

大庆油田东部地区 气田开采技术与应用

郭洪岩 王清玉 主编

石油工业出版社

大庆油田东部地区 气田开采技术与应用

郭洪岩 王清玉 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本论文集是大庆油田采气分公司科技人员在实践中不断探索的结果,是长期科学研究的总结、辛勤汗水的结晶。全书由四部分组成:即气藏工程、采气工程、地面工程、信息工程,具有专业性、实用性、前瞻性等特点。

本书可供从事气田开发的管理人员、科研人员、工程技术人员阅读。

图书在版编目(CIP)数据

大庆油田东部地区气田开采技术与应用/郭洪岩,王清玉主编.

北京:石油工业出版社,2005.12

ISBN 7-5021-5350-0

I. 大…

II. ①郭… ②王…

III. 油田开发—研究—大庆市

IV. TE34

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2005)第 144906 号

大庆油田东部地区气田开采技术与应用

郭洪岩 王清玉 主编

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

总 机:(010)64262233 发行部:(010)64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:北京市兴顺印刷厂

2005 年 12 月第 1 版 2005 年 12 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:11.75

字数:290 千字 印数:1—1000 册

定价:48.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

编 委 会

主 编:郭洪岩 王清玉

副主编:曾龙伟 杨知盛 赵忠诚 孙雅林

史惠芬 鞠志忠

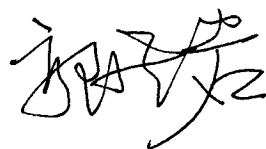
编 委:马占林 孙云峰 董仲林 夏伟东

曹 逊 张 宪 郑孝春 宁中华

前 言

伴随大庆油田有限责任公司采气分公司的成立,大庆采气事业翻开了崭新的一页,采气人肩负起改善大庆油田能源结构、实现“以气补油”战略的时代责任和历史使命。徐深1井的发现,实现了深层火山岩天然气开发的历史性突破。采气分公司创业之初,就组织编写了这本凝结广大采气科技工作者心血的论文集,是一件非常有意义的事情,将对采气事业的蓬勃发展产生深远影响。

该论文集是广大采气科技工作者在实践中不断探索总结出来的经验浓缩。其中既有中浅层气田开发的成功经验,也有深层气田试采取得的阶段性认识和成果;有配套成型的采气工艺技术,也有实现平稳高效运行的地面工艺技术;有目前开发中存在问题的思索和探讨,也有下步攻关方向。所有这些,都是采气事业今后发展的宝贵财富,是采气分公司“立足新起点,探索新思路,树立新形象,谋求新发展”工作思路的基础,是采气人“创建百年油田,采气拼搏奉献”理想信念的保证,必将对大庆天然气开发具有一定的指导意义。



2005 年 10 月

目 录

第一部分 气藏工程

利用监控模型对气藏酸化进行现场评价	汪长浩 袁海军 翟 庆(1)
CO ₂ 压裂技术在气井中的应用及认识	郑春兰(5)
应用试井技术评价升深 1 气藏开发效果	宫贵胜 刘淑云 姚榛榛 梁国峰(10)
兴城气田试采初步认识	柳春学 李海燕 侯艳艳 孙 玲 翟 庆(16)
边水驱气藏升 81 井开采取得的认识	郑孝春(23)
升平气田试采特征分析	刘淑云(29)
利用试井技术评价汪家屯气田气井	李彦明(35)
汪家屯气田合理开发井网与储量有效动用界限研究	张 宪(39)
用最优化方法建立火山岩测井解释模型	姚榛榛 刘艳霞(48)
昌德气田深层天然气成藏机理研究	杨知盛 康德权 张 军 梁国峰(54)
应用孔隙度差异法识别深层天然气储层	宁中华(60)
深层气藏试采取得的初步认识及潜力分析	夏伟东 张 军 杨知盛 刘淑云 姚榛榛 宫贵胜 梁国峰(65)

第二部分 采气工程

优选管柱排水采气可行性研究	韩喜龙(71)
柱塞气举工艺介绍及应用前景分析	张伟东 储可利 李荣峰 王小祥 康文芳(75)
气体加速泵排水采气技术应用的可行性分析	康文芳 储可利 杨文革 韩喜龙 张伟东(81)
气井积液诊断技术研究	李荣峰 王小祥 储可利 张伟东 杨文革(85)
气井井下节流降压工艺方法探讨	杨文革 汝新英 王小祥 储可利(92)
气井举升工艺优化技术在气田的应用	王小祥 储可利 韩喜龙 李荣峰 康文芳(97)
大庆深层气田采气工艺技术存在问题及攻关思路	储可利 杨文革 张伟东 王小祥 李荣峰(111)

