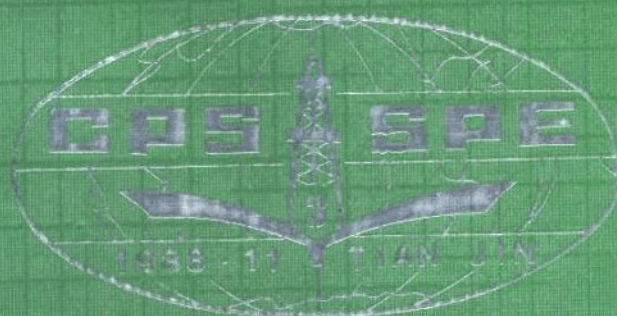


第三次国际石油工程会议 论文集

3



中国 天津
1988 · 11

TE-53/008-3

35000

第三次国际石油工程会议 论文集



200441085

3



00251389



SY63/13

一九八八年十一月

目 录

- SPE 17577 东胜堡古潜山油藏开发可行性研究
- SPE 17578 用室内压力-脉冲衰变测量确定渗透率的一种实用方法
- △SPE 17579 用于油藏描述的一种新的三维地质计算机模拟系统
- △SPE 17637 一种改进油藏描述的方法——使用聚类分析方法处理综合的测井和岩心数据
- SPE 17583 磨蚀物对电潜泵的影响
- SPE 17584 运用系统分析设计气举系统
- SPE 17585 活塞气举系统设计最优化
- SPE 17586 电动潜油泵抽油井的计算机模拟与优选
- SPE 17587 双重孔隙天然裂缝油藏的加压脉冲注水
- SPE 17588 高压二氧化碳驱开采稠油的采收率——实验室的研究报告
- SPE 17589 孔隙介质中黄原酸酯-Cr(III)凝胶的选择性配置
- SPE 17590 在低压浅井下一次管柱进行多层砾石充填的技术
- SPE 17591 模拟循环和关井温度的模拟程序
- SPE 17592 Prudhoe Bay油田不用钻机的软管修井作业
- SPE 17593 钻井技术的成功应用扩大埃索马来西亚生产公司钻定向井的能力
- SPE 17594 密集丛式井的定向设计
- SPE 17597 酸化处理所造成的地层损害
- SPE 17598 成功的酸化-压裂工艺要求钻井和完井设计作重大改进
- SPE 17599 双重孔隙模型中基质岩-裂缝流体交换函数的改进
- SPE 17600 含不连续页岩油藏中垂直井和水平井的动态——北海两个油田的数值模拟研究
- SPE 17601 用油藏模拟方法评价油藏对采油速度的敏感性
- SPE 17602 Jabiru油田模拟实例
- SPE 17560 地质模型和油藏模拟在大庆油田萨尔图西部的应用
- SPE 17613 油藏模拟在北海一些主要油田开发中的作用
- SPE 17614 油藏油两组分表达式在数值模拟中的适用性及其精度
- 、 SPE 17615 应用新的裂缝油藏模拟程序分析天然裂缝性油藏的动态
- SPE 17603 用统计方法评价岩石物性
- SPE 17604 利用关系树表示法进行测井资料的地层对比
- SPE 17605 20至50兆赫范围介电常数测量的解释技术

东胜堡古潜山油藏开发可行性研究

S.Ullah, Tse Yone Shen, S.A.Mobarak
A.C.Carnes Jr., Core Laboratories
Xue Jiang Zhu Qi Lin Wu, Zhen Wen Hou
Zhong Mon Wan, Cheng Lin Zhao
Feng Ding, Liao He Oil Field

赵 芬 译
秦同洛 校

摘 要

辽宁省的东胜堡古潜山油藏是一个裂缝性的、一般低孔隙性的变质基岩, 其中贮有大饱和的 36°API 原油。生产开始于1983年。在1985年末和1986年初, 进行了详细的油藏研究, 以便决定开支和开采油田的最适宜的方法。预测注水可获得最高的采收率, 并且按平均油价(17美元/桶)可达到最好的现金流动。建议开辟一个小规模的先导性注水试验区。作业者根据此项研究所提出的建议正在开发这一油田。

一、引 言

东胜堡古潜山油藏的独特的储层岩石性质和复杂的地质情况使得地质储量和可采估量变得十分困难。因此, 石油工业部委托对油藏进行一次详细的和综合的研究。本研究包括: (1) 进行地球物理、地质、岩石物理和油藏工程研究, 确定油气的原始地质储量; (2) 进行岩石裂缝描述和对油藏中天然裂缝系统作出解释; (3) 进行岩石学研究, 确定油藏岩石和孔隙度类型; (4) 用常规方法和油藏模拟方法对以往的动态进行评价; (5) 对不同开采计划的未来动态进行模拟; (6) 对钻井、完井和开采实践进行评价并提出改进建议; (7) 根据技术和经济考虑提出一次最合适的油藏开发和开采计划。

