

Dishentou Shayan Qicang

Fuza S Shuipinaiina Channena Pinaiia Jishu

低渗透砂岩气藏

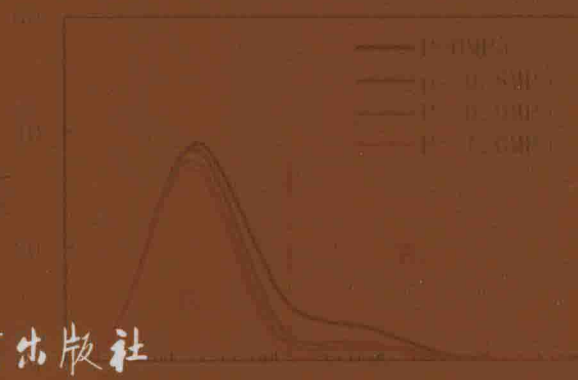
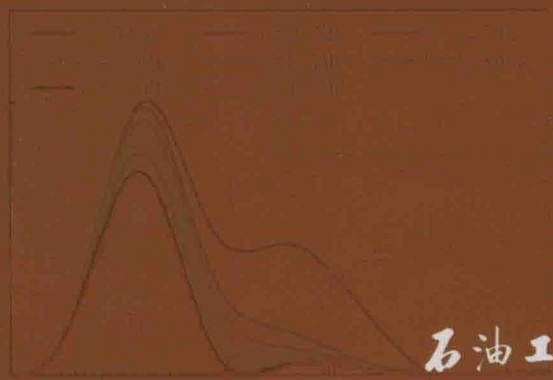
复杂渗流机理及水平井产能评价技术

汪周华 钟 兵 郭 平 等著



a. 广安110-1

b. 广安110-2



石油工业出版社

低渗透砂岩气藏 复杂渗流机理及水平井产能评价技术

汪周华 钟 兵 郭 平 等著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书结合水平井技术在四川盆地低渗透砂岩气藏中的应用现状和存在的问题, 总结分析了国内外低渗透砂岩气藏渗流机理及水平井技术应用现状, 系统研究了低渗透砂岩气藏的特殊渗流机理; 建立了低渗透砂岩气藏水平井初期产能及不稳态产能预测及评价方法, 探索研究了井筒压降及积液对水平井产能的影响; 结合四川盆地气藏类型, 建立了不同类型气藏井型优选评价方法及技术, 并深入分析了水平井技术在典型低渗透砂岩气藏中的应用情况, 对提高我国水平井技术在低渗透砂岩气藏的应用水平有重要的借鉴作用。

本书可供从事气藏开发研究工作的相关技术人员、科研院所研究人员以及高校研究生和学者参考使用。

图书在版编目 (CIP) 数据

低渗透砂岩气藏复杂渗流机理及水平井产能评价技术/
汪周华等著. —北京: 石油工业出版社, 2018. 1

ISBN 978-7-5183-2179-7

I. ①低… II. ①汪… III. ①低渗透油气藏-砂岩油
气田-油气藏渗流力学-研究②低渗透油气藏-砂岩油
气田-水平井-石油开采-研究 IV. ①TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 247174 号

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

编辑部: (010) 64523541 图书营销中心: (010) 64523633

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

2018 年 1 月第 1 版 2018 年 1 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 15

字数: 350 千字

定价: 78.00 元

(如出现印装质量问题, 我社图书营销中心负责调换)

版权所有, 翻印必究

《低渗透砂岩气藏
复杂渗流机理及水平井产能评价技术》
编写组

组 长：汪周华

副组长：钟 兵 郭 平 冯 曦 付新 杨洋

成 员：杨洪志 杨学峰 刘义成 任俊杰 朱 斌 欧阳双

吴建发 杜建芬 王 娟 李 骞 熊艳丽 刘晓旭

王记俊 吴国才 赵梓涵 张 伟 王 昊 王 阳

许振涛 王子敦 李 贇

前言

低渗透砂岩气藏占天然气远景资源量的 1/5, 如何高效开发低渗透砂岩气藏是石油科技人员关注的重点。低渗透砂岩气藏普遍单井产能低、稳产难度大, 水平井作为提高单井产量的重要技术在低渗透砂岩气藏中得到广泛应用。

国内外学者对于低渗透砂岩气藏渗流机理研究及水平井产能评价已有大量成果, 但仍然存在一些不足之处, 主要表现在以下几个方面: (1) 究竟低渗透砂岩气藏存在哪几种渗流形式? 主要受控因素有哪些? (2) 如何提高渗流机理诊断方法精度? 不同渗流效应如何相互转化? 转化临界条件有哪些? (3) 缺乏专门针对低渗透砂岩气藏复杂渗流条件下水平气井产能评价方法; (4) 水平井全井段气液管流微观机理有待深入研究。针对以上问题, 在综合笔者博士后研究报告及中国石油西南油气田分公司多年来的部分研究成果基础上, 结合国内外研究进展, 形成本书的主要内容, 希望对我国低渗透砂岩气藏开发有指导意义。

