

英东油田短期注水开发套损机理研究

常智^{1,2}, 侯冰^{1,2*}, 汪涛^{1,2}, 周波³

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

3 中国石油勘探开发研究院有限公司, 北京 100083

* 通信作者, binghou@vip.163.com

收稿日期: 2019-08-31

国家自然科学基金项目(51874328, U1762215, U19B6003-05)和中石油科技创新基金(2018D-5007-0307)联合资助

摘要 英东油田采用油井转注水井二次采油时, 短期内在疏松砂岩、泥岩交互层发生大量套管变形, 导致注水开发效率低。为明确短期注水套损机理, 基于井眼轨迹、测井资料、岩屑录井资料等钻井资料以及英东区块断层分布图, 利用 Petrel 建立断层—岩性—射孔层位—套损位置关联的地质模型, 分析了套损与注水时间、地层岩性、射孔位置和断层位置之间的关系, 对比分析得出导致英东油田短期注水套损的主控因素为注水开发工艺和地层岩性。建立砂岩储层短期注水流固耦合有限元模型, 对导致套损的主控因素进行模拟分析, 研究了疏松砂岩储层短期注水后储层孔隙压力、地应力和位移等参数的变化, 揭示了油井转注后短期注水导致套损的三种套损机理: (1)注水导致储层膨胀, 形成沿井筒轴向的拉应力, 使得套管被挤压变形, 出现缩径、变形; (2)泥岩层遇水膨胀软化在砂泥岩交互层形成剪应力和沿井筒径向的压应力, 使得套管同时受到剪切和挤压应力, 出现错断、缩径和严重变形; (3)原出砂油井转注后, 出砂层沉降, 形成沿井筒轴向的压应力, 使得套管出现扩径、变形。针对上述套损机理, 提出了 (1)注水层段不固井; (2)提高套管钢级、增加套管壁厚; (3)采用防砂完井工艺等套损防治对策, 以保证井筒的长期完整性。

关键词 短期注水; 套损; 砂泥岩界面; 油井转注; 流固耦合

Casing damage mechanism from short-term water injection development in the Yingdong Oilfield

CHANG Zhi^{1,2}, HOU Bing^{1,2}, WANG Tao^{1,2}, ZHOU Bo³

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China

Abstract In the Yingdong oilfield, a large number of casing deformations occurred in loose sandstone and interbedded mudstone soon after oil wells were turned to water injection wells, which resulted in low efficiency of water injection for secondary recovery. In order to clarify the casing damage mechanism caused by short-term water injection, based on drilling data such as borehole trajectory, logging data, cuttings logging data and fault distribution map of the Yingdong oilfield, a geological model of the correlation between fault-lithology and perforation-casing damage was established using Petrel software, and the relationship

引用格式: 常智, 侯冰, 汪涛, 周波. 英东油田短期注水开发套损机理研究. 石油科学通报, 2020, 04: 549-559

CHANG Zhi, HOU Bing, WANG Tao, ZHOU Bo. Casing damage mechanism from short-term water injection development in the Yingdong Oilfield. Petroleum Science Bulletin, 2020, 04: 549-559. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.04.048

between casing damage and water injection time, stratigraphic lithology, perforation location and fault location was analyzed. The main controlling factors of casing damage are water injection technology and stratigraphic lithology. The flow-solid coupling finite element model of short-term water injection in a sandstone reservoir is established, which could simulate and analyze the main factors controlling casing damage. The variation of pore pressure, ground stress and displacement of the loose sandstone reservoir after short-term water injection was studied, and three mechanisms of casing damage caused by short-term water injection after oil well transfer were revealed: (1) Water injection causes the reservoir to expand and tensile stress arises along the casing axis, the casing would be deformed shown as casing diameter shrinkage and deformation; (2) Hydration of mudstone layers forms shear stress and compressive stress radially along the wellbore. At the interface of the sand and mudstone, the casing is subjected to shearing and extension at the same time, resulting in dislocation damage, diameter shrinkage and severe deformation; (3) After the original sand production well is converted into a water injection well, the sand production layer will be compacted forming compressive stress along the casing axis, the casing would be liable to diameter expansion and deformation phenomena. In view of the above casing damage mechanism, the corresponding casing damage prevention countermeasures are put forward to ensure the long-term integrity of the wellbore such as (1) Avoiding cementing near the water injection layer, as the annular space would appear to buffer the mechanical action of the slip formation on casing; (2) High steel grade and thick casing should be used to give the casing sufficient strength and stiffness to resist formation stretching, compression and shear; (3) Sand control completion technology should be adopted in new well completions, and sand control technology should be supplemented in time to avoid formation weakening settlement after production wells are converted to water injection wells.

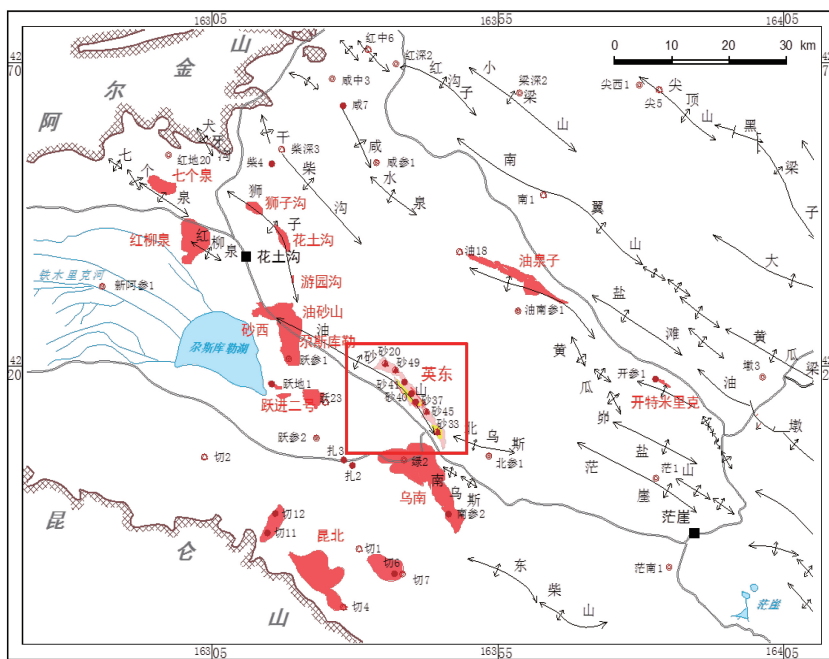
Keywords short-term water injection; casing damage; sand and mudstone interface; oil wells converted to injection wells; fluid-solid coupling

