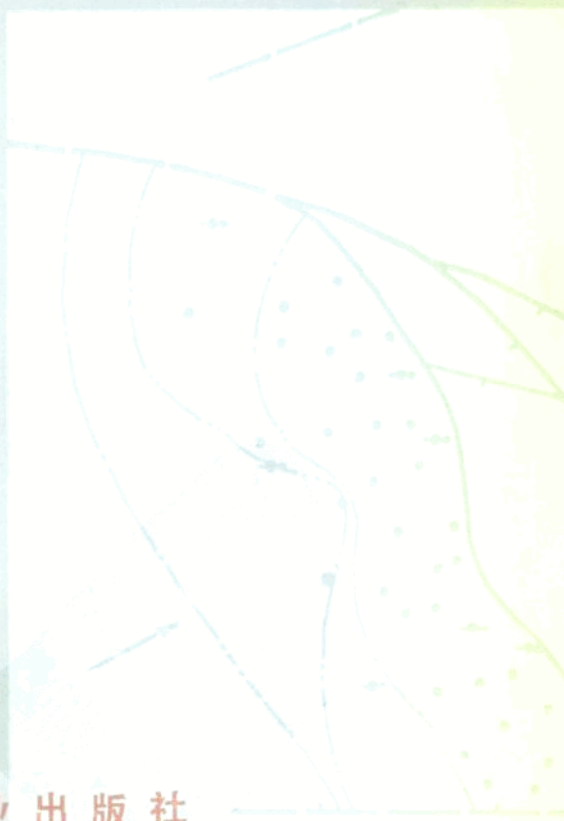
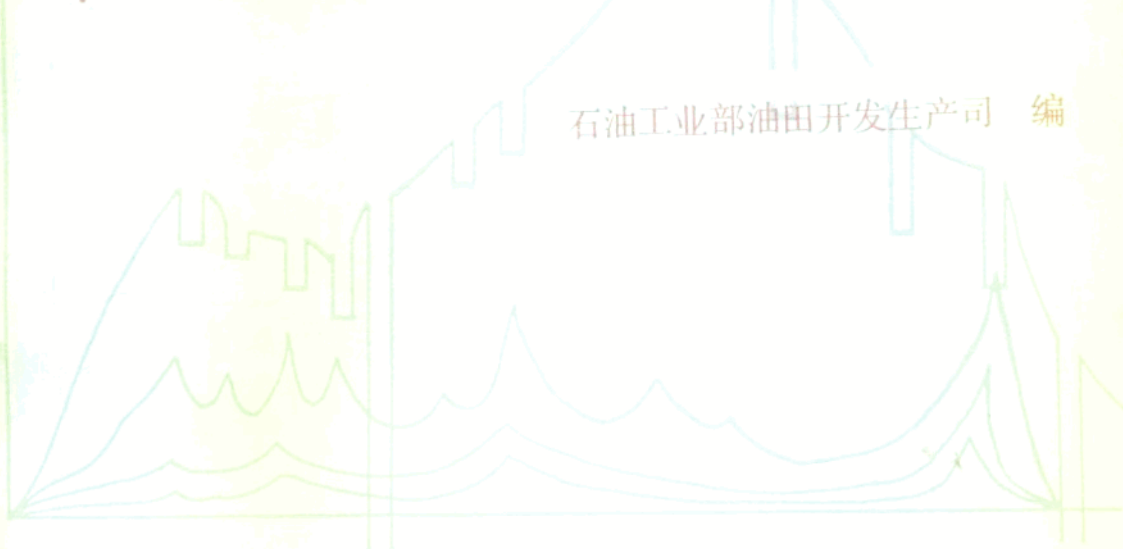


中国油田开发实例

石油工业部油田开发生产司 编



石油工业出版社

前 言

我国绝大部分油田为陆相沉积油田，具有油藏类型多、油层结构复杂、原油性质和储层性质变化大的特点，20多年来，我们针对不同类型油藏，采取了不同的开采方法已经取得了初步成功。如大庆油田非均质多油层砂岩油田的早期分层注水开发，渤海湾地区多油层复杂断块油田的开发，华北地区碳酸盐岩潜山油藏的储层研究和开发，克拉玛依砾岩油藏的开发以及低渗透、裂缝性油藏和稠油油藏的开发等都已积累了一定的经验。同时，随着石油工业的迅速发展，新油田不断投入开发，老油田逐渐进入高含水期开采，油田开发领域面临一些新的挑战。为了使广大从事油田开发的工程技术人员能从已经开发的油田中得到有益的启示和借鉴，我们组织编写了《中国油田开发实例》一书，其目的在于从不同类型油藏和油田不同开发阶段的实践中，总结经验教训，指导油田开发，去获得更好的开发效果和经济效益。

全书由28篇论文组成，内容包括有油田开发前期的油藏评价，开发现场试验，开发方案编制，油田投入开发后不同类型油藏所采取的开发技术措施及其效果；不同开采阶段油田的开采规律以及开采中后期的层系、井网调整效果分析。每篇文章都从不同角度出发，根据不同类型油藏特点，围绕以实现油田稳产高产、提高最终采收率和较高的经济效益为目的，总结了其做法和效果。本书仅仅解剖了一些典型区块的开发实例，是不同类型油田开发的缩影。