本文介绍这项研究的活动、结果、结论和建议。同时还简要介绍自完成此项研究以后油田的开发情况和生产动态。

二、油田历史

东胜堡古潜山油藏位于中华人民共和国辽宁省新民县境内, 在沈阳市以东约28公里。区域构造位置属于大明屯凹陷中部。潜山最小埋深为2600米。

根据区域地震资料, 于1982年10月开始进行钻探。1983年1月位于潜山高部位的3号井进行试油, 日产原油183.8吨。

至1987年12月, 共有14口生产井和1口观察井。油、气、水累计产量分别为105万吨、 $65.5 \times 10^6 \text{米}^3$ 和7.38万米³。1986年10月开始注水, 4口注水井累计注水量为29万米³。

三、地质情况

1. 地层

东胜堡古潜山油藏内部岩石的地层关系非常复杂。这些岩石的成因属变质的沉积岩或变质的火成岩。由于长期构造运动的影响,不可能使用传统的地层对比方法来认识潜山内部的岩石序列。通过岩石学研究,至少识别出四种岩石或矿物类型。根据对油藏评价的重要性它们的排列次序如下:(1)石英-长石(正长石)变粒岩;(2)石英斜长石变粒岩;(3)阳起石片岩;(4)煌斑岩和(或)辉绿岩。

根据测井资料分析,石英-长石物质中似乎具有了最高数量的裂缝,并代表了最可能的储油岩。在此假设前提下,计算了石英-长石与整个岩石之比,以便弄清这种岩石类型在这个油藏中的平面分布。

有一种意见认为,在潜山高部位存在一风化壳。在几口井中观察到了在潜山高部位以下18—20米有一低电阻率峰值,并认为这是风壳底部的标志。

对岩心裂缝系统和测井资料中裂缝显示的研究表明,潜山内部有一明显的矿物线理。它的总方位角为 65° ,倾角为 30° 。由于这种线理倾角很陡,周围一些井实际上并未与同一个的线理平面相交。然而,其他的裂缝线理排列的方向使各井之间互相连通,但尚难以肯定地做出定量的结论。

2. 构造

地震资料表明,古潜山是一个隆起的基底断块,位于一条狭窄的深地堑的中部。该地堑南侧有一个很大的向北掉的正断层,似乎是地堑边界。这个断层可能是若干个断层组成的断层带。地堑的北部边界断层可能是一个逆断层或是一个断层带,并有扭动现象。它可能有一个主要的走向平移分量。

地堑底部看上去是火成岩或变质岩,没有地层的成层性。底部也很不平整,有许多大小不同的层和翘倾的断块。东胜堡油藏是这些断块中最大的一个。

潜山以上的沉积岩剖面(第三系)似乎是均质的(深海相)。在此剖面中,愈向上沉积逐渐更快,并更不平整。在第三系沉积时,潜山正存在。潜山的发育经历了第三系,可能还有第四系的几个构造运动阶段,图1是古潜山油藏顶部构造图,是在1985—1986年进行研究期间绘制的。总的说来,近期所钻的井证实了对构造的解释。

四、裂缝评价

在岩心裂缝测量中曾提到四种岩石类型。这些岩性在后来的岩石学研究中被确定为石英-斜长变粒岩、石英-长石变粒岩、阳起石片岩和煌斑岩。矿物排列的方位有时很明显。这种矿物组构在阳起石片岩中很容易鉴别出来,但在粒度较大的变粒岩类型的岩石中都不那么清晰。在这种情况下,最好称为矿物线理。观察到的矿物线理和组构的倾角从 25° 到 45° ,但发现主要倾角大约为 30° 。

根据裂缝综合测井中的地层倾角仪解释胜17井的变质组构,其倾角大约为 30° ,方位角约为 65° 。这种组构方向,与相同年代最近处的地面露头岩石中所测量的变质组构的方向是一

致的。因此，我们假定通过东胜堡岩心所观察到的矿物组构和线理的方位角为 65° 。在其他可供利用的倾角测井图中，没有一个有可能由矿物线理引起的方向一致的反映。

具有可见矿物组构或线理的岩心及其有关的裂缝，都通过旋转观察到的矿物线理(ML)定向到 65° 方位角。

通过利用裂缝的立体极坐标图、玫瑰图和直方图鉴别其他裂缝组的数量。用一个立体极坐标图，阐明裂缝组B、C、D和ML的实例示于图2。曾试图把裂缝与岩心类型、面积和深度相关起来。因为岩心数量有限，不能得出任何肯定的结论，但二种变粒岩类型的岩石似乎显示出更大的裂缝性。

裂缝组可分为两种主要的类型，即断裂压力所造成的裂缝和低角度的裂缝。前者认为是由于受断层—伴生应力系统的作用形成的。低角度裂缝则可能是由于侵蚀掉上覆地层而使古潜山暴露在地表风化过程中时发展起来的，另外，它们也可能是由于东胜堡油田构造弯曲引起的。

这一区域正受到一个东北西南向的最大的水平应力的作用。这个应力系统将试图挤压和闭合垂直的或高角度的裂缝。岩石还正在受到上覆岩柱的压缩力，试图闭合水平的或低角度的裂缝。

