

中深致密气藏压裂水平井渗流特征

李树松¹ 段永刚² 陈伟²

(1. 中海石油基地集团湛江市南油人力资源服务中心, 广东湛江 524057; 2. 西南石油大学石油工程学院, 四川成都 610500)

摘要: 中深致密气藏是非常规天然气储量的重要组成部分, 也是未来能源开发的重点。通过分析气藏地质特征, 提出了应用压裂水平井技术开采中深致密气藏的设想, 并且结合中深致密气藏的高温、高压、层深和岩性致密的特点, 重点研究了压裂水平井多裂缝系统的渗流数学模型和压力动态特征, 采用解析解与数值解相结合的半解析法构造了渗流数学模型。

关键词: 低渗透油气藏; 气藏; 水平井; 压裂设计; 数学模型; 动态分析

中图分类号: TE371 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890 (2006) 05-0065-05

随着国民经济的不断增长, 天然气的需求量日益加大, 中深、深层致密天然气藏将成为勘探开发的重点, 而有效勘探和开发中深层、深层气, 首先要在深层、深层气压裂技术和水平井技术方面取得突破。当前开采中深致密气藏的主流技术为压裂技术和水平井技术, 但受技术水平、地质、经济等条件的限制, 这两种技术还不够成熟。笔者根据中深致密天然气藏的高温、高压、层深和岩性致密的特点和难点, 提出将压裂技术和水平井技术相结合的压裂水平井技术。重点研究了压裂水平井多裂缝系统渗流数学模型和压力动态特征, 指出压裂水平井技术将是现在和将来的发展重点。

1 中深层致密天然气藏特征

1.1 地质特征

1.1.1 储集层特征

首先中深层致密天然气藏非均质性强, 物性的各向异性非常明显, 产层厚度和岩性都不稳定, 在很短距离内就会出现岩性岩相变化甚至尖灭, 以至在井间较难进行小层对比。其次它具有低孔低渗的特点, 深层致密天然气藏岩石受后生成岩作用影响明显, 以次生孔隙为主。不论何种成因, 不论其性质有何差异, 这类砂岩都具有孔隙连通但喉道细小的特征; 泥质含量高, 并伴生大量自生粘土, 这是深层致密天然气藏的又一明显特征。再次它具有含水饱和度高的特征, 深层致密天然气藏储集层的束缚水饱和度一般比较高, 残余气饱和度也高, 同时随着含水饱和度的升高, 气体相对渗透率大幅度下降, 岩石一般为弱亲水

到亲水。

1.1.2 影响储集层特征的构造因素

首先是断层的影响, 断裂活动引起一系列构造、地层的变化, 改变储集层埋藏条件, 引起流体性质和压力系统的变异。

其次是透镜体的影响, 透镜体在中深层致密天然气藏中占相当大的比重, 如何准确确定透镜状砂层的大小、形态、方位和分布是能否成功开发该类气藏的关键。

最后是裂缝的影响, 中深层致密天然气藏储集层的渗透能力弱, 但只要能与裂缝搭配, 就能形成相对高产。裂缝主要对气体渗流做贡献, 国内外大量资料表明: 在一定埋藏深度下, 天然裂缝在地下一般呈闭合状态, 表现为孔隙渗透特征, 这些层不压裂往往无产能。

1.1.3 变形介质特征

中深层致密天然气藏的储层由于承受很大的压力, 加上温度的影响, 会形成变形介质气藏, 这些气藏在开发过程中, 储层要发生部分或全部的不可逆变形, 地层形变加上气体性质的变化, 会明显地影响气田的动态特征。若开发不当, 会酿成极其不良的后果。对于介质具有变形性质的异常高压深层气藏, 由于其渗流规律的非线性, 不能应用现行的液气渗流和气田开发理论来分析地层压力的动态。试验研究表

