



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2023.05.17.06

文章编号: 1674-5086(2025)03-0124-11

中图分类号: TE254.6

文献标志码: A

玛湖 401 井区承压封堵钻井液体系优化研究

周泽南¹, 王路一^{2*}, 戎克生¹, 任涛¹, 柳新国²

1. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院(监理公司), 新疆 克拉玛依 834018

2. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500

摘要: 针对玛湖 401 井区三开白碱滩组水平段钻遇微裂缝发育地层, 存在“先漏后出”、“漏出同层”, 大幅度提高承压能力存在难度大、成功率低等问题进行研究。研究发现, 白碱滩组岩层具有渗透性强、微裂缝发育的特性, 在井深、应力及外力不断增加的条件下容易产生细微裂缝, 在钻井液滤液侵入井壁后, 井壁微裂缝继续扩张, 导致井漏等复杂事故频发。鉴于玛湖 401 井区白碱滩组取样岩芯的裂缝宽度在 1~30 μm , 室内采取了多级微米级封堵材料进行优选, 结合其他处理剂的优选, 建立了一套适合该井区的承压封堵水基钻井液体系及配套施工工艺。应用表明: 试验井最大漏速、漏失量及堵漏次数都显著降低, 说明封堵材料形成了有效密封段塞, 从而提高了地层承压能力, 其防漏、堵漏效果显著。

关键词: 玛湖 401 井区; 微纳米封堵; 承压能力; 防漏堵漏; 水基钻井液

Optimization of Pressure-bearing and Plugging Drilling Fluid System in Mahu 401 Well Area

ZHOU Zenan¹, WANG Luyi^{2*}, RONG Kesheng¹, REN Tao¹, LIU Xinguo²

1. Engineering Technology Research Institute (Supervision Company), Xinjiang Oilfield Company, China National Petroleum, Karamay, Xinjiang 834018, China; 2. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: This paper focuses on the problems such as “leakage before flowback” and “leakage in the same layer” when drilling in the horizontal member of Sankai Baijiantan Formation in Mahu 401 Well area, which makes it difficult to greatly improve the pressure bearing capacity. It is found that the Baijiantan Formation has the characteristics of strong permeability and micro-fracture development, and it is easy to produce micro-cracks with the increasing well depth, stress and external force. After the intrusion of drilling fluid filtrate into the well wall, micro-cracks continue to expand, resulting in frequent complications such as well loss. Considering that the crack width of the sampled core of Baijiantan Formation in Mahu 401 Well Area ranges from 1 to 30 μm , multi-micron grade plugging materials are used for optimization, and combined with the optimization of other treatment agents, a set of pressure plugging water-based drilling fluid system and supporting construction technology suitable for this well area are established. The application shows that the maximum leakage velocity, leakage volume and plugging times of the test well are significantly reduced, which indicates that the plugging material has formed an effective sealing and plugging slug, thus improving the pressure bearing capacity of the formation, and its leakage prevention and plugging effect is remarkable.

Keywords: Mahu 401 Well Area; micro-nano plugging; bearing capacity; leak resistance and sealing; water-based drilling fluid

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20250520.0755.004.html>

周泽南, 王路一, 戎克生, 等. 玛湖 401 井区承压封堵钻井液体系优化研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(3): 124-134.

ZHOU Zenan, WANG Luyi, RONG Kesheng, et al. Optimization of Pressure-bearing and Plugging Drilling Fluid System in Mahu 401 Well Area[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(3): 124-134.

* 收稿日期: 2023-05-17 网络出版时间: 2025-05-20

通信作者: 王路一, E-mail: 1021099411@qq.com

引 言

目前,玛湖 401 井区白碱滩组由于大幅度提高承压能力存在难度大、成功率低等问题,是该地区油气勘探、开发面临的重大问题之一^[1]。该井区地层的微纳米尺度裂缝、孔隙及层理发育,在钻井过程中经常发生井壁失稳等井下复杂事故,严重阻碍了钻探开发进程^[2]。使用油基钻井液是解决上述问题的途径之一^[3],但其配制成本比水基钻井液高得多,使用时往往会对井场附近的生态环境造成严重影响^[4],而且与使用水基钻井液相比机械钻速一般较低,油基钻井液基浆进入微裂缝后也不利于封堵材料的吸附与堆积^[5-10]。这些缺点大大地限制了油基钻井液的推广应用,研发高性能水基钻井液仍是目前解决井壁失稳问题的关键^[11]。

当钻进至深部地层时,在井底压差、毛管力等多重作用下,钻井液会沿着微裂缝及层理优先侵入地层内部。研究表明,阻缓压力传递及滤液侵入作用是维持地层承压能力的关键,因此首先应改善水基钻井液的封堵性能。但常规钻井液封堵剂尺寸较大(以微米级为主),与地层孔隙、裂缝的尺度不匹配,难以充分发挥其封堵性能。纳米材料具有尺寸小、表面效应和用量少等优点,可以用于改善钻井液对纳微米孔缝的致密封堵能力。因此,优选微纳米级封堵材料并建立具有地层封堵能力的钻井液体体系是解决玛湖 401 井区中承压封堵问题的关键。

近年来,国内外研究人员开始探索将微纳米材料引入钻井液中,Riley 等^[12]将商业化的纳米二氧化硅用作钻井液封堵剂,证实了加入纳米二氧化硅的钻井液能大幅降低页岩的渗透率:仅加入 3% 纳米粒子可使 Atoka 页岩的渗透率降低 98.8%。白杨

等^[13]利用改性纳米石墨烯,研制了具有良好封堵性及抑制性的纳米封堵剂,有效改善钻井液的封堵效果。应春业等^[14]研选了疏水性纳米二氧化硅粒子用作页岩封堵剂,该纳米粒子具有较强的吸附性和疏水性,吸附于泥饼后形成疏水隔水层,显著降低钻井液的滤失量。以上研究表明,在钻井液中添加一种或几种复配的纳米级封堵剂是提高地层承压能力的有效手段^[15-16]。目前,应用到现场的封堵剂粒径大部分无法达到微米级,甚至是毫米级,对细微裂缝发育的地层封堵效果不是特别理想^[17-19]。因此,针对白碱滩组地层承压能力薄弱的问题,只有微纳米级封堵剂进行配合才能对细微裂缝发育的细砂岩储层起到有效封堵作用,故而需要优选适用于水基钻井液的专用封堵材料,在井壁形成致密的封堵层,提高承压封堵性能^[19]。

