

页岩气藏压裂水平井产能及影响因素分析

袁 淋 李晓平 程子洋 谢维扬 刘 鹏

西南石油大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 四川 成都 610500

摘 要: 水平井辅以压裂措施开发页岩气已成为世界趋势, 但由于页岩气在页岩基质和人工裂缝中呈赋存状态, 且具有独特的渗流性, 其产能分析较为复杂。以常规压裂水平井产能研究理论为基础, 考虑页岩气藏吸附、解吸作用, 气体在裂缝中高速非达西流动以及裂缝与井筒的耦合, 利用保角变换方法推导得到页岩气藏压裂水平井产能分析的半解析模型。实例分析表明, 水平井筒压降对页岩气藏压裂水平井产能影响较小, 产量较低时水平井筒压降可忽略不计, 而随着储层厚度、裂缝半长、裂缝导流能力、裂缝条数以及基质内外浓度差的增大, 页岩气藏压裂水平井产量逐渐增大, 但是增大趋势越来越平缓, 最终趋于稳定。因此页岩气开发过程中应优选裂缝参数, 以达到开发效果最优化。

关键词: 页岩气; 压裂水平井; 稳态产能; 耦合; 吸附解吸; 高速非达西

DOI: 10.3969/j.issn.1006-5539.2014.02.016

0 前言

近年来, 非常规油气的开发已成为石油与天然气行业发展的趋势, 页岩气在世界范围内具有相当大的储量, 若能合理、高效地开发页岩气, 必将有效缓解日趋严峻的天然气形势^[1-2]。但是由于页岩气藏具有低孔、低渗, 吸附气与游离气并存, 在储层以及人工裂缝中渗流具有复杂性等特点, 开发难度较大^[3]。目前, 国内外对页岩气成因、气藏地质以及开发前景已有广泛研究, 发表的论文以综述性和报道性为主^[4-10], 对页岩气藏压裂水平井稳态产能的研究较少^[11], 页岩气藏压裂水平井筒变质量流动几乎未见报道。笔者在常规压裂水平井产能研究基础上, 考虑页岩气吸附、解吸作用及井筒变质量流动, 得到了页岩气藏压裂水平井产能半解析模型, 并运用实例分析了井筒压降、裂缝半长、裂缝条数、裂缝导流能力以及页岩基质内外浓度差对产能的影响, 为合理开发页岩气藏提供了新方法。

1 页岩气藏压裂水平井渗流机理

页岩气与常规天然气相比的最大区别在于, 页岩气

主要是由吸附在页岩基质及裂缝表面的吸附气与赋存在微孔隙及天然裂缝中的游离气组成。页岩气藏开发过程中, 页岩气基本都是逐渐产出, 利用水平井辅以水力压裂措施开发页岩气时, 其流动过程分为三个阶段^[12-13]:

a) 在压差作用下, 游离气由微孔隙及天然裂缝经基质流向人工裂缝壁面, 再经人工裂缝流入井筒。

b) 当游离气采出到一定程度时, 地层压力下降, 吸附在页岩基质及裂缝基质表面的吸附气解吸成为游离气。在浓度差作用下, 游离气由高浓度区域扩散到低浓度区域, 直到浓度趋于平衡。

c) 通过渗流及扩散作用流到井筒的页岩气在井筒中汇流, 并由井筒趾端流向跟端。

页岩气开发过程中, 吸附气比游离气的释放速度更缓慢、稳定, 因此页岩气藏具有较好的稳产效果。

2 页岩气藏压裂水平井产能研究

2.1 物理模型

页岩气藏压裂水平井物理模型见图1, 假设条件为:

a) 水平井位于长为 a , 宽为 b , 厚度为 h 的矩形页

收稿日期: 2013-11-28

基金项目: 国家杰出青年科学基金“油气渗流力学”资助项目(51125019)

