

超深致密砂岩储层水敏伤害机理研究

——以塔里木盆地侏罗系阿合组为例

刘一麟¹ 赵 峰¹ 袁泽波² 李佳妮² 符彩燕¹

1. 西南石油大学地球科学与技术学院，成都；

2. 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司实验检测研究院，库尔勒

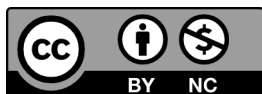
摘 要 | 超深致密砂岩气藏储层因富含黏土矿物、孔喉细微、孔隙结构复杂及亲水性强等，极易发生水敏损害，行业标准方法难以真实评价储层水敏伤害程度与机理，无法有效指导钻完井及增产工程设计。本次研究以塔里木盆地侏罗系阿合组超深致密砂岩气藏为对象，针对储层真实条件，构建了可真实模拟超深致密砂岩储层条件的高温高压水敏性评价实验装置，建立了实验评价方法，在此基础上开展了塔里木盆地超深致密砂岩真实储层高温高压环境下水敏评价，结合扫描电镜、核磁共振、高压压汞等分析手段来进行水敏伤害机理表征。研究结果表明，储层水敏指数介于0.59~0.86，随着温度和压力的升高呈现出中等偏强至强水敏特征，在180℃恒定温度下，实验中不同压力（80MPa、120MPa、140MPa）对水敏伤害程度影响差异较小；而在140MPa恒压下，不同温度（100℃、140℃、180℃）对水敏伤害的影响则呈现显著差异，揭示了温压耦合效应中温度占据主导地位。高温高压环境下水敏损害机制主要表现为：黏土矿物水化膨胀加剧、表面水化膜增厚、有效渗流通道半径进一步减小以及微粒迁移与溶解—沉淀反应增强。因此，在后续实际工程中需要严格控制入井流体矿化度和温度，研发适配高温高压储层的黏土稳定剂，以保障超深致密砂岩气藏的高效开发。

关键词 | 塔里木盆地；超深层；致密砂岩；高温高压；水敏；伤害机理

Copyright © 2025 by authorx (s) and SciScan Publishing Limited

This article is licensed under a [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>



近年来，全球范围内深层—超深层油气勘探活动呈现出高度活跃态势，目前已成功完钻垂深超过8000m的钻井数已逾453口，其油气储量累计超过 40×10^8 t油当量^[1-2]。我国在深层—超深层油气勘探领域一直处于领先地位，勘探活动频繁且成果丰硕。据估算，我国埋深大于8000m的地层剩余油气资源量高达 176×10^8 t油当量，占全国剩余油气资源总量的33%。由此可见，我国深

层—超深层油气勘探领域蕴含着极大潜力，未来发展前景广阔^[3-4]。塔里木盆地侏罗系阿合组储层作为重要的产气层系，尤其在库车坳陷等地区展现出巨大的资源和开发潜力。然而，储层埋藏深、地层温压条件高（温度230℃、压力140MPa），且基质致密、孔喉结构复杂、黏土矿物含量较高的特点使得常规评价开发手段具有局限性。在早期开发中，部分井依据常规水敏评价结果选用

通讯作者：赵峰，西南石油大学地球科学与技术学院副教授，研究方向：非常规储层（页岩油气、致密砂岩气、致密油等）地质学、储集层伤害机理评价技术、储层保护技术等。

文章引用：刘一麟，赵峰，袁泽波，等. 超深致密砂岩储层水敏伤害机理研究——以塔里木盆地侏罗系阿合组为例[J]. 环境与资源，2025，7（2）：328–338.

<https://doi.org/10.35534/er.0702028>

KCL聚合物钻井液体系，导致产能普遍低于预期，揭示了常规水敏评价方法并不适用于超深致密砂岩储层。究其原因，现存实验装置无法模拟真实地层高温高压条件，导致高温高压水敏伤害机理无法深入研究，评价结果缺乏指导意义^[5-7]。

表1汇总了当前行业内超深储层实验仪器的性能参数及评价结果，显示现有设备均无法满足高温高压实验需求，导致水敏评价结果存在以下问题：（1）未考虑储层真实应力状态对微纳米孔喉结构的影响，上覆岩层压力与孔隙压力作用下的有效应力变化会显著改变孔喉结构从而影响渗透率，进而影响水敏效应^[17-19]。（2）温度

条件的不足难以反映其对储层产生的物理化学效应，温度升高会降低流体粘度、改变离子活性、影响黏土矿物水化膨胀—运移过程、加速胶结物溶解、促进新矿物沉淀，形成一系列水敏耦合效应来改变储层的伤害机理和程度^[20-21]。（3）高压条件的缺陷可能掩盖由毛管力主导的自吸伤害机制，在注入一定矿化度流体时，致密砂岩巨大的毛管力会引发自吸现象，使水相自发地吸入岩石深部，引起更广泛的水敏伤害^[22-24]。

基于现存问题，本次研究系统开展超深高温高压储层水敏伤害实验，旨在建立高温高压下超深致密储层水敏伤害评价方法，明确其伤害机理。

表 1 前期超深致密砂岩储层仪器及评价结果调研^[8-16]

Table 1 Investigation of instruments and evaluation results for early-stage ultra-deep tight sandstone reservoirs^[8-16]

序号	仪器及设备参数	实验温压条件	水敏损害指数	水敏损害程度	参考文献来源
1	高温高压岩心流动实验仪（≤ 150℃、0 ~ 30MPa）	120℃、15MPa	0.55	中等偏强	李皋，2021
2	Core Flooding System（≤ 180℃、0 ~ 25MPa）	135℃、25MPa	0.63	中等偏强	Liu，2019
3	多功能岩心损害评价系统（≤ 150℃、0 ~ 50MPa）	110℃、20MPa	0.45	中等偏弱	王永强，2019
4	Core Flooding Apparatus（≤ 150℃、0 ~ 70MPa）	127℃、34MPa	0.70	中等偏强	Bennion，2005
5	高温压动态损害评价系统（≤ 150℃、0 ~ 40MPa）	150℃、35MPa	0.72	强	张烈辉，2022
6	Fines Migration Apparatus（≤ 160℃、0 ~ 70MPa）	95℃、30MPa	0.45	中等偏弱	You，2017
7	恒速恒压+双容器岩心夹持器（≤ 130℃、0 ~ 50MPa）	130℃、45MPa	0.68	中等偏强	徐鹏，2017
8	Core Flooding System（≤ 180℃、0 ~ 70MPa）	160℃、50MPa	0.85	强	Otaibi，2018
9	全自动岩心驱替装置（≤ 100℃、0 ~ 30MPa）	100℃、30MPa	0.30	弱	徐怀，2020