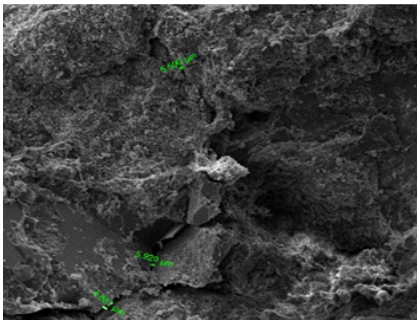
1 地层研究及井壁失稳分析

1.1 岩石微观结构

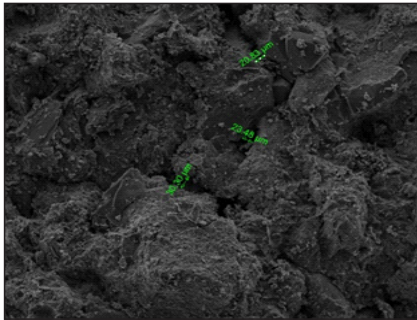
对井下取芯进行直观的描述以及扫描电镜测试。表 1 为岩芯裂缝特征统计结果,从表 1 可以看出,岩样裂缝发育,每个岩芯发育裂缝 3~5 条不等,裂缝宽度 1~30 μm,其中,5~10 μm 裂缝 12 条,11~20 μm 裂缝 6 条,21~30 μm 裂缝 6 条。1 号、2 号岩芯的扫描电镜图如图 1 所示。

表 1 岩芯裂缝特征统计
Tab. 1 Core fracture characteristics

岩芯编号	取芯井段/m	裂缝条数/条	裂缝宽度/μm
1	2 704~2 707	3	5~11
2	2 704~2 707	3	13~30
3	2 670~2 676	4	8~30
4	2 670~2 676	4	3~13
5	2 707~2 710	5	1~21
6	2 707~2 710	5	1~23



a 1 号岩芯



b 2 号岩芯

图 1 部分岩芯及其扫描电镜图
Fig. 1 SEM images of some cores

钻井时,在正压差的作用下,岩石内部发育的微裂缝开度增大,将为钻井液漏失提供通道,造成裂缝性漏失,存在诱发井漏的风险,给研究区域的安全高效钻井带来巨大挑战。

1.2 复杂情况分析

现场数据统计如表 2 所示,玛湖 401 井区白碱滩组(T_3b)以上地层复杂类型主要表现为井漏,其中,

八道湾组煤层及其与三叠系不整合面承压能力低,漏失密度 $1.24\sim 1.29\text{ g/cm}^3$ 。目的层白碱滩组地层复杂类型主要表现为井漏,2019—2022 年的钻进期间,井漏发生次数多达 35 次,漏失密度 $1.20\sim 1.78\text{ g/cm}^3$,漏失密度范围广;油气水相对活跃,油气水侵 3 次。结合地层岩石微观结构分析,推测造成漏失的主要原因因为目标地层微裂缝发育、承压能力薄弱。

表 2 玛湖 401 井区已钻井井漏复杂情况统计
Tab. 2 Complex well losses drilled in Mahu 401 Well Area

井号	井深/m	地层	复杂类型	工况	漏失量/ m^3	损失时间/h	钻井液密度/ $(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$
MHHW14006	3 026.00	T_3b	井漏	钻进	66.00	40.00	1.43
	3 716.00	T_3b	井漏	提钻	248.80	467.20	1.42
MHHW14008	2 973.00	T_3b	井漏	换重浆	57.00	95.66	1.45
	3 028.00	T_3b	井漏	钻进	12.00	3.50	1.50
	3 124.00	T_3b	井漏	钻进	20.00	14.30	1.48
	3 212.70	T_3b	井漏	钻进	22.00	4.67	1.48
	3 256.00	T_3b	井漏	钻进	32.00	9.66	1.48
	3 448.55	T_3b	井漏	钻进	18.00	9.08	1.47
	3 634.00	T_3b_2	井漏	钻进	13.00	64.00	1.47
MHHW14009	3 805.34	T_3b	井漏	提钻	604.77	550.30	1.38
MHHW14039	3 507.80	T_3b	井漏	钻进	289.00	218.00	1.56
	3 500.00	T_3b	井漏	循环	361.00	468.00	1.59
MHHW14024	3 208.00	T_3b	井漏	钻进	451.00	301.00	1.45
MHHW14015	2 963.00	T_3b	井漏	钻进	9.00	22.00	1.55
	3 002.00	T_3b	井漏	钻进	9.00	11.00	1.55
	3 653.00	T_3b	井漏	钻进	28.00	15.00	1.53
	3 662.00	T_3b	井漏	循环	41.00	140.00	1.52

1.3 地层承压能力的影响因素及机理分析

薄弱地层承压能力是由诸多因素共同决定的,可归纳为地质因素和工程因素^[21-22]。其中,地质因素起决定性作用,主要包括地层岩石力学性质、裂缝发育形式和地层流体压力等。工程因素包括钻井液性质和类型、钻井工艺、井眼轨迹及封堵承压材料的影响等。影响因素中的地质因素无法改变,而工程因素属于人为可变因素,故将钻井液的性质及类型的影响和封堵承压材料的影响作为研究重点,钻井液对地层承压能力的影响集中于钻井液性能和提高地层承压能力材料的粒度级配^[23]。

1.3.1 钻井液的性质及类型的影响

钻井液流失性能越好,侵入地层的钻井液就越少,侵入深度越浅;反之,侵入地层的钻井液就越多深度越深。钻井液侵入地层过深势必会降低地层强度,钻井液的流动性决定了钻井液在漏失通道中的压降,流动性越差,压降越明显^[24-25]。白碱滩组微裂缝较为发育,良好的滤失性能可以在井壁形成良好的泥饼,良好的泥饼对微裂缝具有一定的封堵作

用,有利于提高地层的承压能力。

1.3.2 封堵承压材料的影响

玛湖 401 井区白碱滩组微裂缝发育,在钻遇这些地方时,由于泥浆进入微裂缝并将裂缝开启扩大,诱导缝的出现会造成地层承压能力的下降。在漏失发生之前,加入粒度级配的承压封堵材料,大颗粒材料阻止了钻井液中固相颗粒的漏失,固相颗粒阻止了基浆的漏失。特别是对诱导裂缝可以增加裂缝扩延的阻力,阻止了钻井液进一步漏进裂缝和孔隙,并建立具有一定承受力的封堵层,达到完全制止漏失并提高地层承压能力的目的。

