

凝析气藏的经济开采模式

刘廷元

(西南石油学院, 四川南充 637001)

[摘要] 液态凝析油是凝析气藏的重要产品, 它的开采应该是有效而经济的。介绍了国外近 20 a 来在凝析气藏开采技术领域的各种经济模式, 包括回注 $\varphi_d=75\%$ 干气、自流回注、注 N_2 、注水、水气交替注和注 CO_2 等开采模式。研究表明, 这些开采模式同传统的降压开采方法相比, 能够有效地适应地面—地下的各种复杂情况。

[关键词] 凝析气藏; 开采模式; 注气; 注氮; 注水; 注二氧化碳; 经济

1 引言

目前, 国内外大多数凝析气藏的开采都是在损耗地层天然能量条件下进行的。这种开采模式具有生产成本低和工艺简单的优点, 但烃类储量的采收率却非常低。在凝析气藏的凝析油含量, $\rho_o \geq 200 \text{ g/m}^3$ 时, 凝析油的采收率, φ_o 在 20%~45%, 天然气的采收率, φ_g 在 60%~80%^[1~3]。相反, 如果采用保持地层压力开采, 凝析油的采收率可以达到 50%~80%, 天然气的采收率可以达到 95% 以上。换言之, 提高凝析气藏的采收率, 寻找适合于自身特点的经济开采模式, 将使全世界每年减少数千万吨石油资源及化工原料的损失。

凝析气藏开采的最大采收率主要靠最大限度的保持储层的单一气相, 以便液烃组分被开采出来。过去, 回注天然气一直应用于提高凝析气藏的凝析油采收率——我国的保持压力开采近几年基本上都是这种模式^[4]。然而, 为了保持凝析气藏压力而使天然气由直接销售变为回注, 可能使这项技术变得不经济。一种替代性选择就是选用不太昂贵的非烃气体, 诸如 N_2 和 CO_2 或者是水。除此之外, $\varphi_d=75\%$ 的干气回注、自流注气、水气交替注、天然

气发电或热电联产产生的 CO_2 回注, 也不失为是一种好的选择。

2 注气开采

2.1 循环注气

凝析气藏的循环注气开采可以追溯到 20 世纪 40 年代。当时, 美国人为了满足战争对汽油产品的需要, 在开发凝析气藏时建立了几个干气回注装置, 以便获得高质量的轻质汽油^[5]。但是, 直到 60 年代以前, 凝析气藏循环注气开采的经济性仍未受到普通重视, 甚至不少人认为凝析气藏一旦在地层中发生反凝析, 凝析油就会“漏失”在地下没有重新采出地面的可能。经过不断的实践探索, 人们终于认识到向地层回注干气保持压力能够提高凝析油的采收率, 这种开采模式相对于传统的降压开采来说是一种比较经济的开采模式。

循环注气开采是把采出气分离为凝析油和干气之后, 将干气继续回注该气藏的一种开采模式。其中, 100% 的干气回注是普遍采用的具体开采模式, 但它是否经济合算很值得研究。Ormerod 等人采用现金流量模型、税前—税后经济评价, 对某凝析气藏的各种干气回注方案进行了测算, 结果表明, 该

气藏只要回注 $\varphi_d = 75\%$ 的干气就可以达到很高的价值, 没有必要 100% 的干气回注^[6]。

现在, 国内外凝析气藏循环注气开采已形成了以下几种基本模式: a) 干气全部回注; b) 回注部分干气; c) 补充外部气源后再回注。其中, 回注部分干气按注气气质又分为两种具体模式: 一种是回收 C_3^+ 后回注干气, 外输剩余部分干气; 另一种是回收 C_5^+ 后, 回注 $C_3 - C_4$ 的半干气, 剩余的半干气经回收后部分干气外输^[4]。

循环注气采取何种具体模式, 取决于凝析气藏的实际技术经济条件, 不能一概而论。如果开采过程不仅需要进行方案计算, 而且要求确定最优工作制度(包括最优注入速度、注入时间和注入压力)和最佳开采工艺, 那么就需要根据储层静态、动态相态特性, 通过优化计算求得最佳工作制度、开采工艺和开采方案等。在这方面, Pires 等人根据注入气和原始气混合物的相态特性分析, 提出了凝析气藏的最大注入量和最佳注入气组分的优化方法, 并将其应用到输气管线及其生产设备的优化上^[7]; Alcobia 等人则运用经济后处理方法, 对近海凝析气藏开采进行了优化计算, 该模型能够从储层模拟和经济自动评价(资本、运营成本和工程)方面输出各种文件, 包括钻井平台的经济位置、各种开采方案, 以及技术优化基础上的净现值优化等^[8]。至于具体的开采工艺, 俄罗斯的 Шовкринский 等人经过研究后认为, 凝析气藏的水平井开采比垂直井开采更合理、更高效^[9]。

