

伊陕斜坡北区天然气勘探决策*

赵 儒 金彦君 龙胜祥 曾 涛

(地质矿产部石油地质综合大队, 湖北荆沙 434100)

鄂尔多斯盆地伊陕斜坡北区奥陶系顶部风化壳圈闭决策分析表明, 以残台、残丘为代表的 10 个圈闭中, 11 号、8 号、6-7 号和 4 号圈闭累计面积大、资源量丰富、经济效益值高、第一口井为发现井的概率高, 是具有远景的圈闭, 15 号、13 号和 12 号次之, 14 号和 9 号较差。

关键词 鄂尔多斯 伊陕斜坡 北区 圈闭决策分析 天然气 勘探决策

第一作者简介 赵儒 47 岁 工程师 石油地质

石油与天然气勘探是一项充满风险和不确定性很强的密集性投资的经济活动, 为了减少损失, 扩大盈利, 圈闭勘探决策分析就显得十分重要。本文旨在用圈闭决策分析系统, 对鄂尔多斯盆地伊陕斜坡北区奥陶系风化壳天然气勘探进行决策。

1 圈闭决策系统简介

圈闭是油气钻探的目标, 优选圈闭则是勘探决策的核心。圈闭决策系统就是将各种参数量化, 为决策提供依据。这些参数通常是用决策树的形式来表示的。采用哪一种决策树是根据圈闭目的层的数量决定的。伊陕斜坡北区奥陶系顶部风化壳主要为单目的层, 因此采用 I 型决策树模型(图 1)。

在图 1 中, 方框是决策点, 数字为决策级别, 引出的枝为勘探方案; 圆圈是结果点, 引出的枝为各种勘探结果, 枝上所标数字为勘探结果发生的概率:

$$(1, 1) = 0 \quad (1)$$

$$(2, 1) = -X_1 \quad (2)$$

$$(B, 1) = -2X_1 \quad (3)$$

$$(A, 2) = \sum_{i=1}^n P_i \left[\frac{1}{2} (Q_i + Q_{i+1}) Y_1 Y_2 \right] - X_2 - A X_3 X_4 \quad (4)$$

$$(B, 2) = \sum_{i=1}^n P_i \left[\frac{1}{2} (Q_i + Q_{i+1}) Y_1 Y_2 \right] - X_1 - X_2 - A X_3 X_4 \quad (5)$$

式中 X_1 为干井费用, 元; X_2 为发现井费用, 元; X_3 为平均开发井费用, 元; X_4 为平均开发井密度, 口/km²; Y_1 为采收率; Y_2 为天然气价格, 元, A 为圈闭含气面积, km²; n 为资源划分的区间数; Q_i , P_i 为资源量第 i 区间的左端点值及资源量落入该区间的概率。

* “八五”国家科技攻关项目成果 (85-102-01-05-04)

收稿日期: 1995-07-10 改回日期: 1995-12-18

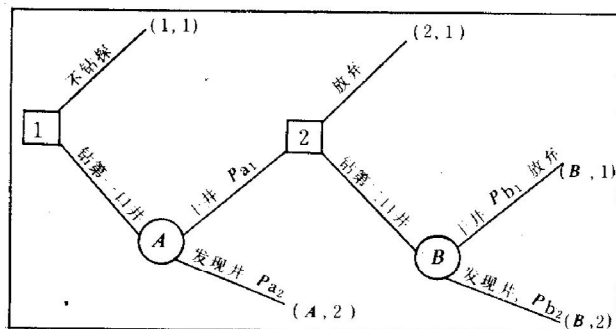


图 1 I 型决策树模型

式 (1) 为第一次决策结果系放弃的经济效益；式 (2) 为第一次钻探为干井的经济效益值；式 (3) 为第二次钻探为干井的经济效益值；式 (4) 为第一口井为发现井时的经济效益值；式 (5) 为第二口井为发现井时的经济效益值。

根据上述各式的计算值可解得：

[1] = {(1, 1) ∨ A} = max {(1, 1), A} (6)

[2] = {(2, 1) ∨ B} = max {(2, 1), B} (7)

A = P_{a1} [2] + P_{a2} (A, 2) (8)

B = P_{b1} (B, 1) + P_{b2} (B, 2) (9)