根据玛湖 401 井区地质条件及复杂情况等分析,以“应力笼”理论作为该井区提高地层承压能力的机理,“应力笼”理论的基本要求总结为以下几点:

1) 材料的强度要高:“应力笼”的产生是靠裂缝闭合应力的提升从而形成井周应力,这就需要封堵层有足够高的承压能力来支撑裂缝保持一定的开度,因此封堵层材料的强度一定要很高^[19]。

2) 粒径级配须合理:“应力笼”理论需要阻缓井筒流体向裂缝尖端传递,只有形成了致密的封堵层才能有效阻缓井筒流体向裂缝尖端传递,封堵材料要具有适当的硬度和合理的级配才能在裂缝封堵中实现逐级充填,形成致密的封堵层。

1.4 地层承压能力的对策分析

综合对玛湖401井区钻井技术难点、地层特性、影响地层承压能力的影响因素及提高地层承压能力机理的分析,结合现场钻井资料,可以将玛湖401井区提高地层承压能力的对策总结为以下几点。

1.4.1 针对钻井液体系对策

1) 调控钻井液密度处于合理且较低的水平,减弱因压力传递造成的水力尖劈和增压连通作用; 2) 严格控制钻井液失水,优选出适合该井区的降滤失剂,良好的泥饼对微裂缝具有一定的封堵作用,而良好的滤失性能可以在井壁形成良好的泥饼,有利于提高地层的承压能力。

1.4.2 针对其他工程因素对策

1) 起下钻过程中精准控压,减少压力激荡; 2) 做好钻井液液面、密度的检测,及时发现井漏或油气侵; 3) 充分利用振动筛、除砂器、除泥器等设备,对钻井液固相含量进行有效控制,避免钻井液密度升高,泥饼质量变差。

2 井壁稳定钻井液体系研制及性能评价

鉴于玛湖401井区白碱滩组取样岩芯的裂缝宽度在 $1\sim 30\ \mu\text{m}$,需在钻井液中添加不同粒径分布的高强度刚性颗粒封堵剂和柔性封堵剂,进而实现大颗粒刚性粒子在裂缝狭窄处架桥,中小刚性粒子进行填充,柔性粒子自适应填充孔隙,尽可能在钻开地层的瞬间对井周微裂缝实现有效封堵。同时,严格控制钻井液失水,优选出适合该井区的降滤失剂,良好的泥饼对微裂缝具有一定的封堵作用,而良好的滤失性能可以在井壁形成良好的泥饼,有利于提高地层的承压能力。

2.1 处理剂评价实验方法

2.1.1 钻井液性能评价实验

1) 密度、黏度、切力及滤失量:根据国家标准(GB/T 16783.1—2014)中第4、5章的测量及处理方法实施。

2) 实验中未说明部分均按照国家标准(GB/T 16783.1—2014)执行。

2.1.2 封堵承压能力评价方法

封堵承压能力评价利用微裂缝模拟介质,在准确模拟裂缝宽度的条件下,借助已有封堵承压装置的恒压模式,由低到高增加恒压泵压力值,稳压后观察滤液出口阀流量值(中间容器为实验流体介质),当滤液出口的滤液突然增加时,说明裂缝之间的封堵层被破坏,封堵层承压能力值即为封堵层被破坏之前的最高泵压值^[20]。

1) 实验装置及材料

实验装置如图2所示,实验岩芯为微裂缝模拟介质,如图3所示。流体介质即为含有不同种类或含量封堵剂的钻井液。

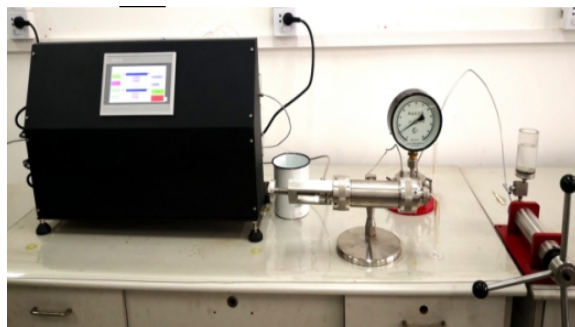


图2 封堵承压评价装置

Fig. 2 Plugging pressure evaluation device

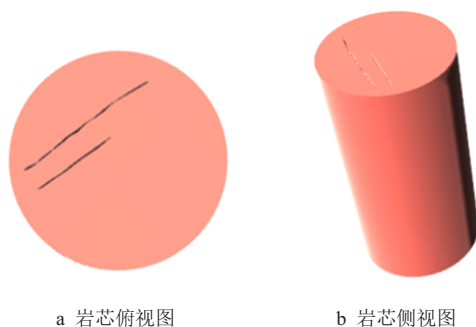


图3 模拟岩芯示意图

Fig. 3 Simulation media of rock core

2) 具体实验方法

(1) 将3D打印模拟介质放入岩芯夹持器中,连接输送管线后用手摇泵调节岩芯围压为14 MPa。

(2) 打开气泵空压机,并检查气泵空压机压力是否充足。

(3) 将实验流体介质导入驱替容器中,安装好出液接受装置。

(4) 打开恒压泵,设定初始压力值为零,利用恒

压泵将实验流体介质泵入岩芯模拟钻井地层。

(5) 由低到高增加恒压泵压力值, 稳压 2 min 并记录滤液出口阀流量值, 当滤液出口的滤液突然增加时记录出液前最高压力值(此时的最高压力值即为流体介质形成封堵层的承压能力)。

(6) 泄压后, 清洗管线、驱替容器、岩芯及多测点智能岩芯夹持器, 实验结束。

2.2 关键处理剂优选

2.2.1 降滤失剂优选

为将钻井液体系滤失量控制在合理区间内, 减少滤液对白碱滩组地层井壁微裂缝的水力侵蚀, 在现场提供的基浆基础上, 对有机硅褐煤 HY-2、聚合物 SP-8 和水解聚丙烯腈复合铵盐 NH₄-HPAN-2

共 3 种降滤失剂进行复配加量优选, 实验浆配方及实验编号如表 3 所示。老化条件: 65 °C 下滚动 16 h; 流变性能测试温度: 常温; 滤失量测定条件: 65 °C、0.69 MPa、30 min, 钻井液流变性测试结果如表 4 所示。

表 3 降滤失剂复配优选实验配方
Tab. 3 Optimization experimental formula of fluid loss reducer compound

