

合理开发气田的几点认识

冈秦麟

(石油工业部开发司)

合理的气田开发,实质上就是最有效地利用气田天然能量。

一、系统研究气田压力损失,改善气田开发效果

天然气粘度小,可压缩性大,因此,具有最小的流动摩阻,最大的弹性能量。气体

由高压到低压,体积成百倍、千倍的增大,据气体状态方程和物质平衡原理,理论上天然气靠本身压能,当地层压力等于零时,可采出全部气量。由于储层的非均质性,流体相互间的干扰以及采气工艺技术水平 的限制,采收率不可能达到百分之百。

气田开采过程,可划分为产量上升阶段

文留型剖面:主要分布在凹陷中部文留地区,盐膏层发育于沙三⁴,在这类剖面中,由于沙三⁴盐的封挡使用和气源的不同,盐下以聚集煤成气(干气)为主,盐上以聚集油层气(湿气或凝析气)为主。如文留气田盐下沙四段聚集煤成气,而文24块、文东、文南等气田盐上沙二、沙三¹、沙三³段均聚集油成气。

濮卫型剖面:主要分布在凹陷北部濮城、卫城地区,盐膏发育于沙三³。由于文留地区普遍发育的沙三⁴盐(文23盐)在凹陷北部相变为砂泥岩互层,同时出现一套厚400~500米的沙三³盐(卫城盐),盐盖层上移,致使盐下具两套气源岩(石炭、二叠煤系和沙三⁴、沙四上)。作为储层的沙三⁴和沙四上中的砂体既可接受来自下伏煤系的煤层气,又可接受同时代生油岩生成的油成气,在此特定的地质条件下,二者混合形成混合气。而沙三³盐间或盐上的沙二、沙三¹段则聚集自生自储的油成气。

南部型剖面:凹陷南部广大地区沙河街组既无盐膏层,也缺乏大厚度、高质量、区域性的泥岩盖层。由于天然气渗透能力强,

石炭、二叠煤系生成的煤成气可上窜至上覆地层中与第三系油成气混合,聚集在有利的储集部位中。如白庙气田沙二、沙三段的含气高度达1500米,而天然气特征上下具一致性。

东濮凹陷的天然气大多在找油过程中发现的,作为天然气的勘探,还处在初始阶段,尤其作为主要储层的沙四段,大多埋藏在4500米以下,大部地区还未钻及。由于天然气易于流动,对储层条件的要求要比石油低,埋深可以很大,勘探领域较石油广阔的多,因此有着很好的勘探前景。

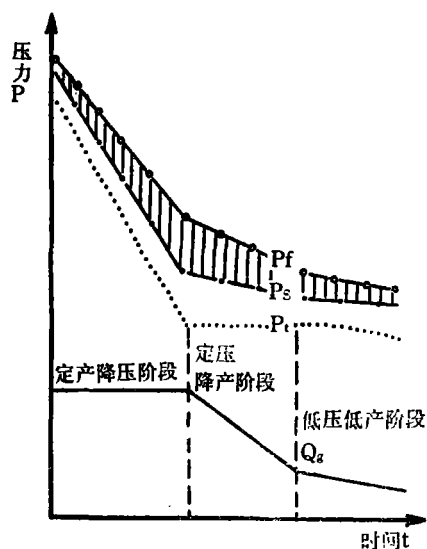
参 考 文 献

[1] 朱家蔚等 文留煤成气藏的发现及其对华北盆地找气的意义 《石油勘探与开发》1983第1期

[2] W. Stahl, E. Faber, B. D. Carey, D. L. Kirksey
Near-Surface Evidence of Migration of
Natural Gas from Deep Reservoirs and
Source Rocks AAPG V.65 N.9 1543~1550
1981

(本文收到日期 1983年10月23日)

(不断投产气井)、稳产阶段、递减阶段及低压低产阶段。而对于一口气井开采过程,划分为定产降压阶段、定压降产阶段和低压低产三个阶段,见图1。气井出现三个开采



Pf—地层压力; Qg—日产气量;
Ps—流动压力; t—生产时间。
Pt—油管压力;

