

致密油开发水平井段页岩坍塌周期的确定

程远方¹, 黄浩勇¹, 韩忠英¹, 贾江鸿², 李梦来¹, 吴学升³

(1. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东东营 257017;
3. 长庆油田油气工艺研究院, 陕西西安 710018)

摘要: 鄂尔多斯盆地致密油资源丰富, 具有很大的开发潜力, 但长庆油田 A 井区在页岩油长水平段钻进时井壁失稳问题突出。现有的水平井防塌技术重点关注钻井液体系优化问题, 无法给出页岩的坍塌周期。本井区页岩的主导坍塌机制是钻井液滤液沿天然微裂缝渗入地层, 引起黏土矿物水化, 导致岩石强度降低。考虑化学势变化和流体流动与骨架变形的耦合作用以及岩石吸水扩散过程和强度弱化规律, 建立致密页岩井壁坍塌周期分析模型。结果表明: 活度较低、膜效率较高的钻井液可以有效抑制地层孔隙压力增长; 封堵性强的钻井液可以降低地层水含量的增长, 减缓地层岩石强度的弱化; A 井区使用密度为 1.3 g/cm^3 的细分散聚合物钻井液体系和复合盐钻井液体系钻进水平段时井眼坍塌周期分别为 4.5 和 9 d, 而使用油基钻井液体系时相同密度下浸泡 10 d 井眼扩大率仅为 4%, 油基钻井液体系效果最好, 坍塌周期大于 10 d。

关键词: 致密油; 坍塌周期; 钻井液优选; 强度弱化

中图分类号: TE 254.3 **文献标志码:** A

引用格式: 程远方, 黄浩勇, 韩忠英, 等. 致密油开发水平井段页岩坍塌周期的确定 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版) 2016, 40(1): 62-68.

CHENG Yuanfang, HUANG Haoyong, HAN Zhongying, et al. Modeling of time-dependent wellbore instability of shale in horizontal wells for tight oils [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science) 2016, 40(1): 62-68.

Modeling of time-dependent wellbore instability of shale in horizontal wells for tight oils

CHENG Yuanfang¹, HUANG Haoyong¹, HAN Zhongying¹, JIA Jianghong², LI Menglai¹, WU Xuesheng³

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Drilling Technology Research Institute, Shengli Petroleum Engineering Company Limited, SINOPEC, Dongying 257017, China;

3. Research Institute of Oil and Gas Technology, Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China)

Abstract: In the development of tight oil and gas in Ordos Basin, the wellbore instability issue is of great significance, especially in the drilling of long horizontal sections in A-block of Changqing Oilfield. The current anti-sloughing technique applied to horizontal drilling is mainly focused on optimizing the drilling fluid system, while an accurate prediction of time-dependent wellbore instability is still not available. Infiltration of drilling fluids into shale matrix through micro fractures can cause hydration of clay minerals and weaken the strength of the rock, which is considered to be the dominant mechanism for wellbore collapsing in the region. In this study, a time-dependent wellbore instability model of tight shale layers was established considering the effects of chemical potentials, fluid flow, water diffusion, deformation and strength weakening of the rock. The results show that drilling fluids with low activity and high membrane efficiency can effectively control the increase of pore pressure, and drilling fluids with good plugging performance can reduce the content of formation water and slow down the weakening of rock strength. During horizontal well drilling in A-block, the well bore collapsing is delayed up to 4.5 and 9

收稿日期: 2015-07-02

基金项目: 教育部长江学者和创新团队发展计划(RT1086)

作者简介: 程远方(1964-), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为油气井岩石力学及井壁稳定性。E-mail: yfcheng@126.com。

days, respectively, when a finely dispersed polymer drilling fluid and a compound salt drilling fluid with density of 1.3 g/cm^3 are used. The wellbore enlargement ratio after 10 days soaking is only 4% when an oil-based drilling fluid is applied, and the delay time for wellbore collapse can be over 10 days. Oil-based drilling fluid is the best for controlling the wellbore collapse in the region.

