

泥页岩井壁稳定影响因素分析

王 倩^{1,2}, 周英操², 唐玉林³, 姜智博^{1,2}

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油集团 钻井工程技术研究院, 北京 100195;
3. 中国石油玉门油田分公司炼化总厂, 甘肃 玉门 735200)

摘要: 考虑泥页岩钻井液体系中电化势渗透产生的流体流动和离子运移以及与固体变形的联合作用, 提出泥页岩井壁稳定耦合新模型。通过有限元计算泥页岩井壁周围孔隙压力场和应力场, 分析泥页岩及钻井液性能参数对井壁周围地层坍塌破坏系数和坍塌压力的影响。研究表明, 泥页岩渗透率增大, 溶质扩散系数增大, 泥页岩单位表面电荷数减小有利于泥页岩井壁稳定。通过使用高浓度、高反射系数的钻井液能够提高泥页岩井壁的稳定, 对于泥页岩地层使用过高的钻井液密度反而会导致井壁不稳定。泥页岩钻井液体系膨胀系数减小, 泥页岩水化程度能够减轻。在钻井液浓度大于泥页岩孔隙流体浓度的情况下化学反渗透可能使泥页岩失水, 与大尺寸井眼相比, 小尺寸井眼坍塌破坏指数随时间变化较显著。

关键词: 钻井工程; 泥页岩; 耦合; 化学势; 电势; 井壁稳定; 影响因素

中图分类号: TE 21

文献标识码: A

文章编号: 1000 - 6915(2012)01 - 0171 - 09

ANALYSIS OF EFFECT FACTOR IN SHALE WELLBORE STABILITY

WANG Qian^{1,2}, ZHOU Yingcao², TANG Yulin³, JIANG Zhibo^{1,2}

(1. *PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China*;
2. *Drilling Research Institute, China National Petroleum Corporation, Beijing 100195, China*; 3. *PetroChina Yumen Oilfield Refining and Chemical Complex, Yumen, Gansu 735200, China*)

Abstract: A new shale wellbore stability model considering fluid flow and ion transmission induced by shale-drilling fluid system electrochemical potential osmosis, and solid deformation resulted by solute diffusion, ion transmission and hydrate expansion is proposed. Pore pressure and stress field around the wellbore wall is computed by finite element method, and the effect of shale and drilling fluid parameters on collapse index and caving pressure is analyzed. The research results demonstrate that large shale permeability, large solute diffusion coefficient and small shale per unit surface charge are favour of shale stability. Drilling fluid with high concentration and reflection coefficient is beneficial for shale stability. High mud weight can sometimes result in instability for shale formation. While the swelling coefficient of shale-drilling fluid system decreases, the shale hydration can be alleviated. Especially for the case that the drilling fluid concentration is larger than the shale pore fluid, the chemical reverse osmosis may cause shale dehydration. The collapse index of small shale wellbore altered with time is more obvious than large wellbore.

Key words: drilling engineering; shale; coupling; chemical potential; electric potential; wellbore stability; effect factor

收稿日期: 2011 - 06 - 22; **修回日期:** 2011 - 09 - 27

基金项目: “十一五” 国家科技重大专项(2008ZX05021 - 001)

作者简介: 王 倩(1983 -), 女, 2008 年于中国石油大学(北京)获硕士学位, 现为博士研究生, 主要从事钻井岩石力学方面的研究工作。E-mail: wangqiandri@cnpc.com.cn

1 引言

在钻进泥页岩地层的过程中，由于使用水基钻井液，泥页岩会发生水化渗透现象^[1]。泥页岩地层孔隙中存在孔隙流体，钻井液和泥页岩地层孔隙流体之间的密度差形成水力梯度，钻井液浓度和泥页岩地层孔隙流体浓度差异形成化学势梯度，泥页岩地层中，特别是含有大量蒙脱石的地层中，高价阳离子被其他低价阳离子置换而带负电，为了达到电荷平衡，从周围溶液中吸附正离子，形成扩散电势。这些驱动力使得水分子或溶质/离子通过泥页岩交换，黏土矿物层间水化的结果造成颗粒间膨胀，造成了地层孔隙体积的减少，进而导致孔隙压力增大，从而改变岩石应力状态和强度。因此，泥页岩水化渗透模型需要考虑泥页岩、地层流体、钻井液三者之间的流-固-化耦合作用。

许多学者建立了由于作用于钻井液和泥页岩孔隙流体之间的驱动力导致的井壁周围孔隙压力和应力分布的数学模型。起初，F. K. Mody 和 A. H. Hale^[2]提出了简单的简化模型，基本上是将渗透压添加到弹性模型应力分布解上。然而这些模型过于简化评价井壁稳定，没有考虑质量平衡方程，且假设泥页岩为完全的离子排斥膜。实际上泥页岩的性质为微渗透膜^[3-6]。除此之外，由于泥页岩井壁稳定的瞬时性，J. D. Sherwood 等^[7-9]提出了考虑化学影响的 Biot 类似模型。R. F. T. Lomba 等^[10-14]将水和溶质耦合流动结合到井壁稳定计算中，研究了泥页岩和钻井液中水的化学势差对井眼稳定的影响。C. P. Tan 等^[15-16]认为，总水势(孔隙压力和化学势之和)差是导致水流动的根本原因。

本文提出的泥页岩井壁稳定流-固-化耦合新模型，在建立泥页岩钻井液相互作用简化模型过程中没有忽略扩散电势对泥页岩膨胀作用的影响，考虑了泥页岩-钻井液体系扩散电势产生的流体流动和离子运移，并且考虑了溶液中流体流动和溶质扩散过程的非线性，以及溶质扩散和离子运移对固体变形的影响，使得模型更加接近泥页岩真实的水化作用。根据有限元计算结果分析了模型中重要参数对泥页岩井壁稳定的影响，对实际钻井过程中钻井液性能优化设计有一定指导意义。

2 泥页岩井壁稳定计算模型

2.1 本构方程

假设泥页岩为孔隙弹性介质，充满了双电解质溶液，随着溶质和溶剂组份电化势变化膨胀或收缩。含束缚水的润湿性矿物基质的自由能密度为饱和岩石与流体内能之差。应力和流体含量变化通过势能分别对应变和孔隙压力差分得到，对时间差分得到随时间变化的本构方程^[8]。