作者简介: 袁 淋(1990-), 男, 四川南充人, 硕士研究生, 主要从事油气藏工程研究。

岩气藏中部。

b) 水平井压裂后, 裂缝垂直于水平井筒且裂缝两翼对称, 考虑裂缝完全穿透地层, 顶、底边界以及与裂缝垂直的边界均为封闭边界, 与裂缝平行边界为恒压边界。

c) 人工裂缝无限导流, 压力恒定, 考虑井筒变质量流动。

d) 页岩气在解吸过程满足 Langmuir 等温吸附方程, 扩散过程满足 Frick 定律, 储层中的渗流满足达西定律, 裂缝中的渗流满足高速非达西定律。

e) 压裂后水平段无补孔, 由于页岩气藏渗透率较低, 可不考虑裂缝间的干扰。

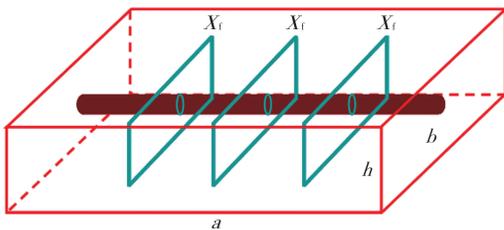


图1 页岩气藏压裂水平井物理模型

2.2 产能公式推导

为更好地分析页岩气藏流体渗流过程, 将图1所示页岩气藏压裂水平井物理模型简化为图2所示模型。

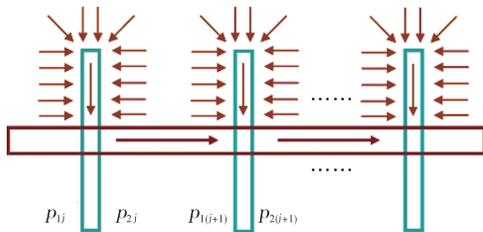


图2 页岩气藏压裂水平井简化物理模型

2.2.1 基质及裂缝中的流动

选择 N 条裂缝中的第 j 条裂缝作为研究对象, 引入如图3所示两次保角变换方法, 即可将 W 平面内矩形气藏中一条裂缝的渗流问题转化为 W_2 平面内的线性渗流问题。

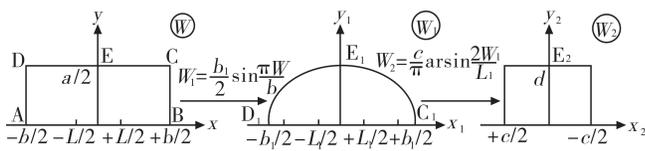


图3 保角变换示意图

根据线性渗流理论, 同时考虑裂缝中非达西流动的影响, 推导了矩形气藏中一条裂缝的二项式产能公式为^[14]:

$$p_i - p_{wif}^2 = Aq_{ij} + Bq_{ij}^2 \quad (1)$$

其中:

$$p_{wif} = \frac{p_{1j} + p_{2j}}{2} \quad (2)$$

$$A = 1.274 \times 10^{-3} \frac{\mu Z T}{k_h h} \left(\operatorname{arcch} \frac{ch \frac{\pi b}{2aN}}{\sin \frac{\pi X_f}{a}} + \frac{k_h h}{k_f w} \ln \frac{h}{2r_w} \right) \quad (3)$$

$$B = 2.86 \times 10^{-21} \frac{\beta \gamma_g T Z}{w^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{2}{h} \right) \quad (4)$$

式中: p_i 为原始地层压力, MPa; p_{wif} 为第 j 条裂缝井底处的压力, MPa; q_{ij} 为压差作用下第 j 条裂缝产量, m^3/d ; p_{1j} 为第 j 条裂缝左侧压力, MPa; p_{2j} 为第 j 条裂缝右侧压力, MPa; μ 为气体黏度, $mPa \cdot s$; Z 为天然气偏差因子; T 为气藏温度, K; k_h 为基质水平渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; h 为气层厚度, m; a 为页岩气藏长度, m; b 为页岩气藏宽度, m; N 为裂缝条数, 条; X_f 为裂缝半长, m; k_f 为裂缝渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; w 为裂缝宽度, m; r_w 为水平井筒半径, m; β 为紊流系数, m^{-1} ; γ_g 为气体相对密度。