本书共分十章, 第一章介绍了国内外低渗透砂岩气藏复杂渗流机理及水平井开发技术研究进展; 第二章深入研究了低渗透砂岩气藏储层非线性单相渗流特征实验测试方法及不同渗流效应诊断方法; 第三章总结低渗透砂岩气藏气水两相渗流测试方法及特征并分析了水相临界流动饱和度; 第四章建立了低渗透砂岩气藏水平井稳态产能方程及其初期增产效果评价方法; 第五章建立了低渗透砂岩气藏考虑非线性渗流效应水平井不稳态产能模型并分析其受控因素; 第六章研究了水平井气液两相管流微观机理研究, 并建立相应室内物理模拟手段; 第七章总结分析了水平井储层与井筒耦合动态分析方法及模型; 第八章为气藏开发井型优选技术; 第九章应用新成果对典型低渗透致密砂岩气藏进行水平井生产效果分析; 第十章在前述成果基础上, 提出低渗透砂岩气藏水平井开采技术建议。

本书由西南石油大学、西南油气田分公司勘探开发研究院合著完成, 第一章、第二章、第五章、第六章、第九章、第十章由汪周华完成, 第三章由西南石油大学郭平教授完成, 第四章和第七章由西南油气田分公司勘探开发研究院钟兵教授完成; 第八章由西南油气田分公司勘探开发研究院教授级高工冯曦完成。本书在撰写过程中得到李士伦、孙良田教授的指导; 此外, 西南油气田分公司勘探开发研究院杨洪志、吴建发、刘晓旭、杨学峰、王娟、李骞和张伟以及西南石油大学任俊杰和欧阳双等参与问题讨论、整理实验数据、文字处理等工作, 在此深表感谢。

由于编者水平有限, 书中难免有错误和不妥之处, 恳请广大读者批评指正。

目 录

CONTENTS

第一章 绪论	(1)
第一节 低渗透砂岩气藏储层特征	(1)
第二节 低渗透砂岩气藏复杂渗流机理研究现状	(3)
第三节 低渗透砂岩气藏水平井开发技术概况	(12)
第二章 低渗透砂岩气藏非线性单相渗流特征	(21)
第一节 非线性渗流特征物理模拟技术	(21)
第二节 不同非线性渗流特征定量化诊断方法	(24)
第三节 典型低渗透砂岩气藏非线性渗流特征	(26)
第四节 渗流特征影响因素及敏感关系综述	(34)
第三章 低渗透砂岩气藏气水两相渗流特征	(45)
第一节 气水两相渗流特征物理模拟技术	(45)
第二节 典型低渗透砂岩气藏气水两相渗流特征	(48)
第四章 低渗透砂岩气藏水平井初期增产效果评价研究	(59)
第一节 不同渗流效应水平井稳态产能方程	(59)
第二节 制约低渗透砂岩气藏水平井初期产能影响因素	(67)
第三节 水平井相对直井的增产倍比分析	(77)
第五章 低渗透砂岩气藏考虑非线性渗流效应水平井不稳态产能特征	(94)
第一节 点源函数基本解	(94)
第二节 水平井定产条件下井底压力响应函数	(99)
第三节 水平气井不稳定产能变化规律分析	(104)
第六章 水平井气液两相实验管流物理模拟研究	(113)
第一节 水平段积液影响气井产能的机理分析	(113)
第二节 带出水平段积液的临界条件研究	(116)
第三节 储层多相渗流对水平井产能的影响研究	(144)

第七章 水平井储层与井筒耦合动态分析理论研究 (150)

第一节 水平井地层与井筒耦合模型的建立及求解 (150)

第二节 水平井筒流量、压力分布规律影响因素分析 (158)

第三节 水平段压降对水平井产能的影响 (164)

第四节 水平井携液机理研究 (166)

第八章 气藏开发井型优选技术 (188)

第一节 气藏开发井型优选准则 (188)

第二节 多产层气藏的井型优选 (188)

第三节 气藏开发井型优选技术流程设计 (191)

第四节 气藏开发井型优选方法应用 (195)

第五节 水平井与大斜度井适应性评价 (201)

第六节 井型优选的其他约束条件 (202)

第九章 典型低渗透致密砂岩气藏水平井生产效果分析 (203)

第一节 气藏概况 (203)

第二节 水平井生产动态特征分析 (206)

第三节 水平井增产效果评价 (208)

第十章 低渗透砂岩气藏水平井开采技术建议 (224)

第一节 低渗透砂岩气藏渗流机理的认识及建议 (224)

第二节 低渗透砂岩气藏水平井开发技术的认识及建议 (225)

参考文献 (227)

第一章 绪 论

据统计，我国可开采天然气资源量中埋藏深度超过 3500m 的低渗透致密气藏占总量的 58.39%，该类气藏储层低孔、低渗透及高含水饱和度特征，导致其渗流机理与常规气藏差异较大，对我国气田开发技术提出了新的挑战。本章系统总结分析了国内外针对低渗透砂岩气藏渗流机理及水平井应用技术研究现状，掌握国内外低渗透砂岩气藏非线性渗流机理及水平井产能评价技术存在的问题，提出了针对低渗透砂岩气藏水平井应用技术水平的提高应该关注的建议。