本书由全国各油田供稿，叶敬东、王大钧、崔跃南负责编、审工作，周成勋、潘兴国分别审阅了书稿内容，最后经谭文彬审阅后定稿。

此外，万仁甫、王乃举对本书选题和写作方式提出过宝贵意见，陈元千、沈平平、李淑贞、谢兴礼、刘万斌、姚振年、张嘉祥等同志都对本书提出过修改意见，在此一并表示感谢。

石油工业部油田开发生产司

1987年6月

目 录

应用脉冲和压力恢复试井资料研究东胜堡油藏地质特征	(1)
应用构造上第一口探井的中途测试资料评价油藏	(24)
大庆油田小井距单层注水开发试验	(39)
克拉玛依油田露头注水试验	(50)
新疆百口泉油田开发方案的编制和实施	(61)
任邱油田雾迷山组碳酸盐岩块状底水油藏的注水开发	(74)
义和庄油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发效果分析	(107)
雁翎油田高速开发分析	(126)
一个充分利用边水能量开发的油藏——北大港油田港东一区六断块馆一组	(144)
北大港油田马西深层低渗透油藏的注水开发	(152)
马岭油田中一区低渗透油藏注水开发效果分析	(171)
孤岛油田中一区3-4砂层组稠油疏松油层的开发	(182)
高升油田稠油热采开发分析	(198)
克拉玛依油田七东区克下组砾岩油藏注水开发分析	(210)
双河油田南断块厚油层的细分开发	(219)
利用油层强亲水特性提高油田开发效果	(234)
胜坨油田一区沙二段2 ⁴ 层强化排液试验及其效果分析	(246)
羊二庄次生底水油藏开发经验	(258)
应用密闭取心资料研究水驱油状况	(273)
萨尔图油田北三区中低渗透层加密井网效果分析	(288)
扶余砂岩裂缝油藏的注水开发及调整	(301)
用数值模拟方法研究克拉玛依油田七中区八道湾组的调整井网	(319)
欢喜岭油田锦16断块实现高产稳产的主要开发经验	(330)
埕东油田高含水期的开采特征及调整措施	(342)
老君庙油田L ₁ 油藏高含水期开发动态特征	(362)
大庆油田杏一区油井转抽降压开采效果分析	(377)
层状气顶油田注水开发中油气窜流的控制及调整	(384)
兴隆台油田气举采油工艺及现场应用效果	(398)
附录 不同单位制的换算关系	(412)

应用脉冲和压力恢复试井资料研究东胜堡油藏地质特征

吴 起 林

摘要 在详探、试采初期,对东胜堡变质岩潜山油藏进行了多种试井测试,利用所取资料研究了该油藏的地质特征,准确地确定了油藏类型和地层参数,搞清了井间连通状况,落实了断层的密封性,基本掌握了裂缝发育的规律及方向性,并估算了储量。通过试井测试,加快了勘探、开发的进程,可作为今后其它地区研究同类型油藏的借鉴。

一、油藏基本概况

东胜堡潜山是大民屯凹陷中部的一个局部构造,潜山最浅埋深2600米。1983年元月,潜山高部位的胜3井完钻,进入潜山顶部深度为2640米,完钻井深2902.91米。试油井段2815~2878米,射开厚度63米,10毫米油嘴日产原油183.8吨。

至1984年12月共完钻9口井,累计取心进尺63.11米,心长23.16米,收获率36.7%。试油27井层,其中5口井获高产工业油流。自1983年5月先后有4口井投入试采,累计产油14.3万吨。

该潜山为一单面山,西陡(47° — 63°)东缓(14° — 20°)。西北部受北东向大断层控制,倾向西北,倾角 50° — 60° ,最大断距800米。在潜山范围内,还伴生发育着一组东北向或东南向的断层,断距50—150米。并随着裂谷的不断发展,潜山储层经长期风化、剥蚀、淋滤作用,第三系巨厚砂、泥岩地层超覆在太古界变质岩之上,形成了太古界变质岩的次生油藏。

油藏原始饱和压力低(91大气压),地饱压差大(202.2大气压),原始油气比低(54米³/吨),原油性质为低粘高凝油:地面原油比重0.859,地层原油粘度3.76厘泊,凝固点 40°C 以上。

为了在详探阶段就能准确地确定油藏类型、地层参数,估算储量,搞清裂缝发育方向及井间连通情况,落实断层的密封性,对东胜堡潜山油藏进行了多种试井测试工作。

二、测试简况

1984年12月—1985年4月,在东胜堡油藏7口井(见图1)上先后进行了11井次试井工作,其中脉冲试井7井次,压力恢复试井3井次,地温梯度测试1井次。

测试采用了先进的试井设备、仪表和解释方法,成功地达到了预定效果。今后其它地区研究同类型油藏可以此为借鉴。

测试有以下几个特点:

1.在油藏详探阶段进行如此大规模的试井工作,在我国油田开发中还是首次。

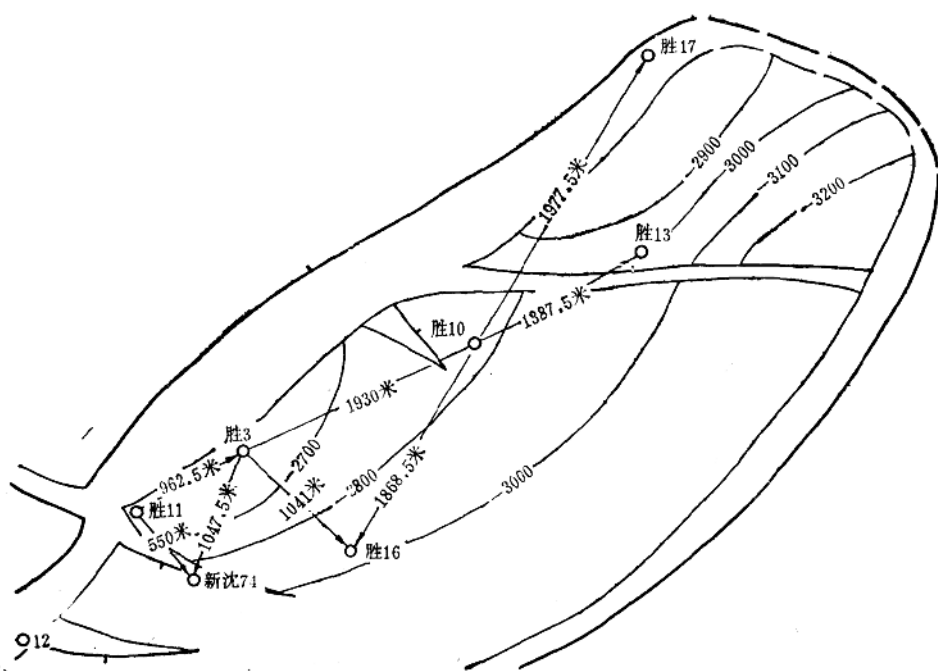


图 1 东胜堡油藏脉冲试井井位图

2. 充分发挥高精度、高分辨率石英晶体电子压力计的作用。

在东胜堡油藏首次使用地面直读式电子压力计进行脉冲和压力恢复测试。压力计的精度为0.09%，分辨率为0.01磅/英寸²。压力、温度探头可同时下井工作，并能灵活地选择记录点的间隔时间，点数不受限制。最快每秒可记录一个压力和温度数据点。

