

凝析气管道的混相输送

郭揆常 *

(上海石油天然气总公司)

郭揆常. 凝析气管道的混相输送. 天然气工业, 2002; 22(2): 79 ~ 83

摘 要 凝析气是多元组分的气体混合物, 以饱和烃组分为主, 在输送过程中由于沿线温度、压力的变化引起的凝析和反凝析现象显著, 这使凝析气的管道输送不同于气体或液体的单相输送, 其管输方式可分为气液混输、气液分输。气液两相混输投资少、工期短, 但要解决因凝析液的积聚而降低输送能力及液塞处置等技术问题; 气液分输是先将凝析气分离, 然后将天然气和凝析液分别输送, 管内流体均为单相流动, 气液分输又可分为双管输送和顺序输送。凝析气的气液混相输送是多相流输送的一种特例。针对东海平湖油气田海底输气管道采用多相流技术输送凝析气的实例, 分析了凝析气混相输送管道压降、输量和持液率的关系, 并指出了预测管路温度下降值是管路安全运行的必要条件。通过对平湖凝析气管道的运行分析, 强调工艺配套是多相流技术成功应用的重要条件。

主题词 东海平湖 油气田 凝析气 管道输送 特征 混输

凝析气输送特点

凝析气随着温度、压力变化出现的凝析或反凝析过程, 使管道输送凝析气时, 不同于气体或液体的单相输送。天然气在等容情况下的压力与温度关系见图 1, N 、 M 分别代表具有最高凝析压力和最高凝析温度的点; C 点是临界点, p_c 和 T_c 是对应的临界压力和临界温度。随着 CH_4 含量的升高, N 点、 C 点、 M 点三点的距离不断缩小, C_1 含量在 80 % 左右 (与其它烃含量有关) 时, N 点与 C 点重合; C_1 含量超过 80 % 时, N 点在 C 点和 M 点之间。大多数干气压力—温度图属于图 1(b) 的类型。

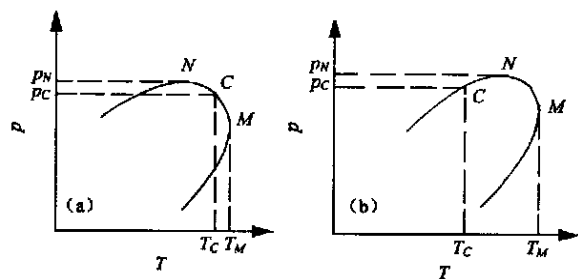


图 1 天然气的压力与温度关系

凝析气的管输实际上是天然气与凝析液的两相混输。在凝析气进行管输时, 与输气管类似, 由于焦耳—汤姆逊效应, 管道温度可能降至低于环境温度,

但另一方面, 沿线温度的变化又影响重烃凝析液的数量, 重烃的凝析或蒸发伴随有热效应, 进而对管道的温降产生影响。

因为凝析气输送实际上是气液混输, 所以其沿线压降变化也不同于气体输送管道。在凝析气输送中, 由于凝析液体在管道内的聚积, 需要举升凝析液, 因而, 管道总压降是由沿程摩阻与举升凝析液的静压损失组成, 其值常常较气体单相输送的管道大得多。由于持液率与气体流率有关, 因而在出现气体流率低时, 会出现管路压降升高的现象。

国外海上凝析气田开发, 多用管道输送凝析气。根据凝析气管道输送中压降和温降变化的特点, 工艺技术方面已作了广泛的研究, 包括天然气与凝析液的长距离管输方法、两相流动的工艺模拟、液塞捕集器的设计以及防止水化物生成的措施等, 形成了相应的配套技术。

凝析气的管输方式

凝析气的管道输送方式基本上可以分为气液混输和气液分输两种类型。

1. 气液混输

气液混输是指天然气与凝析液不经分离而以气液两相沿管共流输送。这种输送方式又因气与液两相混流状态的不同, 分为气液两相混输和密相气体

* 郭揆常, 1942 年生, 教授级高级工程师; 现任上海石油天然气总公司总工程师。地址: (200041) 上海市江宁路 336 号石油天然气大厦 1419 层。电话: (021) 62555078。