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.04.048

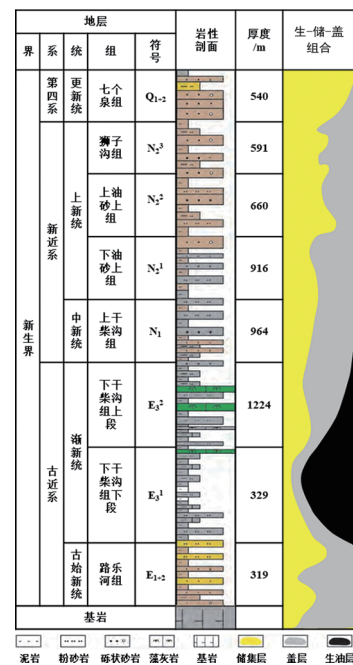
0 引言

英东地区位于青海省柴达木盆地西部茫崖坳陷区油砂山—英东构造带的东段，西邻尕斯油田，南接乌南油田，受周缘山系地质作用的影响，英东地区形成了冲断和扭动兼具的地质结构，地层中发育大量断层。

因此英东油田中断层的分布和产状是钻完井工程和开发工程的重要制约因素。英东油田主要含油气层为上油砂山组的砂泥岩互层、下油砂山组的砂泥岩互层和上干柴沟组泥岩层为主(图1)^[1]。英东一号为一断层复杂化的背斜构造油气藏，构造主体虽被断层切割但油藏未被破坏，具有埋藏浅、含油(气)井段长、油层厚



(a) 英东油田地理位置



(b) 英东油田地层柱状图^[1]

图1 英东油田地理位置及地层柱状图

Fig. 1 Geographic location and stratigraphic histogram of Yingdong Oilfield

度大、储层物性好、油气产量高、储量丰度大、试油产量高、油气分异明显的特点，纵向上具有多个油气单元。根据砂 37、砂 40 井等油气水分布关系，结合储、盖层组合特征，将上油砂山组(N22)油气藏划分为 12 个油层组，下油砂组(N21)油藏划分为 12 个油层组。根据英东油田 53 口套损井套管下深及套损位置可知套损主要发生于上油砂山组地层的开发过程中，因此本文主要针对位于上油砂山组地层及其注采工艺进行分析研究^[2]。

英东油田将部分采油井转为注水井进行注水开发后，短期内出现了大量套管损坏，影响到正常的注水和采油等作业，给油田造成了巨大的经济损失，其中采油井套损率为 2.46%，注水井套损率达 28.17%，且注水井套损情况有上升趋势。套损是一个影响因素众多、机理复杂的地质与工程问题，其影响因素包括地层界面、井间干扰、泥岩膨胀、断层和层理面错动、注水施工、地面下沉、水力压裂^[3-5]等多种工程和地质因素，众多学者通过实验、数值模拟等方法对套损方式和机理进行了研究^[5]。

疏松砂岩油藏注水开发会使得砂岩层孔压增高、地层弱化^[6]、地应力改变易发生变形并诱发滑移^[7-8]，同样夹杂于砂岩储层中的泥岩层也会遇水软化膨胀，

增加地层滑移、蠕变的概率^[9-12]，地层滑移、泥岩膨胀，砂岩变形、应力集中等都会诱发套管损坏^[13-15]，套管和水泥环的强度难以抵抗地层滑移产生的剪切力^[16-17]。根据套管的变形特征可将套损形式分为：弯曲、变形、错断；根据套管的破坏形式可将套损模式分为：挤压、剪切和拉伸破坏^[18-20]，由 40 臂井径规测井资料可知，英东油田套损形式如图 2 所示。现场亟需理论研究和问题分析方法对目前该区块的套损机理和防治技术开展研究，提出满足长期注采需要的套管强度设计依据，保证井筒的长期完整性状态。

1 套损特征及统计

上油砂山组地层发育多套盖层和储层，其中盖层岩性以棕黄、棕红色泥岩为主，储层为辫状三角洲前缘亚相沉积，岩性以中砂岩、细砂岩和粉砂岩为主，其中夹杂有薄泥层。相比于下油砂山组和干柴沟组，上油砂山组地层的孔隙发育最好，孔隙分布均匀且连通性较好。储集空间以原生粒间孔隙为主，所占比例为 81.5%，其次为溶蚀孔，所占比例为 15.5%，并发育少量裂隙孔，所占比例为 2.8%。根据英东油田 4 口井的上油砂山组地层井下岩心测试结果可知，上油砂

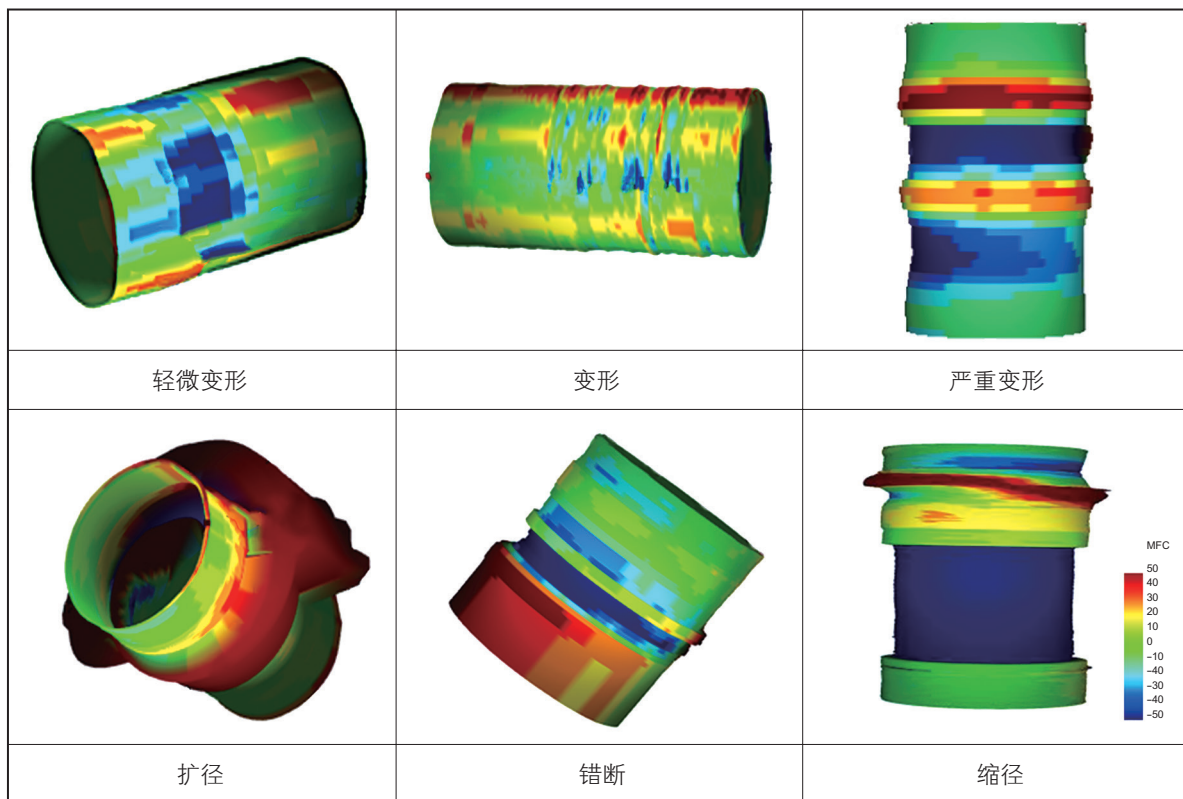


图 2 英东油田套管损坏形式

Fig. 2 Casing damage form in Yingdong Oilfield

山组砂岩储层的平均孔隙度为 15.54%，平均渗透率为 $48.42 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，属于高孔隙度高渗透率地层^[21]。