根据以上步骤，总应力变化的本构方程和孔隙体积分数变化如下：

$$\dot{\sigma}_{ij} = \left(K - \frac{2}{3}G \right) \dot{\epsilon}_{kk} \delta_{ij} + 2G\dot{\epsilon}_{ij} + \left(\alpha - \frac{\omega^0 M^s}{RTC_d \rho_f} \right) \dot{p} \delta_{ij} - \left(\frac{\omega^0}{C_s} - \frac{\omega^0}{C_d} \right) \dot{C}_s \delta_{ij} - \frac{\omega^0 M^s}{RT} z^\beta \dot{\xi} \delta_{ij} \quad (1)$$

$$\dot{v} = \alpha \dot{\epsilon}_{kk} + \left[\frac{\alpha - \phi}{K_s} + \frac{(\alpha - 1)\omega^0 M^s}{KRTC_d} \right] \dot{p} + \frac{\alpha - 1}{K} \left(\frac{\omega^0}{C_s} - \frac{\omega^0}{C_d} \right) \dot{C}_s + \frac{\alpha - 1}{K} \frac{\omega^0 M^s}{RT} z^\beta \dot{\xi} \quad (2)$$

式中： $\dot{\sigma}_{ij}$ 为应力对时间的差分， $\dot{\epsilon}_{ij}$ 为应变对时间的差分， $\dot{\epsilon}_{kk}$ 为体应变对时间的差分， \dot{p} 为孔隙压力对时间的差分， K 为泥页岩体积模量(MPa)， G 为泥页岩剪切模量(MPa)， α 为 Biot 常数， ω^0 为膨胀系数(MPa)， z^β 为单位质量流体 β 离子电荷数(C/g)， $\dot{\xi}$ 为扩散电势对时间的差分(V)， R 为气体常数(J/(mol·K))， T 为绝对温度(K)， M^s 为溶质摩尔质量(kg/mol)， C_s 为溶质质量分数(%)， C_d 为溶剂质量分数(%)， ρ_f 为流体质量密度(g/cm³)， ϕ 为孔隙度(%)， K_s 为岩石骨架体积模量(MPa)。

利用力学平衡条件，式(1)可写为

$$G\nabla^2 u_i + \left(\frac{G}{1-2\nu} \right) (\nabla u)_{,i} + \left(\alpha - \frac{\omega^0 M^s}{RTC_d \rho_f} \right) p_{,i} - \left(\frac{\omega^0}{C_s} - \frac{\omega^0}{C_d} \right) C_{s,i} - \frac{\omega^0 M^s}{RT} z^\beta \xi_{,i} = 0 \quad (3)$$

式中： ν 为泊松比。

2.2 场方程

各自的驱动力引起的流体流动，溶质运移方程

从热力学不可逆过程的理论中得出，除了直接流动，将化学势和电势分别引起的间接流动联合起来。所以，将化学势和电势耦合到离子运移，孔隙压力和地层应力，得出场方程。

溶质运移方程为

$$\phi \dot{C}_s - D_s \nabla^2 C_s = 0 \quad (4)$$

式中： D_s 为溶质扩散系数(m²/s)。

电势分布方程为

$$\nabla^2 \xi = \frac{2F}{\varepsilon} n^\beta C_s \sinh\left(\frac{n^\beta F \xi}{RT}\right) \quad (5)$$

式中： F 为法拉第常数(C/mol)， ε 为泥页岩单位表面电荷数(cmol/kg)， n^β 为β离子的离子价。

耦合方程为

$$\begin{aligned} \alpha \frac{\partial \varepsilon_{kk}}{\partial t} + \left[\frac{\alpha - \phi}{K_s} + \frac{\phi}{K_f} + \frac{(\alpha - 1)\omega^0 M^s}{KRTC_d \rho_f} \right] \frac{\partial p}{\partial t} + \\ \frac{\alpha - 1}{K} \left(\frac{\omega^0}{C_s} - \frac{\omega^0}{C_d} \right) \frac{\partial C_s}{\partial t} + \frac{\alpha - 1}{K} \frac{\omega^0 M^s}{RT} z^\beta \frac{\partial \xi}{\partial t} - \\ \frac{k}{\mu} \nabla^2 p + \lambda \frac{k}{\mu} \frac{\rho_f}{C_d} \frac{RT}{M^s C_s} \nabla^2 C_s = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

式中： k 为泥页岩渗透率(mD)， μ 为流体黏度(Pa·s)， λ 为泥页岩反射系数， K_f 为流体体积模量(MPa)。

式(3)~(6)为非线性的，由于系数中包含未知的 C_s 和 C_d ，所以需要采用数值方法附以边界条件和初始条件求解各场。

2.3 岩石坍塌破坏指数

根据 Drucker-Prager(D-P)破坏准则，定义坍塌破坏指数 $C^{[12]}$ 为

$$C = -\sqrt{J_2} + A' J_1^{ef} + B' \quad (7a)$$

其中，

$$J_1^{ef} = I_1/3 - \alpha p \quad (7b)$$

$$A' = \frac{2\sqrt{2} \sin \varphi}{3 - \sin \varphi}, \quad B' = \frac{2\sqrt{2} c \cos \varphi}{3 - \sin \varphi} \quad (7c)$$

式中： I_1 为应力张量第一不变量， J_2 为第二应力偏量不变量， c 为黏聚力， φ 为内摩擦角。

当岩石应力超过岩石强度时发生坍塌破坏，即坍塌破坏指数 C 变为负值。

3 方程的有限单元解法

位移 u ，孔隙压力 p ，溶质质量分数 C_s 和电势 ξ

采用四节点四边形单元。采用高阶内插法确保孔隙压力，溶质质量分数和电势在空间域上稳定。对场 u ， p ， C_s 和 ξ 采用以下公式近似表示：

$$u = N_u \tilde{u}, \quad p = N_p \tilde{p}, \quad C_s = N_{C_s} \tilde{C}_s, \quad \xi = N_\xi \tilde{\xi} \quad (8)$$

式中： N_u ， N_p ， N_{C_s} ， N_ξ 分别为位移、孔隙压力、溶质质量分数和电势场的形函数； \tilde{u} ， \tilde{p} ， \tilde{C}_s ， $\tilde{\xi}$ 分别为节点位移、节点孔隙压力、节点溶质质量分数和节点电势向量。