输送。

(1) 气液两相混输

这是目前近海凝析气管道输送常采用的方式。由于气液混合管输,只需建一条输送管道。因而投资少、工期短,且平台上对气液无需分离,天然气初加工工艺简单。但是,由于气液混输流态十分复杂,气液比、气体流率及气液物性等对沿线压降、温降的变化有很大影响,因此不仅要防止管道内水合物的形成,而且对因气体持液形成段塞而引起的输送压降变化,及终端处理厂设置段塞捕集器保证稳定进料等工艺措施,要有足够的保证。对长距离输送的管道,采用气液两相混输工艺,尤其要作充分的技术论证。目前,世界上长距离混输管道中大部分在北海、美国、澳大利亚、加勒比海,最长的混输管道已达448 km,最大的管径已超过1 m。

(2) 密相气体输送

由凝析气的压力与温度相态图(见图2)可知,当系统压力在临界凝析压力之上时,无液相形成。因此,若将管道内的最小操作压力保持在临界凝析压力之上时,输送过程中无凝析液形成,管内是以气体单相流动,这种输送方式称之为密相流。

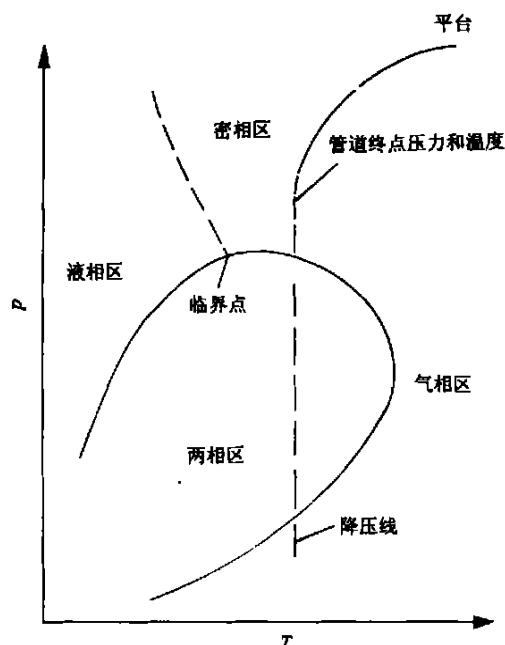


图2 凝析气压力与温度相态图

在超临界条件下,流体以密相气体输送方式替代气液两相流。管道以密相流工作时,其工作压力视气体组成而异,一般需要10 MPa以上。

密相流输送避免了因凝析液的积聚而降低管道输送能力和液塞处置等气液混输中出现的技术问题。但密相输送管道的工作压力比较高,管道建造和运行费用相对也高,且管道在生产运行中启动和停输时,管内压力不会始终保持在临界凝析压力之上,因而密相流管道在设计时应考虑到非正常工况下管内液塞的处置。

2. 气液分输

气液分输是将凝析气先经分离,然后将天然气和凝析液分别输送,管内流体都以单相流动。气液分输又可分为双管输送和顺序输送两种。

(1) 双管输送

在海上平台先将凝析气分离成天然气和凝析液,将气液均加工至满足管输要求,即对气体要控制其水露点和烃露点,对液体主要是脱水处理。然后由两条管道分别将气液输送到陆上。

双管输送从技术上讲是最可靠的,由于气液分别输送,因而管内是气液单相流动,生产操作简单易行。其缺点是因为要铺设两条管道,建设投资大。

(2) 顺序输送

在一条管道内,将气体和凝析液顺序输送,此时,管道设计按单相输气管考虑,凝析液自干线起点平台用清管法送至陆上终点站,站上设液塞捕集器分离气液。

美国墨西哥湾NORTHERN天然气公司操作的近海管道系统,干线管径为609 mm,全长为93 km,用顺序输送方式将输量为 $7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的天然气和输量为 $140 \text{ m}^3/\text{d}$ 的液体输送上岸,气体密度 $0.65 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$,液体密度 $0.78 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$,液气质量输量比约为25%。

顺序输送生产操作比较麻烦,受气液输量、气液性质和环境条件的影响比较大。

气液混输工艺特点

由于海上设施的建造费用昂贵,因此对油气处理而言,在满足安全输送的前提下,应尽可能简化海上平台的处理设施。近海凝析气的管输,常常是在平台上对井流物作气液分离,除砂脱水后,即进入海底管道外输。由于沿线温度、压力的变化,在输送过程中伴随着出现凝析或反凝析现象,因此,凝析气的管输实际上是天然气凝析液的两相混输。混输工艺的三个重要参数是沿线压降、温降和持液率。三者密切相关,相互影响,随着输送距离的增大,管道压力和温度下降,管内重烃凝析液量和持液率增大。