2.2 自流注气

循环注气保压开采需要庞大的地面设施投资和可靠的气源, 往往不可能单独利用一个凝析气藏实施注气开采。当两个凝析气藏有部分面积重叠时, 利用深部高压异常气藏作为气源, 通过井筒使下部天然气自流注入上部凝析气藏, 可以在同一体系中同步开发两个气藏, 节约地面注气设施, 提高凝析油的采收率。

围绕凝析气藏(田)的自流注气设想, 我国学者在这方面开展了一些理论研究, 为自流注气进入现场实践创造了条件。例如, 田平等用数值模拟研究, 将其定量描述为一个气藏的气通过井筒流入另一个气藏的自流过程, 把单一气藏的三维三相拟四组分数学模型改进为一个气藏—井筒—气藏的混合数学模型。他们的数值模拟结果表明, 地层压力及自流注气量都是动态变化的; 其压力平衡过程的

持续时间与气藏系统的产气速度、两个气藏的储量、地层压力差、边底水能量大小等因素有关; 当供气气藏能量及气源充足时, 自流注气是一种经济简便的开采方法^[10,11]。

与此同时, 伍轶鸣则进一步地对吉拉克凝析气田(藏)的自流注气开采实践进行了研究。他提出利用下部石炭系异常高压凝析气藏天然气对上部正常压三叠系凝析气藏实施自流注气开采的方案, 并围绕这一方案, 进行了开采方式论证、室内实验、数值模拟和方案优选研究。结果表明, 凝析气藏的自流注气开采不但可以节约大量地面设施投资, 而且与衰竭式开采相比还能提高 15.6% 的烃类采收率^[11]。

3 注氮开采

3.1 注氮开采的技术经济优势

凝析气藏注入非烃气体有五种气质可供选择: 空气、氮气 (N_2)、烟道气、二氧化碳 (CO_2) 及 $N_2 + CO_2$ 的混合气^[12,13]。实验研究表明, 空气和 N_2 注入对于凝析油的蒸发能力差异很小, 然而, 空气中除了含 $\rho(N_2) = 79\%$ 外, 还有大约 20% 体积分数的氧, 这么多的氧在储层中会导致有害的氧化反应。因此, N_2 在技术上是比空气更理想的一种凝析气藏置换气体。 N_2 与烟道气(主要成份是 CO_2)、 CO_2 相比更轻(但它在储层条件下事实上比某些储层液体更稠密), 在强倾角储层中非常适合于重力稳定非混相驱。不但如此, N_2 与烟道气和 CO_2 相比, 还具有安全、无腐蚀和无污染的优点。此外, 凝析气藏中注 N_2 与注水相比优势也很明显, 因为 N_2 在层状储层中可以到达渗透率下降的上部, 这正是水驱很难到达的顶层^[14]。

N_2 在任何地方都可以获取, 它只需要对空气的各组分进行压缩、冷却、蒸馏、分离就可以获得。注 N_2 开采的成本中有 51% 是用来支付电费, 15% 用于气体压缩费用, 而用于 N_2 本身的费用为 34%。就气体本身的价格而言, N_2 与烟道气、 CO_2 和天然气的价格比在美国为 1:1.5:2.5:8, N_2 有很大的价格优势。至于注 N_2 开采的其它两项费用, 事实上是任何一种保持地层压力开采都需要支付的(在制 N_2 没有工业化的国家它可能比较高), 这对于采收率提高和 N_2 本身的廉价而言, 可以说是无关大局的。

70 年代后期以后, 由于全球天然气价格上涨,

气源紧张, 美国、加拿大和英国等国家纷纷把 N_2 作为保持凝析气藏压力的首选非烃气体。80 年代以后, 这些国家在制 N_2 、注 N_2 和脱 N_2 方面实现了工业化, 使注 N_2 开采的经济优势更加显现。仅 1999 年, 美国公司花费在注氮方面的开支就有 15×10^8 美元^[15]。在凝析气藏的实际开采中, 我们可以自己拥有制 N_2 装置, 也可以从拥有并经营空气处理装置的经营公司那里购买。

