

钻完井液对X油田疏松砂岩储层损害及保护

祝小杰 唐洪明

西南石油大学地球科学与技术学院，成都

摘要 | X油田H0层为疏松砂岩储层，在钻完井作业过程中极易发生固相侵入，破坏储层原始力学与化学平衡，进而引发严重的储层损害，制约油藏开发效益。针对这一技术难题，本文开展钻完井液动态滤失实验，通过模拟钻完井过程，系统评价现有钻完井液体系作用下，储层物性与循环时间对储层损害程度的影响规律。基于实验结果，进一步系统剖析钻完井液体系对X油田该类储层的损害机理，完成钻完井液浓度及暂堵颗粒配比的优化筛选。实验结果显示：物性更优的储层受损害程度相对较轻；随循环时间延长，钻完井液侵入深度和储层损害率持续增加；优化后的钻完井液体系对储层的损害率控制在5.0%~11.4%，且呈现出渗透率越低、损害控制效果越好的特征。本研究成果可为中孔中渗疏松砂岩油藏的高效开发提供理论支撑。

关键词 | 珠江口盆地；疏松砂岩；储层损害；储层保护

Copyright © 2026 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/>



疏松砂岩油田在中国油气资源战略中占据着举足轻重的地位，其丰富的资源对于国家能源安全和经济发展具有重大意义。这类储层通常具有高孔隙度、高渗透率的优越储集物性，在全球各大含油气盆地（如中国渤海湾、南海，以及海外的墨西哥湾、西非、北海等地）均有广泛分布，蕴藏着巨大的油气资源。然而，其“疏松”的特性是一把双刃剑。在钻井、完井等作业过程中，外界流体侵入后压力和流速的剧烈变化极易打破储层原始的力学与化学平衡，导致严重的储层损害^[1-3]。为了降低外来流体对储层造成的损害，地质工作者已经先后提出了各类不同的方法。其中，无固相钻井液是目前油气层保护技术常用的方法之一^[4]。

无固相钻井液，是指体系中不包含（或极低含量）诸如膨润土、重晶石、钻屑等固体颗粒的钻井液体系。其技术本质是通过完全消除或严格限制固相的存在，从根本上解决传统钻井液因固相颗粒侵入而导致的储层渗

透率损害、井漏风险增加、钻速降低以及井下复杂情况频发等一系列问题。与“低固相”概念相比，“无固相”是一个更彻底、更理想化的技术目标，它通常依靠溶解性盐类（如甲酸盐、氯化物、溴化物）实现密度调节，依赖水溶性聚合物提供流变性和滤失控制，从而构建一个“清澈”的液相循环体系^[5-7]。当前，关于钻完井液对储层损害程度及损害机理的研究已日趋完善。该领域研究主要依托钻完井液动态损害实验，通过测定岩心在钻井液侵入前后的渗透率变化，进而评价钻井液滤失所引发的储层损害程度^[8,9]。

针对X油田X1、X2等水平井在生产初期出现的供液量不足，产液量下降快，且持续下降至停泵关井等问题，本文通过设计多组对比实验，开展无固相Ultra FLO钻完井液体系对研究区储层的损害评价，并优选钻完井液体系配方，为研究区钻完井液体系的优化提供借鉴。

通讯作者：唐洪明，西南石油大学地球科学与技术学院教授，博士研究生导师，研究方向：油气藏地质学和储层保护技术。

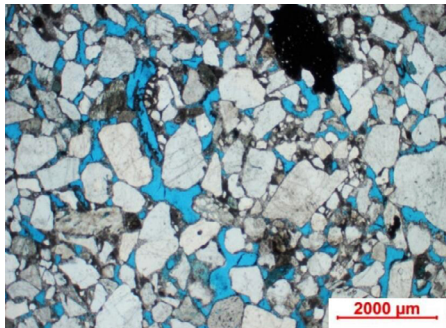
文章引用：祝小杰，唐洪明. 钻完井液对X油田疏松砂岩储层损害及保护 [J]. 环境与资源, 2026, 8 (1): 48-60.

<https://doi.org/10.35534/er.0801006>

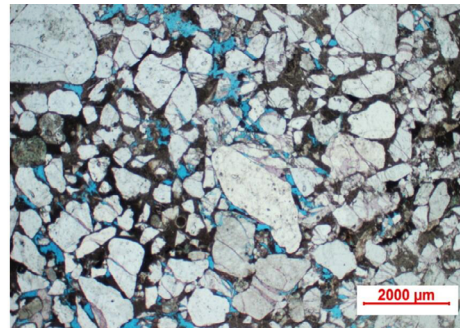
1 研究背景

X油田位于珠江口盆地惠州凹陷，油藏埋深较浅（1327.8m~1923.4m），属于中浅层。研究目的层位为韩江组H0层。主要为三角洲平原—三角洲前缘沉积，沉积微相以分流河道、水下分流河道为主，局部发育河口坝，储层岩性主要为细—粗粒长石岩屑砂岩

和岩屑长石砂岩（图1）。胶结物含量占3%~15%，胶结疏松，以泥质胶结为主，主要成分为石英，含火成岩、变质岩、沉积岩碎屑，多见生物碎屑，部分含钙质，分选中等，磨圆次棱—次圆状。据岩心分析和测井解释，孔隙度20.9%~33.4%，平均30.4%；渗透率382.9mD~3644.0mD，平均1828mD，属中~高孔隙度，中~特高渗透率储集层，属于典型的疏松砂岩油藏。



