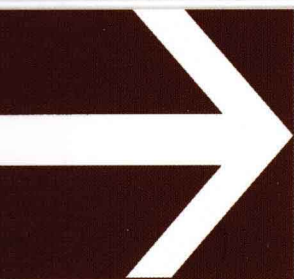


油藏工程



理论与实践

岳清山 著



Reservoir
Engineering
Theory & Practice

石油工业出版社



油藏工程理论与实践

岳清山 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是作者从事油藏工程工作的部分文集,其内容涉及油藏工程的方方面面。但主要集中提供了作者应用油藏工程理论和实践经验,分析解决油藏描述、开发设计以及方案实施中的一些实际问题的范例。

本书可供油藏工程技术人员和高等院校相关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

油藏工程理论与实践 / 岳清山著.

北京:石油工业出版社,2012.6

ISBN 978-7-5021-9043-9

I. 油…

II. 岳…

III. 油藏工程

IV. TE34

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2012) 第 085437 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: <http://pip.cnpc.com.cn>

编辑部:(010) 64523535 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

2012 年 6 月第 1 版 2012 年 6 月第 1 次印刷

787×960 毫米 开本:1/16 印张:13

字数:253 千字

定价:58.00 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

序

《油藏工程理论与实践》这本书的内容几乎涉及油藏工程的方方面面。我读了以后受益匪浅。这是作者几十年从事油藏工程工作的经验总结，结合实际理论分析，有理有据。这本书的出版无疑对油田开发工作是一种贡献。

我认为本书具有以下突出特点：

(1) 作者总是从油藏实际问题出发，提出自己的独到见解。例如，蒸汽驱是“七五”国家攻关课题，又是“八五”后稠油主攻方向，作者在总结我国“八五”期间蒸汽驱实验评价的基础上，提出了成功汽驱和最佳汽驱操作四条件及蒸汽驱方案设计方法，丰富和发展了蒸汽驱理论。

(2) 油藏描述是油田开发的基础。对所研究的油藏作者总是运用油藏工程理论与实践经验，对油藏描述与开发动态之间的矛盾进行剖析，对油藏描述做出修正，使油藏描述更趋符合油藏实际，从而为油藏开发方式的选择、开发方案设计和开发效果预测打下坚实的基础。

(3) 油藏工程计算是油田开发分析和方案设计的基础。作者在书中详细讲述了各类典型油藏计算参数的物理意义和确定方法。例如，水驱的驱油效率和波及效率的解读、油藏平均产能的计算等。

目前，从已出版的油田开发类书籍来看，还缺乏像本书所述的内容，我期待本书的出版。

陈月明

2011年2月23日于北京

前 言

本书为一本文集性质的书。书中编入了笔者过去的部分论文和研究报告。在这次编辑中，只作了一些删节和文字修改，保留了原来的观点、结论及结果，以忠实反映当时的实际认识。

本书所涉及的一些具体油藏，在研究的过程中笔者对油藏描述作了许多修改，并作了许多预测性的判断。这些修改和判断是否正确，有许多作者至今并不知情。经过多年的开发，今日应该已有结论。笔者希望知情者对笔者给予回应，我们共同探讨这些修改和判断的成败，以提高我们的分析和判断能力。

本书的内容，特别是一些研究报告并不是笔者一人完成的，包括许多合作者，如李秀宁、赵洪岩、何劲松、李平科、张霞、李秀雯等。对他们的辛勤工作表示衷心感谢。赵洪岩、张霞、李秀雯等曾多次鼓励笔者出本文集，在该文集的编辑过程中又帮助收集资料、制图并提出许多宝贵意见，在此对他们们的热情支持表示谢意。