通过套损事件数与开发时间关系可知(图 3)，注水井套损发生频率随使用年限增加呈先上升后下降趋势，在开发 2.5 年时其套损事件数达到最高；采油井的套损事件数与使用年限没有明显规律，其主要套损事件发生于完井后半年内，后续每半年平均发生两起

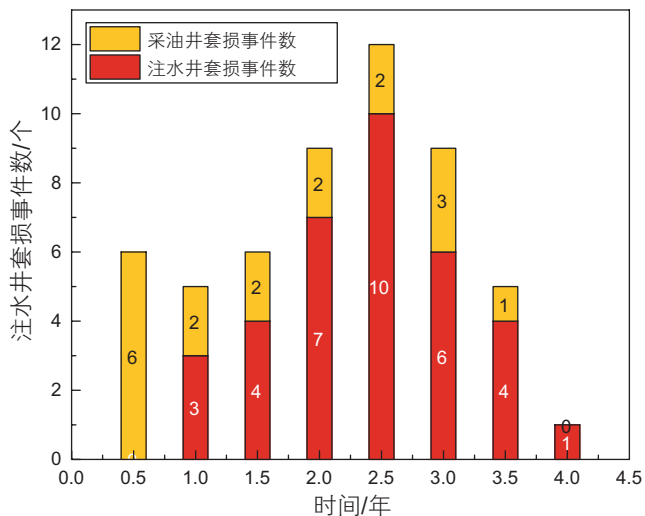


图 3 注水与采油时长对套损影响

Fig. 3 Effect of water injection and oil recovery time on casing damage

套损事件，可知采油井套损与后续开采施工关系较小，因此导致采油井套损的主控因素是完井施工和正常损耗。注水井套损则与注水开发工艺密切相关，套损事件集中发生于投入生产后 2~3 年间。

为理清英东地区经过短期注水引发大量套损的主控因素，对英东油田 20 口采油井和 33 口注水井的套损情况进行统计分析。为直观、系统的观察与统计套损与各影响因素之间的关系，以测、录井资料和英东区块断层分布图为基础，利用 Petrel 建立断层—岩性—射孔层位—套损位置关联的地质模型(图 4)。

基于岩屑录井资料和断层—岩性—射孔层位—套损位置关联的地质模型，建立岩性与套损相对位置关系，如图 5 所示。根据图 5 中所示套损位置、套损程度与地层岩性之间的关系统计其相关性。统计结果显示，英东油田套损事件主要发生于疏松砂岩储层段，随着砂岩在地层中所占比例降低，套损事件数也随之降低；扩径全部发生于疏松砂岩段，扭曲全部发生于砂泥互层段，穿孔全部发生于上部泥岩下部砂岩段，错断发生于纯砂岩或纯泥岩段，严重变形全部发生于含有疏松砂岩层的层段。

基于射孔深度数据，筛选在射孔段上下 10 m 范围内发生套损的事件，建立射孔与套损相对位置关系，如图 6 所示。根据图 6 中所示套损位置、套损程度与射孔位置之间的关系统计其相关性。统计结果显

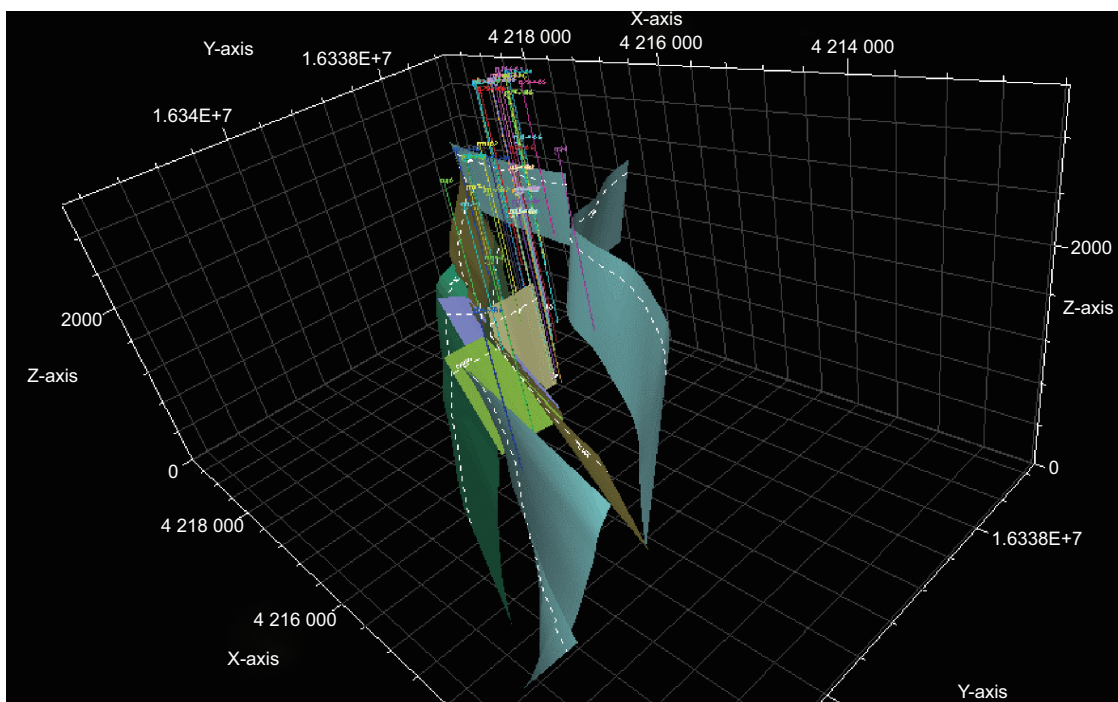


图 4 断层—岩性—射孔层位—套损位置关联的地质模型

Fig. 4 3D Geological Model associated with faults, lithology, perforation horizon and casing damage position