五、岩 石 学

此项研究包括：详细的薄片分析、电镜扫描-能量色散光谱 (SEM-EDS) 分析, 和X光衍射分析 (XRD)。

在整套样品中共鉴定出四种岩性：

(1) 中等至高度角砾岩化的石英-长石变粒岩 (五个样品，来自9-7，13-7和16井)。这种岩性的特征为碎裂结构，它已改造了原来的花岗变晶结构。这种岩心类型是迄今为止在这次研究中观察到的最重要的储层岩性。

(2) 轻度到中等程度角砾岩化的石英斜长石变粒岩 (三块样品，取自井9-7和13-7)。这种岩性的特征是原生花岗变晶结构。这种结构没有经受过上覆岩柱上述类型变粒岩所经受过的碎裂作用的强烈影响。

(3) 阳起石片岩(二块样品——13-7井)。这种岩性的特征为发育中等程度到发育良好的片状结构，仅仅经受了碎裂作用的轻微影响。

(4) 煌斑岩 (一块样品——12井)。这种岩性的特征为斑状结构。煌斑岩没有受过任何碎裂作用的影响。

根据此次研究中所观察到的矿物成分和结构，对抽样岩性提出如下的成岩顺序：

(1) 绿色片岩相变质期导致了变粒岩和片岩的形成。片岩的原岩被认为是镁铁质的凝灰岩，但两种变粒岩的原岩不易确定。它们很可能是由长石砂岩变质而来，但不能排除石英-长石变粒岩代表了变质的长英质的岩脉。

(2) 上部地壳变质后的脆性断裂造成了变粒岩和片岩具有不同程度的角砾岩化。在这类变形中，石英长石变粒岩尤其易受碎裂作用的影响，而且，原始花岗变晶结构被改变得最严重。

(3) 煌斑岩大概是以岩脉的形式侵入的。

(4) 进一步的微断裂，在某些情况切穿了碎裂特征，并使所有的裂缝和溶蚀孔隙最后

被矿物充填。

在全套样品中，孔隙度的发育状况一般取决于一种给定的岩性中所受的碎裂作用和断裂作用数量的大小。普遍角砾岩化的裂缝性变粒岩是最好的储集层，而阳起石片岩和煌斑岩则不具备储集层性质。通过观察发现在角砾岩化的变粒岩中存在二种孔隙度类型：

(1) 碎裂断层泥溶蚀的孔隙。碎裂断层泥是由处在一个细粒绿泥“杂烩”，由细粒粉末状石英和长石组成。当这种绿泥“杂烩”中的一部分被溶蚀掉后，碎裂断层泥便常常含有溶蚀孔隙。后来，由于过量增长的自生石英、长石、绿泥粘土、伊利粘土、方解石、绿帘石可能还有重晶石等的沉积，降低了这种孔隙度。通常，溶蚀孔隙连通性很好，从容积方面来说，是最佳储集岩石中最重要的孔隙类型。

(2) 分散开启的裂缝孔隙。在所有变粒岩样品中均有明显的、分散的、部分被矿物充填的裂缝。这些裂缝与溶蚀孔隙相比，没有后者的可见孔隙多，但却把裂缝与溶蚀孔隙系统很好地连通成为一个整体。分散裂缝含有与溶蚀孔隙中相同的自生矿物组合。

六、岩心分析

油田平均孔隙度为2.9%。当考虑压实作用后，平均孔隙度校正为2.46%。大约有45%的岩心样品的孔隙度平均为0—1%，大约80%岩心样品的孔隙度小于4%，如孔隙度分布图3所示。

报告的渗透率值一般小于0.1毫达西。渗透率的分布表明，60%以上岩样的渗透率值小于0.1毫达西（图4）。这说明，基质岩石基本上没有渗透率，而裂缝系统是唯一的流体可以流通的通道。在净上覆压力下，渗透率值平均为其基本值的22.5%。

用全直径岩心作的定向渗透率测量表明，渗透率可能受裂缝控制，并且表明，从总体上看，一口给定井内的裂缝方向可能是不定的，并且在一口给定井内在垂向上可能有变化。

根据三块样品得出的胶结系数（ m ）值为1.5。虽然这个值要比粒间孔隙的样品一般的测值（1.8—2.2）低很多，但根据文献和以往的经验，裂缝性地层的胶结系数可能在1.4—2.0之间。在由测井数据计算含水饱和度时使用了1.5。

有限的电阻率测量表明饱和度指数（ n ）为2.975。在由测井数据计算含水饱和度时使用该值。

渗入试验和接触角测量试验的结果表明，东胜堡岩石是中性润湿性到偏向油润湿。

平均孔隙体积的压缩系数是通过室内试验确定的，为 1.8×10^{-4} （公斤/厘米²）⁻¹。

对一个岩心塞和两个全径岩样使用不稳态方法进行了试验，确定气—油相对渗透率。其结果见图5。

用同样的三块岩样在室内和油藏条件下进行了水—油相对渗透率和水驱敏感性试验。所得结果相似。由这些数据得出的平均水—油相对渗透率关系示于图6。

七、孔隙度和含水饱和度的分布

在裂缝性油藏的五种不同的孔隙度类型（基质、大裂缝、微裂缝、孔洞和喀斯特）中，只有大裂缝、微裂缝和溶解孔道类型的次生孔隙被认为是东胜堡油藏油气聚集有意义的孔隙类型。这一结论从岩心压汞毛管压力数据和岩石学研究中得到了支持。