将式(8)代入式(3)~(6)中，用伽辽金法可得

$$\hat{A} \dot{\tilde{u}} + \hat{B} \dot{\tilde{p}} - \hat{D} \dot{\tilde{C}_s} + \hat{E} \dot{\tilde{\xi}} = \hat{f} \quad (9)$$

$$\hat{B}^T \dot{\tilde{u}} + \hat{F} \dot{\tilde{p}} + \hat{G} \dot{\tilde{C}_s} + \hat{H} \dot{\tilde{\xi}} + \hat{J} \tilde{p} + \hat{K} \tilde{C}_s = 0 \quad (10)$$

$$\hat{L} \dot{\tilde{C}_s} + \hat{M} \tilde{C}_s = 0 \quad (11)$$

$$\hat{U} \tilde{\xi} - \hat{W} \tilde{\xi} = 0 \quad (12)$$

其中，

$$\hat{A} = \int_V \mathbf{B}^T \mathbf{D} \mathbf{B} dV \quad (13)$$

$$\hat{B} = \int_V \mathbf{B}^T \left(\alpha - \frac{\omega^0 M^s}{RTC_d \rho_f} \right) \mathbf{m} N_p dV \quad (14)$$

$$\hat{D} = \int_V \mathbf{B}^T \left(\frac{\omega^0}{C_s} - \frac{\omega^0}{C_d} \right) \mathbf{m} N_{C_s} dV \quad (15)$$

$$\hat{E} = \int_V \mathbf{B}^T \frac{\omega^0 M^s}{RT} z^\beta \mathbf{m} N_\xi dV \quad (16)$$

$$\hat{F} = \int_V N_p^T \left[\frac{\alpha - \phi}{K_s} + \frac{\phi}{K_f} + \frac{(\alpha - 1)\omega^0 M^s}{KRTC_d \rho_f} \right] N_p dV \quad (17)$$

$$\hat{G} = \int_V N_p^T \frac{\alpha - 1}{K} \left(\frac{\omega^0}{C_s} - \frac{\omega^0}{C_d} \right) N_{C_s} dV \quad (18)$$

$$\hat{H} = \int_V N_p^T \frac{\alpha - 1}{K} \frac{\omega^0 M^s}{RT} z^\beta N_\xi dV \quad (19)$$

$$\hat{J} = \int_V (\nabla N_p)^T \frac{k}{\mu} (\nabla N_p) dV \quad (20)$$

$$\hat{K} = \int_V (\nabla N_p)^T \lambda \frac{k}{\mu} \frac{\rho_f}{C_d} \frac{RT}{M^s C_s} (\nabla N_p) dV \quad (21)$$

$$\hat{L} = \int_V N_{C_s}^T \phi N_{C_s} dV \quad (22)$$

$$\hat{M} = \int_V (\nabla N_{C_s})^T \mathbf{D} (\nabla N_{C_s}) dV \quad (23)$$

$$\hat{U} = \int_V (\nabla N_{\xi})^T (\nabla N_{\xi}) dV \quad (24)$$

$$\hat{W} = \int_V N_{\xi}^T \frac{2F}{\varepsilon} n^{\beta} C_s \sinh\left(\frac{n^{\beta} F \xi}{RT}\right) N_{\xi} dV \quad (25)$$

式中： V 为单元的空间域， $\mathbf{m}=[1, 1, 0]^T$ ， f 为外载荷， \mathbf{B} 为应变位移矩阵， \mathbf{D} 为弹性矩阵。

采用 Crank-Nicolson 近似离散化瞬时域，得到有限元方程如下：

$$\begin{bmatrix} \hat{A} & \hat{B} & -\hat{D} & \hat{E} \\ \hat{B}^T & -(\hat{F} + \theta \Delta t \hat{J}) & -(\hat{G} + \theta \Delta t \hat{K}) & -\hat{H} \\ 0 & 0 & -(\hat{L} + \theta \Delta t \hat{M}) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \hat{U} - \hat{W} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \tilde{u} \\ \Delta \tilde{p} \\ \Delta \tilde{C}_s \\ \Delta \tilde{\xi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta f \\ \Delta t \hat{J} \tilde{p}(t_{n-1}) + \Delta t \hat{K} \tilde{C}_s(t_{n-1}) \\ \Delta t \hat{M} \tilde{C}_s(t_{n-1}) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (26)$$

式中： θ 为 0.5~1.0 范围内的标量参数； Δf 为外载荷的逐步变化； t_{n-1} ， t_n 分别为上一时间步和当前时间步； $\Delta t = t_n - t_{n-1}$ 。

在式(26)中，单元刚度矩阵是不对称的， $\Delta \tilde{u}$ ， $\Delta \tilde{p}$ ， $\Delta \tilde{C}_s$ 和 $\Delta \tilde{\xi}$ 为未知变量。由于刚度矩阵中包含 $p(t_{n-1}) + \Delta p$ ， $C_s(t_{n-1}) + \Delta C_s$ ， $\Delta \xi$ ，此矩阵是非线性的。所以应该使用迭代法，用上一个时间步的未知量值计算现在时间步的初始刚度矩阵求解非线性方程矩

阵。在任何时间步的数值计算中假设 Δp ， ΔC_s 和 $\Delta \xi$ 初始值为 0 计算刚度矩阵，然后解线性方程组获得新的 Δp ， ΔC_s 和 $\Delta \xi$ 。然后用新的 Δp ， ΔC_s 和 $\Delta \xi$ 计算刚度矩阵，求解下一个 Δp ， ΔC_s 和 $\Delta \xi$ 。迭代进行到 Δp ， ΔC_s 和 $\Delta \xi$ 足够接近上一迭代步值终止。

由于问题的对称性，有限元模型考虑井眼的 1/4，图 1 所示为模型计算网格，网格总数 1 104，节点总数 1 175。钻井之前位移、孔隙压力、电势和溶质质量分数分别为 $u_0=(0, 0)$ ， $p_0=29.91$ MPa， $\xi_0=0$ ， $C_0^s=0.5$ ，地层打开后，井壁位移无约束，直边法向约束，井壁孔隙压力、电势、溶质质量分数为 $p_m=33.48$ MPa， $\xi_m=-59$ mV， $C_m^s=0.1$ ，远场孔隙压力、电势、溶质质量分数分别为 $p_0=29.91$ MPa， $\xi_0=0$ ， $C_0^s=0.5$ 。