3.2 注氮开采的两个经济评价公式

凝析气藏的采收率随注 N_2 量增加而增加, 但不是注得越多越好。一般地说, 置换某一储层空间所需的 N_2 气体积要比天然气的体积小。假设凝析气藏具有 3000 磅/平方英寸 (20.68 MPa) 的压力, 而井底温度为 150 °F (65.6 °C), 那么要置换 100 标准立方英尺 ($V^\ominus = 2.83 \text{ m}^3$) 的甲烷, 将需要 84 标准立方英尺 ($V^\ominus = 2.38 \text{ m}^3$) 的 N_2 , 即氮气需量就等于每年天然气产量的 84%。

向地层连续注入 N_2 后增加的凝析油采收率, 可以用 Kossack 和 Opdal 提出的资金收益公式来分析^[16]:

$$\text{资金收益} = IVO \cdot \$ Oil - (\$ C_1 - \$ N_2) \cdot \$ S \cdot PV \quad (1)$$

这里, IVO: 连续注 N_2 后增加的凝析油地面桶数 (1 桶 = 158.316 L);

$\$ Oil$: 凝析油单位地面桶的销售价;

$\$ C_1$: 千标准立方英尺 ($V^\ominus = 28.3 \text{ m}^3$) 的甲烷销售价;

$\$ N_2$: 千标准立方英尺氮气的销售价;

$\$ S$: 注入段塞大小;

PV: 千标准立方英尺储层的孔隙体积。

根据凝析气藏的凝析油采出量可以计算出 N_2 的注入量, 从而计算出资金收益。然而, 对每一个凝析气藏的天然气开采几乎都有一个最佳 N_2 段塞, 它取决于气藏岩层物性、开采工艺、操作费用及烃类产品的销售价格等各种参数。Adler 和 Crawford 提出了一个称为天然气利润指标 (GPI) 的公式可以用来评价凝析气藏开采的“最佳” N_2 段塞。GPI 是指产出的天然气的价值不低于注入的 N_2 成本, 其定义为:^[17]

$$GPI = GP \cdot PG - N_2 I \cdot PN_2 \quad (2)$$

这里, GP: 产出的天然气量每千标准立方英尺

(28.3 m^3);

PG: 天然气价格/美元每千标准立方英尺;

$N_2 I$: 注入的 N_2 量每千标准立方英尺;

PN_2 : N_2 价格/美元每千标准立方英尺。

上述公式不包括总运营费用, 得出的天然气利润指标值是一个小的数量值, 但它在对比 N_2 的注入量和产出天然气的价格上是有价值的, 可以表明一个凝析气藏从主要经济因素上说是是否可行。他们的实际研究的结果是, 当注入的 N_2 段塞约为含烃孔隙体积的 40% 时, 天然气利润指标达到最大值。

3.3 一个更精确的经济评价研究实例

由于凝析气藏开采的技术、经济的复杂性, 应用上述两个简单数学公式及其计算结果, 有时不能作出是否增加投资的最终决策, 必须采用更精确的经济评价方法才能作出。

注 N_2 提高凝析气藏的采收率, 需要增加设备投资和运营费用, 其数量往往比原来花在开发气藏的资金还要多。采用现值比较可以计算未来成本和未来收益的贴现值, 优选凝析气藏的开采方式及其投资方案, 判断注 N_2 开采、注干气开采和降压开采何者最优。

Donohoe 和 Buchanan 最早注意到凝析气藏开采的技术、经济复杂性, 引进了工程经济学的方法进行研究。他们通过三个凝析气藏的现值比较, 发现 A 和 B 两个凝析气藏的开采效果比较好, 只有 C 气藏的注 N_2 开采效果不明显 (见表 1)^[2]。在凝析气藏的实际开采过程中, 注入 N_2 对储层渗透率、孔隙度和倾角的影响, 会使原始地质储量的采收率提高 20%。表 1 列出了三个凝析气藏在注入 N_2 后对采收率的影响情况。从中我们看出, 注 N_2 开采和降压开采相比, 前者使凝析油的采收率, φ_o 分别提高 26.1% (C)、46.4% (B) 和 65.2% (A), 使天然气的采收率 φ_g 分别提高 11.7% (C)、17.4% (B) 和 24% (A); 注 N_2 开采和回注干气开采相比, 前者的效果也更好。C 气藏的地面液体回收率为 76.1 桶/百万立方英尺 (0.4274 L/m^3), 没有明显的反凝析油损失, 适合于一次开采 (降压)。这一实例研究表明, N_2 开采一般地说有较好的经济效益, 但有时它可能并不比注干气或降压开采优。

