

国外石油工业水平调查

国外气田开发专辑



石油工业部科学技术情报研究所

一九八四年七月



200422649

国外气田开发论文集

目 录

00295239

1. 从中等强度水驱气藏中进行二次采气的一个典型例子.....乐长荣译 (1)
2. 采气过程中的气井水淹.....乐长荣译 (15)
3. 工艺因素对天然气采收率的影响.....乐长荣译 (19)
4. 采气速度和布井系统对天然气最终采收率的影响.....乐长荣译 (23)
5. 气田开发过程中含水层参数的确定.....乐长荣译 (24)
6. 气井水淹监测.....乐长荣译 (30)
7. 控制底水气藏开发, 提高天然气最终采收率.....乐长荣译 (32)
8. 气藏水侵分析.....乐长荣译 (35)
9. 列宁格勒凝析气田气井开采的无水期和有水期.....乐长荣译 (48)
10. 气藏的地质特征对采收率的影响.....乐长荣译 (53)
11. 根据矿场地球物理资料监测气层水侵.....乐长荣译 (55)
12. 不平衡过程对形成含气层驱动方式的影响.....乐长荣译 (59)
13. 用测井温法划分气藏的水淹层段.....乐长荣译 (63)
14. 储层横向分布状况对奥伦堡凝析气田水的推进的影响.....乐长荣译 (66)
15. 乌克蒂尔气田的水显示机理.....乐长荣译 (69)
16. 封闭气和凝析油开采前景的估计.....乐长荣译 (72)
17. 在低渗透储集层和弹性水压驱动条件下的天然气采收率.....乐长荣译 (75)
18. 低渗透层对气田和凝析气田采收率的影响.....乐长荣译 (79)
19. 开采区域对气水界面形状的影响.....乐长荣译 (81)
20. 水淹气井采气特征.....乐长荣译 (83)
21. 天然气最终采收率的评价.....乐长荣译 (88)
22. 用压裂前后的试井资料避免低渗透性气井过早带水
.....何志朋译 李祐佑校 (90)
23. 局部性水驱气藏的开采.....何志朋译 李祐佑校 (100)
24. 气井带液的识别与措施.....何志朋译 张子枢校 (110)
25. 气水界面上升高度的计算方法.....黄开敬译 宋基葵校 (124)
26. 增加气井最大无水产量和确定打开气层最佳程度的方法
.....曾志琼译 宋基葵校 (126)

27. 奥伦堡凝析气田岩心中水驱气过程的研究·····	黄开敬译	宋基葵校 (131)
28. 有底水气藏的开发问题·····	曾志琼译	刘方槐校 (150)
29. 提高水侵气藏天然气采收率的方法及经济评价·····	钟 华译	何志朋校 (153)
30. 水淹区天然气饱和度不变时水侵入气藏的计算·····	曾志琼译	刘方槐校 (168)
31. 根据试验室岩心研究资料计算不同类型储集层的残余 气饱和度和水的相对渗透率·····		宋基葵译 (172)
32. 对水驱采取积极措施以提高天然气采收率·····		宋基葵译 (177)
33. 采气速度对天然气采收率的影响·····		宋基葵译 (179)
34. 根据矿场地球物理和水动力学资料计算气藏开发时地层水推进 的方法·····	吴丽芸译	宋基葵校 (182)
35. 谢别林气田的气井化学排水流程·····		宋基葵译 (184)
36. 在弹性水驱条件下最终采收率的预测·····		宋基葵译 (189)
37. 根据气田的两维开发模型确定水侵厚度和残余气饱和度 ·····	吴丽芸译	宋基葵校 (192)
38. 克拉斯诺达尔边区气田的封闭气数量的计算·····		宋基葵译 (194)
39. 根据气藏先期开发资料评价最终采收率·····	吴丽芸、	宋基葵译 (197)
40. 多层气层开发时各个因素对动态采收率和最终采收率的影响 ·····	吴丽芸译	宋基葵校 (201)
41. 两相渗流数学模型在弹性水驱计算中的应用·····	熊春德译	宋基葵校 (204)
42. 天然气的气藏类型与采收率·····		张子枢编 (209)

从中等强度水驱气藏中进行二次采气 的一个典型例子

Chesney·T·P等著 乐长荣译 何志朋校

摘要:美国南德克萨斯州几个水驱气藏的降压采气动态表明,大量的天然气被封闭在水淹带中,其中有不少气藏是由有限含水层维持着压力。对加速排水降低气藏压力,回收封闭气进行了评价。对其中一个气藏的二次开采工艺评价、执行结果进行了讨论。

引言

加速降压开采水驱气藏,提高天然气采收率,为气藏开采史证实是有效的。从1978年到1979年,H-21气藏降压动态分析,有77亿立方英尺(218×10^9 米³)的天然气,或为累计采气量的10%是由加速降压采出来的。

加速降压采气后,大量的天然气被封闭在水驱气藏中。Christian L·D提出了大排量的排水,降低水驱气藏压力,促使封闭气释放,并从生产井中采出,提高了天然气采收率。应用通过注入某些类型的流体,采出井内液体,以达到提高最终天然气采收率的目的,被称之为二次开采。从北Alazan H-21气藏和它邻近的含水层,大容量的排水降低气藏压力,能够采出的天然气比常规开采方法多得多,这种情况,在本文所讨论的二次开采工艺实际应用中得到证实。

北Alazan H-21气藏是一个中等强度的水驱气藏,在废弃压力2200磅/时²(154.7公斤/厘米²),即为原始压力的62%的条件下,水侵带中封闭气量达440亿立方英尺(1.2×10^{10} 米³)。在30,000桶/日(47×10^3 米³/日)的排水速度下,会使废弃压力降到500磅/时²(35.1公斤/厘米²),能额外采出封闭气220亿立方英尺(620×10^9 米³)