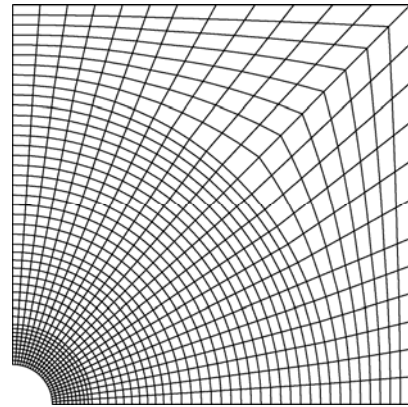


图 1 有限元计算网格

Fig.1 Finite element computation grid

计算参数采用伊朗南阿某井测井资料反演参数和岩芯试验参数，如表 1 所示。

表 1 计算参数表
Table 1 Computational parameters

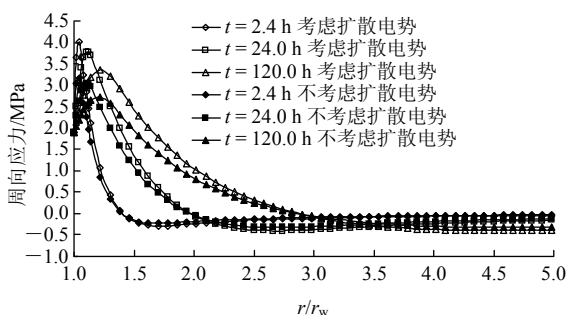
井眼参数				力学参数							
垂直井深 H/m	井眼半径 r_w/cm	垂直地应力梯度 $\sigma_v/(kPa \cdot m^{-1})$	水平最大地应力梯度 $\sigma_{H1}/(kPa \cdot m^{-1})$	水平最小地应力梯度 $\sigma_{H2}/(kPa \cdot m^{-1})$	孔隙压力梯度 $P_0/(kPa \cdot m^{-1})$	弹性模量 E/GPa	泊松比 ν	Biot 常数 α	黏聚力 c/MPa	内摩擦角 $\phi(^{\circ})$	
2 800	21.59	22.148	18.816	17.542	10.682	6	0.28	0.85	5.8	25	
化学参数											
溶质扩散系数 $D_s/(m^2 \cdot s^{-1})$	钻井液溶质摩尔质量 $M^s/(kg \cdot mol^{-1})$	钻井液溶质质量分数 C_m^s	泥页岩孔隙流体溶质质量分数 C_0^s	膨胀系数 ω^0/MPa	反射系数 λ	法拉第常数 $F/(C \cdot mol^{-1})$	泥页岩单位表面电荷数 $q/(cmol \cdot kg^{-1})$	离子价 n^{β}	单位质量流体离子电荷数 $\beta/(C \cdot g^{-1})$		
4.94×10^{-10}	0.058 5	0.1	0.5	8	0.038	96 485.338 3	0.6	1	164.932 2		
水力参数											
渗透率 k/mD	流体黏度 μ/MPa	流体体积模量 K_f/MPa	流体质量密度 $\rho_f/(g \cdot cm^{-3})$								
1.536×10^{-12}	3.06×10^{-4}	2.2×10^3	1.22								

4 泥页岩井壁稳定影响因素分析

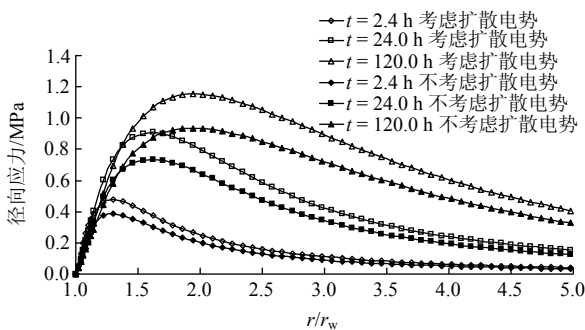
4.1 计算结果

(1) 应力场

考虑扩散电势化学作用产生的井周应力如图 2 所示。考虑非线性化学作用产生的井周应力如图 3 所示。从图 2 可以看出，考虑扩散电势比不考虑扩散电势产生的应力峰值大，且随时间差别扩大。图 3 表明，非线性模型计算的应力场与线性模型相比较小，峰值传播的慢，短时间内线性模型与非线性模型计算结果的差别较小，差别随时间扩大。



(a) 周向应力



(b) 径向应力

图 2 考虑扩散电势化学作用产生的井周应力

Fig.2 Stresses around wellbore due to chemical affect of diffusion potential

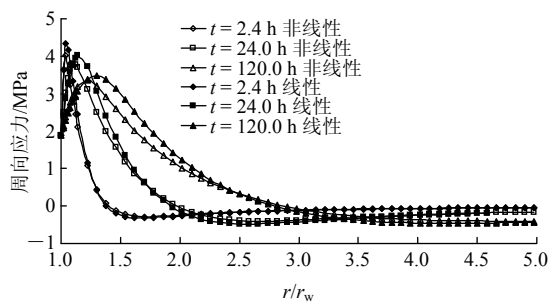
(2) 井眼坍塌破坏

根据本文建立的泥页岩井壁稳定计算模型计算伊朗南阿 Azn05 井 1 900~3 250 m 井段的坍塌压力，如图 4 所示(图中，Pabde, Gurpi, Ilam, Sarvak 为地层的(群)组代号)，通过比较该井段井径测井曲线和坍塌压力曲线，发现计算出的坍塌压力大于实际钻井液密度的井段与扩径井段相吻合。

