

数学地质法在酒西盆地北部单斜带 找油中的初步应用

陈立官 程光瑛 李鸿智 张印斋

(成都地质学院)

(玉门石油勘探开发研究院)

玉门油矿是我国最老的石油基地。近三十年来,它的原油产量不断提高并稳定在新的水平,也积累了丰富的油田开发经验。但从实现“四化”的需求来看,如何扩大勘探成果,增加后备储量,以保证原油产量的稳步增长,仍然是该矿面临的迫切课题。

酒西盆地北部单斜带是寻找新油田的有利地区之一,该区已先后发现了白杨河、白东和单北三个小油田。可是从大面积上所钻探井结果看,并不十分理想。那末,在本区第三系中那里还可以找到新油田呢?用传统地质方法难以明确回答,很有必要引进新的方法,探寻新的途径。数学地质在国内外的油气勘探中已经见到不同程度的效果,应该在北单斜加以实践,从1979年9月至1980年5月,我们从数学地质角度初步总结了第三系火烧沟群中、上段块状砂岩的油气分布规律,并在此基础上指出了四个有利地带共八块有利面积。到1980年6月底,在A、B、E三块面积的验证探井获得了好的油砂或工业油流,取得了初步效果。

这次研究由玉门石油勘探开发研究院勘探室与成都地质学院油气田数学地质研究组共同完成,研究过程中双方各级领导和有关同志给予了大力支持和热情帮助,张志军、赵叔琴、冯世平、王建华等同志参加了工作,在此一并致谢。

一 方法的选取

从北部单斜带的具体条件出发,参考国内外的经验,我们以趋势面分析为主,并在油气控制因素的讨论上应用了多组逐步判别分析结果,也附带作了秩相关分析的初步试探。

北部单斜带是酒西盆地北缘的一个二级构造单元。本次研究侧重于白杨河地区(图2)的第三系火烧沟群(Eh)。该群中、上段(Eh₂₊₃)的块状砂岩是本区的主要产油层,它的基本特点是:在构造上为一向南西倾斜的平缓单斜,其中有少数几个鼻状构造和膝状褶曲,断层不发育;纵向上岩性与储油物性变化大;产层在本区北部部分出露地表;在单斜背景上,高部位产水低部位产油较为常见。很显然,要在这样的地质条件下寻找新油田,必须综合利用构造、岩性和储油物性等多方面的资料,研究其与已知油田的关系,总结出规律性的认识。

人们对任何事物的认识,除了对事物本身进行认真分析而外,都离不开了解事物存在的背景,掌握事物发展的总趋势。趋势面分析恰是正确认识地质背景,掌握总趋势的有力工具。它可将空间分布的诸如标准层标高、厚度等观察值分离为趋势部分和剩余部分。趋势部分反映区域性变化的总特征;剩余部分则反映局部异常和随机误差。现有经验表明,构造的正剩余区往往与油气聚集有密切关系。为了研究构造剩余对油气的控制作用,我们根据钻井和地震资料作了火烧沟群顶界的构造趋势分析。

前人提出已知油田的控制因素是以水动力为主¹⁾,我们认为基本上受岩性、储油物性和构造因素的

1) 阎德齐, 1979, 酒西盆地北部单斜带第三系火烧沟群中、上段油藏形成规律的认识。

制约。为了从定量上探讨它们各自对形成油藏的影响大小,并突出工业油流与不产工业油流等总体的本质差别,我们采用多组逐步判别分析,把工业油井、显示井及干井(包括水井)当作三个总体,分别找出它们的判别式。

为了达到最好的判别效果,针对岩性-构造油藏这一特点,对变量的选择不仅应反映井点本身的岩性、构造情况,也要体现井点周围的侧向变化,方能确定是否有油捕存在^[2]。从下面假想的两个例子可以更清楚地阐明这一观点(图1)。图1a的等值线为泥质含量等值线,井点A和B处的泥质含量均为0.1(相对泥质含量,最大值为1,最小值为0),说明具有良好的储油物性,而实际上A井是干井,B井却产油气。其所以如此,与井点周围的泥质含量变化有关。与A井不同,在B井的东北部位由于泥质含量急剧增加,提供了形成油捕的有利条件。图1b中的等值线是由构造趋势剩余值绘出的,C井与D井标高有明显差异,C井为正值,D井为负值,但二井都是生产井。其原因在于油捕受背斜构造的控制。