3. 开创了我国最大距离的脉冲试井记录。

脉冲试井在胜利和江汉油田实施的最大测试距离为500—600米，而本次测试的最大井距达1930米，记录到的压力响应幅度最小为0.007 大气压，滞后时间长达190小时。

三、利用脉冲试井资料评价油藏

(一) 脉冲试井分析方法

脉冲试井的测试方式与干扰试井相似。在测试时最少要有两口井，一口称为脉冲（激动）井，另一口称为反应（观察）井。脉冲井通常用交替生产和关井，每个生产周期的产量和时间均相同，每次关井时间也必须相等，但生产时间和关井时间可以相等也可以不相等。脉冲井由于开或关井产生脉冲信号，在关闭的反应井中下高精度、高分辨率压力计，连续记录压力反应随时间的变化曲线。如图2-1所示。

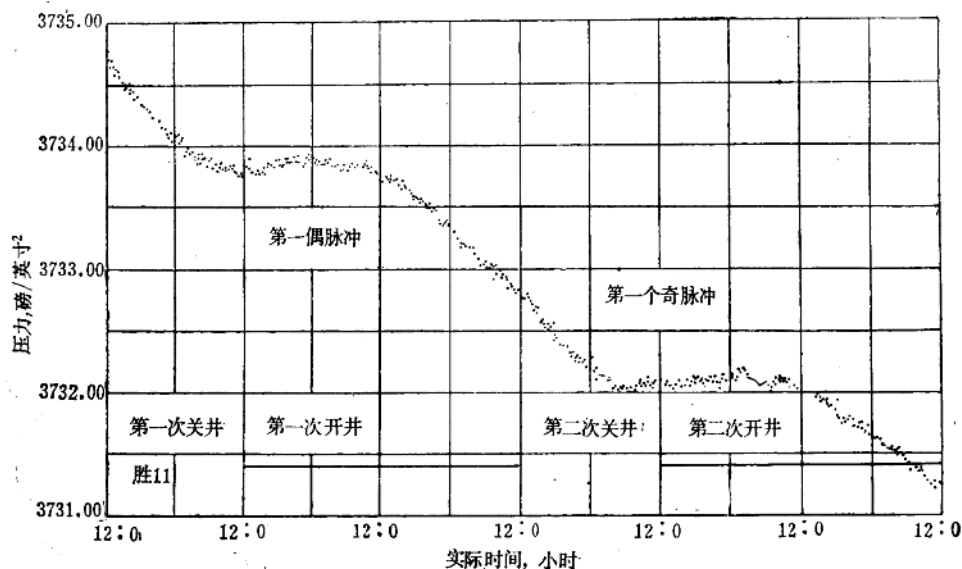


图 2-1 胜11—胜3井组脉冲试井曲线

在脉冲试井分析中使用了下列术语与公式。

脉冲比：

$$R' = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_c} \quad (1)$$

式中 Δt_p ——脉冲时间，小时；

Δt_c ——脉冲周期，即一次开井和一次关井的时间，小时。

无因次滞后时间：

$$(t_0)_D = \frac{t_1}{\Delta t_c} \quad (2)$$

式中 t_1 ——滞后时间，小时。

无因次周期：

$$(\Delta t_c)_D = 1.394 \times 10^{-8} \frac{k h \Delta t_c}{\phi h C_i \mu r_w^2} \quad (3)$$

式中 k ——有效渗透率，毫达西；

h ——有效厚度，米；

ϕ ——孔隙度，小数；

C_i ——综合压缩系数，1/大气压；

μ ——地层原油粘度，厘泊；

r_w ——脉冲井到反应井间距离，米。

无因次压力响应幅度：

$$P_D = \frac{kh\Delta P}{9.5143 q B \mu} \quad (4)$$

式中 ΔP ——压力响应幅度，大气压；

q ——脉冲井流量（产量或注入量），米³/日；

B ——原油体积系数。

无因次滞后时间、无因次周期及无因次压力响应幅度间的关系式为：

$$(\Delta t_c)_D = C(t_L)_D^A + D \quad (5)$$

$$\frac{P_D}{(\Delta t_c)_D} = H(F \cdot e^{E(t_c)_D} + 0.01) \quad (6)$$

式中 A 、 C 、 E 、 F 均为脉冲比 R' 的函数，可从图版查出。

当为奇脉冲时：

$$D = -0.325, \quad H = -1.0;$$

当为偶脉冲时：

$$D = -0.675, \quad H = 1.0.$$

流动系数：

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{9.5143 q B P_D}{\Delta P} \quad (7)$$

弹性储量系数：

$$\phi h C_t = 1.394 \times 10^{-8} \frac{\Delta t_c}{r_w^2 (\Delta t_c)_D} \cdot \frac{kh}{\mu} \quad (8)$$

导压系数：

$$\alpha = \frac{k}{\phi \mu C_t} \quad (9)$$

(二) 脉冲测试分析步骤

1. 利用切线法确定脉冲测试参数 ΔP 和 t_L 。在两相邻的波峰(或谷)之间画一切线，并通过它们之间的谷(或峰)画一条与之平行的切线，两线之间的垂直距离为 ΔP ；脉冲终点到该脉冲造成的压力峰点值之间经过的时间为 t_L ，如图2-2所示。

2. 利用公式(1)和(2)分别算出 R' 和 $(t_L)_D$ 。

3. 根据确定的脉冲位置(奇脉冲或偶脉冲)顺序(第一、第二……)及脉冲比 R' 从图版中查出相应的 A 、 C 、 E 、 F 值，代入公式(5)和(6)，计算出无因次脉冲周期 $(\Delta t_c)_D$ 和无因次压力响应幅度 P_D 。