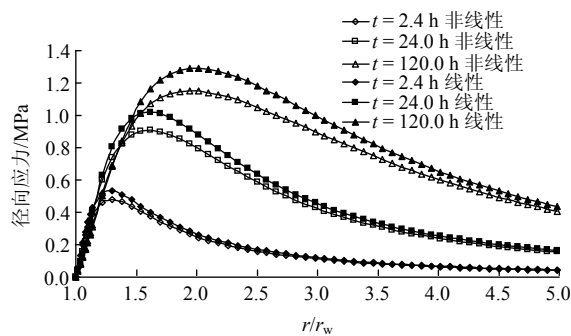
4.2 泥页岩性质的影响

(1) 泥页岩渗透率的影响

泥页岩渗透率决定泥页岩的水力渗透能力，对井壁稳定有影响。从图 5(a)可以看出，泥页岩井眼



(a) 周向应力

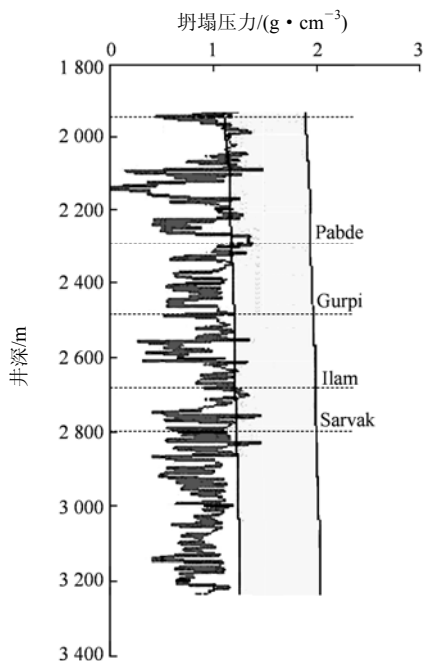


(b) 径向应力

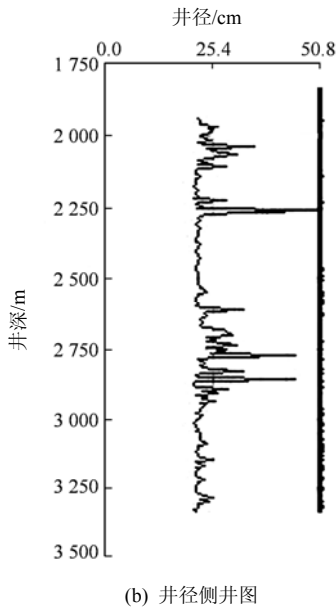
图 3 考虑非线性化学作用产生的井周应力

Fig.3 Stresses around wellbore due to chemical affect of nonlinearity

破坏发生在井壁附近地层，且具有时间效应，由于水化影响导致破坏准则在 24.0 h 后 1.08 倍井眼半径处满足。保持其他参数不变，将 k 从 1.536×10^{-12} mD 减小到 1.280×10^{-12} mD，使原本在 24.0 h 稳定的井壁变得不稳定了。这是由于溶质扩散过程非常慢，在高渗透率的地层，由于对流作用溶质扩散可被忽略。

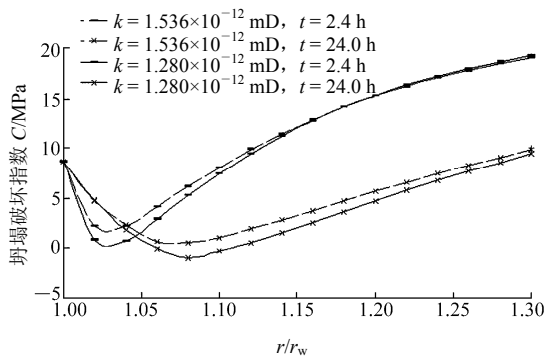


(a) 坍塌压力剖面图

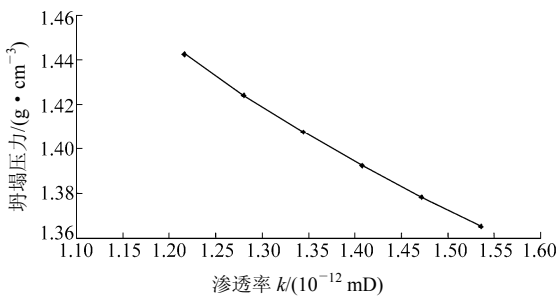


(b) 井径侧井图

图4 计算的坍塌压力与井径侧井图



(a) 不同渗透率下的坍塌破坏指数



(b) 坍塌压力随渗透率的变化

图5 泥页岩渗透率对井壁稳定的影响

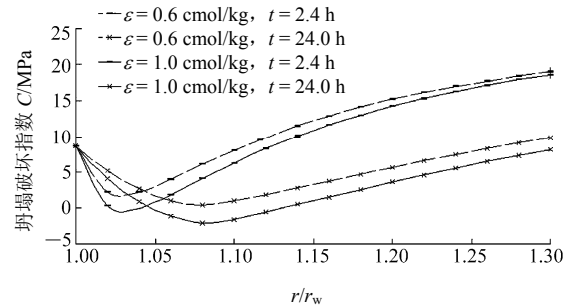
Fig.5 Effect of shale permeability on wellbore stability

在渗透率低的地层对流作用不显著，溶质扩散的影响就很大。所以渗透率越低化学作用的影响越大。图 5(b)表明，防止坍塌的钻井液密度随 k 值的增大而减小。

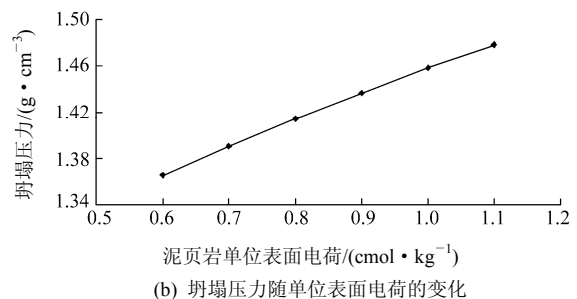
(2) 泥页岩单位表面电荷的影响

泥页岩表面电荷数 ϵ 影响泥页岩电势渗透，黏土颗粒表面负电量越多，在扩散层中被吸附的阳离

子愈多，扩散层愈厚，电动电位愈高。如图 6(a)所示， ϵ 增大坍塌破坏指数减小，这是由于泥页岩表面电荷增大，在外界阳离子作用下电位升高，水化分散性增强，泥页岩更容易发生水化，引起井壁更加不稳定。图 6(b)表明，泥页岩表面电荷数 ϵ 越大，所需的防塌钻井液密度越高。