Keywords: tight oil; time-dependent wellbore instability; drilling fluid optimization; strength weakening

致密油藏指的是渗透率小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、石油赋存于油页岩及其互层共生的致密砂岩储层中且未经过大规模长距离运移的油藏,包括致密砂岩油和页岩油两大类^[1-3]。中国鄂尔多斯盆地致密油资源丰富,以延长组7段致密砂岩和油页岩最为典型,具有很大的开发潜力^[4-5]。由于致密油藏具有低渗或超低渗的特点,直井采收率低,已经不能满足生产需要,须利用水平井提高产能^[6-8]。长庆油田A井区在致密储层长水平段钻进时经常钻遇大段页岩坍塌、掉块等井壁失稳问题突出,严重制约着工程进度和质量,因此有必要对钻井液体系和密度进行优化,并确定致密页岩地层坍塌周期,防止井壁失稳。目前国内外许多学者针对泥页岩地层钻井开展了大量的研究工作,有些学者基于半透膜等效孔隙压力理论建立了多孔弹性力耦合模型^[9-11],考虑了水化膨胀、溶质流动以及流体流动与骨架变形耦合,但是模型中存在过多难以确定的参数,同时也忽

略了地层岩石强度的变化;有些学者将泥页岩水化膨胀应力比拟为膨胀温变应力^[12-14],建立了坍塌周期分析模型,考虑了地层岩石强度的变化,但是忽略了钻井液与泥页岩之间作用的本质,且未考虑页岩塑性变形。笔者在前人研究成果基础上,考虑页岩地层的地质力学因素、钻井液化学因素、页岩强度弱化和塑性变形特性,建立新的页岩地层坍塌周期计算模型,定量分析页岩地层的坍塌周期,并对长庆油田A井区致密页岩水平井段的坍塌周期进行实例分析。

1 坍塌机制

1.1 地层矿物组成

利用 D/max - IIIA X - 射线衍射仪对 A 井区长 7 段致密页岩岩心进行全岩矿物和黏土矿物分析,图 1 为全岩矿物和黏土矿物分布饼图。

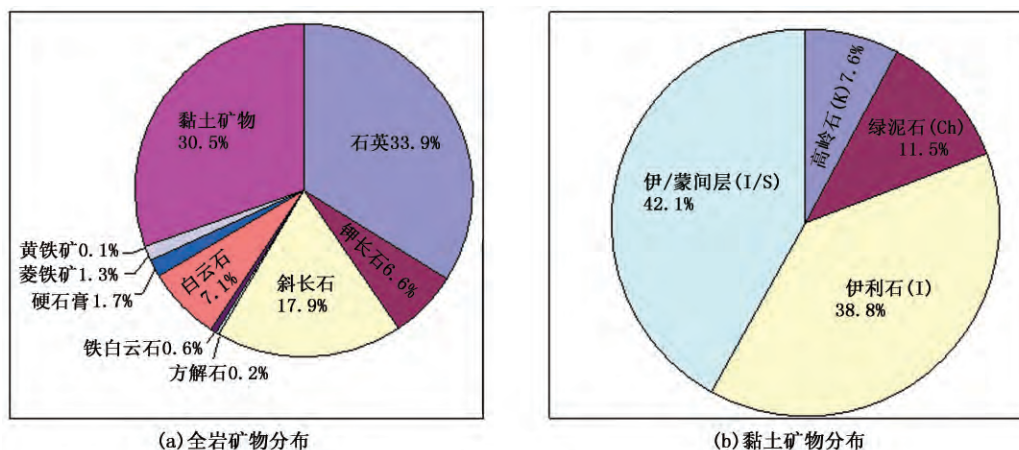


图 1 致密页岩全岩和黏土矿物分布

Fig. 1 Distribution of total rock and clay minerals of tight shale formation

从图 1 可以看出, A 井区致密页岩以石英、黏土矿物、斜长石和钾长石为主,黏土矿物含量较高,平均含量达到 30.5%。黏土矿物中以伊/蒙混层和伊利石为主,伊/蒙混层含量最高达到了 42.1%,该地区致密页岩伊/蒙混层的间层比为 20%,伊利石次之达到了 38.8%。由于伊/蒙混层是膨胀性和非膨胀性黏土相间的矿物,且极易吸水,导致水化后非均匀性膨胀,减弱了岩石的结构