4. 最后把各已知参数代入公式(7)、(8)和(9)求出有关的地层参数。

(三) 脉冲试井成果分析

脉冲试井取得的脉冲曲线见图2-1—图8-2，原始结果见表1，解释成果见表2。

表2中测试结果栏内的参数由脉冲试井直接求出，计算结果栏内的裂缝渗透率、裂缝孔隙度等系代入射开厚度值后求得。计算中使用的油层流体物性参数见表3。

脉冲测试成果表明：

1. 油藏内部断层不密封，具有统一的压力系统

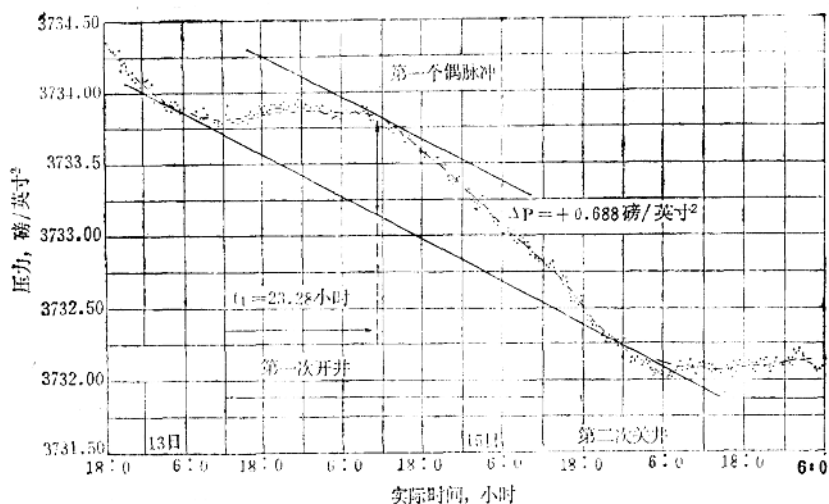


图 2-2 胜11—胜3井组脉冲试井曲线
(第一个偶脉冲)

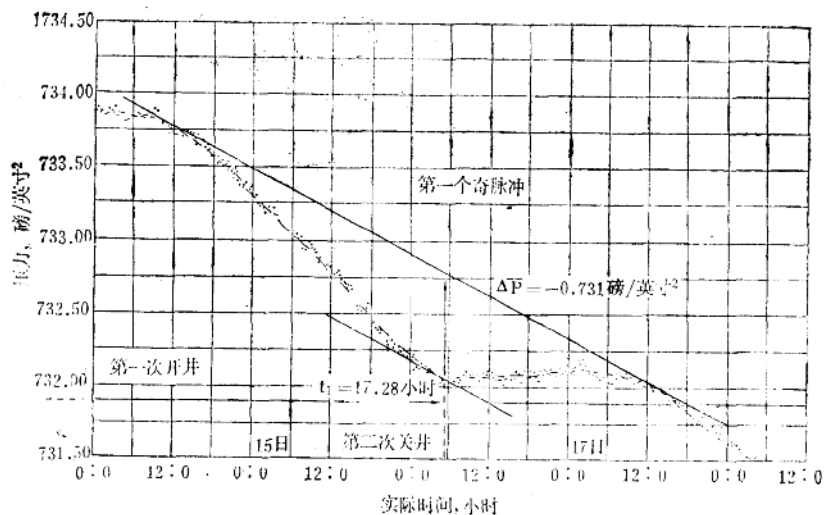


图 2-3 胜11—胜3井组脉冲试井曲线
(第一个奇脉冲)

测试的各井射开厚度不同，有的井又位于断层两侧，但测试结果表明各井组均相互连通，说明油藏内部断层不密封或部分不密封，不起切割油藏的作用。因此，东胜胜潜山油藏主体部位为一块状整体，属于同一水动力系统。根据以上认识，选择了油藏上第一口井胜3井的压力作为原始油藏压力。由于胜3井投入试采导致油藏压力降落，所以以后测得的

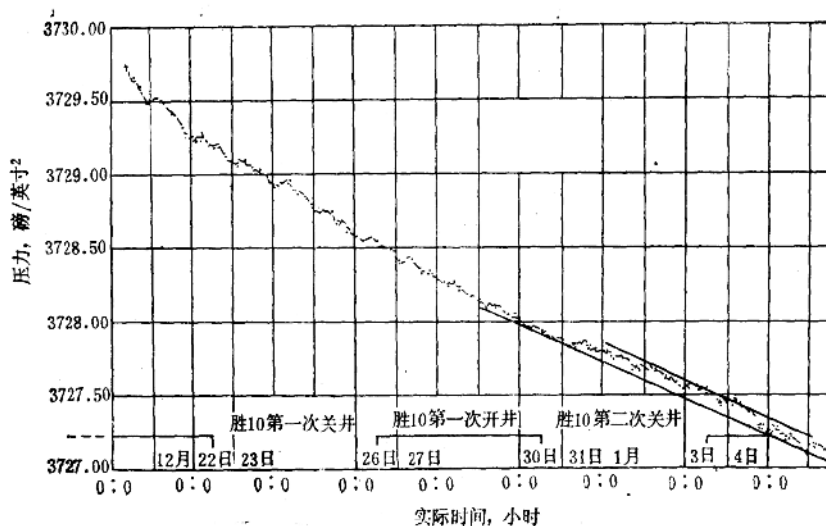


图 3 胜10—胜3井组脉冲试井曲线

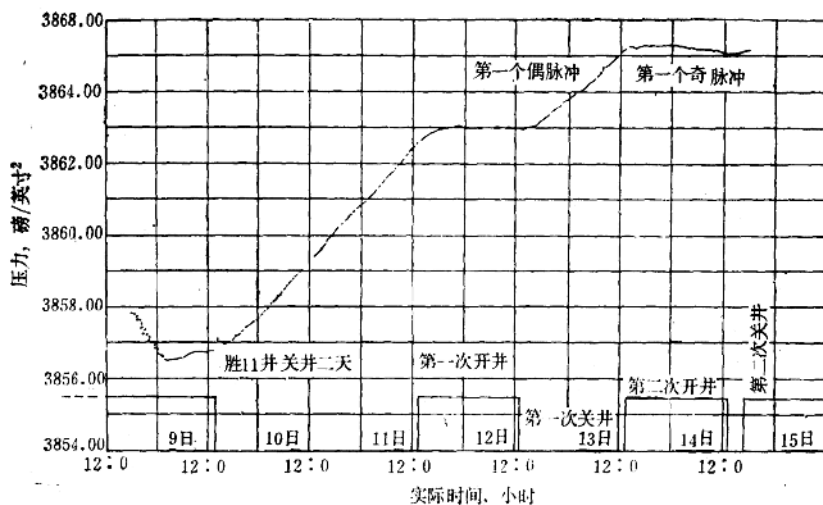


图 4 胜11—新沈74井组脉冲试井曲线

其它井的压力数据只能用来绘制梯度曲线和计算油柱的压力梯度。真正的原始油藏压力梯度曲线是利用胜3井压力点和油柱压力梯度绘制的。压力梯度曲线如图9所示，其平均压力梯度为0.77大气压/10米，与实验室测定的地下原油密度值基本一致，说明用这种方法作出的东胜堡油藏压力梯度曲线是可信的。