表1 凝析气藏注氮开采与衰竭式开采和干气回注开采的技术经济比较

Table 1 Technical economic comparison by nitrogen injection vs. pressure depletion development and gas recycling

开采方式	回注期 t_1/a	工程期 t_2/a	废弃压力* p/psi	天然气采 收率 $\varphi/\%$	凝析油采 收率 $w/\%$	总收益 /M\$	作业成本 /M\$	资本投资 /M\$	净营运收益 /M\$	净现值收益 (15%) /M\$
A										
降压	0	24	932.0	66.0	15.8	420 180	50 765	17 200	352 216	160 964
注氮	20	35	1 256.1	90.0	80.5	1 140 043	229 913	19 743	890 387	295 578
回注干气	8	33	908.6	83.3	61.7	1 012 172	167 137	18 565	826 470	218 239
B										
降压	0	25	910.5	72.6	26.6	497 370	54 810	17 200	425 360	175 604
注氮	12	31	1039.9	90.0	73.0	886 170	149 176	19 895	717 099	225 744
回注干气	6	31	887.8	85.4	59.5	847 308	119 387	18 435	709 485	174 971
C										
降压	0	26	868.2	78.3	44.7	553 563	59 097	17 200	447 266	175 634
注氮	7	30	946.9	90.5	70.8	742 580	113 055	19 895	609 630	181 196
回注干气	7	32	862.2	89.5	71.7	879 075	118 235	18 370	742 469	132 047

* 1 psi = 7.03 kPa

4 注水和水气交替注开采

4.1 注水开采

注水开采可以看成是替代凝析气藏衰竭式开采和注干气开采的另一种经济方法,这方面已有近10位作者进行了专门研究^[18]。El-Babbi等人通过与循环注气比较,认为凝析气藏的注水开采是可行的。从技术角度看,凝析气藏注水开采模式具有下述特点^[19]:

1) 由于水的密度高,所需地面注入压力要求比注入气体和溶剂都低,因而注水能耗与成本均较低,尤其适用于深层注水;

2) 由于水的粘度大,水驱波及系数比注气和溶剂都大;

3) 与直接降压开采相比,注水开采时凝析油析出较少。由于注水可以保持产层压力,当压力保持在露点以上,凝析油不会析出,这样就能够完全以气态方式采出;

4) 注水促进了三相驱替。在凝析油流动性的

饱和度范围内,三相流动比两相低,因此,与反凝析油的开采比,水驱效率优于注气,尤其适用于渗透率较低的储层。

由于水驱凝析气藏能绕过和捕集凝析气,其油气采收率可以得到明显提高。Henderson等人的研究证实,水驱凝析气藏的采收率可以达到50%以上^[20]。而Fishlock的研究则指出,水驱凝析气藏的油气采收率最高可以分别达到62.7%和85.3%^[21]。

Fishlock的研究是用模拟方法,它运用简化模型量化注水开采的潜在效益。在流体的凝析油气比(CGR)为180 STB/MMscf (1 STB/MMscf = 0.005615 L/m³)时,在压力衰竭之前通过注入0.25 m³烃类孔隙体积(HCPV)的水之后得到总的烃类采收率。其注水开采优化结果见表2。水驱增加了液和气组分的采收率,使总的烃采收率按原始储层烃质量计算提高了10%。此外,在300 STB/MMscf的CGR条件下的更富的临界状态流体,连续注水可以使总的烃采收率, φ 提高21%。

表2 低凝析油气比流体模拟结果

Table 2 Simulation results low-CGR fluid 180 STB/MMscf

注水开采 HCPV/m ³	油压 p_o^*/psi	渗透率 / μm^2	凝析油采收率 $\varphi_o/\%$	天然气采收率 $\varphi_g/\%$	烃类采收率 $\varphi/\%$	气藏开采期 /d	最终压力 p^*/psi
0	1000	30	45.7	72.5	60.6	2 855	1 550
0	500	30	50.0	83.1	68.2	3 285	997
0.25	1 000	30	60.0	79.2	70.7	3 040	1 702
0.25	500	30	62.7	85.3	75.2	3 272	1 284