收稿日期: 2005-07-26; 改回日期: 2006-06-04

作者简介: 李树松 (1977—), 男, 2006年毕业于西南石油大学油气田开发专业, 获工学硕士学位。

联系电话: 13590046558

明^[1]，变形介质的渗透率随地层压力的变化程度是孔隙度的 5~15 倍，因此，在高压作用下，渗透率的变化是非常大的。

1.2 开发特征

单井控制储量和可采储量小、供气范围小、产量低、递减快、气井稳产条件差；气井的自然产能低，大多数气井需经加砂压裂和酸化后才能获得较高的产量或接近工业气井的标准，投产后的递减率高；气藏内主力气层采气速度较快，采出程度较高，储量动用充分，而非主力气层采气速度慢，储量基本未动用，若为长井段多层合采，层间矛盾更加突出；一般不出现分离的气水接触面，储集层的含水饱和度一般为 30%~70%，因此井筒积液严重，常给生产带来影响；气井生产压差大，采气指数小，生产压降大，井口压力低，可供利用的压力资源有限；由于孔隙结构特征差异大，毛管压力曲线都为细歪度型，细喉峰非常突出，喉道半径均值很小，使排驱压力高，存在“启动压力”现象。

水力压裂和水平井技术是中深层致密天然气藏勘探开发重要的技术手段。20世纪60年代在莺歌海盆的深层天然气气藏开展浅海油气苗调查及钻探浅井时，使用了压裂技术。随后陕甘宁盆地、松辽盆地、四川盆地^[2]等相继采用了压裂技术，并取得了很好的效果。

2 压裂水平井多裂缝渗流数学模型

裂缝流入流量均匀分布的假设只是为数学解析处理的方便，与裂缝流入非均匀分布的实际情况不符。笔者考虑无限导流裂缝和有限导流裂缝两种情况，当压裂规模小产生短裂缝或人工裂缝导流能力较高时，无限导流裂缝模型较好，由于内边界复杂化，难以直接获得解析解。因此，笔者采用解析解与数值解相结合的半解析法构造了计算模型。

2.1 无限导流多裂缝系统

假设通过压裂产生 n_f 条垂直于水平井的无限导流裂缝，物理模型见图 1。

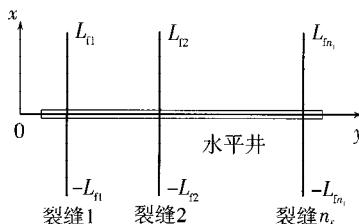


图 1 多裂缝系统物理模型

每条裂缝划分成 n 段，则共有 $N = n \times n$ 个裂缝单元，裂缝离散化机制如图 2 所示。假设各裂缝单元的流量是均匀的，单元 i 的中心为 (x_{Di}, y_{Di}) ，则单元 i 对单元 j 中心产生的压力干扰^[3]为：

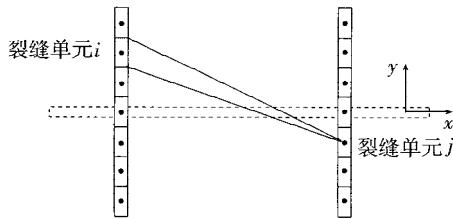


图 2 裂缝离散化机制

$$\tilde{\Delta p}_{Dij} = \tilde{q}_{Di} G_{ij} \quad i=1,2,3,\dots,N; j=1,2,3,\dots,N \quad (1)$$

$$G_{ij} = \frac{1}{2sL_{fDi}} \int_{L_{fDi}}^{L_{fDi}} K_0 [\sqrt{u} \sqrt{(x_{Di} - x_{Dj} - \alpha)^2 + (y_{Di} - y_{Dj})^2}] d\alpha \quad (2)$$

根据迭加原理，裂缝单元 j 中心处壁面压力为本单元压力加上全部其它单元压力干扰之和，即：

$$\tilde{p}_{Dj} = \sum_{i=1}^N \tilde{q}_{Di} \tilde{G}_{ij} \quad (3)$$

考虑裂缝表皮效应，裂缝单元 j 缝内压力：

$$\tilde{p}_{fDj} = \sum_{i=1}^N \tilde{q}_{Di} \tilde{G}_{ij} + \tilde{q}_{Dj} S_{fj} \quad (4)$$

井筒压力为 \tilde{p}_{wD} ，获得 N 个压力方程：

$$\sum_{i=1}^N \tilde{q}_{Di} \tilde{G}_{ij} + \tilde{q}_{Dj} S_{fj} - \tilde{p}_{wD} = 0 \quad (5)$$

再加上流量约束：

$$\sum_{i=1}^N (\tilde{q}_{Di} L_{fDi}) = \frac{1}{s} \quad i=1,2,3,\dots,N; j=1,2,3,\dots,N \quad (6)$$