1. 管路压降

管路压降是管道设计、建造和运行的基础。凝析气的管输,因是两相混输,管内流动状态受多种因素的影响,如气液比、管径、流速、各相物性、温度及管道倾角等。

由于管路总压降是由沿程摩阻与举升凝析液的静压损失组成。管路压降中用于举升凝析液的静压损失增加,在管路总压降不变时,气体输量将减少,这又进一步促进管内持液率的增加。

凝析气输送管道的流量与压降关系为:输量较小时,虽然沿程摩阻较小,但管内积液多,举升凝析液克服高程变化所消耗的静压损失较大,表现为管道总压降大;随着输量增加,虽然沿程摩阻比低输量时有所增加,但由于气体流速的影响,使管内积聚的凝液量大大降低,静压损失少,表现为管道总压降小;流量继续增加,尽管积液量相应减少,但此时沿程摩阻已在总压降中占主导地位,并随输量增加而增大,表现为管路总压降又重新增大。在相同输量下,大直径管路中气速低,积液量多,静压损失大。因而,在同一输量时大直径管道的压降反而大于小直径管道,这是凝析气输送管道压降的一个特点。

2. 管路温降

预测凝析气输送管道的沿线温降是管路安全运行的必要条件。气液混输管路,一方面由于焦汤效应,管路温降可能降至环境温度之下;另一方面沿线温度变化又影响凝析液的数量,重烃的凝析或蒸发伴随有热效应,进而对管道的温降产生影响。在凝析气管输中,堵塞事故多在于管路内生成水化物,水化物是凝析气中分子较小的烃类(一般是 C₂~C₄)分子与水在一定的低温、高压条件下形成的。预测管路温降也是确定管路内凝析液产生的地点和数量的一个重要参数。

对于长距离海底输气管道而言,因管路沿线温度场比较稳定,所以大口径、高气体流量的海底管道的温降很慢,而且管道覆土深度和温度关系不大。

3. 持液率

凝析气输送管道内的持液率与输送流体的气液比和输送量有关。一般来说,气液比减小、输送量变小时,管内持液率增加。反之,持液率减少。管内持液率的大小也直接影响到清管时的液塞长度和管道终点液塞捕集器的结构和体积。

东海平湖油气田生产的凝析气采用混输工艺从海上平台输送上岸。该管道 Ø355.6 mm,全长 385 km。在平台上对天然气进行初分离,脱除水和重烃

后进入管线。其物料组成见表 1。

表 1 物料组成 (%)

组 成	井流物	管道入口
N ₂	0.69	0.067
CO ₂	4.00	4.078
C ₁	78.74	80.952
C ₂	7.29	6.762
C ₃	4.19	4.171
iC ₄	1.06	1.37
nC ₄	0.90	1.047
iC ₅	0.34	0.458
nC ₅	0.21	0.26
C ₆	0.28	0.224
C ₇	2.30	
MW(C ₇ ⁺)	146.2	
S. G. (C ₇ ⁺)	0.78	

平湖凝析气输送管道投产运行两年多,经历了投产初期低输量(低于设计输量三分之一)、中输量和正常输量的运行(见表 2)。由表 2 可见,随着输送量的增加,管路压降增加。管内持液量的变化在管线输量变化时最为明显,当输量增加时,陆上终端段塞捕集器内液量急剧增加。为了预测大输量时,压力、温度、持液率沿管道的分布情况,采用 OLGA 软件对主要工艺参数进行计算(见表 3)。由于管内处于混输状态,又分别计算了管道出口处气相和液相流速。

表 2 生产运行数据

流 量 (m ³ /h)	管线入口压力 (kPa)	管线出口压力 (kPa)
20 573	6 164	5 406
23 775	6 188	5 426
26 174	6 362	5 487
30 791	6 679	5 288
33 143	6 710	5 551
36 452	7 002	5 456
40 007	6 608	4 909
42 618	7 022	5 226
44 219	7 112	5 234
46 889	7 355	5 391

表 3 管道增输时主要工艺参数预测

输气量(10 ⁴ m ³ /d)	171	187	210
起点压力(MPa)	9.005	9.600	10.463
终点温度()	9.3	8.9	8.3
管道积液量(m ³)	1 150	1 132	1 110
终点持液率(→)	0.022 8	0.021 1	0.018 8
终点气速(m/s)	4.33	4.71	5.25
终点液速(m/s)	1.07	1.14	1.23