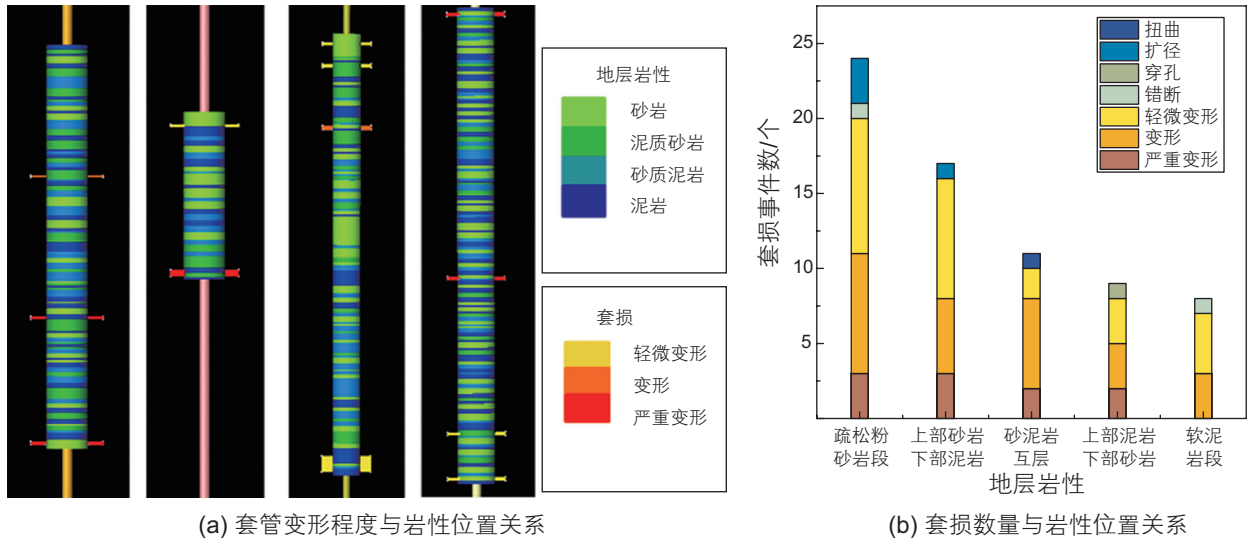


图 5 套管特征与不同岩性位置关系
 Fig. 5 Relationship between casing damage and formation lithology

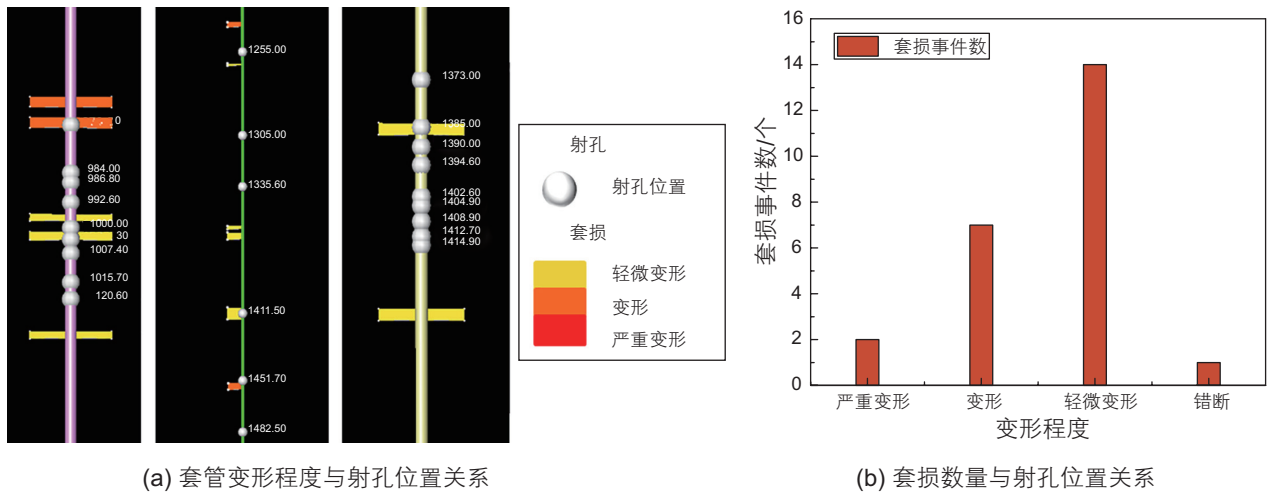


图 6 套损与射孔层位关联性
 Fig. 6 Relationship between sleeve damage and perforation horizon

示，与射孔相关的套管变形以轻微变形和变形为主，射孔导致的套管变形和弱化仅与个别严重变形和错断相关。射孔施工可导致射孔段套管强度弱化，随开发时间增加，相比于完整套管段会发生轻微变形，因此射孔不是英东油田短期注水开发后发生大量套损的主控因素。

基于三维地质模型，利用Petrel中的测量功能建立断层与套损相对位置关系，如图 7 所示，根据测量结果，将断层与套损相对位置关系分为穿过、邻近 (<100 m)、较近 (100~200 m)、较远 (>200 m) 4 类。统计结果显示，大部分套损发生于距离断层 100 m 以上的区域，穿过断层的套损事件数约占总套损事件数的 20%，由此可见断层附近相对复杂地应力场和经过

一定时间开发后断层发生的错动都会引起套管的变形损坏，因此钻井过程中应尽量避免井眼穿过断层；但 80% 的套损发生于距离断层较远的区域，因此断层控制区域以外的套损主控因素应是地层岩性。

由套损与开发时间、地层岩性、射孔位置、断层位置的统计结果可知，射孔井段与穿过断层的套管都会增加套损发生的概率，但在射孔井段和穿过断层的井段发生的套管变形以轻微变形为主，产生套损的原因不可避免的客观工程因素，例如射孔施工导致的套管强度下降以及断层附近由于复杂地质构造引起的复杂应力场等；客观工程因素导致的套损事件数应随开发时间的增加逐步增加，而英东油田套损集中于注水开发 2~3 年内，因此导致英东油田短期注水开

发发生大量套损的主控因素与高孔高渗的上油砂山组疏松砂岩储层和注水开发工艺密切相关。

2 疏松砂岩储层短期注水流固耦合模型

由上文统计分析可知,英东油田短期注水开发导致大量套损事件集中发生的主要受油田注水开发的影响,为明确高孔高渗疏松砂岩储层注水开发过程中的套损机理,基于钻井地质横剖面图(图8)建立注、采井二维有限元塑性模型,模拟地层在注水过程中的错动位移,地层材料层间界面的破坏采用考虑多孔介质的Mohr-Coulomb破坏准则。

岩石是由岩石骨架和孔隙及孔隙中流体三者组成

的多孔介质。岩石中流体能够承担部分压力,称为孔隙压力;岩石骨架承担的压力称为有效应力,目前多采用Biot有效应力。约定应力以拉力为正,孔隙压力以压力为正。Biot有效应力的表达式为:

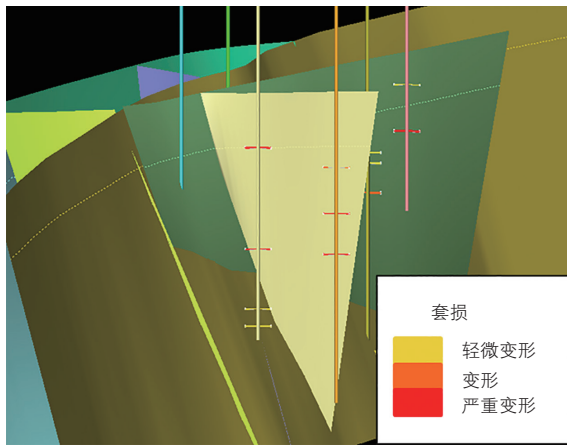
$$\sigma' = \sigma - \alpha p \tag{1}$$

式中, σ' 为有效应力; σ 为总应力; α 为Biot系数; p 为孔隙压力。

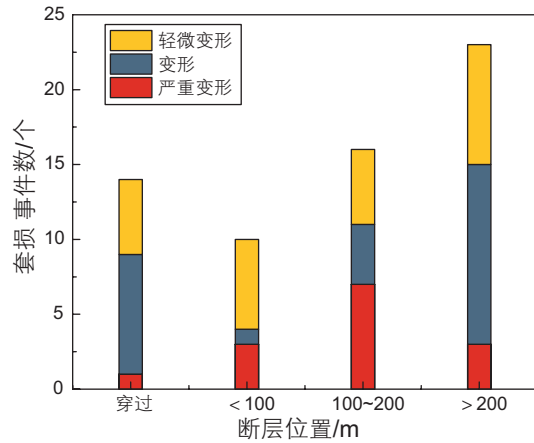
$$\alpha = 1 - \frac{C_r}{C_b} \tag{2}$$

式中, C_b 为岩石容积的压缩率; C_r 骨架的压缩率。Biot系数大于孔隙度,小于1。

岩石破坏一般表现为剪切破坏,适用于摩尔-库伦强度准则:



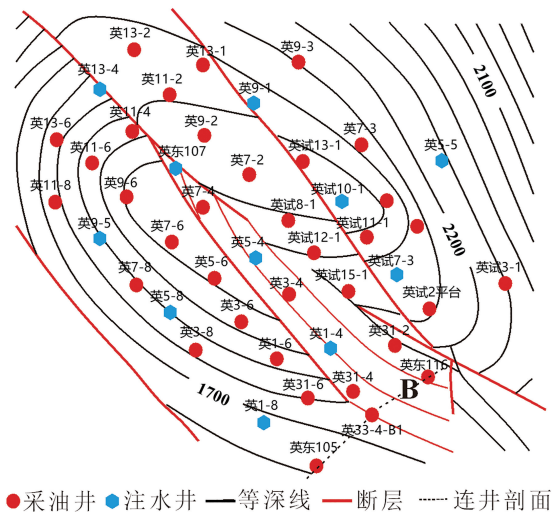
(a) 套管变形程度与断层位置关系



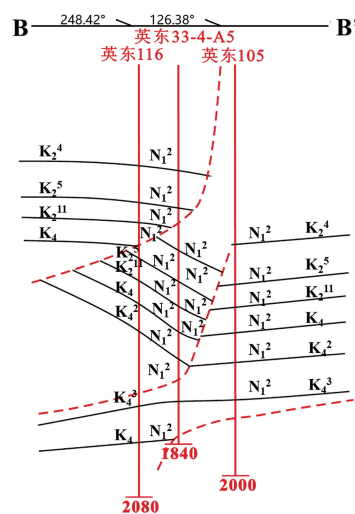
(b) 套损数量与断层位置关系

图7 套损与断层发育位置关系

Fig. 7 Relationship between casing damage and fault position



(a) 英东油田注采井网



(b) 钻井地质横剖面图

图8 注采井网及钻井地质横剖面图

Fig. 8 Injection-production well pattern and drilling geological cross section map

$$\tau = C + \sigma \cdot \tan \varphi \quad (3)$$

式中, τ 为剪应力; σ 为正应力, C 为黏聚力; φ 为内摩擦角。

油田地层及油水井力学参数如表 1 所示。模型中注水井与采油井的间距取 200 m, 地层厚度取 100 m, 包含两套泥岩、两套砂岩、上覆岩层和下覆岩层 6 个

岩性的地层。中间为注水井, 注水压力为 30 MPa; 左侧为采油井 1 号, 井底压力为 10 MPa; 右侧为采油井 2 号, 井底压力为 10 MPa。设计开采时间为 1000 天, 处于注水开发套损事件高发的 2~3 年之间, 注采地层的有限元模型如图 9 所示。

孔隙压力分布如图 10 所示。可知, 在注水开

表 1 油田地层及油水井力学参数

Table 1 Mechanical parameters of formation and oil-water well in oil field

结构名称	弹性模量/MPa	泊松比	内聚力/MPa	摩擦角/ $^{\circ}$	渗透系数/(m/s)	水体积模量/MPa	初始孔隙度	初始孔隙压力/MPa
砂岩	22 630	0.21	12	35	2.1×10^{-7}	2000	0.2	14
泥岩	2300	0.25	4.2	43	1.1×10^{-11}	2000	0.2	14

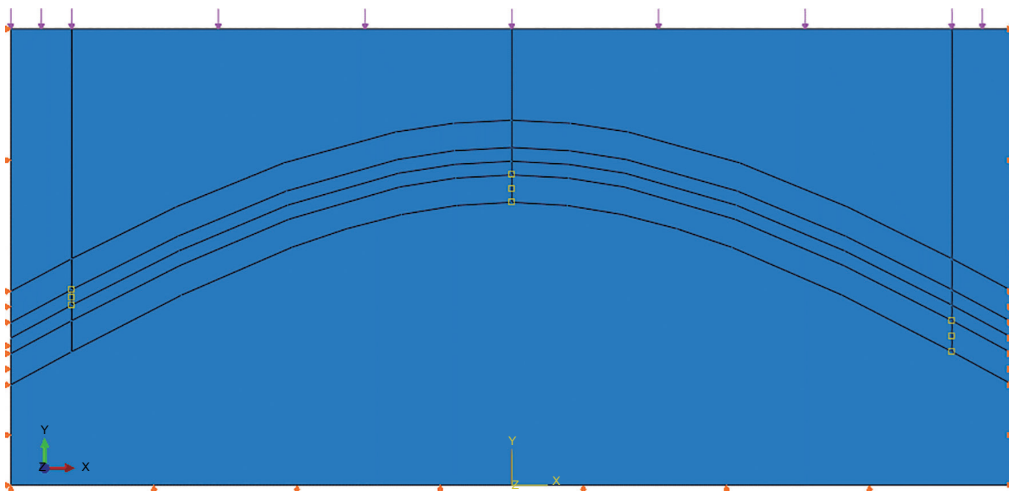


图 9 注采地层流固耦合有限元模型

Fig. 9 Finite element model of fluid-solid coupling in injection-production formation