图1 气井开发阶段示意图

阶段,主要是气田能量决定的。气井投产初期具有旺盛的能量,井口压力大大超过外输压力,用不断增大生产压差,保持稳定日产气量;当井口压力下降到一定程度,为了确保一定时期外输压力,定井口压力生产,此时,生产压差减少,日产气量下降;最后,当气层压力很低时,进入低压低产阶段。

开采过程自始至终重视研究压力的损失,合理利用气田能量,是可以取得较高采收率的。国内外气田开发实践证明,气驱气藏采收率可达80~90%以上,水驱气田采收率一般45~75%,也可达80~90%。但是,目前我们有一些气田过早水流停产或采出程度不高情况下,井口压力已很低,过早进入产量递减阶段,造成生产上的被动。如W气

田,原始地层压力301大气压,生产压差高达80大气压,井筒压力损失平均70大气压,考虑外输压力要求40大气压,这样无压缩机阶段可有效利用的井口压力仅为原始地层压力的30~50%。因此,考虑上压缩机生产,采收率也是不高的。实际预测最终采收率仅37%,现在采出程度26%,已有三口井停喷,17口井井口压力低,处于停喷状态。目前已被迫采取了减缓年压降速度,年压降由15大气压降为6大气压,产量一直连续递减,得不到好转。

W气田开发效果不好的原因是多方面的,主要是对气田系统压力损失分析、研究和重视不够,对具体开发技术政策不够明确,因此直到生产比较被动时,关键的工艺技术还有待攻关;对付底水和低渗透层的基本措施没有得到很好开展。为了做好新气田开发和老气田的调整工作,系统研究气田能量的损失,应该引起各方面应有的重视,从而,改善我国气田开发的效果。

二、气藏研究是降低渗滤阻力的基础

气田开采过程中能量损失在三个部分,即气层渗滤阻力损失,油管中的阻力损失,以及地面流程中的压力损失。

要降低渗滤阻力,就必须了解储气的空间和渗流通道。也就是说,在宏观上要了解构造、岩性、成岩作用、储渗体平面和纵向分布、物性变化、孔洞缝形态和分布及搭配关系、含气饱和度分布、水动力地质条件及驱动类型;在微观上要掌握储气的空间,渗流的通道,多相渗流机理及开采过程中气水分布状况。根据以上各方面的综合研究,找到具体影响一个实际气田渗流阻力的主要因素,从而研究并解决这些主要技术关键,使气田能量得到最有效地利用,为取得高的采收率创造条件。

四川主要气田大体上可划分为三种类型。即似孔隙型气驱气藏、低渗透裂缝-孔隙型气驱（或边、底水驱）气藏、透镜体状裂缝-洞穴型边底水驱气藏。可通过气藏剖面图、毛管压力曲线、相渗透率曲线、压力恢复曲线及产气方程曲线等反映出不同的特征（选用曲线受取得的资料限制，仅供定性认识）。不同类型气藏应有不同的开发技术政策和开采方法。