1 区域地质背景

库车坳陷为古生代被动大陆边缘基础上发育起来的库中—新生代叠合前陆盆地，其构造格局主要受燕山期与喜马拉雅期两阶段构造事件控制。燕山运动引发北部天山隆升及向南挤压，形成北倾逆断层；喜马拉雅运动使断裂再度活跃，最终塑造出天山山前大型逆冲褶皱带及

“四带三凹”的构造格局。本次研究区位于东秋里塔格背斜带—迪北斜坡构造段，目的层下侏罗系阿合组为一套辫状河三角洲平原亚相灰白色中—粗砂岩，夹细砾岩、砂砾岩，如图1所示，与下伏三叠系为整合或平行不整合接触，沉积厚度北厚南薄，呈现向南部前缘斜坡的超覆特征，南部斜坡因中侏罗世后构造抬升缺失上侏罗统沉积。

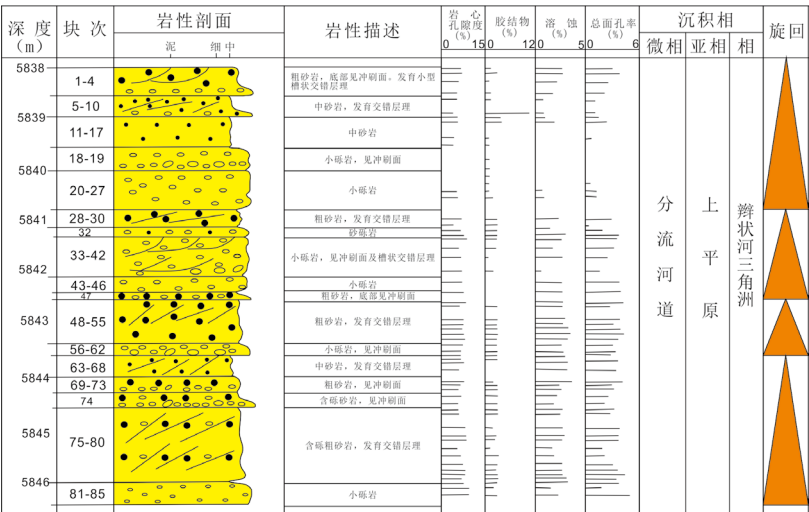


图 1 迪北501井岩性沉积储层综合柱状图

Figure 1 Comprehensive columnar diagram of lithology, sedimentation and reservoir for Well Dibe-50

侏罗系阿合组储层具有典型的超深、高温高压、特低孔超低渗特征：地层温度约165℃，地层压力系数约1.7，对应井深压力约103MPa；储层孔隙度主要分布在2.09%~7.33%之间，平均为5.26%；渗透率分布在

0.01mD~2.27mD之间，平均为0.5mD。岩石类型以岩屑砂岩和长石岩屑砂岩为主，储集空间主要为粒间孔、长石、岩屑粒内溶孔及微孔隙，可见少量微裂缝，其主要的孔隙组合为残余原生粒间孔—溶蚀孔，如图2所示。

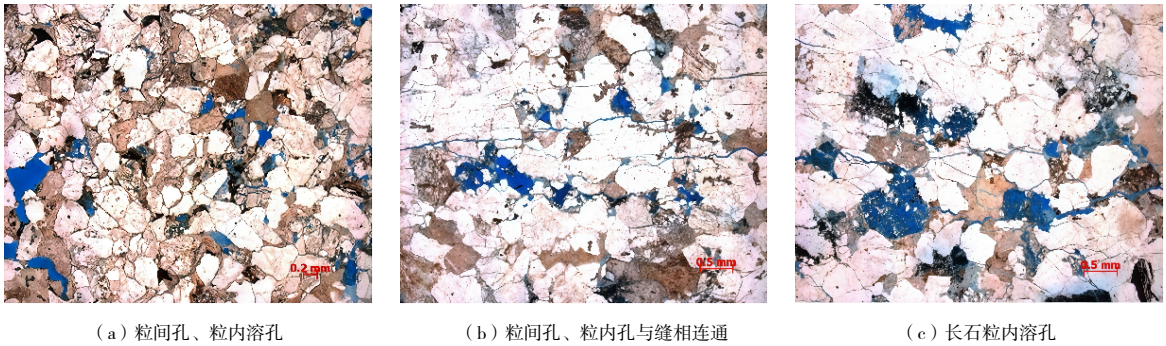


图 2 阿合组储层储集空间类型
Figure 2 Types of reservoir space in the Ahe Formation

2 样品与实验方法

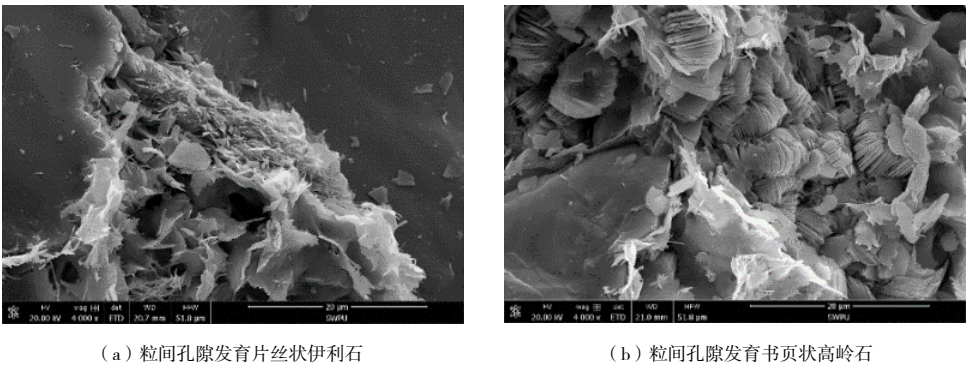
2.1 实验岩心物性与矿物组分

基于研究目的，对6块实验岩心进行基础物性和XRD黏土矿物含量测试分析，物性及黏土矿物相对含量参数如表2所示。阿合组储层黏土矿物以伊利石和伊/蒙有序

间层矿物为主，含有一定量的高岭石和少量绿泥石。黏土矿物微观特征为伊利石多呈毛发状、丝缕状搭桥于粒间孔中，伊/蒙混层矿物常呈衬垫式、片式覆盖于颗粒表面，高岭石则主要以“书页”状集合体形式充填于粒间孔，这些黏土矿物的产状及其在孔喉处的富集，构成了水敏损害的物质基础，如图3所示。