在页岩气藏中, 除了在压差作用下气体从高压区渗流到低压区, 同时页岩储层中的甲烷分子也从高浓度区域定向流动到低浓度区域, 这个过程的动力则为浓度梯度而非渗流的压力梯度。基于上述理论, Carlson 和 Mercer 在 1989 年发表了其研究成果, 认为页岩基质块中页岩气的扩散应该属于 Frick 型扩散, 扩散量满足 Frick 第一定律, 即:

$$q_m = D \omega V_m [C_m - C(p)] \quad (5)$$

式中: q_m 为气体扩散量, m^3/d ; ω 为形状因子, m^{-2} ; V_m 为基质岩块单元体积, m^3 ; C_m 为页岩基质块内平均页岩气浓度, m^3/m^3 ; $C(p)$ 为页岩基质块与裂隙界面上的页岩气浓度, m^3/m^3 ; D 为 Frick 扩散系数, 其主要由吸附气密度 ρ_{ads} 和吸附解吸因子 C_{ads} 控制, m^2/d , 其表达式为:

$$D = C_{ads} \rho_{ads} + 1 \quad (6)$$

根据 Song Bo 的研究成果^[15], 吸附解吸因子 C_{ads} 以及吸附气密度 ρ_{ads} 的表达式为:

$$\rho_{ads} = 35.315 \rho_{rock} \rho_{surfgas} V_L \quad (7)$$

$$C_{ads} = A_c \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \exp \left(-\frac{\log^2(p_L/p_i)}{2\sigma^2} \right) \quad (8)$$

式中: ρ_{rock} 为页岩密度, kg/m^3 ; $\rho_{surfgas}$ 为解吸气密度, kg/m^3 ; V_L 为 Langmuir 体积, m^3/m^3 ; p_L 为 Langmuir 压力, MPa; σ 为 0.664 4; A_c 可根据原始地层压力 p_i 以及孔隙度 ϕ 算出:

$$A_c = (47.42/p_i + 3.523 2 \times 10^{-2} p_i - 0.199 2) \phi^{-1.025 5} \quad (9)$$

式中: ϕ 为页岩气藏孔隙度。

因此通过第 j 条裂缝的总产量公式为:

$$Q_{ij} = q_{ij} + q_m = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(p_i^2 - p_{wif}^2)}}{2B} + q_m \quad (10)$$

式中: Q_{ij} 为第 j 条裂缝的总产量, m^3/d 。

2.2.2 井筒中的流动

对于多段压裂水平井,当水平井段无补孔时,气体由基质向裂缝渗流以及扩散,再经裂缝渗流到井筒,并由井筒趾端流向跟端。根据流体力学原理,气体在井筒流动过程中,由于井筒壁面的摩擦以及流体汇流的影响,井筒中存在一定的压力损失。取第 j 条裂缝左端压力为 p_{lj} ,右端压力为 p_{2j} ,入口速度和出口速度分别为 v_{lj} , v_{2j} ,见图2。

当气体由第 j 条裂缝流出,从第 j 条裂缝的左端流到第 $j+1$ 条裂缝左端,根据动量定理得:

$$[p_{lj}-p_{l(j+1)}]A-2\tau_w\pi r_w\Delta L_j+p_{lj}A_{lj}=m_{l(j+1)}v_{l(j+1)}-m_{lj}v_{lj} \quad (11)$$

式中: $p_{l(j+1)}$ 为第 $j+1$ 条裂缝左端压力,MPa; τ_w 为井筒切应力,MPa; ΔL_j 为两裂缝左端的距离,m; A 为井筒横截面积, m^2 ; p_{lj} 为第 j 条裂缝壁面压力,MPa; A_{lj} 为第 j 条裂缝横截面积, m^2 ; m_{lj} 为第 j 条裂缝左侧质量流量,kg/d; v_{lj} 为第 j 条裂缝左端流速,m/d; $m_{l(j+1)}$ 为第 $j+1$ 条裂缝左端质量流量,kg/d; $v_{l(j+1)}$ 为第 $j+1$ 条裂缝左端流速,m/d。

由于井筒周围裂缝内的气体可以看成作平面径向流动,因此:

$$p_{lj}A_{lj}=0 \quad (12)$$

则式(11)可进一步整理为:

$$p_{lj}-p_{l(j+1)}=f_j\frac{\rho_{lj}v_{lj}^2}{4r_w}\Delta L_j+\rho_{l(j+1)}v_{l(j+1)}^2-\rho_{lj}v_{lj}^2 \quad (13)$$

式中: f_j 为第 j 段井筒摩擦系数; ρ_{lj} 为第 j 条裂缝左侧流体密度,kg/m³; $\rho_{l(j+1)}$ 为第 $j+1$ 条裂缝左侧流体密度,kg/m³。