第一类：主要有石炭系和W1气田三叠系嘉四³~嘉五¹等气藏，见图2~图7。

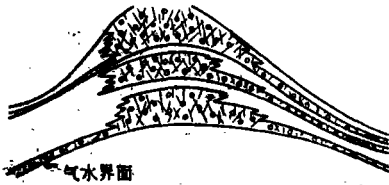


图2 I类气藏剖面示意图

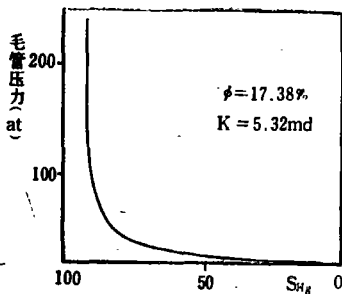


图3 毛管压力曲线

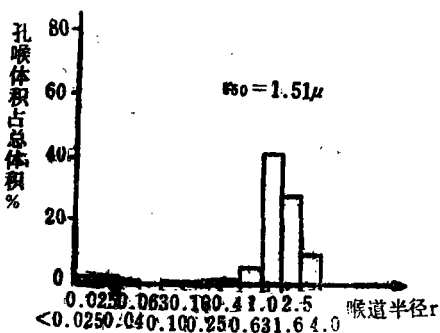


图4 孔喉分布直方图

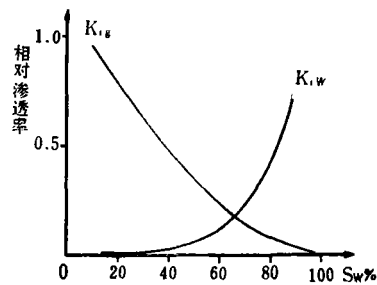


图5 相渗透率曲线

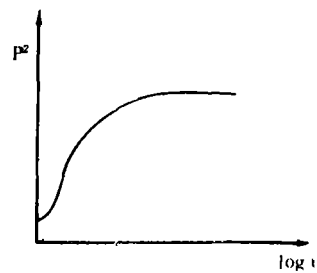


图6 压力恢复曲线

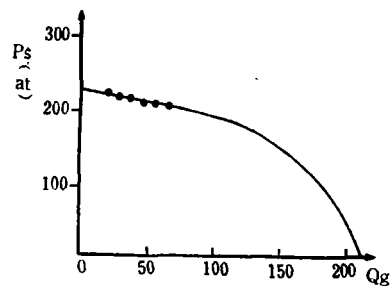


图7 产气方程曲线

(1) 物性好，平均孔隙度达7%，最大可达17.4%，有效渗透率可达100~200毫达西。微细裂缝发育并呈网状分布，储渗体为大面积连通的层状气藏。

(2) 地层水为不活跃边水，开采特征表明属气驱气藏。

(3) 毛管压力曲线为粗歪度、单峰型。喉道半径中值1.5 μ ，气水过渡带高度小。

(4) 两相渗流区大，束缚水饱和度低。相渗透率曲线表明渗流特征似砂岩孔隙

型储层。

(5) 压力恢复曲线类似砂岩孔隙型；产气方程曲线表明日产气量与生产压差在较大范围内近似直线关系，单井日产量选值可以较高。

由于以上特点，天然气在气层渗流阻力小，实际生产中单井日产30~40万米³时，生产压差仅2~4大气压。由于渗流特征类似砂岩孔隙型储层，可用砂岩孔隙型数学模型研究气田动态。这样做的结果，历史拟合的效果也是好的。因此，这是一类渗流条件最好的气藏，对气田只需做好整体井网部署，均衡开采，控制和观察边水变化，定期试井选择合理的产量，渗流阻力就会得到最大可能的降低。