尽管把储采比降到1.5,但含水层中的水仍“超前”进入气藏。1980年7月,已采出原始储量1210亿立方英尺(3.4×10^{10} 米³)的64%。余下的封闭气440亿立方英尺(1.2×10^{10} 米³),在设计中制订了辅助的诱发开采措施。

在原始油水界面附近的H-21含水层中,完成了4口大尺寸套管的人工举升井,被水淹的气顶区有3口主要的产水井,每口井的排水量在3000到8000桶/日(477~1272米³/日)。另外,在构造顶部有10口小套管的井,总的产量为3000桶/日(477米³)

日)，在设计中作为主要的生产气井。

北Alazan H—21气藏，采用了二维径向和三维矩形的计算模型，匹配气藏动态史和提供在不同排水量下，预测天然气产量。通过监测工作，获得气藏动态资料，作为这两个数学模型的主要输入数据，作为长期指导H—21气藏二次开采方案的实施，作出更加符合实际的预测效果。

排水设备的设计和安装，以及用试井方法取得大量人工升举设计参数，在设计中都作了说明。在H—21含水层的高产水井上安装了电动潜水泵，在水淹带的井中，用气举方法高速排水。设计中还说明了从气藏中排水的标准操作问题、解决办法及初期取得的效果。

储层研究

一、地质概况

北Alazan气田位于Corpus Christi以南28英里(45.1公里)，Kingsville市以东18英里(29公里)在德克萨斯州的Kleberg县的北东方向。气田范围以内的地层属于弗里沃(Frio)纪，大体上沿南北方向沉积的低倾角背斜砂岩构造，具有生产能力的层位在4,000到12000英尺(1.

2~3.7公里)范围内。北Alazan油气藏是在1958年12月于6号井中发现的，气藏平均埋深为7200英尺(2.2公里)。图1为H—21气藏的构造图，说明了背斜构造特征，在图上分别标示出原始油水和油气接触面的位置在—7186和7212英尺(—2190'和—2198米)。油气藏具有生产能力的面积为4000英亩($16.2 \times 10^3 \text{米}^2$)，北部和西部以水为界，东面为水和断层的一部分限制，而断层的大部向海岸倾没延伸。通过油气藏的中部，建立了东—西向的横剖面

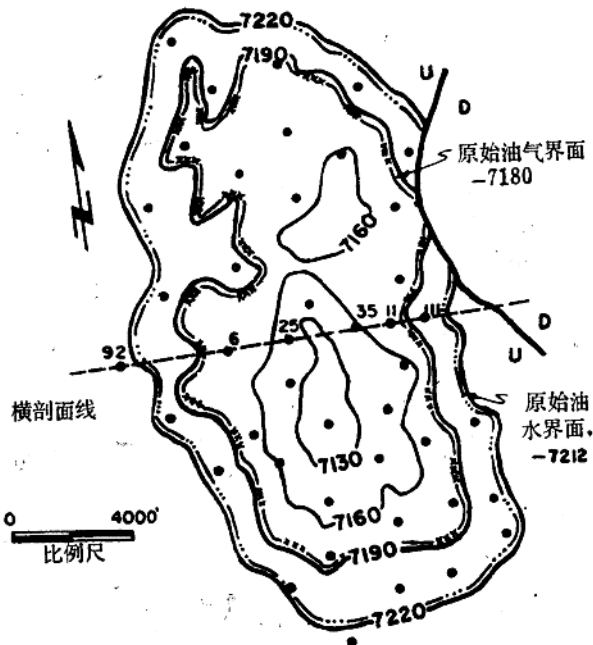


图1 构造图

(图2)，含油部分呈一“扁平”的油柱，上面为大的气顶覆盖，下面为水层衬托。靠近油气藏底部，有一砂质页岩层横贯整个油气藏。图3例举的标准感应测井或电测井曲

线,表明了该油气藏的地层特征。虽然在图2和图3中绘出了砂质页岩,但并不妨碍压力的连通。为便于研究起见,将油气藏分为两个带,上部为H—21A带,下部为H—21B带。油气藏原始的石油储量为1210万标准桶($6.7 \times 10^6 \text{米}^3$),天然气储量为1210亿立方英尺($3.4 \times 10^9 \text{米}^3$)。

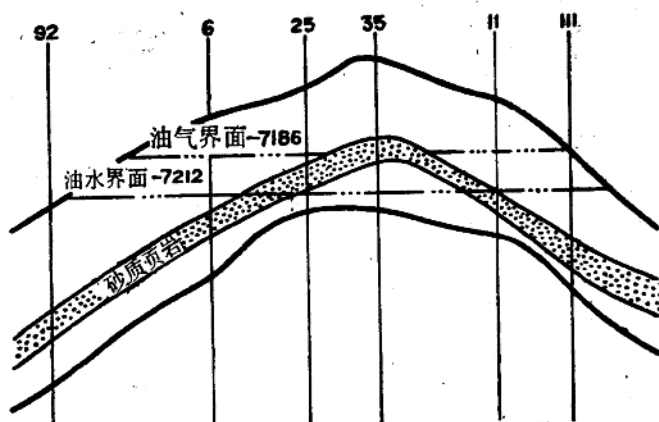


图2 东—西向构造横剖面图

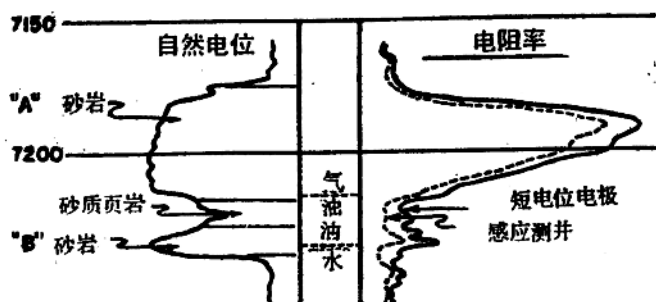


图3 标准感应电测井曲线

二、储层、流体和含水层性质

表1列出了北Alazan H—21油气藏和含水层系统的储性、流体和含水层参数。孔隙度、渗透率和原始含水饱和度值,是根据该油气田中5口井的250英尺(76米)岩心常规分析测得的。孔隙度22%,在整个储层中分布均匀,但渗透率变化较大,在H—21构造顶部高达1000毫达西,而靠近边部为400毫达西。气顶区取用的平均渗透率值为850毫达西,渗透率和原始含气饱和度与封闭气的饱和度有密切关系,计算求得的残余气饱和度为孔隙空间的24%,作为储层研究和模拟计算输入数据。

