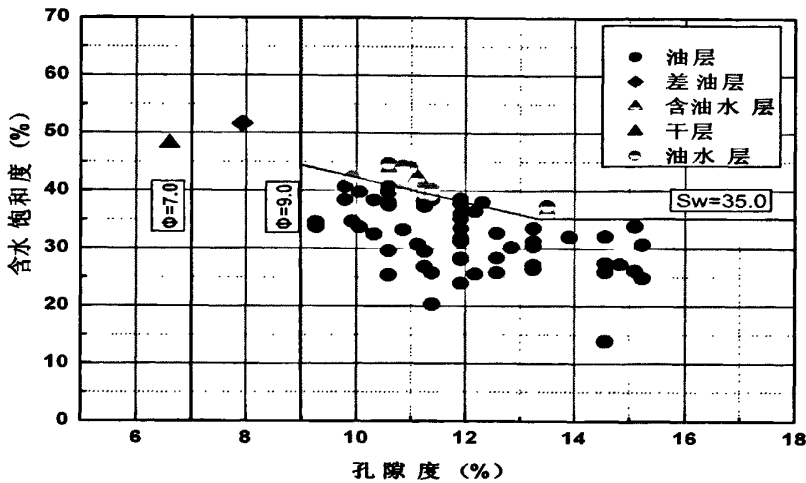


图 4-21 孔隙度和电阻率关系交会图

从上图中看出：符合 $R_t \geq 26.0 \Omega.m$, $AC > 219.0 \mu s/m$; $\Phi > 9.0\%$, $Sw \leq 45.0\%$ 的标准都可认为是油层的有效厚度。

4.3.3 供油面积半径研究

一般取钻头的半径认为是井眼半径，在一般条件下可以满足常规计算的需要。而供液半径与压差、渗透率、储层非均质性及孔隙结构等参数有关。由于该地区为低渗透储层，通过对该地区数口井测试结果的统计表明，该地区供油半径范围在 10-57 米之间。为了简化计算可采用经验公式来求取：

$$r_e = 24.265 * e^{0.1535 * K} \quad (K < 5 \times 10^{-3} \mu m^2) \quad (4-37)$$

式中， K 为有效渗透率， $\times 10^{-3} \mu m^2$ ； r_e 为供液半径，米。

4.3.4 储层压力和井底流压研究

对于储层产能预测来讲，井底压差的确定对于储层产能具有重要的影响。井底压差的确定包括油层压力的确定和井底流压的确定。

目前，对储层压力最准确的测量方式为地层测试器测量^[9,14]，但是鉴于测试费用较高，并且也不是每个目的层都会测试压力，所以这限制了储层压力的测量。但是可以在地层测试资料研究的基础上，通过其它方法测量储层压力。综合考虑各种测井系列的适用条件及影响因素，其中声波测井在制作正常压实趋势线方面是公认的较精确的方法，从各种资料的应用来看，储层压力与深度的关系最大，相关性最好，所以采用了深度来预测储层压力^[6]。

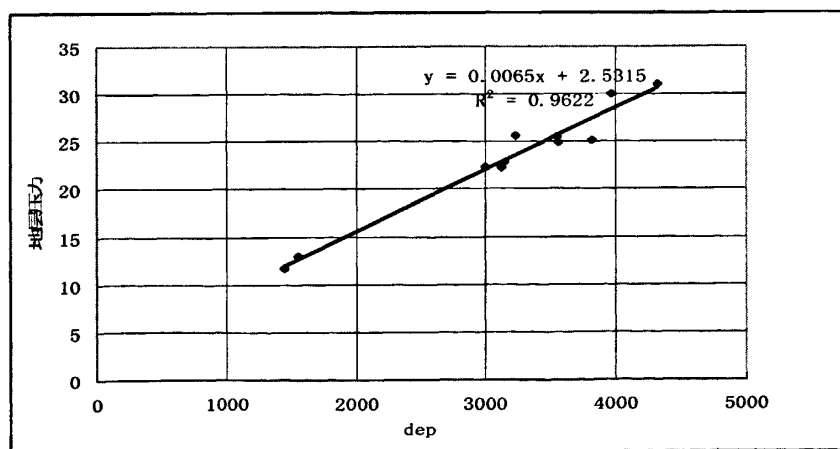


图 4-22 储层压力与深度关系图

从上图可知储层压力和深度的统计关系式为：

$$P_i = 0.0065 * dep + 2.5815 \quad (4-38)$$

P_i : 储层压力, Mpa。

Dep: 深度, 米。

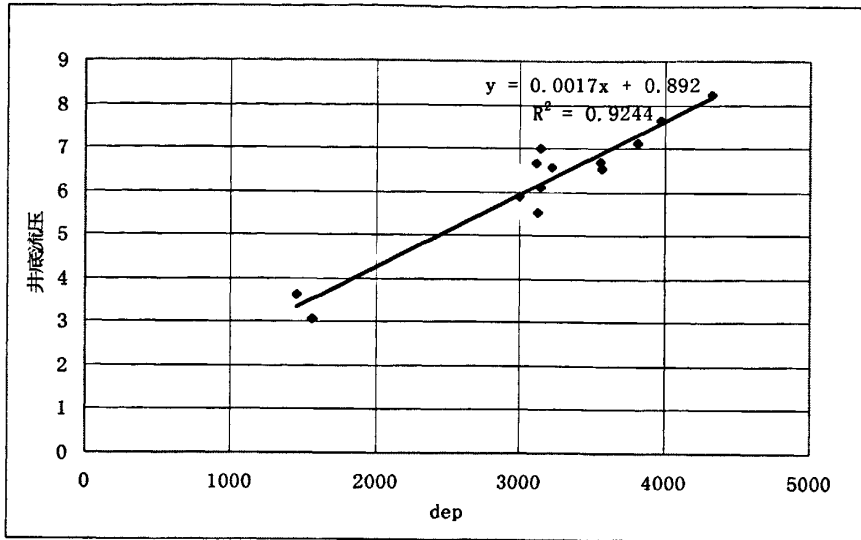


图 4-23 井底流压与深度关系图

同样我们从上图中可以看出井底流压和深度的关系式为:

$$P_{wf} = 0.0017 * dep + 0.892 \quad (4-39)$$

式中, P_{wf} 为地温压力, MPa。

DEP 为地层深度, 米。

4.3.5 表皮系数研究

在钻井和完井作业中, 产层面受到钻井液和完井液(如泥浆、水泥浆、射孔液和压井液等)侵入的影响, 井壁附近地层的流动阻力增大, 渗透率受到损害, 形成一个与原始地层特性不同的“表皮”区。当流体通过这一“表皮”区时, 便产生一个正的附加压降 ΔP_s 。反之, 另一些井采用深度射孔、酸化或压裂等措施, 使井壁附近产层的渗透率变大, 流动能力增强, 形成所谓负“表皮”^[15]。当流体通过负“表皮”区时产生一个负的附加压降 ΔP_s ^[14]。

表皮系数可由下式计算:

$$s_t = s_d + s_{pr} + s_{pf} + s_o + s_b + s_{tu} + s_a \quad (4-40)$$

式中： s_d 为钻井、完井液等对地层的损害所引起的表皮系数。

s_{pr} 为油层部分打开或程度拟表皮系数。

s_{pf} 为射孔完井或性质拟表皮系数。

s_o 为井斜拟表皮系数。

s_b 为流体流量发生变化的拟表皮系数。

s_{tu} 为非达西流拟表皮系数。

s_a 为泄油面积形状拟表皮系数。

一般按下式进行：

$$s_t = 1.151 \left[\frac{P_{ws(f)} - P_{wf}}{m} - \lg \frac{8.1K}{\phi \mu C_i r_w^2} \right] \quad (4-41)$$

式中： $P_{ws(f)}$ 为半对数直线上关井 1 小时的压力，Mpa。

P_{wf} 为井底流动压力，Mpa。

M 为半对数直线斜率，Mpa/周期。

K 为地层渗透率， μm^2

ϕ 为地层孔隙度，小数。

C_i 为总压缩系数，1/Mpa。

R^w 为井半径, m。

4.4 流体参数求取研究

论文研究了常规测井情况下, 利用油藏物理、统计分析方法等确定流体参数。

4.4.1 油藏物理方法计算体积系数

在这两个参数计算之前, 首先计算的是地层温度、地层压力模型、泡点压力模型、溶解气油比模型等。

(1) 地层温度模型

根据研究区块地层测试资料, 可以得出地层温度模型

$$t = 0.0121 * DEP + 37.865 \quad (4-42)$$

式中, t 为地温梯度, $^{\circ}\text{C}$; DEP 为地层深度, m。

(2) 地层油饱和压力

地层油饱和压力 P_b 是指在一定温度下油藏原油降压过程中开始从原油中分离出第一批气泡时的压力, 此时原油处于被气体所饱和的状态, 也称为原油泡点压力。其计算采用了 Standing (1947) 公式方法:

$$P_b = 24.46[(R_s / \gamma_g)^{0.83} \exp(3.7716 * 10^{-3} - \frac{4.072}{\gamma_o})] \quad (4-43)$$

式中, R_s 为溶解气油比, m^3 / m^3 ; γ_g 为闪蒸分离天然气相对密度; γ_o 为地面脱气原油相对密度 (原油密度与水的密度比); T 为地层温度, $^{\circ}\text{C}$, P_b 为地层油饱和压力, $\text{MPa}^{[24]}$ 。

(3) 溶解气油比

地层原油中溶有天然气, 不同类型油藏的地层原油溶解天然气的量差别很大, 溶解汽油比是衡量地层原油中溶解天然气的物理参数。通常把地层油在地面进行一次脱气, 将分离出的气体标准体积与地面脱气油体积的比值称为溶解汽油比。溶解气油比所受的影响因素较多, 与压力、温度、气液密度等参数有关。根据本地区研究实际和理论方法,

采用了如下关系式^[24]：

$$R_s = 2.277\gamma_g \left(\frac{p}{10^a}\right)^{1.204} \quad (4-44)$$

式中参数同上。

(4) 地层油体积系数

我们把原油在地下与其在地面脱气后的体积之比定义为原油体积系数，其在产能预测中具有重要的地位，一般情况下，地下原油的体积受三个因素的影响，溶解气，热膨胀和压缩性。根据研究区块本论文在实际计算中采用了 Standing 公式进行计算。具体如下所示^[24]。

$$B_{ob} = 0.972 + 1.1213 \times 10^{-2} F^{1.175} \quad (4-45)$$

$$F = 1 + 5.625 \times 10^{-2} (t + 273) + 0.1404 R_s (\gamma_g / \gamma_o)^{1/2}$$

式中， B_{ob} —原油体积系数，无量纲； t 为地层温度， $^{\circ}\text{C}$ ； γ_g / γ_o 为天然气相对密度与地面脱气原油相对密度的比值。

(5) 地层水体积系数

地层水的体积系数定义为在地层温度、压力下地层水的体积与其在地面条件下的体积之比，其主要取决于油藏温度、油田水矿化度、地层压力和天然气在水中的溶解度。由于油田水含盐量越大，溶解气越少，使得油田水在地下的体积与其在地面的体积相差极少。可以将此值取值为 1。

4.4.2 油藏物理方法计算原油粘度

原油的粘度反映在流动过程中原油内部的摩擦主力，地层原油粘度影响其在地下的云翳、流动及其子管道中的流动能力，当原油粘度过大时，将导致油井无法正常生产。

(1) 地层温度下地面脱气油的粘度

$$\mu_{oD} = C \left[\left(\frac{1.076}{\gamma_o} - 1 \right) + 2.1189 \right]^d \quad (4-46)$$

$$d = 10.313 [\lg(5.625 \times 10^{-2} T + 1) + 1.5051] - 36.44 \quad (4-47)$$

其中 μ_{oD} 为地层温度下地面脱气油粘度。

饱和压力和饱和压力下地层原油粘度:

$$\begin{aligned}\mu_o &= a\mu_{od}^b \\ a &= 10.715(5.615R_s + 100)^{-0.515} \\ b &= 5.44(5.615R_s + 140)^{-0.338} \\ \mu_{od} &= 10^x - 1 \\ x &= y(1.8t + 32)^{-1.163} \\ y &= 10^{3.0324 - 0.02023D} \\ D &= \left(\frac{141.5}{\gamma_o}\right) - 131.5\end{aligned}$$

式中, R_s —原油中溶解的气油比, $\frac{m^3}{m^3}$;

t —温度, $^{\circ}\text{C}$;

μ_{od} —地层温度下脱气原油粘度, cP ;

γ_o —原油的相对密度, $\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_{\text{空气}}}$ 。

该式适用条件:

$$\begin{aligned}p &= 0.9 - 38.9 \text{ MPa} \\ t &= 22.2 - 146.1^{\circ}\text{C} \\ \gamma &= 0.8 - 0.97 \\ R_s &= 24 - 1900 \text{ m}^3 / \text{m}^3\end{aligned}$$

(2) 地层水粘度计算

地层水粘度与地层压力、地层温度、矿化度和溶解度有关, 地层水的粘度主要是受温度的影响, 随温度的升高地层水粘度急剧降低, 而地层水粘度随压力增加, 几乎不变。地层水矿化度(含盐量)对地层水的粘度影响也不是很大, 总的来说矿化度升高时, 粘度增大, 溶解气比较小, 因此对粘度影响不大。矿化度较低时, 可采用 Beggs 等人提出的相关式计算 μ_w [24]:

$$\mu_w = \exp(1.003 - 0.01479T + 1.982 \times 10^{-5} T^2) \quad (4-48)$$

矿化度较高时, 可采用下式:

$$\mu_w = \mu_{w1} \mu_{w2} / T$$

$$\mu_{w1} = 58.4 + 0.00022 K_w$$

$$\mu_{w2} = 1 + 3 \times 10^{-11} (T - 40) p^{1.755}$$

式中， T —地层温度， $^{\circ}\text{C}$ 。

K_w —地层水矿化度， mg/L 。

4.5 射孔参数研究

射孔参数包括孔径、相位角、孔密、压实（程度、半径）、孔深等，大部分其中的参数可以直接获取。

4.5.1 地层条件下射孔深度

射孔器材检测中心模拟地层温度和压力对各种射孔弹均已进行贝雷砂岩靶的实验，向我们提供了一个准确的数据。但因贝雷砂岩靶的抗压强度、孔隙度、渗透率等各项指标与实验地层条件的数据不可能相同，因此对这一数据需要进行折算，目前折算方法有以下3种^[21]：

1) 抗压强度图折算方法

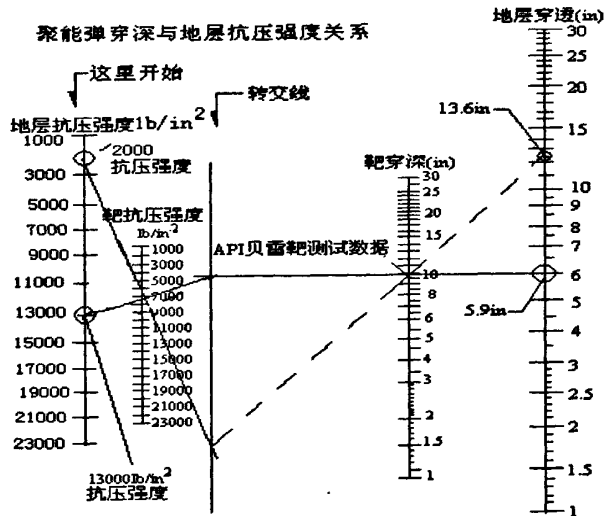


图 4-24 穿透深度折算图

2) 孔隙度折算方法

$$\text{当 } (\phi_f / \phi_B) < 1 \text{ 时: } L_{Pf} = L_{PB} \left(\frac{\phi_f}{\phi_B} \right)^{1.5} \left(\frac{19}{\phi_f} \right)^{0.5}$$

$$\text{当 } (\phi_f / \phi_B) = 1 \text{ 时: } L_{Pf} = L_{PB}$$

当 $(\phi_f / \phi_B) > 1$ 时: $\phi_B < 19\%$: $L_{pf} = L_{pB} \left(\frac{\phi_f}{\phi_B} \right)^{1.5} \left(\frac{\phi_B}{19} \right)^{0.5}$

$$\phi_B \geq 19\%: L_{pf} = L_{pB} \left(\frac{\phi_f}{\phi_B} \right)^{1.5}$$

式中 L_{pf} ——地层条件下穿深, m ;