因为现有数据表明基质的有效孔隙度可以忽略不计,所以,根据测井资料估算的含水饱和度和孔隙度便可近似地计算出次生孔隙度:

$$\phi_s = \phi_t (1 - S_{wt}) \dots\dots\dots (1)$$

次生孔隙度的计算是基于下列假设:由测井资料估算的含水饱和度是不渗透基质无效孔隙里的含水饱和度,次生孔隙里不含水。并进一步假设测井分析确定出的孔隙度是总孔隙度基质加次生孔隙度的度量。

根据测井资料计算出的孔隙度是2.4%。尽管岩心数据有限,但与这些值的一致性很好,其平均孔隙度为2.4%。

含水饱和度是用基本的Archie饱和度方程和前面确定的饱和度和胶结指数计算出来的。

曾使用一种分析程序确定裂缝的渗透率(k_f),它是裂缝孔隙度(ϕ_f)和裂缝宽度(B)的函数:

$$k_f = 33.8 \phi_f B^2 \quad (2)$$

$$\phi = \phi \log + 0.5 \quad (3)$$

$$B = 2.0 R_A \quad (4)$$

$$\begin{aligned} R_A &= 10^{(-0.4479\phi + 1.0840)} & \phi &\leq 2.42\% \\ &= 10^{(-2.2430\phi + 5.4284)} & 2.41 < \phi &\leq 3.0\% \\ &= 10^{(-0.1236\phi - 0.9301)} & 3.0 < \phi &\leq 50\% \\ &= 10^{(-0.01864\phi - 1.4656)} & \phi &> 5.0\% \end{aligned} \quad (5)$$

R_A 项是算术平均孔喉半径,由压汞毛管压力资料求得并与孔隙相关求得。利用上述相关关系计算的 kh 值与根据压力恢复试验及脉冲试井得到的 kh 值相比,达到了较好的一致性。

八、油藏工程

1. 原始油藏压力和温度

确定了2850米基准面上的原始压力为293.2公斤/厘米²,平均压力梯度为0.077公斤/厘米²/米,这与实验室测定的原油密度值给出的压力梯度是一致的。在基准面为2850米处的油藏平均温度为101°C。东胜堡油藏层段上的温度梯度为0.033°C/米。

2. 油藏流体

对井下样品共做了五个PVT分析。结果表明,油藏流体是一个高度欠饱和的、(泡点=91公斤/厘米²),高含蜡的36°API原油。相应地在原始油藏条件下,原油的地层体积系数和粘度分别为1.16米³/米³和2.6厘泊。油藏原油和气体平均特性见表1。

地层水中的总溶解固体量平均为2410ppm。用已发表的相关关系,在油藏压力293.2公斤/厘米²和温度101°C条件下求得了地层水的平均特性,其密度、压缩系数和粘度分别为0.97克/厘米³、 4.4×10^{-5} (公斤/厘米²)⁻¹和0.28厘泊。

根据生产测试结果和测井资料,油水接触面估计在3100米。

3. 试井资料分析

从1984年12月到1985年4月,进行了一系列的脉冲试井,包括七口井:胜-3, 10, 11,

13, 16, 17和74。对试井结果进行了计算, 确定了渗透率的分布和圈定了一些封闭断层。对3, 10和11井还进行了单井压力恢复试井。所得到的这些资料对评价油藏的复杂性很有价值。脉冲试井和压力恢复试井的结果列在表2中。这些结果表明, 就渗透率的平面变化而言, 油藏是非均质的。这可能是由于存在天然裂缝和风化作用的关系, 也可能由于断裂或两个或两个以上因素综合作用的结果。

脉冲试井的结果证明五个脉冲试井井组肯定是连通的。对另外三组井, 即3井和10井, 3井和16井, 10井和17井尚未作出定论, 这可能是受其他井干扰的缘故。确实怀疑3井和10井间有一条接近正北向的断层, 而试验结果表明, 在这些井之间确实存在某种形式的渗透率遮挡。同时也表明, 怀疑在11井与74井之间和10井与13井之间存在的断层或者是不密封的, 或者是根本不存在。

九、原油地质储量

原始石油地质储量是用容积法和物质平衡法估算出来的。容积法估算的为 $23.75 \times 10^8 \text{米}^3$ 。为了评价算出的油藏中的石油地质储量的不确定性, 用Monte Carlo模拟技术对其所用的油藏面积、厚度、孔隙度、含水饱和度和原油地层体积系数的变化范围作了合理的估算。结果表明, 原油地质储量在 $16.7—34.4 \times 10^8 \text{米}^3$ 范围以内, 其期望值接近 $23.7 \times 10^8 \text{米}^3$ 。

1985年10月压力—产量资料(图7)表明, 油藏至少有二个压力区。南部地区的井(3、11、74井)比北部地区的井(10、13、17井)经受了一个较大的压力降。因而, 证明在3井和10井之间有一个限制流动的边界。