第三部分 地面工程

丰富内业 搞好气田地面建设	吕继友(119)
CO ₂ 压注工艺设备在芳 48 断块使用的几点认识	姜福成(122)
大庆地区天然 CO ₂ 处理工艺存在的问题分析及对策	王有超(129)
天然气井站流量仪表的选用	国成城(136)
大庆长垣东部深层气井井站自控系统应用与认识	周绍国 国成城 董仲林 汪长浩 张桂全(142)

埋地管道防腐层失效原因分析.....	袁海军 汪长浩 杨 琴 谢宗林 梅 奇	(149)
深层天然气试采过程中取得的认识.....	傅广海	(153)
气田 CO ₂ 防腐技术的探讨及认识	晁 萌	(160)

第四部分 信息工程

防火墙技术安全分析.....	刑振利	(170)
采气分公司企业信息门户 CMS 的构建	李 颖	(173)
气田开发数据管理解决方案探讨.....	董仲林 李 颖 姚榛榛 曹 逊	(178)

第一部分 气藏工程

利用监控模型对气藏酸化进行现场评价

汪长浩 袁海军 翟庆

摘要 储层酸化处理的实时监控(现场评价)已经在油田上成功应用多年,为了评价和提高强化导流的效率,在处理中用瞬时流动方程估计表皮因子演化。用在实时监控模型的方程假定储层流体是单相、轻微可压缩的。在酸化油井过程中,该方法对监控表皮因子变化非常有效;然而当酸化气井时,液相酸的强烈注入会影响表观表皮因子,因为估计的表皮因子依赖于储层流体和注入流体的黏度差异。如果黏度差异显著,则通过单相油模型计算的表皮因子是错误的。为此提出一个新模型,评估在酸化处理过程中气藏的表现表皮因子。这个模型引进一个黏性表皮因子,处理注入流体和储层流体间的黏度差异对压力响应的影响。黏性表皮因子作为注入酸体积分数的函数能计算出来,总表皮因子从处理过程中的速度和压力记录获得,从总表皮因子中除去黏性表皮因子,就得到了酸化处理过程中真实损害表皮因子。

对于一个成功的酸化处理,控制酸化工作就像实施增产措施一样是一个关键步骤。通过监控地层酸化处理的响应和实时监控酸化处理工作,能保证像设计的那样从地层中除掉污染;保证没有过量的酸注入地层;更重要的是保证注入没有损害地层。目前,实时监控技术已得到了发展。这个技术最初建立在试井解释的概念上,在酸化处理过程中,它根据可利用的数据估计表皮因子。几年之后,这个技术已经得到改善,以便更好地应用于现场。在模型中利用了瞬时流压力方程,而不是稳态流方程,说明储层瞬时的影响。根据测量压力和流体速率做出了注入能力倒数对叠加时间的函数图,当没有足够的信息直接计算表皮因子时,引入注入过程中的地层响应,也说明了注入速度的影响。压力转换从地面压力(通常在酸化过程中测得)到井底压力(用于表皮计算)。用这种方法能评价强化(降低表观表皮因子)和导流(增加表观表皮因子)两方面的效率。该方法已经用于现场,对油井的成功现场应用已显示出增产实时监控的真正价值,但在气井上却并不实用。

为了开发对气井的实时监控模型,我们需要一个正确形式的气藏瞬时流动方程。当储层温度足够高,气体黏度 μ_g 和压缩系数 Z 的乘积直接正比于压力;对于恒定流速的压力瞬时流动方程能够简化成

$$p_i - p_{wf} = 50300 \frac{Z\mu_g}{2p_i} \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{qT}{Kh} \left[\log\left(\frac{Kt}{\phi\mu_g C_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad (1)$$

根据经验法则,当储层压力高于 2MPa 时方程(1)是有效的。方程(1)重新整理为

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q} = m \log(t) + b \quad (2)$$

式中 m 和 b 是注入能力倒数对 $\log(t)$ 作图的斜率和截距。对比方程(1)和(2),我们发现

$$m = 50300 \frac{\mu_g Z}{2Kh} \frac{p_{sc}}{p_i} \frac{T}{T_{sc}} \quad (3)$$

和

$$b = m \left[\log \left(\frac{K}{\phi \mu_g C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad (4)$$

应用叠加原理,改变流动速率,方程(2)变为

$$\frac{p_i - p_{wi}}{q} = m \Delta t_{\text{sup}} + b \quad (5)$$

式中 Δt_{sup} 是叠加时间函数,定义为

$$\Delta t_{\text{sup}} = \sum_{j=1}^N \frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \log(t_N - t_{j-1}) \quad (6)$$