从生产实际运行数据和对增输时运行预测可见,按现有平湖凝析气组成而言,由于气液比较大,因而管道在低输量和大输量运行时,持液率都较低,对管线压降的影响不大。

气液混输工艺配套

多相流技术的成功应用必须有完整的配套工艺,以保证管线在多种操作条件(正常、启动、停输、输量变化等)下稳定运行,同时也为整个生产系统中的其他设施(如陆上终端处理厂等)的正常运行创造条件。对于凝析气管道气液混输的配套工艺主要有液塞及液塞捕集器、水化物及控制、腐蚀与防腐、清管技术等。

1. 液塞及液塞捕集器

凝析气混输管路中,液层沿管路运动时,速度降低,液位升高,同时液体表面波动,使液体桥塞管线。一旦桥塞发生,桥塞处的液体加速到气体速度,吸收其前面液体薄层中的液体,使液体体积不断增加,形成液塞。液塞在流动过程中,会超越前方液面呈波浪状的液体薄层,液体薄层内的液体迅速流入液塞主体,使液塞增生。混输管路中的液塞增加了输送过程的压降,并且在到达管线出口时,必须对气液进行分离,才能保证气体处理厂的正常运行。

液塞捕集器就是位于混输管道终端的油气初级分离器。它的作用是有效分离和捕集液体,在最大液塞到达时,可存储带压液体,能连续向下游供气。捕集器有两种类型:容器式和管式。由于管式捕集器分离效果好、处理量大并易于操作,因而广泛用于终端处理厂。管式捕集器由数根平行的直管组成,按气液在管内流向又分为同向流和逆向流等。

捕集器容积的确定有两种方法:一是按1000个液塞中最长的液塞来确定捕集器的容量;二是按清管时产生的最大液塞来确定容量。

因管式捕集器气液分离效果好,处理量大,且平湖凝析液黏度小、凝固点低、流动性好,因而平湖凝析气海底输送管道终端处理厂采用管式捕集器。鉴于同向流时气液相间速度差小,气体不易夹带液滴,分离效率接近100%。同时可减少储液段倾角,即减少工程量。因此,平湖凝析气管道终端捕集器采用同向流,且捕集器储液段的下倾角小于1°。

平湖凝析气的气液比大,正常情况下混输管道内呈分层流,管内凝析液量较少(约400 m³),设计中按清管时产生的最大液塞来确定捕集器容积。

2. 水化物及其控制

水化物的形成与气体组成(包括含水量)、压力、温度等条件有关。因此,对水化物的防止措施也主要从组分、压力、温度等方面入手。如从气体中分离出水分或轻烃,破坏生成水化物所需的组分条件;注入抑制剂防止水化物生成;加热输送介质,降低输送压力等。

平湖凝析气管道采用在海上平台进行气液分离和脱水的方法,尽可能分离出凝析气中的轻烃和水分。经计算,在平湖管道工况下,气体中不生成水化物的最高含水量为0.028%(相当于输送压力下气体水露点10)。为使管道安全运行,严格监控平台脱水质量,使进入管道的气体水露点不超过5。从上述表1中可见平台分离效果。管道运行两年多未发生过水化物生成现象。

3. 腐蚀与防腐

凝析气混输管道,因输送介质成分复杂,常含有CO₂、H₂S、盐水等,所以管道的内壁腐蚀比单相输送管道严重。除由CO₂、H₂S等酸性气体引起的电化学腐蚀外,还有因多相流动特征引起的腐蚀。在多相流管道中,气液呈段塞流型时,管道底部剪切应力比上部大,因而管道底部的腐蚀速度大于顶部;气液呈分层流型时,管顶气流凝析出的水中溶有CO₂和H₂S等酸性物质,形成结露腐蚀。其腐蚀速率随气体流速及气体和管壁的温差增大而加快。

对于凝析气管道的内防腐措施主要还是注入缓蚀剂、内壁涂层和选用耐蚀钢材。平湖凝析气中CO₂含量约为3%~4%,无H₂S,因而平湖凝析气管道内腐蚀主要来自CO₂。该管道的气液常呈分层流型,从气体中凝析出的水黏附于顶部管壁处,形成结露腐蚀。防腐措施一方面严格控制平台上的脱水质量,减少结露;一方面加强腐蚀监测,对运行中的管道定期做管内检测,以预测腐蚀速度,决定缓蚀剂的采用。