对每一个井组与整个油藏都进行了物质平衡计算。物质平衡法估算的原油地质储量范围为 $14.34—16.33 \times 10^8 \text{米}^3$ 之间。因为侵入的水量有限, 原油由微裂缝流入大裂缝是可能的。

十、数值模拟

1. 油藏模型

此次研究中采用了三相三维双重孔隙、双重渗透率油藏数值模型。使用了五层 34×18 可变边长的网格(图8)。在油藏的主要部分, 网格块的尺寸为 250×125 米。

采用了五个模拟层, 以便恰当地描述风化带和古潜山的其余部分。油藏模型开始使用了x-y坐标, 潜山顶部的总深度、总厚度、裂缝孔隙度、基质孔隙度、裂缝和基质的渗透率、裂缝和基质的含水饱和度。最初, 裂缝和基质的渗透率在x、y、z方向上是相同的。在历史拟合中进行了局部调整。按Gilman和Kazemi所给出的方法, 输入了基质岩块的尺寸以计算交换项。在模型中使用了适宜的油藏流体特性。把基质和裂缝系统的油水相对渗透率和油气相对渗透率也输入模型中。

2. 历史拟合

在生产动态史中, 只有二口油井生产了可计量的水量, 而且出水时间都很短, 因此历史拟合基本上是一压力拟合。在历史拟合过程中, 强调了对长期关井压力的拟合。这包括了10、11和13井在变为正式生产井之前所测量的压力。还有3、16、17和74井长期关井的压力。

四口主要生产井历史拟合的结果见表3和图9—12。所有的长期静止压力都拟合得很好。根据历史拟合得出的石油地质储量为 $16.3 \times 10^6 \text{米}^3$ ，其中不包括14井断块的储量 $0.53 \times 10^6 \text{米}^3$ ，该断块与油田的其他部分不连通。认为所估算的这一石油地质储量是最佳的估计值。整个被水所充填孔隙值（在基准面3100米以上和以下）在历史拟合模型中是 $38.1 \times 10^6 \text{米}^3$ 。

3. 动态预测

用历史拟合的模型预测了不同的开发方案下的未来生产动态，其中包括能量自然衰减、注水和注气方案。研究了油田采油速度、油井的位置及井数的影响。所完成的预测情况列在表4中。能量自然衰减、注水和注气的井位分别见图13到图15。

十种设计方案结果的比较见表5。从原油采收率的观点来看，其结果表明，在东胜堡油藏采用注水的方案要比能量自然衰减更为有效，并且远比注气优越。应指出的是，注水开发情况可能有些过于乐观。这一评价是根据含水率曲线的形状在以后几年表现出有些变缓。这样的动态至少部分是由于在模型中所用的每口井的最大产水量进行了限制。限制产水量是为使井的总产量低于 $400 \text{米}^3/\text{日}$ 的泵排量。在某些情况下，由于产水量的限制，井的总产量被削减到比 $400 \text{米}^3/\text{日}$ 还低的水平。如果一口油井允许以 $400 \text{米}^3/\text{日}$ 的总液量生产，则产水量以比预计的更大的速度增加。

十一、建议的开发方案

根据各设计方案的结果，所有方案的经济分析和评价，WI-4注水方案在油价为17美元/桶时具有最高的现金流动和原油采收率，当油价为每桶4.79美元时，ND-3方案具有最高的现金流动。如果开发方案是基于最高的原油采收率，WI-4看来是最好的方案。对于所选定的方案，应制定开发计划，应以与所选方案相似的方式考虑井数、井位和完井井段。

建议在开始油田规模的注水以前，如果没有更多试验的话，至少要进行一个小规模的前导性试验，以便得到更多的有关吸水能力的参数，并从监测附近生产井的产油量中判断是否能够形成一个油带。应当细心地监测前导性试验的动态，如果有的话，以便识别方向性渗透率和吸水能力问题。如果前导性试验结果鼓舞人心，然后考虑全面注水开发油田。

必须注意钻井作业中的泥浆问题，特别是泥浆比重，以便最大限度地减少井漏和地层损害。如果可能应使用无固相盐水作为完井液。

十二、结 论

一项全面的、包括地球物理、地质和工程评价在内的综合性的可行性研究，提出了天然裂缝变质岩古潜山油藏的开发指导原则。根据模型研究和经济分析的结果。注水将可获得最高的现金流动和原油采收率。在决定全面注水开发油田以前，建议进行一个小规模的前导性试验。

十三、到1987年底最新的油田生产动态

自1986年完成可行性研究之后，油田曾用一个类似于WI-4注水开发方案的方式进行了

注水。1986年10月开始对7-7井进行注水。1987年有三口以上的注水井开始在油藏南部注水。注水的影响反应在油田南部的压力上升上。到1987年底油藏南部的压力与油藏的其他部分的压力在同一水平上。到1987年11月31日，有14口生产的出油井，4口注水井和1口观察井。累计的油、气、水产量，分别为 10.5×10^6 吨， 65.5×10^6 米³和73600米³。累计注水量为29万米³。

自1985—1986年进行历史拟合结束到1987年12月31日，这一段时间的单井生产和注水数据加在了油藏模型上。对比了这一段时间模拟计算的压力与报告的压力，证明大部分井拟合良好，但并不是全部油井。这说明在进行新的未来预测之前，必须改进原有的油藏模型，把最新的数据结合进去。

符 号 说 明

- B—裂缝宽度，微米；
- k_f —裂缝渗透率，毫达西；
- R_A —孔隙半径，微米；
- S_{wt} —含水饱和度，百分数；
- ϕ —孔隙度压实校正，百分数；
- ϕ_{log} —测井孔隙度，百分数；
- ϕ_i —一次生孔隙度，百分数；
- ϕ_t —总孔隙度，百分数。

参 考 文 献

1. Eguchi, T., "Tectonic Stress Field in East Eurasia," Physics of the Earth and Planetary Interiors, (1983), 33, 318-327.