L_{pB} ——贝雷岩心靶穿深, m ;

ϕ_f ——地层孔隙度, %;

ϕ_B ——贝雷岩芯靶孔隙度, %。

3) 渗透率折算方法:

$$L_{pf} = L_{pB} \left(1 + AP \ln \frac{K_f}{K_B} \right) \quad (4-49)$$

式中: AP ——与岩石性质相关的校正参数;

K_f ——地层渗透率, mD ;

K_B ——贝雷岩芯渗透率, mD 。

4.5.2 产能比模型分析

在射孔孔眼中影响储层流体流动效率的主要因素有:射孔深度、射孔相位、射孔密度、孔眼直径、各向异性及压实深度等。通过分析上述各影响因素,根据理论分析和现场实践,得到了极限产能比和产能比的模型^[6]。

1) 极限产能比

假定在射孔弹所能穿透的范围内,流动没有阻力,设一假想井,其半径等于油井半径与射孔深度 $r_w + L_p$, 形成扩大井,则此扩大井的产能为:

$$PI_{\max} = \frac{2\pi K}{\mu B \ln \left(\frac{r_e}{r_w + L_p} \right)} \quad (4-50)$$

式中, r_e 为储层流体供给半径, m ; L_p 为射孔深度, m ; r_w 为油井半径, m 。其它参数同前。

这一产能相当于孔密无限大时的最大极限产能。据此可定义射孔极限产能比为最大

极限产能与完善井产能 $PI_{S=0}$ （此时表皮系数 $S=0$ ）之比，即：

$$PRIM = \frac{PI_{\max}}{PI_{S=0}} = \frac{\ln(\frac{r_e}{r_w})}{\ln \frac{r_e}{r_w + L_p}} = \frac{\ln(\frac{r_e}{r_w})}{\ln \frac{r_e}{r_w} + \ln \frac{r_w}{r_w + L_p}} \quad (4-51)$$

由此可得极限改造（最佳射孔效果下）表皮系数 S_{\max} ：

$$S_{\max} = \ln \frac{r_w}{r_w + L_p} \quad (4-52)$$

2) 产能比

通过有限元理论方法，对射孔进行分析研究，结合砂岩储层的特征，无论是否存在损害及压实，产能比模型基本模型均可采用如下公式：

$$PR = PRIM\{A + B \ln[(D_n D_i - C) YX]\} \quad (4-53)$$

$$YX = 0.2518 + 0.00462 \exp(5.087 K_c)$$

式中， A ， B ， C 分别为与射孔有关的参数，由射孔有限元来确定； D_n 为射

孔密度， K_c 为压实程度， D_i 为孔眼直径；定义为压实带渗透率与地层未损害前的渗透率之比。

①存在储层损害但未射穿损害带

0度相位：

$$\begin{aligned} PR = & \frac{\ln r_e - \ln r_w}{\ln r_e - (1 - \frac{1}{K_d}) \ln(L_d + r_w) - \frac{1}{K_d} \ln(L_p + r_w)} \\ & \cdot \{0.1294 + 0.7 K_d - 0.3636 K_d^2 + 0.2898 \frac{L_p}{r_w} \\ & - 0.0693 \frac{L_p^2}{r_w^2} + 0.00562 \frac{L_p^3}{r_w^3} + 0.175 \ln[D_n R_o YX - 0.14]\} \end{aligned}$$

式中， L_d 为损害带厚度，m；其它参数同上。

90 度相位:

$$PR = \frac{\ln r_e - \ln r_w}{\ln r_e - (1 - \frac{1}{K_d}) \ln(L_d + r_w) - \frac{1}{K_d} \ln(L_p + r_w)} \{0.6739 + 1.219K_d - 1.822K_d^2 + 1.048K_d^3 + [0.5474 \exp(-0.9014 \frac{L_p}{r_w}) + 0.3095] \ln[(2D_n R_o + 0.0076 \frac{L_p}{r_w} - 0.05)YX] + 0.2898 \frac{L_p}{r_w} - 0.0693 \frac{L_p^2}{r_w^2} + 0.00562 \frac{L_p^3}{r_w^3} + 0.175 \ln(D_o R_o YX - 0.14)\}$$

②射穿损害带模型

0 度相位:

$$PR = \frac{\ln r_e - \ln r_w}{\ln r_e - \ln(L_d + r_w)} \{W_1 W_2 + (0.2898 \frac{L_p}{r_w} - 0.0693 \frac{L_p^2}{r_w^2} + 0.00562 \frac{L_p^3}{r_w^3}) + 0.4652 + 0.175 \ln[(D_o R_o - 0.14)YX]\}$$

90 度相位:

$$PR = \frac{\ln r_e - \ln r_w}{\ln r_e - \ln(L_d + r_w)} \{1.109 + (-0.4551 + 1.219K_d - 1.822K_d^2 + 1.048K_d^3)[W_3 + 0.2377 \exp(0.9014 \frac{L_p}{r_w} + 0.1344)] \cdot \ln[(2D_n R_o + 0.0076 \frac{L_p}{r_w} - 0.05)YX]\}$$

式中, $W_1 = -0.3358 + 0.7K_d - 0.363K_d^2$;

$$W_2 = \exp[-5.93(\frac{L_p + r_w}{L_d + r_w} - 1) - 1];$$

$$W_3 = 0.811 \exp[0.8087(\frac{L_p + r_w}{L_d + r_w})^3 - 1]$$

4.6 压裂参数研究

影响最终采收率的因素包括导流能力、裂缝长度、泄流面积和地层渗透率的大小和

形状。地层压力、有效渗透率、地层温度、有效厚度、流体性质参数等在流入产能预测参数计算过程中已作过详细介绍。基于影响采收率的模型需要及关键因素，人工裂缝的延伸长度、裂缝宽度、裂缝的高度与裂缝本身的导流能力是压裂后产能预测重点参数，因此论文重点分析了计算压裂裂缝几何参数的方法^[6]。

4.6.1 常用的裂缝宽度计算方法

(1) 双侧向测井确定垂直裂缝的张开度

侧向测井的电阻率有随探测深度的增加而增大的特性，即使裂缝中所含流体在径向上无变化，深、浅侧向的电阻率也会出现正差异。这种差异与岩石基块电阻率无关，而与裂缝张开度成正比，有如下关系^[19]：

$$C_{LLs} - C_{LLd} = dC_{mf}(G_s - G_d) \quad (4-54)$$

$$G_s = \frac{\ln(D_s/r)}{(D_s - r)}; \quad G_d = \frac{\ln(D_d/r)}{(D_d - r)}$$

式中 C_{mf} —泥浆滤液电导率；

D_s 与 D_d —分别为浅侧向测井仪与深侧向测井仪的探测直径；

r —井眼半径；

d —裂缝张开度，表示一条或几条裂缝张开度的总和， μm 。

例如，Schlumberger 公司采用如下关系式来估计裂缝张开度 $d(\mu\text{m})$ ：

$$C_{LLs} - C_{LLd} = dC_{mf} 4 \times 10^{-4} \quad (4-55)$$

(2) 双侧向测井确定水平裂缝的开启度

在水平裂缝的情况下，双侧向测井的电导率 C 与基块电导率 C_b 、泥浆滤液电导率 C_{mf} 、主电流层的厚度 h 以及裂缝张开度 d 有关，近似表达式为：

$$\square \quad C = C_b + (C_{mf} - C_b) \frac{d}{h} \approx C_b + \frac{d}{h} C_{mf} \quad (4-56)$$

Schlumberger 公司所使用的公式如下：

$$\square \quad C_{LLd} - C_{LLs} = 0.12 \times 10^{-3} d \times C_{mf} \quad (4-57)$$

4.6.2 PKN 模型计算裂缝几何参数研究

常用的裂缝几何尺寸计算方法，可分为两大类：一类是基于垂直平面应变理论的 Perkins 与 Kern 以及后来的 Nordgren 改进的裂缝扩展模型，简称 PKN 模型；另一类是

以水平平面应变条件为基础的 Christianovich 和 Geertsma 以及后来的 Daneshy 的模式, 简称 CGD 模式(又作 KGD)。由 Khristianovic 与 Zheltov 提出, 后经 Geertsma 与 Dekert, Daneshy, Settari 等人发展的二维假设, 用模型求解裂缝几何尺寸时称为 KGD 模型。KGD 模型的基本假设条件有地层为均质, 且各向同性; 地层岩石变形为线弹性应变, 平面应变发生在水平面上, 储层与上下岩层之间产生相互滑移, 裂缝剖面是矩形; 流体在缝中作一维的层流流动; 地层为非渗透性地层, 不考虑流体的滤失等方面的因素, 选用二维压裂模型进行压裂设计, 需要对压裂目的层的地应力状况和岩石性质有某些了解和经验。一般来说, 可以从以下几方面考虑, 在正常施工阶段, 如果裂缝在垂向上的扩展受到抑制, 并且裂缝在长度上的延伸速度大大快于裂缝高度时, 随施工时间的延续, 井底压力降不断增加。这种现象符合 PKN 模型预测的情况, 选用 PKN 模型较好。相反如果垂向增长的趋势与径向扩展的速度大致相等, 井底压力降不断下降。这种现象更适合于 KGD 模型的假设, 以选用 KGD 模型为宜。PKN 和 KGD 模型的主要区别之一就是压裂层与上下岩层之间有无滑移, 浅层的压裂设计选用 KGD 模型, 深层选用 PKN 模型为好。根据研究区块是深层砂砾岩的实际情况, 我们在计算裂缝参数时用 PKN 模型。

4.6.2.1 裂缝的几何图形

由于 PKN 模型假设在边界层面上不产生滑移, 因此裂缝剖面的形状是椭圆形的。

4.6.2.2 裂缝几何尺寸的计算

1、裂缝宽度的计算式

1) 对于牛顿型流体:

线性流

$$W_{\max} = 0.59 \left(\frac{Q \mu_a L}{E} \right)^{1/4} \quad (4-58)$$

湍流

$$W_{\max} = 0.70 \left(\frac{Q \rho_a L}{E h_f} \right)^{1/4} \quad (4-59)$$

$$\frac{1.92 Q \rho_a}{h_f} < 0.32 \text{ 为线性流;}$$

$$\frac{1.92 Q \rho_a}{h_f} > 0.32 \text{ 为湍流。}$$

式中 W_{\max} ——裂缝(缝口)最大宽度, cm;

Q ——泵注排量, m^3/min ;

μ_a ——压裂液粘度, $mPa \cdot s$;

ρ_a ——压裂液相对密度;

L ——裂缝长度, m ;

h_f ——裂缝高度, m ;

E ——岩石弹性模量, MPa 。

2) 对于非牛顿型流体

$$W_{\max} = \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right) (n' + 1) \left(\frac{2n' + 1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{10^4} \right) \left(\frac{1}{60} \right)^{n'} \right]^{(1/2n' + 2)} \times \left[\frac{Qn'K' L h_f^{1-n'}}{100E} \right]^{(1/2n' + 1)} \quad (4-60)$$

式中:

W_{\max} ——裂缝(缝口)最大宽度, m ;

Q ——泵注排量, m^3/min ;

n' ——压裂液流动系数, 无因此;

K' ——压裂液稠度系数, $Pa \cdot s^{n'}$;

L ——裂缝长度, m ;

h_f ——裂缝高度, m ;

E ——岩石弹性模量, MPa 。

3) 裂缝平均宽度

$$W = 0.785 W_{\max} \quad (4-61)$$

式中 W ——裂缝平宽度, m 。

2、裂缝长度的计算式

PKN 模型的裂缝长度是上述缝宽计算式与卡特模型的缝长计算式联立求解, 计算出裂缝的长度。卡特模型缝长计算式为:

$$L(t) = \frac{QW}{8\pi H_f c^2} \left[e^{x^2} \cdot \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (4-62)$$

$$x = \frac{2c\sqrt{\pi t}}{W} \quad (4-63)$$

式中 $L(t)$ ——裂缝长度, m;

Q ——泵注排量, m^3/\min ;

H_f ——裂缝高度, m;

c ——压裂液滤失系数, $m/\sqrt{\min}$;

W ——裂缝宽度, m;

t ——泵注时间, min;

$erfc(x)$ —— x 的误差补差函数;

计算步骤如下:

- 1, 假设一个缝宽, 带入式 (4-62), 计算出一个缝长;
- 2, 将此缝长代入 (4-58) (4-59) (4-60) 式, 计算出一个缝宽;
- 3, 比较该值与假设的裂缝宽值的误差, 如在允许的范围内, 则选用计算出来的缝宽与相应的缝长, 至此可以结束计算。

如果缝宽的计算值与假设的缝宽值相差较大, 则将计算值代入 (4-62) 式, 如此迭代下去, 直到满足步骤 3 的要求为止。

4.6.3 裂缝高度的计算研究

在使用二维压裂模型进行压裂设计时, 裂缝高度是输入数据中的一个敏感的关键参数。裂缝高度与裂缝宽度、长度成反比, 所以, 这一参数的正确与否关系到裂缝的几何尺寸与压后的分析评价。通常取油层厚度为压裂高度, 或略大于油层厚度, 预测和确定裂缝高度的方法如下^[6]。

检验压裂设计、评价压裂施工有效性和压后效果评价的关键环节就是确定压裂产生的裂缝高度。根据井壁不存在压裂裂缝时与井壁存在压裂裂缝时在测井资料上的不同测井响应, 通过测井资料可以间接获取裂缝的压裂高度。经过分析, 井温测井, 中子寿命测井, 伽马测井均对井壁存在压裂裂缝反映敏感, 是评价裂缝压裂高度的有效技术^[6]。

1) 利用井温测井判别压裂裂缝高度

压裂前, 井筒内液体与其周围处于热平衡状态, 相互之间无热传导, 因此井温曲线呈正常的地温梯度, 压裂后, 地温压裂液携带支撑剂, 高速经过井筒流入到压开的垂直

裂缝中，破坏了原始的温度平衡系统，由于其周围的地层温度远高于井筒中的液体温度，形成温差，因此地层中的热量在温差的作用下，不断的传入井筒，从而造成地层温度下降。对于无压裂井段，热量是沿井径方向径向传入井筒，所以直接被井筒中的液体吸收，而对于有亚裂缝井段，由于裂缝内充填了大量的低温液体的缘故，地层热量主要沿垂直裂缝法相流入裂缝，同时由裂缝流入井筒，呈现线性传热规律。这就导致有裂缝存在的井段对井筒的供热相对无裂缝井段对井筒的供热慢，因此在有裂缝的井段出现温度负异常，由于井温曲线在压裂裂缝边界的负异常拐点稳定，因此可以视为裂缝高度的边界位置。井温测井就是利用这个原理进行判断的压裂高度^[6]。