方程(3)至方程(6)被用于开发气井实时监控模型。

一、酸注入气井过程中的瞬时表皮响应

酸化过程中实时监控的目的是当酸改变近井地带的渗透率时,确定损害表皮的演化情况。为了做这项工作,必须说明能够导致表皮因子明显变化的所有其他因素,以便能够隔离损害表皮。先前已经说明了储层瞬时影响,它能导致表皮因子变化,但不影响由下式计算出的表皮因子

$$S_i = \frac{1}{0.868} \left[\frac{b}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (7)$$

式中的 b 通过方程(5)由测量的流速和井底压力确定

$$b = \frac{p_i - p_{wi}}{q_N} - m \Delta t_{\text{sup}} \quad (8)$$

为了实时监控表皮因子,在处理之前从方程(3)计算出常数 m ; 然后从方程(6)计算出处理过程中在每个时间增量、叠加时间函数 Δt_{sup} , 从方程(8)得出 b ; 最后从方程(7)求得表皮因子。

假定储层流体和注入流体黏度都是单值,这些方程允许计算总表皮因子。一般来讲这是不正确的,因为注入酸的黏度通常与储层流体黏度不同,当酸注入气藏中,这个黏度影响是非常重要的;然而,酸注入油井中通常不重要。

一种黏度的流体驱替另一种黏度的流体,能够用表皮因子说明注入压力的影响由下式给出

$$S_{\text{vis}} = \left(\frac{\mu_{\text{cid}}}{\mu_g} - 1 \right) \ln \frac{r_{\text{acid}}}{r_w} \quad (9)$$

这个方程给出了井周围改变渗透率区域的表皮因子。假设酸均匀地渗透进厚度为 h 的岩层,并且忽略酸前沿之后的驱替流体的任何残余饱和度,在任何时间酸的半径位置与注入酸的体积有关,通过下式计算

$$r_{\text{acid}} = \sqrt{r_w^2 + \frac{V_{\text{acid}}}{\pi \phi h}} \quad (10)$$

合并方程(9)和(10),表皮黏性表皮由下式给出

$$S_{\text{vis}} = \frac{1}{2} \left(\frac{\mu_{\text{acid}}}{\mu_g} - 1 \right) \ln \left[1 + \frac{V_{\text{acid}}}{\pi \phi h r_w^2} \right] \quad (11)$$

通过从总表皮因子中减去黏性表皮因子得到酸注入过程中的损害表皮因子

$$S_d = S_i - S_{\text{vis}} \quad (12)$$

因为注入酸的黏度比被驱替气的黏度明显地大许多倍,表皮黏性表皮因子可能相当大。例如,对 $1 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 黏度的酸驱替 $0.02 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 黏度的气,酸从半径 7.6 cm 的井筒以 328 gal/m 注入到孔隙度为 0.2 、厚度为 30.5 m 的岩层后,应用方程(11)求得黏性表皮因子是 32 。根据

方程(11)的对数关系,在注入开始黏性表皮因子是0,在早期的注入阶段迅速增加,然后增加逐渐缓慢,酸化仅能去掉损害表皮。如果黏性表皮没有从总表皮中分离,通过实时监控方程(7)所预测的表皮因子将高于真实损害表皮因子。

此外,当酸化油井时,因为油的黏度通常相似于酸的黏度或高于酸的黏度,黏性表皮因子是小的,当油的黏度远大于酸的黏度,将忽略黏性表皮因子。若酸的黏度是油黏度的一半,以328gal/m注入,表观黏性表皮因子是-1.4,从实时监控中获得表皮因子的较小修正。

为了修正从监控注入速率和压力所获得的表皮因子,表观黏性表皮因子能够通过方程(11)作为注入体积的函数计算出来,根据方程(12)从总表观表皮减去表观黏性表皮因子。这种方法已经应用在国外一些气田酸化评价上了。

二、气田实例

Merluza 气田位于巴西圣保罗州,距海岸 180km 处,该气田在 1990 年 2 月至 1991 年 8 月期间钻井和完井,从 1993 年 5 月开始投入生产。在 1996 年上半年,每天平均生产 $150 \times 10^4 \text{ m}^3$ 天然气,酸化作业后日产量增加为 $200 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

通过对这次酸化过程的实时监控和表皮演化进行分析来说明黏性表皮的影响。

处理被设计为每英尺用 25 加仑的酸混合溶液,以最大可能的注入速度去除垢。用 UTRTM(得克萨斯大学实时监控)版本 2.3 的程序实时监控表皮因子,这个程序没有说明黏性表皮的影响。从图 1 和图 2 显示的两口酸化井的曲线可以看出,随着混合酸的不断注入,非修正表皮因子也在增加;看来是混合酸引起了损害而不是去除它。然而 MLZ-2 井的产量却从 $18.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 上升到 $73.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,MLZ-6 井的产量从 $14.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 上升到 $25.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,表明作业事实上获得了巨大的成功。