2. Gilman, J. R. and Kazemi, H.: "Improvements in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs," Soc. Pet. Eng. J. (Aug. 1983) 695-707

表1 在101°C条件下平均的油气质

压 力 (公斤/厘米 ²)	原油地层 体积系数 (米 ³ /米 ³)	溶解油 气 比 (米 ³ /米 ³)	原油粘度 (厘泊)	累计放出的气体		
				比 重 (空气=1.0)	Z-系数	粘度(厘泊)
350.0	1.149	45.0	2.98			
293.2	1.157	45.0	2.57			
91.0	1.191	45.0	2.00	0.83	0.83	0.0152
60.0	1.170	33.0	2.40	0.86	0.86	0.0137
40.0	1.153	24.1	2.83	0.88	0.89	0.0126
20.0	1.132	14.8	3.52	0.92	0.92	0.0114
0.0	1.070	0.0	4.75	1.03	0.96	0.0097

表2

脉冲和干扰试井结果

试验号	井号	激动井脉冲率 (每天产油桶数)	观察井号	井距(英尺)	计算的渗透率×厚度 (毫达西-英尺)
P1	SH-11	2531	SH-3	3758	53951 33424 53282
P2	SH-10	2394	SH-3	6322	13488
P3	SH-11	1242	NS-74	1804	104031 103501 80190
P4	SH-3	2253	NS-74	3437	32507 34790
P5	SH-3	1906	SH-16	4487	32507 34790
P6	SH-10	2245	SH-16	5061	16437 20715
P7	SH-10	2250	SH-13	4552	54795
P8	SH-10	2242	SH-17	6488	不肯定

压力恢复试井结果

试验号	井号	渗透率×厚度 (毫达西-英尺)	渗透率 (毫达西)	表皮系数
BU*1	SH-11	132651	153	25.9
BU*2	SH-3	4554	22	-3.9
BU*3	SH-10	118587	134	26.7

表3

实测压力与模拟计算压力的比较

井号	日期 月/日/年	压力(公斤/厘米 ²)		
		测量值	计算值	差别
SH-3	05/15/83	292.2	292.3	0.1
	07/05/84	273.2	273.4	0.2
	12/19/84	268.2	268.9	0.7
SH-10	09/08/84	288.5	289.3	0.8
	02/02/85	282.2	282.0	-0.2
SH-11	06/29/84	275.3	276.6	1.3
SH-13	03/09/85	283.4	284.0	0.6
NS-74	09/21/85	258.3	256.2	-0.1
SH-16	09/21/85	275.1	275.3	0.2
SH-17	09/21/85	288.3	288.1	-0.2

表4

设计 方 案

方 案 号	类 型	井 号		年采油速度 (地质储量 %)
		生产井	注入井	
ND-1	降压开采	4	0	1.4
ND-2	降压开采	7	0	2.6
ND-3	降压开采	11	0	4.1
ND-4	降压开采	11	0	4.1
WI-1	注水	7	6	2.6
WI-2	注水	11	8	4.1
WI-3	注水	11	8	2.6
WI-4	注水	13	8	2.6
GI-1	注气	8	2	2.2—2.6
GI-2	注气	9	2	2.2—2.6

表5

设计方案的比较

	方 案									
	ND-1*	ND-2	ND-3	ND-4	WI-1	WI-2	WI-3	WI-4	GI-1	GI-2
原油产量, 米 ³ /天	638	1163	1838	1838	1163	1838	1163	1163	972/ 1163	972/ 1163
稳产年限, 年	7.5	4	2	2.5	1	0.5	5	5.5	3	3
生产井数	4	7	11	11	7	11	11	13	8	9
生产结束年份	2002	1994	1995	6/1995	2004	2002	2006	2008	1991	1992
开采结束时的产量, 米 ³ /日	156	206	79	310	261	287	417	344	85	520
开采结束时的累计产量, 10 ³ 米 ³	3393	3412	3739	4035	5090	5802	6855	7643	1849	2519
占地质储量%	20.8	20.9	22.9	24.7	31.2	35.6	42.0	46.9	11.3	15.4
开采结束时的累计产水量, 10 ³ 米 ³	1.182	807	517	616	9012	12407	16401	17386	281	345
开采结束时含水率, %	26.3	15.1	13.3	19.5	85.4	89.9	88.0	90.0	19.3	3.9
开采结束时的累计产气量, 10 ⁶ 米 ³	289	302	334	177	216	246	291	324	107	147
开采结束时的油气比, 米 ³ /米 ³	263	326	92	35	42	42	42	42	46	57
日产300米 ³ 时的设计采收率, 米 ³	3250	3360	3540	4040	5000	5740	7580	7837	1810	2920
占地质储量%	19.9	20.6	21.7	24.8	30.7	35.2	46.5	48.0	11.1	17.9
注水井数目	0	0	0	0	6	8	8	8	2	2
采出结束时的累计注水量, 10 ³ 米 ³	0	0	0	0	14087	18552	21596	23308	0	0
采出结束时的累计注气量, 10 ⁶ 米 ³	0	0	0	0	0	0	0	0	760	974