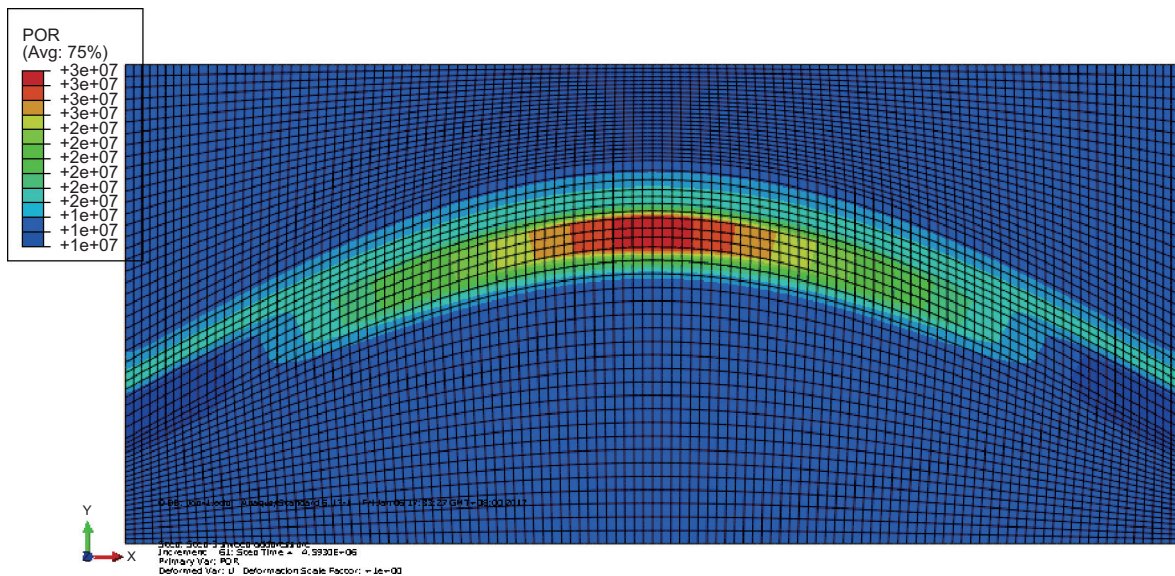


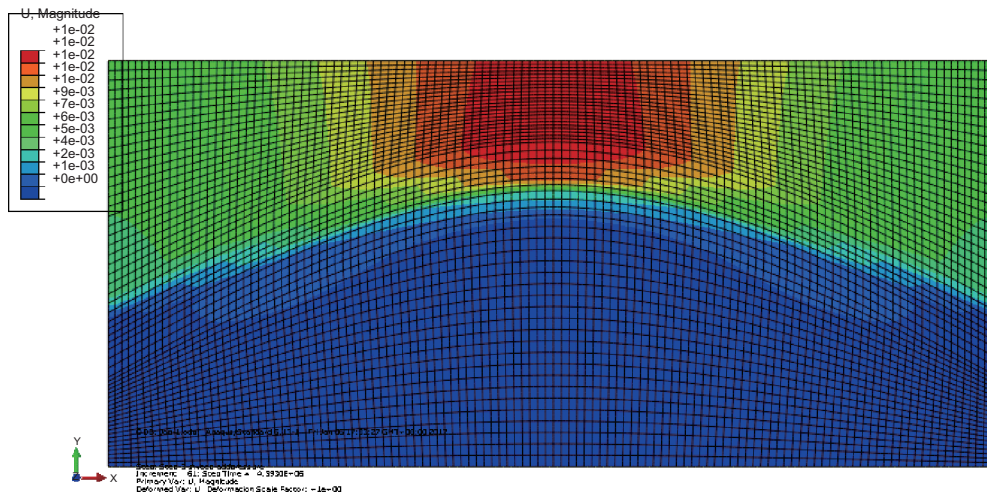
图 10 孔隙压力分布

Fig. 10 Pore pressure distribution

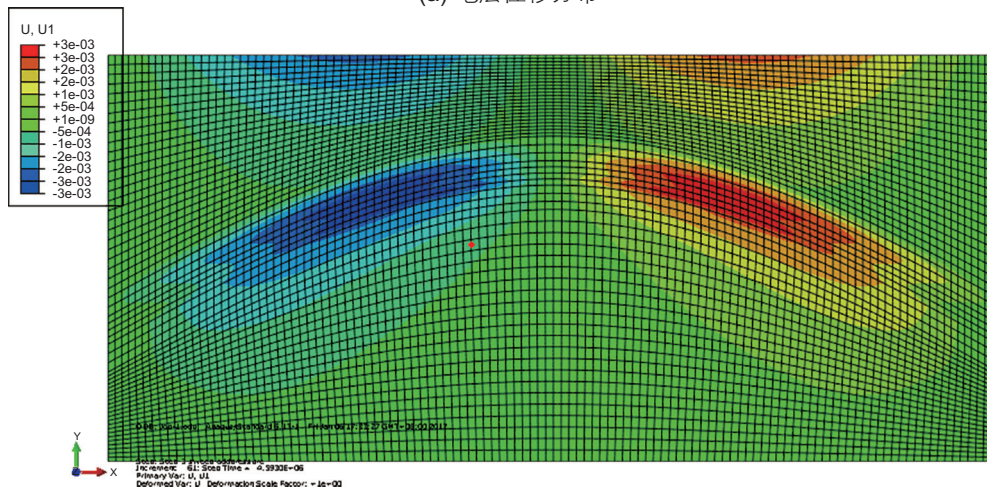
发后第 1000 天, 注水井附近孔隙压力由 14 MPa 升高到 30 MPa; 采油井附近孔隙压力由 14 MPa 降低到 10 MPa; 注水井与采油井之间的注采压差达到 20 MPa。注水井近井带孔隙压力显著升高, 与注水压

力相当, 比储层背景孔隙压力高 20 MPa。

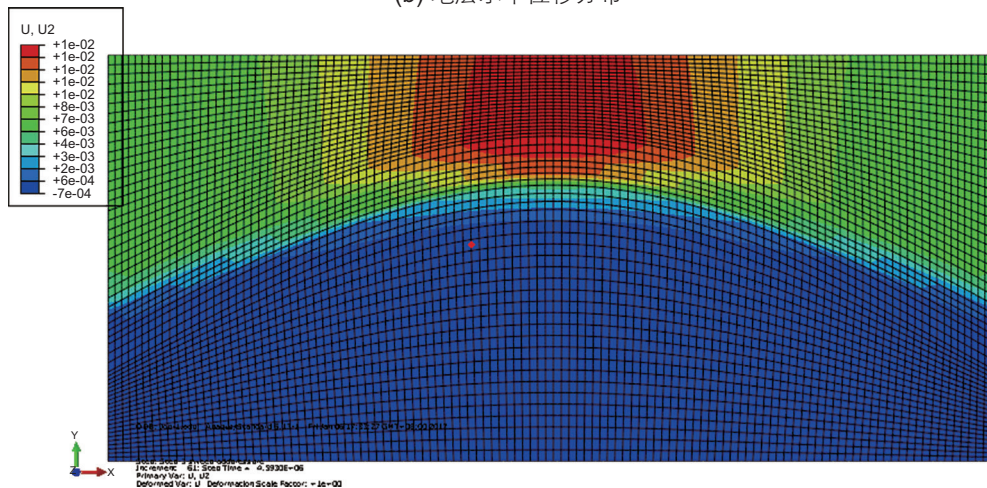
地层位移分布如图 11 所示。由图可知注水井近井带地层出现了较大位移, 以垂向位移为主, 最大垂向位移达 10 mm; 注水井与采油井之间地层的最大水平