第二类：主要有三叠系嘉陵江组、须家河组、W气田震旦系以及川西南二叠系阳新统等，见图8~图12。

(1) 局部微裂缝发育，基质为低孔隙度低渗透大面积连通的气藏。基质孔隙度为2%左右，有效渗透率威远震旦系平均2.6



图8 II类气藏剖面示意图

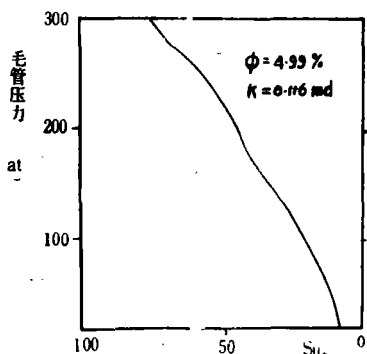


图9 毛管压力曲线

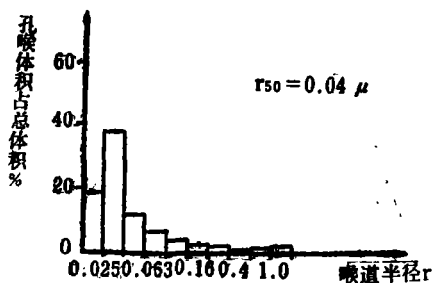


图10 孔喉分布直方图

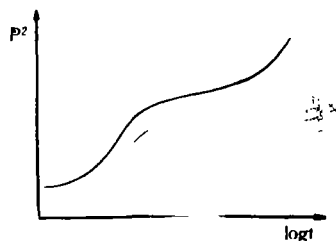


图11 压力恢复曲线

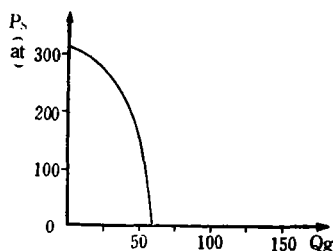


图12 产气方程曲线

毫达西。

(2) 毛管压力曲线明显为细歪度，喉道半径中值威远震旦系仅0.04μ；束缚水饱和度高。

(3) 没有相渗透率曲线。但根据室内水侵试验，水膜厚度基本等于喉道半径。因此，生产中表现出除顶部裂缝发育带少数井外，一般水侵后再压锥生产无效，以及大喉道水侵后贾敏效应严重，出现水封闭区。

(4) 压力恢复曲线反映出双重介质特征。产气方程曲线表明，日产气量与生产压差直线范围小，单井日产量不适宜选用较高。

根据以上特点,这类气田降低渗透阻力,取得生产主动权,关键是针对水的活动,低渗透性及小的喉道半径。要搞清天然气分区储量的分布,合理的井网部署和单井开采强度,严格控制气水界面均衡上升和水锥高度,延长气井无水采气期;并改造低渗透区,主要是改善井底附近渗透性,保护井底清洁。因此,在开发技术政策上,应采取

(1) 较密井网及单井低的采气强度,以适应底水均衡的上升和控制水锥高度,延长无水采气期;

(2) 改造低渗透区;

(3) 保护井底清洁,严格控制钻井液、修井液以及水化物和硫化氢的腐蚀。W气田由于这些工作没跟上去,造成过早见水,低渗透区天然气储量不清,强有力的改造措施没有展开,气层的污染及井下腐蚀严重。

第三类:主要有川南二叠系阳新统气藏,见图13~图18。

(1) 局部发育较大裂缝及顺缝溶蚀洞穴和针状孔。储渗体具有较好物性,呈透镜体状分布的封闭性边、底水气藏。不能把几百米厚,孔隙度低于1%的二叠系整体做为开发对象。

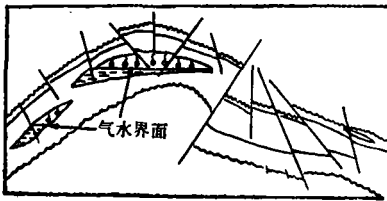


图13 Ⅲ类气藏剖面示意图

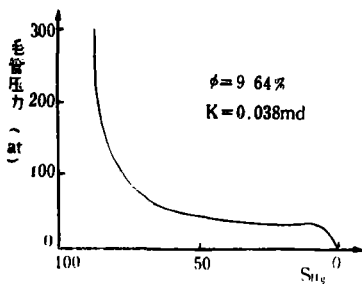


图14 毛管压力曲线

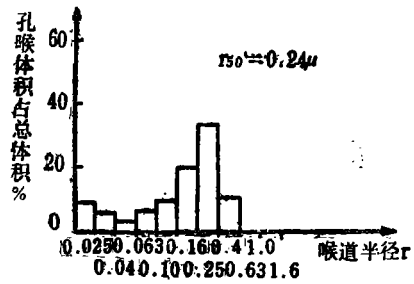


图15 喉分孔布直方图

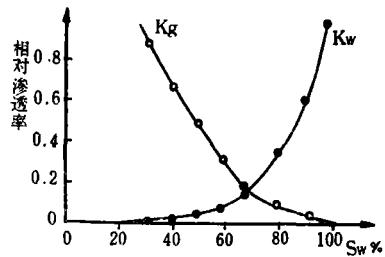


图16 相渗透率曲线

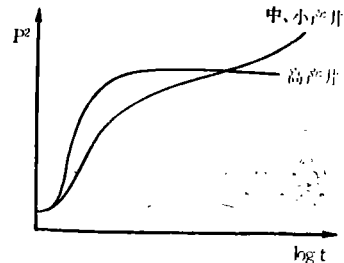


图17 压力恢复曲线

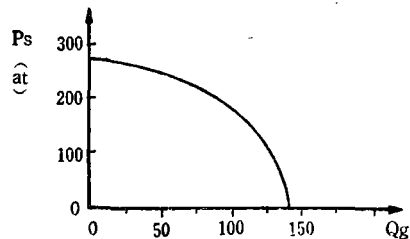


图18 产气方程曲线

(2) 每个储渗体体积小, 在储渗体内气水重力分离较好, 属于封闭型边、底水弹性水驱。例如川南阳高寺等气田的一些裂缝系统, 都反映了顶部产纯气, 边部气井产水; 而且象阳47井、纳17井等, 通过长期排水, 水的弹性能量释放完毕后不再产水, 说明了水的能量是有限的、封闭的。