表1 北Alazan H—21储层的储性、流体和含水层基本参数

储层:	
有生产能力的面积, 英亩	4,000
孔隙度, %	22
渗透率, 毫达西	850
原始含水饱和度, %	30

烃类体积, 百万储层桶	140
气顶与含油带之比	1.4
残余气饱和度, 占孔隙空间%	24
流体:	
原始压力, 磅/时 ²	3232
温度, °F	194
石油的地层体积系数, 储层桶/标准桶	1.38
油层中溶解油气比, 标准立方英尺/标准桶	725
原油比重, °API	42
含水层:	
水相渗透率, 毫达西	150
孔隙度, %	23
岩石压缩系数, 10^{-6} [磅/时 ²] ⁻¹	3.5
水的压缩系数, 10^{-6} [磅/时 ²] ⁻¹	3.0
孔隙体积, 百万储层桶	16.5
厚度, 英尺	50
含水层与储层半径之比	7

储层流体是处于3,232磅/时² (227.2公斤/厘米²) 和194°F (90°C) 原始状态下饱和的, 在开采H—21层石油的初期, 从井底取得流体样品, 通过实验室分析, 用PVT关系曲线确定了饱和度。

前面已讨论, 将H—21含水层系统的东部界限确定在大的延伸断层处。同样, 根据区域图、地震解释和钻井, 找出西部含水层边界, 是一条平行于东部断层以西6英里 (9.7公里) 更大的主断层。尽管北边和南边含水层边界还不清楚, 但通过钻穿H—21含水层系统的井, 近期测压试井证明了H—21储层研究中所使用的含水层边界。

三、石油开采

于1958年发现油气藏, 到1963年2月份完成了49口井, 达到80英亩的 (323×10^3 米²) 井网开采石油。虽然井是在2英尺 (0.6米) 油水接触带内完井, 但初期油气比动态证明了气顶锥进。1960年9月开始, 用从中央到边部的驱扫井网注气保持压力, 用80英亩的井网开采石油, 直到1969年。

通过1969年对H—21油气藏所进行的工程和地质综合研究, 建议在含油带加密井网到40英亩。1969年的研究, 得出两个重要的结论: 1. 页质砂岩层由于渗透率低 (5毫达西) 可阻止气顶的锥进; 2. 进入H—21B带的水足以维持油藏的压力, 以最大的采油速度从B层中开采石油。相反, 采用80英亩 (323×10^3 米²) 的井网, H—21A带中的气顶猛烈的锥进, 不能有效地排出石油。

执行加密井网方案后, 于1970年原油产量达到高峰, 8,000桶/日 (1303 米³/日), 以后就开始下降。截至1975年, 基本上完成了石油的一次开采, 采出石油1800万桶 (2.9×10^8 米³), 或为原始石油储量的43%。

四、降压开采气顶

在15年注气期间(1960~1975年),注入构造顶部气顶部位井中的气共达2380亿立方英尺($6.7 \times 10^8 \text{米}^3$),两倍于气顶的体积,使整个含油带恢复了生产,实现了含油带的压力保持和气顶的回注开采。降压开采气顶的方案,得到德克萨斯州铁路委员会批准后,在纯利率法律使用权限下开采,每口井产气量限制在6百万呎³/日($170 \times 10^3 \text{米}^3/\text{日}$)。气顶降压采气是在1975年初,开始采用高油气比进行降压开采,并实现连续采油的过程。这段时间的油、纯气产量和压力数据都表示在图4上。1977年由于生产井出水,压降速

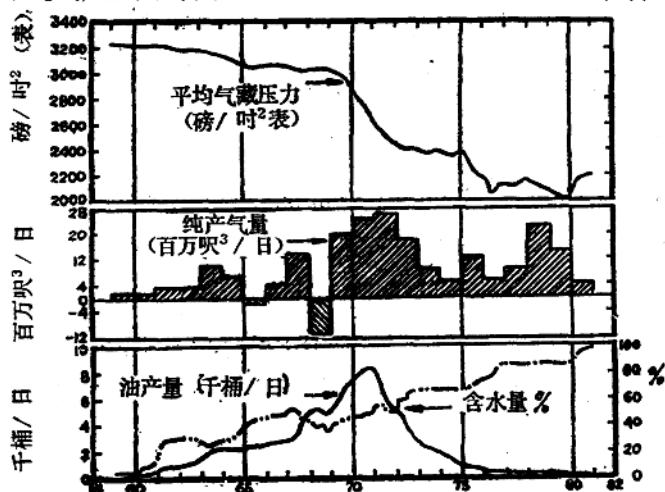


图4 压力和开采早期动态

度变慢,反映了储层压力回升。气井内的水位继续升高,再要恢复到以前的降压速度,几乎没有一点成功的希望,这主要是由于近于纵向水侵前沿造成的。从1977年后期到1978年中期,第二次着眼于加强修井和钻井工作,以提高气顶降压速度、降低气藏压力、增加气顶采气量。另外,逐渐降低集输系统压力,以保持纯产气井的生产能力。截至1979年,气藏压力已经下降到2000磅/时²(140.6公斤/厘米²),除了4口井外,水侵前沿已到达所有其它的井。气藏压力降至200磅/时²(14.06公斤/厘米²)后,在气顶未被水淹和已被水淹的面积内,于1978和1979两年中,由降压采气,采出封闭气为77亿立方英尺($220 \times 10^8 \text{米}^3$)。1979年7月以后,气藏未被水淹地区内的压力开始从2000磅/时²(140.6公斤/厘米²)上升,于1980年最后一口气井出水后,压力仍继续上升。1980年12月,平均气藏压力已上升到2440磅/时²(171.5公斤/厘米²)。