压力与深度的关系式为：

$$P_0 = 0.077H + 73.7 \quad (10)$$

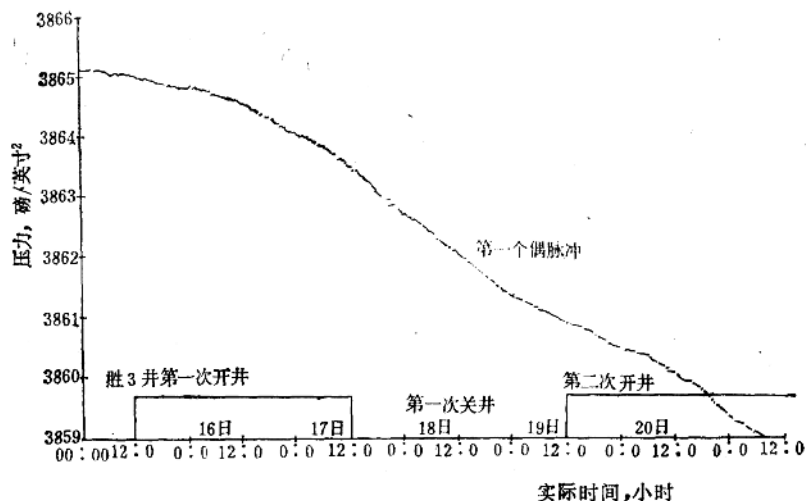


图 5 胜3—新沈74井组脉冲试井曲线

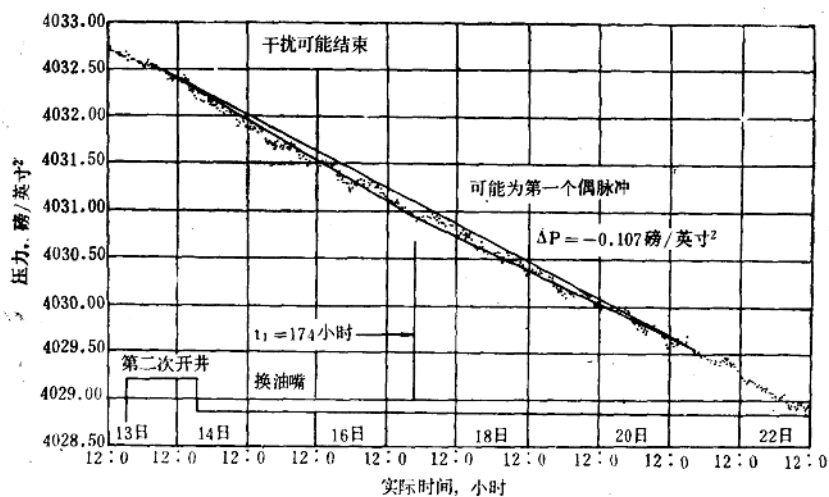


图 6 胜3—胜16井组脉冲试井曲线

式中 P_0 ——原始地层压力，大气压；

H ——油层中部深度，米。

由胜3井实测的原始油藏压力和计算的压力梯度，折算到基准面2850米处的压力为293.2大气压，基准面压力系数为1.029，属正常压力系统范围。

2. 胜3井与胜10井、胜3井与胜16井间存在渗透率遮挡

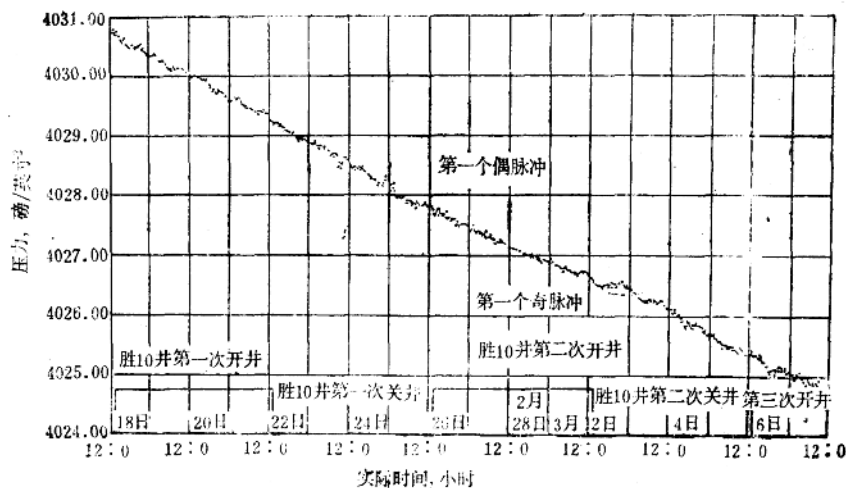


图 7 胜10—胜16井组脉冲试井曲线

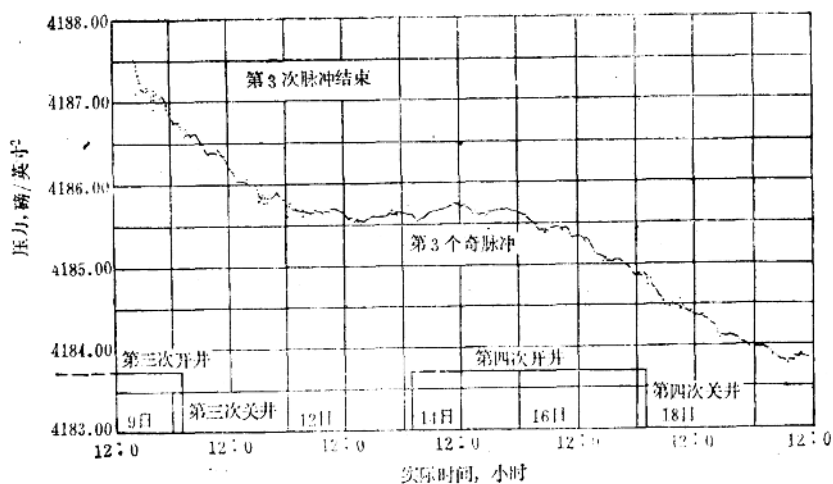


图 8-1 胜10—胜13井组脉冲试井曲线

从脉冲试井曲线看，胜3井与胜10井、胜3井与胜16井间虽有连通，但连通很差，在这两组井间存在一渗透率遮挡，将潜山主体部位划分为两个区：东区裂缝发育差、导压系数低，西区裂缝发育好、导压系数高。试采资料也证实了该结论的可靠性。我们绘制了油藏基准面压力与累计产油量关系曲线（见图10）。通过关系点大致可绘两条曲线，一条在上，一条在下。上面的通过胜13、胜10和胜16井的关系点，为一较高压力区，下面的通过胜3、胜11和新沈74井的关系点，为一较低压力区，说明它们之间确实存在渗透率遮挡。

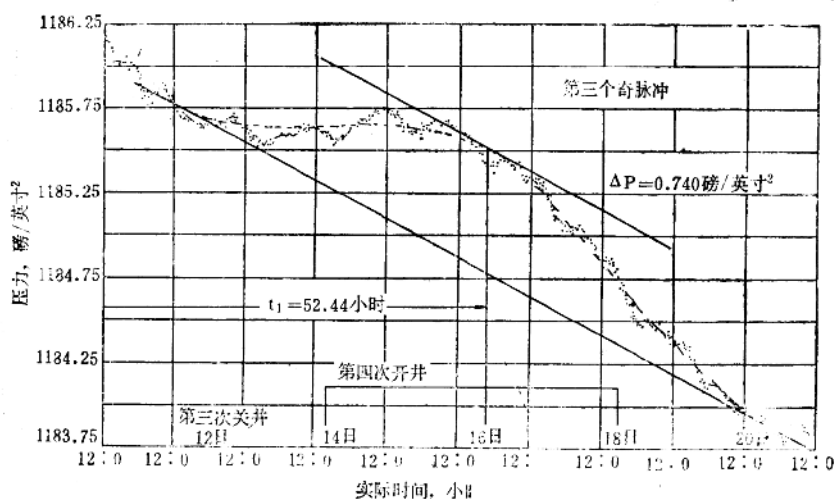


图 8-2 胜10—胜13井组脉冲试井曲线 (第三奇脉冲)

表 1 脉冲试井原始成果表

序号	脉冲井	反应井	测试日期, 年、月、日	脉冲比	脉冲名称	脉冲幅度 磅/英寸 ²	滞后时间 小时
1	胜11	胜3	1984.12.12—12.18	0.33	第一偶脉冲	0.688	23.28
					第一奇脉冲	-0.731	17.28
2	胜10	胜3	1984.12.19—1985.1.6	0.5	第一偶脉冲	0.105	190
3	胜11	新沈74	1985.1.7—1.14	0.5	第一偶脉冲	-1.02	3.49
					第一奇脉冲	1.17	3.50
4	胜3	新沈74	1985.1.14—1.21	0.5	第一偶脉冲	-0.519	34.63
5	胜3	胜16	1985.2.2—2.14	0.5	第一偶脉冲	-0.107	174
6	胜10	胜16	1985.2.14—3.8	0.5	第一偶脉冲	-0.237	129.88
					第一奇脉冲	0.254	129.60