强度,造成井壁失稳,因此高伊/蒙混层比例是该地层井壁失稳的内因。

1.2 页岩微观构造

利用扫描电子显微镜分析 A 井区致密页岩微观结构和矿物组成,扫描结果如图 2 所示。

从图 2 可以看出, A 井区致密页岩虽然压实程度高、胶结较好,但是天然微裂缝、层理以及粒间微缝隙较发育;岩石中石英和黏土矿物含量较高,可以

看到石英、伊利石和伊/蒙混层等矿物,较多的碎屑颗粒被溶蚀,产生多种类型的次生孔隙。

综合上述岩石组分和微观结构的分析结果可知,导致该地区水平井钻井过程中井壁失稳的主要因素有以下两点:一是黏土矿物含量较高且黏土矿物中以伊/蒙混层和伊利石为主,极易发生水化反应;二是致密页岩天然微裂缝、层理以及粒间微缝隙

较发育。钻井液同地层接触后,钻井液中滤液容易沿着微裂缝、层理以及粒间微缝隙渗入岩石内部,导致滤液渗入量增大,接触更多的黏土矿物,加大黏土矿物的水化反应,造成岩石强度降低,增大井壁坍塌风险,因此钻井液优选时须考虑钻井液滤液在地层中的扩散和岩石的强度弱化。

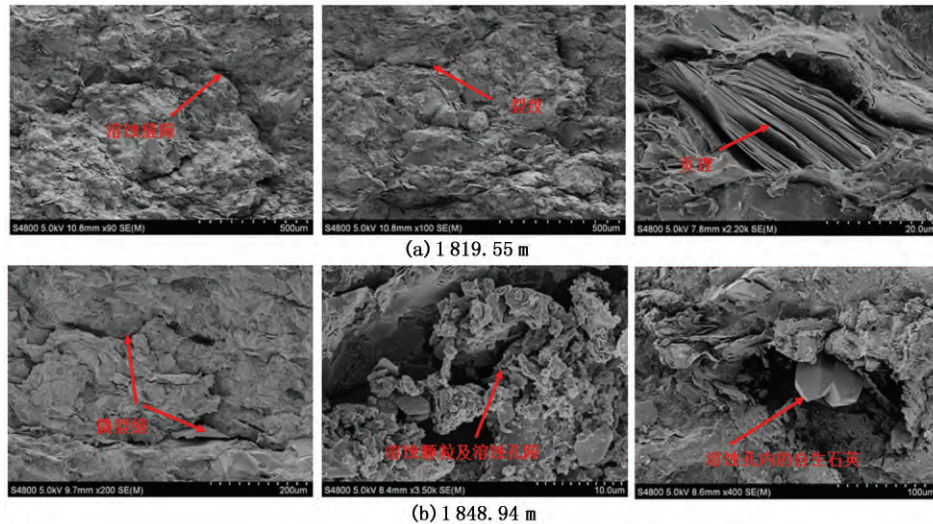


图2 岩心扫描电镜图像

Fig.2 SEM images of cores

2 坍塌周期模型

为了有效解决页岩地层井壁失稳问题,须给出致密页岩在钻井液长期作用下的坍塌周期,本文中根据坍塌机制分析结果,综合考虑力化耦合作用下的压力传递和钻井液滤液在地层中扩散所导致的强度弱化建立致密页岩地层坍塌周期模型。

2.1 压力传递模型

钻井液进入地层后,地层流体同钻井液之间的化学势差和水力压差导致地层孔隙压力重新分布,建立综合考虑化学势变化和流体流动的孔隙压力计算模型,具体如下:

$$\frac{k}{\mu C \varphi} \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \right) + I_m \frac{RT}{V} \ln \frac{1}{\theta_{\text{shale}}} \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1)$$

式中 p 为地层流体压力, MPa; k 为渗透率, μm^2 ; μ 为流体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; C 为流体压缩系数, Pa^{-1} ; φ 为孔隙度; I_m 为膜效率,膜效率是页岩渗透能力与理想半透膜渗透能力的比值,可根据页岩压力传递试验中化学势差阶段试验数据计算得到; R 为气体常量 $8.314 \text{ m}^3 \cdot \text{Pa} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{mol}^{-1}$; T 为绝对温度, K; V 为水的偏摩尔体积, $1.80 \times 10^{-5} \text{ m}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$; θ 为钻井时地层流体活度; θ_{shale} 为泥页岩中地层水活度。

其中钻井时地层流体的活度计算式^[15]为

$$D \left(\frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} \right) = \frac{\partial \theta}{\partial t} \quad (2)$$