二次开采评价

一、H-21气藏的选择

于1977和1978年,对北Alazan气田中的四个大气藏的降压开采动态进行了详细的

研究。确定了气藏水淹和没有水淹的范围,并计算了水进入气藏的体积。应用不稳定态体积平衡法匹配水流入量,确定继一次开采以后的天然气采收率。如在H—21气藏中,通过对压力处于稳定或正开始上升的气藏合理的开采,降压采气又提高了天然气产量。随着天然气输送能力设计方案完成,对其它气藏也进行了研究,并估算了从这些气藏中今后可能的产水量。这些研究,对提高最终天然气采收率是很有益的。研究的结果认为,从所有的北Alazan气藏中都能实现提高天然气采收率,并列出了这些气藏累积产出的水气比〔桶/千呎³ (5.6×10^{-3} 米³/米³)〕的次序。对这些预选的气藏进行设备条件、经济效果分析后, H—21气藏具有很大的优越性,主要是该气藏还有天然气可开采的潜力以及能够使用的几口已有的大套管井产水。

二、模拟研究

1979年10月,使用二维径向模型匹配H—21气藏的体积流量和压力动态史。图5是

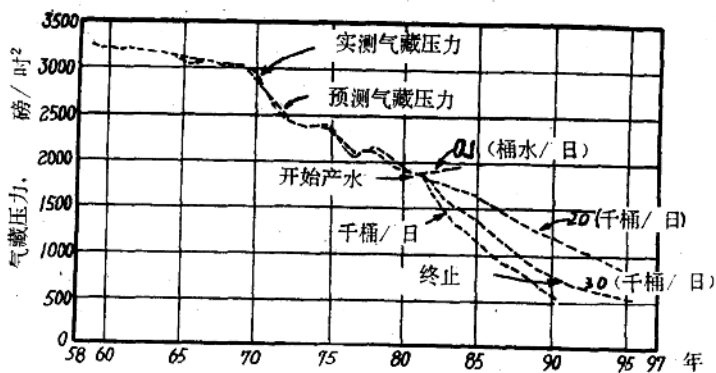


图5 过去和将来压力变化曲线
(二维径向模型)

用径向模型匹配的压力曲线,由图可见,实测的和预测的压力具有良好的一致性。以30000桶/日 ($4770 \text{ 米}^3/\text{日}$) 排水速度,预测了气藏动态,10年内预计会增加采出天然气220亿立方英尺 ($0.6 \times 10^9 \text{ 米}^3$)。模型预测在1981年中期气藏完全水淹,以后连续加速降压采气,最终采出气量可达840亿立方英尺 ($2.4 \times 10^9 \text{ 米}^3$)。作了几种方案的预测,排水量、气水产量、重直渗透率、地层倾角和排水周期,对提高天然气采收率有较大的影响。

三、水产量的灵敏度

用径向模型模拟了排水量从10000到60000桶/日,研究了排水速度对二次开采过程的影响。为了保证解决有效的控制排水速度,在同一时间(1980年9月),开始模拟每一种方案下的排水量。用三口井生产渗透出来的气,当含气区平均压力达到500磅/吋² (35.15 公斤/厘米^2)或达到气藏水淹时自动结束排水。模拟的结果列在表2中。在采用10000和20000桶/日 (1600 和 $3200 \text{ 米}^3/\text{日}$) 排水速度的方案1和2的结果,得出排水量要大于10000桶/日 ($1600 \text{ 米}^3/\text{日}$) 时,就会超过水流入气藏的速度,这时水前沿便

表 2

北Alazan H-21 气藏二次开采径向模型预测结果

方 案	水 产 量		气藏废弃压力		积 累 产 量		增 采 的 气 量		累 积 水气比 桶/千呎 ³
	千桶/日	时间, 年	年	压 力 磅/吋 ²	气 10亿呎 ³	水 百万桶	10亿呎 ³	井数	
0	0	0	1981	1850	84	0	0	0	—
1	10	1.3	1982	1850	85	5	0.5	3	10
2	20	23.0	2003	500	103	167	19	3	9
3	30	15.3	1996	500	101	167	16	3	10
4	60	9.1	1990	500	94	199	10	3	20
5	20	18.8	2000	500	104	137	20	7	7
6	30	12.3	1993	500	104	135	20	7	7
7	40	9.8	1991	500	103	144	19	7	8
8	30	4.3	1987	1416	91	47	7	7	7
9	30	8.3	1994	790	103	91	19	7	5
10	30	10.4	1996	500	108	114	22	7	5

不再向前推进。推水量10000桶/日(1600米³/日)的方案1所得出的结果表明,气藏的开采期限可延长6个月。根据方案1的预测,提供的程序包括10000桶/日(1600米³/日)的最初排水方案,在此期间,要求设计并提供更高排水量的设备。方案2到4,产水量和累积排水量增加而采气量却普遍的递减,这是由于模拟的产气能力不恰当造成的。

四、水和气流量的灵敏度

模型中增加4口井(总共有7口井),研究气水流量的综合影响。方案5到7的研究结果列在表2中,由表可见,与方案2到4相比较,明显的改善了增加采气量的效果。总之,从这6次模拟中得到的结果说明,较高的排水量和产气量与能够迅速释放天然气的气藏能力之间有相互依赖的关系。