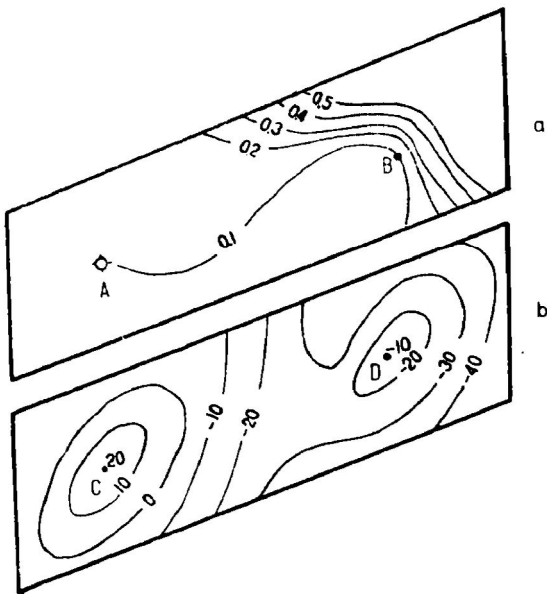


图1 说明泥质含量、构造剩余值与油气关系的假想例子

为了表征井点周围地质变量的变化情况,我们引用1973年F.德茂门(F. Demirmen)提出的边界极斜率。它是以井点为中心,各圈出一定大小的长方形或正方形面积,从井点引出八条极线,分别与单元面积的角和边的中点相交,用计算机作等值图的方法求出各交点的变量值。八个交点的变量与井点变量之差,除以其对应的井点与交点之间的距离,便得到八个表征井点周围变量变化的数值,称之为极斜率。

二 油藏的控制因素

在北单斜第三系火烧沟群中,上段已发现三个油田(图2)。深入讨论已知油田与构造、岩性的关系,特别是与构造正剩余区和代表岩性的变量之间的关系,对于掌握油藏控制因素、预测有利面积,至关重要。

(一) 北单斜的构造背景

根据火烧沟群顶面一次趋势面分析拟合度已达95.8%,显然北单斜的构造背景为一向S 50° W 倾斜的斜平面,其倾角为11°24'(图3)。虽然地质工作者很早就从定性上说明该区背景是个单斜,但因其上局部构造起伏甚小,很难阐明构造格局与油气藏分布之间的关系。然而经趋势面分析后情况就显然不同了,构造剩余清楚地展现出来(图4),它为我们更深入地分析油气控制因素及油气分布规律,提供了十分明确的依据。

(二) 已知油田全部位于正剩余区

从图4中可以明显看出已知油田全部位于正剩余区,单北油田还位于东部正剩余区的最高部位。这突出地说明了构造因素在控制油气聚集上占有重要地位。在正剩余区内有利于油气聚集的构造模式有:背斜构造圈闭,白杨河油田的中心部位属之;断层遮挡,白杨河油田的东北与东南围翼属之;小鼻状构造,单北油田属之;膝状褶曲,白东油田属之(图5)。