表 2 阿合组实验岩心基础物性与黏土矿物特征
Table 2 Basic physical properties and clay mineral characteristics of experimental cores from the Ahe Formation

样号	孔隙度 (%)	克氏渗透率 (mD)	气测渗透率 (mD)	黏土矿物质量 (%)	相对含量 (%)			
					伊 / 蒙混层	伊利石	高岭石	绿泥石
1	3.48	0.0400	0.0610	17.6	24	66	9	1
2	3.53	0.0310	0.0490	18.2	22	66	10	2
3	2.44	0.0460	0.0630	16.7	39	53	5	3
4	7.15	0.0001	0.0004	16.9	24	60	12	4
5	6.22	0.0004	0.0007	18.4	23	66	9	2
6	7.25	0.0002	0.0003	18.9	22	65	10	3
平均值	5.01	0.0196	0.0290	17.8	26	63	9	2



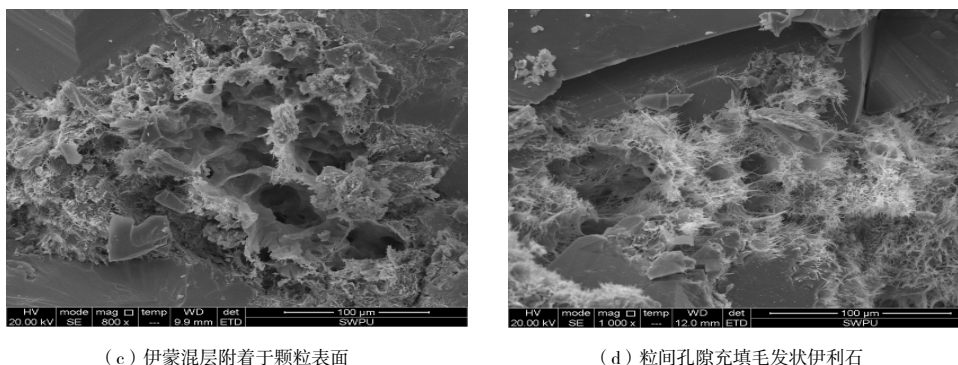


图 3 阿合组致密砂岩黏土矿物微观特征

Figure 3 Microscopic characteristics of clay minerals in tight sandstone from the Ahe Formation

2.2 高温高压水敏实验装置

针对行业内超深储层实验仪器的不足，自主提出了高温高压储层伤害评价实验仪器设计思路^[24-32]；重点针对实验设备的温控、压力（最高230℃、140MPa）系统进行设计和制备，在此基础上形成了满足超深层高温高压条件下储层伤害评价的实验装置，为本次超深高温高

压致密储层水敏伤害评价方法建立提供支撑。高温高压储层伤害实验装置依据达西定律，模拟塔里木盆地侏罗系阿合组超深致密储层温度、压力条件，评价储层岩心与不同矿化度盐水接触前后的岩心渗透率变化特征。实验装置由注入系统、模型系统、回压控制系统、计量系统、流程管汇系统、数据采集系统等组成。实验装置示意图如图4所示。

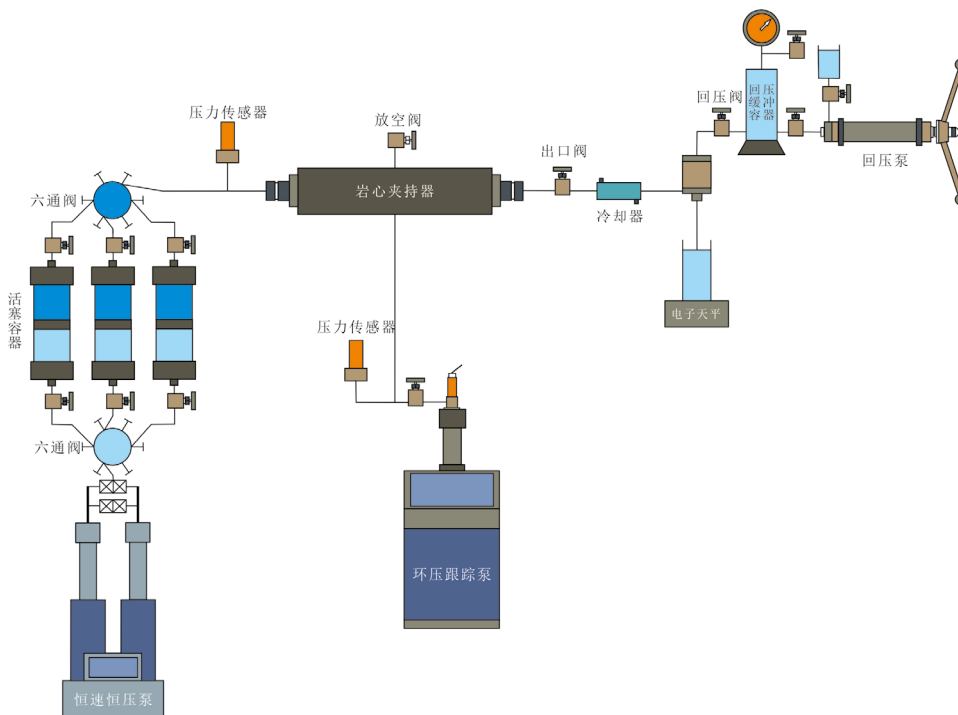


图 4 高温高压储层实验装置

Figure 4 Experimental apparatus for high-temperature and high-pressure reservoirs

2.3 高温高压水敏实验方案

根据对塔里木盆地库车坳陷迪北区块多口井地层水样的离子色谱分析，精确配制了相同组分及矿化度的模

拟地层水，总矿化度为37320 mg/L，水型为NaHCO₃型，具体离子组成及浓度如表3所示。水敏实验所用流体序列为：模拟地层水→1/2矿化度地层水→蒸馏水。

表3 阿合组地层水离子成分及矿化度统计结果

Table 3 Statistical results of ionic composition and salinity of formation water in the Ahe Formation

层位	取样井段 (m)	阳离子含量 (mg/L)						阴离子含量 (mg/L)			总矿化度 (mg/L)	水型
		Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	Sr ²⁺	Ba ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
J1a	6061.5 ~ 6063.4	112	16	9714	6296	102	221	19000	9	1848	37320	NaHCO ₃