(3) 毛管压力曲线反映为粗歪度, 喉道半径中值 0.24μ 。岩心分析孔隙度可达4.2~9.6%。

(4) 相渗透率曲线表明, 两相渗流区较大; 生产资料说明, 储渗体内具有高的渗透性。根据12个裂缝系统, 产气速度可高达20%, 纳17井日产气28万米³, 生产压差仅18大气压。气井产水后, 通过关井压锥, 水是可以返回去的。这些都说明透镜状储渗体具有高的渗透性。

(5) 产气方程曲线单井日产量与生产压差直线关系范围较大, 单井日产量可以选用较高值。但由于储渗体小, 储量小, 又存在边、底水, 单井采气强度要考虑水锥高度, 采气速度要适应气水界面的上升速度。

根据以上特点, 这类气藏要降低渗流阻力, 提高采收率, 主要是控制水的突进, 采取采气速度适应气水界面均匀上升, 逐步释放水的弹性能量。具体做法: 顶部气井控制采气速度, 延长无水采气期; 边部气水同产井或水井采取排水措施, 一方面减缓气水界面上升速度, 另一面释放水的弹性能量。川南37个有水裂缝系统统计, 采出程度已达70%以上。因此, 基于边、底水是封闭的、有限的, 边部气水同产井及水井采取排水的方针是正确的。认真搞好排水工艺及排水工程是开发好这类气田的基本条件, 绝不能利用与储渗体连通的边部水井做回注水井。

从以上气藏研究看出, 降低渗流阻力, 开发好气田, 气田开发地质工作十分重要。没有气藏研究, 气藏能量得不到有效发挥,

不能制定出正确的开发技术政策, 关键的工艺技术不明确, 当然更不可能得到较早研究和解决, 气田是不能取得好的开发效果的。

三、开发过程要不断研究并筒损失

井筒中的能量损失, 主要损耗在位能、克服外力流动功和摩阻上。根据天然气在垂直管道流动公式可以看出, 影响井筒压力损失主要因素是油管直径、流量、井深。在气水两相流动时, 还有混合气柱的比重及流态。

四川气井稳定的单井日产量一般较低, 在投入开发时, 对油管直径没有进行严格计算和科学优选, 基本上全部采用了5"油层套管-2½"油管, 致使一些气井井筒损失过大, 影响了气藏能量有效地利用。随着开采时间延长, 地层压力下降, 出水井大量增加, 进一步增大了井筒能量损失。W、W1等气田井筒损失要占原始地层压力的20%左右, 而法国拉克气田仅占1.5%, 苏联谢别林卡也只占10%, 显然在技术经济指标上是不合理的。根据W气田气井实测井底流动压力资料, 在2½"油管下, 井筒损失 ΔP 与气水比R有线性关系, 回归整理后可得出: $\Delta P = 40.7 + 6.7R$, 相关系数为0.916。当气水比R上升到9米³/万米³, 井筒损失 ΔP 可达到101大气压, 相当原始地层压力的三分之一。这是相当严重的能量损失, 即便是建设低压管网和增压站, 也改变不了废弃压力过高和采收率低的后果。

根据W1气田单井生产的实际资料并计算表明: 在一定条件下, 将2½"油管换为3"油管, 可以降低油管压降损失, 提高油管压力, 延长自喷采气时间, 从而推迟一些上压缩机的时间。

四、有效利用井口剩余压力

在降低天然气渗滤阻力和井筒阻力基础上,也要十分重视井口剩余压力的有效利用。其中,一方面要研究天然气在地面管道流动阻力;另一方面要研究外输压力的降低。气田地面建设一般都根据气体在水平管道流动基本公式进行计算和选择合理的管径。外输压力的确定,必须是工程与地质结合,技术与经济结合,要立足提高采收率。