式中 P_{a1}为第一口井为干井的概率；P_{a2}为第一口井为发现井的概率；P_{b1}为第二口井为干井的概率；P_{b2}为第二口井为发现井的概率。式 (6) 为第一口井为发现井的期望效益值；式 (7) 为第二口井为发现井的期望效益值；式 (8) 为第一次勘探决策发现气藏的经济效益；式 (9) 为第二次勘探决策发现气藏的经济效益。

2 地质条件及含气评价

鄂尔多斯盆地奥陶系顶部风化壳蕴藏着十分丰富的天然气资源，盆地中部、西缘已发现气田，伊陕斜坡北部（以下简称北区）也钻出工业气流。北区气源，主要源于奥陶系海相碳酸盐岩和上古生界的煤系。源岩分布广，厚度大，有机质丰富，已达高-过成熟阶段。奥陶系生气强度为 25×10⁸ m³/km²，上古生界生气强度在乌审旗一带高达 70×10⁸ m³/km²，一般为 50×10⁸ m³/km²。由于加里东运动的作用，使奥陶系上升为陆，经过长达一亿多年的风化剥蚀、淋滤和表层水活动，形成了风化壳储集层和古地貌相对较高部位即残台，残丘圈闭。风化壳一般厚度在 70 m 左右，具有储集性能的一般不超过 15 m，尤以渗滤带储集性能为最好。

伊陕斜坡北区奥陶系顶部风化壳主要为中、小型气田。其中，中型气田的隶属度为 0.3199，小型气田的隶属度为 0.6801，含气信度为 1.00。在 17 个圈闭中，11 个具有形成气藏的条件（图 2）。中型气田占 86.55%，小型气田占 13.45%（表 1）。

表 1 北区资源分析结果表

规模	圈闭号	排序	预计可采量/10 ⁸ m ³	占总资源量百分数
中型气田	11	1	95.41	86.55
	8	2	75.07	
	4	3	56.78	
	6-7	4	56.36	
	1	5	27.09	
小型气田	15	6	20.67	13.45
	13	7	13.24	
	12	8	9.09	
	14	9	2.44	
	9	10	1.59	
	2	11	1.36	

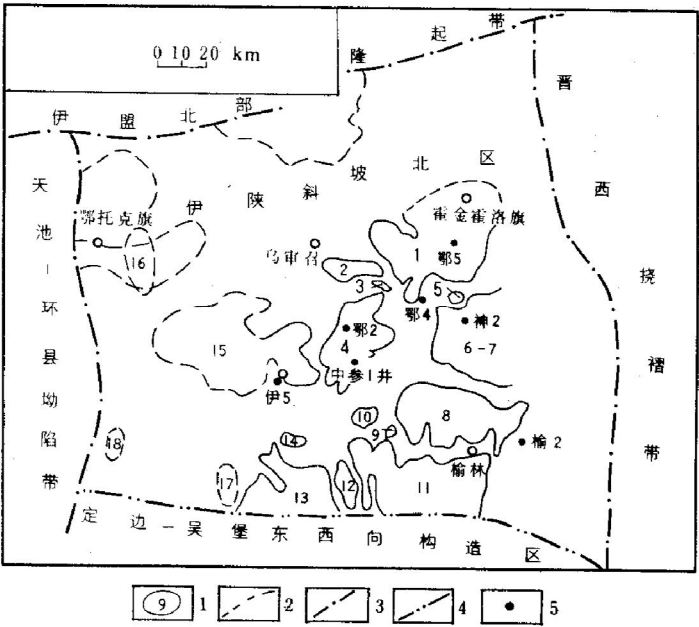


图 2 奥陶系顶部风化壳圈闭分布图

1—圈闭边界及号数；2—不清楚边界；

3——一级单元分界；4——二级单元分界；5——井位

3 勘探决策分析

在依序完成区块、圈闭含气性（信度）分析、评价和天然气可采资源量计算之后，即可从勘探结果的概率分析和天然气价格及勘探费用等方面对圈闭

进行勘探决策分析。

3.1 勘探结果的概率分析

勘探结果概率是圈闭决策分析中极为重要的参数,通常采用类比、经验或统计等方法取得。

3.1.1 一级风险的影响因素

所谓一级风险是指圈闭上第一口井为干井的概率,计算公式为:

$$P_{a1}=1-P_{a2}$$

式中 P_{a1} 为第一口井为干井的概率; P_{a2} 为第一口井为发现井的概率。

影响一级风险的因素主要有:(1)残台、残丘圈闭的含气信度。主要依据大量地质资料所提供的天然气生成、储集运移和保存的信息,并将这些信息按照本地区及邻区气藏形成的模式进一步具体化或者量化,并输入圈闭评价系统中去,经过评价系统的计算、逻辑推理和判断而得^[1],是一级风险计算的主要依据。(2)圈闭的复杂性。由于残台、残丘上残谷、残沟纵横交错,致使形态复杂,同时由于风化壳上成岩后生作用严重,沉积相变化大和风化淋滤作用的复杂性,严重的影响了第一口井为发现井的概率。(3)资料的信度,主要指圈闭的信度,风化壳上的残台,残丘是侵蚀面古地貌高点,这些高点高差较小^[2],并在漫长的地史演变中发生了很大的变化,侏罗纪以前,侵蚀面为东低西高,而侏罗纪以后至今,逐渐演变为东高西低*,这一演变使原侵蚀面的一些古地貌高点已不复存在,甚至反向发展。同时由于构造运动形成的低幅度隆起并不一定是侵蚀面上的古地貌高点,这就给圈闭的发现带来较大的困难。(4)钻井资料对风险值的影响。没有发现井并不一定是圈闭的含气信度低,也有可能是井位不当等非地质因素的影响,但这些钻井为再一次布井提供了可靠的地质信息,故打出发现井的概率明显高于没有钻井的圈闭。

3.1.2 一级风险计算公式

根据上述影响一级风险的地质因素和勘探因素的分析,一级风险的计算公式确定为:

$$P_{a1}=1-P_{a2}=1-(A_a M_a + q_a M_p) Z_a + Z_b$$

式中 P_{a1} 为一级风险(第一口井为干井的概率); P_{a2} 为第一口井为发现井的概率; A_a 为北区勘探成功率; M_a 为勘探成功率所占的比例系数; q_a 为圈闭含气信度; M_p 为含气信度所占的比例系数; Z_a 为资料可靠程度; Z_b 为以前钻井增加的概率。

3.1.3 一级风险分析结果

通过对北区各圈闭的一级风险分析和计算,6-7号,4号,8号,11号圈闭第一口探井为发现井的概率较高,分别为65.2%,60.1%,52.2%和41.8%,是非常有前景的地区(表2)。

表2 一级风险分析结果

圈闭号	钻井数/口	A_a (%)	q_a (%)	Z_a (%)	Z_b (%)	M_a	M_p	P_{a2} (%)
2	0	20	50	60	0	0.35	0.65	23.7
4	2	20	80	85	10	0.35	0.65	60.1
6-7	3	20	80	85	15	0.35	0.65	65.2
8	1	20	80	80	5	0.35	0.65	52.2
9	0	20	50	60	0	0.35	0.65	23.7
11	1	20	60	80	5	0.35	0.65	41.8
12	0	20	50	70	0	0.35	0.65	27.7
13	0	20	50	60	0	0.35	0.65	23.7
14	0	20	50	60	0	0.35	0.65	23.7
15	1	20	55	70	5	0.35	0.65	34.7

* 长庆石油勘探局石油勘探开发科学研究院,陕甘宁盆地中部气田规模预测研究,1992

3.2 勘探费用和布井密度

3.2.1 勘探费用

根据动态分析, 预计1997年我国天然气价格应为1.17元/m³。计算表明, 在北区钻至奥陶系顶部风化壳3500m的探井费用需612×10⁴元, 每米进尺约1750元。干井、探井、开发井费用差值大致在32×10⁴元左右, 如果把每年物价上涨指数考虑在内计算, 1997年的钻井成本提高幅度大约为10%左右(表3)。

表3 钻井费用比较表

圈闭号	目的层 埋深/m	1993年			1997年		
		干井/10 ⁴ 元	探井/10 ⁴ 元	开发井/10 ⁴ 元	干井/10 ⁴ 元	探井/10 ⁴ 元	开发井/10 ⁴ 元
2	2900	475.5	507.5	552.5	696.45	743.03	808.92
4	3160	521.00	553.0	598.0	762.8	809.65	875.53
6-7	2900	475.5	507.5	552.5	696.45	743.03	808.92
8	3080	507.0	539.0	584.0	742.34	789.15	855.03
9	3120	514.0	546.0	594.0	753.0	800.5	865.5
11	3140	517.5	549.5	594.5	757.69	805.00	870.34
12	3190	523.25	558.25	606.10	766.10	813.7	883.22
13	3270	535.00	567.0	612.0	783.3	830.15	896.0
14	3340	552.5	584.5	624.5	808.91	855.77	914.34
15	3385	570.38	592.38	637.38	835.1	867.3	933.19