水敏性评价实验程序：（1）实验岩心洗盐，烘干，称重，测定岩心气测渗透率与孔隙度；（2）抽真空饱和模拟地层水，保持实验过程中围压始终高于回压10MPa，以此精确模拟储层真实应力状态，再以低流速驱替测试实验岩心渗透率K地层水；（3）低流速驱替次一级矿化度流体3~5倍岩心孔隙体积，在一定温度压力条件下反应24h，测试实验岩心渗透率K1/2地层水；（4）将实验流体更换为蒸馏水，重复步骤（3），获取岩心渗透率K蒸馏水；（5）根据公式：

$$D_{wm} = \frac{|K_r - K_i|}{K_i} \times 100\%$$

式中： D_{wm} 为不同矿化度流体对应的水敏伤害率，%； K_i 为初始渗透率，mD； K_r 为不同矿化度流体对应岩样渗透率，mD。

以此公式来计算水敏伤害率；（6）水敏实验后采用场发射扫描电镜、核磁共振等手段，明确实验后岩心孔喉分布及微观结构特征。

实验过程中一直保持实验装置的高温高压条件，以规避前期温压条件不足的影响。为了明确不同温

度、压力条件下储层水敏伤害程度变化特征，本次研究分别开展定温度、不同孔隙压力（180℃，80、120、140MPa），以及定孔隙压力、不同温度（140MPa、100、140、180℃）水敏实验评价；为了对比不同温压条件下水敏伤害程度，本次研究采用同一位置钻取的岩心进行实验，便于实验结果的对比分析。

3 高温高压下水敏结果

采用自研的高温高压储层水敏实验装置后的水敏评价结果如表4所示。数据显示，阿合组致密砂岩储层在模拟高温高压地层条件下表现出中等偏强一强的水敏性。实验初始渗透率K地层水极低，范围在0.001mD~0.18mD之间，平均为0.07mD。当流体矿化度降至1/2时，所有岩样渗透率均出现显著下降，损害率（Dw1）介于53.4%~55.3%之间，平均为54.2%。当最终注入并反应蒸馏水后，渗透率降至最低值，损害率（Dw2）大幅升高至84%~85.7%，平均为84.9%。最终计算得到的水敏指数分布于0.59~0.86之间，平均值为0.75。

表4 阿合组储层水敏损害实验评价结果

Table 4 Experimental evaluation results of water sensitivity damage in the Ahe Formation reservoir

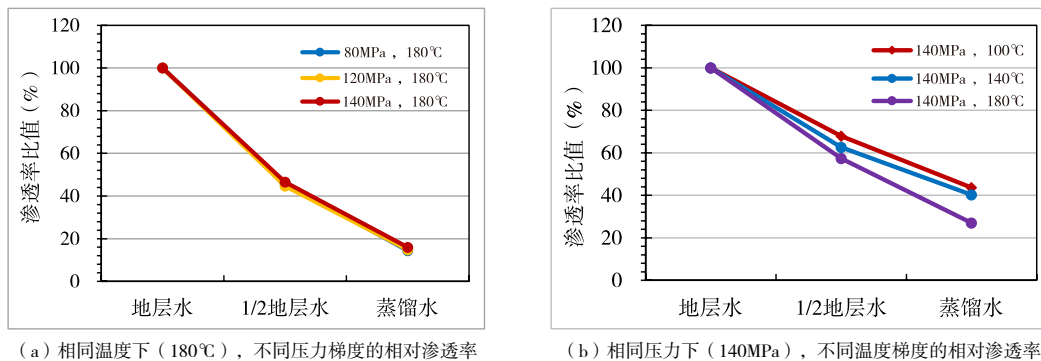
样号	K 地层水 (mD)	K1/2 地层水 (mD)	K 蒸馏水 (mD)	Dw (%)	Sc (mg · L ⁻¹)	损害评价	实验温压
1	0.1784	0.0830	0.0285	84.02	19400	强	80MPa, 180℃
2	0.1084	0.0484	0.0161	85.09	19900	强	120MPa, 180℃
3	0.1038	0.0478	0.0149	85.97	19600	强	140MPa, 180℃
4	0.0021	0.0013	0.0008	59.26	14700	中等偏强	100℃, 140MPa
5	0.0018	0.0011	0.0005	66.38	12700	中等偏强	140℃, 140MPa
6	0.0017	0.0011	0.0004	73.00	16500	强	180℃, 140MPa

注：Kn 为流体反应后岩心渗透率，mD；Dw 为水敏损害率，%；Sc 为临界矿化度，mg/L。

图5展示了该6个典型岩样在不同矿化度流体驱替过程中的相对渗透率（ K_i/K 地层水）变化曲线。可以清晰地看到，随着注入流体矿化度的降低，相对渗透率呈现阶梯式显著下降，且在蒸馏水阶段达到最低点。整个驱替过程中，渗透率下降趋势明显，且后期恢复困难，表明损害具有显著的不可逆性。

并且通过对比定温度与定压力的水敏实验分析得出：在定温度（180℃）下，80MPa和120MPa条件实验后

水敏损害率相差1.07%、80MPa和140MPa下损害率相差1.95%、120MPa和140MPa下损害率仅相差0.88%，且三条相对渗透率曲线分布集中，证明压力对于储层水敏损害影响较小；而在定压力（140MPa）下，100℃和140℃条件实验后水敏损害率相差7.12%、100℃和180℃下损害率相差13.84%、140℃和180℃下损害率相差6.62%，差异较大，且定压力条件下三条曲线分布较为分散，也说明温度在阿合组储层水敏损害中更占主导。



(a) 相同温度下 (180℃), 不同压力梯度的相对渗透率

(b) 相同压力下 (140MPa), 不同温度梯度的相对渗透率

图 5 阿合组储层水敏损害渗透率比值变化曲线

Figure 5 Variation curve of permeability ratio for water sensitivity damage in the Ahe Formation reservoir