2) 中子寿命测井判断压裂裂缝高度

中子寿命测井仪采用脉冲中子法测量地层的热中子宏观俘获截面。当井下脉冲中子发生器发射快中子脉冲到地层后，仪器周围的介质在很短的时间把这些快中子减速成热中子，这些热中子又会被介质逐步吸收，这就使得仪器周围的热中子密度先是呈现快速增长，而后逐渐衰减，其衰减的快慢主要取决介质的宏观俘获截面值，截面值越大，热中子密度衰减越快即中子寿命越短^[20]。

注硼中子寿命测井的所用的示踪剂是用硼元素，因为硼元素的俘获截面是 NaCl 俘获截面的 119 倍，硼溶于水后是一种弱酸性物质，且硼酸易溶于水不溶于油，它不含放射性，对地层的酸污染也小，在压裂施工中，采用注硼中子寿命进行测井，由于硼元素被压开的裂缝段大量吸附，造成该段俘获截面值增大，而未被压裂的井段的硼元素由于基本没有吸附，测量的俘获截面值基本不变。利用注硼中子寿命测井就是利用这个原理来判断压裂裂缝高度。

3) 放射性伽马测井

压裂时，将吸附放射性同位素的活化支撑剂，以 1: 200 的比例混入压裂支撑剂中（也可以只混入尾支撑剂中），压后彻底洗井后，再测伽马曲线并与压前测得的基线对比。由于活化支撑剂进入裂缝，是压后再测的伽马曲线出现缝值，以此确定压裂产生的裂缝高度。

4.6.4 裂缝导流能力研究

导流能力是填砂裂缝的闭合高度与闭合应力下缝中支撑剂的渗透率的乘积，即导流能力等于 $(WK)_f$ ，我们常用有两种方法，第一种是依据是按照经典经验公式，固有渗透率只与裂缝宽度有关，用双侧向测井可以确定张开裂缝宽度 ε ，进而确定 k_f 。

$k_{gf} = 0.8333 \varepsilon^2$

第二种是有人在实验的基础上提出了一个计算导流能力的经验公式如下：

$$FRCD = 6.246 \overline{C} L \left(\frac{17500}{142 p_c + \alpha} \right)^8 \left[1 + \frac{\beta}{e^{L-1}} \ln(BHN \times 10^{-7}) \right]$$

\overline{C} ——裂缝单位面积上的单层砂重, Kg/m^2 ;

L ——支撑剂层数;

p_c ——闭合压力, MP_a ;

BHN ——地层岩石布氏硬度, Kg/mm^2 ;

α, β ——常数, 见下表 4-1。

表 4-1 各种粒径砂的参数值

粒径 (毫米)	\overline{C}	α	β
1.68-2.32	3.14	11700	0.6
0.84-1.68	1.86	12700	0.7
0.42-0.84	0.85	14600	1.1

4.7 产能参数模型与应用实例分析

利用上述预测参数模型编程并挂接到 FORWARD 的平台上实现了对研究区块 20 口井的实际分析处理。

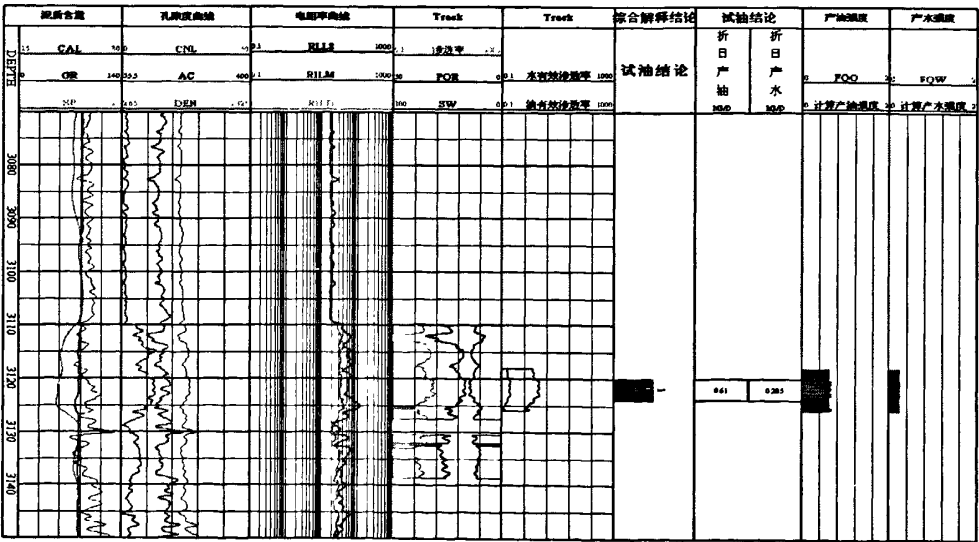


图 4-25 A1 井计算压裂产能结果图

上图为 A1 井处理的结果，该储层为低孔低渗储层，孔隙度在 3-16%之间，渗透率在 $0.4-3. \times 10^{-3} \mu m^2$ 之间，射孔深度为 3120-3125m，试油结论显示日产油为 0.61t/d,折合日产水为 0.205t/d,由地层测试资料可得生产压差为 21.5MPa，利用自己编制的储层压裂产能程序进行预测，从上图中可以看出计算产油强度为 0.614t/d，计算产水强度为 0.356t/d,和试油资料基本相符。为此可验证本方法的可行性。

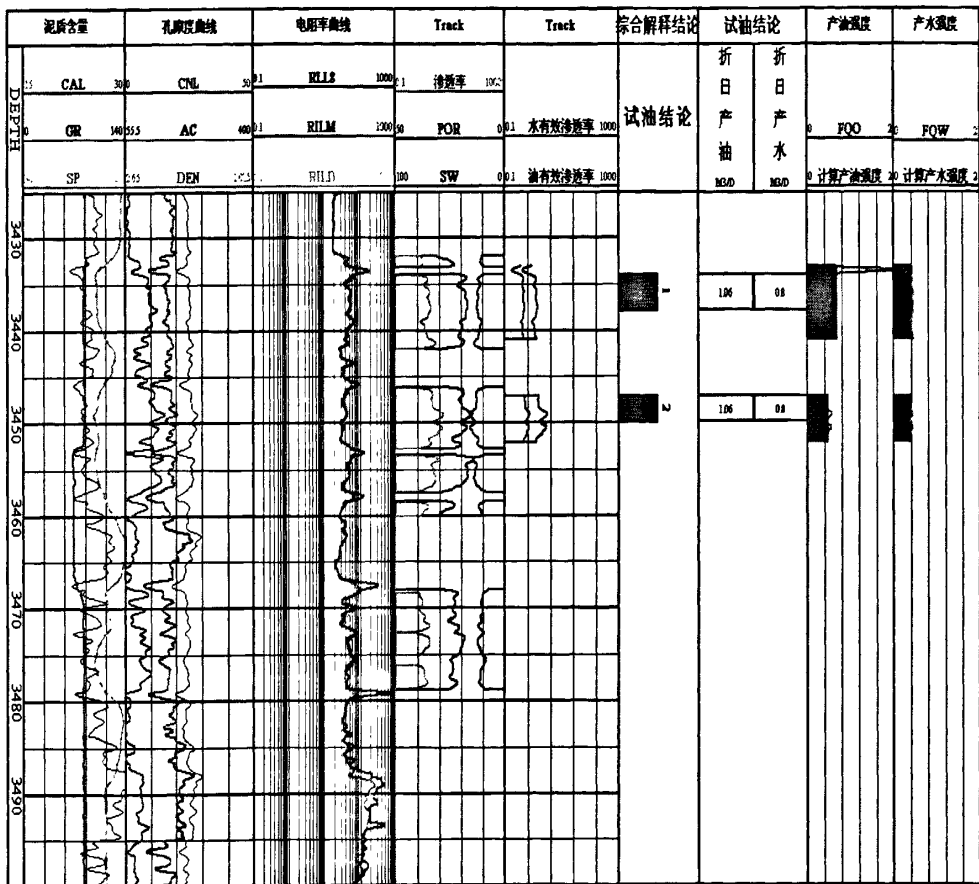
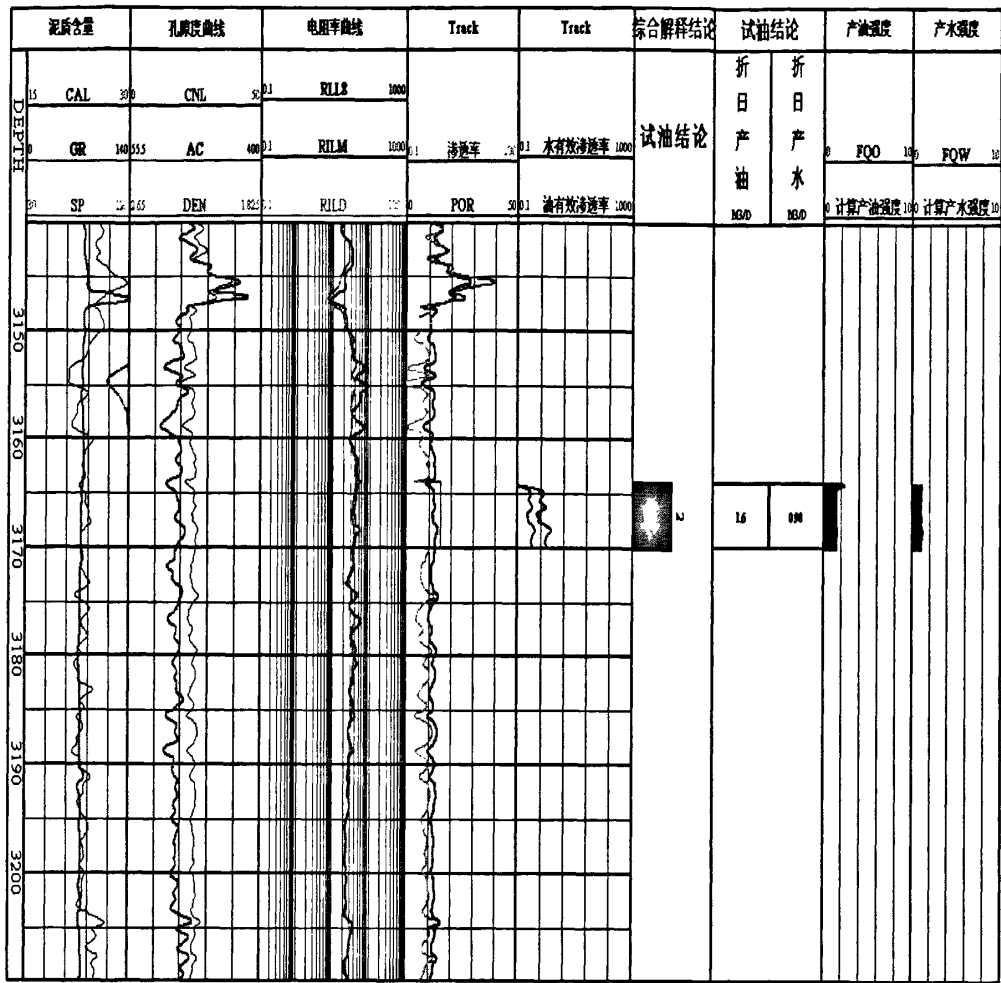


图 4-26 A2 井计算压裂产能

上图为 A2 井处理的结果，该层电阻率为 42.1Ω·m，含油饱和度为 62.3%，该储层孔隙度在 12%左右，渗透率在 $1.9 \times 10^{-3} \mu m^2$ 左右，射孔深度为 3434-3438m 和 3447-3450m，其砂层有效厚度为 36m，其中储层有效厚度为 19m，两层合试结论显示日产油为 1.06t/d,折合日产水为 0.8t/d,由地层测试资料可得生产压差为 22.3MPa，表皮系数为 1.2，利用自己编制的储层压裂产能程序进行预测，从上图中可以看出计算产油强度为 1.12t/d，计算产水强度为 0.76t/d,和试油资料基本相符。为此可验证本方法的可行性。



第五章 核磁测井改进储层参数计算与压裂产能评价研究

针对深层砂砾岩的岩性和矿物成分复杂情况,应用常规测井计算储层参数时骨架参数难以选取,而核磁测井不受骨架影响,因而应用核测井可以更加准确计算储层参数,核磁测井是一种新型的测井技术,能够为地层的油气评价提供独特、在许多情况下甚至是不可或缺的重要信息,这些信息包括:与岩性无关的孔隙度、可动流体饱和度、渗透率、孔隙结构以及原油粘度等参数。这些信息的获取和应用,极大地改善了对地层油气评价的准确性和定量产能预测的可靠性,本文以 P 型核磁测井的计算方法进行讨论。

5.1 核磁测井改进储层参数计算

5.1.1 应用核磁估算地层孔隙度

根据核磁共振弛豫机制,岩石中不同孔隙中的流体具有不同的弛豫时间,采用核磁共振方法不但可以测量得到岩石总孔隙度,而且可以得到岩石的粘土束缚水孔隙度、毛管束缚水孔隙度以及可动流体孔隙度,与常规岩心分析相比,核磁共振技术可快速提供多种岩石孔隙度参数^[30]。

孔隙度模型与孔径分布是核磁共振测井解释的基础。根据核磁共振测井的基本原理,储层岩石通常含有不同的孔隙系统,具有不同的比表面积,因而具有不同的横向核磁共振弛豫速率和纵向核磁共振弛豫速率,由此构成观测回波串多指数衰减规律的主要来源。所以采用多指数反演方法将原始回波数据转化得到的 T_2 分布,代表了具有不同横向弛豫速率 (T_2) 和不同岩石孔隙的分布^[30]。

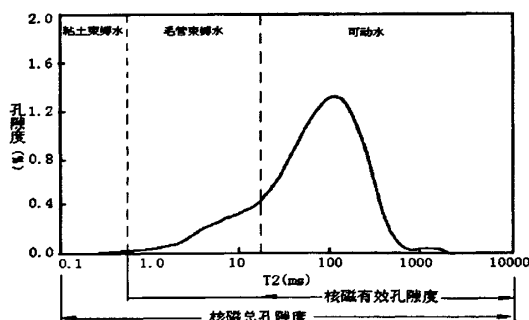


图 5-1 核磁测井孔隙度模型

又由于弛豫速率和弛豫机制的差异,孔隙中不同孔径大小的流体将有不同的观测弛

豫速率出现在的不同 T_2 分布位置上，因此可以进一步把粘土束缚水、自由流体以及毛管束缚水等各个部分区分开来。粘土束缚水的横向弛豫时间一般很短，如果回波间隔取得比较长，其信号在第一个回波被观测到之前就已经完全衰减掉。如果采用很短的回波间隔，提高分辨能力，则可以单独或同时观测到束缚水的信号^[30]。

本论文中，关于有效孔隙度和总孔隙度的计算采用肖立志所编写的《核磁共振测井资料解释与应用导论》^[10]中所提供的计算方法

$$\phi_e = P4 + P2A + \dots + P10A \tag{5-1}$$

$$\phi_T = P0.5 + P1 + P2 + P4 + P2A + \dots + P10A \tag{5-2}$$

式中： ϕ_T —总孔隙度， %；

ϕ_e —有效孔隙度， %；

$P0.5, P1, P2, P4$ —分别为表示 C 组 0.5， 1， 2， 4ms 孔隙度；

$P2A, \dots, P10A$ —A 组 8， ...， 2048ms 孔隙度。

由核磁共振测井计算的储层孔隙度具有如下特点：

随着回波时间的延长，核磁总孔隙度减小，核磁总孔隙度减小的程度与岩样的粘土含量有关。一般粘土含量越高，核磁总孔隙度减小程度越大，反之，岩样粘土含量越低，核磁总孔隙度减小程度越小^[30]。