(a) 地层位移分布



(b) 地层水平位移分布



(c) 地层垂向位移分布

图 11 地层位移分布

Fig. 11 Formation displacement distribution

位移达 3 mm。可知在注水开发过程中，疏松砂岩储层随孔隙流体压力升高，储层中砂岩颗粒的弹性势能释放，使得储层产生较大垂向位移，且越靠近盖层位移越大。地层水平位移较垂向位移较小，但考虑储层中夹杂多层泥岩，砂岩层的位移会导致地层滑移，进而引起套损。

地层等效应力和剪应力分布如图 12 所示。可知，地层最大等效应力为 20 MPa；最大剪应力为 2 MPa。上述应力状态力足以使砂泥岩界面破裂，从而引起地层滑移。

3 套损机理及防治对策

综上所述，英东油田短期注水开发出现大量套损机理可归为以下 3 种：

(1) 注水开发引起注水井近井带疏松砂岩地层孔隙

压力远大于储层原有孔隙压力，使得砂岩地层中矿物颗粒胶结弱化，岩层膨胀；同时砂岩储层中夹杂的泥岩层吸水软化膨胀，使得注水井近井带地层出现整体膨胀变形，作用于套管上体现为拉伸应力，长期作用会使套管产生变形、管壁变薄等套损形式。

(2) 砂泥岩层注水 2~3 年后，由于孔隙压力的非均匀分布，在砂泥界面会产生最大 2 MPa 的剪切应力，砂泥层会在上覆岩层的压力下发生蠕变和顺层滑移，在近井筒区域形成应力集中，作用于套管上体现为剪切应力和径向压应力，长期作用会使套管产生变形、缩径、错断等损坏形式。

(3) 英东油田注水开发多采用达不到采收率的采油井转为注水井的工艺，生产过程中大量出砂的采油井，会使得油井转注之后近井带砂岩地层弱化、地层沉降^[22]。采油井转为注水井后，在注入水作用下疏松砂岩地层弱化沉降作用集中出现，作用于套管上体现为压

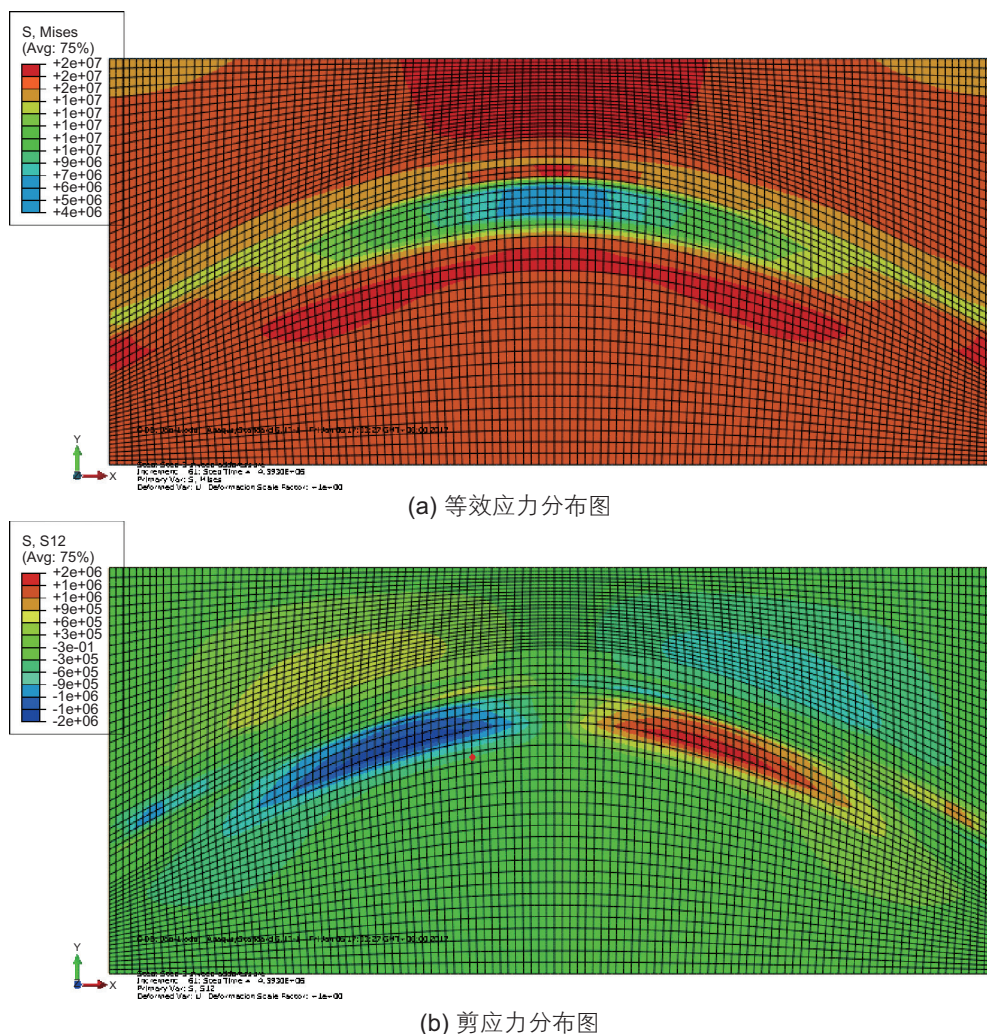


图 12 地层应力分布

Fig. 12 Formation stress distribution

应力,长期作用会使套管产生扩径、变形等损坏形式。

针对英东油田的套损机理提出了防治对策:

(1) 采取拟注水层段附近不注水泥固井工艺,利用环空间隙“缓冲”滑移地层对套管的力学作用。

(2) 使用高钢级、厚壁套管,使套管具有足够的强度和刚度抵抗地层拉伸、压缩和剪切作用。

(3) 新井完井应采用防砂完井工艺,计划转注的油井应及时补充防砂工艺,避免油井转注后发生地层弱化沉降现象。

4 结论

(1) 统计分析英东油田断层发育、岩性、射孔层位与套损特征的关联性,揭示出该区域短期注水时发生

套损的机理,发现引起套损的主控因素是注水开发工艺和地层岩性,严重变形、错断、扭曲等集中发生在疏松砂岩层和砂泥岩界面,与四十臂井径规测井抓图相吻合。

(2) 英东油田短期注水开发套损机理分为3种类型:①注水引起未出砂注水井近井带地层膨胀变形,产生沿井眼轴向拉应力;②砂泥发生顺层滑移和蠕变,在砂泥界面产生剪切应力,泥岩层产生沿井眼径向的压应力;③采油作业期间出砂量大的井转注后,近井带砂岩地层在注水期间弱化、沉降,产生沿井眼轴向的压应力。