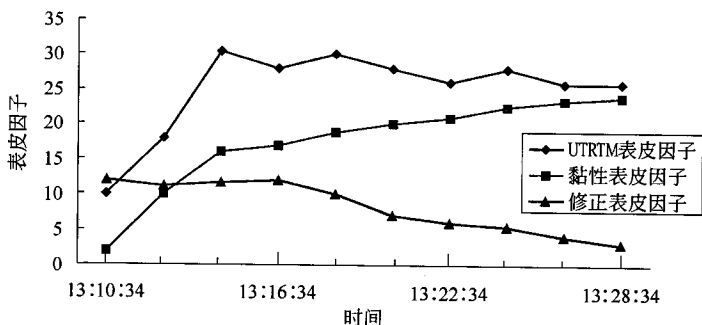


图 1 MLZ-2 井表皮监控

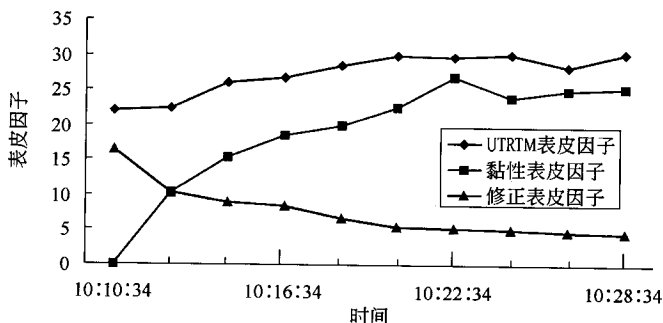


图 2 MLZ-6 井表皮监控

几天之后,应用包括说明黏性表皮影响的方程之后,能够获得正确曲线。图 1、图 2 表明真实表皮实际随着酸的注入在逐渐降低,能够和实际产量的变化很好地拟和。

三、结 论

(1)对于气井酸化,已经开发出了实时监控模型。当储层压力足够高时(大于 2MPa),就能够应用该模型来估计气井酸化处理过程中的表皮因子演化。

(2)在油井酸化评价中可以不考虑表观黏性表皮因子的影响,但在气井酸化过程中就必须考虑。从测得的总表皮因子中减去这个黏性表皮因子,就确定了酸化同时的真实损害表皮演化。

(3)目前在我公司管辖的气井中还没有采用过酸化处理这种增产措施,该模型的研究为我们今后酸化气井的实时监控提供了有效依据,为气井酸化后的增产效果提供了保证。

附录:

p_i ——初始储层压力;

p_{wf} ——井底压力;

p_{sc} ——标准压力;

Z ——气体压缩因子;

μ_g ——气体黏度;

μ_{acid} ——酸的黏度;

q ——注入速度;

q_j ——第 j 次时间增量中的注入速度;

q_N ——第 N 次时间增量中的注入速度;

T ——温度;

T_{sc} ——标准温度;

K ——渗透率;

h ——储层厚度;

t ——时间;

t_j ——第 j 次时间;

t_{j-1} —— $j-1$ 次时间;

t_N ——第 N 次时间;

Δt_{sup} ——叠加时间函数;

C_t ——储层总压缩系数;

r_w ——井筒半径;

r_{acid} ——酸透过的半径;

S ——表皮因子;

S_d ——损害表皮因子;

S_t ——总表皮因子;

S_{vis} ——表观黏性表皮因子;

b —— $q_i/\Delta p$ 对 Δt_{sup} 直线的截距;

m —— $q_i/\Delta p$ 对 Δt_{sup} 直线的斜率;

V_{acid} ——注入酸的体积;

ϕ ——孔隙度。

CO₂ 压裂技术在气井中的应用及认识

郑春兰

摘要 大庆气田低压低产气井较多,占已投产气井的 65.9%。这部分气井日产气在 0.5000 ×10⁴ m³ 以下,依靠泡沫排水、抽油机排水等方式维持生产。自 2001 年以来,针对部分有潜力的气井,实施了 CO₂ 压裂试验,取得了较好的效果和经验。

大庆油田所属的汪家屯、羊草、宋站 3 个气田,属中浅层气田,开采层位为扶余、杨大城子组,气藏埋藏深度 1600~2100m,平均单井射开有效厚度 15.8m,随着开采时间的延长,地层压力下降,产气量降低,目前日产气量低于 5000m³ 的气井有 29 口(平均单井有效厚度 15.2m),占已投产气井的 65.9%,从产气量和地层条件分析,存在动、静不符,增产潜力大。CO₂ 泡沫压裂作为一种新型的油气田增产改造措施,具有污染小、返排率高的特点,在增产改造方面取得了较好效果。