编号	配方
0	基浆
1	基浆 +2.0%HY-2+1.5%SP-8
2	基浆 +2.0%HY-2+1.0%NH ₄ -HPAN-2
3	基浆 +1.5%SP-8+1.0%NH ₄ -HPAN-2
4	基浆 +2.0%HY-2+1.5%SP-8+1.0%NH ₄ -HPAN-2

表 4 降滤失剂复配优选实验结果
Tab. 4 Optimization test results of fluid loss reducer compound

编号	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	宾汉动塑比/(1 000 s ⁻¹)	滤失量/mL	泥饼厚度/mm
0	22	15	3.5	0.23	67.4	3.9
1	36	27	7.0	0.26	23.1	2.8
2	33	23	5.5	0.24	10.2	2.7
3	35	26	6.0	0.23	16.3	2.9
4	42	32	9.0	0.28	9.8	2.6

综合表 3、表 4 和图 4 可知: 1) 在降滤失剂复配优选实验中, 表观黏度较基浆都有不同程度的增加, 其中, 基浆 +2.0%HY-2+1.5%SP-8+1.0%NH₄-HPAN-2 表观黏度最大为 42 mPa·s, 不利于后期调控, 因此不适宜选取。2) 在降滤失剂复配优选实验中, 滤失量较基浆都有大幅度的减少, 其中, 基浆 +2.0%HY-2+

1.5%SP-8+1.0%NH₄-HPAN-2 滤失量最小为 9.8 mL, 较基浆下降 85.5%; 其次为基浆 +2.0%HY-2+1.0%NH₄-HPAN-2 为 10.2 mL, 较基浆下降 84.9%。3) 综合表观黏度、滤失量、动塑比和泥饼厚度, 降滤失剂复配应为编号 2 的实验组: 基浆 +2.0%HY-2+1.0%NH₄-HPAN-2, 其综合性能最优。

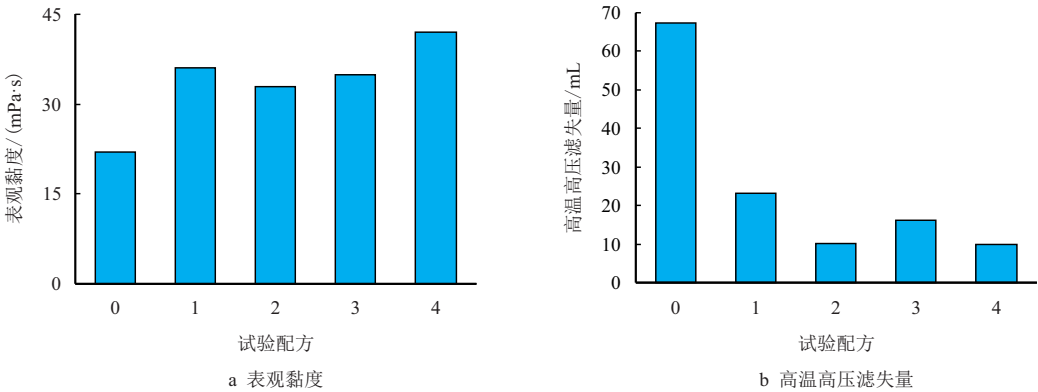


图 4 降滤失剂复配优选实验数据
Fig. 4 Optimal selection experiments of filtrate loss reducer compound

2.2.2 刚性封堵剂优选

以“基浆 +2.0%HY-2+1.0%NH₄-HPAN-2”为实验浆, 借助封堵承压能力评价方法, 选取

ZD-1(1 250 目)、ZD-2(2 500 目)和 ZD-3(5 000 目)作为高强度刚性封堵剂, 利用乳化沥青粉 KR-n、阳离子乳化沥青和高分子改性蜡 EP-II 作

为柔性封堵剂备选材料,对刚性和柔性封堵进行复配优选。实验配方如表 5 所示。

图 5 为井浆承压能力评价实验结果,从图 5 可以看出,刚性颗粒复配实验中,6# 的效果较差,封堵层承压能力为 8 MPa,9# 的效果最好,封堵层承压能力为 11 MPa,较低浓度刚性封堵剂复配有显著的提升。

表 5 刚性封堵剂复配优选实验配方
Tab. 5 Optimization experimental formulation of rigid plugging agent compound

编号	封堵剂加量/%		
	1 250 目 ZD-1	2 500 目 ZD-2	5 000 目 ZD-3
6#	1.5	0	1.5
7#	1.5	1.5	0
8#	0	1.5	1.5
9#	1.5	1.5	1.5

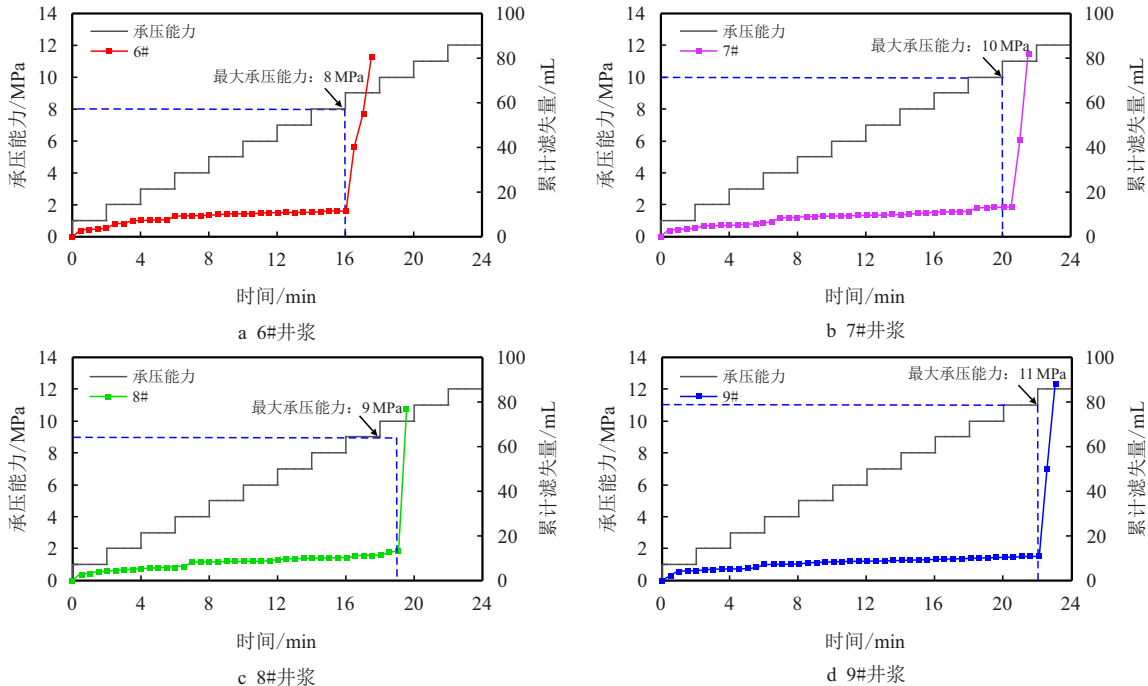


图 5 加入刚性封堵剂后井浆承压能力评价
Fig. 5 Experimental results of bearing capacity of rigid materials in drilling fluid