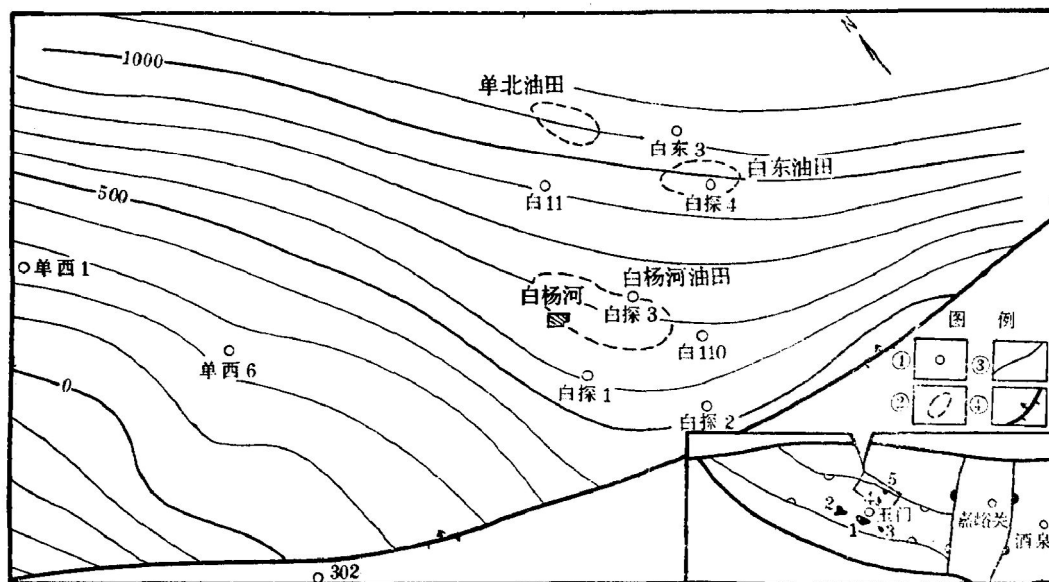


图2 酒西盆地北部单斜带第三系火烧沟群 (Eh) 顶面构造图

①井位 ②第三纪油田位置 ③等值线 ④逆断层

1. 老君庙油田 2. 鸭儿峡油田 3. 石油沟油田 4. 白杨河油田 5. 单北油田

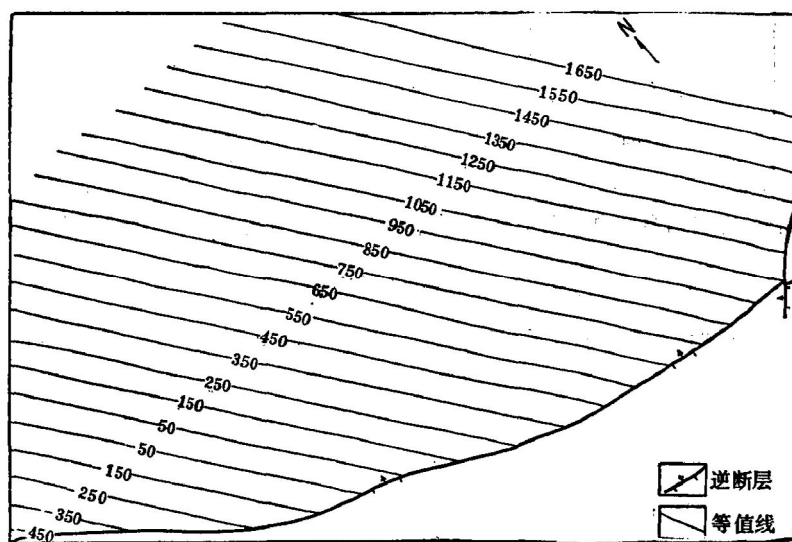


图3 酒西盆地北部单斜带第三系火烧沟群 (Eh) 顶面一次趋势等值图

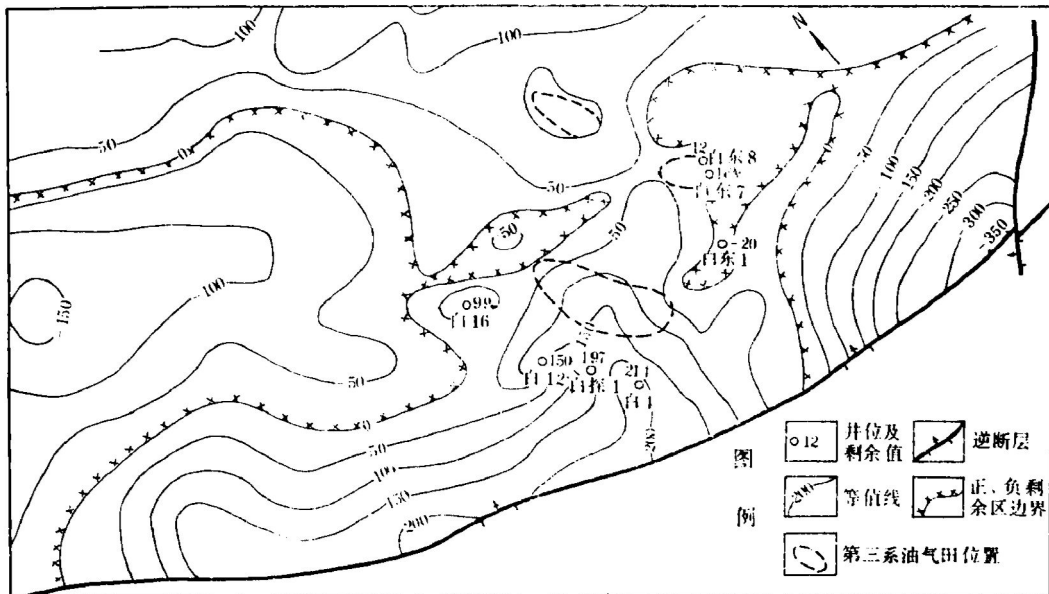


图4 酒西盆地北部单斜带第三系火烧沟群(Eh)顶面一次趋势剩余等值图

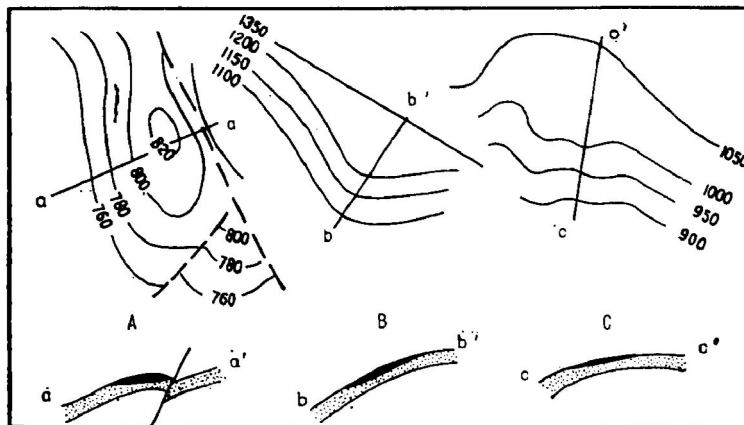


图5 在正剩余区内有利于聚集油气的四种构造模式(A图包括前两类模式)

A 白杨河背斜构造及断层遮挡 B 单北鼻状构造 C 白东膝状挠曲

(注: 横剖面的纵向比例尺放大)