本书的出版，石油工业出版社的咸玥瑛、何莉等给予了大力支持，对他们所给予的支持深表感谢。

作 者

2010年12月于北京

目 录

曙光油田产能设计失误的原因分析·····	1
辽河油区欢 26 块沙一下油藏开发指标预测 ·····	4
凝析气藏地层流体的相态研究·····	20
冀东柳 10 块 S_3 油藏提高采收率潜力评估·····	28
面十二块沙三中油藏聚合物驱可行性研究·····	37
高 104-5 区块开发问题的分析 ·····	49
油水相对渗透率试验中的异常现象及其原因·····	55
双河油田北块 Π_5 层聚合物驱试验 ·····	60
稠油油藏注蒸汽采油技术·····	92
火驱采油综述·····	112
我国“八五”期间蒸汽驱试验的评价·····	116
齐 40 莲 Π 油藏蒸汽驱先导试验 ·····	127
美国克恩河稠油油田的开发试验及其经验教训·····	143
九 ₄ 区齐古组油藏重新汽驱试验的跟踪分析 ·····	167
如何解读水驱采收率公式·····	187
稠油开发发展战略·····	193

曙光油田产能设计失误的原因分析

(1976 年 12 月)

油田产能设计指标,是油田开发方案设计的重要指标之一。辽河曙光油田投产后的实际产能不到设计产能的一半。这一设计指标上的差异不但造成了大量建设投资的浪费,而且给生产管理带来了混乱。为了防止输油管线的冻结,在冬季生产中不得不采取往复输送。为什么设计中会出现如此大的失误,引起了辽河石油勘探局开发界的广泛争论。

油藏产能设计计算公式

曙光油田方案设计中所用的油藏产能设计公式为:

$$q_o = N \cdot \bar{J}_o \cdot \Delta p \cdot \eta \quad (1)$$

式中 q_o ——设计油藏日产量, t/d。

N ——设计开发总油井数, 口。曙光油田实际钻井数与方案设计数基本相同, 引起设计失误的不会是这一因素。

Δp ——设计生产压差, MPa。其值是根据油藏埋深, 流体性质以及举升方式和水平综合确定的, 而且实际生产中还可适量放大, 这一因素也不会造成大的失误。

η ——油井开井时率, 它是一个经验系数, 一般取 0.9 ~ 0.95。这一值实际中变化很小, 它也不会引起设计失误。

$\bar{J}_o$ ——油藏单井的平均采油指数, t/(MPa·d)。它可能是引起设计失误的唯一因素。

下面我们再分析一下 $\bar{J}_o$ 是如何计算的。

平均采油指数的计算

任一口井的采油指数表明了该井所代表面积上的油藏产能的大小, 而油藏平均采油指数($\bar{J}_o$)是指一个油藏(或区块)的平均产能, 所以平均采油指数应该

是各探井和评价井采油指数的面积加权的平均值，即：

$$\bar{J}_o = J_1 \frac{S_1}{\sum_1^n S_i} + J_2 \frac{S_2}{\sum_1^n S_i} + \cdots + J_n \frac{S_n}{\sum_1^n S_i} = \frac{\sum_1^n J_i S_i}{\sum_1^n S_i} \quad (2)$$

式中 J_i ——第 i 口探井或评价井的采油指数；

S_i ——第 i 口探井或评价井所代表的油藏面积（它是指该井与周围探井或评价井连线的中垂线及油藏（区块）边界线所围成的面积），ha。

n ——求得平均采油指数所涉及的探井和评价井总数，口。

但是，方案设计油田产能时没有采用式（2）而是采用了算术平均法：

$$\bar{J}_o = \frac{J_1 + J_2 + \cdots + J_n}{n} \quad (3)$$

实际上，式（3）只是式（2）的一个特例。如果探井和评价井布井非常均匀，各井的代表面积基本相等，都为 S_o ，那么，由式（2）就可推导出式（3）：

$$\bar{J}_o = \frac{\sum_1^n (J_i S_i)}{\sum_1^n S_i} = \frac{\sum_1^n (J_i S_o)}{\sum_1^n S_o} = \frac{S_o (J_1 + J_2 + \cdots + J_n)}{n S_o} = \frac{J_1 + J_2 + \cdots + J_n}{n}$$