(a) 不同单位表面电荷下的坍塌破坏指数



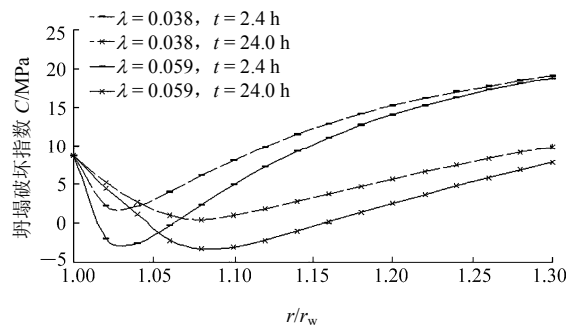
(b) 坍塌压力随单位表面电荷的变化

图6 泥页岩单位表面电荷对井壁稳定的影响

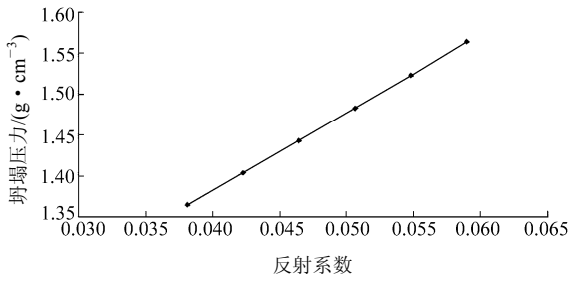
Fig.6 Effect of shale per unit surface charge on wellbore stability

4.3 泥页岩 - 钻井液体系反射系数的影响

反射系数 λ 衡量化学势渗透对井壁稳定的影响。如图 7(a)所示，当钻井液浓度小于泥页岩孔隙流体浓度时，将 λ 从 0.038 增大到 0.059，井壁在 2.4 h 就开始不稳定。相反，当钻井液浓度大于泥页岩孔隙流体浓度时，增大 λ 会使井眼更加稳定。因此，可以通过使用高浓度、高反射系数的钻井液来提高稳定井壁的性能。对于现场钻井液，用表面活性聚合物与高浓度盐能够改善钻井液性能。图 7(b)表明，在低浓度钻井液条件下，反射系数越大，所需的防塌钻井液密度越高。



(a) 不同反射系数下的坍塌破坏指数



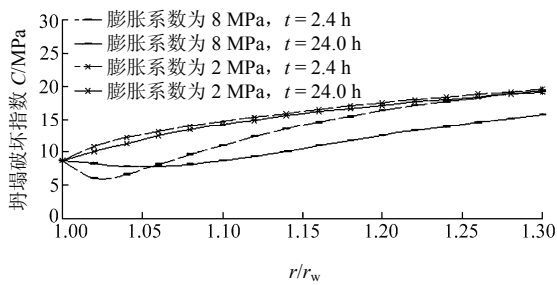
(b) 坍塌压力随反射系数的变化

图 7 反射系数对井壁稳定的影响

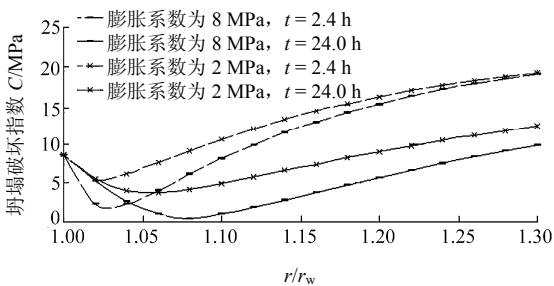
Fig.7 Effect of reflection coefficient on wellbore stability

4.4 泥页岩钻井液体系膨胀系数的影响

膨胀系数 ω^0 是泥页岩井壁稳定的重要影响因素，是表征泥页岩水化膨胀能力的重要参数。A. H. Hale 和 F. K. Mody^[1]中井下模拟试验表明，即使钻井液浓度大于泥页岩孔隙流体浓度，水基钻井液不但没有使岩芯降低含水量，反而不同程度的使含水量增加。这是由于化学反渗透作用不足以抵消水化膨胀作用，还是会造成泥页岩水化。如图 8(a)所示，当钻井液浓度大于泥页岩孔隙流体浓度时， ω^0 从 8 MPa 减小到 2 MPa，化学反渗透抵消了水化膨胀作用，泥页岩井壁变稳定了。当泥页岩孔隙流体浓度小于钻井液浓度时，电化学渗透和水化膨胀使得泥页岩水化更加严重。如图 8(b)所示，当钻井液浓度小于泥页岩孔隙流体浓度时， $\omega^0=8$ MPa 时水化膨胀效应比 $\omega^0=2$ MPa 时严重。



(a) 钻井液浓度大于泥页岩孔隙流体浓度



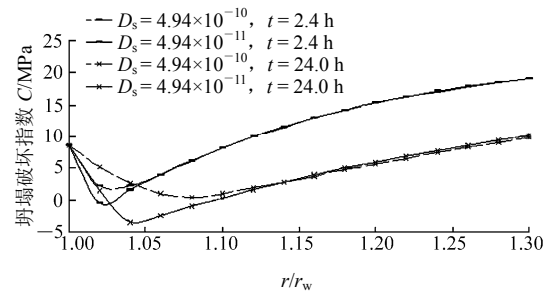
(b) 钻井液浓度小于泥页岩孔隙流体浓度

图 8 泥页岩钻井液体系膨胀系数对井壁稳定的影响

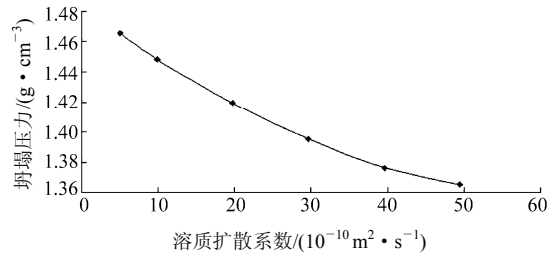
Fig.8 Effect of swelling coefficient on wellbore stability

4.5 溶质扩散系数的影响

泥页岩井壁稳定流固化耦合模型中模型中溶质扩散系数 D_s 也起很重要的作用。图 9(a)表明，有效扩散系数增加一个数量级使得井壁稳定，且压力传播变慢。由于钻井液的溶质浓度小于地层流体的溶质浓度，水进入泥页岩而泥页岩孔隙流体溶质流出泥页岩，溶质的运移减小了孔隙压力。溶质扩散系数增大时，溶质在泥页岩中快速运移，阻止了孔隙压力的增长，所以溶质扩散系数增大使得孔隙压力升高值减小从而使泥页岩井壁稳定。从图 9(b)可以看出，溶质扩散系数 D_s 增大时，坍塌压力减小。