式(13)右边第一项表示由摩擦造成的压降,后边两项表示由动量变化造成的加速度压降,由于只有裂缝处有流体流入,其他部分无流体流入,因此加速度压降只在裂缝处产生,则:

$$p_{lj}-p_{2j}=\rho_{l(j+1)}v_{l(j+1)}^2-\rho_{lj}v_{lj}^2 \quad (14)$$

式中: p_{2j} 为第 j 条裂缝右侧压力,MPa。

从第 j 条裂缝到第 $j+1$ 条裂缝摩擦压降为:

$$p_{2j}-p_{l(j+1)}=f_j\frac{2.81\times 10^{-21}\gamma_g Q_{scj}^2 TZ}{r_w^5}\Delta L_j \quad (j=1,2,\dots,N-1) \quad (15)$$

式中: Q_{scj} 为第 j 段井筒中总流量,m³/d; f_j 为摩擦系数,其表达式为:

$$\begin{cases} f_j=\frac{64}{R_{ej}}, R_{ej}\leq 2000 \\ \frac{1}{\sqrt{f_j}}=1.14-2\ln\left[\frac{e}{2r_w}+\frac{21.25}{R_{ej}^{0.9}}\right], R_{ej}\geq 4000 \end{cases} \quad (16)$$

式中: R_{ej} 为第 j 段井筒中雷诺数; e 为井筒粗糙度,m。

第 j 段井筒内气体的流量 Q_{scj} 为:

$$Q_{scj}=\begin{cases} Q_{sc(j-1)}+Q_{lj}, j\neq 1 \\ Q_{lj}, j=1 \end{cases} \quad (17)$$

当 N 为奇数时,

$$\Delta L_j=\begin{cases} L/N, j\neq N \\ L/(2N), j=N \end{cases} \quad (18)$$

当 N 为偶数时,

$$\Delta L_j=\begin{cases} L/(N+1), j\neq N \\ L/(2N+2), j=N \end{cases} \quad (19)$$

式中: L 为水平段长度,m。

在第 j 条裂缝处由于汇流引起的加速度压降为:

$$p_{lj}-p_{2j}=\frac{5.612\times 10^{-21}\gamma_g TZ}{r_w^4}\left(\frac{Q_{scj}^2}{p_{2j}}-\frac{Q_{sc(j-1)}^2}{p_{lj}}\right), (j=2,3,\dots,N-1) \quad (20)$$

其中 $Q_{sc(j-1)}$ 为第 $j-1$ 段井筒中流量,m³/d。

在趾端裂缝处,由于井筒中无汇流现象,因此不会产生加速度压降,即 $j=1$ 时:

$$p_{lj}=p_{2j} \quad (21)$$

2.2.3 模型求解

每条裂缝对应3个未知数,即 p_{lj} , p_{2j} , Q_{lj} , N 条裂缝对应 $3N$ 个未知数,将计算摩擦压降的式(15)、加速度压降的式(20)以及裂缝向井筒流动产量表达式(10)联立,得到 $3N$ 个方程,由于方程均为非线性,计算量较大,可以采用工程计算软件Mathcad对方程组进行求解,最终压裂水平井总产量 Q_{sc} 为:

$$Q_{sc}=\sum_{j=1}^N Q_{lj} \quad (22)$$

式中: Q_{sc} 为压裂水平井总产量,m³/d。

3 压裂水平井产能影响因素分析

国外某页岩气藏压裂水平井的基本数据如下:储层长度 a 、宽度 b 以及厚度 h 分别为1000、600、20m,气体黏度 μ 为0.022mPa·s,气体偏差因子 Z 为0.9,气体相对密度 γ_g 为0.56,页岩气藏温度 T 为93℃,水力压裂裂缝半长 X_f 为30m,裂缝条数 N 为5条,基质渗透率 k_m 为 $0.001\times 10^{-3}\mu m^2$,基质孔隙度 ϕ 为0.01,Langmuir体积 V_L 为1.5m³/kg,Langmuir压力 p_L 为12.453MPa,页岩形状因子 ω 为0.5,页岩密度 ρ_{rock} 为2600kg/m³,裂缝渗透率 k_f 为 $6\mu m^2$,裂缝宽度 w 为0.005m,原始地层压力 p_i 为27MPa,井筒跟端压力 p_{wf} 为20MPa,井筒半径 r_w 为0.1m,井筒粗糙度 e 为0.0016m,实验测得页岩基质块内页岩气浓度与页岩基质块以及裂缝界面上的平均浓度差值 $C_m-C(p)$ 为0.1m³/m³。