天然气价格是一个动值, 随时间、地点变化而变化, 为了准确地确定其价格, 把天然气价格定在当量原油价格的85%具有竞争力。

3.2.2 开发井的密度

北区奥陶系顶部风化壳的圈闭在地史演变中比较稳定, 因断层切割而形成独立的封闭系统可能性不大。残台、残丘虽被残谷切割, 但面积相对较大, 因此在较大的范围内形成封闭系统可能性极大。同时, 该区的气藏与中部气田都具有低丰度、低产能和埋藏深的特点, 借鉴中部的勘探经验, 北区以3km²布一口井较为合理。

表4 第一口井为发现井时经济效益及评价表

圈闭	期望 值/10 ⁸ 元	临界概率 (%)	效益排队	综合排队
2	0	32.94	10	10
4	13.276	0.69	4	3
6-7	14.561	0.62	3	2
8	18.522	0.43	2	1
9	0.102	14.75	9	9
11	22.42	0.31	1	4
12	1.338	2.75	7	7
13	2.322	2.01	6	6
14	2.371	10.41	8	8
15	3.922	1.60	5	5

4 决策分析结果

4.1 经济效益

在10个圈闭可采天然气经济价值、风险勘探成本等分析的基础上, 进行经济效益计算表明, 11号圈闭的经济效益值为最高, 其次为8号、6-7号和4号; 2号圈闭的经济效益值最低, 第一口井的经济效益值为零(表4)。

4.2 临界概率

临界概率是指这个圈闭经济效益值为零时的概率。临界概率愈小其经济效益值愈大, 反之, 临界概率愈大, 经济效益值愈小。临界概率计算结果与经济效益值的计算结果一致(表4)。2号圈闭的临界概率大于第一口井为发现井的概率, 其经济效益值为零, 而11号

圈闭临界概率为最小,其经济效益值居首位。同时,8号、6-7号、4号临界概率小于7%,经济效益值亦相当可观。

4.3 勘探顺序

根据圈闭的经济效益值、临界概率及其地质特点,以下列顺序分批勘探为佳。

4.3.1 第一批圈闭

11号、8号、6-7号、4号共4个圈闭。11号圈闭经济效益值虽然居众圈闭之首,但由于几何形态复杂,第一口井为发现井概率明显低于其他3个圈闭,可是由于其含气累计面积大,资源量丰富,经济效益值高,所以仍有极大的远景。8号、6-7号、4号圈闭的共同特点是含气面积大且连片性好,经济效益值较高,临界概率低,第一口井为发现井的概率高。从目前资料分析,这3个圈闭的古地貌高点与局部构造重合面积大,近期布井可能会有所突破。

4.3.2 第二批圈闭

15号、13号、12号三个圈闭。这些圈闭的共同特点是,经济效益值及储层物性较第一批勘探的圈闭略差,其构造成因高部在残台、残丘上显示较弱,且残沟较为发育,特别是15号圈闭最好进一步摸清其形态后再布井。

4.3.3 第三批圈闭

14号、9号两个圈闭。经济效益值较低,含气面积小,含气的信度较低,因此,第一口井为发现井的概率相对要低。

参 考 文 献

- 1 李树森,王川,樊民星.对圈闭油气资源评价专家系统的认识.石油与天然气地质,1994,15(3):188~189
- 2 马振芳.鄂尔多斯盆地中部古风化壳储层特征.天然气地球科学,1994,5(6):29~31

GAS EXPLORATION DECISION OF NORTH AREA IN YISHAAN SLOPE

Zhao Ru Jin Yanjun Long Shengxiang Zeng Tao

(Comprehensive Research Institute of Petroleum Geology, MGMR, Jingsha, Hubei)

Abstract

The decision analysis of the traps of the upmost Ordovician weathering crust in the north area of Yishaan slope, Ordos Basin indicates that among the 10 traps represented by relict tables, unakas, the traps of No. 11, No. 8, No. 6 - 7 and No. 4 have relatively large cumulative areas, richer gas resources, higher economic benefit, lower critical probability, higher probability for the first well to be the discovery well, and these traps are more prospective in gas exploration. The traps of No. 15 - 13 are secondary; traps No. 14 and No. 9 are the last.