7	胜10	胜13	1985.3.9—3.21	0.5	第三奇脉冲	0.740	52.44

3. 构造高部位及断层附近裂缝发育好

虽然各井相互连通, 但连通的好、坏程度相差很大。井间导压系数最高为21834厘米²/秒 (胜3→新沈74井), 最低为354厘米²/秒 (胜3→胜16井), 相差61.7倍; 同样, 井间流动系数差异也很大, 最大为16665毫达西·米/厘泊, 最小为224毫达西·米/厘泊, 相差约74.4倍。

表 2 脉冲试井解释成果表

序 号	脉 冲 井	反 应 井	试 井 条 件				测 试 结 果				计 算 结 果				
			井 距 米	射开厚度 米	激动量 米 ³ /日	脉冲时间 小时	脉冲周期 小时	脉冲名称	流动系数 毫达西·米/ 厘泊	弹性储量系数 米/大气压	导压系数 厘米 ² /秒	储量系数 米	地层系数 毫达西·米	裂缝渗透率 毫达西	视缝孔隙度, %
1	胜11	胜3	963	264	402	24	72	第一偶脉冲	7533	5.68×10^{-4}	13262	2.61	18333	71.3	0.99
								第一奇脉冲	4676	4.04×10^{-4}	11547	1.86	11690	44.3	0.704
2	胜10	胜3	1930	269	381	96	192	第一偶脉冲	1597	6.47×10^{-4}	2468	2.98	6819	25.4	1.11
3	胜11	新沈74	550	264	198	24	48	第一偶脉冲	16665	8.03×10^{-4}	20753	3.70	41663	157.2	1.40
								第一奇脉冲	12620	5.78×10^{-4}	21834	2.66	31550	119.5	1.01
4	胜3	新沈74	1084	63	358	48	96	第一偶脉冲	5559	6.45×10^{-4}	8619	2.97	25016	397.1	4.71
5	胜3	胜16	1041	63	303	72	144	第一偶脉冲	224	6.33×10^{-4}	354	2.91	1008	16	4.62
6	胜10	胜16	1869	269	357	96	192	第一偶脉冲	2613	4.60×10^{-4}	5680	2.12	11158	41.5	0.79
								第一奇脉冲	1822	3.07×10^{-4}	5935	1.41	7780	28.9	0.53
7	胜10	胜13	1388	269	358	96	192	第三奇脉冲	5472	5.53×10^{-4}	9895	2.54	23865	86.9	0.95
平均									5879	5.60×10^{-4}	10334	2.58	17888	98.8	1.68