五、纵向渗透率和地层倾角

在H-21气顶降压开采期间,近于纵向水驱前沿的地层中,流体的运动是受粘滞力而不是重力支配的。当气井出水产气量下降时,近于纵向水驱前沿得以缓和,此时,重力就成为水驱前沿形状的控制因素。从水中释放出天然气,重力分离速度将强烈的影响水驱气的效果。纵向渗透率值低,能明显地降低重力分离的速度。地层倾斜度大,由于增大了释放气和水对流的能力,而提高了天然气产量。采用高的纵向渗透率(30毫达西)和低倾角(1.2°)的H-21气藏二次开采动态径向模型,研究得出,释放气将会沿地层顶部形成再生气顶,产生“伞形”效应。

六、排水周期和终止时间

采用高排水速度,预计在水淹区内生产井周围再生气顶会锥进。由于伞形和锥形效

应, 就出现了中止排水, 让气井开采处于再生气顶中天然气的最佳时间。表 2 中, 方案 8 到 10 表示, 排水量 30000 桶/日 ($4770 \text{米}^3/\text{日}$) 在今后不同时间终止时, 对增加采出气量的影响。由表看出, 20000 和 40000 桶/日 (3200 和 $6400 \text{米}^3/\text{日}$) 的排水速度, 同样对增加天然气采出量有影响。对上述三种不同排水量的气藏压力变化曲线表示在图 5 上。

七、选择 30000 桶/日 ($4770 \text{米}^3/\text{日}$) 排水量

用三种不同的排水量开采气顶, 对预计的经济效果进行了评价, 确定 30000 桶/日 ($4770 \text{米}^3/\text{日}$) 的排水量, 作为 H-21 气藏二次开采设计中最经济的排水量。预测的气产量和压力降表示在图 6 中, 供选择产气量之用。1979 年 12 月批准了 H-21 气藏二次开采方案, 1980 年 9 月完成了初期的计划。

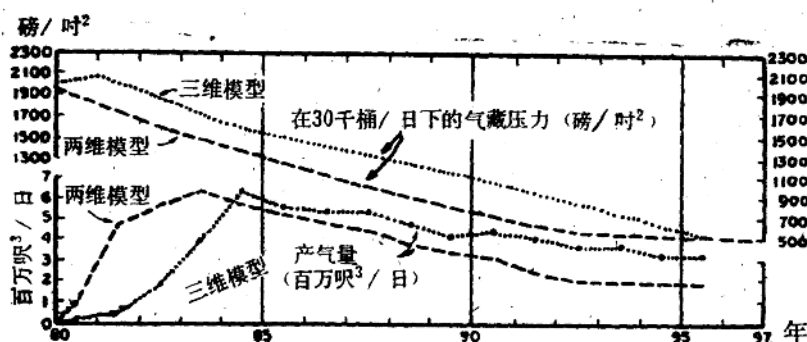


图 6 二次开采的动态预测

二次开采方案的执行

一、高排量人工升举

执行二次开采设计的计划, 包括压力恢复测试求设计中的人工升举极限参数。1980 年第一季度进行试井, 搞清 H-21 含水层和水淹区渗透率变化。在 7 口井的每一口井中都进行了流量和压力恢复测试。对压力恢复数据作了 Horner 和 McKinley 典型曲线的分析, 得出水淹区水的有效渗透率范围 120~180 毫达西, 含水层为 100~295 毫达西。在所有的井中都出现井底损害, 这些井的原始生产指数在 2 到 7 桶/磅/时²-日 ($0.05 \sim 0.16 \text{米}^3/10^6 \text{帕}$)。以后进行了酸化, 测得水淹区的生产指数为 15~21 桶/磅/时²-日 ($0.35 \sim 0.48 \text{米}^3/10^6 \text{帕-日}$), 含水层的生产指数为 25~40 桶/磅/时²-日 ($0.58 \sim 0.92 \text{米}^3/10^6 \text{帕-日}$)。

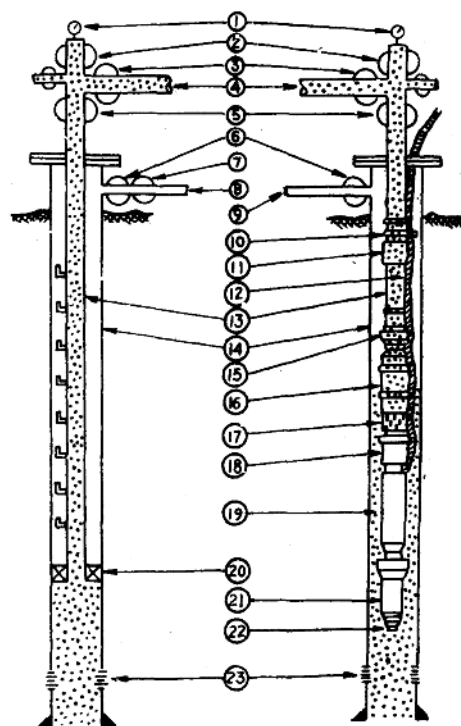
对人工升举的经济效果研究指出, 潜水泵是高排量排水中最经济的方法, 主要是因为它排水量大、效率高。但由于水中的游离气, 严重的降低了潜水泵排水效率, 在被水淹的含气区内的 3 口井上安装了气举装置。对位于原始含水层其它 3 口 H-21 井的人工升举, 使用 200 马力 (149 瓩) 的单相电动潜水泵。所有潜水泵排水井都安装了压力、温度传感器, 在地面读出井底流动压力和温度。