3.1 井筒压降对产量的影响

当其他参数一定时,分别作考虑井筒压降以及不考虑井筒压降条件下压裂水平井产量 Q_{sc} 随储层厚度 h 变化的关系曲线(见图4)。由图4可见,随着储层厚度 h 的增加,压裂水平井产量 Q_{sc} 不断增大,不考虑井筒压降条件下,产量 Q_{sc} 增大幅度更大,但两种条件下产量 Q_{sc} 的差值并不大。这是因为气体在井筒流动过程中,

黏度较小,井筒中的摩擦压降与加速度压降均较小,因而对产量 Q_{sc} 影响不大,特别是产量较低的页岩气井,井筒中的压降可以忽略不计。

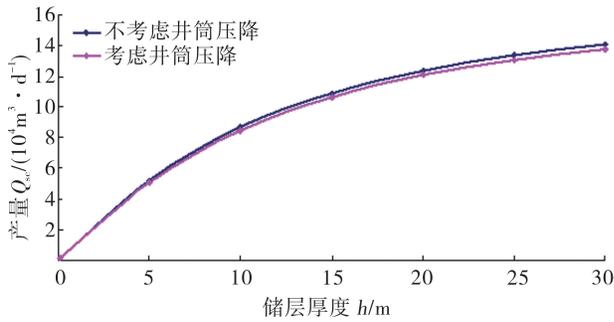


图4 井筒压降对产量的影响

3.2 裂缝半长对产量的影响

当其他参数一定时,作不同裂缝半长 X_f 条件下压裂水平井产量 Q_{sc} 随储层厚度 h 变化的关系曲线(见图5)。由图5可见,随着裂缝半长 X_f 增大,压裂水平井产量 Q_{sc} 也不断增大,但增加趋势越来越慢;当裂缝半长 X_f 增加到一定范围时,产量 Q_{sc} 的值将趋于一个恒定值。这是因为裂缝半长 X_f 越长,裂缝与储层的接触面积将越大,将会有更多的气体由基质渗流以及扩散到裂缝中,最终到达井筒中,增大产量,但产量越大,井筒压降也会逐渐增大,因此产量 Q_{sc} 随 X_f 增大的幅度越来越平缓。

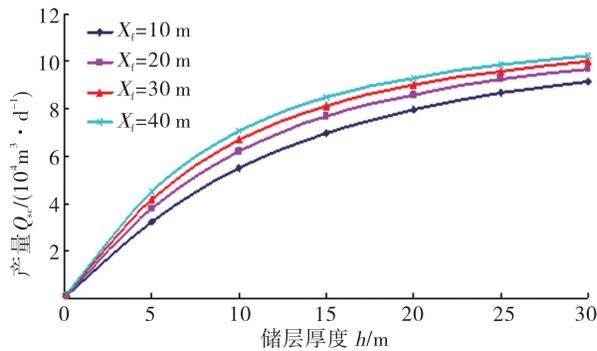


图5 裂缝半长对产量的影响

3.3 裂缝导流能力对产量的影响

当其他参数一定时,作不同裂缝导流能力 k_{fw} 条件下压裂水平井产量 Q_{sc} 随储层厚度 h 变化的关系曲线(见图6)。由图6可见,随着裂缝导流能力 k_{fw} 增加,压裂水平井产量 Q_{sc} 也不断增大,但是当裂缝导流能力 k_{fw} 增大到一定程度时,产量 Q_{sc} 随裂缝导流能力 k_{fw} 的增加速度越来越缓慢,到最后趋于一个恒定值,即裂缝导流能力 k_{fw} 存在一个最优值。因此页岩气藏水平井压裂时应合理设计裂缝宽度 w 以及裂缝渗透率 k_f ,以达到压裂效果最优化。