4 高温高压下水敏损害机理探讨

4.1 黏土矿物的水化膨胀、分散与运移

黏土矿物在不同矿化度流体和不同温压条件耦合作用下发生的物理化学效应,是导致储层渗流通道受损的关键因素,其水敏损害后的微观特征具体表现为以下方面。

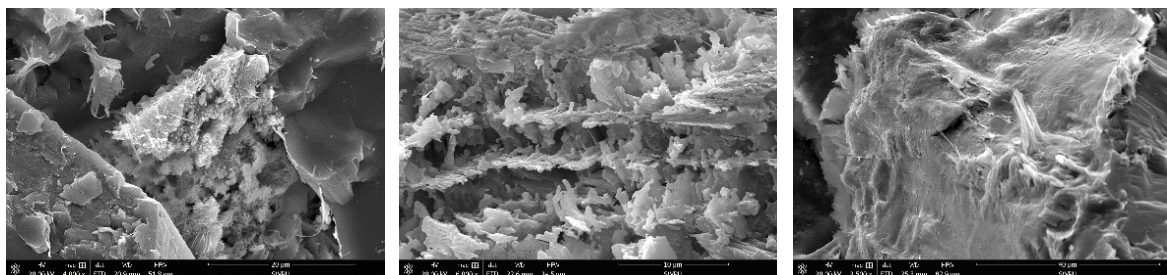
(1) 伊/蒙混层矿物的水化膨胀与凝胶化堵塞。伊/蒙混层矿物具有极强的阳离子交换容量和吸水膨胀性,高温加速离子交换并促进水分子进入晶层^[33],引发显著体积膨胀,不仅直接堵塞粒间孔与喉道,其产生的膨胀压力更在外部围压下挤压石英、长石等刚性颗粒,诱发微裂缝生成或弱化颗粒间胶结。在140MPa、80℃条件实验后观察到伊/蒙混层矿物集合体边缘因水化而呈现“花瓣状”舒展,体积明显增大;随着温度升至140℃后结构趋于松散蓬松,挤压并侵占相邻粒间孔隙空间;当温度达到180℃,形成一种无定形“凝胶状”形态,具有极强的可塑性及封堵能力,充填并密封关键渗流喉道(图6, a-c)。

(2) 伊利石的形态失稳、脆性断裂弯折与迁移桥堵。伊利石常以毛发状、丝缕状形态桥接于孔喉中,比表面积巨大。高温弱化晶束结构间的结合力,在流体冲刷下易分散、破碎成迁移性更强的微细碎片^[34]。在140MPa条件下,强烈的流体冲刷力使其原本作为孔隙

“桥梁”的纤细、脆性颗粒首先发生物理弯折,随着温度升高,脆性结构无法维持形态完整性导致从基座上发生脆性断裂;温度升至180℃时,大量破碎的伊利石碎片在流体携带下迁移,最终在狭窄喉道处重新堆积、交织成网,形成高效的机械堵塞,少量颗粒附着于碎屑颗粒表面(图6, d-f)。

(3) 高岭石集合体的分散解体、板片迁移与物理封堵。独特的“书页”状集合体构造在地层水矿化度骤降时,表面双电层斥力增大,致使高岭石集合体从边缘开始剥理解体,分散成大量独立的、更细小的板片状晶体。随着实验温度升高所提供的能量降低了分散所需的活化能,使高岭石更易脱落和迁移。在140MPa、180℃条件实验后观察到大量分散的、单个的板状高岭石晶体,少量附着在碎屑颗粒表面,在孔喉中形成有效的物理堵塞,极大降低了储层的有效渗透率(图6, g-i)。

综上所述,在高温高压条件下的水敏实验中,三种主要矿物对储层的损害模式既有区别又相互促进:(1)伊/蒙混层主要通过水化膨胀机制直接减少孔隙空间;(2)伊利石主要通过机械破碎与运移堵塞部分喉道;(3)高岭石主要通过分散与运移提供堵塞物来源。最终,在镜下观察到的是一个复合伤害的微观场景:膨胀的伊/蒙混层占据了大部分孔隙体积,破碎的伊利石和分散的高岭石微粒填充在剩余的孔隙和喉道中,形成复杂的堵塞网,从而导致渗透率下降。



(a) 80℃下颗粒呈“花瓣状”

(b) 120℃结构整体“膨松化”

(c) 180℃下形成“凝胶状”外观

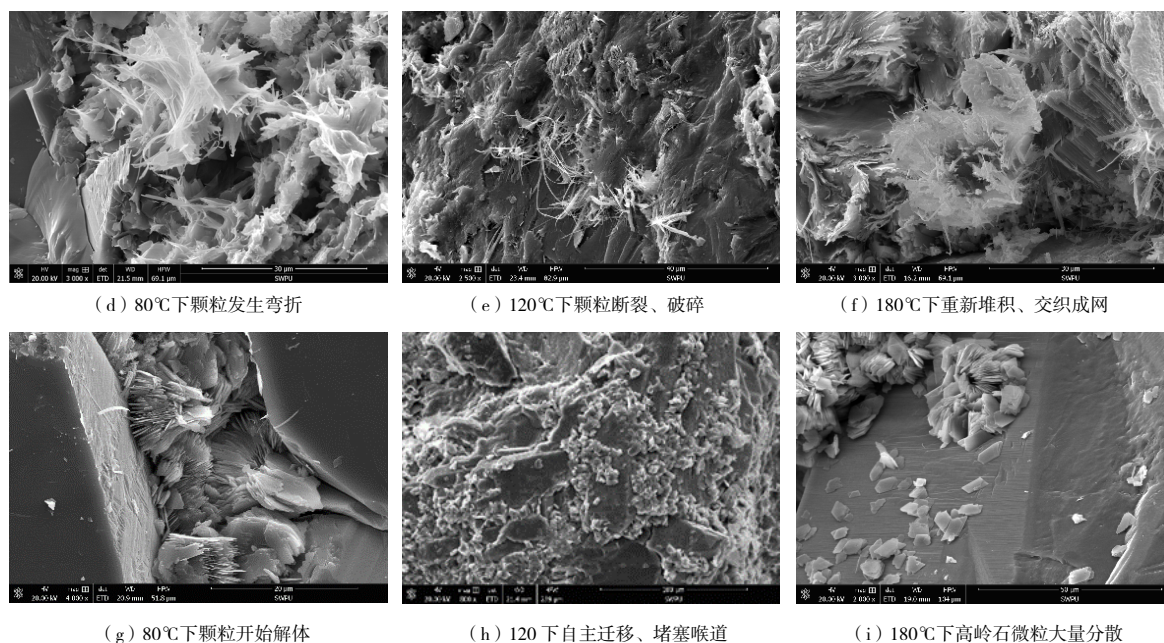


图6 阿合组致密砂岩水敏不同温压实验微观黏土矿物对比

Figure 6 Comparison of microscopic clay minerals from water sensitivity experiments under different temperature and pressure conditions for Ahe Formation tight sandstone