所以，只有在探井和评价井布井非常均匀时才能用式（3）近似求得油藏的平均采油指数，否则用式（3）会造成错误。下面我们用曙光油田的基本情况来看看用式（3）所造成的错误大小。

对比计算

曙光油田分 4 个面积基本相等的 4 个区，一、三、四区各打了两口探井，其产能很低，各井大约都为 $2t/(d \cdot MPa)$ ，而二区打了 10 口探井，各井产能较高，大约 $30t/(d \cdot MPa)$ 。为了便于计算，我们设各区面积为 S ，并各区的探井布置均匀，则用面积加权法式（2）求得平均采油指数为：

$$\bar{J}_o = \frac{(30 \times 0.1S) \times 10 + (2 \times 0.5S) \times 6}{4S} = 9 \text{ t}/(d \cdot MPa)$$

而用算术平均法式（3）计算得：

$$\bar{J}_o = \frac{30 \times 10 + 2 \times 6}{16} = 19.5 \text{ t/(d} \cdot \text{MPa)}$$

显然，用算术平均法计算的油藏平均采油指数比面积加权法大了 1 倍多，用它计算的油藏产能也比实际产能大了 1 倍多。如果用面积加权法计算设计产能与实际产能就不会出现如此大的差异。

结 论

曙光油田产能设计的失误教训告诉我们，如果一个油藏的探井和评价井布井不均，而且油田不同区域油井产能差别又很大，一定要采用面积加权法求得油藏平均采油指数，否则用算术平均法会造成大的失误。

辽河油区欢 26 块沙一下油藏开发指标预测

(1979 年 4 月)

欢 26 块沙一下油藏即将编制开发方案，本课题是为开发方案提供开发基础参数的研究课题。

欢 26 块沙一下油藏基础数据

1. 油层物性

油层埋深 1850m，油层平均厚度 ($\bar{h}_0$) 15.5m，平均孔隙度 0.22，平均渗透率 500mD，原始油藏压力 18.7MPa，油藏温度 72℃，原始含油饱和度 70%，储量 $1745 \times 10^4 \text{t}$ 。

2. 地层油水物性

原油相对密度 0.8750，地层油黏度 $0.5 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ，原始气油比 $130 \text{m}^3/\text{t}$ ，地层油体积系数 1.290，原始饱和压力 16.5MPa，油的压缩系数由试验求得为 $13.85 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$ ，地层水黏度 $0.45 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 。地层水和孔隙压缩系数由油藏工程经验关系求得分别为 $4.5 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$ 和 $5.0 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$ 。

油井产能指标预测

本块目前经试油、试采的井有欢 33、欢 19、11-17 和 12-17 四口井。分析试油资料表明，试油资料可靠性很差，故这次预测计算只能靠试采资料（表 1）。

表 1 试采资料统计表

井号	h_i m	S_i ha	产量 t/d	静压 MPa	流压 MPa	生产压差 MPa	比采油指数 $t/(d \cdot m \cdot \text{MPa})$	备注
欢 33	6.5	222.8	36	15.67	12.53	3.14	1.76	
11-17	27.2	113.8	64.2	19.74	18.95	0.79	2.98	
12-17	43.7	168.2	77	—	—	0.44	4.00	
欢 19	20.0	43.5	140.5	20.17	18.2	1.97	3.57	

1. 平均单井的采油指数

平均单位厚度的采油指数:

$$\bar{J}_{os} = \frac{\sum J_{oi}}{\sum S_i} \quad (1)$$

式中 J_{oi} ——第 i 口井的比采油指数, $t/(d \cdot m \cdot MPa)$;

S_i ——第 i 口井所代表的面积, ha。

将表 1 中数据代入式 (1) 求得油藏平均单位厚度的采油指数:

$$\bar{J}_{os} = 2.85 \text{ t}/(d \cdot m \cdot MPa)$$

油藏平均采油指数:

$$\bar{J}_o = \bar{J}_{os} \times \bar{h}_o = 2.85 \times 15.5 = 44.2 \text{ t}/(d \cdot MPa)$$