构成 $(N+1)$ 个方程，即可数值求解 \tilde{p}_{wD} 、 \tilde{q}_{Di} ~ \tilde{q}_{DN} ，进一步计算包含井储的压力响应 \tilde{p}_{wcD} 。

$$\tilde{p}_{wcD} = \frac{\tilde{p}_{wD}}{1 + s^2 C_D \tilde{p}_{wD}} \quad (7)$$

式 (5) ~ (7) 组成的计算模型是一类求解无限导流多裂缝系统井筒压力和流量分布的通用机制，实质上离散裂缝单元响应可以更换为其它油气藏类型，例如应用封闭矩形气藏中均匀流量裂缝模型，则可以计算出其压力动态。

2.2 有限导流多裂缝系统

有限导流裂缝与无限导流裂缝的根本区别在于要考虑裂缝内的流动阻力，由于裂缝内存在一定的流动压差，使裂缝不同位置的生产压差不同，从而导致流量分布差异性更严重。

基于图 1 所示多裂缝系统物理模型, 忽略裂缝中流体的压缩性, 针对第 l 条裂缝建立有限导流裂缝的 Laplace 流动方程为:

$$\frac{\partial^2 \tilde{p}_{ID}}{\partial x_D^2} + \frac{2}{C_{ID}} \frac{\partial \tilde{p}_{ID}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=0} = 0 \quad 0 < x_D < L_{ID} \quad (8)$$

$$\tilde{q}_{ID}(x_D) = -\frac{2}{\pi} \frac{\partial \tilde{p}_{ID}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=0} \quad (9)$$

$$\frac{\partial \tilde{p}_{ID}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=0} = -\frac{\pi}{sC_{ID}} \quad (10)$$

对于裂缝 l , 无因次导流系数定义为 $C_{ID} = (k_f w_f)_l / KL_{ID}$, 裂缝渗透率为 K_f^l , 裂缝宽度为 w_f , 裂缝半长为 L_{ID} , $\tilde{q}_{ID}(x_D)$ 为裂缝 l 在 x_D 处的无因次流量。

利用边界积分法导出井筒压力与 x_D 处裂缝压力关系:

$$\tilde{p}_{WD} - \tilde{p}_{ID}(x_D) = \frac{\pi}{sC_{ID}} \left[x_D - \frac{2s}{\pi} \int_0^{x_D} \int_0^{x'} \tilde{q}_{ID}(x'') dx'' dx' \right] \quad (11)$$

考虑压裂伤害产生的裂缝壁面表皮效应, 在裂缝压力 \tilde{p}_{ID} 与壁面压力 \tilde{p}_{ID} 之间的连接关系中增加表皮因子 S_{ID} 为:

$$\tilde{p}_{ID}(x_D) = \tilde{p}_{ID}(x_D) \Big|_{y_D=0} + \tilde{q}_{ID}(x_D) S_{ID} \quad (12)$$

流量分布满足约束条件:

$$\sum_{l=1}^{n_f} \int_{-L_{ID}}^{+L_{ID}} \tilde{q}_{ID}(\alpha) d\alpha = \frac{2}{s} \quad (13)$$

采用图 2 裂缝离散化机制, 将裂缝 l 等分成 n 段, 假设各个分段中的流量均匀分布, 将式(11) 离散化近似展开, 则裂缝 l 的第 j 单元方程为:

$$\tilde{p}_{WD} - \tilde{p}_{IDj} - S_{IDj} \tilde{q}_{IDj} + \frac{\pi}{C_{ID}} \left\{ \sum_{i=1}^{j-1} \tilde{q}_{IDi} \left[\frac{\Delta x_i^2}{2} + \Delta x_i (x_{IDj} - i \Delta x_i) \right] + \frac{\Delta x_j^2}{8} \tilde{q}_{IDj} \right\} = \frac{\pi x_{IDj}}{sC_{ID}} \quad (14)$$

其中, $l=1, 2, 3, \dots, n_f$; $j=1, 2, 3, \dots, n$; $\Delta x_1 = L_{ID}/n$, x_{IDj} 是第 j 段的中点, \tilde{p}_{IDj} 为裂缝 l 单元 j 中心处壁面压力, 根据迭加原理, \tilde{p}_{IDj} 为本单元压力加上全部其它单元的压力干扰之和。

多裂缝系统 $n \times n_f$ 个分段构成 $n \times n_f$ 个方程, $(n \times n_f + 1)$ 个未知量, 加上流量约束:

$$\sum_{l=1}^{n_f} (\Delta x_l \sum_{i=1}^n \tilde{q}_{IDi}) = \frac{1}{s} \quad (15)$$