(a) 不同溶质扩散系数下的坍塌破坏指数



(b) 坍塌压力随溶质扩散系数的变化

图 9 溶质扩散系数对泥页岩井壁稳定的影响

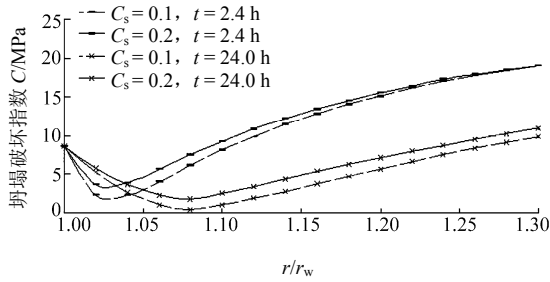
Fig.9 Effect of solute diffusion coefficient on wellbore stability

4.6 钻井液浓度的影响

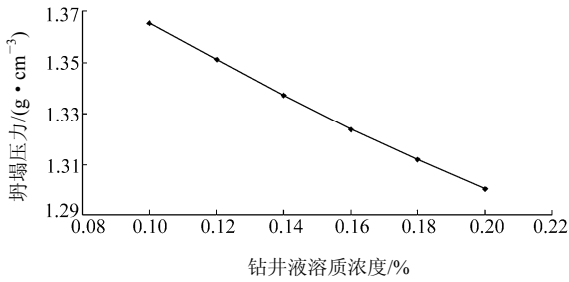
图 10 表明钻井液溶质浓度对井壁稳定性的影响，钻井液溶质浓度增加，井壁更加稳定。这是由于：一方面，溶质浓度增大减小了水渗透进入泥页岩，甚至有可能导致水渗透回流；另一方面，当电解质浓度增大时，介质中反离子浓度加大而更多地进入滑动面内，使扩散层变薄，电势在数值上变小。所以水基钻井液中用高浓度盐改善钻井液的性质，有利于泥页岩井壁稳定。

4.7 钻井液密度的影响

防止井眼坍塌破坏最常用的方法是提高钻井液密度。如果能通过提高钻井液密度克服孔隙压力和渗透影响的情况，现场可用提高钻井液密度防止井壁坍塌的方法。图 11(a)表明，钻井液密度从 1.20



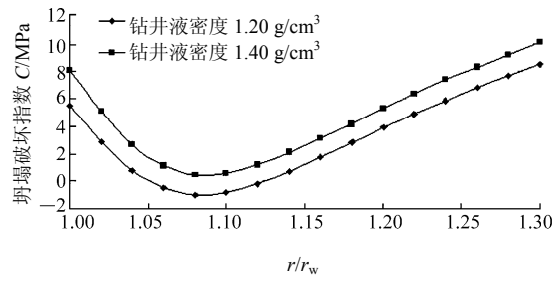
(a) 不同钻井液浓度下的坍塌破坏指数



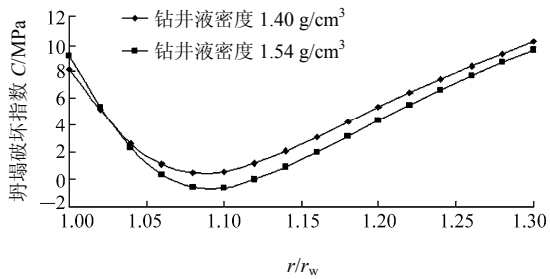
(b) 坍塌压力随钻井液浓度的变化

图 10 钻井液浓度对泥页岩井壁稳定的影响

Fig.10 Effect of drilling fluid concentration



(a)



(b)

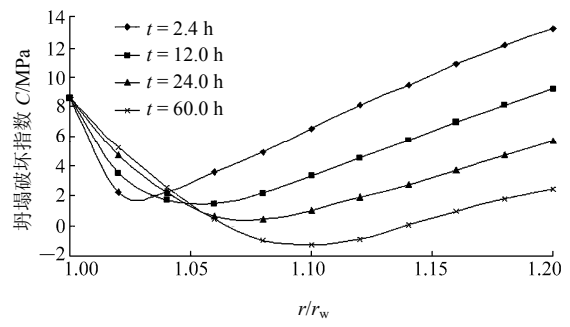
图 11 钻井液密度对泥页岩井壁稳定的影响

Fig.11 Effect of drilling fluid density on wellbore stability

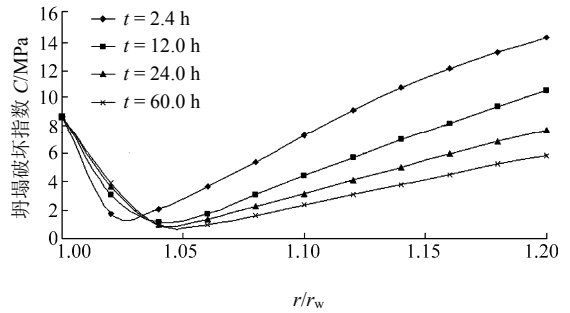
g/cm^3 增加到 1.40 g/cm^3 , 对于所有的 r/r_w 坍塌破坏系数都变为正值。但这不总是正确的, 如图 11(b)所示, 当钻井液密度从 1.40 g/cm^3 增加到 1.54 g/cm^3 , 由于增加钻井液密度会导致严重的渗透侵入引起井壁不稳定。