(三) 油田为何不在正剩余区的最高部位

除单北油田外, 白杨河与白东二油田均不在正剩余区的最高部位, 而位于斜坡上或靠近边界的地方。这又说明什么呢? 我们可以从美国堪萨斯隆起南端密西西比系奥萨吉(Osagian)组中油气藏的分布(图6)得到启示, 它们虽受构造约束, 但更受地层尖灭、缺失和岩性变化的控制, 是比较典型的地层、岩性油气藏。从构造的趋势分析表明, 该区背景是一个倾向西南的单斜, 已发现的十二个油气田, 绝大部分都分布在正剩余区的斜坡上或边界附近, 有的油田与剩余等值线交叉。当然两者地质条件不一样, 不可等同看待, 但至少可以说, 当油气藏不在正剩余区的最高部位时, 岩性变化或地层尖灭对油捕形成起了显要作用。由此可以推断, 北单斜第三系火烧沟群中, 上段的油藏既受构造控制, 也受岩性约束, 只不过对不同油田两者的重要程度有所差别而已。

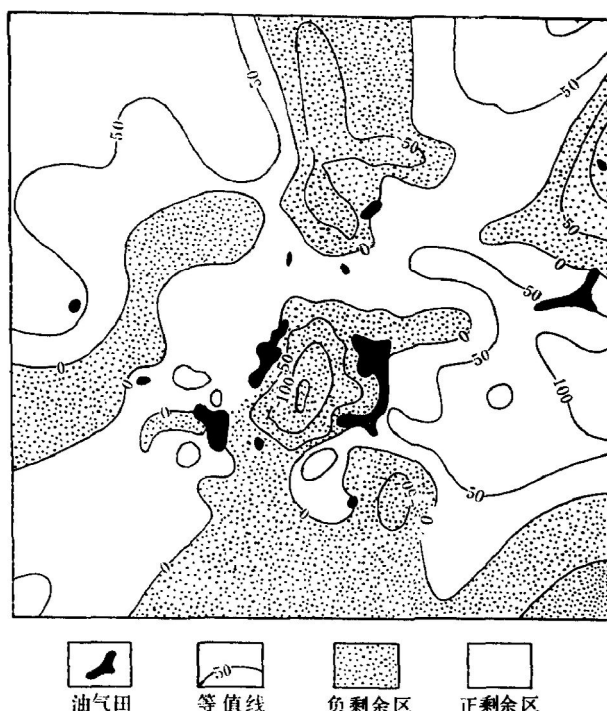


图6 构造趋势剩余与油气田的关系图 (美国堪萨斯奥萨吉组)