四川主要气田的地层压力,一般为200~300大气压,外输压力较高,势必造成过早上压缩机,这在经济上不合理,也影响废弃压力的确定和最终采收率。邓井关嘉三、自流井阳新统气藏,外输压力低,在目前地层压力很低情况下,仍能无压缩机继续生产,取得了较好的开采效果,如表1。

表1

项 目 \ 气 藏	邓井关 (嘉三)	自流井 (阳新)
原始地层压力(大气压)	122	246.5
目前地层压力(大气压)	13	28
目前井口压力(大气压)	2~4	20
目前日气产量(万米 ³)	6	15
采出程度(%)	97	81.6

W1气田外输压力,井口需70大气压左右,相当原始地层压力的31%消耗在地面,采出程度50%就要上压缩机。因此,外输压力不能单纯从一次投资考虑。外输压力高,管径可以小,投资少,但上压缩机时间早。从提高最终采收率,外输压力越低越好,但也要考虑经济上的合理性。因此,确定外输压力应多方案进行经济技术指标对比,并对用户进入压力进行科学分析和标定;对集气管网要合理布局。罗马尼亚主要

产气区——特兰西瓦尼亚盆地,有五十年开采历史,目前年产300亿米³,为了适应气井不同井口压力,采用了三套管网集气,即40大气压、25大气压、9~14大气压,使外输压力下降到9大气压,取得较好开采效果。

五、国外气田能量合理利用实例

1. 荷兰格罗宁根气田:含气面积800平方公里,地质储量2200亿米³,储集层为下二叠系赤底统砂砾岩,孔隙度15~20%,渗透率100~1000毫达西,原始地层压力350大气压,井深3050米,有底水。1964年南部投入开发,现有气井285口,年产700亿米³,采气速度3.2%,采出程度约40%。

格罗宁根气田开发,抓住了影响气藏能量充分发挥的四个关键技术:

(1) 确定驱动类型:①钻一批钻穿气水界面的试验井,高速生产,了解产水能力;②建立观察井,定期中子伽玛测井,实测气水界面;③打定向井或控制打开程度。第一批生产井射孔下限定在气水界面以上50米;④控制生产压差(小于25大气压),单井日产初期控制在75万米³。经过试验观察,气水界面不移动,明确了气田为弹性气藏,从而解除了底水对气藏开采的影响,钻井、射孔、生产工作制度都不再考虑水的影响。

(2) 气藏均衡开采:1970年测压结果表明南部已出现压降漏斗,地层压力319大气压,中部仍处于原始压力350大气压。1969年开展了储层数值模拟,对南部采气和全气田全面投产对比,说明南部地层压力下降,造成气田过早上压缩机。于是,1970年开始在气田中部和北部钻井,并加大开采速度,南部减缓开采速度。1972年使气田南北部压力趋于一致,降低了天然气在地下的窜流而造成的能量损失。

(3) 降低井眼附近阻力损失：格罗宁根气田具有高渗透特点，单井日产气初期考虑底水活动和出砂，定为75万米³，后来提高到250万米³，高渗透决定了气层中渗流阻力较小，但一口井井眼有限，过高的流速将会造成井眼附近局部损失的很大增加。故以8~10口井距70米的井组成一个井组布井，即用一個井组相当一口大直径气井办法，达到扩大井眼直径，减少能量损失的目的。

(4) 防止出砂：由于单井产气量高，流速大是易出砂的。在开采过程中每年气田出砂量为5米³左右，基本上稳定在一个很低的水平。估计当地层压力降低后出砂可能增加。故从1975年起新井采用裸眼砾石填塞完井方式试验。

另外在降低地面压力损失方面，为了适应开采过程压力下降，空气冷却器和热交换器的容量必须周期性地加大。认为膨胀式热交换器在许多情况下不经济，采用带丙烷冷却器的机械冷却方法。