第一节 低渗透砂岩气藏储层特征

低渗透及致密砂岩天然气分布广泛，储量非常可观，有明显的储层特征。储层是低渗透砂岩气藏的核心，是储存天然气的容器。储层之间之所以能储渗天然气，是因为其内部存在未被固体物质占据的孔隙空间，而天然气正是储存和流动于岩石的孔隙空间之中。储层内部孔隙空间的大小、形状、连通性和发育程度等从根本上决定了气体在孔道中的渗流形态和渗流规律。因此，清楚地认识低渗透砂岩气藏中的储层特征是研究和认识天然气渗流特征和规律的基础。

一、低渗透砂岩气藏的定义

关于低渗透气藏的定义，大多根据储层物性来划分，但是目前国内外尚没有统一的低渗透气藏划分标准。气体可流动的物性下限比油低。采用油藏物性划分标准，往往使得气田的流动性界限偏高，而忽略了许多有可开采价值的储层。

国内外许多专家在储层按物性分类方面做了大量研究，比较全面的分类意见包括美国的 Collins 及我国罗蛰潭等提出的方案。此外，Benner 于 2000 年将气测渗透率低于 0.5mD 的气藏划分为低渗透气藏；2002 年，Coots 把渗透率低于 0.1mD 的气藏划分为低渗透气藏；2013 年，德国石油与煤炭科学技术委员会建立新的低渗透气藏标准，联邦能源管理委员会把 0.001mD 的地层原始气体渗透率值作为界定“致密”储层的标准。

目前，我国按储层物性对气藏进行分类的指标为：有效渗透率在 0.1mD（绝对渗透率大于 1~20mD）以上、孔隙度在 15%以上为低渗透气藏；对于致密气藏，有效渗透率在不高 于 0.1mD（绝对渗透率小于 0.1mD）、孔隙度不高 于 10%^[1]。SY/T 6285—2011《油气储层评价方法》中对油气藏储层分类见表 1-1-1。

表 1-1-1 油气藏储层分类（SY/T 6285—2011）单位：mD

油藏						气藏			
特高渗透	高渗透	中渗透	低渗透	特低渗透	超低渗透	高渗透	中渗透	低渗透	特低渗透
$K \geq 2000$	$500 \leq K < 2000$	$50 \leq K < 500$	$10 \leq K < 50$	$1 \leq K < 10$	$K < 1$	$K \geq 500$	$10 \leq K < 50$	$0.1 \leq K < 1$	$K < 0.1$

二、国内外低渗透砂岩气藏勘探现状

全球范围内，加拿大和美国是主要实施低渗透气藏开发的国家。20 世纪 60 年代末，西方世界正处于能源危机之中，石油价格上涨，客观刺激了天然气工业的发展，天然气在美国开采居高不下，储采比严重失调，供求关系日益紧张。出于全球经济和政治战略的考虑，美国政府在政策上对低渗透气藏的勘探开发给予了各种优惠和大力支持，使得致密气藏和低渗透气藏的勘探开发取得了较大的发展。美国作为低渗透砂岩气藏开发最成功的国家，其本土现有含气盆地 113 个中有 23 个勘探结果显示为低渗透砂岩气藏，主要分布在西部落基山地区，美国低渗透砂岩气藏资源量为 $19.8\times10^{12}\sim42.5\times10^{12}\text{m}^3$ ，为常规气资源量 ($66.5\times10^8\text{m}^3$) 的 29.8%~63.9%，在非常规气资源量中占据 42.5%。2008 年，美国低渗透砂岩气藏产量为 $1757\times10^8\text{m}^3$ ，占其天然气总产量的 30.2%，在非常规气中占 62%。由于非常规天然气的大规模开发，美国于 2009 年不仅一跃成为全球最大的天然气生产国，其储量也首次超越了俄罗斯。随着目前全球能源资源的日益紧张，越来越多的国家意识到低渗透砂岩气藏等非常规天然气已成为当今新能源发展的重要方向，降低技术成本和管理成本是非常规天然气开发利用的关键。在美国，排名前 12 位的已开发大气田中低渗透砂岩气藏占据 5 个。克里弗兰德气田早期采用直井生产，单井累计采气量低，经济效益差，2003 年开始探索水平井开采，2004 年以来，水平井在所有井型中所占比例达到了 75%，单井产量提高了 2.5~3 倍，此成功案例充分证实了采用水平井技术可大幅度提高单井产量。近年来，随着非常规页岩气的大规模开发，水平井的应用比例也大幅度上升，目前美国天然气水平井的应用比例达到了 70%。

进入 21 世纪以来，国内能源需求不断增加，逐渐出现供不应求的情况，加大对非常规天然气的利用是中国增强能源供应的必然选择。目前，国内低渗透砂岩天然气储量主要分布在四川盆地和鄂尔多斯盆地，其中苏里格气田和广安构造须家河组气藏是目前已投入开发的典型气田。截至 2009 年 6 月，广安构造须家河组气藏共钻井 134 口，投产 70 口，其中须六气藏投产气井 58 口（其中包括水平井 7 口），须四气藏投产 12 口。至 2009 年 6 月底，广安构造须家河组须四和须六气藏合计生产规模 $130.09\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，日产水 91.49m^3 ，日产油 6.82t ，已累计产气 $16.26\times10^8\text{m}^3$ ，累计产水 $9.89\times10^4\text{m}^3$ ，累计产油 $1.66\times10^4\text{t}$ ；其中，须六气藏累计产气量和累计产油量所占比例均超过 98%，是广安气田的绝对主力气藏，须家河组气藏生产情况见表 1-1-2。