式中 D 为活度扩散系数, m^2/s ,它是表征地层水活度传递快慢的一个参数,可根据页岩压力传递试验数据拟合得到。溶液的活度是指盐溶液和纯水的逸度比,它是表征溶液中化学势强弱的一个参数,可以通过活度计直接测量或者通过等温吸附试验间接测量。

2.2 多孔介质弹塑性流固耦合模型

(1) 应力平衡方程。基于压力传递模型、有效应力原理和弹塑性力学理论,得到综合考虑化学势变化和流体流动与骨架变形耦合的应力平衡方程^[16]为

$$\begin{cases} \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + f_x + \alpha \frac{\partial p}{\partial x} = 0, \\ \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + f_y + \alpha \frac{\partial p}{\partial y} = 0. \end{cases} \quad (3)$$

式中 σ_{xx} 、 σ_{xy} 和 σ_{yy} 分别为泥页岩的3个应力分量, MPa; f_x 和 f_y 分别为作用在岩石上的单位体积力在 x 和 y 方向的分量; α 为流固耦合系数又称为 Biot 系数,它是表征孔隙压力在岩石中传递能力的参数,可

通过试验确定; $\alpha \frac{\partial p}{\partial x}$ 和 $\alpha \frac{\partial p}{\partial y}$ 为流固耦合项。

(2) 几何方程。几何方程的张量形式为

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} (u_{i,j} + u_{j,i}) \quad (4)$$

(3) 弹塑性本构方程。本文中采用增量的形式描述塑性屈服区的应力应变关系, 模型中材料都具有各向同性。塑性屈服区的本构关系采用相关联的塑性流动法则, 此时塑性势函数同屈服函数相等, 具体的本构关系^[17]为

$$d\sigma = \left(D_\varepsilon - \frac{D_\varepsilon \left(\frac{\partial F}{\partial \sigma} \right) \left(\frac{\partial F}{\partial \sigma} \right)^T D_\varepsilon}{\left(\frac{\partial F}{\partial \sigma} \right)^T D_\varepsilon \left(\frac{\partial F}{\partial \sigma} \right) - \frac{\partial F}{\partial \kappa} M} \right) d\varepsilon = (D_\varepsilon - D_p) d\varepsilon = D_{ep} d\varepsilon \quad (5)$$

式中 D_ε 为弹性矩阵; D_p 为塑性矩阵; D_{ep} 为弹塑性矩阵; $F(\sigma, \sigma^p, \kappa)$ 为应力屈服函数; M 为材料硬化参数; κ 为内变量的取值。

(4) 强度屈服准则。弹塑性屈服准则采用考虑三向应力状态的 Drucker-Prager 准则,

$$F(J_{\text{eff}}, J_2) = A J_{\text{eff}} + H - J_2^{1/2} = 0 \quad (6)$$

其中

$$J_{\text{eff}} = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3} - \alpha p_p,$$

$$J_2 = \frac{1}{6} [(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 +$$

$$(\sigma_z - \sigma_x)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2)].$$

式中 p_p 为地层孔隙压力; A 和 H 为材料参数。

2.3 强度弱化模型

泥页岩中强度参数随地层岩石含水量变化, 因此须先求得含水量的分布。含水量的分布方程为

$$C_f \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \right) = \frac{\partial w}{\partial t} \quad (7)$$

式中 w 为含水量; C_f 为泥页岩的吸水扩散系数, cm^2/h , 吸水扩散系数是一个表征地层水变化传递速度的参数, 可以通过泥页岩吸水扩散试验测得。

求得含水量后可获得岩石强度参数(黏聚力和内摩擦角)的动态变化规律为

$$c = c_b - K_s(w - w_b) \quad (8)$$

$$\phi = \phi_b - L_s(w - w_b) \quad (9)$$

式中 c_b 为含水量为 w_b 时的黏聚力, MPa; ϕ_b 为含水量为 w_b 时的内摩擦角; K_s 为黏聚力系数, MPa; L_s 为内摩擦角系数。

3 模型的数值求解与分析

综合以上压力传递模型、多孔介质弹塑性流固

耦合模型和强度弱化模型, 再辅以相应的边界和初始条件, 构成了完整的泥页岩弹塑性—多场耦合坍塌周期模型。采用有限元法对坍塌周期模型的几组强非线性、非稳态偏微分方程进行求解, 利用 FEPG 有限元平台开发出页岩坍塌周期数值模拟软件。利用该软件对 A 井区致密页岩地层井壁坍塌周期的变化规律进行分析, 并利用综合分析法对现场常用钻井液体系进行优选。