X5井，层位H0层，1681.5m，细~粗粒长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩，胶结疏松，局部见黄铁矿呈凝块状产出，白云石主要沿颗粒边缘分布



X5井，层位H0层，1680.50m，岩石全貌，样品主要由碎屑颗粒和方解石组成，部分颗粒发生破碎，方解石有大晶粒和泥晶两种产状，孔隙分布不均匀

图1 X油田H0层岩性特征

Figure 1 Lithologic characteristics of layer H0 in X oilfield

孔喉结构是指岩石所具有的几何形状、大小、分布以及相互连通关系。孔隙空间可以划分为孔隙与喉道，喉道的大小、分布以及几何形态，是影响储层储集能力和渗透物性的主要因素^[10, 11]。依据研究区储层样品的压汞曲线可以看出，储层孔喉结构较好，压汞曲线以粗歪度为主，排驱压力均值为0.021MPa，最大喉道半

径为13.37~35.79 μm，平均值为34.31 μm；平均喉道半径为4.03~18.54 μm，平均为13.74 μm；中值喉道半径为0.05~27.22 μm，平均为14.75 μm；主流喉道半径为9.95~25.90 μm，平均为22.28 μm，如表1所示。其中，主流喉道半径表征对流体渗流起主导作用的喉道半径值，将以此作为储层暂堵颗粒筛选的主要依据。

表1 X油田韩江组H0层常规压汞测试统计结果

Table 1 Statistical results of conventional mercury injection tests for the H0 layer of the Hanjiang formation in X oilfield

样号	井深, m	孔隙度, %	渗透率, mD	排驱压力 (MPa)	孔隙半径值, μm			
					Rmax	RA	R50	Rc
1#	2392.33	26.08	1609.46	0.021	35.70	18.06	26.60	24.44
2#	2392.98	26.79	1466.90	0.021	35.79	18.54	27.22	25.90
3#	2392.98	26.37	1652.92	0.021	35.70	18.30	26.83	24.19
4#	2392.98	28.03	1446.65	0.021	35.67	17.66	26.31	24.80
5#	1410.30	32.63	5190.92	0.021	35.67	13.61	15.25	22.78
6#	1562.00	23.77	3780.68	0.021	35.67	16.33	23.21	24.36
7#	1579.50	26.78	4260.46	0.021	35.67	16.28	22.31	23.79
8#	3048.00	22.10	1068.00	0.021	35.69	11.02	9.01	18.06
9#	1914.30	19.70	1021.00	0.021	35.70	8.00	0.05	17.29
10#	2278.90	31.00	7483.00	0.021	35.70	14.76	12.21	24.02
11#	3050.00	23.30	1540.00	0.021	35.79	11.96	7.52	24.31
12#	1552.00	28.97	4609.00	0.021	35.67	15.01	19.54	24.62
13#	1864.50	27.30	263.00	0.021	13.37	4.03	0.90	9.95
14#	2857.00	27.90	4791.00	0.021	35.68	12.53	9.60	24.58
15#	1412.80	20.40	338.00	0.021	35.77	11.13	0.05	19.51
16#	2955.80	24.70	2563.00	0.021	35.70	12.61	9.37	23.85

H0为底水油藏，于2023年开发，在产井4口，单井开发现状如表2所示，均采用裸眼完井+筛管的完井方式，钻井液体系均采用UltraFLO。其中X1、X2等井出现产液量下降快或初期液量低，且持续下降至停泵关井等现象。以X1井为例，提频前工作制度不变的情况下，日产液和日产油不断下降；提频后日产液和日产油持续下降，泵吸入口压力和井口压力，采液指数

快速下降；降频后日产液、日产油、泵吸入口压力、井口压力上升，采液指数上升，生产压差降低；呈典型供液不足的生产现象，初步判断生产异常可能与钻完井过程中的储层损害有关。因此，亟需评价并优选满足安全快速钻井和具备优良储层保护效果的钻完井液体系，明确现有钻完井液体系对研究区储层的保护效果。

表 2 H0层开发情况

Table 2 Development status of the H0 layer

井名	投产时间	水平段渗透率 mD	孔隙度 %	初期生产指标			2024.11.25 生产数据				钻井液体系	
				日产液 (m ³ /d)	日产油 (m ³ /d)	含水率 (%)	采液指数 m ³ /d/MPa	日产液 (m ³ /d)	日产油 (m ³ /d)	含水率 (%)		采液指数 (m ³ /d/MPa)
X1	2024/7/25	253	23.6	336	316	5.9	370	376	25	93	125	Ultra FLO
X2	2023/2/1	919	26.9	362	163	55.0	212	2871	55	98	253	
X3	2023/3/27	323	24.1	364	128	64.8	375	1598	43	97	579	
X4	2023/3/4	274	23.8	400	315	21.3	453	2713	61	98	244	

2 钻完井液动态损害实验评价

2.1 实验装置与样品

2.1.1 实验装置

实验装置包括岩心夹持器、恒速恒压泵、中间容器、出口计量系统等。所用设备和计量器具的技术指标如下：（1）岩心夹持器；（2）驱替泵：流量精度为0.001 mL/min；（3）压力传感器：精度为0.1kpa；（4）泥浆循环仪（5）电子天平：感量为0.001 g；（6）计算机；（7）游标卡尺：分度值为0.02 mm；（8）真空泵。