将大套管井转为产水井，但仍需要钻新井，下9 $\frac{3}{4}$ 英寸（24.5厘米）的套管，以便达到30000桶/日（4770米³/日）的排水目标。354号井裸眼完井，下部扩孔为14英寸（35.6厘米）。因为H—21气藏没有产砂的历史，故在完钻的井中未使用的砾石过滤器。压力恢复测试分析表明无井眼损害，井的生产指数为28桶/磅/时²—日（0.65米³/10⁶帕）渗透率为182毫达西，随后安装了340马力（254瓩）单相潜水泵，产水量8000桶/日（1272米³/日）。图7表示这7口高产水井的典型人工举升安装设计。

设计参数

气举		潜水泵
21.2	产率	40
2500	排水量	6000
2100	井底压力	2150

球形阀座 深，英尺	工作压力 磅/时 ²	
	开	关
2000	1003	939
3650	979	909
4800	925	887
5450	893	872
5800	875	860
6100	859	846
6400	845	834
6700	826	822



- 1) 压力计;
- 2) 轮阀;
- 3) 圆盘导翼阀;
- 4) 利得管;
- 5) 总阀;
- 6) 套管阀;
- 7) 气动阀;
- 8) 气举供给管;
- 9) 出气口;
- 10) 绳夹;
- 11) 排泄阀;
- 12) 供电电缆;
- 13) 4 1/2"油管;
- 14) 7 5/8"套管;
- 15) 回压凡尔;
- 16) 串联泵;
- 17) 泵吸入口;
- 18) 护丝或密封节;
- 19) 200马力单相马达;
- 20) 封隔器, 7050英尺(深);
- 21) 压力和温度传感装置;
- 22) 装置座深, 3600英尺;
- 23) H—21层处孔眼。

图7 排水井装置典型设计图

二、初期计划

H—21气藏二次开采设计中包括10000桶/日（1590米³/日）的初期方案，以便让

部分水量从已有设备的一口潜水泵和两口气举井中产出，同时等待运送和安装新的设备。下面还要讨论流动温度高和其它操作问题，它们妨碍了实现初期计划所要达到的排水量指标。

三、生产设备

图8为一简要的流程。每一口井都通过单独管线生产，可以流入测试分离器，或进入两相生产分离器〔压力为70磅/时²（4.9公斤/厘米²）〕。这两种分离器与天然气分液器结构一样，使所有的流体进入一个自流水分离器。测量出口气量，并输送到中心站进一步分离，然后压缩到1000磅/时²（70.3公斤/厘米²）。石油从自流水分离器进入1000桶的储油罐，从储油罐将石油泵出，计量后输送到中心站进一步分离，供出售。

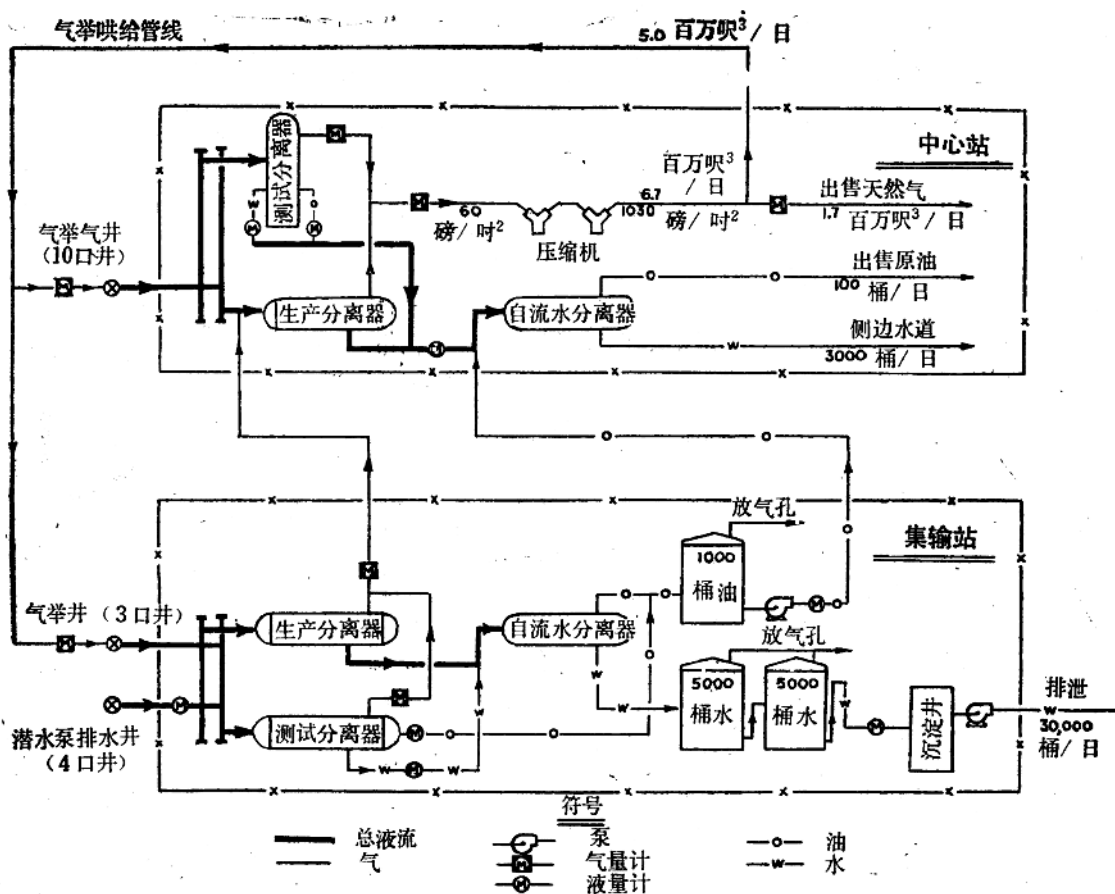


图8 二次开采设计流程图

从自流水分离器中流出的所有的水：1) 流入两个5000桶（795米³）钢栓控制的储水罐；2) 计量；3) 依靠自重进入三个沉淀井。用三个25马力（18.6瓩）的马达（其中