(3) 短期注水套损防治对策应以预防为主,采用高钢级套管、油井补充防砂措施、拟注水层不固井等措施预防油井转注后发生大量套损。

参考文献

- [1] 马达德,陈琰,夏晓敏,等. 英东油田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2019, 40(01): 119-134. [MA D D, CHEN Y, XIA X M, et al. Reservoir formation conditions and key exploration & development technologies in Yingdong oilfield, Qaidam Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(01): 119-134.]
- [2] 张津宇. 柴达木盆地西部生储盖岩系构造演化与油气成藏特征[D]. 西北大学, 2016. [ZHANG J N. The characteristics of tectonic evolution and hydrocarbon accumulation in the Western Qaidam Basin[D]. Northwest University, 2016]
- [3] ZHANG F, DAMIANAC B, MAXWELL S, et al. Investigating hydraulic fracturing complexity in naturally fractured rock masses using fully coupled multiscale numerical modeling[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2019, 52: 5137-5160.
- [4] HOU B, CHANG Z, FU W, et al. Fracture initiation and propagation in a deep shale gas reservoir subject to an Alternating-Fluid-Injection Hydraulic-Fracturing Treatment[J]. SPE Journal, 2019, 24(04): 1839-1855.
- [5] VAZOURAS P, KARAMANOS S A, DAKOULAS P. Finite element analysis of buried steel pipelines under strike-slip fault displacements[J]. Soil Dynamics and Earthquake Engineering, 2010, 30(11): 1361-1376.
- [6] 张建国. 水侵对油井出砂的影响[J]. 石油钻探技术, 2001, (1): 45-47. [ZHANG J G. Effects of gas cut on sand production[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2001, (1): 45-47.]
- [7] CUI X, SONG Z, YUE B, et al. A mechanistic analysis of casing failure in oilfield produced by water flooding[J]. ACTA PETROLEI SINICA, 1993, 14(3): 93-101.
- [8] DANESHY A A. Impact of off-balance fracturing on borehole stability & casing failure[C]. Irvine, USA: SPE Western Regional Meeting, 2005.
- [9] 黄小兰, 杨春和, 刘建军, 等. 不同含水情况下的泥岩蠕变试验及其对油田套损影响研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2008, 27(S2): 3477-3482. [HUANG X L, YANG C H, LIU J J, et al. Experimental study on mudstone's creep behavior under different water contents and its effect on casing damage[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2008, 27(S2): 3477-3482.]
- [10] PAPAMICHOS E, BRIGNOLI M, SCHEI G. Compaction in soft weak rocks due to water flooding[C]. Trondheim, Norway: Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [11] 田杰, 刘先贵, 尚根华. 基于流固耦合理论的套损力学机理分析[J]. 水动力学研究与进展, 2005, 20(2): 221-225. [TIAN J, LIU X G, SHANG G H. Casing damage mechanism based on theory of fluid-solid coupling flow through underground rock[J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2005, 20(2): 221-225.]
- [12] 代立强. 注水导致套管损坏机理及力学模型研究[D]. 中国科学院研究生院, 2003. [DAI L Q. Theory of the mechanism of oilwell casing collapse caused by injecting water and its mechanical models[D]. Chinese Academy of Sciences, 2003.]
- [13] GUO L, ZHANG Y, WANG L. Research on effect of water injection pressure on casing failure in Pubei oilfield[J]. SINO-GLOBAL ENERGY, 2012, 17(9): 51-54.
- [14] 张志全, 游园, 何永明, 等. 注水开发引起泥岩层套管损坏机理研究[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(5): 101-104. [ZHANG Z Q, YOU Y, HE Y M, et al. Mechanism study on casing failure of mudstone layers caused by waterflooding development[J]. Oil Drilling &

- Production Technology, 2009, 31(5): 101-104.]
- [15] 崔孝秉, 岳伯谦, 罗维东, 等. 注水油田套管损坏区套管损坏预测法[J]. 石油大学学报, 1994, 18(1): 50-55. [CUI X B, YUE B Q, LUO W D, et al. A predictive method for casing damage wells of oilfield with-water-injection[J]. Journal of China University of Petroleum, 1994, 18(1): 50-55.]
- [16] MAURICE B D, MICHAEL S B, JOHN B. Casing shear: causes, cases and cures[C]. Beijing: SPE International Conference and Exhibition, 1998.
- [17] 王仲茂, 李文阳. 油田注水开发区套管变形机理及预防[J]. 石油钻采工艺, 1989, (2): 11-22. [WANG Z M, LI W Y. Deformation mechanism and prevention of casing damage caused by oil field water injection in development zone[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1989, (2): 11-22.]
- [18] 刁顺, 杨春和, 刘建军, 等. 渗流诱发套损机制与数值计算[J]. 岩土力学, 2008, 29(2): 327-332. [DIAO S, YANG C H, LIU J J, et al. Mechanism of seepage induced casing damage and numerical simulation[J]. Rock and Soil Mechanics, 2008, 29(2): 327-332]
- [19] 尹中民, 武强, 刘建军, 等. 注水井泄压对井壁围岩应力场的影响[J]. 岩土力学, 2004, 25(3): 363-368. [YIN Z M, WU Q, LIU J J, et al. Numerical simulation of geo-stress distribution during injecting well blowout[J]. Rock and Soil Mechanics, 2004, 25(3): 363-368.]
- [20] 崔孝秉, 宋治, 岳伯谦, 等. 注水开发油田套管损坏的机理研究[J]. 石油学报, 1993, 14(3): 93-101. [CUI X B, SONG Z, YUE B Q, et al. A mechanistic analysis of casing failure in oilfield produced by water flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 1993, 14(3): 93-101.]
- [21] 黄叶秋. 英东地区沉积储层特征及主控因素分析[D]. 中国石油大学(华东), 2015. [HUANG Y Q. Sedimentary reservoir characteristics and main control factors analysis in YingDong area[D]. China University of Petroleum, 2015.]
- [22] 刘先珊, 许明. 基于三维流-固耦合模型的油井出砂微观机制研究[J]. 岩土力学, 2013(8): 2363-2370. [LIU X S, XU M. Research on micromechanism of sand production in oil well based on 3 dimensional coupled fluid-solid model[J]. Rock and Soil Mechanics, 2013, (8): 2363-2370.]

(责任编辑 李世远 编辑 马桂霞)

更正声明

本刊 2020 年第 5 卷第 3 期《王焱钊, 侯冰, 张鲲鹏, 等. 碳酸盐岩储层酸压室内真三轴物理模拟实验. 2020, 05(03): 412-419》中, 通信作者的邮箱更正为: binghou@vip.163.com。