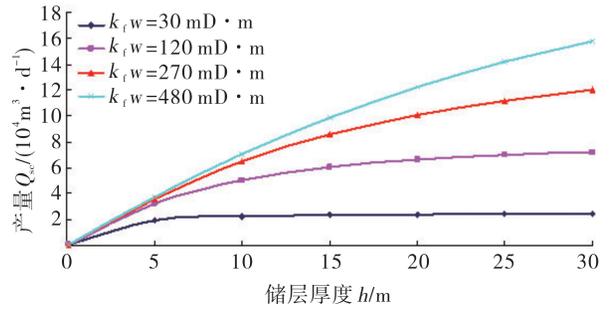


图6 裂缝导流能力对产量的影响

3.4 裂缝条数对产量的影响

当其他参数一定时,作不同裂缝条数 N 条件下压裂水平井产量 Q_{sc} 随储层厚度 h 变化的关系曲线(见图7)。由图7可见,随着裂缝条数 N 增大,压裂水平井产量 Q_{sc} 也不断增大。这是因为在不考虑水平井段补孔条件下,气体进入井筒的唯一通道只有裂缝,裂缝条数越多,气体通过渗流以及扩散等作用进入井筒的通道就越多,进而产量 Q_{sc} 也越大。但当水平段长度一定时,裂缝条数增加到一定程度后,裂缝间的干扰作用将不可忽略,且压裂成本也将增大,因此压裂过程中应合理优化裂缝条数。

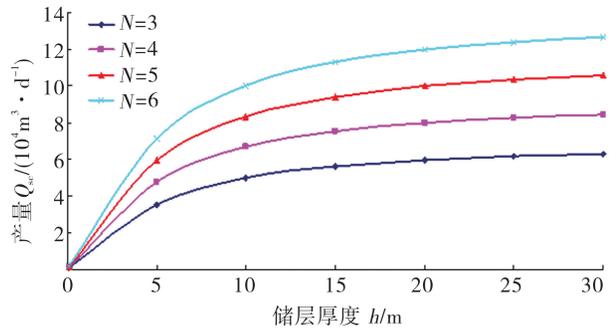


图7 裂缝条数对产量的影响

3.5 基质内外页岩气浓度差对产量的影响

当其他参数一定时,作不同基质内外页岩气浓度差 $C_m - C(p)$ 条件下压裂水平井产量 Q_{sc} 随储层厚度 h 变化的关系曲线(见图8)。由图8可见,随着基质内外页岩气浓度差 $C_m - C(p)$ 增大,压裂水平井产量 Q_{sc} 也不断增大。这是因为当生产压差不变时,基质内外页岩气浓度差 $C_m - C(p)$ 越大,通过扩散作用到达水平井井筒的气体越多,进而页岩气产量也越高,但是在解吸作用的后期,浓度差越来越小,扩散作用的贡献也越来越小。

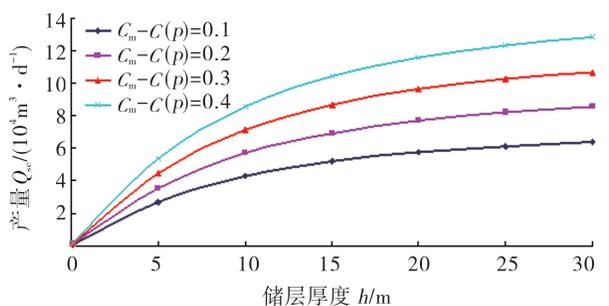


图8 基质内外页岩气浓度差对产量的影响

4 结论

a) 以常规压裂水平井产能研究理论为基础, 考虑页岩气藏吸附作用、解吸作用、气体在裂缝中高速非达西流动以及裂缝与井筒的耦合, 利用保角变换方法推导得到了页岩气藏压裂水平井产能分析的半解析模型。能较好地对比页岩气藏压裂水平井进行产能影响因素分析。

b) 实例分析表明, 井筒压降对压裂水平井产量的影响较小, 当产量较小时, 井筒压降可以忽略不计。而随着储层厚度、裂缝半长、裂缝导流能力、裂缝条数以及基质内外页岩气浓度差的增大, 压裂水平井产能逐渐增大, 但是增加趋势越来越平缓。

参考文献:

- [1] 邱中建, 邓松涛. 中国非常规天然气的战略地位 [J]. 天然气工业, 2012, 32(1): 1-5.
Qiu Zhongjian, Deng Songtao. Strategic Position of Unconventional Natural Gas Resources in China [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(1): 1-5.
- [2] Feast N, Hackbarth C J, Huang Yuzhen, et al. Pioneering Shale Gas in China: China Sichuan Shale Gas Joint Cooperation Project [C]. IPTC 16855, 2013.
- [3] 王公昌, 姜瑞忠, 徐建春. 当前页岩气资源开发的瓶颈与建议 [J]. 复杂油气藏, 2012, 5(2): 10-14.
Wang Gongchang, Jiang Ruizhong, Xu Jianchun. Analysis and Advice for Shale Gas Development [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2012, 5(2): 10-14.
- [4] Ross D K, Bustin R M. Characterizing the Shale Gas Resource Potential of Devonian-Mississippian Strata in the Western Canada Sedimentary Basin: Application of an Integrated Formation Evaluation [J]. AAPG Bulletin, 2008, 92: 87-125.
- [5] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 中国页岩气研究现状与发展趋势 [J]. 石油学报, 2010, 31(4): 689-694.
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Research Status and Trends of Shale Gas in China [J]. Acta Petroleologica Sinica, 2010, 31(4): 689-694.
- [6] 苏琴, 李新宁, 于法政, 等. 民和盆地页岩气勘探潜力分析 [J]. 科学技术与工程, 2011, 11(27): 6573-6577.
Su Qin, Li Xinning, Yu Fazheng, et al. The Favorable Exploration Target of Shale Gas in Tuha Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(27): 6573-6577.
- [7] 张小龙, 张同伟, 李艳芳, 等. 页岩气勘探和开发进展综述 [J]. 岩性油气藏, 2013, 25(2): 116-122.
Zhang Xiaolong, Zhang Tongwei, Li Yanfang, et al. Research Advance in Exploration and Development of Shale Gas [J]. Lithologic Reservoirs, 2013, 25(2): 116-122.
- [8] 李勇明, 姚锋盛, 赵金洲, 等. 页岩气藏纳米级孔隙微观渗流动态研究 [J]. 科学技术与工程, 2013, 13(10): 2657-2661.
Li Yongming, Yao Fengsheng, Zhao Jinzhou, et al. Shale Gas Reservoir Nanometer-pore Microscopic Seepage Dynamic Research [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(10): 2657-2661.
- [9] 王瑞, 张宁生, 刘晓娟, 等. 页岩气吸附与解吸附机理研究进展 [J]. 科学技术与工程, 2013, 13(19): 5561-5567.
Wang Rui, Zhang Ningsheng, Liu Xiaojuan, et al. Research Progress of Mechanism of Adsorption and Desorption of Gas in Shale [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(19): 5561-5567.
- [10] 陈岑, 胡望水, 熊壮, 等. 松辽盆地梨树断陷营城组一段页岩气成藏条件分析 [J]. 科学技术与工程, 2013, 13(21): 6066-6071.
Chen Cen, Hu Wangshui, Xiong Zhuang, et al. Reservoir Forming Conditions of Shale Gas in the First Member of Yingcheng Formation of Lishu Fault, Songliao Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(21): 6066-6071.
- [11] 谢维扬, 李晓平. 水力压裂缝导流的页岩气藏水平井稳产能力研究 [J]. 天然气地球科学, 2012, 23(2): 387-392.
Xie Weiyang, Li Xiaoping. Steady Productivity of Horizontal Well in Hydraulic Fracture Induced Shale Gas Reservoir [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(2): 387-392.
- [12] 李治平, 李智锋. 页岩气纳米级孔隙渗流动态特征 [J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 50-53.
Li Zhiping, Li Zhifeng. Dynamic Characteristics of Shale Gas Flow in Nanoscale Pores [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 50-53.
- [13] 张志英, 杨盛波. 页岩气吸附解吸规律研究 [J]. 实验力学, 2012, 27(4): 492-497.
Zhang Zhiying, Yang Shengbo. On the Adsorption and Desorption Trend of Shale Gas [J]. Journal of Experimental Mechanics, 2012, 27(4): 492-497.
- [14] 范子菲, 方宏长, 牛新年. 裂缝性油藏水平井稳态产能公式研究 [J]. 石油勘探与开发, 1996, 23(3): 52-57.
Fan Zifei, Fang Hongchang, Niu Xinnian. A Steady Solution Formula of Horizontal Well Productivity in A Fractured Reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 1996, 23(3): 52-57.
- [15] Song Bo, Economides M J, Economides C E. Design of Multiple Transverse Fracture Horizontal Wells in Shale Gas Reservoirs [C]. Paper 140555 Presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, 24-26 January 2011, the Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2011.