有一个备用), 通过一条直径为10英寸 (25.4厘米) 的玻璃纤维管子, 将水排入Alazan气田允许泄水的地点。

所有的气、油和水分别用气体孔板流量计、液体涡轮流量计计量, 如图8所示。另外, 每一口泵排井都有单独的动力消耗指示器。

四、操作问题和解决的办法

1. 温度

在开工和生产期间, 预先没有考虑到在周期性的高温下操作的问题。因为通过油管 and 输送管线的流体流动速度高, 加之外界相对高温的条件, 不可能有足够的时间使水冷却, 还因潜水泵排水井上使用的电动马达运转, 使温度升高, 给产出的水加了温。其结果使井口的温度高达 180°F (82°C), 二次开采中心站的温度也升高到 150°F (66°C)。由于井的开、关而引起周期性的温度循环。为解决此问题, 将每一口井2400英尺 (732米) 段改装成热膨胀封闭系统。

温度也会产生高速腐蚀作用。由于产生热, 使盐水和气相中的 CO_2 产生轻微的腐蚀性, 腐蚀的速度约为4密耳/年 (0.1毫米/年)。办法是不断探测腐蚀的速度。这次设计没有考虑腐蚀作用。以后将采取管线内部涂料, 使腐蚀降低到最小程度。

2. 设备

多次停工、开井排水, 就会引起两个5000桶 (795米^3) 的钢栓油罐应循环温度的变化而收缩和膨胀, 使栓接口处裂开, 油罐渗漏。这可在维持稳产期间, 将柏油珐琅涂料涂在油罐裂缝内消除渗漏。

在高排量的情况下, 分离后的水中石油含量会超过设计中的极限, 应即解决的办法是随时输送石油, 以减轻现有设备的负担。需增加的生产设备正在设计, 并在这一年的后期提供使用。

因为排水采气循环的温度高于预期的温度, 初期地面组台沉淀井的容量还不能充分冷却30000桶/日 (4770米^3 /日) 水量。有了充分冷却排出的水, 现已扩大了地面面积和增大沉淀井的储存体积。还设计了空中喷射设施, 供需要时辅助冷却用。

3. 气举系统

二次开采设计开始执行之前, 整个气田气举系统平均压力为960磅/时² (47.5公斤/厘米^2)。当设计的气举井需要增加天然气量时, 气田的压力就下降。将压缩站内一段小直径管道作成环形后, 气举压力恢复正常。

4. 提供稳定动力

在开始工作和生产过程中, 一个重要的问题就是要提供足够的动力。Alazan气田是在18英里 (29公里) 长的线路的一端, 设有12千伏、4兆瓦的动力供应装置。在气田附近, 安装了几个电容器组、一套自耦变压器和特别的监测装置, 使电压垂度、动力中断和单相线路的影响降低到最小程度。为长远解决问题, 电力公司将提供一条新的10英里 (16公里) 长的线路, 该线路具有24-千伏、8兆瓦电容器和一个由外线直接供电线路, 137千伏的分电所。新系统将要花一年的时间完成。

5. 备用量

设计中它含有超过预计能力20%的备用量〔即设计能力是36000桶/日(5800米³/日),而平均排水量是30000桶/日(4770米³/日)〕。为了确保排水量30000桶/日(4770米³/日),需要有较大的备用量和最高负荷能力。

解决的办法是在井口辅助装置上安装电动潜水泵,使其线路与二次开采中心站联接。至今,有效停机时间在不断改进,并将继续改进,使它与该设计中的产水量一致而加以解决。

6. 改进措施

二次开采规划将要从设计、设备安装和该规划的执行管理中得到利益。最明显的改变是分离装置。对每一个辅助设计将不再采用现有双重设备,计划对水淹区完钻井,使用现有生产设备的改装装置。在原含水层(其中含有相当数量的液态烃)完成的井,安装辅助集管、生产和测试分离器。液体在生产分离器内有3分钟的滞留时间,使水直接排到沉淀井之前,保证良好的气液分离。含水层中所有的井是用潜水泵排水的,由于离心式的泵具有稳定排液特点,所以段塞流将维持在最小程度,这种分离系统,在整个规划期间,投资少、操作成本低。

设计修订方案包括大的沉淀井、输油、输气、输水管线内部涂料和改进电动潜水泵性能。新设计的沉淀井可滞留液体48小时,包围了管线表面和冷却面积50%以上。输送管线用水泥衬里以防腐蚀。所有的水管,如各种计量表、集管和分离器泄流管,在内部涂上环氧树脂涂料,使腐蚀降到最低程度。最后改进电动潜水泵的运转时间,所有电动潜水泵以及运转程序、制造设备的选择,都以最低停工时间稳定动力进行检验,以达降低成本,提高运转时间的可靠性。

早期动态及修正预测结果

1980年初, H-21气藏压力回升,说明实际含水层体积和传导性大于1979年两维模型所使用的值。没有再修正两维模型含水层参数,而是在1980年9月研制成更加先进的三维模型,表示在图6中的三维模型预测结果:含水层孔隙体积提高到2300万储层桶

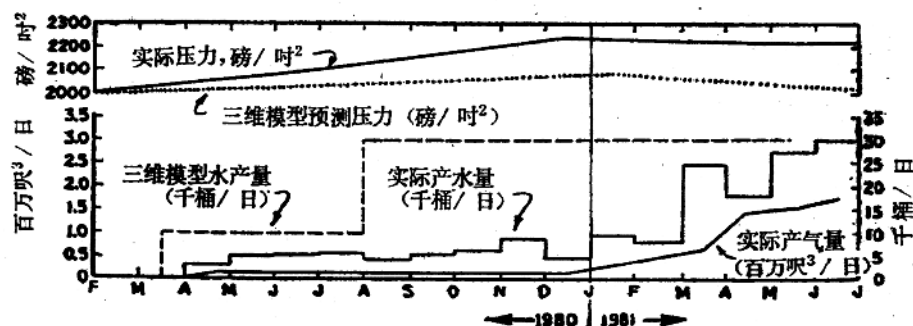


图9 二次开采实际和预测的动态

(3.7×10^6 桶层米³)，水相渗透率达400毫达西。虽然径向和面积模型预测增加220亿立方英尺(0.6×10^9 米³)天然气，但三维模型预测需要追增两年的排水量。另外，三维模型预测的最高产气量650万立方英尺/日(5.2×10^6 米³)，比原来预测的推后了一年。