2. 单位压降的弹性产量

单位压降弹性产量的计算公式:

$$Q_o = C^* \cdot N \cdot B_o / (\varphi \cdot S_{oi} \cdot \gamma_o) \quad (2)$$

式中 Q_o ——油藏单位压降的产量, t/MPa ;

N ——油藏储量, t ;

B_o ——原油体积系数;

φ ——油层孔隙度;

γ_o ——原油相对密度;

S_{oi} ——原始含油饱和度;

C^* ——油藏的综合弹性系数, MPa^{-1} 。

$$C^* = \varphi (S_{oi} C_o + S_{wi} C_w) + C_f$$

$$= 0.22 (0.7 \times 13.85 \times 10^{-4} + 0.3 \times 4.5 \times 10^{-4}) + 5.0 \times 10^{-4} = 7.43 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$$

式中 C_o ——地层油的压缩系数, MPa^{-1} ;

S_{wi} ——原始含水饱和度;

C_w ——地层水的压缩系数, MPa^{-1} ;

C_f ——岩石压缩系数, MPa^{-1} ;

赋予式 (2) 中各符号的数值得单位压降的弹性产量:

$$\begin{aligned} Q_o &= 7.43 \times 10^{-4} \times 1745 \times 10^4 \times 1.290 / (0.22 \times 0.7 \times 0.8750) \\ &= 12.3 \times 10^4 \text{ t}/MPa \end{aligned}$$

3. 1979 年底投产时的累计产量及油藏压力估算

到 1979 年 4 月底, 试油和试采已从油藏采油 $2.5 \times 10^4 t$, 根据试采情况, 从

1979年4月底到年底,平均日产约400t,即这段时间将采油 9.6×10^4 t,即到年底投产前总采油量为 12.1×10^4 t,那么,投产时的油藏压力将为:

$$18.7 - 12.1 \times 10^4 \div 12.3 \times 10^4 = 17.7 \text{ MPa}$$

开发投产时的这一油藏压力,高于原始饱和压力(16.5MPa),略低于原始地层压力(18.7MPa),投产后只要保持这一压力即可。

4. 合理生产压差的确定

1) 最大生产压差和最大单井产量

开发初期油井的最大生产压差受油井最低自喷流压、原始饱和压力以及油层出砂情况等因素的限制。

根据最低自喷流压计算式:

$$p_f = p_v + H \left[\begin{aligned} &9597 - 4683 \times 10^{-2} (R - Rf) + 1745 \times 10^{-4} (R - Rf)^2 - 3536 \times 10^{-7} (R - Rf)^3 \\ &+ 3323 \times 10^{-10} (R - Rf)^4 - 1079 \times 10^{-3} (R - Rf)^5 \end{aligned} \right] / 10^5 \quad (3)$$

式中 p_f ——最低自喷流压, at^①;

p_v ——油压, 一般取 10at;

H ——油层中部深度, m;

R ——气油比, m³/m³;

f ——生产含水, %。

算得本块的最低自喷流压非常低(图1),它远远低于饱和压力所允许的界限,故本块开发初期的最大生产压差主要受饱和压力所限。

根据国内外的开发经验,在地层压力高于饱和压力的条件下,井底流压在以低于饱和压力的15%~20%条件下采油最为有利。

这里我们取15%,则开发初期的最低流压为:

$$p_f = p_o (1 - 15\%) = 16.5 \text{ MPa} \times (1 - 15\%) = 14.0 \text{ MPa}$$

因而开发初期的最大生产压差为:

$$\Delta p = p_o - p_f = 17.7 \text{ MPa} - 14.0 \text{ MPa} = 3.7 \text{ MPa}$$

考虑到本块油层较为疏松,生产压差过大有出砂的危险,我们取开发初期的最大生产压差:

$$\Delta p = 3.0 \text{ MPa}$$

① 1at=98.0665kPa。

开发初期平均单井的最大产量：

$$q_o = \bar{J}_o \times \Delta p = 44 \times 3.0 = 132 \text{ t/d}$$

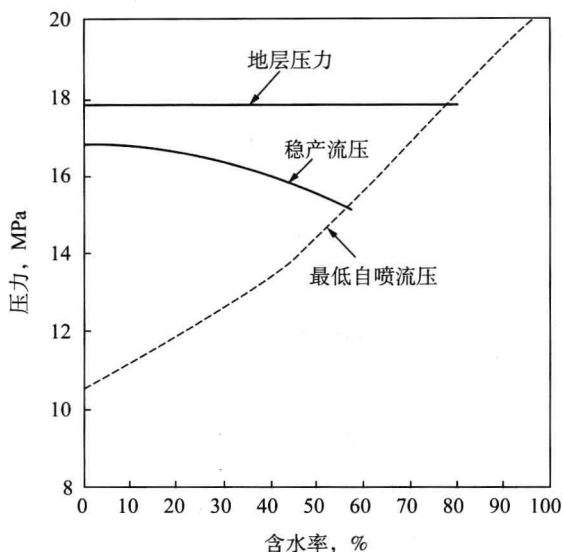


图1 含水率与流压的关系图

2) 稳定生产的生产压差和产量的确定

我们开发油田的方针，不是追求初期的最大产量，而是要求有一定稳产期的高产。因此，开发初期不能用最大生产压差生产，而是要在满足一定稳产要求的生产压差下进行生产。

我国注水开发油田的稳产要求，一般是稳产到生产含水 60% 左右。因为随着生产含水的增加，油井的采油指数将下降，故要维持油井稳产，就必须随着生产含水的上升，不断放大生产压差。当生产含水达到 60% 时，放大生产压差后的井底流压还必须大于或等于最低自喷流压（或大于或等于饱和压力所要求的界线），才能实现稳产要求。

根据稳产要求，有关系式：

$$J_{oi} \times \Delta p_i = J_{of} \times \Delta p_f \quad (4)$$

式中 J_{oi} ——初期的油井采油指数， $\text{t}/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ ；
 Δp_i ——符合稳产要求的初期生产压差， MPa ；
 J_{of} ——生产含水 f 时的采油指数， $\text{t}/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ ；
 Δp_f ——含水 f 时的生产压差， MPa 。

根据油藏最低自喷流压曲线（见图 1），该油藏含水 60% 时的最低自喷流压为 15.7MPa，即含水 60% 时的生产压差：

$$\Delta p_{60}=17.7-15.7=2.0 \text{ MPa}$$

根据注水开发油藏的大量统计结果，生产含水每上升 1%，油井采油指数约下降 1%，即：

$$J_{\text{of}}=J_{\text{oi}}(1-f)$$

将此式带入稳产式（4）得：

$$\Delta p_i = (1-f) \Delta p_f$$

根据稳产要求，稳产到含水率 60%，故：

$$\Delta p_i=0.4 \Delta p_{60}$$

那么，符合稳定要求的初期生产压差为：

$$\Delta p_i=0.4 \times 2.0=0.8 \text{ MPa}$$

该油藏随含水上升的稳产流压式为：

$$\begin{aligned} p_f &= 17.7 - \Delta p_i = 17.7 - \Delta p_i / (1-f) \\ &= 17.7 - 0.8 (1-f) \end{aligned}$$

其曲线见图 1 中的稳产流压曲线。

那么，符合稳产要求的开发初期的平均单井产量：

$$q_i = J_{\text{oi}} \cdot \Delta p_i = 44 \times 0.80 = 35 \text{ t/d}$$

5. 开发井数量的计算

开发要求的采油速度 2%，因此，每年采油量：

$$Q_o = 2\% \times N = 2\% \times 1745 \times 10^4 = 34.9 \times 10^4 \text{ t/a}$$