由刚性封堵剂承压能力评价实验可知,低浓度相对高浓度复配的封堵层的承压能力较差,初步判断为刚性封堵剂浓度低都是架桥颗粒太少,无法形成承压能力强的封堵层。因此,本文选取承压效果较好的 7# 和 9# 两组配方对其钻井液性能进行评价优选。

表 6 为刚性封堵剂复配优选井浆性能实验结果,由表 6 可以看出,滤失量:9#<7#<2,说明在添加刚性封堵剂后形成的泥饼质量更高;泥饼厚度:2<7#<9#,9# 形成的泥饼厚度明显增加,所以不适宜再做浓度更高的刚性封堵剂复配实验。

表 6 刚性封堵剂复配优选井浆性能实验结果
Tab. 6 Test results of optimum slurry performance with the combination of rigid plugging agent

编号	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	宾汉动塑比/(1 000 s ⁻¹)	滤失量/mL	泥饼厚度/mm
2	33	23	5.5	0.24	10.2	2.6
7#	35	25	8.0	0.32	8.2	2.8
9#	40	31	9.0	0.29	7.4	3.2

2.2.3 柔性封堵剂优选

综合承压能力、表观黏度、滤失量、动塑比和泥饼厚度,刚性封堵剂复配最优加量为:1.5%ZD-1(1 250 目)+1.5%ZD-2(2 500 目),其综合性能最优。本文将在此基础上对柔性封堵剂进行复配优选,优选的复配实验配方如表 7 所示。

从图 6 的井浆承压能力评价实验结果可以看出,柔性颗粒复配实验中,11# 的效果较差,封堵层承压能力仅为 10 MPa,13# 的效果最好,封堵层承压能力为 13 MPa。为继续进行优选评价实验,继续选取承压效果较好的 10#、13# 以及未添加封堵剂的降滤失优选实验 2 共 3 组配方对其钻井液性能进行

评价优选,实验结果如表 8 所示。由表 8 可以看出,滤失量:10#<13#<2,说明在添加柔性封堵剂后形成的泥饼质量更高;泥饼厚度:2<13#<10#。

综合承压能力、表观黏度、滤失量、动塑比和泥饼厚度,柔性封堵剂最佳复配最优加量为 13#:基浆+2.0%HY-2+1.0% 阳离子乳化沥青+1.0% NH₄-HPAN-2+1.5%ZD-1(1 250 目)+1.0% 乳化沥青粉 KR-n+1.5%ZD-2(2 500 目)+1.0% 高分子改性

蜡 EP-II,其综合性能最优。

表 7 柔性封堵剂复配优选实验配方
Tab. 7 Optimization of experimental formula of flexible plugging agent compound

编号	加量/%		
	乳化沥青粉 KR-n	阳离子乳化沥青	高分子改性蜡 EP-II
10#	1.0	0	1.0
11#	1.0	1.0	0
12#	0	1.0	1.0
13#	1.0	1.0	1.0

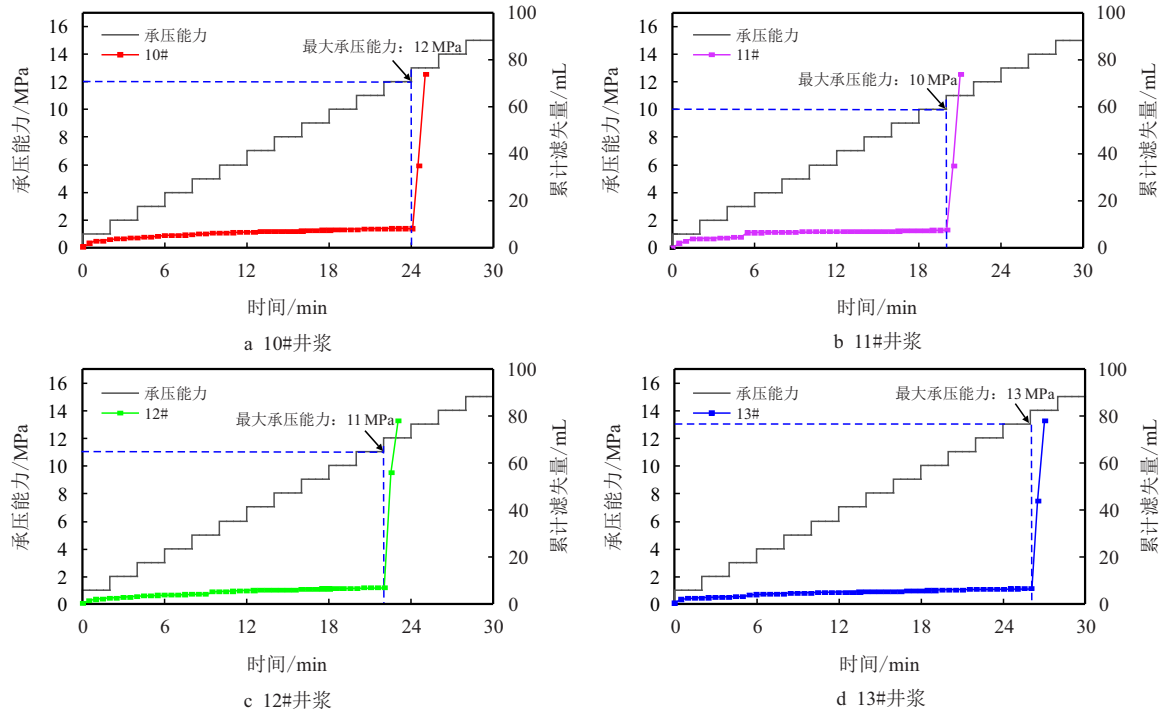


图 6 加入柔性封堵剂后井浆承压能力评价
Fig. 6 Experimental results of bearing capacity of flexible materials in drilling