表 3 油藏流体物性表

井 号	地层原油 体积系数	地层原油粘度 厘 泊	原油压缩系数 $\times 10^{-6}$ 1/大气压	地 面 原 油 比 重
胜 3	1.140	4.5	13.09	0.8644
胜 10	1.252	4.27	15.42	0.8571
胜 11	1.200	2.5	10.52	0.8568
新 沈 74	1.170	3.75	12.81	0.8597
平 均	1.240	3.76	12.96	0.8590

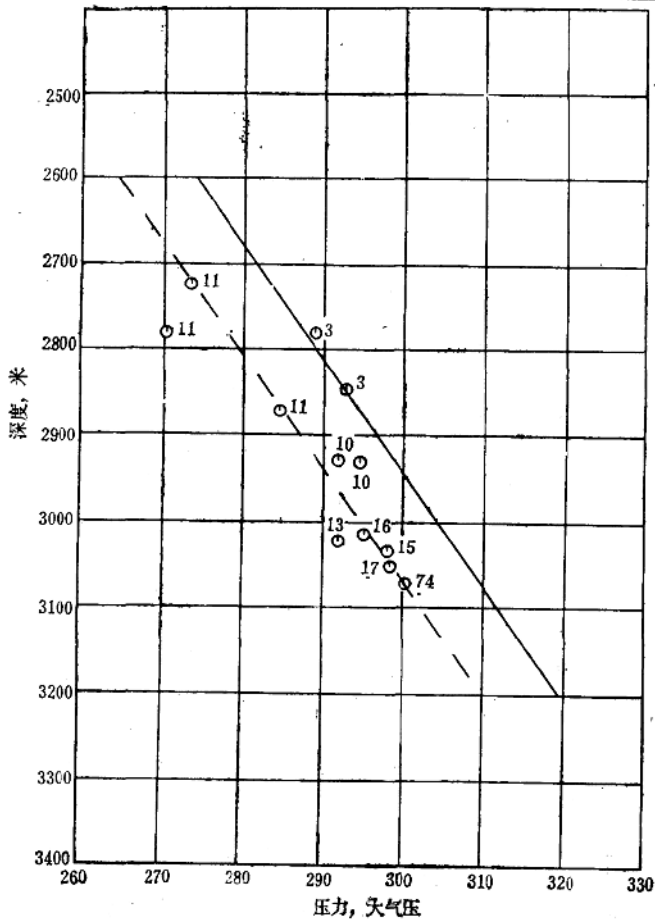


图 9 东胜堡油藏压力梯度曲线

从连通程度示意图(见图11)可以看出裂缝的发育程度是不均衡的,它可能与下列因素有关:

(1) 裂缝发育程度受构造位置的控制。处于构造高部位的胜11与胜3井间连通好,导压系数高,这是因为顶部风化严重、弯曲度大,裂缝发育好,边部位置低,坡度缓、裂缝发

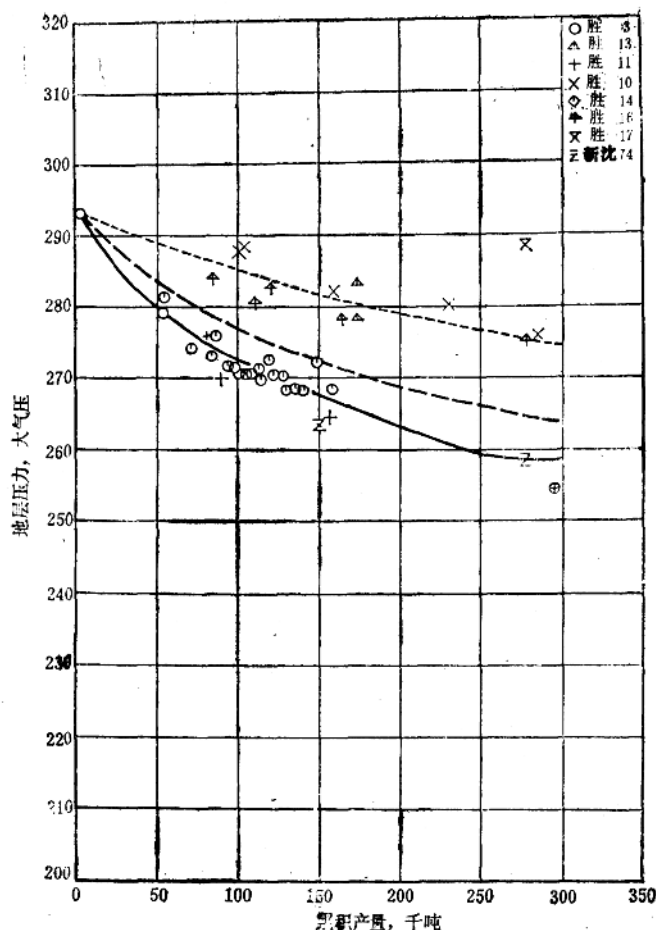


图 10 东胜堡油藏地层压力与累计产量关系曲线

育差。

(2) 裂缝发育程度受断层的控制。油藏内部断层不但不起分割油藏作用，还使裂缝进一步发育，因此，位于断层两侧的胜11与新沈74井、胜10与胜13井之间的连通性变好。

(3) 裂缝发育程度还可能与岩性有关。潜山主体部位中西部主要由浅粒岩、混合岩组成，岩性较单一、较脆，受力作用后易产生裂缝。潜山主体东部主要是由变粒岩、斜长角闪岩与黑云母变粒岩组成层状。岩性交替变化，具有一定的可塑性，故其裂缝发育程度远不如潜山中西部。

4. 油藏地质储量的估算

由于当时变质岩潜山油藏的电测解释尚未过关，储量参数的确定尚在研究之中，常规物性分析受岩心的数量及取样位置的限制，测得的孔隙度不能代表裂缝油藏的全貌。而脉冲试井为我们提供了储量系数(ϕh)和裂缝孔隙度(ϕ)的数值。储量系数变化范围为