一、CO₂ 压裂原理

1. CO₂ 的基本性质

(1)液化 CO₂ 的临界温度为 30.6℃,临界压力 7.3MPa。

(2)液态 CO₂ 的密度比常温条件下空气大 50%,临界密度为 0.468g/cm³。在液化 CO₂ 压力高于其临界压力时,压力与密度是一个连续函数,随着压力上升,密度增加。

(3)在温度不变的情况下,CO₂ 的黏度随着压力的增加而提高。

2. CO₂ 压裂增产技术机理

CO₂ 泡沫压裂与常规的水力压裂相比,其压裂液体系采用液态 CO₂、胍胶液和各种化学添加剂组成的混合液。在向井下注入过程中温度逐渐升高,进入地层,温度高于 30.6℃时,CO₂ 开始汽化,形成气液两相混合液,其携砂性能取决于气泡稠密结构,各个气泡都影响其他气泡的流动性,使泡沫具有黏度,因而具备泡沫压裂液的特性。

分析 CO₂ 特性及其增产机理,表现在以下几个方面。

1)CO₂ 的基本性质

CO₂ 的临界温度为 30.6℃,超过 30.6℃时 CO₂ 为气态,增加压力也不能使之转变到液态;在温度不变的情况下,CO₂ 的黏度随着压力的增加而增加。

2)CO₂ 泡沫压裂液黏度较高,具有低滤失性

水基压裂液用量大幅度减少,能够降低压裂液对地层的污染。

3)CO₂ 泡沫压裂液具有良好的携砂性能,造缝能力强

4)具有较强的返排能力

CO₂ 泡沫界面张力是清水的 20%~30%,且在地层内汽化后膨胀,增加了压裂液返排能量。

5)具有解堵和抑制黏土膨胀的性能

CO₂ 溶于水形成低 pH 值的酸液,如当 pH 值降至 5.0 以下时,氢离子与黏土矿物中最

重的元素起反应而使地层黏土颗粒缩小,减少黏土颗粒的运移,具有解堵和抑制黏土膨胀的作用。

3. CO₂ 压裂液的配制及支撑剂的选择

压裂工艺对压裂液的要求除了在造缝和携砂时必须具有合适的黏度外,还要求泵注摩阻低,滤失低,对储层不损害或少损害,施工结束后能迅速彻底地“水化”并排出地面,而且经济上可行。经过室内实验,依据储层特征及敏感性评价,优选了压裂液、支撑剂(表 1、表 2)。支撑剂采用直径 0.45~0.9mm 的高强度陶粒。

表 1 泡沫压裂液体系组成

名称	胍胶	起泡剂 DS-101	防膨剂 FL-1	破乳剂 SP-169	泡沫稳定剂 有机醇 W-1
浓度, %	0.60	1.00	0.30	0.10	0.25

表 2 CO₂ 泡沫压裂液性能

泡沫比例, %	半衰期, min	泡沫粘度, mPa·s		流变性		滤失系数 m/√min
		常温	90℃	N'	K', mPa·s	
70	150	158	230	0.4257	27.8	7.6×10 ⁻⁴

二、CO₂ 压裂效果分析

2001—2003 年,针对不同类型的气井、储层,先后对 10 口气井进行了 CO₂ 压裂试验,见到了较好的效果:一是增气效果显著;二是确立了气井压裂选井选层标准。

1. 增气效果显著

10 口气井压裂后有 6 口井见到了增气效果,压前平均日产气 0.2836×10⁴m³,压后平均日产气 1.5331×10⁴m³,平均日增气 1.2495×10⁴m³,平均流压由压前的 4.66MPa 上升到 8.63MPa,目前还有 5 口井有效果(表 3)。

表 3 压裂井措施前后生产情况统计

井号	压裂日期	压前					压后					日增气 10 ⁴ m ³	目前日 产气 10 ⁴ m ³	累积增 气 10 ⁴ m ³	生产 时间 d
		油嘴 mm	流压 MPa	油压 MPa	套压 MPa	日产气 10 ⁴ m ³	油嘴 mm	流压 MPa	油压 MPa	套压 MPa	日产气 10 ⁴ m ³				
升 58	2001-10-02	4	5.21	3.48	3.96	0.7927	4	6.81	5.70	6.20	1.1467	0.3540	0.3256	97.7	504
升 502	2001-11-07	2	5.39	1.50	3.80	0.2453	2	9.43	6.60	7.40	1.0122	0.7669	0.6815	397.6	713
升 66	2002-09-13		5.79			0	4	12.21	10.60	12.00	2.4273	2.4273	2.3371	861.4	543
汪 32-19	2002-09-22	3	3.43	2.74	3.28	0.4423	4	12.28	10.15	10.65	1.9998	1.5575	2.6078	747.5	358
汪 28-22	2003-10-16		3.25			0	3	4.99	5.09	7.83	1.4123	1.4123	0.5530	368.7	269
升 611	2003-10-26	3	4.88	1.61	2.65	0.2215	4	3.26	5.30	10.50	1.2000	0.9785	0.3991	289.7	421
合计			27.95			1.7018		51.98			9.1983	7.4965	6.9041	2762.6	
平均			4.66			0.2836		8.63			1.5331	1.2495	1.1507	460.4	