表 8 柔性封堵剂复配优选井浆性能实验结果
Tab. 8 Test results of optimal slurry performance with flexible plugging agent combination

编号	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	宾汉动塑比/(1 000 s ⁻¹)	滤失量/mL	泥饼厚度/mm
2	33	23	5.5	0.24	10.2	2.6
10#	42	30	9.0	0.30	6.0	3.1
13#	40	31	9.5	0.31	6.2	2.9

3 现场应用

本试验井水平段主要位于白碱滩组,钻进过程中易发生漏失、卡钻等复杂问题,同时可能钻遇存在异常高压的裂缝发育带。为保证高效低成本钻井,需要严防井下出现垮塌,及早发现井下垮塌前兆,及时处理,防止情态向严重局面发展。加强监控,按实际情况调整钻井液密度,维护好钻井液性能,保证顺利钻达靶点。

3.1 随钻提高全井筒承压能力方案

3.1.1 防漏原理

本方案采用随钻提高全井筒地层承压能力技术进行全井段防漏施工,即当钻遇致漏天然裂缝,钻井液中随钻封堵材料可以立即堵住漏失,并防止它进一步扩大和恶化;当钻遇非致漏天然裂缝或微裂缝时,在裂缝没有被诱导发生(开启)和扩展到致漏宽度前,及时提高地层承压压力,避免漏失发生。

根据前期实验结果表明, 向钻井液中补充 ZD-1(1 250 目)、1.5%ZD-2(2 500 目)、乳化沥青粉 KR-n、阳离子乳化沥青和高分子改性蜡 EP-II 几乎不影响钻井液流变性能, 同时能降低 API 滤失量。

3.1.2 施工步骤

- 1) 保持正常参数钻进。
- 2) 在一个循环周期内均匀加入 0.5% ZD-1(1 250 目)、0.5%ZD-2(2 500 目)、0.5% 乳化沥青粉 KR-n、0.5% 阳离子乳化沥青和 0.5% 高分子改性蜡 EP-II, 后续继续补充浓度至 1.5% ZD-1(1 250 目)、1.5%ZD-2(2 500 目)、1.0% 乳化沥青粉 KR-n、1.0% 阳离子乳化沥青和 1.0% 高分子改性蜡 EP-II。

- 3) 根据消耗情况及现场试验, 对封堵剂进行及时补充。

3.2 现场应用效果

3.2.1 滤失造壁性应用效果

结合优选出的降滤失剂配方, 在 MHHW140X 井按照钻井液维护处理措施对钻井液进行维护, 现场试验的三开钻井液 API 失水性能如图 7 所示。应用期间钻井液体系 API 失水量均控制在合理区间内, 减少了滤液对白碱滩组地层井壁微裂缝的水

力侵蚀, 为提高地层承压能力方案的实施奠定了基础。

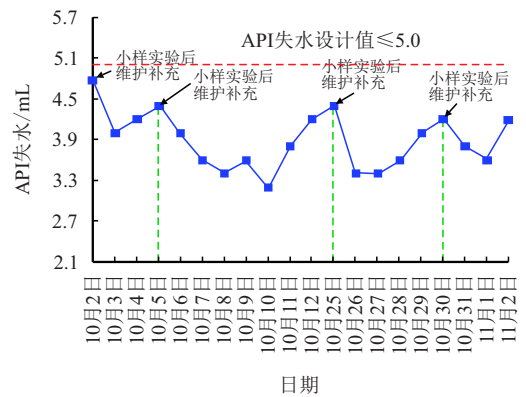


图 7 试验井三开钻井液 API 失水性能图
Fig. 7 API loss performance diagram of drilling fluid in the test well

3.2.2 随钻提高全井筒承压能力方案应用效果

按照方案配方进入 A 点后加入 ZD-1(1 250 目)、ZD-2(2 500 目)各 2 t, 乳化沥青粉 KR-n、阳离子乳化沥青、高分子改性蜡 EP-II 各 1 t, 总质量分数 5.6%, 并根据消耗情况进行了加量补充。实验结果如表 9 所示, 其中, MHHW140Y 井和 MHHW140Z 井为邻井, MHHW140XX 井为 MHHW140X 井应用提高全井筒承压能力方案后的试验数据。

表 9 完井卡数据表
Tab. 9 Completion data card

井号	最大漏速/(m ³ ·h ⁻¹)	漏失量/m ³	钻井液密度/(g·cm ⁻³)	堵漏次数	纯钻时效/%	复杂情况耗时/h
MHHW140X	30	290.20	1.42~1.43	19.0	27.83	420.20
MHHW140Y	井口失返	604.77	1.36	7.0	11.55	1 519.08
MHHW140Z	12	600.10	1.45~1.48	15.0	29.00	674.00
MHHW140XX	9	2.80	1.42	1.0	34.52	166.00

试验数据表明: 加入提高承压能力材料后, 最大漏速、漏失量及堵漏次数都显著降低, 说明封堵材料提高全井筒承压能力效果显著。纯钻时效较邻井平均值(22.79%)提升 11.73%。复杂情况损失时间较邻井平均值(871.0 h)缩短了 80.94%, 提高了钻井效率, 为该井区钻井提供了技术参考。

4 结 论

- 1) 地层岩石岩性和微观结构分析表明, 玛湖 401 井区目标层位白碱滩组岩性主要为细砂岩, 取样岩芯的裂缝宽度在 1~30 μm, 且微裂缝较发育, 无明显大裂缝特征, 但可观察到泥质条带及充填裂缝等软弱结构面发育, 钻井过程中可能被重新开启、

扩展诱发漏失。

- 2) 玛湖 401 井区提高地层承压能力的钻井液体体系对策为: (1) 调控钻井液密度处于合理且较低的水平; (2) 鉴于该井区取样岩芯的裂缝宽度在亚微米~30 μm, 在钻井液中添加不同粒径分布的高强度刚性颗粒封堵剂和柔性封堵剂, 尽可能在钻开地层的瞬间对井周微裂缝实现有效封堵; (3) 严格控制钻井液失水, 优选出适合该井区的降滤失剂, 良好的泥饼对微裂缝具有一定的封堵作用, 良好的滤失性能可以在井壁形成良好的泥饼, 有利于提高地层的承压能力; 确定了需从封堵承压实验方法入手, 评价优选出适合该井区的封堵剂, 结合其他处理剂优选, 形成一套提高地层承压能力钻井液体体系。