2.1.2 实验材料

研究区韩江组H0层实验岩心共40颗，物性范围为300mD~2500mD，与研究区储层的主力物性范围相符，评价结果具有一定代表性。

研究区钻井用UltraFLO钻井液体系配方如表3所示，本次研究均为室内配制。

完井液配方：海水+10kg/m³PF-HTA +60kg/m³KCL (1.05g/cm³)

表 3 X油田所用钻井液体系配方

Table 3 Drilling fluid formulation for X oilfield

药剂	NaOH	NaCO ₃	KCL	PF-EZFLO	PF-EZVIS	PF-EZCARB
浓度	3kg/m ³	2kg/m ³	60kg/m ³	20kg/m ³	4kg/m ³	30kg/m ³

2.2 实验方法

钻完井液对储层损害的实验评价方法如下：

（1）岩心洗油，标记岩心驱替正向方向，并测试长度、直径、干重及物性；

（2）岩心抽空饱和模拟地层水24小时以上；

（3）模拟原油正向驱替测试岩心的液测初始油相渗透率K_i，建立束缚水饱和度；

（4）将岩心反向放入泥浆循环仪的岩心夹持器，施加围压5MPa；将泥浆放入泥浆循环釜体并加热到储层温度，在压差ΔP=3.5MPa条件下循环钻井液模拟反向侵入过程数小时，循环过程中详细记录钻井液滤失量和岩心渗透率随时间的变化关系；

（5）对实验岩心反向循环完井液，并将岩心浸泡在完井液中，在储层温度下浸泡数小时；

（6）正向模拟原油恒速反排，测定岩心反排油相渗透率K_d，计算岩心渗透率反排率I_r及损害率R_d，判断岩心的损害程度；对实验后岩心污染端进行扫描电镜观察，以判断泥浆污染深度。

渗透率的计算公式：

$$K = \frac{vh}{A\Delta P} \quad (1)$$

式中：K为岩心渗透率，mD；v为驱替速度，cm³/min；μ为滤液流体黏度，mPa·s；h为岩心长度，cm；ΔP为渗滤压力，MPa；A为岩心横截面积，cm²。

损害率的计算公式：

$$R_d = \left(1 - \frac{K_d}{K_i}\right) \times 100\% \quad (2)$$

式中：K_i为初始岩心渗透率，mD；K_d为泥浆循环后岩心渗透率，mD。

当油气层被钻开后，钻井液是首先与油气层接触的外来流体。由于井内液柱压力常常大于储层孔隙压力，钻井液中的液相在正压差作用下会渗入油气层内部，造成储层损害。在室内进行储层损害实验评价时，仅根据岩心受钻井液损害前后渗透率的变化值来判断损害程度不够全面，还必须测定油气层的损害深度，表皮系数就是这两个参数的综合反映^[12]。

钻井液中的固相和液相在正压差作用下向储层内部渗透，排驱储层中原有的流体，占据储层孔隙。固相在储层中的侵入深度很浅，在此忽略不计，仅考虑液相侵入。显然，钻井液侵入储层的深度与已知浸泡时间内钻井液的滤失量和储层的孔隙度有关。假设储层是均质孔隙型储层，且在暂堵层形成后液相滤失速率稳定，钻井液在储层中均匀滤失。

在室内实验条件下，随着钻井液循环时间的延长，其滤失速率逐渐降低。通过对大量实验数据的拟合，发现钻井液滤失速率与时间呈负指数关系，可用下式表达：

$$q(t)_1 = q_0 e^{-\alpha t} \quad (3)$$

其中 $q(t)$ 为钻井液在 t 时刻实验岩心单位面积的滤失速率， $\text{ml}/\text{min}\cdot\text{m}^2$ ； q_0 为实验室条件下岩心钻井液的单位面积初始滤失速率， $\text{ml}/\text{min}\cdot\text{m}^2$ ； t 为钻井液打开储层时间， min ； α 为衰减指数，常数，可通过实验数据的拟合获得，其大小与钻井液性能、作业压差、储层等因素有关。

那么实验岩心在 t 时刻实际线性滤失速率为：

$$q(t)_2 = \pi r_c^2 q_0 e^{-\alpha t} \quad (4)$$

式中： r_c —岩心半径， m 。

实验过程中从 $0 \rightarrow t$ 时刻，钻井液滤失量 $Q(t)$ 为：

$$Q(t) = \int_0^t q(t)_2 dt \quad (5)$$

将式(4)代入(5)可得：

$$Q(t) = \int_0^t \pi r_c^2 q_0 e^{-\alpha t} dt = \frac{q_0 \pi r_c^2}{\alpha} (1 - e^{-\alpha t}) \quad (6)$$

根据物质平衡原理，钻井液在岩心中的滤失量将部分充满岩心中的孔隙：

$$Q(t) = \pi r_c^2 \phi f L(t) \quad (7)$$

其中： ϕ —岩心孔隙度； f —钻井液滤液对岩心孔隙的冲洗度； $L(t)$ — t 时刻钻井液滤液的侵入深度， m 。

将(6)代入(7)可得：

$$L(t) = \frac{q_0}{\phi f \alpha} (1 - e^{-\alpha t}) \quad (8)$$

上式即为线性渗流条件下钻井液液相侵入深度计算模型。

在平面径向流时，钻井液在 t 时刻的滤失速率为：

$$q(t)_3 = 2\pi r_w H q(t)_1 \quad (9)$$

其中： $q(t)_1$ —实验室所测岩心单位面积滤失速率， $\text{ml}/\text{min}\cdot\text{m}^2$ ； r_w —为井眼半径， m ； H —储层厚度， m 。