2. 确立了气井压裂选井选层标准

对于一口要上压裂措施的气井,要明确其影响产量的因素,包括渗透率、孔隙度、表皮系数;产层厚度、可采储量、含气饱和度、流动系数;地层压力、产量、采出程度、生产压差等。分析 2001 年以来的 CO₂ 压裂井,为了方便选井选层,我们认为在选井、选层上应该坚持以下原则。

1) 选有一定地层压力的气井

选取压裂井时,要考虑气井的地层压力要大于最小启动压差,目前我们选取的压裂井地层压力一般在 9.0MPa 以上(表 4)。

表 4 压裂气井地层压力统计

井 号	地层压力,MPa	井 号	地层压力,MPa
升 502	10.27	汪 28—22	11.80
升 58	10.89	升 611	10.23
升 501	10.66	升 61	9.31
升 66	9.74	汪 28—16	8.39
汪 32—19	9.85	升 63	7.63

较高的地层压力有利于压裂液的返排,压后气井可以尽快恢复生产;较高的地层压力可以保证气井生产时的最小启动压差。汪 28—16、升 61、升 63 井地层压力较低,所以增气效果不理想。

2) 选低产低渗透气井

一是因为低渗透低产气井压裂改造后,可以改变储层的渗透性,改善储层的导流能力,达到较好的增产效果。升 502、升 66、汪 32—19 井,都是低渗低产气井压裂改造后增产效果明显的典型,3 口井压前渗透率为 $0.06 \times 10^{-3} \sim 0.17 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,压前平均日产气 $0.2292 \times 10^4 \text{m}^3$,压后平均日产气 $1.8131 \times 10^4 \text{m}^3$ (表 5),平均日增气 $1.5839 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

表 5 低渗低产气井压裂效果对比

井号	压前				压后				日增气 10^4m^3
	渗透率 $10^{-3} \mu\text{m}^2$	油压 MPa	套压 MPa	日产气 10^4m^3	渗透率 $10^{-3} \mu\text{m}^2$	油压 MPa	套压 MPa	日产气 10^4m^3	
升 502	0.06	1.50	3.80	0.2453	0.94	5.46	8.20	1.0122	0.7669
升 66	0.17			0		10.60	12.00	2.4273	2.4273
汪 32—19	0.16	2.74	3.28	0.4423		10.15	10.65	1.9998	1.5575
平均				0.2292				1.8131	1.5839

二是因为高产气井在压裂后,如果出现管外窜槽、垂直裂缝连通纯水层等情况,就会造成井底积液现象,严重的可导致气井停喷。2001 年压裂的升 501 井,压前 4mm 气嘴生产,油压 4.29MPa,套压 6.20MPa,日产气 $1.2839 \times 10^4 \text{m}^3$ 。压后出现了井底积液现象,通过提捞排水和液面恢复法确定日产水量在 40m^3 左右。所以说低产气井压裂可以避免因上述问题而引起的产气量损失。

升 501 井 2003 年 9 月 28 日下入气举管柱,将压裂层堵住后进行排水试验,经 5 次气举共排液 44m^3 ,油套管液面为 1500m,油套压为 8.0MPa,10 月 17 日开井,日产气 $0.17 \times 10^4 \text{m}^3$ 。目前 2mm 气嘴生产,油压 2.30MPa,套压 4.60MPa,日产气 $0.1716 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

3) 压裂气井的选层

(1) 选非主力气层压裂, 增气效果明显。

低渗透致密气层, 特别是当储层含水饱和度较大时, 气井必须克服地层的渗流阻力才能保证有足够的地层能量使气井连续自喷。在低渗透气井生产过程中, 表现为生产压差大(一般在 6.0MPa 以上)。所以低渗透致密气层, 当地层压力下降时, 会因为地层能量不足而不能得到较大的日产气量, 甚至停喷。所以低渗透储层普遍存在着储量动用差的问题。选低渗透且砂体规模较大的非主力气层进行压裂, 降低其渗流阻力, 减少启动压差, 能达到增气的目的。