最后构成 $(n \times n_f + 1)$ 个方程, 即可数值求解 \tilde{p}_{WD} 、 $\tilde{q}_{1D1} \sim \tilde{q}_{1Dn}$, \dots , $\tilde{q}_{n_f D1} \sim \tilde{q}_{n_f Dn}$ 。

3 压裂水平井多裂缝的压力动态特征

3.1 无限导流多裂缝系统

考虑无限大气藏中水平井存在三条正交短裂缝, 流体只通过裂缝产出, 水平井井筒无流入。取裂缝间距为 200 m, 裂缝半长为 15 m, 在定产 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 条件下, 生产 100 h 时的裂缝流量分布如图 3 所示, 压力动态典型曲线见图 4。

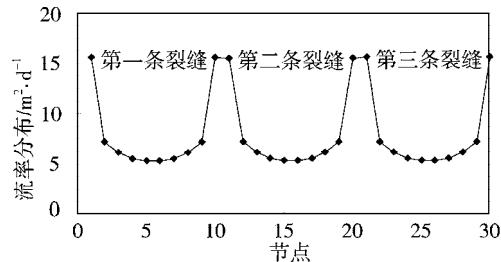


图 3 多裂缝的流量分布

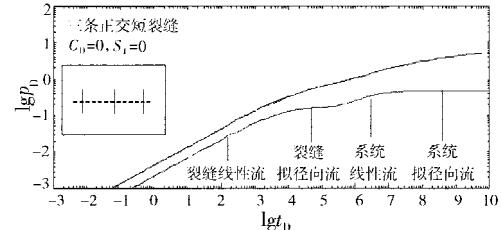


图 4 多压裂缝定产压降典型曲线

单条裂缝的流量分布表现为两端高中间低的正常形态, 由于裂缝间距大, 裂缝间干扰相对较小, 处于中间位置的第 2 条裂缝的流量最大值只略低于边部裂缝 (1, 3)。

对于正交水平井无限导流多人工裂缝系统, 图 4 展现出其典型压力动态, 从双对数曲线特征表现出 4 种流动机制 (如图 5 所示)。

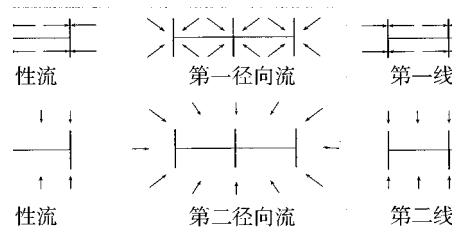


图 5 多压裂缝流动机理

1) 早期第一线性流 (裂缝线性流): 流动垂直于裂缝面, 各条裂缝动态独立, 出现压力和压力导数 $1/2$ 斜率线特征。

2) 早期第一径向流 (裂缝拟径向流): 随着裂缝端部流动扩展, 各条裂缝产生的压力波及范围近似为圆形, 各裂缝产生拟径向流动态, 但裂缝间干扰还未出现, 出现压力导数 0.5 水平段特征, 该流动期取决于裂缝的长度和空间分布。

3) 第二线性流(系统线性流): 裂缝之间相互影响, 流动主要反映为平行于裂缝面线性流动, 出现压力和压力导数 $1/2$ 斜率线特征, 该线性流动期取决于裂缝数量。

4) 第二径向流(系统拟径向流): 多裂缝系统产生的压力波及范围近似为圆形, 多裂缝系统产生拟径向流动态, 出现压力导数 0.5 水平段特征。

裂缝半长 50 m , 间距 200 m 的 3 条裂缝的压力动态典型曲线见图 6, 裂缝表皮 S_f 对早期压力动态形态影响较大, $S_f > 0$ 形成了早期压力导数驼峰。同时, 长裂缝导致单条裂缝的线性流动期延长、裂缝间干扰提前出现, 不能形成单条裂缝的拟径向流动机制。对于矩形封闭气藏, 裂缝半长 50 m , 间距 200 m 的 3 条裂缝在矩形边 $x_e = 1000\text{ m}$ 、 $y_e = 2000\text{ m}$ 和 $x_e = 4000\text{ m}$ 、 $y_e = 8000\text{ m}$ 情况下的压力动态双对数典型曲线见图 7, 流动后期压力波及全气藏时出现拟稳态流特征, 压力导数呈现出 45° 上翘, 压力与时间呈线性关系。