(四) 控制油藏的岩性因素在综合判别式中有明确体现

为了搞清工业油井、显示井和干井三个总体在定量上的差别,我们选了三十口典型井以12个(极斜率按开发井距的2倍为边长构成的正方形取值)变量作了逐步判别分析,所得到的判别方程为:

$$Y_1(x) = -14.31 + 0.09x_2 + 0.10x_3 + 0.26x_6 + 0.01x_8 - 0.29x_9 + 0.14x_{12}$$

$$Y_2(x) = -8.07 + 0.04x_2 + 0.03x_3 + 0.10x_6 + 0.10x_8 - 0.28x_9 + 0.04x_{12}$$

$$Y_3(x) = -8.52 + 0.10x_2 + 0.12x_3 + 0.15x_6 - 0.19x_8 - 0.29x_9 + 0.10x_{12}$$

式中(按变量判别能力大小为序) x_9 ——平均自然电位; x_{12} ——一块状砂岩夹层(自然电位相对较低的小层,并非泥质岩类)厚与总厚比值的极斜率; x_3 —— Eh_{2+3} 总厚度; x_6 —— Eh_{2+3} 总厚趋势剩余极斜率; x_2 —— Eh_{2+3} 顶构造趋势剩余极斜率; x_8 ——一块状砂岩小层层数极斜率。

根据马氏距离算得的两两类间F值在3.97至7.72之间,均大于 $F_{0.05}(6,23)=2.53$,同时根据判别方程将已知井点重新归类,其错判率为9.7%,可见各总体之间的差别是显著的。从引入变量的判别能力F值看,表征岩性、物性的变量在4.05至12.73之间,占前四位数值;代表构造因素的变量名列第五,其F值为3.04。这充分说明岩性因素(也间接包括了物性因素)在控制油气上的显要作用。

(五) 反面例证

关于已知油田受控于岩性与构造因素的结论,还可以从反面得到证实。白16、白12、白探1和白4井,在构造趋势分析剩余图上处于与白杨河油田和白东油田类似的有利部位,在构造图上也均处于膝状挠曲上(向西南方向的倾角缓处为3—4°,陡处为7—13°),但未获得工业油流。根本原因在于缺少岩性因素的配合,即在这一条带上储层渗透性好,其上倾方向无岩性或低渗透遮挡存在,不利于油气聚集。

三 已知油田的共性

已知油田的共同特点是:

1. 油田沿北西—南东方向排列, 与第三系火烧沟群中、上段厚度减薄方向大体一致或基本平行于单斜走向。

2. 处于有利的构造部位。油田全部在正剩余区; 在构造图上居于背斜构造圈闭、断层遮挡、鼻褶和膝状挠曲处。

3. 有因岩性或储油物性变化, 在油田东北方向渗透性明显变差的趋势, 在油田的东南与北西方向也有类似反映(图7), 从而可能对油气形成遮挡。由此可以推想, 高、低渗透带彼此相间并沿北西—南东方向呈带状排列, 同带两油田间渗透性变差, 故油田(包括潜在油田)在平面上的展布可能呈现为数排北西—南东向的串珠状。