3) 结合室内实验处理剂的优选, 建立了一套适合该井区的承压封堵水基钻井液体系及配套施工工艺, 并进行了现场试验。加入提高承压能力材料后, 最大漏速、漏失量、堵漏次数较邻井都显著降低, 说明封堵材料防漏、堵漏效果显著。试验井均顺利钻达设计井深, 达到了较好的施工效果, 为玛湖 401 井区效益开发提供了技术支撑。

参考文献

- [1] 鲁铁梅, 叶成, 鲁雪梅, 等. 准噶尔盆地南缘高温有机质储层井壁失稳机理及对策[J]. 新疆石油天然气, 2022, 18(1): 26–31. doi: 10.3969/j.issn.1673-2677.2022.01.004
- LU Tiemei, YE Cheng, LU Xuemei, et al. Wellbore instability mechanism and countermeasures of high-temperature organic-matter-rich reservoirs in the southern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Oil and Gas, 2022, 18(1): 26–31. doi: 10.3969/j.issn.1673-2677.2022.01.004
- [2] 杨虎, 陈昊, 李宜霖, 等. 钻井井壁力学失稳评价的强度准则优选与应用[J]. 新疆石油天然气, 2022, 18(3): 1–5. doi: 10.12388/j.issn.1673-2677.2022.03.001
- YANG Hu, CHEN Hao, LI Yilin, et al. Optimization and application of strength criterion for wellbore mechanical instability evaluation in drilling[J]. Xinjiang Oil and Gas, 2022, 18(3): 1–5. doi: 10.12388/j.issn.1673-2677.2022.03.001
- [3] 李辉. 白油基油包水钻井液在 JHW00421 井水平段的应用[J]. 新疆石油天然气, 2020, 16(2): 38–42. doi: 10.3969/j.issn.1673-2677.2020.02.009
- LI Hui. Application of white-oil base water-in-oil drilling fluid in horizontal section of Well JHW00421[J]. Xinjiang Oil and Gas, 2020, 16(2): 38–42. doi: 10.3969/j.issn.1673-2677.2020.02.009
- [4] 叶成, 鲁铁梅, 刘翔, 等. 环保钻井液的生态利用现状及发展趋势[J]. 新疆石油天然气, 2021, 17(3): 25–29. doi: 10.3969/j.issn.1673-2677.2021.03.006
- YE Cheng, LU Tiemei, LIU Xiang, et al. Ecological utilization and development trend of environment-friendly drilling fluid[J]. Xinjiang Oil and Gas, 2021, 17(3): 25–29. doi: 10.3969/j.issn.1673-2677.2021.03.006
- [5] 李晓山, 叶义平, 王硕, 等. 玛湖油区一体化高效开发模式实践与应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(2): 105–112. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.05.21.01
- LI Xiaoshan, YE Yiping, WANG Shuo, et al. Application of integrated and efficient development model in Mahu Area[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(2): 105–112. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.05.21.01
- [6] 马天寿, 向国富, 林兆勇, 等. 湖相页岩水平井井壁稳定机理及钻井液安全密度窗口——以四川盆地侏罗系大安寨段为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(9): 114–124. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.09.012
- MA Tianshou, XIANG Guofu, LIN Zhaoyong, et al. Wellbore stability mechanism and drilling fluid safety density window of horizontal well in lacustrine shale: A case study on the Jurassic Da'anzhai Member in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 114–124. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.09.012
- [7] 方俊伟, 贾晓斌, 游利军, 等. 深层断溶体油气藏钻井井壁保护技术挑战与对策[J]. 断块油气田, 2024, 31(1): 160–167. doi: 10.6056/dkyqt202401020
- FANG Junwei, JIA Xiaobin, YOU Lijun, et al. Challenges and countermeasures for reservoir protection in deep fault-karst reservoirs during drilling and completion[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2024, 31(1): 160–167. doi: 10.6056/dkyqt202401020
- [8] 张宏阜, 张瑞平, 范浩思, 等. 玛湖复杂油气藏地质工程一体化钻井技术[C]. 西安: 2022 油气田勘探与开发国际会议, 2022.
- ZHANG Hongfu, ZHANG Ruiping, FAN Haosi, et al. Integrated geosteering drilling technology in developing Mahu complex reservoirs[C]. Xi'an: International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development, 2022.
- [9] 刘厚彬, 于兴川, 张震, 等. 长宁页岩地层井下复杂及裂缝三维展布规律研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43(4): 208–218. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.04.29.05
- LIU Houbin, YU Xingchuan, ZHANG Zhen, et al. A study on downhole complex and three dimensional distribution of fractures in Changning Shale Formation[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2021, 43(4): 208–218. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.04.29.05
- [10] 刘鸿渊, 蒲萧亦, 张烈辉, 等. 中国页岩气效益开发: 理论逻辑、实践逻辑与展望[J]. 天然气工业, 2023, 43(4): 177–183. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.04.017
- LIU Hongyuan, PU Xiaoyi, ZHANG Liehui, et al. Beneficial development of shale gas in China: Theoretical logic, practical logic and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(4): 177–183. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.04.017
- [11] 冯有良, 杨智, 张洪, 等. 咸化湖盆细粒重力流沉积特征及其页岩油勘探意义——以准噶尔盆地玛湖凹陷风城组为例[J]. 地质学报, 2023, 97(3): 839–863. doi: 10.3969/j.issn.0001-5717.2023.03.013
- FENG Youliang, YANG Zhi, ZHANG Hong, et al. Fine-