升 502 井 F_{1-7} 小层(非主力气层), 属河流能量中等的河道亚相沉积, 在扶、杨气层中属于中厚条带砂体, 砂体宽度 800m 左右, 长度 3000m 以上。该层砂岩厚度 5.4m, 有效厚度 3.0m, 孔隙度 14.5%, 试气为低产气层(与扶余另外 2 个层合试, 日产气 1435m³), 未达到工业气流。而升 502 井的杨大城子气层(Y_{1-5} 、 Y_{1-4} 、 Y_{1-7})为主力产气层, 试气无阻流量 5.4561×10^4 m³/d。

升 66 井压裂 F_{1-7} 、 Y_{1-7} 两个小层(非主力气层), 其中 F_{1-7} 层砂岩厚度 6.0m, 有效厚度 3.4m, 孔隙度只有 14.3%, 解释渗透率只有 $0.79 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 试气为低产气层(与扶余另 1 个层合试, 日产气 569m³)。 Y_{1-7} 层砂岩厚度 3.4m, 有效厚度 3.4m, 孔隙度 16.5%, 解释渗透率为 $5.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 试气无阻流量 2.2654×10^4 m³/d。而升 66 井杨大城子气层(Y_{1-7})为主力气层, 试气无阻流量 13.4716×10^4 m³/d。

压裂升 502、升 66 井的 F_{1-7} 、 Y_{1-7} 两个小层, 就是考虑选低渗透且砂体规模较大的非主力气层压裂, 压后取得了日增气 0.7669×10^4 m³、 2.4273×10^4 m³ 的好效果, 与升 58 井压裂 Y_{1-6} 小层(主力气层)相比, 升 502、升 66 井的压裂增产效果好于升 58 井的压裂增产效果(表 6)。

表 6 升 502、升 66、升 58 井压裂效果对比

井号	压裂层位	砂岩厚度 m	有效厚度 m	无阻流量 m ³ /d	压前产气 10 ⁴ m ³ /d	压后产气 10 ⁴ m ³ /d	日增气 10 ⁴ m ³
升 502	F_{1-7}	5.4	3.0	1435	0.2453	1.0122	0.7669
升 66	F_{1-7}	6.0	3.4	569	0	2.4273	2.4273
	F_{1-7}	3.4	3.4	22654			
升 58	Y_{1-5}	0.6		51900	0.7927	1.1467	0.3540
	Y_{1-6}	8.0	7.7				

(2) 选动、静不符, 疑有污染的气层压裂, 增气效果明显。

气井在钻井、射孔过程中存在着地层污染现象, 特别是低渗透、特低渗透储层污染尤为严重。汪 32—19 井, 射开砂岩厚度 15.6m, 有效厚度 12.5m, 其中 Y_{1-4} 小层射开砂岩厚度 2.8m, 有效厚度 2.8m, Y_{1-7} 小层射开砂岩厚度 7.0m, 有效厚度 5.3m, 砂体宽度为 500~700m, 长度 1500~2400m。该井 1993 年 11 月投产, 初期井口压力、产气量均较低, 到压前为止, 累积产气量只有 1275.9×10^4 m³, 采出动态储量的 21.3%。通过动态分析认为该井动、静不符, 怀疑地层有污染, 选取主力层 Y_{1-4} 、 Y_{1-7} 两个小层进行压裂, 压后取得了日增气 1.5575×10^4 m³ 的好效果。汪 28—22 井的 Y_{1-6} 小层, 砂岩厚度 6.0m, 有效厚度 5.4m, 是气田的主力气层。该井 1994 年 11 月投产, 初期井口压力、产气量均较低, 到压前为止累积产气量只有 230.0×10^4 m³。通过动态分析认为该井动、静不符, 怀疑地层有污染, 选取主力层 Y_{1-6} 和非主力层 Y_{1-5} 小层进行压裂, 压后取得了日增气 1.4123×10^4 m³ 的好效果(表 7)。

表 7 气井压裂效果对比

井号	层位	砂岩厚度 m	有效厚度 m	压前			压后			日增气 10 ⁴ m ³
				油压 MPa	套压 MPa	日产气 10 ⁴ m ³	油压 MPa	套压 MPa	日产气 10 ⁴ m ³	
汪 32—19	Y ₁₋₄	2.8	2.8	2.74	3.28	0.44	10.15	10.65	1.9998	1.5575
	Y ₁₋₇	7.0	5.3							
汪 28—22	Y ₁₋₅	1.8	1.6			0.00	5.09	7.83	1.4123	1.4123
	Y ₁₋₆	6.0	5.4							