4.2 水化膜增厚效应

水化膜增厚效应是黏土矿物水敏损害的核心物理化学机理之一：当外来流体的矿化度低于地层水时，黏土矿物表面吸附水分子导致水化膜厚度增加^[35-36]。黏土矿物的晶体结构使其表面带永久性负电荷，为了维持电中性，溶液中的阳离子（如 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 K^+ ）会聚集在黏土表面，形成如图所示的扩散双电层，宏观上表现为黏土矿物颗粒表面的水化膜增厚（图7）。水化膜增厚效

应会直接导致渗透率曲线呈现以下特征：当注入流体矿化度高于临界矿化度值，双电层被压缩，水化膜薄，渗透率保持稳定；当矿化度低于此值时，水化膜开始显著增厚，渗透率出现拐点并急剧下降；渗透率损失表现为一个相对快速的过程，一旦流体的矿化度低于临界值，水化膜增厚及随之而来的膨胀和微粒释放效应会迅速发生，导致渗透率大幅下降，曲线斜率陡峭，表明损害严重（图8）。

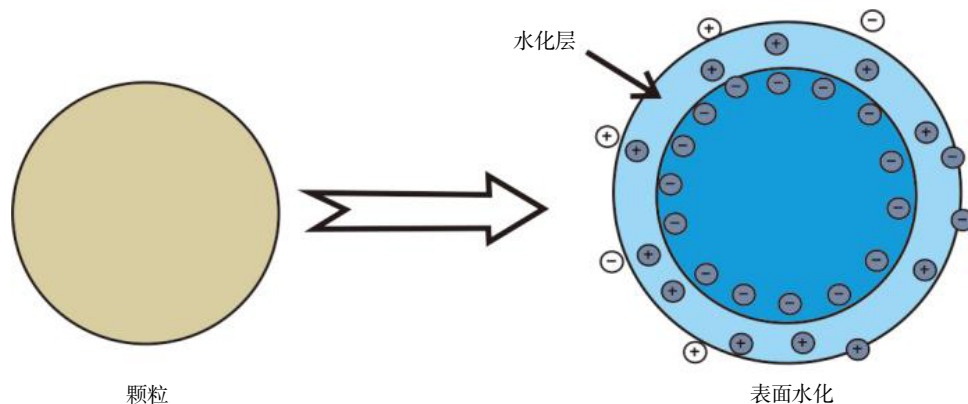


图7 水化膜效应表征

Figure 7 Characterization of the hydration film effect

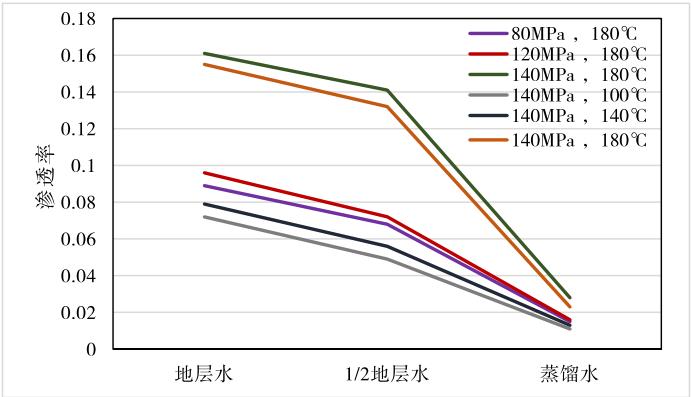


图 8 不同温压条件下岩心渗透率变化曲线

Figure 8 Variation curve of core permeability under different temperature and pressure conditions

核磁共振T2谱图也清晰地展示了水化膜增厚对孔径喉道的显著改变，储层表现出极强水敏损害特性。水化膜增厚导致流体渗流路径被压缩，孔隙结构发生恶化，微孔隙占比急剧增加，大孔隙占比急剧减少，导致渗透率大幅下降。如图9所示，孔隙半径分布集中在

0.01 μm ~ 0.5 μm 区间，大于1 μm 的孔隙半径占比断崖式下跌，而小于0.1 μm 和0.01 μm 的微孔隙成为绝对主导，且对比不同压力与不同温度下的孔径分布，不同温度条件下的孔径分布差异较大，再次论证了温度对于水敏损害的主导地位。

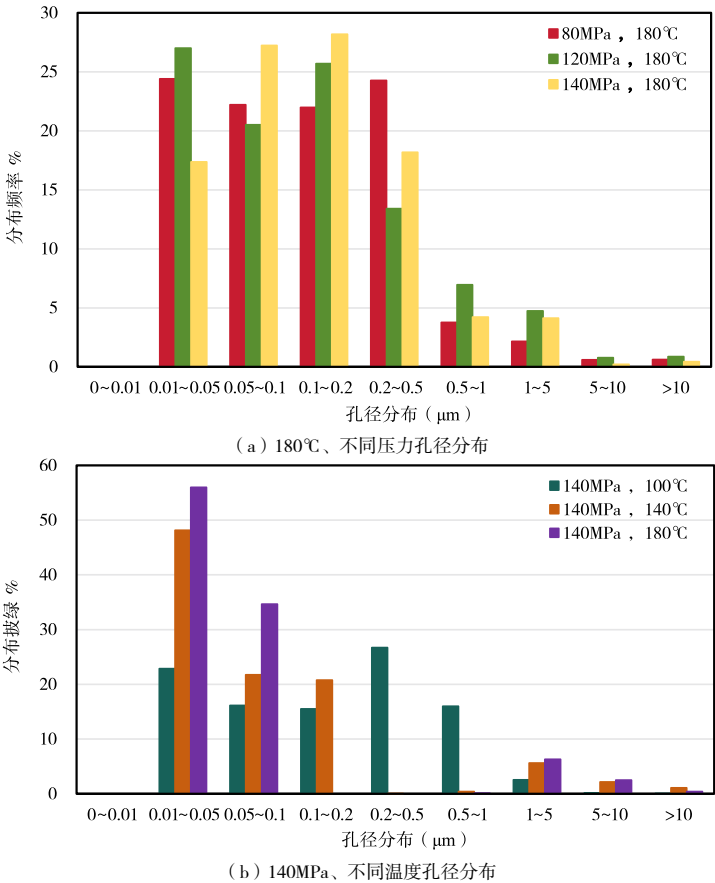


图 9 阿合组储层水敏实验后岩心孔径分布直方图

Figure 9 Histogram of core pore size distribution after water sensitivity experiments in the Ahe Formation reservoir