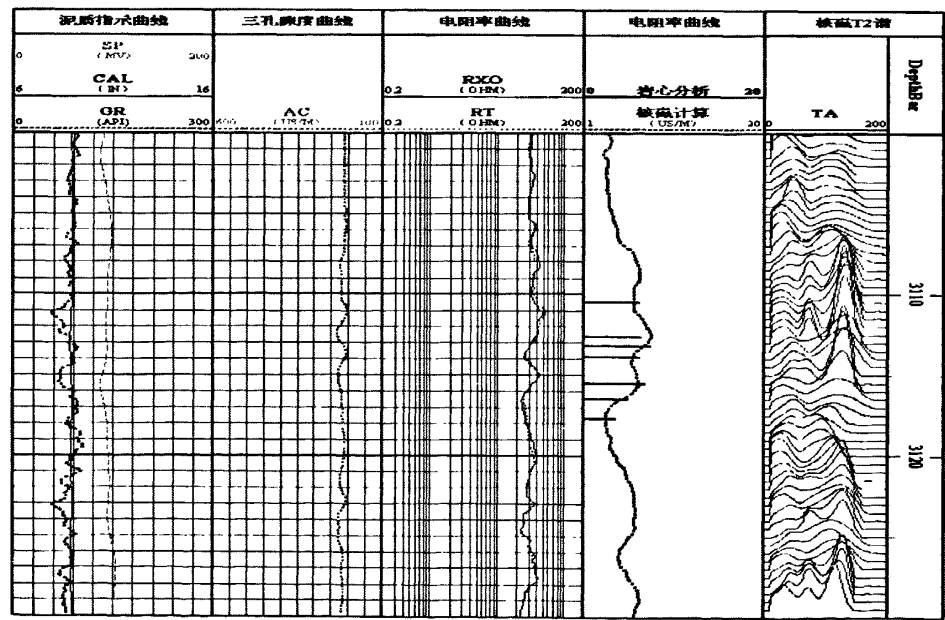


图 5-2 A12 井孔隙度计算成果图

上图是 A12 井利用核磁计算孔隙度计算成果图，图中第一道和第二道地层特性曲

线与声波时差曲线，第三道为深浅电阻率曲线，第四道为核磁计算孔隙度曲线，第五道为核磁 T_2 谱，由此可以看出通过核磁共振测井资料计算储层的总孔隙度和岩心分析孔隙度相比，吻合程度很高。

5.1.2 应用核磁计算束缚水饱和度

在 NMR 测井过程中，通过测量地层流体质子的横向弛豫时间识别流体性质。自由流体的 NMR 弛豫不受空间的限制，反映流体本身的 NMR 性质。而束缚流体由于受表面弛豫的影响，横向弛豫速度加快，从而造成流体的横向弛豫时间大大缩短。通过这个特征，可以识别储层束缚流体和自由流体。

5.1.2.1 常用核磁共振计算束缚流体体积方法

目前核磁共振商业应用软件中常用的束缚流体体积计算方法有两大类：薄膜束缚水模型和 T_2 截止值法。在本论文中采取的是 T_2 截止值法。

T_2 截止值法确定束缚水饱和度的原理是应用 T_2 截止值将总孔隙度所对应的 T_2 谱分成两部分，假设小孔径部分为束缚流体，大孔径部分为可动流体，小于截止值的所有 T_2 对应的幅度相加得出束缚流体估算值，大于截止值的 T_2 对应的幅度相加得出可动流体，该方法的关键参数是 T_2 截止值的确定， T_2 截止值一般由实验室饱和水岩样离心前、后 T_2 积分曲线对比分析得到^[45]。

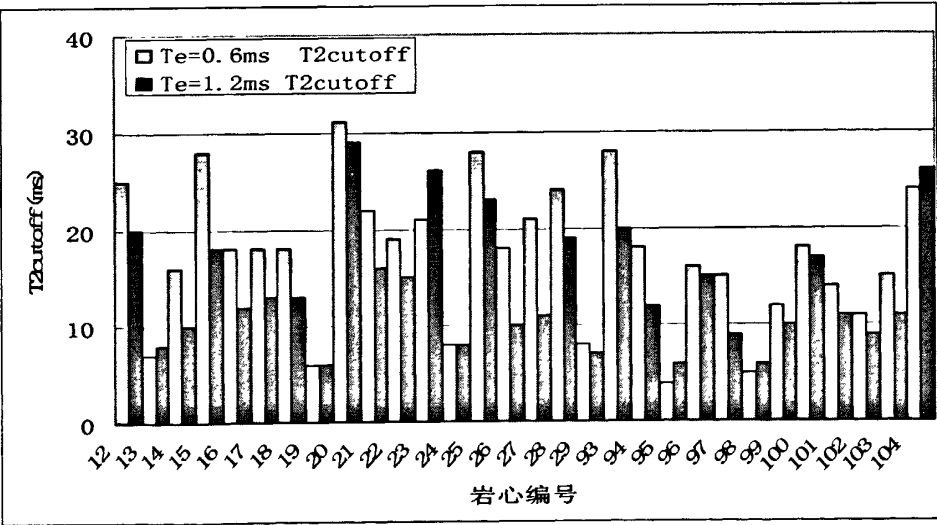


图 5-3 核磁实验两种回波间隔的 T_2 截止值直方图

上图为两种回波间隔的 T_2 截止值对比情况，从以上岩心分析情况可以得知研究区块的 T_2 截止值平均在 15-20ms 之间。

5.1.2.2 变 T_2 截止值束缚流体体积计算方法

由前文常规束缚流体计算方法可知, T_2 截止值是通过统计分析得到, 根据几何平均值和截止值的实验数据进行统计可以得出几何平均值和截止值之间的经验统计关系公式。

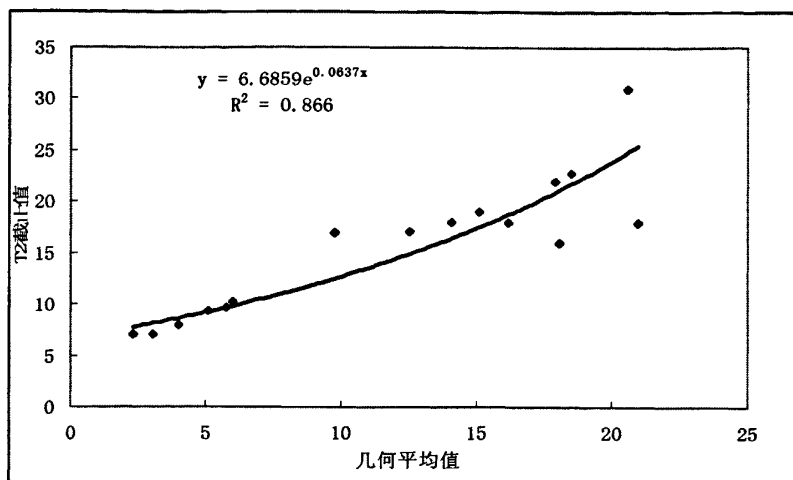


图 5-4 T_2 截止值和 T_2 几何平均值统计关系图

从上图可以看出本研究区块的 T_2 截止值的经验统计关系公式为:

$$T_{cut} = 6.6859 * \exp(0.0637 T_{gm}) \quad (5-3)$$

式中: T_{cut} 为 T_2 截止值; ms

T_{gm} 为 T_2 几何平均值; ms

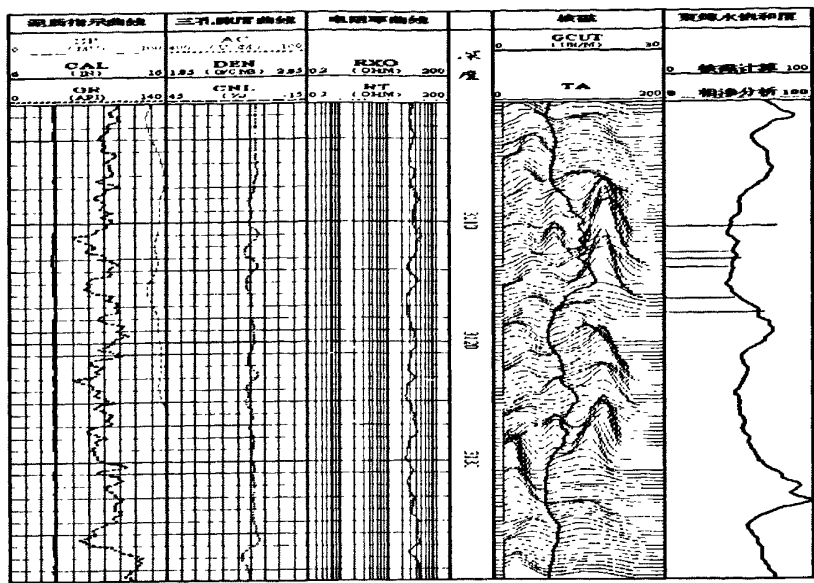


图 5-5 核磁计算束缚水饱和度和相渗分析饱和度对比图

5.1.3 应用核磁估算地层渗透率

渗透率是任何岩石的一种物理特征，它是对流体通过地层畅通性的量度。具有连通的孔隙（孔隙、空洞、毛细管或裂缝）的岩石是形成渗透性的必要条件。通常，渗透率是已知条件下，使流体通过岩样来确定的。若岩石和流体不发生相互作用，岩石的几何形态又不因渗透率测试方法和岩样制备方法而改变，则对于一定的均质流体来说，所测得的渗透率和流体性质无关，故只取决于岩石本身的骨架特性，因此对于给定的岩样，其绝对渗透率是一个常数。这种流体的渗透率叫做绝对渗透率（K）^[45]。

5.1.3.1 渗透率的影响因素

渗透率不但只是取决于孔隙度的大小。而且与其有十分密切的关系有孔隙的几何形状。因此，地层的渗透率经常可表示为孔隙度和粒度中值的函数，反映孔隙结构的一种间接因素是束缚水饱和度和产层的孔隙结构有比较密切的关系，因此，渗透率也和束缚水饱和度有关。渗透率的影响因素是很多的，主要有以下几个方面^[45]：

1) 岩石结构和构造特征

实验研究表明，胶结物质含量越高，岩石的渗透率就越低，砂岩的粒度分布范围越广，颗粒分选性越差。

岩石的构造特征主要是纹理和层理的发育程度，沉积旋回、韵律等。层理的方向性、递变性等构造，导致砂岩渗透率的方向性。沉积旋回、韵律特征导致岩石渗透率在纵向上的差异。渗透率的方向性指岩石渗透率在水平方向和垂直方向上的差异。

2) 岩石孔隙结构

岩石的孔隙可分为孔隙和喉道两部分。决定岩石渗透率的孔隙部分主要是喉道。岩石孔隙的复杂性就在于喉道结构的复杂性。一般说来, 结构相似的岩石, 孔隙度越大, 渗透率相应的大, 但是, 对于孔隙度相同的两组岩石, 由于孔隙结构差别很大, 渗透率可能会差别数倍, 甚至数十倍。

5.1.3.2 渗透率计算模型

如何较准确的确定储层渗透率, 进而确定油水相渗透率成为测井解释的一个重要研究方面。随着油气田开发的不断深入, 对渗透率这一参数的需求日益增强。由于从常规测井资料无法直接得到储层的渗透率, 用常规测井资料间接确定渗透率的方法很多, 但精度往往都不高。在本论文中试图通过渗透率与核磁共振特性之间的相关性分析, 来建立相应的渗透率模型^[30]。

渗透率与孔隙度及岩石比表面有关, 其基本关系由 Kozeny 公式确定:

$$K = \frac{0.101\phi^3}{\Gamma(1-\phi)^2} \left(\frac{S}{V}\right)^2 \quad (5-4)$$

式中, K 为岩石的渗透率, 单位 md; ϕ 为孔隙度, 单位%; S/V 为岩石的比表面, 无量纲; Γ 为相互连通孔隙的“弯曲度”, 无量纲, 它决定于孔隙的形状及单位长度内多孔固体中流体流过的路径^[30]。

据 Kozeny 公式, 通过岩石核磁共振驰豫时间与岩石孔隙比表面的相关性, 建立起估算储层渗透率的方法。目前核磁共振测井渗透率模型主要如下几种。

1) Coates 束缚水—渗透率模型

George R.Coates 提出了计算渗透率的 Coates 模型, 此模型是综合了孔径大小和孔隙度的共同影响因素, 充分发挥了核磁共振测井技术的优势, 利用与孔径大小相关的毛管束缚流体孔隙体积与自由流体体积比值和岩石比表面的关系, 通过渗透率与核磁共振特性的相关分析建立的渗透率经验公式^[30]。

在肖立志所著的《核磁共振成像测井与岩石核磁共振及其应用》一书中, Coates 束缚水—渗透率模型计算渗透率的公式为:

$$K = \left(\frac{\phi}{C}\right)^4 \left(\frac{FFI}{BVI}\right)^2 \quad (5-5)$$

式中: BVI —束缚水饱和度, 利用前面核磁根据小孔束缚水模型计算的束缚水饱和度作为此处的 BVI , %;

FFI —自由流体饱和度, 利用 $100-BVI$ 可求得, %;

ϕ —盐水饱和岩心样品的 NMR 孔隙度，%；

K—为求取的渗透率，单位为 md；

C—为常数；

从理论上讲，对于特定的岩石，其束缚水含量越高则可动流体相的渗透性便越差，所以束缚水的确定方法很大影响渗透率的计算结果。系数 C 有很强的地区性，需由实验确定^[30]。

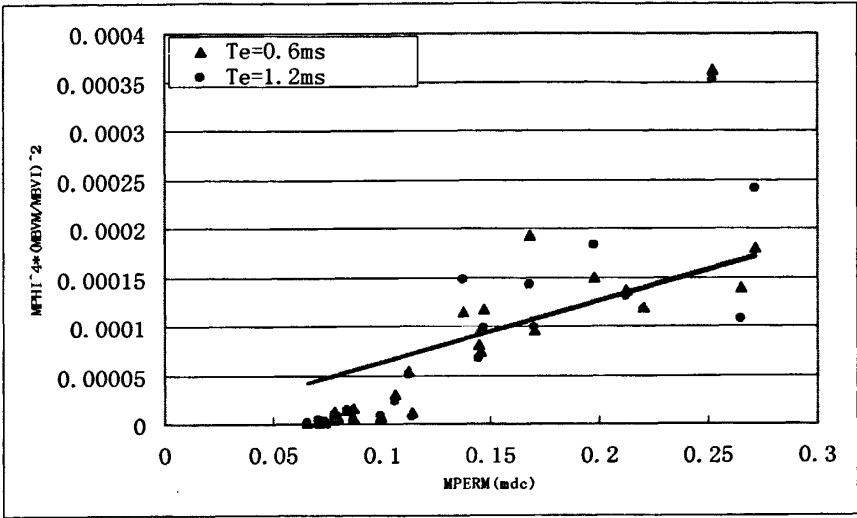


图 5-6 不同回波间隔 Coates 束缚水—渗透率模型拟合公式图

上图为研究区块实验室 30 块岩心在不同的回波间隔下统计的 Coates 束缚水—渗透率模型拟合公式分别为：

$$\text{Te}=0.6\text{ms} \quad \text{MPERM} = \left(\left(\frac{\text{MPHI}}{0.1565} \right)^2 \left(\frac{\text{MBVM}}{\text{MBVI}} \right) \right)^2 \quad (5-6)$$

$$\text{Te}=1.2\text{ms} \quad \text{MPERM} = \left(\left(\frac{\text{MPHI}}{0.1565} \right)^2 \left(\frac{\text{MBVM}}{\text{MBVI}} \right) \right)^2 \quad (5-7)$$