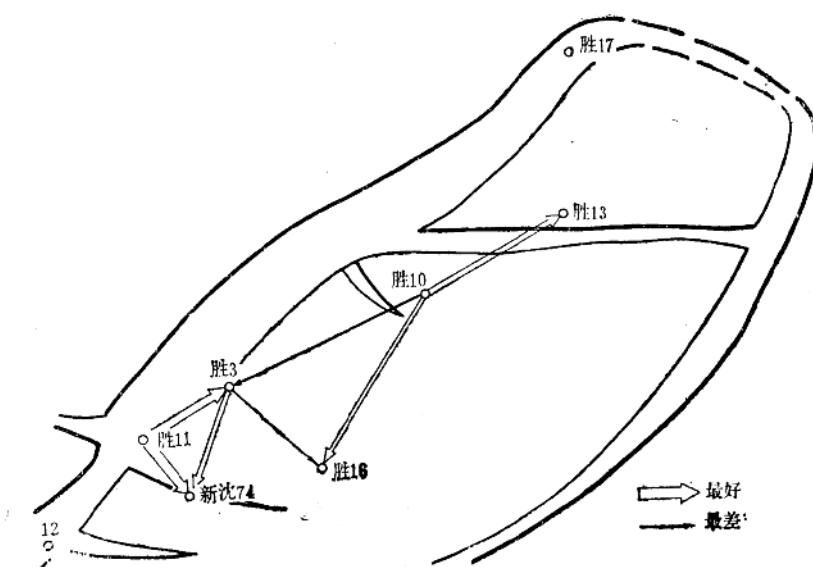


图 11 连通程度示意图

1.41—3.70米,平均为2.58米;裂缝孔隙度变化范围为0.53—4.71%,算术平均值为1.68%。假设裂缝中全部是油,基质孔隙中都是水,根据构造图圈定的含油面积为9.969平方公里,则估算原油地质储量约为2070米³。

后来美国岩心公司利用东胜堡油藏11口井的斯伦贝谢测井资料,解释结果油藏平均裂缝孔隙度为1.64%,储量系数为2.7米,与脉冲解释结果相近。

5.东胜堡油藏属中、低渗透性油藏
油藏上各井点间渗透率相差很大,井间渗透率最高为397.1毫达西,最低为16毫达西,相差约25倍,平均约为100毫达西,说明东胜堡油藏裂缝渗透性并不高。

6.东胜堡油藏地温梯度属正常范围
根据胜16井测得的地温梯度数据绘制的地温梯度曲线(见图12),地温梯度为0.033℃/米,基准面2850米处温度为101℃。温度与深度的关系式为:

$$t_0 = 0.033H + 7.149 \quad (11)$$

式中 t_0 ——油层温度,℃。

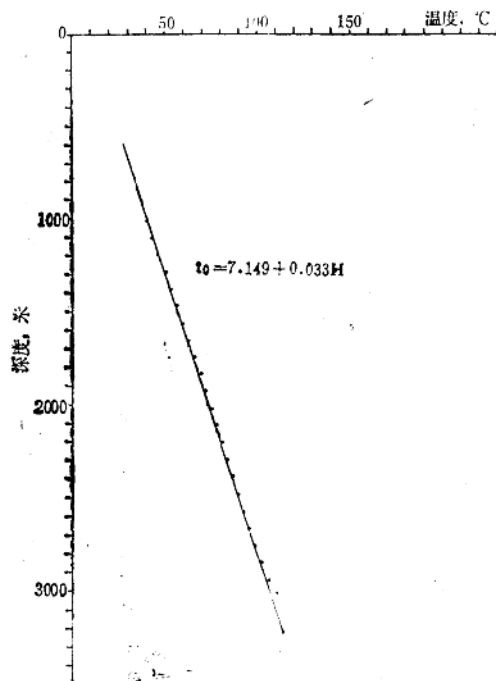


图 12 东胜堡油藏地温梯度曲线

四、利用压力恢复曲线资料评价油藏

(一) 压力恢复曲线分析方法

1. 均质地层——“霍纳”法

$$P_{w.} = P_i + \frac{21.9q\mu B}{kh} \log \frac{\Delta t}{T + \Delta t} \quad (12)$$

式中 $P_{w.}$ ——关井井底压力，大气压；

P_i ——原始地层压力，大气压；

T ——关井前累计生产时间，小时或分；

Δt ——关井时间，小时或分。

上式表明，在半对数坐标纸上 $P_{w.}$ 与 $\log \frac{\Delta t}{T + \Delta t}$ 的关系应为直线，其斜率为：

$$m = \frac{21.9q\mu B}{kh} \quad (13)$$

则

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{21.9qB}{m} \quad (14)$$

2. 均匀双重孔隙介质地层——“沃伦-鲁特”法

在忽略岩块渗透率的条件下，求得裂缝均匀规则分布无穷大地层的近似解。根据此解，在单对数坐标中，典型的双重孔隙介质无限大，地层压力恢复曲线由两条相互平行的早期直线段和晚期直线段组成，有一过渡段连接早、晚直线段。直线段的斜率反映裂缝系统的流动能力。

由两平行直线段的垂向距离，可求得双重孔隙介质的弹性容量比：

$$\omega = \frac{(\phi VC_i)_f}{(\phi VC_i)_f + (\phi VC_i)_m} = 10^{-\frac{\delta p}{m}} \quad (15)$$

式中 δp ——两平行直线间的压差，大气压；

$(\phi VC_i)_f$ ——裂缝弹性容量；

$(\phi VC_i)_m$ ——基质弹性容量。

表皮系数：

$$S = 1.151 \left(\frac{P_{ws1\text{小时}} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_i r_w^2} + 3.09 \right) \quad (16)$$

式中 $P_{ws1\text{小时}}$ ——直线段上关井一小时处压力，大气压；

P_{wf} ——关井前井底流压，大气压。

附加阻力：

$$\Delta P_s = 0.87ms \quad (17)$$

实际采油指数：

$$J_s = \frac{q}{P^* - P_{wf}} \quad (18)$$

式中 P^* ——直线外推到无限关井时间的相应压力，大气压。

理论采油指数：