* 1 psi = 7.03 kPa

注水开采是否可行取决于凝析气藏的特征,一般可以在整个开采期内连续注水,也可以在注水后再使气藏压力枯竭。凝析气藏注水不适于低渗透地层和低渗透区,因生产井见水快,也使其适用性大大降低。但是,通过在凝析气藏产生的不流动油气前缘,采用调节气顶气采油量,开采效果会有所改善。最近,加拿大学者 Berman 提出,在大多数凝析气藏的低渗透块状构造中,可以通过内部定向注水技术开采^[22]。在俄罗斯,边缘注水和切割(屏蔽)注水的开采方法,可以使采收率提高30%以上,这方面他们有一整套的方法,可供我们借鉴^[9]。

4.2 水气交替注

水与凝析油不能混溶,并且在低渗透区会使凝析油与主要驱替前缘断开,因此,传统上认为水不能注入凝析气藏。随着单纯注水开采的进行,生产井见水使凝析油处于不流动状态。干气虽然能与地层凝析液体混溶,但用于保持地层压力,却会过早地使凝析气藏出现气窜,降低波及效率,影响凝析油采收率,并且在高渗透地层使压缩成本因气窜而增高。Jones 和 Cullick 等人分别用数值模拟和驱替实验研究证实,水气交替注入凝析气藏后,由于很大部分储层空间被水占据,总的采收率会提高。结果表明,水气交替注入既能明显地改善驱油效率,提高凝析油的采收率,也能降低生产成本,提高开采的经济效益。凝析气藏的水气交替注开采,可以使天然气和凝析油的采收率提高28%~54%^[23]。

水气交替注工程的关键是掌握水气交替注入比、半周期段塞大小、气藏每口注入井的最终溶剂段塞大小及其科学决策。这些决策是否恰当,不但影响烃类采收率,而且影响开采的生产成本与经济效益^[24]。

5 注二氧化碳开采

CO₂的相对密度为1.977,化学性质很稳定,具有较高的溶解度和流动性。凝析气藏注入CO₂不仅能保持地层压力,阻止反凝析,而且能增加凝析油体积,从而提高烃类总采收率。采出的凝析油气经地面设备分离后,CO₂再回注到储层。CO₂气体不放空既可节约凝析气藏开采的气源成本,又可使大气环境得到保护。

凝析气藏开采的CO₂气源有三种来源:一是本气藏气源,二是外购气源,三是天然气发电或热

电联产后产生的CO₂气源。在美、英等西方发达国家,CO₂气源一般来源于向专业公司购买。外购气源在80年代中期以前大都用罐车运送,以后在西德克萨斯州等地陆续出现了专门的CO₂输气管线。

早在80年代前期,前苏联的阿斯特拉罕凝析气田就开始利用本气藏CO₂气源进行开采实验^[25]。因为阿斯特拉罕含硫凝析气田的地层凝合物中有大约 $x_A=40\%$ 的酸性组分,其中15%左右为CO₂,这就产生了一个综合利用的问题。但是,由于当时的规模太小、注入的连续性差,以及缺乏深入的方案评价和技术工艺研究,回注CO₂的效果并不理想。90年代以后,俄罗斯阿斯特拉罕凝析气田公布的研究成果证实,增加地层体系中CO₂含量可以降低初始凝析压力和增大凝析油饱和度;当 $x(\text{CO}_2)$ 从14.7%增加到40%时,初始凝析压力下降11 MPa,凝析油的采收率, φ_0 提高20%^[26,27]。

凝析气藏天然气发电或热电联产后产生的CO₂气源用于保持地层压力,也许是凝析气藏最为经济的一种开采模式^[28,29]。目前,这种开采模式尚未见矿藏实验研究报道,但已有一些前期的理论研究,值得引起重视。这种开采模式有以下几项显著优势:a)就地获取CO₂气源,变废为宝;b)解决了天然气的产品输送与销售问题,特别适合边远气田;c)产品—资源综合利用,节约成本;d)无环境污染。