2) SDR 驰豫时间—渗透率模型

渗透率的公式为：

$$K = C \left(\frac{\phi_{\text{NMR}}}{100} \right)^4 T_{2GM}^2 \quad (5-8)$$

式中： ϕ_{NMR} —盐水饱和岩心样品的 NMR 孔隙度，为百分制；

T_{2GM} — T_2 谱的几何平均值； $T_{2GM} = \left(\prod T_{2i}^{\phi_i} \right)^{\frac{1}{\phi_{\text{NMR}}}}$ ，式中， ϕ_{NMR} 为核磁总孔隙度， ϕ_i 为对应分量 T_{2i} 的孔隙度分量。

K—为求取的渗透率, 单位为 md;

C—为经验常数, 它可由实验确定。

该模型以平均弛豫时间 T_{2GM} 为参数, 基本不会受到束缚水模型的影响, 但对测量孔隙中流体的性质很灵敏, 当岩石孔隙中含有烃(天然气或油)时, T_2 谱的几何平均值会发生变化^[30]。

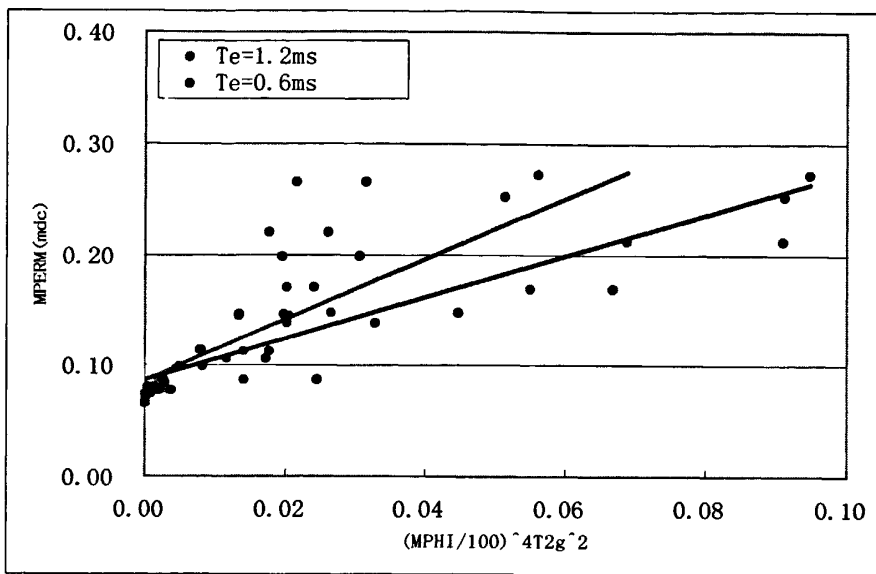


图 5-7 不同回波间隔下统计的 SDR 弛豫时间—渗透率模型拟合公式

上图为实验室 30 块岩心在不同的回波间隔下统计的 SDR 弛豫时间—渗透率模型拟合公式分别为:

$$Te=0.6ms \quad MPERM = 1.8592 \left(\frac{MPHI}{100} \right)^4 T_{2g}^2 + 0.0869 \quad (5-9)$$

$$Te=1.2ms \quad MPERM = 2.7081 \left(\frac{MPHI}{100} \right)^4 T_{2g}^2 + 0.0872 \quad (5-10)$$

3) SDR-REV 渗透率模型

根据 SDR 弛豫时间—渗透率模型, 结合地区情况进行改进, 可以得到下面的改进模型:

$$K = C \left(\frac{\phi_N}{100} \right)^m T_{2GM}^n \quad (5-11)$$

渗透率 K 单位为 md, T_{2GM} 单位为 ms, 孔隙度为百分制。SDR—REV 模型方程中除系数 C 变化外, 指数 m, n 也是变量, 其应用条件是测量数据不能太少。应用核磁共振测井资料计算储层有效渗透率与岩心分析渗透率相比, 在储层厚度较大、渗透率大的层位, 二者吻合程度比较好, 在薄储层、渗透率相对较小的层位, 计算渗透率普遍偏小,

差距达到一个、甚至多个数量级。分析认为，可能原因的为：1）核磁共振测井分辨率较低，在薄层层位，受储层上下围岩的影响，造成有效孔隙度比实际有效孔隙度小，从而造成渗透率的计算比岩心分析有效渗透率小；2）核磁共振测井计算储层束缚水饱和度通常比实际束缚水饱和度小，造成渗透率计算比实际岩心分析储层渗透率高^[30]。

根据实验得出 30 块样品 SDR-REV 渗透率模型中 m、n 系数确定拟合公式分别为：

$$Te=0.6ms \quad MPERM = 1.8592(\frac{MPHI}{100})^{1.3526} T_{2g}^{0.1753} \tag{5-12}$$

$$Te=1.2ms \quad MPERM = 2.7081(\frac{MPHI}{100})^{1.5615} T_{2g}^{0.2341} \tag{5-13}$$

从以上三种计算绝对渗透率方法中我们可以看出在实验室条件下利用 SDR 驰豫时间—渗透率模型拟合公式相关系数最高，因此在本论文研究过程中我们采用的是此种方法。

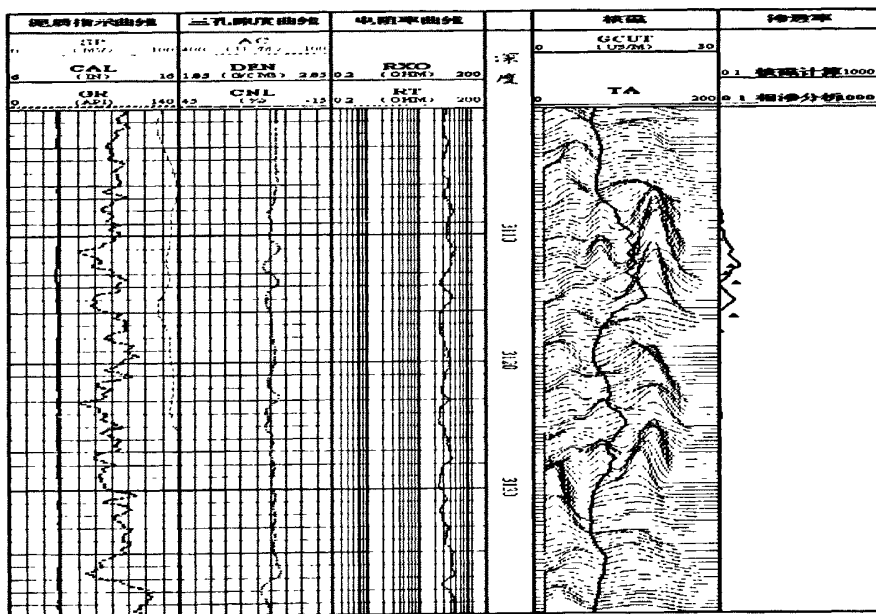


图 5-8 核磁计算渗透率和相渗分析渗透率对比图

5.1.4 应用核磁估算自由流体饱和度

虽然 NMR 测井与中子测井一样也测量含氢指数，但是 NMR 测井具有其独特的相应特性。NMR 测井不受氯及一些稀土元素等的影响，只对地层中的氢核有测井响应；NMR 测井不响应粘土骨架和结晶水中的氢核，只观测流体中的质子；同时 NMR 测井并不受挖掘效应的影响。所以，NMR 测井可以测量地层中的束缚流体和可动流体，包括地层中的油、气、水。由于其他的含氢指数非常低，所以可以忽略其对测量结果的影

响,认为测井响应只来自地层中的油和水^[44]。

前面,通过小孔隙束缚水模型计算地层的束缚水饱和度,可以得到地层可动流体饱和度和。

$$S_m = 100 - S_{wir} \quad (5-14)$$

式中, S_m —可动流体饱和度, %;

S_{wir} —束缚水饱和度, %。

5.1.5 核磁测井方法计算流体粘度

MGTE 评价方法一方面根据油与水的极化差异,设计长短 2 种不同 T_w 的 T_2 谱,在长 T_w 的 T_2 谱中,油、水信号完全恢复;短 T_w 的 T_2 谱中,油信号部分恢复,水信号完全恢复,根据长、短 T_w 的 T_2 谱之差来判别轻烃的位置;另一方面,充分利用测井参数 $G \cdot TE$ 的可变性,设计多组 $G \cdot TE$ 测量的 T_2 谱,并从中选择一组油、水信号分离最明显的 $G \cdot TE$ 的 T_2 谱作为计算原油体积的基准 T_2 谱。由于稠油的扩散系数较小,且在双等待时间上的 T_2 谱幅度差异不明显,故此方法主要适合于轻质到中等粘度原油,一般要求储层条件下原油粘度小于 15cP,由试油资料发现,粘度范围符合条件^[44]。

MGTE 评价方法的数据资料处理主要分为以下几个步骤。

(1) 选择基准 T_2 谱

将用于计算原油体积的 T_2 谱称为基准 T_2 谱。确定基准 T_2 谱的原则是从不同 T_w 、不同 $G \cdot TE$ 的 T_2 谱分布中选择一个油信号和水信号分离最明显的 T_2 谱作为基准 T_2 谱。

(2) 确定各个 T_2 谱分布上的油信号上限值

在基准 T_2 谱上确定油信号的大致位置,然后利用搜索法确定油峰的上限值 Th_{cj} ,并认为上限值的右面均为烃的信号。具体操作为:设置一个烃与水的 T_2 区分特征线范围($Th_{cl} \sim Th_{cr}$),该范围内 T_2 幅度的最低点即为烃与水的分界线点。而对于其它 T_2 谱,采取等面积法确定油峰的上限值。具体操作为,采取从右往左积分,在面积与基准 T_2 谱上烃面积相等时得到的分界 T_2 值,为其油信号的上限值 Th_{cf} 。

(3) 计算原油粘度

孔隙介质中流体的横向弛豫特性描述公式为

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2,int}} + \frac{1}{T_{2,surf}} + \frac{1}{T_{2,diff}} \quad (5-15)$$

式中, $T_{2,int}$ 、 $T_{2,surf}$ 、 $T_{2,diff}$ 分别为流体的固有弛豫(体弛豫)、表面弛豫和扩散弛豫;

一般情况下，假设孔隙介质为水润湿环境，此时对于油相来说，可以忽略表面弛豫的影响，其横向弛豫主要有固有弛豫和扩散弛豫。原油的各种弛豫时间和扩散系数的描述公式为^[44]

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2,int}} + \frac{1}{T_{2,diff}} \quad (5-16)$$

$$T_{2,int} = \frac{1.2T_k}{198\mu}$$

式中， μ 为原油粘度，cp， T_k 为环境温度，K。

(4) 油相 T_2 的计算

测井资料所得到的油信号是一个宽的分布范围而非单一峰值。在此应用油信号的 T_2 几何平均值 ($T_{2,GM}$) 来代表油相的 T_2 。计算公式为

$$T_{2,GM} = \exp\left(\frac{\sum_i p_i \ln T_{2i}}{\sum_i p_i}\right) \quad (5-17)$$

式中， T_{2i} 为预定义油的 T_2 的 bin 模型值 ($T_{2i} = 2^{i/2}$, $i = 0, 1, 2, \dots$)， p_i 为来自第 i 部分 bin 的油的 T_2 谱。

(5) 从油的视 T_2 中分离 $T_{2,int}$

储层原油粘度的 NMR 响应通常，孔隙介质中流体的测量(视)横弛豫时间比(R_2)由总流体弛豫比 $R_{2,bulk}$ 表面弛豫比 $R_{2,surf}$ 和分子通过某一场梯度扩散 $R_{2,diff}$ 控制。

$$R_2 = T_2^{-1} = R_{2,bulk} + R_{2,surf} + R_{2,diff} \quad (5-18)$$

由扩散引起的

$$R_{2,diff} = \frac{\gamma^2 G^2 T E^2 D}{12} \quad (5-19)$$

的衰减受快速扩散分子影响。它对轻烃的意义更大，只能在磁场梯度 G 的作用下才能观测到。方程中， D 表示流体扩散， γ 表示质子回转磁比。

综合方程

$$R_2 = R_{2,int}(\eta, T_k) + S(D(\eta, T_k), G) \cdot TE^2 \quad (5-20)$$

如果我们把 $R_{2,int}$ 和 S 作为拟合参数 则方程变为一个很容易解决的线性拟合问题。

线性回归产生截距 R_{2int} 和斜率 S ，对于油层两个参数可用于计算油的粘度。

5.2 定量产能预测

根据研究区概况，针对有核磁井建立以下压裂产能预测模型。

表 5-1 利用核磁测井计算产能参数模型

产能参数		核磁产能参数模型
孔隙度		$\phi_T = P0.5 + P1 + P2 + P4 + P2A + \cdots + P10A$
渗透率		SDR 驰豫时间—渗透率模型
束缚水饱和度		T ₂ 截止值方法计算
粘度（油、水）		MGTE 方法计算
相对渗透率	水相	$K_{rw} = (\frac{S_w - S_{wb}}{1 - S_{wb}})^{3.2}$
	油相	$K_{ro} = (1 - \frac{S_w - S_{wb}}{1 - S_{wb} - S_{hr}})^{4.1}$
供液半径		$r_e = 24.265 * e^{0.1535 * K}$
射孔产能比		$PR = PRM\{A + B \ln[(D_n D_i - C)YX]\}$

根据上述建立核磁预测压裂产能模型，编程在实现求取各参数方法，挂接到 FORWARD 平台上，对 B 研究区块的五口核磁井进行了压裂产能预测。

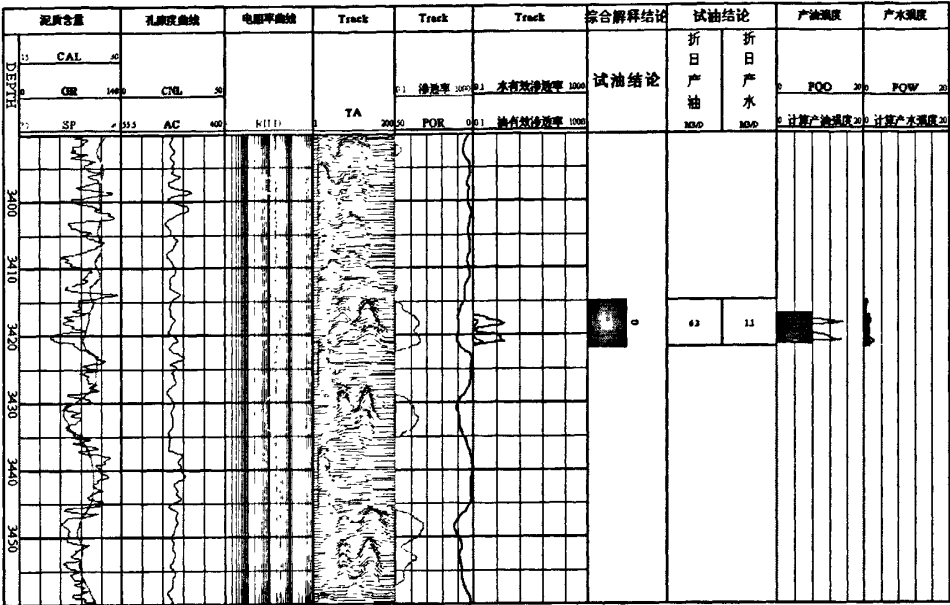


图 5-9 B1 井利用核磁计算出的压裂产能

上图为 B1 井进行压裂产能计算结果图，图中第一道为地层特性道，第二道为孔隙度曲线道，第三道为电阻率曲线道，第四道为核磁 T_2 谱道，第五道为利用核磁计算渗透率和孔隙度道，第六道为用选取的相渗透率模型计算的水相有效渗透率和油相有效渗透率，第七道和第八道为试油结论，从中可以看出此射孔井段为 3415-3422m,日产油强度为 6.3t/d,日产水为 1.2t/d,根据本地层测试资料可知，生产压差为 15MPa，利用压裂产能模型计算得计算日产油强度为 6.12t/d,日产水强度为 0.98t/d.和实际试油结果基本相符。