3.1 模型建立

图 3 为有限元计算所用几何模型。模拟延长组长 7 段致密页岩地层的水平段。根据井眼的对称性, 有限元模型考虑井眼的四分之一。模型的长度为 2 m, 长宽比为 1:1, 模型的中央是井眼, 井眼半径为 0.108 m。

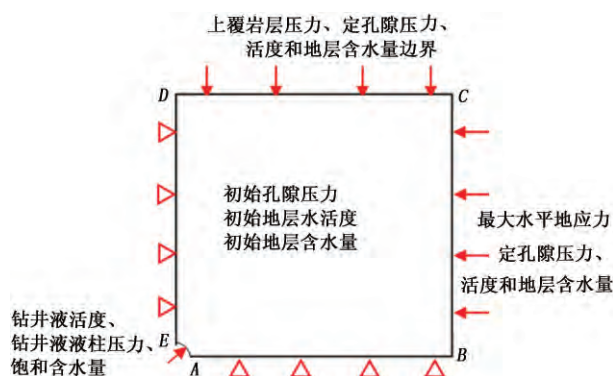


图3 物理模型示意图

Fig.3 Schematic diagram of physical model

网格划分如图 4 所示, 采用三角形网格, 并利用渐变网格对井眼及模型中间线进行局部加密, 网格总数为 2322, 节点数为 1230。

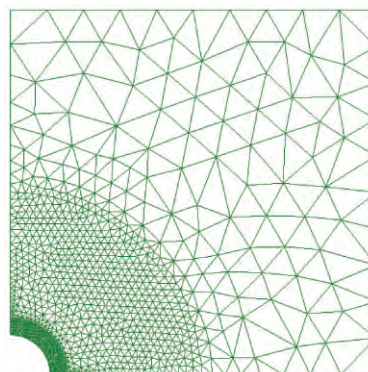


图4 网格划分

Fig.4 Meshes of analysis model

致密页岩骨架变形场边界条件: CD 和 BC 两边分别施加覆岩层压力和最大水平地应力, AE 边施加井眼液柱压力, AB 边为水平滑移边界, DE 边为垂直滑移边界。压力传递模型和强度弱化模型边界条

件: BC 和 CD 两边施加原始地层压力、活度和含水量, AB 和 DE 两边为自由边界, AE 井眼处施加钻井液液柱压力、钻井液活度和原始地层饱和含水量。模型内部分布有原始地层水活度、地层孔隙压力和原始地层含水量。

3.2 计算参数

(1) 根据现场资料、测井资料和室内试验获得致密页岩坍塌周期计算所需要的基本参数: 井深 1850 m, 最大水平主应力 34.78 MPa, 最小水平主应力 30.53 MPa, 垂向应力 43.85 MPa, 孔隙压力 13.83 MPa, Biot 系数 0.597, 弹性模量 26.591 GPa, 泊松比 0.288, 内聚力 6.148 MPa, 内摩擦角 30° , 地层原始温度 330.55 K, 水偏摩尔体积 $1.8 \times 10^{-5} \text{ m}^3 \cdot \text{mol}^{-1}$, 气体常量 $8.314 \text{ m}^3 \cdot \text{Pa} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{mol}^{-1}$, 活度扩散系数 $5 \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$, 孔隙度 0.08, 流体压缩系数 $1.45 \times 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$, 流体黏度 $1 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 地层水活度 0.9。

(2) 通过室内试验对现场 3 种钻井液体系即细分散聚合物钻井液体系、复合盐钻井液体系和油基钻井液体系进行测试, 获得不同钻井液条件下坍塌周期计算基础参数, 如表 1 所示。

表 1 不同钻井液条件下坍塌周期计算基础参数

Table 1 Basic data for determining time-dependent wellbore instability using different drilling fluids

钻井液	钻井液类型	渗透率/ $10^{-10} \mu\text{m}^2$	吸水扩散系数/ $(10^{-10} \text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1})$	活度	膜效率
1 [#]	细分散聚合物	2.14	6.944	0.82	0.21
2 [#]	复合盐钻井液	1.24	5.222	0.70	0.11
3 [#]	油基钻井液	0.70	1.042	0.80	0.50