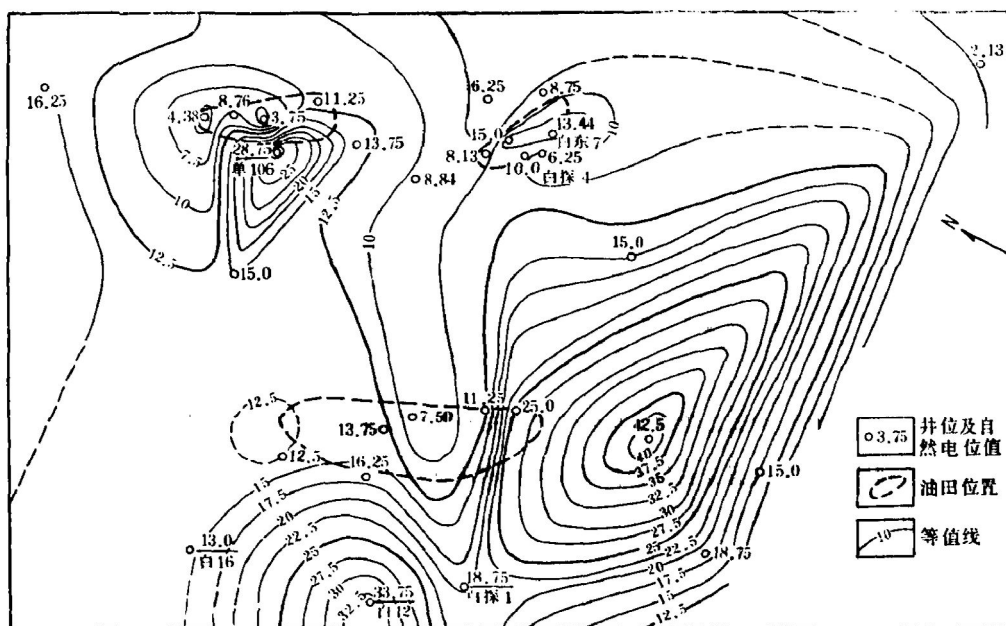


图7 北单斜第三系火烧沟群中、上段块状砂岩平均相对自然电位等值图

4. 油田内部层厚度与物性变化大。如白东油田, 白东 2、5 井块状砂岩厚 24—25 米, 而相当一部分井都只有 7—9 米。就渗透性而论, 白杨河油田的白 49 井与 116 井相距约 300 米, 前者块状砂岩平均自然电位相对值为 13.75, 后者为 7.50。单北油田的单 105 井与 111 井相距约 300 米, 其平均自然电位相对值分别为 8.76 和 3.75。

总之, 油田分布在正剩余区地层上倾方向有低渗透带存在的有利构造部位。这一初步规律是我们将数学与地质相结合, 预测潜在油田的基本依据。

四 预测火烧沟群中、上段的潜在油田

根据油藏的控制因素和已知油田的共同特征, 考虑到油田可能沿北西—南东向呈数排串珠状分布以及块状砂岩部分地在北东方向尖灭的特点, 我们建议在以下四带共八块面积进行钻探(图8), 有可能获得好的结果。