为了达到这一产量，需要布开发油井数为：

$$n_o = \frac{Q_o}{q_o \times t} = \frac{34.9 \times 10^4}{35 \times 330} = 30 \text{ 口}$$

如按五点井网布井，需注水井数 n_w 为 30 口，如按九点井网布井需注水井 10 口。

即如按五点井网布井，共需开发井 60 口，其中油井 30 口，水井 30 口；如按九点井网布井，共需开发井 40 口，其中油井 30 口，水井 10 口。当然，具体布井时的井数，特别是注水井数可能有所变动，但油井数不应有大的变动。

开发指标的预测

1. 分流曲线和驱油动态的计算

因本块没有油水相对渗透率试验资料，故借用与该油藏比较相近的大港油田的油水相对渗透率曲线，并根据本块情况，略加修改（图2）。

利用图2的相对渗透率曲线，根据分流量公式：

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w \cdot K_{ro}}{\mu_o \cdot K_{rw}}} \quad (5)$$

计算分流量—含水饱和度关系，结果列入表2。然后，再利用表2的数据，绘制出分流量—含水饱和度关系曲线（图3）。

表2 分流量—含水饱和度关系表

S_w	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50	0.55	0.60	0.65	0.70	0.73	0.75
K_{ro}	0.85	0.63	0.46	0.32	0.22	0.15	0.09	0.045	0.015	0.005	0
K_{rw}	0	0.02	0.04	0.07	0.09	0.115	0.145	0.168	0.19	0.22	0.23
f_w	0	0.04	0.09	0.196	0.31	0.46	0.65	0.81	0.94	0.98	1.00

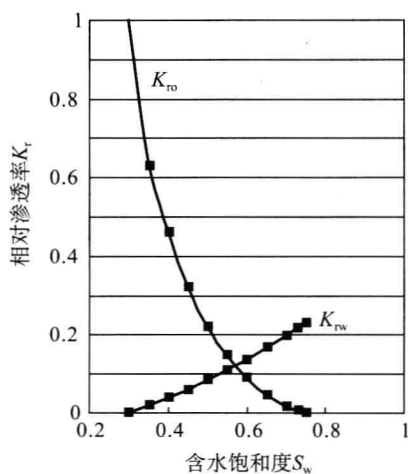


图2 油水相渗透率曲线

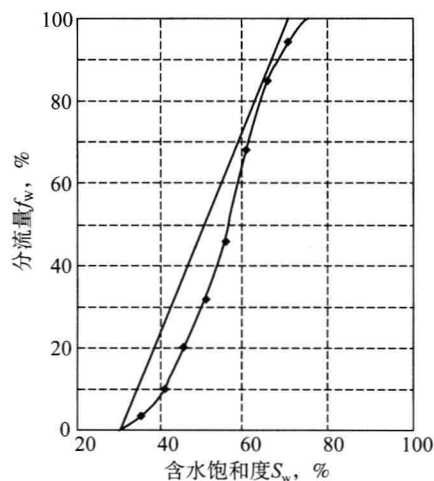


图3 分流量—含水饱和度的关系曲线

在图3上，从原始含水饱和度（ $S_w=30\%$ ）处划分流量曲线的切线，切点的含水饱和度为66%，即水驱前沿的含水饱和度为66%。将切线延长至与 $f_w=1.0$ 的水

平线相交，其交点的含水饱和度为 71%，即水驱前沿后水波及油藏内的平均含水饱和度为 71%。

在分流量曲线上，从含水饱和度 66% 处起，逐点确定分流量曲线的斜率。表 3 列出了各点的 S_{w2} 、 f_{w2} 和相应斜率 df_w/ds_w 的值。