* 不包括14-A井

图1 构造图
 ①图例；②方案1，2，3和4；③方案2，3
 和4（1987年1月）；④方案3和4（1987年7
 月）；⑤仅方案1；⑥观察井。

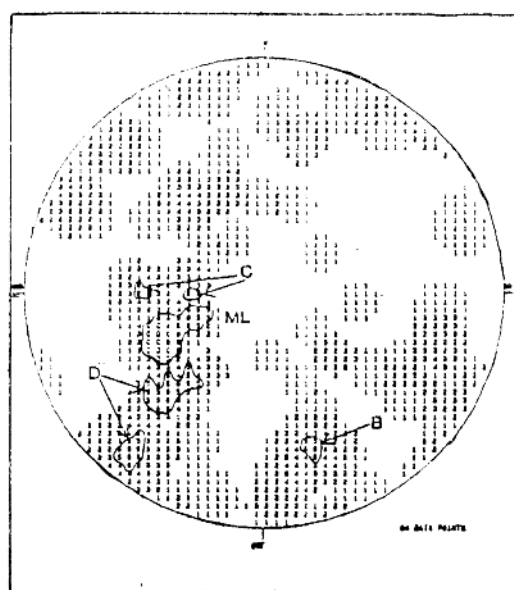
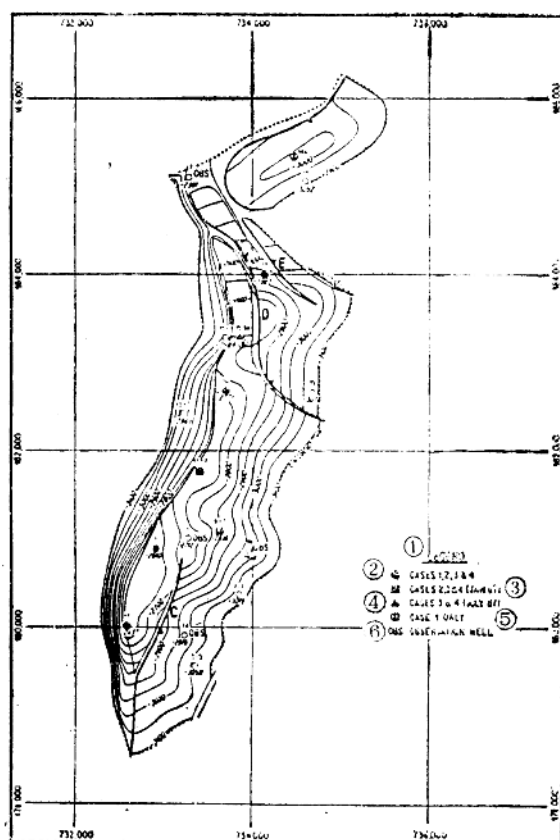