在钻井液浸泡储层 t 时刻后滤失量为：

$$Q(t) = \int_0^t q(t)_3 dt = \int_0^t 2\pi r_w H q_0 e^{-\alpha t} dt = \frac{2\pi r_w H q_0}{\alpha} (1 - e^{-\alpha t}) \quad (10)$$

同理根据物质平衡原理可得：

$$Q(t) = [\pi(r_w + L(t))^2 - \pi r_w^2] \cdot \phi \cdot H \cdot f \quad (11)$$

其中 $L(t)$ — t 时刻钻井液在储层的侵入深度， m 。

将(10)代入(11)可得：

$$L(t) = \sqrt{\frac{2r_w q_0 (1 - e^{-\alpha t})}{\alpha \phi f} + r_w^2} - r_w \quad (12)$$

上式即为平面径向流条件下任意时刻钻井液液相侵入深度的计算模型。利用该模型可以根据室内实验数据，预测不同时刻钻井液液相侵入深度，而且该模型可直接用于现场评价。

根据钻井液在储层中的侵入深度 $L(t)$ 和储层损害程度，可利用经验公式计算受到钻井液污染后储层的表皮系数。钻井过程中表皮系数计算的经验公式如下：

$$S = \left(\frac{K}{K_d} - 1\right) \ln\left(\frac{L(t)}{r_w}\right) \quad (13)$$

式中： S —表皮系数； K —储层初始渗透率， $10-3 \mu\text{m}^2$ ； K_d —储层损害后反排恢复渗透率， $10-3 \mu\text{m}^2$ ； L —钻井液侵入半径， m ； r_w —井眼半径， m 。

将式(12)代入(13)可得：

$$S(t) = \left(\frac{K}{K_d} - 1\right) \left[\ln\left(\sqrt{\frac{2r_w q_0 (1 - e^{-\alpha t})}{\alpha \phi f} + r_w^2} - r_w\right) - \ln r_w \right] \quad (14)$$

上式即为基于室内实验的任意时刻储层损害后表皮系数计算模型。

本次研究针对钻完井液对储层损害的影响因素，分别评价钻井液循环时间、完井液浸泡时间对不同物性岩心损害程度的影响，如表4、表5所示。

表4 钻完井液对不同物性岩心的损害评价

Table 4 Damage evaluation of drilling & completion fluids on cores with diverse properties

实验目的	实验体系	渗透率, mD	循环时间	完井液浸泡时间	组数	总组数
钻完井液对不同物性岩心损害实验评价	钻井液 - 完井液系列流体	500	2 小时	6 小时	各 1 组	4
		800				
		1000				
		1500				

表5 钻完井液循环时间变化对储层损害评价

Table 5 Reservoir damage evaluation vs. drilling & completion fluid circulation time

实验目的	实验体系	渗透率 mD	循环时间	完井液浸泡时间	组数	总组数
不同钻井液循环时间 相同完井液浸泡时间	钻井液 - 完井液系列流体	500 1000	2 ~ 48 小时	6 ~ 24 小时	各 1 组	9

2.3 实验结果

2.3.1 岩心物性对损害率影响实验

钻完井液体系对岩心的渗透率损害程度为 10.6% ~ 32.0%，属于无到弱损害，七天侵入深度 0.46 ~ 0.96m，表皮系数 0.18 ~ 0.91。实验结果呈现储层物

性越差，钻井液对储层渗透率的损害程度越大，侵入深度和表皮系数也越大，如表6、图2、图3所示。这是由于在低渗透率储层中，由于孔喉细小，导致固相侵入后对储层损害更大。而且钻井液中暂堵颗粒的沉积会进一步填充细小孔喉，加剧储层致密化，导致损害率升高。

表 6 不同物性岩心实验结果

Table 6 Core test results by physical property

岩心号	循环时间 /h	完井液浸泡时间 /h	气测	实验前	返排后		滤失量 /mL/h	侵入深度 /m	表皮系数
			K/mD	K/mD	K/mD	Rd/%			
17#	2	6	438	113.8	77.4	32.0	3.20	0.96	0.91
18#	2	6	975	103.8	84.50	18.60	4.35	0.90	0.48
19#	2	6	1593	165.5	140.69	14.98	3.20	0.46	0.29
20#	2	6	2018	308.59	275.80	10.63	4.59	0.48	0.18