表 1-1-2 须家河组气藏生产简表

气藏	井数	日产情况（至 2009 年 6 月）			累计产出情况		
		气 10^4m^3	水 m^3	油 t	气 10^4m^3	水 m^3	油 t
须六	58	126.89	76.99	6.82	159335.91	69818.91	16545.11
须四	12	3.20	14.50	0.00	3278.19	29101	31.11
合计	70	130.09	91.49	6.82	162614.1	98919.91	16576.22

天然气资源在我国并不丰富,有关专家如吴震权、孔志平、关德范等,已经认识并提出,依靠现有天然气资源仅可满足我国国民经济中期发展的需求。因此,要满足我国国民经济高速发展的需求,必须不断地去勘探发现和开采新的天然气资源,以确保天然气工业的持续稳定发展。

第二节 低渗透砂岩气藏复杂渗流机理研究现状

低渗透致密砂岩气藏由于储层的特殊性,常常会产生滑脱效应、高速或低速非线性渗流、应力敏感性、可动水及凝析油污染等问题,这些因素是影响低渗透砂岩气藏开发效果的关键技术问题。在此,对多年来国内外相关研究成果进行分析总结,掌握国内外最新研究成果、明确目前研究中存在的问题,把握研究低渗透砂岩气藏机理研究发展趋势。

一、高速非达西渗流机理研究现状

达西定律是基于液相黏滞性流动实验得到的,类似于管流中的层流流动。对于气井而言,垂直于气体流动方向的过水断面越接近井轴越小,渗流速度急剧增加;同时,由于在井轴附近形成较大压降漏斗,气体急剧膨胀也引起气体流速迅速增大。此时,达西定律所描述的 $Q-dp/dr$ 的线性关系不再成立。为了描述高速气流在近井地带的渗流效应,Forchheimer (1901) 提出了修正的方法,即在达西定律方程基础上添加一非达西项,该非达西项包括紊流(或非达西)系数、流体密度以及流速的平方项,得到了一个非线性的流动方程,该方程即我们常用的二项式渗流方程:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu_g}{K} v + \beta \rho_g v^2 \quad (1-2-1)$$

式中 p ——气体压力, MPa;

r ——地层围圆半径, m;

μ_g ——天然气黏度, mPa·s;

K ——气层渗透率, mD;

v ——气体流速, m/s;

β ——非达西流因子, 无量纲;

ρ ——气体密度, kg/m³。

多年来,国内外许多学者对高速非达西渗流特征参数诊断及高速非达西渗流产生对气井试井曲线特征、产能影响进行了深入研究。

1. 高速非达西渗流产生机理

自从 Forchheimer (1901) 提出非达西渗流现象以来,对于高速非达西渗流产生机理,国内外许多学者进行了深入研究。目前,对于该现象产生机理主要有两种不同观点:一是认为高速非达西渗流产生机理类似于管流中湍流效应,归因于高速非达西渗流效应的影响,典型代表有 Cornell 和 Katz (1953);二是认为出现高速非达西渗流是由于惯性效应的影响,而不是由于湍流效应的影响;典型代表有 Bear (1972), Scheidegger (1974), Barak (1987),

Ruth 和 Ma (1992), Whitaker (1996) 等。Bear 提出三点理由说明为什么高速非达西效应是由于惯性效应的影响：

- (1) 管流中湍流效应压力梯度计算公式中不包含类似于 Forchheimer 方程右端线性项；
- (2) 管流中，层流与湍流之间过渡阶段持续时间很短；
- (3) 管流中临界雷诺数远大于出现高速非达西效应临界雷诺数。

对于第三个原因，Ruth 和 Ma 通过数值实验研究了该现象的存在性：首先采用毛细直管模型进行数值实验，发现当雷诺数达到 2000 的时候，非达西效应的影响都不是很明显；接着，采用一弯曲毛细管模型进行同样的实验，发现当雷诺数在 1 左右时，已表现出明显惯性效应的影响，这与前苏联学者卡佳霍夫提出多孔介质中液相出现高速非达西流临界雷诺数 (0.2~0.3) 在同一个数量级。因此，认为高速非达西渗流产生原因是微观惯性效应的影响改变了速度场与压力场。根据此观点可推断多孔介质迂曲度是影响高速非达西渗流效应的关键因素。

2. 高速非达西渗流现象实验诊断方法

对于高速非达西渗流现象实验诊断方法，主要采用多流量—压力诊断方法。通过测试不同压差条件通过岩心流量，然后绘制流量与压差之间的关系曲线；对于气体而言，采用 $q-(p_1^2 - p_a^2)/[L \cdot (2q)]$ 回归，对于液相采用 $q-(p_1 - p_a)/[L \cdot (2q)]$ 回归 (q 为通过岩心的流量， m^3/s ； L 为岩心长度， m ； p_1 和 p_a 为压力， MPa)。流量与压差之间存在较好线性关系表明存在明显高速非达西渗流现象，否则可忽略高速非达西效应。高速非达西渗流效应诊断示意图如图 1-2-1 所示。