4. 清管

凝析气混输管道在输送过程中由于有液相存在,需要适时清淤,以减少腐蚀和水化物形成的可能性,增加管道过流面积,提高输送效率。因而,凝析气管道在运行期的清管十分必要。清管频率或清管周期应按管内的气液比、要求输量下的允许压降、管道起伏程度、液塞捕集器的容积等因素综合考虑来决定。清管器应按清管目的选用相应的形式。多相流管道清管时,在弯头、阀门等局部阻力处会产生很大的水击压力,在操作时应特别注意。

工艺配套是多相流技术在凝析气混输管道中的

基于失效评定图的油气管线可靠性分析 *

帅 健 * * 辛艳霞
(石油大学 北京)

帅 健等. 基于失效评定图的油气管线可靠性分析. 天然气工业, 2002; 22(2): 83 ~ 86

摘 要 由于失效评定图能反映油气管道断裂的不同形态, 所以基于失效评定图的可靠性分析能确定油气管道的弹塑性断裂失效概率。文章介绍采用可靠性指标评定管线的安全状况, 提出了可靠性指标的计算方法, 研究了可靠性指标的影响因素及变化规律。提出了失效评定图中的等可靠性指标线的概念, 并根据油气管线工程的目标安全性水平, 在失效评定图中作出了相应的等可靠性指标线, 从而可以根据评定点在失效评定图中的位置, 迅速确定管线的安全水平。

主题词 管道 失效评定图 可靠性 断裂 安全 评价

基于失效评定图的可靠性分析

失效评定图分别以无量纲数 S_r (或 L_r)、 K_r 为横坐标和纵坐标, 由失效评定曲线围成安全区。在油气管道的断裂分析中, 常采用两种通用形式的失效评定曲线, 分别为:

PD6493 的失效评定曲线^[1], 横坐标为 S_r , 其表达式为:

$$f(S_r) = \frac{S_r}{2 \ln \sec \left(\frac{S_r}{2} \right)} \tag{1}$$

成功应用的重要条件。平湖凝析气管道几年来的平稳运行也得益于比较合理的工艺配套。为使该管道运行更为可靠, 将完善相应的运行监控软件和生产监控系统, 力求及时、准确预测管路温降、水化物生成条件、持液情况。在确保可靠运行的基础上, 进一步实现运行参数优化, 降低生产成本。

参 考 文 献

1 [美] 佩德森 K S 等主编, 郭天民等译. 石油与天然气的性质. 北京: 中国石化出版社, 1992

2 Dukler E, Brauner Maron. A Physical Model for Predicting Minimum Stable Slug Length. Chemical Engineering Science, 1985; (O): 1379 ~ 1385

R6 选择一给出的通用形式的评定曲线^[2], 横坐标为 L_r , 其表达式为:

$$f(L_r) = (1 - 0.14 L_r^2) [0.3 + 0.7 \exp(-0.65 L_r^6)] \tag{2}$$

设 S_r (或 L_r) 服从正态分布, 其平均值为 μ_{S_r} 、变异系数为 σ_{S_r} (或平均值为 μ_{L_r} 、变异系数为 σ_{L_r}); K_r 服从正态分布, 其平均值为 μ_{K_r} 、变异系数为 σ_{K_r} , 并且 S_r (或 L_r) 和 K_r 无关。

根据可靠性工程的一般理论, 极限状态函数 $G(S_r, K_r)$ 为:

3 Jepson Sun. Slug Flow Characteristics and Their Effect on Corrosion Rates in Horizontal Oil and Gas Pipelines. SPE24787, 1992

4 Fairhuret C P. Pigging for Multi - Phase Flow Pipelines. 4th International Conference on Multi - Phase Flow, the Holiday Inn, Aberdeen, 10 ~ 12th February, 1988

5 Barkan, Sheinin. A General Technique for the Calculation of Formation Conditions of Natural Gas Hydrates. Fluid Phase Equilibria Jan., 1993: 111 ~ 136

(收稿日期 2001 - 09 - 26 编辑 申红涛)