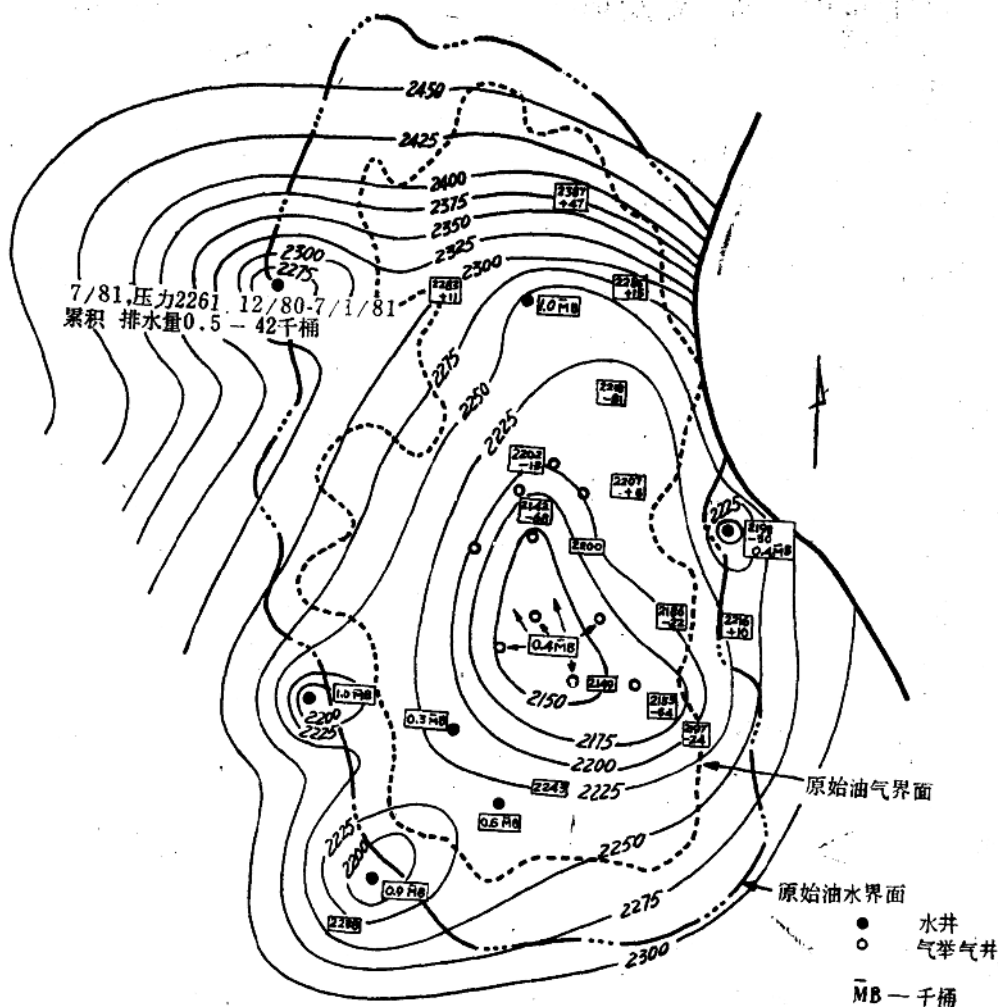


图10 1981年7月等压力线图

1981.7.1二次开采

累积产量: 水, 千桶

512.5

气, 百万尺³

243.9

油, 千桶

19.0

图9是将实际的气藏压力、排水量与用三维模型预测结果的比较,正如前面讨论的,到1981年中期,排水量达不到30000桶/日($4770\text{米}^3/\text{日}$),减少排水量的修正方案正在制订。

如图9所示,实际纯产气量已从1980年12月份的10万立方英尺/日($2000\text{米}^3/\text{日}$)增加到1981年6月份的170万立方英尺/日($48000\text{米}^3/\text{日}$)。其中大部分是由于提高水淹区水井排水量的结果。近来,井的测试资料说明,个别井的产气量在不断升高。虽然目前平均气藏压力2218磅/时²(155.9公斤/厘米²),比预测的高约150磅/时²(10.55公斤/厘米²),但实际上气藏压力已经开始下降。图10是1981年6月份的压力等值图。由图看出,大幅度的压力降[64磅/时²(4.5公斤/厘米²)],接近1980年12月以来的最低值。在4口含水层潜水泵排水井周围产生压力降,可由压力数据和产出水中原油含量增加得到证明。气藏的北半部累积排水量(到1981年7月1日止)仅占总排水量51亿桶(4.1×10^6 桶层米³)的29%,因此,气藏北半部的压力还没有开始下降。

结 论

大排量的排水,降低水驱气藏水淹区的压力,能提高天然气采收率。在对H-21气藏二次开采方案的评价和执行期间,得出如下几点结论:

1. 受重力控制的开采过程与纵向渗透率和地层倾角有极大的关系。
2. 对气藏和含水层系统,合理的排水量与产气量之间有相互依赖的关系。
3. 在有限含水层系统内,延迟排水并不影响最终天然气采收率,但必须增加累积排水量。

译自: "Secondary gas recovery from a moderately strong water drive reservoir, A case History—Chesney T.P., ……," J. Pet. Technol., 1982, vol. 34, NO. 9, P 2149~2157.