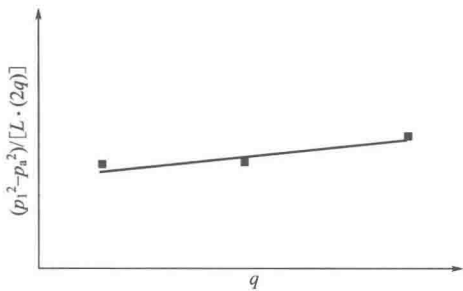


图 1-2-1 高速非达西渗流效应诊断示意图

不同压差条件通过岩心流量，然后绘制流量与压差之间的关系曲线；对于气体而言，采用 $q-(p_1^2 - p_a^2)/[L \cdot (2q)]$ 回归，对于液相采用 $q-(p_1 - p_a)/[L \cdot (2q)]$ 回归 (q 为通过岩心的流量， m^3/s ； L 为岩心长度， m ； p_1 和 p_a 为压力， MPa)。流量与压差之间存在较好线性关系表明存在明显高速非达西渗流现象，否则可忽略高速非达西效应。高速非达西渗流效应诊断示意图如图 1-2-1 所示。

图 1-2-1 所示。

3. 紊流系数确定方法

分析高速非达西影响因素的一个重要内容即确定紊流系数。从文献调研结果来看，随着认识的深入，对于紊流系数的影响因素研究越来越深入，考虑的因素越来越全面；紊流系数不仅受渗透率和孔隙度影响，而且与孔隙迂曲度以及含水饱和度息息相关。

对于紊流系数计算主要有两种方法：一是基于毛细管理论建立的理论模型（平行毛细管模型和连续毛细管模型）计算方法；平行毛细管模型假设多孔介质由大量平行的、毛细管半径一致的毛细管簇组成；毛细管模型假设多孔介质由大量平行的、毛细管半径不同的毛细管簇组成，因此后者与实际更加接近。二是根据大量多流量实验测试确定的经验计算关系式。比较理论计算模型和经验关系式优缺点发现：前者计算方法复杂，所建立模型与实际储层渗流差距较大，而且目前仅有考虑单相流条件下的模型；经验公式计算方法是根据大量岩心实验数据统计得到的结果，具有较高代表性，经验公式计算可以考虑两相或多相渗流的情况，此外经验公式计算方便适用。基于以上原因，在此主要介绍有关紊流系数计算经验计算公式。

1) 单相条件下紊流系数计算公式

关于单相条件下紊流系数确定相关研究成果较多；根据非达西渗流计算公式形式大致可分为三种类型：

$$\beta=\frac{a_2}{K^{a_1}} \tag{1-2-2}$$

$$\beta=\frac{b_3}{K^{b_1}\phi^{b_2}} \tag{1-2-3}$$

$$\beta=\frac{c_3\tau^{c_4}}{K^{c_1}\phi^{c_2}} \tag{1-2-4}$$

式中 β ——紊流系数， m^{-1} ；
 K ——岩心渗透率， mD ；
 ϕ ——岩心孔隙度，小数；
 τ ——岩心迂曲度，无量纲；
 a, b, c ——方程系数。

典型单相紊流系数计算公式见表 1-2-1。

表 1-2-1 典型单相紊流系数计算公式

类型	公式	岩心类型	作者	时间
I	$\beta=\frac{4.8\times10^{10}}{K^{1.176}}$	低渗裂缝岩心	Pascal 等	1980
	$\beta=\frac{2.018\times10^9}{K^{1.55}}$	孔洞型灰岩、结晶灰岩、细粒砂岩	Jones 等	1987
II	$\beta=\frac{4.24\times10^4}{K^{0.5}\phi^{1.5}}$	砂岩	Ergun 等	1958
	$\beta=\frac{1.43\times10^5}{K^{0.5}\phi^{1.5}}$	砂岩	MacDonald 等	1979
	$\beta=\frac{1.82\times10^8}{K^{5/4}\phi^{3/4}}$	天然多孔介质	Janicek	1955
	$\beta=\frac{1.59\times10^3}{K^{0.5}\phi^{5.5}}$	胶结或疏松砂岩、石灰岩、白云岩	Geertsma	1974
	$\beta=\frac{5.5\times10^9}{K^{1.25}\phi^{0.75}}$	砂岩	Tek 等	1962
	$\beta=\frac{1.15\times10^7}{K\phi}$	薄片状贝雷砂岩	Li 等	2001
	$\beta=\frac{3.51\times10^{10}}{K^{1.88}\phi^{-0.449}}$ $\beta=\frac{8.17\times10^9}{K^{1.79}\phi^{-0.537}}$	砂岩、石灰岩	Coles 等	1998

续表

类型	公式	岩心类型	作者	时间
Ⅲ	$\beta = \frac{2.92 \times 10^7 \tau}{K\phi}$	砂岩、石灰岩	Liu 等	1995
	$\beta = \frac{17.8\tau^{3.35}}{K^{0.98}\phi^{0.29}}$	孔隙模型 理论计算	Thauvin 等	1998
	$\beta = \frac{3.1 \times 10^{-15} \tau^{1.943}}{K^{1.023}}$	砂岩、石灰岩	Cooper 等	1999

2) 有水条件下紊流系数计算公式

随着认识的深入，逐渐认识到有水条件下紊流系数计算受水的影响较大；有水条件下紊流系数高于不含水岩样紊流系数。1970 年，Wong 实验研究发现，当水饱和度由 40% 增加至 70%，紊流系数增大了 8 倍；此外，Evans 等、Grigg 等以及 Coles 等采用实验测试方法得到了同样结论。