4.3 矿物溶蚀与二次沉淀

高温与高压增强了流体的化学活性，还可能加剧储层中不稳定矿物的溶蚀作用。虽然实验流体是一定矿化度的盐水和蒸馏水，酸性较弱，但高温本身就能提高矿物的溶解度。表5展示了水敏实验后扫描电镜元素的能谱分析，其中异常高含量的Na、Ca、Fe等元素可能是溶蚀产生的离子在随流体运移过程中，由于温度、压力、pH

值的微小变化，在温度较低的区域或喉道狭窄处达到过饱和而再次沉淀下来。一些次生矿物比如硅质胶结物，黏土矿物在一定条件下也会进行相互转化，例如，高岭石在碱性条件下可转化为伊利石或绿泥石。生成的次生矿物颗粒或胶结物会进一步堵塞孔隙喉道，而溶蚀一再沉淀过程在高温高压条件下动力学速率更快，如图10所示。

表 5 阿合组储层水敏实验后微观元素

Table 5 Microscopic elements after water sensitivity experiments in the Ahe Formation reservoir

样号	Weight (%)									
	B K	O K	NaK	CaK	AlK	MoL	SiK	ZrL	K K	FeK
1	46.1	28.5	/	/	8.5	/	12.8	/	3.3	0.9
2	20.3	33.1	/	/	11.9	4.3	20.1	/	5.9	4.4
3	/	34.8	22.2	/	15.4	/	18.8	22.2	5.6	1.1
4	/	43.4	/	17.1	3.7	/	8.1	10.8	2.7	13.6
5	42.7	28.2	0.9	/	7.5	/	11.9	3.4	2.1	1.2
6	/	26.9	/	/	15.5	/	34.3	/	8.1	15.2

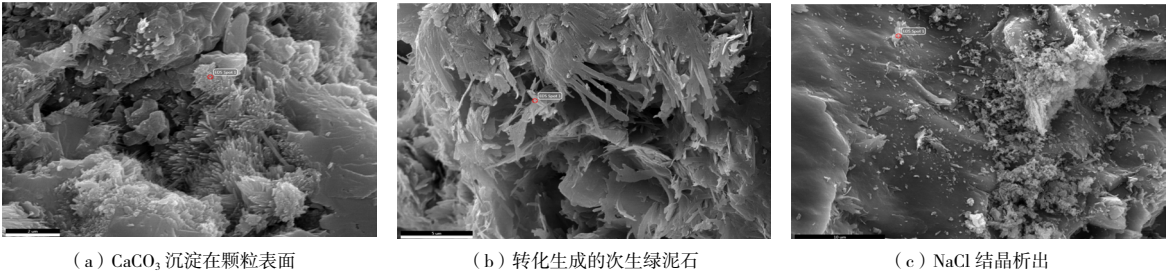


图 10 阿合组储层水敏实验后微观盐析颗粒及次生矿物

Figure 10 Microscopic salt precipitation particles and secondary minerals after water sensitivity experiments in the Ahe Formation reservoir

5 结论与建议

(1) 现行超深致密砂岩水敏评价方法难以真实模拟高温高压储层环境，发展适用于高温高压条件（230℃、140MPa）的实验设备与评价体系，是准确评价超深致密砂岩水敏性的关键。

(2) 高温高压水敏实验表明，阿合组致密砂岩水敏指数介于0.59~0.86之间，平均为0.75，属于中等偏强至强水敏性。在180℃条件下，不同压力梯度中的水敏后岩样相对渗透率曲线趋于收敛；而在140MPa条件下，不同温度梯度中的岩样相对渗透率曲线差异显著，证明温度是影响水敏损害程度的主导因素，其效应高于压力。

(3) 高温高压通过多重物理化学机制加剧水敏损害：显著增强伊/蒙混层矿物的水化膨胀能力。促进伊利石、高岭石的分散运移；增厚矿物表面水化膜，大幅降低超细微孔喉的有效渗流半径；降低微粒脱附活化能，加剧更多微粒迁移；同时促进矿物的溶蚀与二次沉淀，造成储层渗流能力的长期劣化。

(4) 建议在实际工程中重点调控入井流体矿化度与温度，并研发针对性的黏土稳定剂，以有效抑制水敏损害；全面更新储层保护理念，将高温高压评价列为超深致密储层实验分析的必备流程。

参考文献

[1] 何登发, 贾承远, 赵文智, 等. 中国超深层油气勘探领域研究进展与关键问题 [J]. 石油勘探与开发, 2023, 50 (6): 1162-1172.

[2] 朱光有, 杨海军, 苏劲, 等. 塔里木盆地海相石油的真实勘探潜力 [J]. 岩石学报, 2012, 28 (4): 1333-1347.

[3] 汪泽成, 江青春, 王国峰, 等. 基岩油气成藏特征与中国陆上深层基岩油气勘探方向 [J]. 石油勘探与开发, 2024, 51 (1): 28-38.