三、建 议

(1)以后在选井上应选有一定地层压力、低渗低产气井。在选层上选低渗透且砂体规模较大的非主力气层或动、静不符,疑有污染的气层压裂,增气效果明显。

(2)外围气田属低、特低渗透气藏,自然产能较低,为 CO₂ 压裂提供了应用条件。随着气田的继续开发,对单井控制储量大的井,应进行 CO₂ 压裂试验。

(3)目前扶杨层气井共投产 45 口,其中日产气量大于 0.5×10⁴m³ 的井只有 18 口;日产气量为 0.2×10⁴~0.5×10⁴m³ 的有 10 口;日产气量小于 0.2×10⁴m³ 能开井正常生产的有 8 口;还有 9 口井因压力低或水淹关井。日产气量 0.5×10⁴m³ 以下、地层压力在 9.0MPa 以上的井 6 口(表 8),其中汪 11—10、汪 26—19 井累积产量低,有一定的地层压力,结合精细地质研究工作,这些井可以作为今后压裂选井的目标。

表 8 低产气井压裂措施计划统计表

井号	目前情况					措施		
	油压 MPa	套压 MPa	日产气 10 ⁴ m ³	累积产气 10 ⁴ m ³	地层压力 MPa	层数	砂岩厚度 m	有效厚度 m
汪 24—15	0.00	0.70	关	136.3	11.50	4	12.0	8.4
汪 24—21	0.00	0.00	关	173.0	15.25	2	5.6	5.0
汪 26—19	4.70	4.70	关	123.9	9.72	4	15.8	13.4
升 612	2.70	5.20	0.1500	826.7	13.70	3	9.1	6.2
汪 21—18	1.80	2.70	0.1523	389.0		2	7.2	7.2
汪 11—10	1.50	4.30	0.0500	275.5	9.61	2	9.0	6.0

四、结 论

(1)CO₂ 泡沫压裂液具有低滤失性,能够抑制水基压裂液对地层黏土产生的膨胀作用,增加了压裂液返排能力。

(2)CO₂ 压裂是外围低产气井的一项有效的增产改造措施。

(3)压裂井的选择及压裂施工的合理规模需进一步研究。

(4)选井上应选有一定地层压力、低渗低产气井。在选层上选低渗透且砂体规模较大的非主力气层或动、静不符,疑有污染的气层压裂,增气效果明显。

应用试井技术评价升深 1 气藏开发效果

官贵胜 刘淑云 姚榛榛 梁国峰

摘要 根据气藏地质特征和动态监测资料,对气藏开发动态进行分析。在气田开发不同时期,充分利用系统试井及修正等时试井资料结合气井指示曲线、水性跟踪等资料确定气井的合理工作制度。通过压力恢复试井,建立合理的地质模型,获得可靠的地层参数,确定气藏的驱动类型,落实气井的井控动态储量,了解气藏的产能特点,加深对气藏的认识,科学地开发气藏,提高气田的开发效果。

一、气 藏 概 况

1. 地质特征

升深 1 气藏位于黑龙江省安达市升平镇附近,构造位置处于松辽盆地北部深层构造徐家围子断陷北翼升平—兴城构造上。储层为深层的下白垩统登娄库组和泉头组一段地层,气源主要来源于相邻的徐家围子断陷沙河子组气源岩。气层顶部埋深为 2170~2200m,登娄库组及泉头组一段为砂泥岩地层,以浅湖三角洲相和滨浅湖相沉积为主。储层岩性以细粒砂岩为主,粒径一般 0.1~0.5mm,粒度中值为 0.15mm,分选中等,黏土以伊利石为主,含量 2%~8%。砂岩胶结类型主要以孔隙式胶结、孔隙再生式胶结为主,孔隙类型一般为缩小的线状粒间孔。有效孔隙度 5.0%~10.0%,渗透率 $0.01 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属近致密砂岩孔隙型储层。天然气相对密度平均为 0.5925,甲烷含量平均为 92.99%,氮气含量偏高为 2.683%~5.627%,属于干气类型。地层水型为重碳酸钠型, Cl^- 含量 246.75~317.3mg/L,总矿化度 1589.2~2013.59mg/L。

该气藏为中深层低产中丰度小型气藏,垂向上气水分异较好,原始地层压力 26.25MPa,压力系数 0.972,属正常压力系统,地层温度为 116℃。

2. 试气情况

该气藏在探明储量面积内已完钻 2 口井(升深 1 和升深 1—1),升深 1 已投产,该井共进行 3 次试气,详细情况见表 1。

表 1 升深 1 井试气统计

层 位	井段, m	厚度, m	小层数	试气方式	日产气, 10^4 m^3
$K_1 d_2$	2778.6~2824.2	14.0	4	清水压井	0.1014
$K_1 d_3$	2645.2~2713.8	37.2	9	泥浆压井	16.6883 无阻
$K_1 q_1$	2427.4~2519.8	11.6	3	MFE II + TCP	0.3528
$K_1 q_1$	2427.4~2519.8	11.6	3	压后自喷	2.2821

升深 1—1 于 2003 年 10 月进行试气,详细情况见表 2。