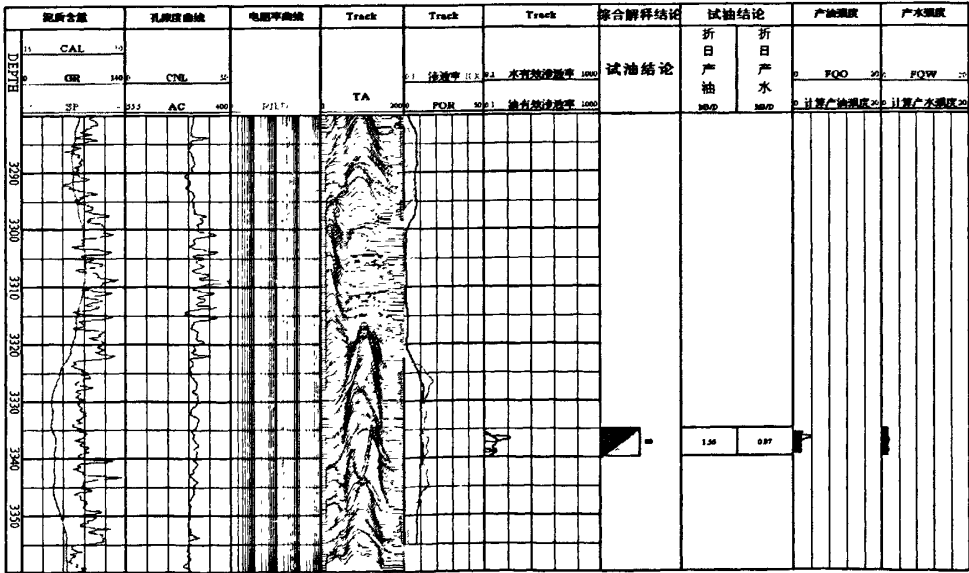


图 5-10 B2 井利用核磁计算压裂产能

上图为 B2 井进行压裂产能计算结果图, 图中第一道为地层特性道, 第二道为孔隙度曲线道, 第三道为电阻率曲线道, 第四道为核磁 T_2 谱道, 第五道为利用核磁计算渗透率和孔隙度道, 第六道为用选取的相渗透率模型计算的水相有效渗透率和油相有效渗透率, 第七道和第八道为试油结论, 从中可以看出此射孔井段为 3335-3340m, 日产油强度为 1.56t/d, 日产水为 0.87t/d, 为油水同层, 根据本地层测试资料可知, 生产压差为 21MPa, 利用压裂产能模型计算得计算日产油强度为 1.77t/d, 日产水强度为 1.16t/d, 和实际试油结果基本相符。

5.3 核磁测井定量表征储层孔隙结构参数研究

5.3.1 利用横向、纵向转换系数求取伪毛管压力曲线

根据核磁共振 T_2 谱分布与毛管压力之间存在函数关系式, 利用核磁共振 T_2 谱分布可以模拟出毛管压力曲线形态, 由于模拟的毛管压力曲线反映的是孔隙尺寸分布形态与真正的毛管压力曲线反映的是孔喉尺寸分布形态存在一定区别, 故在本论文研究中定义由 T_2 谱计算的毛管压力曲线为伪毛管压力曲线^[43]。

针对现有的评价方法只局限于时间轴与压力轴之间的转换, 而忽略了孔隙分量与进汞增量之间的刻度和转换; 且现有的方法只局限于实验室测量。针对上述缺陷, 本论文研究提出毛管压力曲线定量评价方法研究思路: 首先利用微分相似原理确定每块岩样的核磁共振 T_2 测量与压汞测量之间的横向转换系数 C , 然后利用分段对比法确定每块岩样核磁共振 T_2 测量与压汞测量之间的纵向转换系数 D , 最后建立横向转换系数 C 、纵向转换系数 D 与核磁共振 T_2 谱提供的物性参数之间的关系, 在核磁共振测井中利用岩心刻度得到的转换系数关系式定量评价伪毛管压力曲线^[46]。

5.3.1.1 微分相似原理确定横向转换系数 C

C_x 的确定采用的是微分的方法。设 A_m 的数据点为 N 个, S_{Hg} 的数据点为 N_1 个。 $A_{m,i}$ ($i=1, 0, \dots, N$) 与 $S_{Hg,j}$ ($j=1, 2, \dots, N_1$) 之间相关系数的计算公式为:

$$R = \frac{\sum_{j=1}^{N_1} (A_{m,k_j} - \overline{A_m})(S_{Hg,j} - \overline{S_{Hg}})}{\sqrt{\sum_{j=1}^{N_1} (A_{m,k_j} - \overline{A_m})^2 \sum_{j=1}^{N_1} (S_{Hg,j} - \overline{S_{Hg}})^2}} \quad (5-21)$$

式中:

R : T_2 谱分布与压汞饱和度分布之间的相关系数, 无量纲;

A_m : 对应于 T_2 的测量信号幅度(mV);

$\overline{A_m}$: 特定序列中的 T_2 测量幅度平均值(mV);

S_{Hg} : 对应于 P_c 压力区间的汞饱和度(%);

$\overline{S_{Hg}}$: 压汞饱和度平均值(%);

N_1 : 压汞的数据点数;

N : T_2 谱的数据点数;

k_j ($j=1,2,\dots,N_1$): 一个序列。

给定一个预设 C 值, 设

$$df_j = \left| \frac{C}{T_{2,N-k_j}} - P_{c,j} \right| \quad (5-22)$$

式中 df_j 是第 j 个实测毛管力和 T_2 转换毛管力的误差, 对于每一个 $P_{c,j}$, 找出 k_j , 使 df_j 达到最小。将式(5-21)中的 k_j 代换成 $(N-k_j)$, 即可对于选定的 C 计算出 R (相关系数)。改变 C , 可以得到不同的 R 值, 且存在一个确定的 C 值, 使 R 达到最大。这个确定的 C 值, 即所寻求的 T_2 与 P_c 之间的横向转换系数。图 5-8 为利用此方法确定的每块岩样横向转换系数统计图, 由图可见, 不同岩样, 其转换系数不同^[47]。

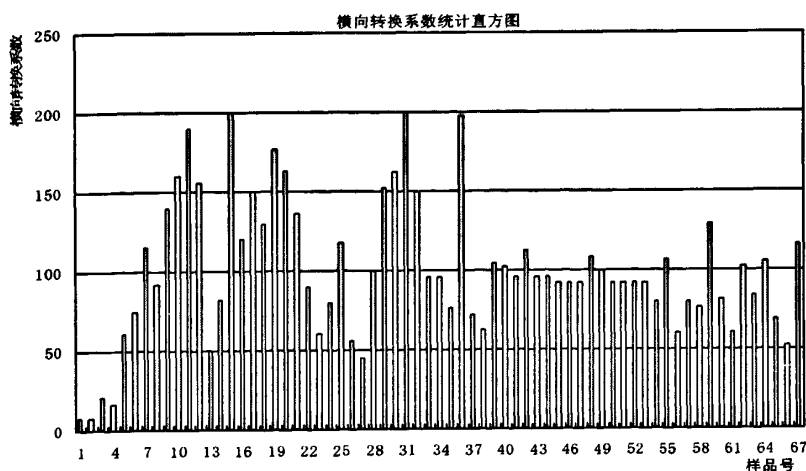


图 5-11 横向转换系数统计直方图

5.3.1.2 分段等面积刻度法确定纵向转换系数

大量岩心测量结果分析发现, 不同岩样纵向转换系数基本不同, 即使是同一块岩样, 其大孔径部分与小孔径部分, 其包络面积差异程度也存在明显的不同。本次研究为定量评价毛管压力曲线提出了分段刻度确定每块岩样纵向转换系数方法。具体实现方法是,

首先利用微分相似原理将核磁 T_2 谱与毛管压力微分曲线重叠到一起；确定分段拐点，根据孔径尺寸大小，在拐点处将核磁 T_2 谱分为小孔径部分（主要指毛管束缚流体部分）和大孔径部分（可动流体部分），分别计算大、小孔径部分压汞微分曲线和 T_2 谱曲线的包络面积，分别将大、小孔径部分的压汞微分曲线包络面积比 T_2 谱曲线包络面积即得到大、小孔径部分的转换系数^[47]

$$D_1 = \sum_{j=M1}^{N1} S_{Hg,j} / \sum_{i=1}^M A_{m,i} \quad (5-23)$$

$$D_2 = \sum_{j=1}^{M1} S_{Hg,j} / \sum_{i=M}^N A_{m,i} \quad (5-24)$$

式中： D_1 ：小孔径部分转换系数； D_2 ：大孔径部分转换系数；

$S_{Hg,j}$ ：压汞曲线第 j 个分量的进汞饱和度增量；

N_1 ：压汞曲线总分量个数； N ： T_2 谱总分量个数；

$A_{m,i}$ ：核磁 T_2 谱第 i 个分量幅度；

$M1$ ：孔径尺寸分界拐点处对应的压汞分量数；

M ：孔径尺寸分界拐点处对应的 T_2 谱分量数；

图5-12为利用此方法确定的岩样纵向转换系数 D_1 、 D_2 统计直方图，由图可见，不同岩样纵向转换系数不同，同一岩样其 D_1 、 D_2 也可能不同。

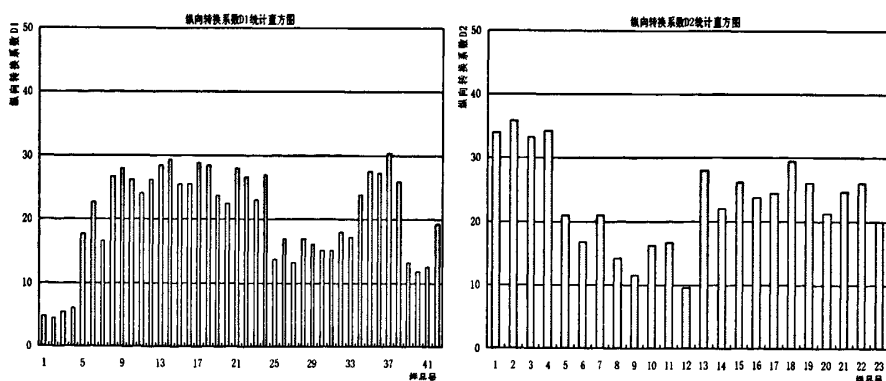


图 5-12 岩样纵向转换系数统计直方图

5.3.1.3 伪毛管压力曲线生成方法

本研究首先采用微分曲线相似性确定伪毛管压力曲线；然后将核磁 T_2 谱经过横、纵向刻度转换即可得到伪毛管压力曲线的微分形态，具体实现方法为：

$$\begin{cases} P_{C,i} = \frac{C}{T_{2,N-i}} \\ S_{Hg,i} = \frac{D_2}{A_{m,N-i}} & N-i \text{ 位于大孔径部分} \\ S_{Hg,i} = \frac{D_1}{A_{m,N-i}} & N-i \text{ 位于小孔径部分} \end{cases} \quad (5-25)$$

其中 $P_{C,i}$ 为根据第 $(N-i)$ 个 T_2 转换的毛管力(MPa), $S_{Hg,i}$ 为根据第 $(N-i)$ 个 A_m 转换的进汞饱和度增量。作出 $P_{C,i}$ - $S_{Hg,i}$ 之间的关系曲线, 即为 T_2 谱转换的伪毛管压力曲线, 对微分曲线求积分即可得到伪毛管压力曲线的积分形式。

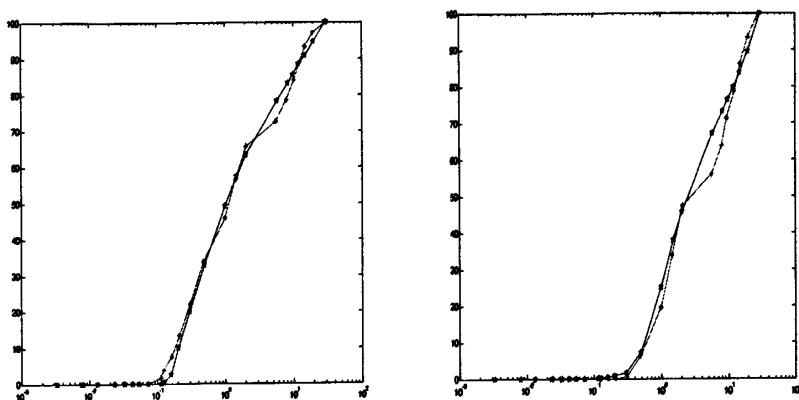


图 5-13 核磁计算的伪毛管压力曲线和压汞毛管压力曲线对比图

上图中蓝色曲线为核磁计算伪毛管压力曲线, 红色曲线为压汞计算毛管压力曲线, 可以看出两者分布基本一致。

5.3.2 孔隙结构特征参数定量计算方法研究

由经过计算的伪毛管压力曲线, 进而可以定量计算储层孔隙结构特征参数。地质上描述孔隙结构的特征参数很多, 本论文研究中主要考虑了 2 类特征参数, 第一类为描述毛管压力的特征参数, 如, 排驱压力、中值压力、最小润湿相饱和度等; 第二类为描述孔隙结构的特征参数, 包括描述孔喉大小和孔喉分选性两种特征参数, 如, 最大孔喉半径、中值孔喉半径、分选系数、孔喉歪度等^[53]

5.3.2.1 描述毛管压力的特征参数及其意义

通常采用排驱压力、饱和度中值压力、最小湿相饱和度等参数来描述毛管压力曲线形态的定量特征。

1、排驱压力 P_d

所谓排驱压力就是指非湿相开始进入岩样最大喉道的压力,也就是非湿相刚开始进入岩样的压力,因此有时又称为入口压力、阀压或门坎压力。其于岩样最大喉道半径的毛管压力是相应的。确定排驱压力的方法很多,根据各油气层的特点,各油气田在确定排驱压力时,制订了某一饱和度所对应的毛管压力曲线值为排驱压力值^[54];采用的方法是将毛管压力曲线中间平缓段延长至非湿相饱和度为零时并与纵坐标轴相交,其交点所对应就是排驱压力。本次研究采用的计算方法:当 $S_{Hgi}-S_{Hgi-1} \geq 1\%$ 时,则拐点即为该岩样的排驱压力 P_d 。

2、饱和度中值压力 P_{c50}

饱和度中值压力是指在驱替毛管压力曲线上饱和度为 50% 时相应的毛管压力值 P_{c50} 。

3、最小湿相饱和度 S_{min}

最小湿相饱和度表示当注入水银压力达到最高压力时,未被水银侵入的孔隙体积百分数)。如岩石亲水,则最小湿相饱和度代表了束缚水饱和度,反之,若岩石亲油,则 S_{min} 代表了残余油饱和度。最小湿相饱和度代表了仪器最高压力下所相应的孔喉半径(包括比它更小的孔喉)占整个岩样孔隙体积的百分数,该数值越大,表示这种小孔喉越多^[56]。

5.3.2.2 描述孔隙结构的特征参数及其意义

岩石最大连通孔喉半径、饱和度中值半径、最大进汞孔隙度、未饱和汞孔隙度、退出效率等是评价岩石微观孔喉特征及进行岩石分类的重要特征参数。归纳起来可分为两大类型:第一类是反映储层特性、储油和可动油能力的孔隙物性特征参数;第二类是反映储层孔隙结构均质程度的孔隙结构特征参数^[44]。