6 结束语

制定和设计凝析气藏的开采模式时,需要确定许多复杂的技术、经济项目和因素,例如储层地质与物理条件、注入流体类型、注入时间与速度、段塞体积的选择、各种参数及其应用效果,以及开采阶段、注入量(体积)、注入气(水)成本、地面设施投资、作业费用、环境影响、凝析油和天然气的采收率、投资收益、净现值收益等。在对比不同开采模式之后,计算并优化各项开采技术的经济效益,才能选择出适合本凝析气藏的最佳开采模式。一般地说,下述结论值得重视:

1) 凝析气藏的气源充足时,注气开采可以采用75%的干气回注;当两个凝析气藏有部分面积重叠时,可利用深部高压异常气藏自流注气。

2) 注氮开采有很明显的技术经济优势,但由

于受各种复杂因素的影响, 必须经过精确的经济评价研究才能确定。

3) 适合注水和注二氧化碳开采的凝析气藏, 不但有较好的经济效益, 而且可以节约资源, 减少环境污染。

4) 各种不同的凝析气藏开采模式在一定条件下可以结合应用。

5) 注水及水气交替注、注二氧化碳开采受技术和经济条件限制较大, 前期准备工作一定要充分。例如, 在较平缓构造和非均质特征严重的凝析气藏, 水圈闭储层天然气, 注水会使该类气藏的烃类采收率降低; 注二氧化碳开采带来的腐蚀性也是一大技术难题。

凝析气藏的经济开采模式研究表明, 传统的降压开采在许多情况下都是不经济的, 虽然它具有成本低和工艺简单的优点, 但却极大地浪费了宝贵的油气资源。保压开采技术的应用程度及其效益, 一方面取决于各种注入气体或水的制取工艺与商业化程度, 另一方面也取决于气藏开采工艺与手段的完善。在未来 5~10 年内, 凝析气藏的各种保压开采方法, 将成为油气田开发领域的主要开采模式。其中首先可能是注 N_2 和注水开采模式的普遍应用, 其次是注 CO_2 开采模式, 尤其是凝析气藏天然气发电或热电联产后产生的 CO_2 气源用于保持地层压力的开采模式, 也可能得到广泛应用。

参考文献

- [1] Bourbiaux B. Parametric of gas condensate reservoir behavior during depletion: Guide for development planning [A]. In: European Petroleum Conference [C], London, U K, 25~27 Oct, 1994. SPE 28838.
- [2] Donohoe C M, Buchanan Jr. Economic evaluation of cycling gas - condensate reservoir with nitrogen [J]. J of Petro Tech, Feb.1981: 263~270
- [3] Lopez J A, et al. Gas injection as a method for improved recovery in gas - condensate reservoirs with active support [A]. SPE International Petroleum Conference and Exhibition [C], Villahermosa, Mexico, 1-3 Feb, 2000. SPE 58981.
- [4] 李士伦. 前言 [A]. 见: 凝析气田勘探开发技术论文集 [C]. 四川科学技术出版社, 1998 年
- [5] Hubbard R A, Reynold J W. Profitability of U.S. NGL extraction [J]. J of Petro Tech, Sep 1989: 922~929
- [6] Ormerod L, et al. Techno - economic modelling of gas condensate development [J]. Chem Eng Res Des, Jan 1987: 97~106
- [7] Prires A P, et al. Optimization of lean gas Injection in gas - condensate reservoirs [A]. Eastern Regional Meeting [C], Morgantown, West Virginia, U S A., 17-21 Sep, 1995. SPE 31004.
- [8] Alcobia V M, et al. Field development optimization through economic post processing of reservoir simulation results [A]. European Petroleum Conference [C], London, U K, 25-27 Oct, 1994. SPE 28902
- [9] Щовкринский Г Ю. Создание эффективных технологий и технических средств комплексной работка нефтегазоконденсатных месторождений [J]. Нефть х - во. 1993, (3): 14~18
- [10] 田平, 等. 凝析气田自流注气的数值模拟研究 [J]. 石油大学学报 (自然科学版), 1998, 22 (4): 45~48
- [11] 伍铁鸣. 吉拉克凝析气田自流注气提高采收率方案研究 [J]. 天然气工业, 1999, 19 (2): 58~62
- [12] Striefel M A. Cycling with air and other nonhydrocarbon gases [J]. SPE Res Eng, Nov 1987: 683~685
- [13] Chaback J J, Williams M L. P - x behavior of a rich - gas condensate in admixture with CO_2 and ($N_2 + CO_2$) [J]. SPE Res Eng, Jan 1994: 44~50
- [14] Sanger P J, et al. Nitrogen injection into stratified gas - condensate reservoirs [A]. SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition [C], New Orleans, LA, U S A, 25-28, Sep, 1994. SPE 28941
- [15] Mungan N. Enhanced oil recovery with high pressure nitrogen Injection [A]. AAPG Western Regional Meeting [C], Long Beach, California, U S A, 19-23 Jun 2000. SPE 62547
- [16] Kossack L A, Opdal S T. Recovery of condensate from a heterogeneous reservoir by the injection of a slug methane followed by nitrogen [A]. 63rd Annual Technical Conference and Exhibition [C], Houston, U S A, Oct, 2-5, 1988. SPE 18265
- [17] Adler A B, Crawford P B. Nitrogen injection into water - driven natural gas or condensate reservoirs increases recovery [A]. 58th Annual Technical Conference and Exhibit [C], San Francisco, U S A, Oct, 5-8, 1983. SPE 12046
- [18] El-Banbi A H. Investigation of waterflooding and gas cycling for developing a gas - condensate reservoir [A]. CERI gas technology symposium [C], Calgary, Anada, 3-5 Apr, 2000. SPE 59772
- [19] Bedrikovetsky P. Enhanced condensate recovery technologies (analytical modelling) [J] Petro Rev,