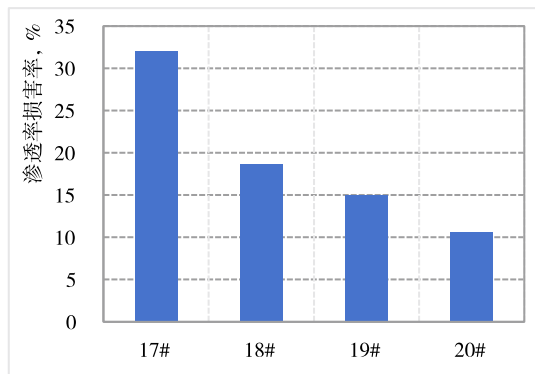


图 2 渗透率损害率与岩心物性关系

Figure 2 Permeability damage rate vs. core properties

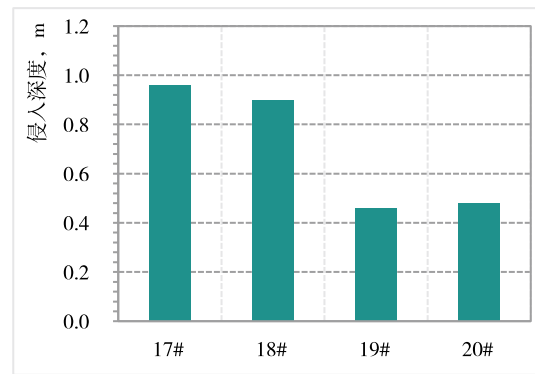


图 3 侵入深度与岩心物性关系

Figure 3 Invasion depth vs. core properties

2.3.2 不同钻井液时间相同完井液时间实验

从实验结果可以看出，从2h ~ 48h，岩心渗透率损害率从8.65%增至21.1%，侵入深度从0.46m增至0.81m，表

皮系数从0.11增至1.31。随着钻井液循环时间增长，储层受到的固相侵入也越多。因此，在钻井完作业中应该尽量控制工期，减少储层暴露在钻井液中的时间，如表7、图4、图5所示。

表 7 不同钻井液时间相同完井液时间实验结果

Table 7 Experimental results of variable drilling fluid durations with constant completion fluid exposure time

岩心号	循环时间 /h	完井液浸泡时间 /h	气测渗透率	实验前	返排后		侵入深度 /m	表皮系数
			K/mD	K/mD	K/mD	Rd/%		
21#	2	6	1100	120.6	114.2	5.3	0.46	0.11
22#	6	6	1064	98.0	88.7	9.5	0.54	0.33
23#	12	6	1086	44.7	39.6	11.4	0.62	0.54
24#	24	6	1105	178.6	157.8	11.7	0.75	0.59
25#	48	6	1142	171.5	140.9	17.9	0.81	1.05

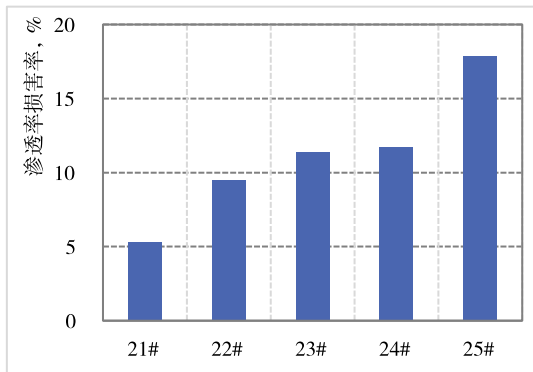


图4 渗透率损害率与钻井液循环时间关系

Figure 4 Correlation of permeability damage rate with drilling fluid circulation duration

2.3.3 相同钻井液时间不同完井液时间实验

完井液浸泡6h实验后岩心渗透率损害率为16.5%~18.6%，平均17.6%，为弱损害；平均3.23MPa/m；表皮系数为0.45~0.57，平均0.51。

浸泡时间增至24h，岩心渗透率损害率为

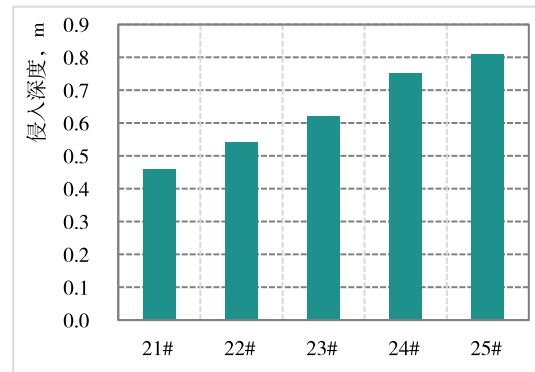


图5 侵入深度与钻井液循环时间关系

Figure 5 Correlation of invasion depth with drilling fluid circulation duration

6.5%~11.8%，平均9.1%；表皮系数为0.11~0.21，平均0.16，损害程度降低8%，即储层渗透率的恢复程度随完井液作用时间的延长而增加。这说明了随着完井液循环时间增长，钻井液在地层表面形成的泥饼也溶蚀得更加彻底，而且储层中钙质组分也可能被溶解，进一步增加物性，如表8、图6、图7所示。

表8 不同完井液时间相同钻井液时间实验结果

Table 8 Experimental results: variable completion fluid time, constant drilling fluid time

岩心号	循环时间/h	完井液浸泡时间/h	气测渗透率 K/mD	返排后			表皮系数
				实验前 K/mD	K/mD	Rd/%	
26#	2	6	318.5	98.1	76.2	16.5	0.79
27#	2	6	825.1	103.8	84.5	18.6	0.78
28#	2	24	430.6	99.1	92.7	6.5	0.52
29#	2	24	968.1	256.1	225.9	11.8	0.53

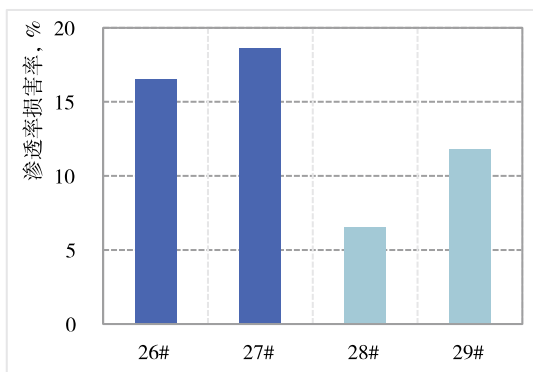


图6 渗透率损害率与钻井液循环时间关系

Figure 6 Correlation of permeability damage rate with drilling fluid circulation duration