1、描述孔喉大小的特征参数

(1) 最大孔喉半径: R_{max}

排驱压力时非润湿相进入岩石的孔喉半径,也是岩石的最大连通喉道半径。

$$R_{max} = 0.75 / P_d \quad (5-26)$$

(2) 中值孔喉半径 R_{50}

中值压力相对应的喉道半径是饱和度中值喉道半径 R_{50} , 简称为中值半径。

$$R_{50} = 0.75 / P_{c50} \quad (5-27)$$

(3) 平均孔喉半径 \bar{R}

平均孔喉半径是指不同喉道半径间距对间距饱和度的加权平均值。其主要计算方法有两种：

方法 1:

$$\bar{R} = \sum_{i=1}^n r_i S_{Hgi} / S_{\max} \quad (5-28)$$

方法 2:

$$\bar{R} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n r_i^2 S_{Hgi}}{S_{\max}}} \quad (5-29)$$

式中： S_{Hgi} ：为第 i 次测量的汞饱和度，%；

r_i ：为与 S_{Hgi} 对应的喉道半径， μm ；

S_{\max} ：最大进汞饱和度。

(4) 孔喉半径均值 D_M

孔喉半径均值为表征岩心孔隙尺寸平均大小的物理量。其主要计算方法有以下 4 种：

方法 1:

$$D_M = \sum_{i=1}^n r_i S_{Hgi} / 100 \quad (5-30)$$

方法 2:

$$D_M = \frac{\phi_{16} + \phi_{50} + \phi_{84}}{3} \quad (5-31)$$

方法 3:

$$D_M = \frac{\phi_{25} + \phi_{50} + \phi_{75}}{3} \quad (5-32)$$

方法 4:

$$D_M = \frac{\phi_5 + \phi_{15} + \phi_{25} + \cdots + \phi_{85} + \phi_{95}}{10} \quad (5-33)$$

式中： $\phi = -\log_2 r$ ； ϕ 的下标为对应的累计孔隙体积百分数， r 为累计孔隙体积百分数对应的孔喉半径，单位为 mm ；

2、描述孔喉分选性的特征参数

(1) 分选系数 S_p

分选系数又称标准偏差，为表征喉道大小分选程度的物理量。其主要计算方法有 3 种：

$$S_p = \left[\sum_{i=1}^n S_{Hgi} (r_i - D_M)^2 / 100 \right]^{1/2} \quad (5-34)$$

$$S_p = \left[\sum_{i=1}^n S_{Hgt} (r_i - \bar{R})^2 / S_{\max} \right]^{1/2} \quad (5-35)$$

$$S_p = \frac{\phi_{84} - \phi_{16}}{4} + \frac{\phi_{95} - \phi_5}{6.6} \quad (5-36)$$

(2) 相对分选系数 D

相对分选系数又称变异系数，为表征孔隙大小分布相对均匀程度的物理量。

$$D = S_p / D_M \quad (5-37)$$

(3) 孔喉歪度 S_{kp}

孔喉歪度是分布特征参数之一，它是分布不对称的测度，又可称偏度；歪度用来描述孔喉大小分布状况的物理量。其主要计算方法有 3 种：

$$S_{kp} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Hgt} (r_i - D_M)^3}{100 S_p^3} \quad (5-38)$$

$$S_{kp} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Hgt} (r_i - \bar{R})^3}{S_{\max} \cdot S_p^3} \quad (5-39)$$

$$S_{kp} = \frac{\phi_{84} + \phi_{16} - 2\phi_{50}}{2(\phi_{84} - \phi_{16})} + \frac{\phi_{95} + \phi_5 - 2\phi_{50}}{2(\phi_{95} - \phi_5)} \quad (5-40)$$

(4) 峰态 K_g

峰态为表征孔隙大小分布曲线峰凸情况的物理量。其主要计算方法有以下 3 种：

$$S_g = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Hgt} (r_i - D_M)^4}{100 S_p^4} \quad (5-41)$$

$$S_g = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Hgt} (r_i - \bar{R})^4}{S_{\max} \cdot S_p^4} \quad (5-42)$$

$$S_g = \frac{\phi_{95} - \phi_5}{2.44(\phi_{75} - \phi_{25})} \quad (5-43)$$

(5) 微观均质系数 α

微观均值系数为表征岩心均质程度的物理量。其主要计算方法有以下 2 种：

$$\alpha = D_M / R_{\max} \quad (5-44)$$

$$\alpha = \bar{R} / R_{\max} \tag{5-45}$$

(6) 孔隙结构系数 F

孔隙结构系数为表征岩心孔隙体积大小及渗透率的物理量。

$$F = \frac{\phi_e \bar{R}^2}{8K} \tag{5-46}$$

式中：φ_e：有效孔隙度；
K：渗透率。

(7) 特征结构参数 T

特征结构参数为表征岩心渗透率均匀程度的物理量。

$$T = \frac{1}{D \cdot F} \tag{5-47}$$

5.3.2.3 实际井资料分析

根据以上原理和研究区块分析结果，在 forward 下编程实现了利用核磁计算伪毛管压力曲线求取孔隙结构参数的程序。并进行了实际井资料分析，和实际孔隙结构参数具有很好的对比性。

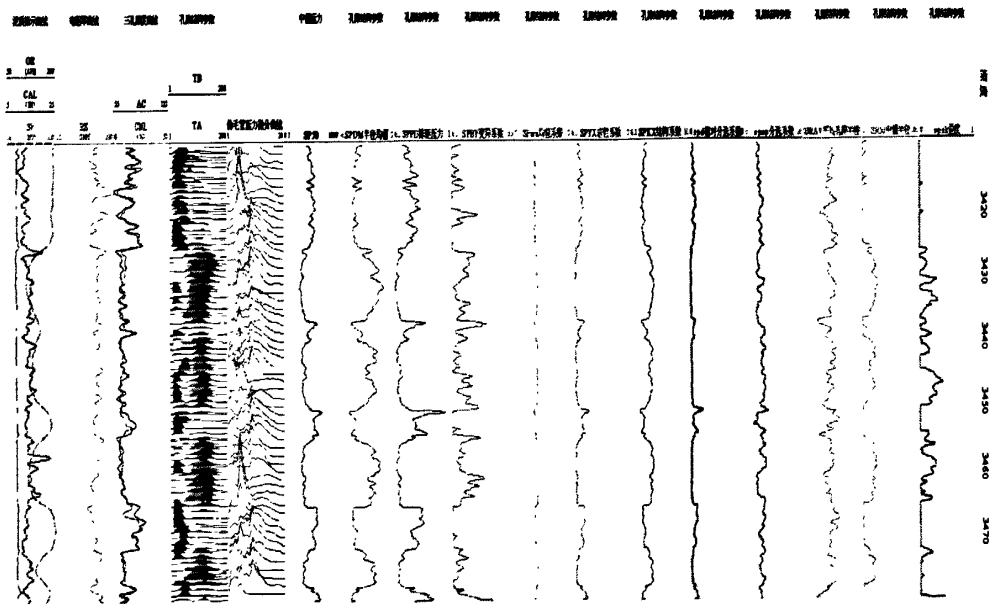


图 5-14 A14 井利用核磁计算孔隙结构参数成果图

上图为研究区块 A14 井深度为 3410-3480m 的孔隙结构参数成果图，图中第一道为为泥质指示曲线，第二道为电阻率曲线，第三道为三孔隙度曲线，第四道为核磁

T₂ 谱，第五道为核磁计算的伪毛管微分曲线，第六道至十七道为所求各类孔隙结构参数，和压汞曲线所求孔径参数对比效果良好。

下表统计了研究区有压汞资料的 8 块岩心利用核磁计算孔隙结构参数与压汞实验结果的误差，通过核磁计算孔隙结构参数与压汞实验结果的对比，表明了核磁计算孔隙结构参数的可行性和准确性。

表 5-2 核磁计算孔隙结构参数与压汞实验结果对比表

岩 心 号	孔 隙 度 (%)	渗 透 率 (Md)	排驱压力 (MPa)	中值压力 (MPa)	平均孔隙半 径 (μm)
1	6.7	0.12	压汞 1.372	24.89	0.1157
			核磁 1.783	26.03	0.1132
			绝对误差 0.411	1.41	0.0025
2	13.5	0.67	压汞 1.055	5.774	0.2912
			核磁 0.606	6.882	0.4339
			绝对误差 0.449	1.108	0.1427
3	9.1	0.12	压汞 1.155	29.45	0.2135
			核磁 1.654	23.22	0.1401
			绝对误差 0.499	6.28	0.0734
4	8.1	0.09	压汞 2.308	>30	0.0856
			核磁 2.531	32.24	0.1018
			绝对误差 0.223		0.0162
5	4.4	0.041	压汞 2.838	45.62	0.0797
			核磁 1.764	40.20	0.1286
			绝对误差 1.074	5.42	0.0489
6	4.9	0.666	压汞 1.588	22.590	0.1486
			核磁 2.194	19.259	0.1089
			绝对误差 0.606	3.331	0.0397
7	7.4	0.08	压汞 1.328	>30	0.1067
			核磁 2.313	23.454	0.1025
			绝对误差 0.985		0.0042
8	6.3	0.083	压汞 1.551	25.10	0.0969
			核磁 2.236	20.40	0.0989
			绝对误差 0.785	4.7	0.0020

5.4 压裂产能等级分类方法研究

储集层的孔隙结构是影响油层储集能力和渗流特征的重要因素，孔隙结构研究使油气藏精细描述、储层综合评价的重要内容，应用储层特征参数和毛管压力曲线形态

及其特征参数,可定性和定量的研究储层的孔隙结构,评价储层的储集性能。其中排驱压力是指非润湿相开始进入岩样的最大连通喉道最低压力,其越小,表明最大连通孔喉半径越大,储集层连通性就越好,反之,压力越高,表明最大连通孔喉半径越小,储层储集性能越差,可以直接反映出岩石的渗透能力,同时可以间接的预示岩石的储集容量,中值压力和中值半径这两个参数能反映储层渗透能力的好坏,中值压力越大,则表明岩石致密程度越高,即在其他条件相同时,液体越不易在其中流动,储层的储渗能力就越差,相应的中值半径就越小^[57]。在实际生产中可作为油气产出能力的标志。平均孔喉半径是指不同孔道半径对其饱和度的加权平均值,物性越好,平均孔喉半径就越大,反之半径就越小。这些参数都能很好反映出储集层情况的好坏。

根据本研究区块状况,依据试油资料,通过分析总结,可把储层分为3类。

I类:产液强度大于3t/d的储层,孔隙度为 $>13.7\%$,渗透率 $>0.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排驱压力0.45~0.74MPa。

II类:产液强度在1-3t/d之间,孔隙度 $8.4\% \sim 12.5\%$,渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \sim 0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排驱压力0.46~2.92MPa。

III类:产液强度小于1t/d,孔隙度 $<8.4\%$,渗透率 $<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

针对不同的储层类型,其相渗资料和孔喉结构以下是核磁录井资料在三类储层类型的参数表。

表 5-3 储层特征参数表

参数名		(I 类)		(II 类)		(III 类)	
		范围	平均 值	范围	平均 值	范围	平均 值
物性 参 数	孔隙度 (%)	13.70~ 18.00	14.23	9.90~15.00	12.6 0	1.30~ 11.50	7.88
	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.38~0.77	0.53	0.06~0.34	0.23	0.02~ 0.06	0.04
孔隙结构 参数	最大孔 喉半径 R_{max} (μm)	1.00~1.63	1.36	0.25~1.60	0.70	0.10~ 0.41	0.22
	中值半 径 R_{50} (μm)	0.17~0.28	0.21	0.05~0.20	0.09	0.01~ 0.04	0.02
	分选系 数 CS	2.29~2.61	2.44	2.10~2.83	2.45	2.38~ 6.01	3.52
	歪度系 数 SK	1.73~2.00	1.91	1.45~2.02	1.72	1.32~ 1.81	1.50
	门槛压 力 P_{cd} (MPa)	0.45~0.74	0.57	0.46~2.92	1.36	1.81~ 7.34	4.02
	中值压 力 PC_{50} (MPa)	2.64~4.27	3.58	3.76~14.73	9.45	18.44~ 75.00	40.77
	未饱和 汞饱和 度 S_{min} (%)	7.47~15.27	12.85	11.03~21.33	15.3 2	8.30~ 37.79	19.84
	退出效 率 We (%)	18.66~ 32.11	25.61	16.89~40.57	27.5 0	18.01~ 33.03	23.86
	样品数	7		9		6	

通过以上表,可以看出核磁录井在不同储层类型的特征差异以及不同类别的储层差别比较明显,从中发现从第一类储层到第三类储层,孔隙度、渗透率、信号幅度、可动流体、平均孔喉半径是往小值变化的,而中值压力是往大值变化的,为此建立了能够有效识别储层类型的综合知识 Z。

综合分类指数 $Z = (\text{孔隙度} \times \text{渗透率} \times \text{可动流体} \times \text{平均孔喉半径}) / \text{中值压力}$
我们根据试油资料和综合指数建立产能与综合指示交会图（如下图所示）

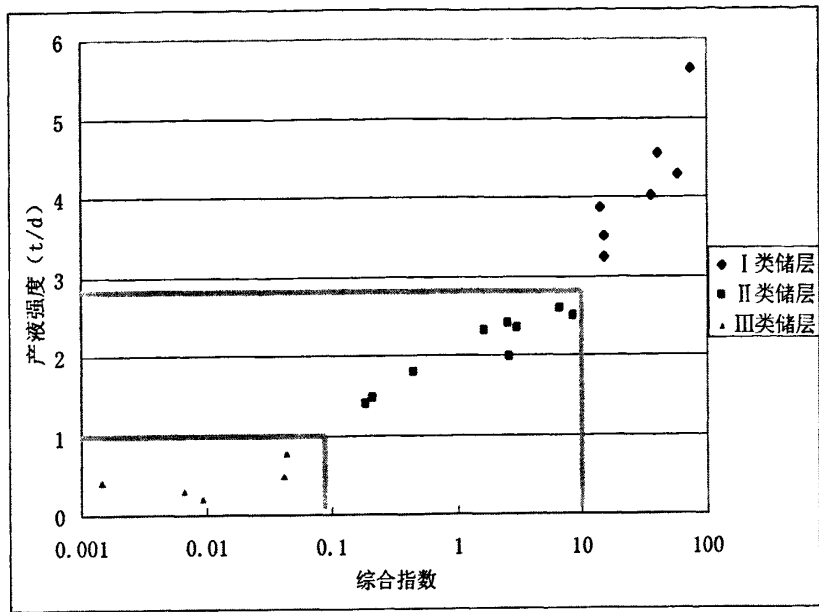


图 5-15 综合指示和产液强度交会图

从图中可以看出不同储层类型，产量和综合指示差别比较明显，可以得出一类储层，产量大于 3t/d，综合指示数值大于 10，二类储层压裂前产能 1-3t/d，综合指示 0.1-10，三类储层产量小于 1t/d，综合指示小于 0.1。