3.3 计算结果分析

3.3.1 孔隙压力分布

图 5 为 3 种不同钻井液体系作用下不同时刻的地层孔隙压力分布曲线。

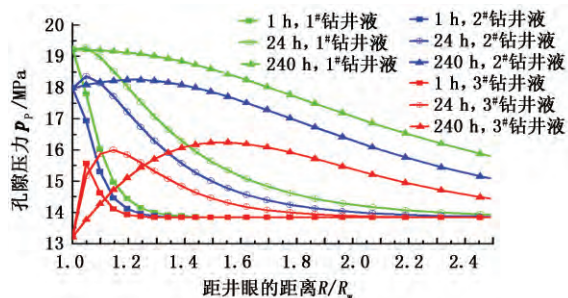


图 5 不同钻井液时近井地带孔隙压力分布

Fig. 5 Near-wellbore formation pore pressure distribution using different drilling fluids

从图 5 可以看出, 随着浸泡时间的不断增加, 1[#]和 2[#]钻井液作用下的地层孔隙压力逐渐增高, 这是

由于 1[#]和 2[#]钻井液膜效率低, 化学势差产生的渗透压较小, 地层孔隙压力主要受水力压差控制, 因此在力化耦合的综合作用下, 地层孔隙压力仍然逐渐增大。同 1[#]和 2[#]钻井液相比, 3[#]钻井液作用下的地层孔隙压力显著降低, 这是由于 3[#]钻井液膜效率高, 化学势差可以产生较大的渗透压, 降低了近井地层孔隙压力, 抑制了远井地层孔隙压力的升高; 同时随着流体和离子不断运移, 渗透压影响的范围不断增大, 远井地层孔隙压力在化学势差的作用下也逐渐降低; 3[#]钻井液作用下地层孔隙压力最小, 抑制性最好。

3.3.2 近井地层强度参数分布

图 6 为使用 3 种不同钻井液体系时地层含水量分布。由图 6 可以看出, 随着浸泡时间的延长, 含水量分布的差异逐渐增大。当浸泡时间达到 10 d 时, R/R_w 为 1.0 ~ 1.5 的地层含水量都会受到影响, 使用 3[#]钻井液时地层含水量明显低于 1[#]和 2[#]钻井液。以 1.1 倍井径处为例, 1[#]和 2[#]钻井液条件下, 地层含水量分别为 6.5% 和 6%, 同原始地层含水量相比, 分别增长了 117% 和 100%; 而 3[#]钻井液作用下地层含水量为 3.85%, 仅增长 28%, 同比降低了 89%, 含水量增长缓慢。这是由于 3[#]钻井液的吸水扩散系数要小于 1[#]和 2[#]钻井液, 即 3[#]钻井液渗入地层的速度较慢, 它的封堵性要优于 1[#]和 2[#]钻井液。

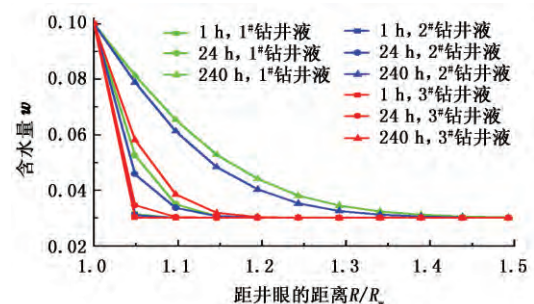


图 6 不同时间下含水量分布

Fig. 6 Moisture distribution at different time

图 7 为地层岩石内聚力和内摩擦角随时间的变化曲线。两者的变化规律相似, 这是因为地层岩石内聚力和内摩擦角都受含水量的控制, 随着含水量的变化而变化。通过对比可以发现, 使用 3[#]钻井液时内聚力和内摩擦角都高于使用 1[#]和 2[#]钻井液的值, 这是因为 3[#]号钻井液的封堵性能好, 钻井液封堵性能直接影响地层强度参数值。

3.3.3 坍塌周期对比

图 8 为不同密度下井眼扩大率随时间变化曲线。可以发现, 当钻井液密度为 1.2 g/cm^3 、井眼扩大率控制在 25% 以下时, 1[#]、2[#]和 3[#]钻井液的坍塌