由于格罗宁根气田系统地分析研究了影响能量损失的各种因素，抓住了关键性的技术工作，从而取得了比较好的开发效果。

2. 法国拉克气田：含气面积192平方公里，地质储量2620亿米³，背斜构造，主要产气层为上侏罗罗马诺白云岩，基质孔隙5~6%，空气渗透率小于0.1毫达西，裂缝发育，有效渗透率几百毫达西。井深3000米，地层压力675大气压，气层温度127℃，含H₂S 230克/米³，是一个高含硫、异常高压气驱气藏。1961年投入开发，生产气井31口，单井日产气量100万米³，年产气量82亿米³。生产情况表明，渗滤阻力小，一般生产压差小于5大气压，相当原始地层压力的0.7%。压力传导快，但顶部钻井不存在压降漏斗。而井筒损失高达198大气压，相当原始地层压力的29.3%，这是由于为了防硫，全部气井采用了5"-2½"双油管管柱所

致。因此，为了降低井筒损失，研究了油管直径与井筒损失的关系。在日产气量100万米³条件下，随着油管直径加大，井筒损失明显下降，如表2。

表 2

油管直径 英寸	油管压力 大气压	井筒损失 大气压	井筒损失占 地层压力百分数 %
2 ½	345.7	198	29.3
3	478.6	65.1	9.6
4	528.6	15	2.2
5	539.5	4.2	0.6
7	543	0.7	0.1

按2½"油管生产，投产7~8年就需上压缩机。为了降低井筒损失，集中研究与解决了油管化学腐蚀的原因及防腐工艺技术，将2½"油管换为4"油管，1966年又换为5"油管。实践结果，直到1978年没有补打一口补充井，也不需上压缩机，年产80亿米³天然气稳产了18年，采出程度65%，井口压力还有110大气压，取得很好的开发经济技术指标。

气藏能量的合理利用是很关键的一个问题，需要做大量深入细致的工作。气田开发过程地层压力总是不断下降的，但能否珍惜地层压力，将使开发效果有很大差别，做好气藏能量合理利用，要把一系列基础工作和基本生产手段搞上去，搞配套。要搞气藏研究，建立气藏剖面图，搞好孔隙结构研究及驱替机理研究；要监测气水界面变化及气水分布；研究分区储量与配产关系；要重视测压工作、试井工作；对四川要针对低孔隙低渗透有水裂缝气田特点，要有强有力的几套采气工艺技术和装备，如完井工艺、改造气层工艺、认识气水分布的技术、排水工艺和排水工程等。做好以上工作，气田开发才能取得好的效果。

(本文收到日期1983年8月7日)

内 容 摘 要

A B S T R A C T S

川东陡构造石炭系勘探的前景

杨先杰 潘祖福

本文应用地质地震综合方法,重新解释了地震剖面,结合含气、水情况,着重从构造条件分析了陡构造钻探成败的原因,从而指出在地震方法未过关前,应把钻探重点集中在断层上盘石炭系具有良好圈闭的构造上,同时指出断层下盘与牵引有关的一排正向构造也是具勘探前景的部位。

《天然气工业》 第4卷 第1期 1984

The Prospect of Carboniferous System in Steep-Dipping Structures in Eastern Sichuan

Yang Xianjin Pan Zufu

In this paper, the seismic section is reinterpreted by using a comprehensive method of geology and seism and the reasons for the success and failure in drilling steep-dipping structures are analysed combining with the distribution of gas and water, emphasizing on the structural conditions.

It is pointed out that the drilling object must concentrate on favourable traps of Carboniferous system in the up wall of faults before the seismic method has not been well resolved yet, and that a series of positive structures formed by traction force of the down wall of faults are also the favourable positions for prospecting.

NGI Vol.4 No.1 1984

东濮凹陷天然气类型及形成条件

朱家蔚 强启厚 许化政

东濮凹陷存在两套气源岩——石炭、二迭煤系和下第三系生油岩。两种气源岩中的有机质在不同地质条件下热解,形成不同类型的天然气。本文依据各气田天然气的组分特征,将天然气划

分为干气、湿气、凝析气和溶解气;依据同位素组成,将天然气归因为煤成气、油成气和二者的混合气。并分析了形成条件。

《天然气工业》 第4卷 第1期 1984

Kinds and Formation Conditions of Natural Gas in Dongpu Depression

Zhu Jiawei Qiang Qihou Xu Huazheng

There are two sets of gas-source rock——The Carboniferous-Permian coal-series and Low Tertiary source rocks in Dongpu depression. Organic matter in the two gas-source rocks may form various kinds of natural gas by pyrolysis in different geological conditions. According to the characteristics of natural gas composition in each gas field, the natural gas is classified as dry gas, wet gas, condensate gas and dissolved gas in this paper. Based on the isotopic constituents, natural gas can be divided into coal-formed gas, gas from pyrolysis of oil and their mixture. The conditions of gas formation are analyzed also.