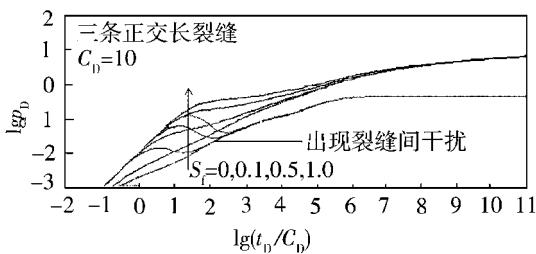


图 6 裂缝表皮对压力动态的影响

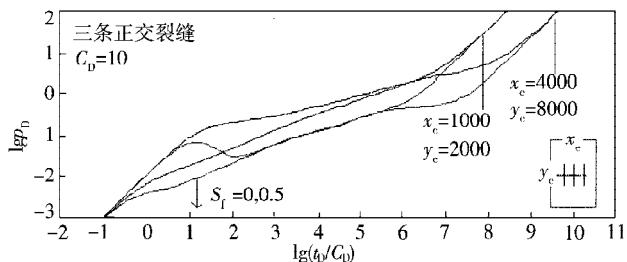


图 7 矩形封闭气藏 3 条裂缝定产压降曲线

3.2 有限导流多裂缝系统

考虑无限大气藏中水平井存在三条正交有限导流裂缝, 流体只通过裂缝产出, 水平井筒无流入, 裂缝间距为 100 m , 裂缝半长为 100 m 和 30 m , 定产压降典型曲线见图 8~10。

有限导流多裂缝系统压力动态反映出 4 个流动期:

1) 早期的井筒存储和表皮效应控制期, 出现双对数压力早期 45° 斜率线, 当存在表皮影响时才出现早期井储驼峰特征。

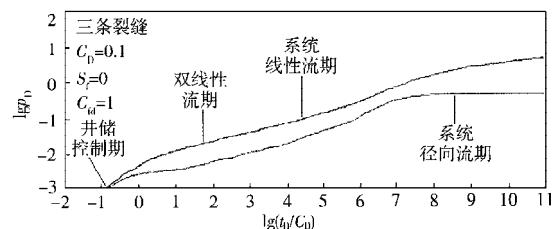


图 8 间距 100 m 、裂缝半长 100 m 定产压降曲线

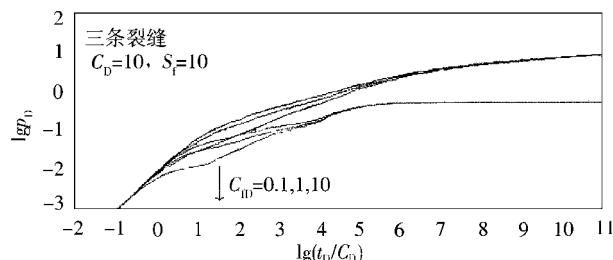


图 9 间距 100 m 、裂缝半长 30 m 定产压降曲线

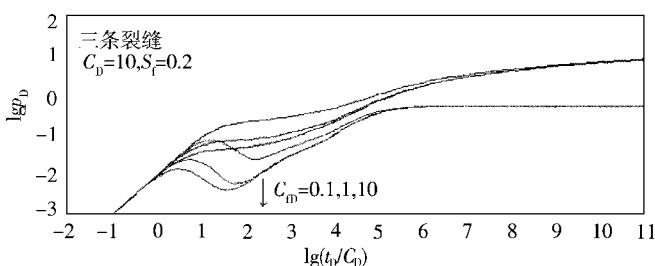


图 10 间距 100 m 、裂缝半长 100 m 定产压降曲线

2) 裂缝和地层双线性流动期, 出现压力和压力导数 $1/4$ 斜率线特征。

3) 第二线性流(系统线性流), 裂缝之间相互影响, 流动主要反映为平行于裂缝面线性流动, 该线性流动期取决于裂缝数量。

4) 第二径向流(系统拟径向流), 多裂缝系统产生的压力波及范围近似为圆形, 多裂缝系统产生拟径向流动态, 出现压力导数 0.5 线特征。

4 结 论

1) 通过分析中深致密天然气藏的地质特征和开发特征, 在水平井和压裂技术基础上, 提出了应用压裂水平井技术开采中深致密气藏的设想。

2) 采用解析解与数值解相结合的半解析法, 构造了有限导流裂缝和无限导流裂缝两种情况下中深致密气藏压裂水平井多裂缝系统的渗流数学模型。

3) 分析了有限导流裂缝和无限导流裂缝两种情况下的中深致密气藏中压裂水平井多裂缝系统的压力动态特征, 并对两种情况下的压降曲线进行了详细的分析, 得出: 裂缝长度布局的 U 型模式(即两端长中间短)优于其它模式, 压裂设计应该适当扩大水平