周期分别为3.5、6和10 d以上;当钻井液密度为 1.3 g/cm^3 、井眼扩大率控制在20%以下时,1[#]、2[#]和3[#]钻井液的坍塌周期分别为4.5、9和10 d以上,其中3[#]钻井液浸泡10 d时,井眼扩大率仅为4%。对比分析可知3[#]钻井液的效果最优,使用3[#]钻井液钻井时井壁更安全。这是由于3[#]钻井液抑制性强,地

层孔隙压力降低,井周有效应力增大,因此在较小的液柱压力下井壁仍然保持稳定;同时由于3[#]钻井液封堵性好,随着钻井液的浸泡时间的延长,近井地层强度降低较小,因此井眼扩大率随时间变化较小,坍塌周期较长。

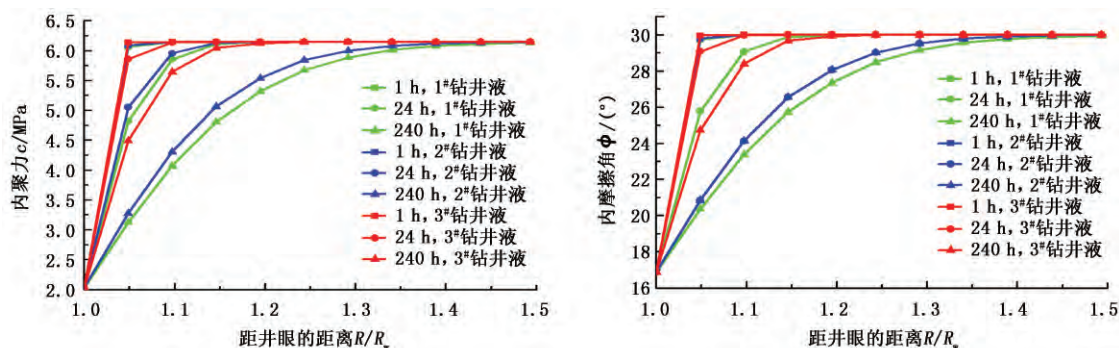


图7 地层强度参数随时间变化曲线

Fig. 7 Variation of rock strength parameters with time

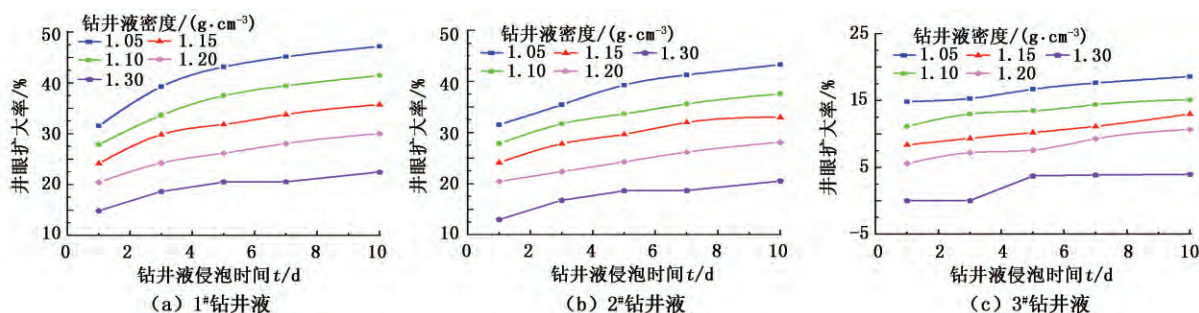


图8 不同钻井液密度条件下井眼扩大率随时间变化曲线

Fig. 8 Wellbore enlargement rate changing with different drilling fluid densities

4 结 论

(1) 考虑化学势变化和流体流动与骨架变形的耦合作用及岩石吸水扩散过程和强度弱化规律,建立致密页岩坍塌周期分析模型,利用该模型能够精确分析致密页岩的坍塌周期。

(2) 活度较低、膜效率较高的钻井液可以有效地抑制地层孔隙压力增大,封堵性强的钻井液可以降低地层水含量的增加,减缓地层岩石强度的弱化。

(3) 使用细分散聚合物钻井液体系和复合盐钻井液体系钻进水平段时,钻井液密度 1.3 g/cm^3 、井眼扩大率控制在20%,井眼坍塌周期分别为4.5 d和9 d;而使用油基钻井液体系钻进水平段时,钻井液密度 1.3 g/cm^3 ,10 d井眼扩大率仅为4%,坍塌周期大于10 d,使用油基钻井液体系效果最好。