NGI Vol.4 No.1 1984

合理开发气田的几点认识

冈秦麟

气田在开采过程中,各部分压力损失最大可能的降低,是气田有较长稳定期和高采收率的基础。研究和降低各部分的压力损失,是贯穿气田开发系统工程设计的一个中心,它将带动气田开发各方面的重大技术和系统工程的配套建设。为此,就要从气藏研究入手,搞好气藏工程的论证,揭示并解决影响气田能量损失的关键技术问题,以取得好的开发效果。

《天然气工业》 第4卷 第1期 1984

Some Understanding on Reasonable Development of Gas Fields

Gang Qinlin

To decrease the pressure loss in various parts as far as possible is the basis for maintaining a long stable time and gaining a high recovery in the gas field production period.

It is an important problem to study and reduce the pressure loss in various parts in the system engineering design of gas field development. It will push the complete construction in every significant technic and the system engineering of gas-field development.

In order to obtain a good effect on development, it is necessary to study the gas reservoir, to propose sufficient demonstrations in gas reservoir engineering, and expose and solve the technical key problems which have an effect on the pressure loss.

NGI Vol.4 No.1 1984

川中侏罗系大安寨组中保存的骨骼文石

张河清

川中大安寨组是受岩性岩相控制的原生裂缝性油藏。本文论述了该组瓣鳃类骨骼文石的确定、保存及其与油气生成、富集的关系,指出骨骼文石的保存为寻找油气有利地区(块)提供了重要地质信息。

《天然气工业》 第4卷 第1期 1984

Skeletal Aragonite Preserved in Daanzhai Limestone of Jurassic Central Sichuan

Zhang Heqing

Daanzhai Limestone is referred to as a primary fractured reservoir controlled by lithology and lithofacies.

The determination and preservation of skeletal aragonite of pelecypoda, and its relationship with the generation and accumulation of hydrocarbons are dealt with in this paper.

It is pointed out that the preservation of skeletal aragonite provides some significant geological informations for searching favourable regions of hydrocarbons.

NGI Vol.4 No.1 1984

浅谈我国浅层煤成气资源及其勘探开发

王池阶 曾 澜

本文从我国煤炭资源丰富这一事实出发,用实际资料阐明了我国浅层煤成气资源的远景分析,大力开发利用煤田煤成气的意义,并提出工作建议。

《天然气工业》 第4卷 第1期 1984

A Talk on the Resource of Shallow Coal-Formed Gas in China and Its Significance of Exploration and Exploitation

Wang Chijie Ceng Lang

Starting from the fact that the coal resource is abundant in China, the author describes the prospect of shallow coalformed gas resource by use of some practical data, analyses the significance of exploiting and utilizing coal-formed gas in the coalfields and proposes some suggestions concerning this subject.

NGI Vol.4 No.1 1984

从世界能源构成谈我国天然气资源远景

方 生

天然气是世界能源和化工原料的重要组成部分。从世界煤、油、气的储量比和产量比以及我国的含煤盆地看,我国天然气(尤其是煤成气)资源是丰富的。要提高认识,加强领导,加速天然气的勘探开发。

《天然气工业》 第4卷 第1期 1984

On the Prospects of Natural Gas Resource in China from World Energy Structure

Fang Sheng

Natural gas is an important part of world energy structure and industrial chemicals. From the coal-oil-gas reserve ratio and their production ratio in the world, as well as according to the coal bearing basin in China, this paper says the China's natural gas resource (especially coal-formed gas resource) is abundant. we must deepen our understanding and strengthen leadership to speed up the exploration and exploitation of natural gas

NGI Vol.4 No.1 1984