1. 南带

沿白杨河油田长轴方向向北西、南东延伸, 它包括A块和D块面积。

A块 所处的构造部位与白杨河油田基本一样, 均属鼻状褶曲; 又在正剩余区斜坡上, 与白杨河油田大体相当。

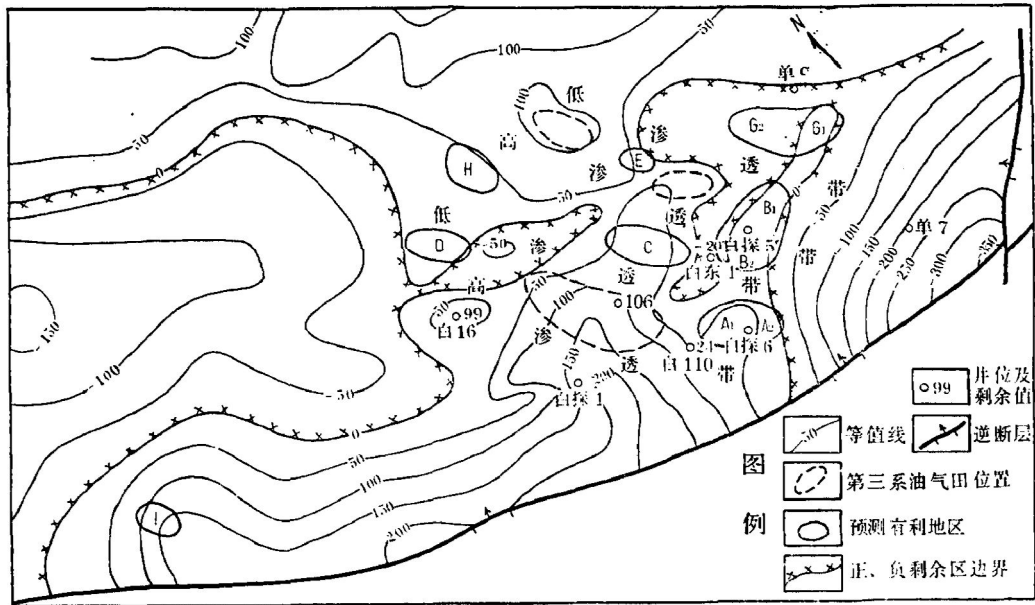


图8 酒西盆地北部单斜带第三系火烧沟群中、上段趋势分析预测有利合油地区图

D块 是小鼻状构造; 位于正剩余区并靠近该区边界, 与白东油田颇为相似。

2. 北带

由单北油田和白东油田向东南延伸, 包括E块和B块面积。

B块 在构造上居小膝状挠曲处, 且紧靠正剩余区边界。

E块 情况与白东油田基本相似。

3. 中带

位于南北两带之间, 包括C块与H块面积, 其中C块更为有利。

C块 位于正剩余区斜坡上, 为鼻状褶曲。其东北与西南方向均与已知油田相邻。

H块 情况与A块大体相似。

4. 单西正剩余斜坡

目前暂定为I块面积, 有可能沿白南断裂延伸为条带状。该区的关键是油源问题。

此外, 单9、单7井一带第三系火烧沟群中、上段趋于尖灭, G块内如有砂体存在, 可能形成岩性尖灭油藏。今后应首先设法证实有无较厚的砂体存在。

对以上几块面积(I块除外), 我们还用上面所得到的综合判别式进行了考察。由于在油田之外, 特别是在白杨河油田与白东油田之间及其以东一带, 控制井点太少, 作出等值线的可靠性太差, 判别归类结果难以作为依据。因此, 我们希望能补钻少量探井, 充实资料, 用新的等值图取值代入判别方程, 可能取得更有价值的预测结果, 为寻找潜在油田提供更可靠的依据。秩相关分析由于类似的原因不再赘述。

对以上八块面积的钻探顺序是先钻A、B、C三块, 因除其它条件外, 它们更靠近油源, 其余各块将视这三块的钻探结果而定。

结 论 与 建 议

1. 根据北单斜的油气聚集与保存条件, 在火烧沟群中再找若干个小油田是比较现实的。建议按照我们提出的有利面积, 再结合砂体厚度的趋势分析、油源及其它地质资料, 提出一个较完整的勘探方

案和恰当井位,有计划、有步骤地进行钻探。

2. 由于多种原因,该区四十多口探井资料残缺不全,在很大程度上限制了人们对本区的深入认识。建议在新探井中取全取准全套测井资料和重点井的岩心,争取在老井中补作自然伽玛与中子伽玛测井,以便更好地研究岩性与储油物性的变化。

3. 我国用数学地质方法找油还缺乏经验,有待广大石油地质工作者去探索,积累资料,总结提高,努力赶上世界先进水平,我们这次研究,只能作为长期努力中的一次尝试。

(收稿日期 1980年12月2日)

参 考 文 献

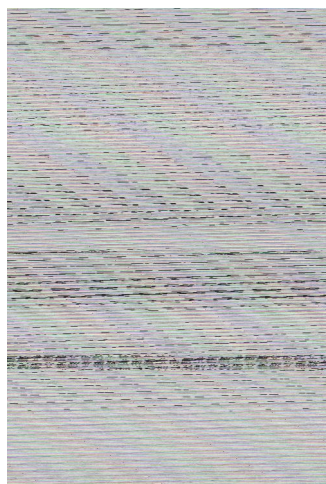
- [1] 中国科学院地质研究所, 1977, 数学地质引论。地质出版社。
- [2] Harbaugh, J. W., Doreton, J. H., Davis, J. C., 1977, Probability methods in oil exploration. John Wiley & Sons, New York · London · Sydney · Toronto.

A PRELIMINARY APPLICATION OF GEOMATHEMATICAL METHODS TO OIL PROSPECTING IN WEST JIUQUAN BASIN

Cheng Liguan Cheng Guangying Li Hongzhi

(Chengdu College of Geology)

Zhang Yinzhai



demonstrated quantitatively that the oil pool in the middle and upper parts of Huoshaogou Group ($E_{h_{2+3}}$) is mainly controlled by lithological and structural factors. The characteristics summarized here of the distribution of oil fields are as follows

All known oil pools occupy the favorable structure positions in areas with positive residual values and with less permeable zones along updip formations. They may also be aligned as strings of beads in a northwestern direction.

Based on this, it was suggested that drilling should be carried out in eight promising blocks of four areas. Consequently, oil sand or commercial oil was found in blocks A, B and C by test-veels (Fig. 8), which shows that initial success has been achieved in the prediction.