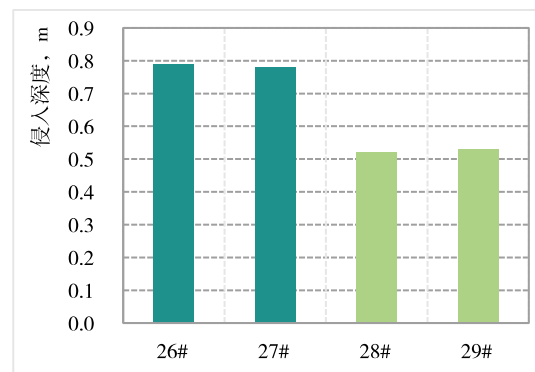


图7 侵入深度与钻井液循环时间关系

Figure 7 Correlation of invasion depth with drilling fluid circulation duration

3 钻完井液体系优选

基于前文研究结果可知，研究区目的层所用钻完井液在循环过程中效果欠佳，滤失量，侵入深度和表皮系数均较大。已知目前X油田主力产层主流喉道半径为

9.95~25.90 μm，平均值为22.28 μm。储层孔喉分布范围广。推测使用不同粒径的暂堵颗粒复配钻井液会有较好的效果。现在使用暂堵颗粒为165目，未能形成有效封堵。拟加入400、800、1200目EZ-CARB暂堵颗粒，并提

高钻完井液浓度，模拟现场钻井温度、压力条件，开展钻井液体系优化实验，对岩心进行损害评价：包括完井液隐形酸螯合剂浓度、暂堵剂浓度及粒径优选实验，为储层保护方案提供数据支撑。

3.1 优选实验方案

暂堵剂和螯合剂的浓度不同，作用于同一岩心产生的效果也不同，选取渗透率和储层相近的岩心，在地层条件下，利用泥浆循环装置进行实验，如表9所示。

表 9 钻完井液体系优化实验方案

Table 9 Optimization scheme of drilling & completion fluids

组数	实验目的	实验体系	物性	组数	总组数
1	完井液隐形酸螯合剂浓度优选		K<500mD 1000 ~ 1500mD K>1500mD	2%PF-HTA: 4 样次	4
2	暂堵剂浓度优选	钻井液 - 完井液系列流体	K<500mD 1000 ~ 1500mD	5%EZ-CARB: 4 样次	4
3	暂堵剂粒径优选		K<500mD 500 ~ 1000mD 1000 ~ 1500mD K>1500mD	K<500mD: 8 样次 500 ~ 1000mD: 4 样次 1000 ~ 1500mD: 4 样次 K>1500mD: 2 样次	18

注：实验温度 80℃，围压 5MPa，循环压差 3.5MPa，循环时间均为 2 小时，完井液浸泡 6 小时。

3.2 实验结果分析

3.2.1 暂堵颗粒浓度变化的影响

前期实验表明，当EZCARB加量为3%时，钻完井液对岩心的损害率为23.6%~30.3%，平均26.67%，为弱到中等偏弱损害；滤失量为2.35-4.6mL/h，平均3.71mL/h，侵入深度为0.92-1.34m，平均1.12m。表皮系数为0.83-0.96，平均0.85。

现在将EZCARB加量由3%优化至5%，岩心渗透率损害率由26.7%降至17.7%，7d侵入深度由1.1降至0.8m，滤失量由3.7降至3.4mL/h。暂堵剂加量提高后，渗透率损害程度、漏失量、侵入深度均降低，如表10、图8、图9所示。

由此可见，随着暂堵颗粒加量的增大，钻井液封堵性能逐渐提升，对储层的损害也逐渐减小。因此，推荐暂堵颗粒的最佳加量为5%。

表 10 EZCARB加量变化对储层损害评价结果表

Table 10 EZCARB concentration impact on reservoir damage

岩心号	循环时间/h	EZCARB 浓度 /%	气测	实验前	返排后		滤失量 /mL/h	侵入深度 /m	表皮系数
			K/mD	K/mD	K/mD	Rd/%			
30#	2	3	348.00	54.68	40.96	25.09	8.3	1.29	0.83
31#			294.60	47.64	34.46	27.66	7.5	1.34	0.96
32#			891.43	101.07	70.41	30.33	9.2	0.92	0.93
33#			956.34	153.63	117.36	23.61	4.7	0.92	0.66
34#	5	5	295.0	33.7	27.9	17.2	3.60	1.0	0.5
35#			327.9	37.2	31.7	14.9	3.05	0.9	0.4
18#			975.6	103.8	84.5	18.6	4.35	0.8	0.5
36#			1023.0	96.0	76.8	20.0	2.65	0.8	0.5