根据韦尔杰方程可算出不同产水率下的油藏平均含水饱和度 $\bar{S}_w$ ：

$$\bar{S}_w = S_{w2} + Q_w f_{o2} \quad (6)$$

式中 S_{w2} ——产出端的含水饱和度；

f_{o2} ——产出端的油的分流量；

Q_w ——产出端见水时和见水后水波及油藏中达到某一平均含水饱和度 $\bar{S}_w$ 时所需的累计注水量（以孔隙体积数表示）。

Q_w 由下式计算：

$$Q_w = \frac{1}{(df_w/ds_w) S_{w2}} \quad (7)$$

用式 (6)、式 (7) 算出各点的 Q_w 和 $\bar{S}_w$ ，并将其值列入表 3。利用表 3 数据作 $df_w/ds_w - S_w$ 的关系曲线（图 4）。

表 3 注水驱油动态表

S_{w2}	f_{w2}	df_w/ds_w	Q_w	$\bar{S}_w$
0.66	85	2.44	0.41	0.72
0.68	90	2.13	0.47	0.727
0.70	94	1.60	0.625	0.737
0.72	97	1.20	0.83	0.745
0.74	99.3	0.91	1.11	0.748
0.75	100	0.57	1.75	0.75

2. 流度比计算

流度比计算公式：

$$M = \frac{K_{rw}}{\mu_w} \cdot \frac{\mu_o}{K_{ro}} \quad (8)$$

式中 K_{rw} ——水驱前沿突入生产井时，水波及油藏中平均含水饱和度（71%）处水的相对渗透率，由图 2 查得为 0.22。

K_{ro} ——原始含水饱和度下油的相对渗透率，由图 2 查得为 1.0。

μ_o 、 μ_w ——油藏条件下的油、水黏度，分别为 $0.5\text{mPa} \cdot \text{s}$ 和 $0.45\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

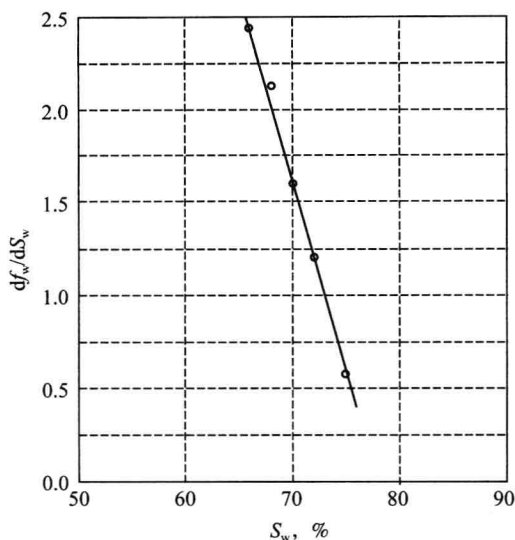


图4 df_w/dS_w-S_w 曲线

将这些值代入式 (8) 得:

$$M = \frac{0.22}{0.45} \times \frac{0.5}{1.0} = 0.24$$

3. 油藏渗透率变异系数的计算

表示油藏非均质性的渗透率变异系数 V_p 用下式计算:

$$V_p = \frac{\bar{K} - K_\sigma}{\bar{K}} \quad (9)$$

式中 $\bar{K}$ ——油藏平均渗透率, 它为渗透率对数—概率图上概率为 50% 处的渗透率值, 它约等于渗透率的几何平均值, mD。

K_σ ——在渗透率对数—概率图上累积样品占 84.1% 处的渗透率, mD。

为了计算该油藏的渗透率变异系数, 我们将该油藏两口取心井的岩心分别进行了渗透率从大到小的排列统计 (表 4), 并绘制了渗透率对数—概率图 (图 5)。由图查得:

欢 12-17 井: $\bar{K} = 580$, $K_\sigma = 150$;

欢 33 井: $\bar{K} = 410$, $K_\sigma = 220$ 。

将这些值代入 (9) 式得:

欢 12-17 井的渗透率变异系数:

$$V_{p1} = \frac{580 - 150}{580} = 0.74$$