图2 9-7井立体极坐标绘的裂缝

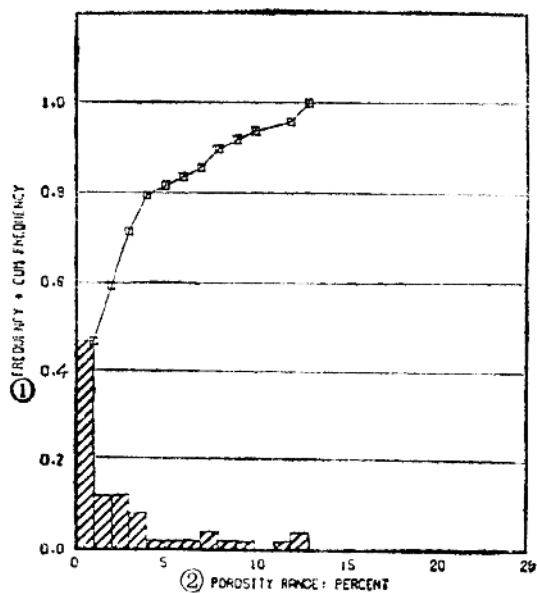


图3 孔隙度直方图
①频率+累计频率；②孔隙度范围，%。

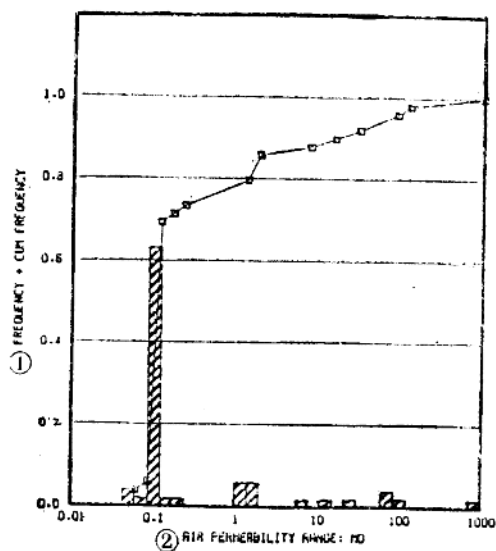


图4 渗透率直方图
①频率+累计频率；②空气渗透率范围，毫达西。

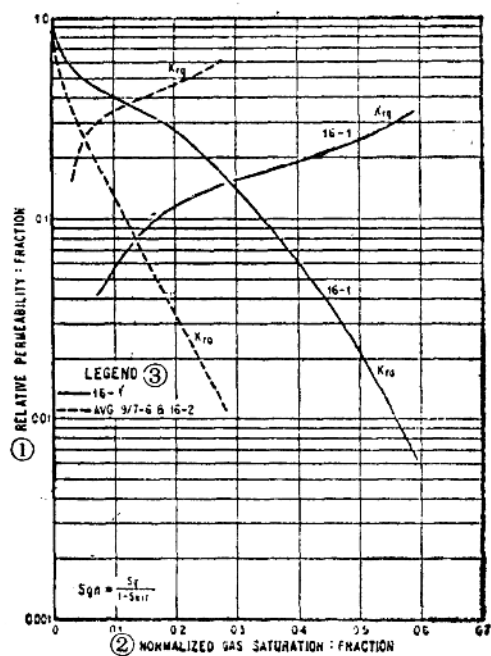


图5 油-气相对渗透率与标准化的含气饱和度关系曲线
①相对渗透率，小数；②标准化含气饱和度，小数；③图例。

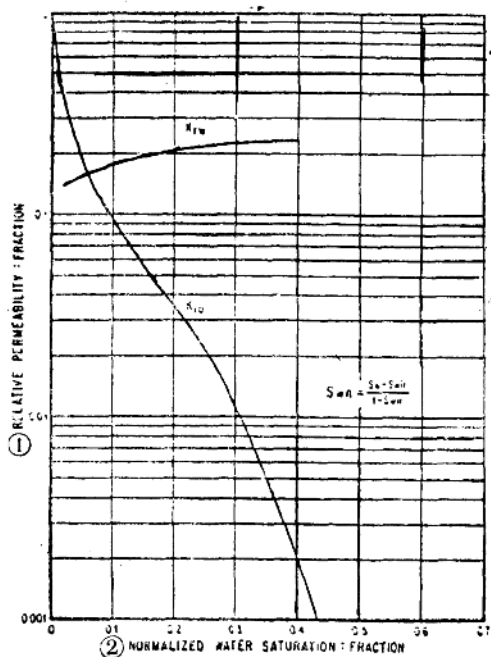


图6 油-水相对渗透率与标准化的含水饱和度关系曲线
①相对渗透率，小数；②标准化的含水饱和度，小数。

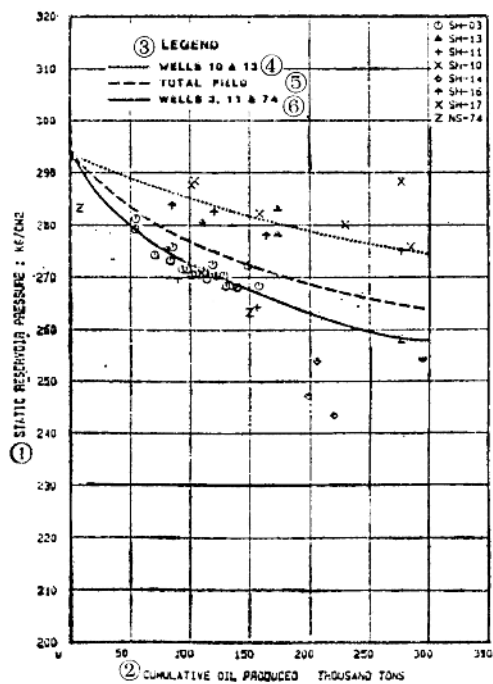


图7 静止压力与累计原油产量关系曲线

①静止油藏压力, 公斤/厘米²; ②累计原油产量, 千吨; ③图例; ④10与13井; ⑤全油田;
⑥3、11和74井。

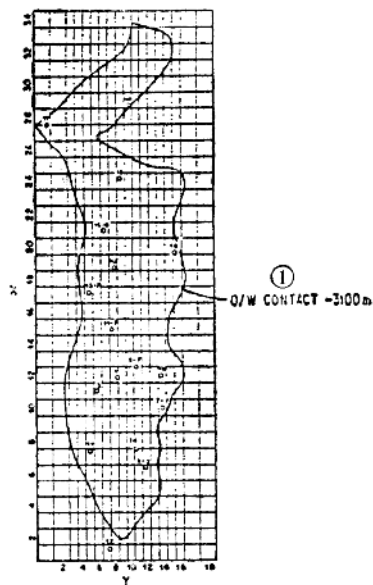


图8 网络系统

①油水接触面—3100米。