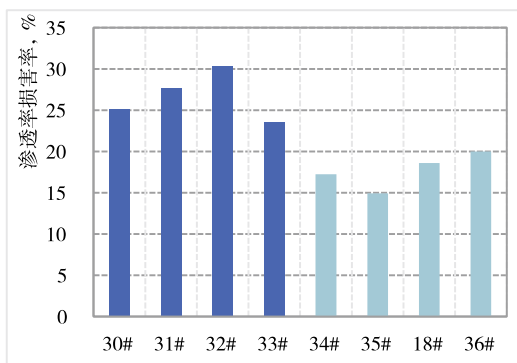


图 8 渗透率损害率与EZCARB浓度关系

Figure 8 Correlation plot of permeability damage rate vs. EZCARB concentration

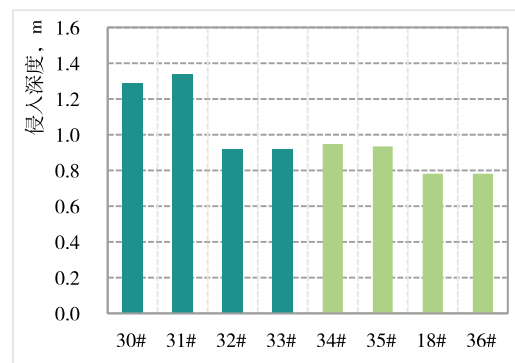


图 9 侵入深度与EZCARB浓度关系

Figure 9 Correlation of invasion depth with EZCARB concentration

3.2.2 完井液隐形酸螯合剂浓度变化的影响

前期实验表明,当PF-HTA加量为1%时,钻完井液对于岩心的损害率2.9%~38.7%,平均25.1%,为弱到中等偏弱损害;表皮系数为0.03~1.44,平均0.95。

现在将PF-HTA加量提高到为2%,岩心渗透率损

害率由26.7降至18.9%,返排压差由2.9降至2.2MPa/m。可见,随着螯合剂加量的增大,完井液解堵能力逐渐增强,返排压差显著降低,储层受到的损害也逐渐减小。因此,推荐螯合剂的最佳加量为2%,如表11、图10、图11所示。

表 11 隐形酸螯合剂加量2%储层损害评价结果表

Table 11 Evaluation results of reservoir damage at 2% invisible acid chelating agent concentration

岩心号	气测渗透率	实验前		返排后		返排压差 (MPa/m)	侵入深度 /m	表皮系数
	K/mD	K/mD	K/mD	Rd/%				
37#	2064.81	294.97	180.92	38.67	1.11	1.05	1.44	
38#	3502.27	500.32	332.03	33.64	0.52	0.70	0.95	
39#	387.1	81.12	62.40	23.08	2.13	0.78	0.59	
17#	334.7	98.08	76.18	16.50	1.45	0.79	0.57	
40#	438.5	113.78	80.39	29.35	2.62	0.96	0.91	
41#	396.7	112.15	92.36	17.65	2.70	0.96	0.47	

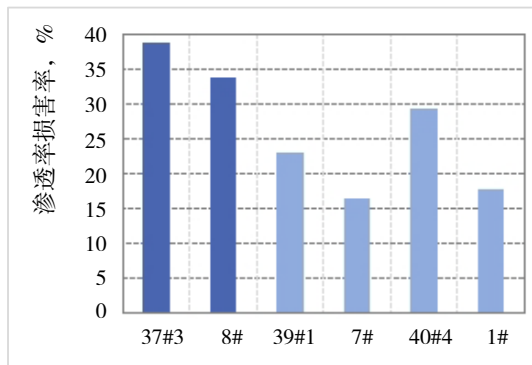


图 10 渗透率损害率与隐形酸螯合剂浓度关系

Figure 10 Correlation of permeability damage rate with invisible acid chelating agent concentration

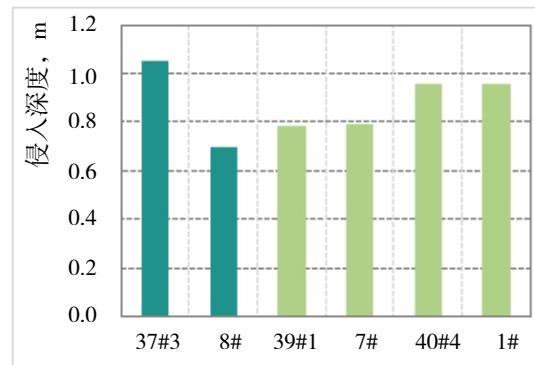


图 11 侵入深度与隐形酸螯合剂浓度关系

Figure 11 Correlation of invasion depth with invisible acid chelating agent concentration

3.2.3 暂堵机理暂堵剂粒径优选

屏蔽暂堵技术是以储层物性为基础,在充分认识储层岩石矿物组成,敏感性矿物组分、含量,沉积状态,以及储层的孔隙结构、温度、压力等特征之后,提出的一项储层保护技术。该项技术的核心目标是在井筒与地层之间,或者在地层内部的天然或诱导裂缝中,构建一个坚韧、致密且渗透率极低的隔离带,该隔离带能有效阻止钻井液、完井液等工作流体中的液相和微细固相颗粒侵入储层深部,保护储层岩石的原始孔隙结构和流体性质,最大限度地减少对储层的损害。

如何科学地设计暂堵剂配方,以形成最致密的封堵带,是屏蔽暂堵技术的核心科学问题。“理想充填理论”正是在此背景下,为优化暂堵剂颗粒级配而发展起来的一套理论方法。其根本目标是,通过不同粒径颗粒的科学搭配,使小颗粒恰好填充到大颗粒堆积所形成的空隙中,实现整个颗粒体系孔隙度最小化、堆积密度最