参考文献:

- [1] 周庆凡, 杨国丰. 致密油与页岩油的概念与应用[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 541-544.
ZHOU Qingfan, YANG Guofeng. Definition and application of tight oil and shale oil terms[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 541-544.
- [2] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.
JIA Chengzao, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [3] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术: 兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385-399, 454.
ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential

- and key techniques of unconventional hydrocarbon: on unconventional petroleum geology [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(4): 385-399, 454.
- [4] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. *石油学报*, 2013, 34(1): 1-11.
YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 1-11.
- [5] 姚泾利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(2): 150-158.
YAO Jingli, DENG Xiuqin, ZHAO Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(2): 150-158.
- [6] 白斌, 朱如凯, 吴松涛, 等. 非常规油气致密储层微观孔喉结构表征新技术及意义[J]. *中国石油勘探*, 2014, 19(3): 78-86.
BAI Bin, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. New micro-throat structural characterization techniques for unconventional tight hydrocarbon reservoir [J]. *China Petroleum Exploration*, 2014, 19(3): 78-86.
- [7] 侯瑞云. 大牛地气田盒一段低孔渗砂岩储层特征[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(3): 467-478.
HOU Ruiyun. Reservoir characteristics of low porosity and permeability sandstone of member I of Xiashihezi Formation in Daniudi gas field, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(3): 467-478.
- [8] 杜金虎, 刘合, 马德胜, 等. 试论中国陆相致密油有效开发技术[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(2): 198-205.
DU Jinhu, LIU He, MA Desheng, et al. Discussion on effective development techniques for continental tight oil in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(2): 198-205.
- [9] 王京印, 程远方, 王海江, 等. 泥页岩膜效率计算新方法[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2007, 31(5): 51-54.
WANG Jingyin, CHENG Yuanfang, WANG Haijiang, et al. New calculation method of membrane efficiency of shale [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2007, 31(5): 51-54.
- [10] CHEN G, CHENEVERT M E, SHARMA M M, et al. A study of wellbore stability in shales including poroelastic, chemical, and thermal effects [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, 38(3/4): 167-176.
- [11] 徐加放, 邱正松. 泥页岩水化-力学耦合模拟实验装置的研制[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2006, 30(3): 63-66.
XU Jiafang, QIU Zhengsong. Simulation test equipment of coupled hydro-mechanics of shales [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2006, 30(3): 63-66.
- [12] 王炳印, 邓金根, 邹灵战, 等. 物理-化学耦合作用下泥页岩坍塌周期应用研究[J]. *石油学报*, 2006, 27(3): 130-132.
WANG Bingyin, DENG Jingen, ZOU Lingzhan, et al. Applied research of collapse cycle of shale in wellbore using a coupled physico-chemical model [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(3): 130-132.
- [13] YEW C H, CHENEVERT M E, WANG C L, et al. Well-bore stress distribution produced by moisture adsorption [R]. SPE 19536-PA, 1990.
- [14] 邓金根, 郭东旭, 周建良, 等. 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): 2250-2253.
DENG Jingen, GUO Dongxu, ZHOU Jianliang, et al. Mechanics-chemistry coupling calculation model of borehole stressing in shale formation and its numerical solving method [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2003, 22(s1): 2250-2253.
- [15] 程远方, 张锋, 王京印, 等. 泥页岩井壁坍塌周期分析[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2007, 31(1): 63-66, 71.
CHENG Yuanfang, ZHANG Feng, WANG Jingyin, et al. Analysis of borehole collapse cycling time for shale [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2007, 31(1): 63-66, 71.
- [16] 曲连忠, 程远方, 赵益忠, 等. 渗透率各向异性疏松砂岩脱砂压裂产能流固耦合模拟[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2009, 33(2): 70-74.
QU Lianzhong, CHENG Yuanfang, ZHAO Yizhong, et al. Fluid solid coupling simulation of deliverability of screen out fracturing in permeability anisotropy unconsolidated sandstone [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2009, 33(2): 70-74.
- [17] CHENG Yuanfang, LI Lingdong, MAHMOOD S, et al. Fluid-solid coupling model for studying wellbore instability in drilling of gas hydrate bearing sediments [J]. *Applied Mathematics and Mechanics*, 2013, 34(11): 1421-1432.

(编辑 李志芬)