- 1992, (2): 137~140
- [20] Henderson G D. An experimental investigation of waterflooding of gas condensate reservoirs and their subsequent blowdown [J]. J of Petro Sci and Eng, 1992, (8): 43~58
- [21] Fishlock T P. Waterflooding of gases condensate reservoirs [A]. DOETenth Symposium on Improved Oil Recovery [C], Tulsa, Oklahoma, U S A, 21 - 24 Apr, 1996. SPE 35370
- [22] Berman L. Development of gas - condensate reservoirs by directional intracontour waterflooding [A]. CERI Gas Technology Symposium [C], Calgary, Anada, 3 - 5 Apr, 2000. SPE 59775
- [23] Jones L G, et al. WAG process promises improved in cycling gas condensate reservoirs: part I—prototype reservoir simulation studies [A]. SPE Gas Technology Symposium [C], Dallas, Texas, U S A, Jun, 7 - 9, 1989. SPE 19113
- [24] Sanchez N L. Management of water altering gas (WAG) injection projects [A]. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference [C], Caracas, Venezuela, 21 - 23 Apr, 1999. SPE 53714
- [25] Марагулов Р Д. Разработка мессорождений со сложным составом газа [М], Недра, 1988
- [26] Саркисов Р М. Накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне и его влияние на продуктивность скважин Астраханского ГКА [J]. Газ промсть, 1993, (7): 23~25
- [27] Вдовыкин Г П. Фракционирование компонентов флюидов в пластовых условиях на Астраханском нефтегазоконденсатном мест-ний Геол, геофиз. и разраб нефт [J]. мест - ний, 1998, (9): 12~14
- [28] Blok K. Hydrogen production from natural gas, sequestration of recovered CO₂ in depleted gas wells and enhanced natural gas recovery [J]. Engery, 1996, 22 (2 - 3): 161~168
- [29] Pak P S, Suzuki Y. Characteristics of CO₂ - recovering combined cycle power generation system when its CO₂ recovery rate is changed [J]. Int J of Eeg Res, 1997, (21): 749~757

Economic Development Models of Gas Condensate Reservoir

Liu Tingyuan

(Southwest Petroleum Institute, Nanchong, Sichuan 637001, China)

[Abstract] Liquid condensate is an important product of gas condensate reservoir, and its recovery should be both efficient and economic. This paper discusses economic development models of all kinds during the last two decades in the engineering field of gas condensate reservoirs, including reinjection with 75% dry gas recycling, dumpflooding of gas, nitrogen injection, water injection, water and gas alternating injection, CO₂ injection, etc. The results of the study indicate that these development models will be more effective than conventional pressure depletion methods and will be adaptable to complex cases of surface - underground gas condensate reservoirs.

[Key words] gas condensate reservoir; development model; gas injection; nitrogen injection; water injection; CO₂ injection; economic

* * * * *