* 本论文受到 1998 年原中国石油天然气总公司石油中青年创新基金的资助, 项目编号 CX1998 - 27。

* * 帅健, 1963 年生, 教授, 博士; 1982 年毕业于武汉化工学院, 现在石油大学(北京)从事工程力学与油气管道、储罐强度方面的教学与科研工作。地址: (102200) 北京昌平石油大学。电话: (010) 89733271。

the East China Sea for a long time. Add: No. 1225 ,
Shangcheng Road ,New Pudong District ,Shanghai (200120) ,
China Tel:(021)68763242 - 1947

tion now. Add: No. 336 , Jiangning Road , Shanghai
(200041) ,China Tel:(021)62555078

MIXED PHASE TRANSPORTATION IN CONDENSATE GAS PIPELINE

Guo Kuichang (Shanghai Oil and Gas Corporation) . *NA TUR. GAS IND.* v. 22 ,no. 2 ,pp. 79 ~ 83 ,
3/ 25/ 2002. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:Condensate gas is a multicomponent gas mixture and mainly composed of saturated hydrocarbons. The condensation and retrograde condensation phenomena caused by the change in temperature and pressure along pipeline are obvious in the process transportation ,which makes the mixed phase transportation in condensate gas pipeline being different from the single phase transportation in gas or liquid pipeline. The pipeline transportation methods may be divided into gas-liquid mixed flow and gas-liquid separated flow. The former has many advantages as less investment and shorter time-limit ,it is necessary , however ,to solve some technical problems ,as the decrease in pipeline transmission capacity and the slug treatment ,caused by the accumulation of condensed liquid ;and the latter is to separate condensate gas first ,then to transport natural gas and condensed liquid respectively ,the fluid in pipeline being a single-phase flow. The gas-liquid separated flow may be subdivided into dual pipeline transportation and batch transportation and the gas-liquid mixed flow is a special case of multiphase flow transportation. By taking the Pinghu oil and gas field ,where the multiphase flow technology has been adopted for transporting condensate gas in the submarine gas pipelines ,as an example ,the relation among pressure drop ,throughput rate and liquid holdup in condensate gas multiphase transportation pipeline is analyzed in the paper ,and it is pointed out that to predict the pipeline temperature dropping value is a necessary condition of safety in operation. Through analyzing the running circumstances of the condensate gas pipelines in Pinghu oil and gas field ,it is emphasized that to form a complete technological system is an important condition of applying the multiphase flow techniques successfully.

SUBJECT HEADINGS: East China Sea , Pinghu , Oil and gas field , Condensate gas , Pipeline transportation , Characteristic , Mixed transportation

Guo Kuichang (*professorial senior engineer*) , born in 1942 ,is the chief engineer of the Shanghai Oil and Gas Corpora-

RELIABILITY ANALYSIS OF OIL AND GAS PIPELINES ON THE BASIS OF FAILURE ASSESSMENT DIAGRAM

Shuai Jian and Xin Yanxia (University of Petroleum ,Beijing) . *NA TUR. GAS IND.* v. 22 ,no. 2 ,pp. 83 ~ 86 , 3/ 25/ 2002. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:Because the failure assessment diagram can reflect various oil and gas pipeline fracture shapes ,the elastoplastic fracture failure probability of oil and gas pipelines can be determined through reliability analysis on the basis of the diagram. In the paper ,adopting reliability index to assess pipeline safety condition is introduced ;the calculation method of the reliability index is proposed ;the influence factors and change law of the reliability index are discussed ;and a concept of equal-reliability index curve on the failure assessment diagram is put forward. According to the target safety levels of pipeline engineering ,relevant equal-reliability index curves may be plotted on the failure assessment diagram ,thus determining rapidly the safety level of a pipeline in light of the position of assessed point on the failure assessment diagram.

SUBJECT HEADINGS: Pipeline , Failure assessment diagram ,Reliability ,Fracture ,Safety ,Evaluation

Shuai Jian (*Doctor , professor*) , born in 1963 ,graduated from the Wuhan College of Chemical Engineering in 1982. Now he is engaged in the teaching and research on engineering mechanics ,oil and gas pipeline and storage tank strengths. Add: Changping ,Beijing (102200) ,China Tel:(010)89733271

DISPOSING OF HIGH COD_{Cr} GAS FIELD WATER WITH THE PROCESS OF COAGULATING SEDIMENTATION-MICROELE CTROLYSIS-OXIDATION ADSORPTION

Jiang Zhenju , Zhao Lizhi , Zeng Zhinong and Chen Hong (Southwest Petroleum Institute) . *NA TUR. GAS IND.* v. 22 ,no. 2 ,pp. 86 ~ 89 , 3/ 25/ 2002. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:The salinities of gas field water are commonly