段两端的压裂规模，均匀间距的裂缝布局模式优于非均匀模式；垂直于井筒的正交裂缝布局模式优于非正交模式，水平段方位设计时应选择垂直最小主应力方向，以利于压裂产生高导流能力正交裂缝。

符号说明

p 为压力，MPa； S 为表皮因子；下标 D 表示无因次量； s 为拉氏变量； C 为井储因子；下标 f 表示裂缝； x, y 为方向坐标； N 为裂缝单元总数；下标 i, j 表示任意裂缝单元； n 为裂缝段数目； G 为格林函数；下标 l 表示第 l 条裂缝； K_0 为零阶第二类贝塞函数； L_f 为裂缝半长，m；下标 w 表示井筒； q 为裂缝流

量， m^3/d ； α 为多孔介质的形状因子；上标～表示拉氏变换。

参 考 文 献

- [1] 苏玉亮, 栾志安, 张永高. 变形介质油藏开发特征 [J]. 石油学报, 2000, 21 (2), 51-57.
- [2] 李士伦, 孙雷. 低渗致密气藏、凝析气藏开发难点与对策 [J]. 新疆石油地质, 2004, 25 (2).
- [3] Jin Wan. Well models of H hydraulically fractured horizontal wells [D]. USA: Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 1999.

〔审稿 吴晓东〕

Porous Flow Characteristics of Fractured Horizontal Well in Mid Deep Tight Gas Reservoir

Li Shusong¹ Duan Yonggang² Chen Wei²

(1. Nanyou Human Resource Center of Zhanjiang, China Offshore Petroleum Base Group, Zhanjiang, Guangdong, 524057, China; 2. Department of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China)

Abstract: Mid deep tight gas reservoir is the important part of non-conventional gas reserves, also is importance of future energy resource exploitation. The paper brings forward an idea of exploiting mid deep tight gas reservoir using the fractured horizontal well technology. On the basis of its geological characteristics of high temperature, high pressure, deep bury, and tight lithology, etc, this paper has focused on seepage mathematical model and pressure performance characteristic of fractured horizontal well with multiple fracture. In addition, a seepage mathematical model has been established using the semi-analytical solution which integrates analytical solution with numerical solution.

Key words: low permeability pools; gas reservoir; horizontal well; fracturing design; mathematical model; performance analysis

《石油钻探技术》向石油工程界诚征广告

《石油钻探技术》创刊于 1973 年，由中国石化石油勘探开发研究院德州石油钻井研究所主办。历经 34 年沧桑与变化，作为中国石油天然气工业科学钻井 25 年的见证人和记载者，她对促进钻井科研成果转化及国内外科技交流起了不可低估的作用。她于上世纪 80 年代成为全国中文核心期刊至今，是中国科技论文统计源历年用刊，北京地区首次全优科技期刊，美国《石油文摘》、《中国石油文摘》和《国际期刊指南》等文献检索系统常年收录的重要期刊。

本刊自 1991 年试办、1993 年开办彩色广告以来，成效显著，已成为石油、海洋、地矿、机电、化工、轻工、冶金、煤炭、军工、建材、信息等行业科技人员联系的纽带，是石油天然气行业走向市场的桥梁，是科研人员交流信息的园地和高校师生了解现场的益友。希望石油工程界的有志之士把握商机，与我们携手迎接新世纪的挑战、共创美好未来。

本刊广告刊出及时，收费合理，采用彩色桌面系统制作高精度彩页与插页。广告客户可以自行设计版式，也可以委托编辑部代理设计（本刊不另收设计费）

真诚希望在本刊出现贵单位的形象及产品广告有意者，请随时与本刊编辑部联系，以便及时安排。

德州联系电话：(0534) 2670163, 2670121

北京联系电话：(010) 68259061

联系人：陈会年，刘文臣 传真：(0534) 2622468

联系人：夏华