因此，有水条件下紊流系数计算与干岩样条件下有较大差异。含水条件下紊流系数计算可采用与单相测试相同的方式；值得注意的是，在含水条件下，孔隙度采用气相占据有效孔隙度值、对气相而言渗透率取有效渗透率。有水条件下典型紊流系数计算公式见表 1-2-2。

表 1-2-2 有水条件下典型紊流系数计算公式

公式	岩样类型	作者	时间
$\beta = \frac{0.005}{K^{0.5}\phi^{5.5}} \cdot \frac{1}{(1-S_{wr})^{5.5}K_{rel}^{0.5}}$	胶结或疏松砂岩、 石灰岩、白云岩	Geertsma	1974
$\beta = \frac{1432.6}{K_g^{0.5}[\phi(1-S_w)]^{1.5}}$	砂岩	Kutasov	1993
$\beta = \frac{2.11 \times 10^{10}}{K_g^{1.55}[\phi(1-S_w)]}$ $\beta = \frac{1}{[\phi(1-S_w)]^2} e^{45 - \sqrt{407 + 81 \ln K_g / [\phi(1-S_w)] }}$	砂岩	Frederick	1994
$\beta = \beta_{dry} \exp(6.265 S_p)$	砂岩	Coles 等	1998

注：S_{wr}—束缚水饱和度；S_w—含水饱和度；K_{rel}—相对渗透率，mD；K_g—气相渗透率，mD；β_{dry}—干燥的紊流系数，m⁻¹。

2008 年，P. Macini 采用实验测试方法研究了疏松岩心非达西流现象，研究表明，对疏松岩心而言，非达西系数不仅与岩心孔隙度、渗透率有关，更重要的是受颗粒大小影响。

3) 考虑应力影响紊流系数计算关系式

由于低渗透储层普遍存在不同程度应力敏感特征以及在低压条件下气体滑脱效应，因此在低压条件下采用 Forchheimer 方程确定紊流系数存在一定程度误差。所以紊流系数确定还要受岩心有效应力的影响。2003 年，Belhaj 等首次采用三轴应力装置测试油藏条件下气体紊流系数，实验最高压力达到 69MPa，但是没有建立起紊流系数与有效应力之间的关系。同

年, Zeng 等在此基础上进行了同样的实验测试, 实验围压最高达到 68.9MPa、内压最高达到 34.5MPa, 实验温度 93.3℃; 岩样采用 Dakota 砂岩, 根据实验测试结果, 分别建立渗透率、紊流系数与静压、压差之间的关系 [式(1-2-5)、式(1-2-6)], 结果表明, 随着有效应力增加, 岩心渗透率逐渐降低、紊流系数逐渐增加。

$$\begin{cases} K = -5.0 \times 10^{-5} \sigma_{\text{静压}} + 3.48 \\ \beta = -5.6 \times 10^{-3} \sigma_{\text{静压}} + 154.33 \end{cases} \quad (1-2-5)$$

$$\begin{cases} K = -4.0 \times 10^{-5} \sigma_{\text{压差}} + 3.36 \\ \beta = -5.4 \times 10^{-3} \sigma_{\text{压差}} + 158.04 \end{cases} \quad (1-2-6)$$

式中 $\sigma_{\text{静压}}$ ——静压, MPa;

$\sigma_{\text{压差}}$ ——压差, MPa。

从前面对高速非达西渗透产生机理及影响因素可以看出, 对于气井而言普遍存在高速非达西现象; 而且非达西渗流主要受惯性效应的影响, 因此对于实际岩心而言, 由于孔道错综复杂, 高速非达西渗流影响应该更加明显。

纵观国内外对于低渗透气藏高速非达西效应特征研究, 可得到以下认识:

(1) 高速非达西效应产生机理不仅与高速非达西渗流效应有关, 更重要的是受惯性效应的影响; 对于低渗透储层气藏, 由于孔道错综复杂存在明显非达西效应。

(2) 紊流系数的确定是其对气井产能影响的重要研究内容, 目前对于该系数的确定主要采用多流量实验测试方法; 从国外实验测试的岩心孔隙度和渗透率绝大部分分别大于 10% 和 1mD, 因此对于低渗透高含水岩样研究较少。

(3) 紊流系数不仅与储层孔隙度和渗透率有关, 而且受多孔介质迂曲度、岩心颗粒大小、含水饱和度、实验压力以及实验流体的影响。

(4) 高速非达西渗流对水平气井产能的影响逐渐引起人们的关注; 研究思路主要有两种: 一是稳态产能计算可直接考虑高速非达西表皮; 二是对于非稳态产能计算目前均采用商业软件计算。

(5) 国内外研究表明, 高速非达西对低渗透气藏、裂缝性气藏及有水气藏影响较大; 因此, 对于低渗透高含水气藏在一定条件下应该存在更加明显的高速非达西效应。

(6) 国内外对于高速非达西效应对水平井产能的影响相关研究表明, 水平井同样存在高速非达西现象, 但是在同样的储层条件下, 高速非达西效应对水平井与直井的影响对比研究较少; 此外, 对于低渗透高含水气藏水平气井产能受高速非达西的影响有多大没有见到相关研究成果。