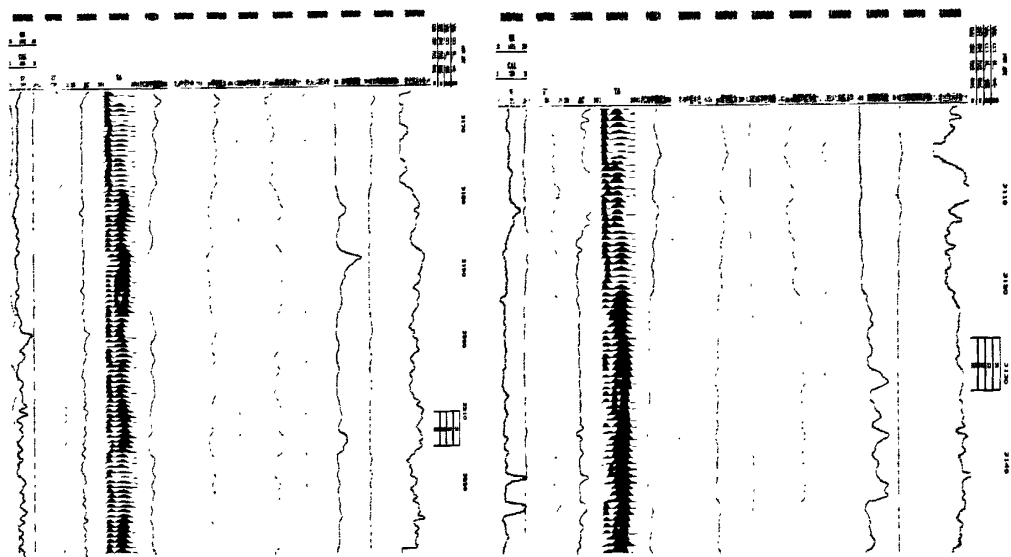


图 5-16 B 区两口井储层分类图

上图是 B 区的两口实例井分析资料从图分析资料可知，第一道为泥质指示曲线道，第二道为三孔隙曲线道，第三道为电阻率曲线道，第四道为计算综合指示道，第

五道为试油结论道,在 B11 井 3210-3215m 深度段中,根据试油资料压裂后日产油 0.8t/d,日产水 1.6m³/d。属于第二类储层,综合指示曲线上指示小于 10,和试油结论相符,B12 井在深度 3126-3132m 深度段之间,试油结论为压裂后日产油强度为 1.2 t/d,日产水为 5.8m³/d,属于第一类储层,从综合指示曲线上可以得出与试油结论相同的结论,从而验证了利用综合指数进行储层分类的可行性。

结论

论文从渗流基本原理出发并以达西定律为基础,探讨压裂产能模型的选取,并利用常规测井资料和核磁测井进行产能参数的求取做了系统化的研究。同时结合压裂设计资料,压裂施工资料等,进行压裂后产能预测方法研究;探讨利用核磁计算孔径结构参数和常规储层参数组成的综合指数来进行储层产能等级分类划分。在论文期间主要完成了以下几方面的工作:

1、系统收集研究区块的各类岩心分析(如粒度、物性、薄片、X-衍射、压汞、扫描电镜等)、作业流体(酸化压裂配方等)、地层流体分析资料(如油气水的矿化度、成分、粘度等)、测试资料(如产能、压差、完井方式、射孔作业、井的倾斜、流量变化、油藏类型等资料)、测井资料等;

2、对研究区块的全区测井资料选取 14 口关键井的标准层,统计测井曲线的概率直方图,对全区测井资料做标准化,使全区建立统一的测井刻度,为下一步利用测井方法求取压裂产能参数奠定基础,并依据测井曲线对岩心分析资料和试油测试资料进行深度归位。

3、在储层压裂产能概念模型分析的基础上,进行产能预测方法研究,并选用平面径向渗流基本原理进行预测。通过对有效渗透率、粘度、井的有效供液半径、射孔产能比、体积系数等产能预测参数的研究,系统探讨了各种常规测井条件下产能参数的各种求解方法。对研究区块 20 口实际井资料的产能预测处理,所预测结果和测试资料进行对比,结果匹配较好,证明了针对本研究区此块压裂方法的可行性。

4、在有核磁测井的区块,探讨利用核磁测井改进储层参数计算研究,对全区核磁共振 T_2 分析的 30 块岩心做认真细致的分析,总结出了适合本研究区块孔隙度、束缚水饱和度、地层渗透率和流体粘度等参数的求取方法。最终对研究区块的五口核磁井进行了定量产能预测研究,并进行了实例井分析,取得了良好的实际应用效果。

5、完成了孔隙结构参数代表的物理意义和计算方法的整理工作,形成了一套利用核磁 T_2 谱计算伪毛管压力曲线。并利用其进行定量计算排驱压力、中值压力、最大孔喉半径等孔径结构参数的定量计算方法。

6、通过求取孔径结构参数和储层参数分析,提出了能反映本研究区块储层产能等级分类的孔径结构参数和储层特征参数的综合指示参数,并得到了较好的实际应用效果。

7、在上述模型基础上，分别开发相应的软件，挂接到 FORWARD 平台上。

参考文献

- [1] 鞠江惠, 王建功. 二连油田低孔隙度低孔渗低渗透率储层压裂后产能预测[J]. 测井技术, 2005, 29(4): 379-381
- [2] 崔彦力. 吐哈探井压前测试与压后产能关系研究[J]. 油气井测试, 2000, 9(2): 60-63
- [3] 谭成仟, 马娜蕊, 苏超. 储层油气产能的预测模型和方法[J]. 地球科学与环境学报, 2004, 25(2): 42-45
- [4] 蒋明, 郭发军. 蒙古林砾岩油藏压裂效果预测新方法[J]. 石油钻采工艺, 1999, 21(2): 69-73
- [5] 赵明宸, 陈月明, 袁士宝等. 基于支持向量机的压裂效果预测方法研究[J]. 石油天然气学报, 2006, 28(2): 106-109
- [6] 封立香. 胜利基山地区压裂前后产能预测方法研究[D]. 2008, 5
- [7] 万仁溥, 罗英俊. 采油技术手册第九分册压裂酸化工艺技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998
- [8] M. J. McGuire. The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity[J]. SPE001618-G-P
- [9] M. Prats. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior Incompressible Fluid Case[J]. SPE001575-G
- [10] Michael. Prats. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior Results on Oil and Gas Flow[J]. SPE00593
- [11] J. M. Tinsly. A New Method for Providing Increased Fracture Conductivity and Improving Stimulation Results[J]. SPE004676
- [12] L. R. Raymond. Productivity of Wells in Vertically Fractured Damaged Formations[J]. SPE00001454
- [13] 蒋廷学. 垂直裂缝井稳态产能的计算[J]. 石油勘探与开发, 2001, 4, 28(2)
- [14] 王鸿勋, 张士诚. 水力压裂设计数值计算方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 198-211, 311-362
- [15] 鞠江慧. 二连油田低孔隙度低渗透率储层压裂后产能预测[J]. 测井技术, 29(4)
- [16] 阮光辉. 二次多项式逐步回归在油田压裂产能预测中的应用[J]. 地质科学, 1(4)

- [17] 蒋明. 蒙古林砾岩油藏压裂效果预测新方法[J]. 石油钻采工艺, 1999, 21(2)
- [18] 赵明宸. 基于支持向量机的压裂效果预测方法研究[J]. 石油天然气学报, 2006, 28(2): 106-109
- [19] 时成军, 李世勋. 压裂效果分析及产量预测[J]. 中原油气, 1989, 1(1)
- [20] 崔彦力. 吐哈探井压前测试与压后产能关系研究[J]. 油气井测试, 第9卷, 第2期
- [21] 葛家理. 油气层渗流力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1982: 36-59
- [22] 翟云芳, 阎宝珍. 渗流力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 42-58
- [23] 孙利国, 王玉梅, 何石. 利用平面径向流公式预测油层自然产能的方法[J]. 测井技术, 2000, 24 (增刊): 527-530
- [24] 陈涛平, 胡靖邦. 石油工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 393-397
- [25] 雍世和, 张超谟. 测井数据处理与综合解释[M]. 山东: 石油大学出版社, 1996
- [26] 核磁测井的现状与发展趋势[J]. 江汉石油学院学报, 1995, 17(4): 38-43
- [27] 陆大卫. 核磁共振测井理论与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998, 03
- [28] 欧阳建. 石油测井解释与储层描述[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994, 09
- [29] 林家恩. 实用试井分析[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 8-26, 45-58
- [30] 肖立志, 柴细元. 核磁共振测井资料解释与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001, 10
- [31] M.霍纳波. 油藏相对渗透率[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001, 10
- [32] 毛志强. 储层产能和产液性质评价中的相对渗透率模型[J]. 测井技术, 1998, 22(5)
- [33] 邵新军, 许昀, 吕中锋. 地层流体压力预测方法的讨论[J]. 石油勘探与开发, 2000
- [34] 何更生. 油层物理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994, 11
- [35] 李庆合, 丁娱娇. MREx 核磁共振测井流体性质评价技术的应用分析[J]. 测井技术, 2004, 10, 28 (5): 436-440
- [36] 周灿灿, 刘忠华. 核磁共振定量表征储层孔隙结构的方法研究[C]. 测井基础研究论文集(李宁编), 北京: 石油工业出版社, 2005.
- [37] 高楚桥, 何宗斌, 吴洪深等. 核磁共振 T_2 截止值与毛细管压力的关系[M]. 石油地球物理勘探, 2004, 39(1): 117-120.
- [38] 孙建孟, 王永刚. 地球物理资料综合应用[M]. 2001, 东营: 石油大学出版社.

- [39] 肖立志.核磁共振成像测井与岩石核磁共振及其应用[M].1998,北京:科学出版社.
- [40] 肖立志,柴细元等.核磁共振测井资料解释与应用导论[M].2001,北京:石油工业出版社.
- [41] 欧阳健.石油测井解释与储层描述[M].1994,北京:石油工业出版社.
- [42] 刘堂宴,马在田,傅容珊.核磁共振谱的岩石孔喉结构分析[J].地球物理学进展,2003, 18(4): 737-742.
- [43] 阙洪培,雷卞军.核磁共振 T_2 谱法估算毛管压力曲线综述[J].西南石油学院学报, 2003, 25(6): 9-15.
- [44] 章成广,秦瑞宝.用毛管压力曲线解释原始含水饱和度[J].江汉石油学院学报, 1999, 21(4):8-10.
- [45] 赵杰,姜亦忠,王伟男等.用核磁共振技术确定岩石孔隙结构的实验研究[J].测井技术, 2003, 27(3):185-188.
- [46] 何雨丹,毛志强,肖立志.利用核磁共振 T_2 分布构造毛管压力曲线的新方法[J].吉林大学学报(地球科学版),2005,35(2):177-181.
- [47] 汪中浩,章成广,肖承文,陈新林,宋帆.低渗透储层 T_2 截止值实验研究及其测井应用[J].石油物探,2004; 43(5):508-511.
- [48] 刘堂宴,马在田,傅容珊.核磁共振谱的岩石孔喉结构分析[J].地球物理学进展, 2003,18(4):737-742.
- [49] 王忠东,汪浩,李能根,乔龙海.核磁共振岩心基础实验分[J].测井技术, 2001,25(3):170-174.
- [50] 孙建孟,李召成,耿生臣等.核磁共振测井 $T_{2cutoff}$ 确定方法探讨[J].测井技术, 2001,25(3):175-178.
- [51] 罗蛰潭等,《油气储集层的孔隙结构》[M].北京科学出版社,1986.
- [52] 刘堂宴,王绍民,傅容珊,周明顺,李艳华,罗曼.核磁共振谱的岩石孔喉结构分析[J].石油地球物理勘探,2003,38 (3):328-333.
- [53] 运华运,赵文杰,周灿灿等.利用T分布进行岩石孔隙结构研究[J].测井技术,2002,26(1):18-21.
- [54] 高敏,安秀荣,祗淑华,高鑫等.用核磁共振测井资料评价储层的孔隙结构[J].测井技术,2000,24(3):188-193.
- [55] 原海涵.毛管理论在测井解释中的应用——毛管电动力学与多孔性岩[M].1995,北京:石油工业出版社.

- [56] 洪有密. 测井原理与综合解释[M].2004,东营:石油大学出版社.
- [57] 王忠东等.低场岩心磁共振实验分析及其在核磁共振测井中的应用[C].《第十二届测井年会论文集》.
- [58] 程芳等.核磁共振测井资料在储层孔隙结构及油(气)层评价中的应用[C].《第十二届测井年会论文集》
- [59] 直言等.用核磁共振测井方法识别流体类型[J].世界石油工业,1998,10[5]: 6-12.
- [60] 宋琨等.黄骅凹陷北大港构造带古近系沙河街组层序地层框架和岩相古地理研究[J].西安石油大学学报(自然科学版).2006,21(5):24-28.
- [61] Jamin.D. T_2 relaxation time versus mercury injection capillary pressure: Implications for NMR logging and reservoir characters[C]. SPE50607, 1998.
- [62] Yakov V, Wim L S. Constructing capillary curves from NMR log data in the presence of hydrocarbons[C]. SPWLA 40th Annual Logging Symposium KKK,May 30-June3,1999.
- [63] Ramukrishnan T S.New interpretation methodology based on forward model for magnetic resonance in carbonates[A]. In :Paper MMM presented at SPWLA 40th Annual Logging Symposium May 30-June 3[C].1999.
- [64] G.A. Latorraca, K.J. Dunn Low-field NMR Determinations of the Properties of Heavy Oils and Water-in-oil Emulsions[A].Magnetic Resonance Imaging[M].1998, 16[5]: 659-662
- [65] João de D. S. Nascimento and Ricardo M. R. Gomes Tar Mats Characteriza From NMR and Conventional Logs, Case Studies in Deepwater Reservoirs[C]. Offshore Brazil[A].SPWLA 45th Annual Logging Symposium, June 6-9, 2004
- [66] J.E.Galford,D.M.Marschall .Combining NMR and Conventional Logs to Determine Fluid Volumes and Oil Viscosity in Heavy-Oil Reservoirs[A].SPE63257 presentation at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held inDallas,Texas,1-4 October 2000

攻读硕士学位期间取得的学术成果

攻读硕士学位期间取得的学术成果：

参加的科研项目：

- 1、辽河油田项目《多矿物组分解释方法研究》。
- 2、大港油田项目《应用测井技术进行北大港地区储层孔隙结构产能评价及储层有效性识别研究》。
- 3、胜利油田项目《深层砂砾岩储层测井综合评价技术研究》。

发表论文：

- [1] 魏汝岭, 孙建孟. 多维网格技术在测井曲线重构中的应用[J]. 勘探地球物理进展, 2010

致谢

本论文是在孙建孟教授的悉心指导下完成的，没有他的指导本论文不可能顺利完成。读硕士期间，从制定培养计划、论文的选题、开题、研究以及最后论文的审定无不凝聚着孙老师的思想和心血。三年来，孙老师给了我很多的帮助，这些帮助不仅是在物质上，生活上，学习上，而且也渗透在思想道德和为人处事上。孙老师渊博的专业知识，开阔的学科视野，谦虚的做事风格，孜孜不倦的研究作风，特别是对学科前沿的把握和追踪以及开拓进取的精神给我留下了深刻的印象，必将对我的成长产生深远的影响。在此谨向孙老师表示衷心的感谢和崇高的敬意，感谢三年来对我的谆谆教导和悉心关爱。

在三年的硕士期间，得到了院系好多老师、同学的帮助，感谢李召成老师平时生活和学习方面的帮助，感谢师兄苏俊磊、刘学锋、于华伟、赖富强、岳喜洲，感谢师姐封立香、闫萍，师妹张文娇、魏倩倩，感谢办公室所有成员，感谢杨明、张磊、张军、王鑫、田艳、张厚淼、李茂兵、罗旭及研 2007 级 1 班的所有同学，同时感谢曾支持和帮助过我的人们。

借此机会，感谢我所有家人对我生活上和学业上的全力支持、无私奉献和充分理解。

最后，对在百忙之中抽出时间来评阅本论文的专家们表示崇高的敬意和衷心的感谢。