4.8 井眼尺寸的影响

图 12(a)表明, 坍塌破坏是有时间效应的, 井眼



(a) $r_w=21.59 \text{ cm}$ 坍塌破坏指数随时间的变化



(b) $r_w=31.12 \text{ cm}$ 坍塌破坏指数随时间的变化

图 12 井眼尺寸对泥页岩井壁稳定的影响

Fig.12 Effect of wellbore size on wellbore stability

打开后, 井壁起初是稳定的, 24.0 h 后发生坍塌, 且坍塌指数峰值随时间减小, 说明井眼打开后随时间延长起初稳定的井壁也可能发生坍塌。

对于孔隙弹性模型, 井眼尺寸对于井壁坍塌破坏没有影响。对于泥页岩地层非线性流 - 固 - 化耦合模型, 井眼尺寸对于井壁坍塌破坏有影响。当井眼半径为 21.59 cm 时, 井眼坍塌破坏指数随时间变化显著, 24.0 h 后井眼发生坍塌。然而当井眼半径为 31.12 cm 时, 井眼坍塌破坏指数随时间变化很小, 60.0 h 后井眼也不会发生坍塌。这表明随着井眼尺寸的增加, 泥页岩井壁稳定受时间影响变小。

5 结论

基于模型计算结果分析泥页岩井壁稳定影响因素, 得出以下结论:

(1) 泥页岩井眼破坏可能发生在井壁附近地层, 且具有时间效应。传统的井壁稳定模型假设破坏只发生在井壁, 这不足以表示泥页岩井壁的破坏状态。由于水化影响产生的孔隙压力和岩石应力变化经常导致破坏准则在井壁附近某距离处得到满足。

(2) 泥页岩性质对井壁稳定有重要的影响。泥页岩渗透率增大, 单位表面电荷数减小, 有利于泥

页岩井壁稳定。

(3) 当钻井液浓度小于泥页岩孔隙流体浓度时, 反射系数增大使井眼更加不稳定, 钻井液浓度增大使得坍塌压力减小。当泥页岩孔隙流体浓度大于钻井液浓度时, 反射系数减小会使井眼更加稳定。

(4) 当钻井液浓度小于泥页岩孔隙流体浓度时, 电化学渗透和水化膨胀使得水进入泥页岩, 导致泥页岩水化; 当钻井液浓度大于泥页岩孔隙流体浓度时, 若化学反渗透作用不足以抵消水化膨胀作用, 还是会造成泥页岩水化。膨胀系数增大不利于泥页岩井壁稳定。

(5) 溶质扩散系数增大, 压力传播变慢, 坍塌压力减小, 有利于泥页岩井壁稳定。

(6) 钻井液溶质浓度增加, 井壁更加稳定。通常情况下, 增加钻井液密度会增加会稳定井壁, 对于泥页岩井壁钻井液密度过大反而会导致井壁不稳定。当钻井液密度从 1.40 g/cm^3 增加到 1.54 g/cm^3 , 由于增加钻井液密度会导致严重的渗透侵入引起井壁不稳定。

(7) 小尺寸井眼坍塌破坏指数随时间变化显著, 大尺寸井眼坍塌破坏指数随时间变化很小。

参考文献(References):

- [1] HALE A H, MODY F K. Experimental investigation of the influence of chemical potential on wellbore stability[R]. SPE23885, 1992.
- [2] MODY F K, HALE A H. A borehole stability model to couple the mechanics and chemistry of drilling fluid shale interaction[C]// Proceedings of Drilling Conference. Amsterdam: [s.n.], 1993: 473 - 489.
- [3] VAN OORT E, A H HALE, F K MODY. Manipulation of coupled osmotic flows for stabilization of sales exposed to water-based drilling fluids[R]. SPE30499, 1995.
- [4] VAN OORT E, HALE A H, MODY F K, et al. Critical parameters in modelling the chemical aspects of borehole stability in sales and in designing improved water based shale drilling fluids[R]. SPE 28309, 1996.
- [5] FERSHEED K M, UDAY A T, CHEE P TAN, et al. Development of novel membrane efficient water-based drilling fluids trough fundamental understanding of osmotic membrane generation in sales[R]. SPE77447, 2002.
- [6] CHEE P TAN, Bailin WU, FERSHEED K MODY, et al. Development and laboratory verification of high membrane efficiency water-based drilling fluids with oil-based drilling fluid-like performance in shale stabilization[R]. SPE78159, 2002.
- [7] SHERWOOD J D, BAILEY L. Swelling of shale around a cylindrical wellbore[C]// Proceedings of the Royal Society of Lond. [S.I.]: [s.n.], 1994: 161 - 184.
- [8] HEIDUG W K, WONG S W. Hydration swelling of water-absorbing rocks: a constitutive model[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods, 1996, 20(6): 403 - 430.
- [9] FRYDMAN M, DA FONTOURA S A B. Modeling aspects of wellbore stability in shale[C]// SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires, Argentina: [s.n.], 2001: 25 - 28.
- [10] LOMBAR F T, CHENEVERT M E, SHARMA MUKUL M. The role of osmotic effects in fluid flow through shale[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2000, 25(1/2): 25 - 35.
- [11] GUIZHONG C, CHENEVERT M E, SHARMA M M, et al. Poroelastic, chemical, and thermal effects on wellbore stability in shales[C]// Proceedings of the 38th U.S. Rock Mechanics Symposium. [S.I.]: [s.n.], 2001: 11 - 18.
- [12] MENGJIAO YU, CHEN G, CHENEVERT M E, et al. Chemical and thermal effects on wellbore stability of shale formations[R]. SPE 71366, 2001.
- [13] 邓金根, 郭东旭. 泥页岩井壁应力的力学 - 化学耦合计算模式及数值求解方法[J]. 岩石力学与工程学报, 2003, 22(增1): 2 250 - 2 253. (DENG Jingen, GUO Dongxu. Mechanics-chemistry coupling calculation model of borehole stressing shale formation and its numerical solution method[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2003, 22(Supp.1): 2 250 - 2 253.(in Chinese))
- [14] 张乐文, 邱道宏, 程远方. 井壁稳定的力化耦合模型研究[J]. 山东大学学报: 工学版, 2009, 39(3): 111 - 114.(ZHANG Lewen, QIU Daohong, CHEN Yuanfang. Research on the wellbore stability model coupled mechanics and chemistry[J]. Journal of Shandong University: Engineering Science, 2009, 39(3): 111 - 114.(in Chinese))
- [15] TAN C P, BRIAN G R, SHEIK S R, et al. Effects of swelling and hydration stress in shale on wellbore stability[R]. SPE 38057, 1997.
- [16] CHEE P T, BRIAN G R, RAHMAN S S. Managing physico-chemical wellbore instability in shale with the chemical potential mechanism[R]. SPE 36971, 1996.