[4] 马永生, 黎茂稳, 蔡勋育, 等. 中国海相深层油气富集机理与勘探开发: 研究现状、关键技术瓶颈与

- 基础科学问题[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 655–672, 683.
- [5] 贾承远, 张庆武. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129–136.
- [6] 丁文龙, 王旭, 胡秋嘉, 等. 致密砂岩储层裂缝研究进展[J]. 地球科学进展, 2015, 30(7): 737–750.
- [7] 康毅力, 罗平亚, 徐进, 等. 川西致密砂岩气层保护技术进展与挑战[J]. 西南石油大学学报, 2000, 22(3): 5–8.
- [8] 李皋, 李红涛, 刘厚彬, 等. 超深层致密砂岩储层水敏效应与防水锁协同损害控制方法[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 604–613.
- [9] Liu Y, Wang X, Lei Q, et al. Water sensitivity and its control in tight gas sandstone reservoirs: A case study in the Sichuan Basin [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019 (72): 103039.
- [10] 王永强, 柳明, 张士诚, 等. 超深致密砂岩储层钻井液损害规律实验研究[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(1): 56–62.
- [11] Bennion D B, Thomas F B, Bietz R F, et al. Formation Damage in Tight Gas Reservoirs [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2005, 44(9).
- [12] 张烈辉, 刘启国, 李晓平, 等. 超深超致密砂岩储层多尺度传质机理与伤害控制[J]. 石油科学通报, 2022, 7(4): 502–514.
- [13] You L, Kang Y, Chen Q, et al. Experimental study on the water sensitivity of tight sandstone reservoirs: Fines migration and permeability reduction [J]. *Fuel*, 2022 (310): 122311.
- [14] 徐鹏, 孙雷, 李清, 等. 应力敏感与水敏性对致密砂岩储层的协同伤害机理[J]. 天然气工业, 2017, 37(10): 60–67.
- [15] Al-Otaibi M B, Al-Mulhem A A, Sultan A S, et al. Formation Damage in Deep Tight Gas Sandstones: Laboratory Evaluation and Field Applications [C]. SPE-189555-MS, SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 2018.
- [16] 徐怀, 王飞, 程道解, 等. 基于电阻率测井的致密砂岩水敏性评价方法[J]. 测井技术, 2020, 44(1): 57–62.
- [17] 柴光胜, 周永强, 杜书恒, 等. 致密砂岩储层敏感性评价及影响因素分析: 以鄂尔多斯盆地盐池地区长8储层为例[J]. 北京大学学报(自然科学版), 2020, 56(2): 253–261.
- [18] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报, 2015, 89(6): 979–1007.
- [19] 邓金根, 朱海燕, 刘书杰, 等. 致密砂岩气藏应力敏感性及其对油气田开发的影响[J]. 岩石力学与工程学报, 2013, 32(9): 1759–1765.
- [20] 王业久, 康毅力, 游利军, 等. 高温高压条件下储层应力敏感性评价新技术[J]. 钻井液与完井液, 2007, 24(6): 1–3.
- [21] Sharma M M. Water-induced formation damage in tight gas sandstones: A new laboratory approach [J]. *SPE Journal*, 2012, 17(4): 1–13.
- [22] Holditch S A. Factors affecting water blocking and gas flow from hydraulically fractured gas wells [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1979, 31(12): 1515–1524.
- [23] Bennion D B. An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2002, 41(11): 29–36.
- [24] Yuan B, Wood D A, Yu W. An integrated approach for evaluating the damage of drilling fluid to micro-fractured tight sandstone reservoirs [J]. *Fuel*, 2019 (246): 54–66.
- [25] 李易霖, 张云峰, 尹淑丽, 等. 致密砂岩储集空间多尺度表征: 以松辽盆地大安地区高台子油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 915–922.
- [26] 康毅力, 李前贵, 郑云川, 等. 鄂尔多斯盆地北部致密砂岩气层粘土微结构与流体敏感性[J]. 钻井液与完井液, 2006, 23(6): 22–25.
- [27] 廖纪佳, 唐洪明, 朱筱敏, 等. 特低渗透砂岩储层水敏实验及损害机理研究: 以鄂尔多斯盆地西峰油田延长组长8油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(2): 321–328.
- [28] Kang Yili, Xu Chen, You Lijun, et al. Comprehensive evaluation of formation damage induced by working fluid loss in fractured tight gas reservoir [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014 (18): 353–359.
- [29] 康毅力, 张晓磊, 谢利军, 等. 压力衰减法在大牛地致密储层流体敏感性评价中的应用[J]. 钻井液与完井液, 2013, 30(6): 81–84.
- [30] 尹太举, 张昌民. 地下储层敏感性实验研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(8): 31–34.
- [31] 单华生, 周德志. 伊通盆地鹿乡断陷低渗透储层敏感性机理分析及分布预测[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2012, 37(4): 719–727.

- [32] 常学平, 尹志军. 高尚堡沙三段油藏储层敏感性实验研究及其形成机理[J]. 石油实验地质, 2004, 26(1): 84–88.
- [33] 康毅力, 张桂杰, 谢利军, 等. 塔里木盆地超深致密砂岩气藏储层流体敏感性评价[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(4): 738–748.
- [34] 王善举, 程秋菊, 刘卫红, 等. 高温高压下泥岩的水化膨胀特性实验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2010, 29(增1): 3213–3219.
- [35] 闫丰明, 康毅力, 孙刚, 等. 页岩储层伊利石微粒迁移实验研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(15): 40–45.
- [36] 刘令云, 陆芳琴, 风凡飞, 等. 微细高岭石颗粒表面水化作用机理研究[J]. 中国矿业大学学报, 2016, 45(4): 814–820.

Research on the Mechanism of Water Sensitivity Damage in Ultra-deep Tight Sandstone Reservoirs: A Case Study from the Jurassic Ahe Formation in the Tarim Basin

Liu Yilin¹ Zhao Feng¹ Yuan Zebo² Li Jiani² Fu Caiyan¹

1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu;

2. Experimental and Testing Research Institute of Tarim Oilfield Branch of China National Petroleum Corporation, Korla

Abstract: Ultra-deep tight sandstone gas reservoirs are highly susceptible to water sensitivity damage due to their abundant clay minerals, fine pore throats, complex pore structure, and strong hydrophilicity. Conventional industry standard evaluation methods often fail to accurately assess the degree and mechanisms of reservoir water sensitivity damage, thus inadequately guiding drilling, completion, and stimulation design. Based on the ultra-deep tight sandstone gas reservoir of the Jurassic Ahe Formation in the Tarim Basin, this study established a high-temperature and high-pressure experimental device that authentically simulates the reservoir conditions for water sensitivity evaluation, along with developing an experimental evaluation methodology. On this basis, water sensitivity evaluation under the actual high-temperature and high-pressure environment of the ultra-deep tight sandstone reservoir in the Tarim Basin was conducted. This was combined with analytical techniques such as scanning electron microscopy, nuclear magnetic resonance, and high-pressure mercury intrusion to characterize the water sensitivity damage mechanisms. The findings reveal that the reservoir's water sensitivity index ranges from 0.59 to 0.86, demonstrating moderate-strong to strong water-sensitive characteristics that intensify with increasing temperature and pressure. Under a constant temperature of 180°C, varying experimental pressures (80 MPa, 120 MPa, 140 MPa) showed minimal differential impact on the degree of water sensitivity damage. In contrast, under a constant pressure of 140 MPa, distinct temperatures (100°C, 140°C, 180°C) significantly influenced water sensitivity damage, indicating temperature's dominant role in the temperature-pressure coupling effect. The mechanisms of water sensitivity damage under high-temperature and high-pressure conditions primarily include: intensified hydration and swelling of clay minerals, thickening of surface hydration films, further reduction of effective flow path radius, and enhanced fine particle migration coupled with dissolution-precipitation reactions. Consequently, subsequent field operations require strict control of injected fluid salinity and temperature, along with developing clay stabilizers compatible with high-temperature high-pressure reservoirs to ensure efficient development of ultra-deep tight sandstone gas reservoirs.

Key words: Tarim basin; Ultra-deep; Tight sandstone; High-temperature and high-pressure; Water sensitivity; Damage mechanism