- grained gravity flow sedimentary features and their petroleum significance within saline lacustrine basins: A case study of the Fengcheng Formation in Mahu Depression, Junggar Basin, China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(3): 839–863. doi: 10.3969/j.issn.0001-5717.2023.03.013
- [12] RILEY M, STAMATAKIS E, YOUNG S, et al. Novel water based mud for shale gas, part II: Mud formulations and performance[C]. SPE 152945-MS, 2012. doi: 10.2118/152945-MS
- [13] 白杨, 李道雄, 李文哲, 等. 长宁区块龙马溪组水平段井壁稳定钻井液技术[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(2): 79–88. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.08.27.01
- BAI Yang, LI Daoxiong, LI Wenzhe, et al. Borehole wall stabilization drilling fluid technology of Longmaxi Formation horizontal section in Changning Block[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2022, 44(2): 79–88. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2021.08.27.01
- [14] 应春业, 李新亮, 杨现禹, 等. 基于疏水型纳米二氧化硅的页岩气盐水钻井液[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(4): 41–46. doi: 10.3696/j.issn.1001-5620.2016.04.008
- YING Chunye, LI Xinliang, YANG Xianyu, et al. Study on saltwater drilling fluid treated with hydrophobic nano SiO₂[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2016, 33(4): 41–46. doi: 10.3696/j.issn.1001-5620.2016.04.008
- [15] 吴宇, 侯珊珊, 由福昌. 高分子纳米复合材料在水基钻井液中的研究进展[J]. 油田化学, 2024, 41(3): 543–552. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2024.03.023
- WU Yu, HOU Shanshan, YOU Fuchang. Research progress of polymer nanocomposites in water-based drilling fluid[J]. *Oilfield Chemistry*, 2024, 41(3): 543–552. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2024.03.023
- [16] WENG Jianle, GONG Zhijin, LIAO Libing, et al. Comparison of organo-sepiolite modified by different surfactants and their rheological behavior in oil-based drilling fluids[J]. *Applied Clay Science*, 2018, 159: 94–101. doi: 10.1016/j.clay.2017.12.031
- [17] ZHUANG Guanzheng, GAO Jiahua, PENG Shanmao, et al. Synergistically using layered and fibrous organoclays to enhance the rheological properties of oil-based drilling fluids[J]. *Applied Clay Science*, 2019, 172: 40–48. doi: 10.1016/j.clay.2019.02.014
- [18] 蔡巍, 赵世贵, 石水建, 等. 油基钻井液用微纳米封堵剂的研究与应用[J]. 广东化工, 2019, 46(16): 64–66. doi: 10.3969/j.issn.1007-1865.2019.16.027
- CAI Wei, ZHAO Shigui, SHI Shuijian, et al. Research and application of micro-nano plugging agent for oil-based drilling fluid[J]. *Guangdong Chemical Industry*, 2019, 46(16): 64–66. doi: 10.3969/j.issn.1007-1865.2019.16.027
- [19] 陈璐鑫, 卓绿燕, ALAIN P T, 等. 温敏聚合物/纳米SiO₂复合材料 N-AMPA 的制备与性能评价[J]. 油田化学, 2023, 40(1): 12–18. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2023.01.003
- CHEN Luxin, ZHUO Lüyan, ALAIN P T, et al. Synthesis and solution properties of temperature-sensitive polymer/nano-SiO₂ composite N-AMPA[J]. *Oilfield Chemistry*, 2023, 40(1): 12–18. doi: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2023.01.003
- [20] 周双君, 柳新国, 段江, 等. 微裂缝模拟新方法及承压封堵能力评价实验研究及应用[J]. 当代化工研究, 2023, 134(9): 115–117. doi: 10.20087/j.cnki.1672-8114.2023.09.036
- ZHOU Shuangjun, LIU Xinguo, DUAN Jiang, et al. Experimental research and application of a new method for microfracture simulation and evaluation of pressure sealing capacity[J]. *Modern Chemical Research*, 2023, 134(9): 115–117. doi: 10.20087/j.cnki.1672-8114.2023.09.036
- [21] 袁泽恩, 严德天, 唐勇, 等. 砂砾岩储层中黏土矿物的成因及其对储层质量的影响——以准噶尔盆地玛湖凹陷西部地区三叠系百口泉组为例[J]. 地质学报, 2024, 98(12): 3588–3600. doi: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2024341
- YUAN Duo'en, YAN Detian, TANG Yong, et al. Genesis of clay minerals and their impacts on reservoir quality in conglomerate reservoirs of the Triassic Baikouquan Formation in the west of Mahu Sag, Junggar Basin, western China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2024, 98(12): 3588–3600. doi: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2024341
- [22] 邓继新, 柴康伟, 宋连腾, 等. 差异性成岩过程对百口泉组砂砾岩岩石物理特征的影响[J]. 地球物理学报, 2022, 65(11): 4448–4459. doi: 10.6038/cjg2022P0184
- DENG Jixin, CHAI Kangwei, SONG Lianteng, et al. The influence of diagenetic evolution on rock physical properties of sandy conglomerate of Baikouquan Formation[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2022, 65(11): 4448–4459. doi: 10.6038/cjg2022P0184
- [23] 钟成旭, 李道雄, 李郑涛, 等. 渝西区块龙马溪组强封堵油基钻井液技术研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(2): 103–113. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2022.06.07.02
- ZHONG Chengxu, LI Daoxiong, LI Zhengtao, et al. Research on oil-based drilling fluid technology for strong plugging of Longmaxi Formation in west Chongqing Block[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2024, 46(2): 103–113. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2022.06.07.02

10.11885/j.issn.1674-5086.2022.06.07.02

- [24] 贾承造,姜林,赵文.全油气系统中的致密油气:成藏机理、富集规律与资源前景[J].石油学报,2025,46(1):1-16,47. doi: 10.7623/syxb202501001

JIA Chengzao, JIANG Lin, ZHAO Wen. Tight oil and gas in whole petroleum system: Accumulation mechanism, enrichment regularity, and resource prospect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(1): 1-16, 47. doi: 10.7623/syxb202501001

- [25] 程光艺,周栋华,李国浩,等.玛湖1井区三叠系白碱滩组二段沉积特征及有利储层预测[J].特种油气藏,2024,31(6):49-56,66. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2024.06.006

CHENG Guangyi, ZHOU Donghua, LI Guohao, et al. Sedimentary characteristics and favorable reservoir prediction of the second member of the Triassic Bajiantan Formation in Mahu1 Well Area[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(6): 49-56, 66. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2024.06.006

作者简介



周泽南,1993年生,男,汉族,重庆忠县人,工程师,硕士,主要从事油气井工作液等相关方面的研究工作。E-mail: Zhou-ZN@petrochina.com.cn



王路一,1996年生,男,汉族,山东青岛人,博士研究生,主要从事油气井工作液方面的研究。E-mail: 1021099411@qq.com



戎克生,1965年生,男,汉族,江苏海安人,教授级高级工程师,主要从事钻井完井液方面的技术研究。E-mail: rksheng@petrochina.com.cn



任涛,1996年生,男,汉族,甘肃平凉人,助理工程师,硕士,主要从事油气井工程方面的研究。E-mail: rent2022@petrochina.com.cn



柳新国,1999年生,男,汉族,新疆巴州人,主要从事油气井工作液方面的研究工作。E-mail: 1623687255@qq.com

编辑:牛静静

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>