二、滑脱效应渗流机理研究现状

1. 滑脱效应产生机理

滑脱效应最早是 1941 年 Klinkenberg 在采用气测渗透率时发现的现象, 对于滑脱效应产生机理目前有比较明确、统一的认识: (1) 气—固之间分子作用力。通常, 液—固间的分子力比液—液间的分子力更大, 故在管壁附近表现的黏滞阻力更大, 致使液体无法流动而粘在管壁上, 表现为流速减小到零。然而对气体来说, 由于其黏度远小于液相黏度, 气—固之

间的分子作用力远比液—固间的分子作用力小得多，在管壁处的气体分子有的仍处于运动状态，并不全部黏附于管壁上。因此，在管壁处气体亦参加流动，相当于增加了气体的流量。表现为对于同一块岩心，在相同测试条件下气测渗透率远高于液测渗透率。（2）分子布朗运动。由于气体分子运动能力远高于液相，相邻层的气体分子之间相互碰撞、产生动量交换，使得靠近管壁处的气体分子一起流动。同样会增加气体流动能力。（3）分子扩散。由于岩心内壁对气体的吸附作用以及孔喉非均质，导致气体在岩心中分布不均匀，形成局部浓度差异；在一定的条件下，气体产生解吸现象，使得气体表现为流量增大的现象。

2. 滑脱效应实验诊断方法

从文献调研结果来看，目前对于滑脱效应诊断均采用实验测试的方式，通过测试不同压力条件下气体通过岩心的流量，采用达西公式得到气测渗透率 K_g ；然后绘制 K_g 与对应的平均压力的倒数之间的关系曲线（图 1-2-2）。如果两者之间存在明显线性关系，则表明该岩样存在明显的滑脱效应；否则，不存在滑脱效应的影响。值得注意的是，实验过程中需保持较低的压力梯度，否则会表现出其他渗流效应的影响。

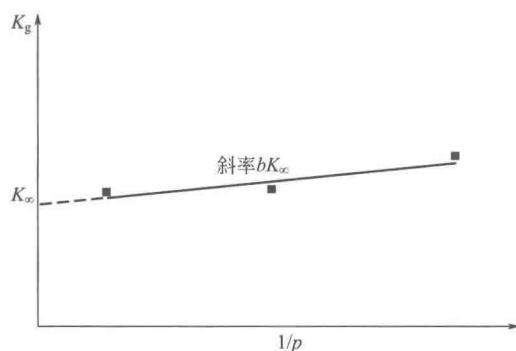


图 1-2-2 滑脱效应诊断示意图

3. 滑脱因子确定方法

1941 年，Klinkenberg 通过实验观察提出针对不含束缚水的多孔介质中气体单相渗流时的滑脱现象；并发现气测渗透率（又称视渗透率）与流动平均压力存在如下关系：

$$K_g = K_\infty \left(1 + \frac{b}{\bar{p}} \right) \quad (1-2-7)$$

$$b = \frac{4C\lambda \bar{p}}{r} \quad (1-2-8)$$

$$\lambda = \frac{1}{\sqrt{2} \pi d^2 n} \quad (1-2-9)$$

式中 K_g ——气测渗透率，定义为视渗透率，mD；

K_∞ ——液测渗透率或绝对渗透率，mD；

b ——气体滑脱因子，MPa；

$\bar{p}$ ——流动平均压力，MPa；

λ ——对应于 $\bar{p}$ 下气体平均分子自由行程, m;

r ——毛细管半径, m;

C ——近似于 1 的比例常数;

d ——分子直径, m;

n ——分子密度, kg/m^3 。

确定气体滑脱因子 b 是研究滑脱效应对气藏动态影像的首要任务。从图 1-2-2 可以看出, 曲线与纵轴的截距即为 K_{∞} , 斜率为 bK_{∞} ; 通过截距与斜率就可以确定某一岩样的气体滑脱因子。

国内外学者对于低渗透岩样气体滑脱因子进行了大量研究, 并提出了相应的计算气体滑脱因子的关系式以及影响气体滑脱因子的因素。最早的计算气体滑脱因子的关系式是由 Klinkenberg 根据气体分子动力学提出来的, 见式(1-2-8)。从该式可以看出, 决定气体滑脱因子的三个重要参数即 $\bar{p}$, λ 和 r 。对于实际岩心、气体而言, 参数 λ 和 r 确定难度较大, 实际应用不方便。因此, 能否建立计算气体滑脱因子简单、适用的关系式成为石油工作者多年来的研究目标。

1950 年, Heid 等通过实验研究发现滑脱因子与岩心绝对渗透率存在如下关系:

$$b = aK_{\infty g}^m \quad (1-2-10)$$

式中 a ——与岩性有关的岩性系数;

$K_{\infty g}$ ——岩心绝对渗透率, mD;

m ——胶结指数。

1956 年, Estes 等实验研究发现在岩心含水饱和度达到 55%~75% 时, 出现 b 为负值的情形。1979 年, Counsil 考虑了气体滑脱因子的影响对注蒸汽的影响, 研究表明在压力高于 1MPa 的条件下, 气相滑脱效应的影响可以忽略。1980 年, Jones 等采用大量低渗透砂岩岩心束重复上述实验, 发现了同样的规律。Keighin 分别于 1979 年和 1982 年通过实验研究发现对于低渗透气藏存在明显滑脱效应。1982 年, K. Sampath (SPE 987) 采用尤因塔州低渗透砂岩岩样共计 200 块进行实验分析, 岩心渗透范围为 0.001~10mD, 实验围压为 34.5MPa, 发现气体滑脱因子与岩心孔隙度和渗透率存在如下关系:

$$b = 0.0955 (K_{\infty g} / \phi)^{-0.53} \quad (1-2-11)$$

另外, 在实验过程中发现, 随着含水饱和度的增加, K_a 与 $1/p$ 曲线斜率逐渐降低。

1986 年, Turgay Erkin 等 (SPE 12045) 提出变滑脱效应的概念, 认为即使对于理想的多孔介质体系, 气体滑脱因子 b 也不能假定为常数; 对于某一气藏而言, 随着开发进行, 气藏压力和饱和度场也在变, 因此, 在整个气藏开发过程中滑脱效应的影响应该也在变。作者以达西定律及 Fick 扩散定律为基础, 建立了考虑压力、组成及饱和度影响的气体滑脱因子计算模型 [式(1-2-12)、式(1-2-13)]。为了分析恒定 b 和变化 b 对气藏开发的影响建立了单井模型, 结果表明, 对于渗透率小于 0.01mD 的气藏, 单相条件下预测气藏采收率差别可达到 5%~8%; 多相条件下, 预测气藏采收率差别可达到 29%。渗透率越低两者差别越明显、气藏压力越小差异越大。温度对气体滑脱因子的影响值得探索。

单相条件下:

$$b(p) = \frac{K_3}{M} \mu(p) \quad (1-2-12)$$

多相条件下:

$$b_{S_{gi}} = \frac{S_{gi}}{K_{rg}(S_{gi})} b_{100} \quad (1-2-13)$$

2001年, Li Kewen (SPE 68778) 研究了注蒸汽条件下气液两相流条件下滑脱效应的影响以及温度对气体滑脱因子的影响。研究表明, 在两相流条件下不考虑滑脱效应的影响计算气相相对渗透率偏大; 温度越高, 气体滑脱因子越大。多相流条件下气相渗透率采用下式计算:

$$K_{g\infty} = \frac{K_g(S_w, p_m)}{(1+b_{S_w}/p_m)} \quad (1-2-14)$$

2003年, J. A. Rushing (SPE 84297) 等研究了致密砂岩岩心两相滑脱现象以及滑脱对气相相对渗透率的影响。研究表明, 随着含水饱和度增加, 滑脱现象影响逐渐减弱; 干燥岩样, 温度越高滑脱现象越明显; 含水岩样, 温度对滑脱现象影响不大。

2004年, Li Shuliang 等 (SPE 88472) 把 Jones 计算 b 的经验关系式代入 Klinkenberg 方程得到确定低渗透岩样渗透率关系式 [式(1-2-15)]。因此, 在实验室条件下只需要测试不同平均压力条件下 K_a 值就可以确定 K_∞ 。实验研究发现, 在出口端施加回压可降低滑脱效应的影响; 对于渗透率为 0.25mD 岩样, 当回压达到 0.68MPa 时, 可以忽略滑脱效应的影响; 对于渗透率为 0.0076mD 岩样, 当回压达到 7.16MPa 时, 滑脱效应的影响可以忽略; 渗透率越低, 消除滑脱影响所需要的压力越高。

$$K_a = K_\infty \left(1 + \frac{0.86K_\infty^{-0.33}}{\bar{p}} \right) \quad (1-2-15)$$

2004年, J. A. Rushing (SPE 89867) 提出了一种非稳态法测试气相致密砂岩岩样克氏渗透率; 比较了常规稳态方式与非稳态测试方法的差异; 不同流速、压力对稳态法测试的影响。对于稳态测试方法, 测试压力越大、渗透率越高, 在实验过程中已出现非达西流现象; 作者分别采用滑脱、达西流、高速非达西流诊断图板对实验测试结果进行分析。非稳态测试采用降压方式, 非稳态方式测试克氏渗透率高于稳态法得到克氏渗透率; 渗透率越大差距越小; 实验研究发现, 通过在出口端施加压力可有效降低滑脱效应以及高速非达西渗流影响。

根据前文关于低渗透岩样滑脱现象调研结果可得到以下认识:

- (1) 气相黏度远小于液相、气体分子扩散运动, 低渗透岩样普遍存在滑脱效应;
- (2) 滑脱效应主要采用不同压力条件下气体流量实验进行诊断; 气体滑脱因子的计算主要采用经验公式计算方法;
- (3) 实验压力、含水饱和度及温度对滑脱效应的影响很大, 压力越大、水饱和度越大及温度越低, 滑脱效应的影响越小;
- (4) 气—液两相流条件下, 滑脱现象诊断及评价技术逐渐引起人们重视;
- (5) 实验过程中, 通过在出口端施加压力可有效提高低渗透岩样渗透率确定的精度; 实验过程中平均压力越高, 可有效消除滑脱现象的影响。

三、低速非达西渗流机理研究现状

低速非达西渗流最早是针对液相在多孔介质中渗流提出来的, 由于流体与岩石表面作用