大化。

早期最经典的理论由Abrams于1977年提出的。他指出,要有效封堵一个孔隙或裂缝,起架桥作用的最大颗粒粒径应约为孔喉或裂缝平均宽度的1/3;同时建议钻井液中的架桥颗粒浓度至少应达到5%,可获得较佳暂堵效果。这为暂堵剂设计提供了初步的量化依据^[13]。20世纪90年代,罗平亚等人根据室内试验结果提出了一种新的暂堵剂粒径筛选规则:1/2~2/3规则。即架桥颗粒的粒径中值为储层孔径中值的1/2~2/3时,钻井液的滤失量和侵入深度可达到最小,在储层孔喉处形成的架桥最稳定,并进而提出了屏蔽暂堵技术^[14]。后来Hands等人依据“理想充填”理论,进一步提出了便于现场实施的d90规则,即当暂堵剂颗粒在其粒径累积分布曲线上的d90值(指90%的颗粒粒径小于该值)与储层的最大孔喉直径或最大裂缝宽度相等时,可取得理想的暂堵效果^[15, 16]。因此,本次研究根据d90规则和理想充填理论,结合根据

渗透率贡献值确定的主流孔喉半径大小，建立了如下暂堵剂颗粒尺寸优选的方法：

- (1) 选取储层代表性岩样进行压汞孔隙结构分析，得到储层最大主流孔喉直径 $d_{主流max}$ 。
- (2) 根据储层主流孔喉直径在“累计体积%”~ d 1/2图中作出基线；
- (2) 测试不同粒径的暂堵颗粒粒径分布，选择分别位于基线左右最靠近基线的两种暂堵颗粒（粗、细两种碳酸钙），按照不同的混合比例将两种暂堵颗粒混合，计算其粒度分布；
- (3) 将混合颗粒的粒度分布在“累计体积%”~ d 1/2坐标图作出，检验其粒度分布对基线的逼近程度；
- (4) 若粒度分布相对基线偏左，则降低细碳酸钙比例，增加粗碳酸钙比例；若偏右，降低粗钙比例，增加细钙比例；
- (5) 重复步骤（3）（4），直到所获得的暂堵颗粒

粒度分布与基线基本吻合为止，此时的暂堵颗粒混合比例就是所需的储层理想暂堵颗粒分布。

依据上述方法，针对不同物性的岩性开展暂堵颗粒复配优化实验。对于渗透率为500mD储层，暂堵颗粒未复配时，钻完井液对于岩心的损害率17.65~31.99%，平均23.76%；滤失量为1.93~3.20mL/h，平均2.56mL/h；返排压差2.62~6.70MPa/m，平均4.73MPa/m；7d侵入深度为0.78~0.96m，平均0.87m；表皮系数为0.47~0.91，平均0.64。EZCARB优化至15%165目+85%1200目之后钻完井液对于岩心的损害率6.06~20.00%，平均11.40%；滤失量为1.30~3.90mL/L，平均2.52mL/L；返排压差2.25~4.18MPa/m，平均2.87MPa/m；7d侵入深度为0.65~1.06m，平均0.90m。表皮系数为0.12~0.53，平均0.28。钻完井液对岩心的渗透率损害、返排压差、滤失量均下降，其中渗透率损害率降幅12.4%，返排压差降幅40%，如表12、图12、图13所示。

表 12 渗透率为500mD储层暂堵颗粒优化实验

Table 12 Optimization experiment of temporary plugging particles in 500-mD permeability reservoirs

岩心号	气测	实验前			返排后		滤失量 /mL/h	返排压差 MPa/m	侵入深度 /m	表皮系数	暂堵颗粒复配
	K/mD	K/mD	K/mD	Rd/%							
39#	387.1	81.1	62.4	23.1	2.60	5.13	0.78	0.59	100%165 目		
17#	334.7	98.1	76.2	22.3	1.93	4.45	0.79	0.57			
40#	438.5	113.8	77.4	32.0	3.20	2.62	0.96	0.91			
41#	396.7	112.2	92.4	17.6	2.50	6.70	0.96	0.47			
42#	395.1	73.3	66.1	9.8	1.30	2.59	0.96	0.24			
43#	397.3	26.2	24.6	6.1	2.13	4.18	0.65	0.12	15%165 目 +85%1200 目		
44#	314.8	62.3	56.3	9.7	3.90	2.25	1.06	0.25			
45#	396.2	84.4	67.5	20.0	2.75	2.48	0.91	0.53			

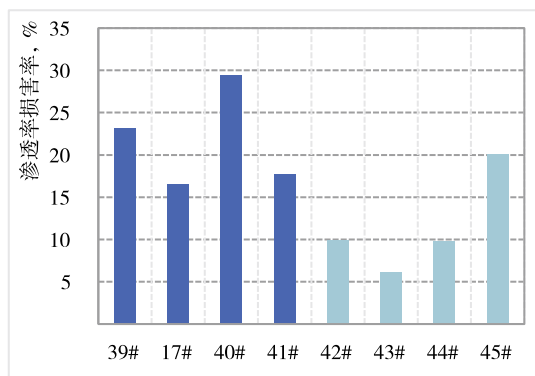


图 12 暂堵颗粒优化前后渗透率损害率变化

Figure 12 Comparison of permeability damage rate: optimized vs. unoptimized temporary plugging particles

对于渗透率为500~1000mD储层，暂堵剂未复配时，钻完井液对于岩心的损害率18.60~20.00%，平均19.3%；滤失量为2.65~4.35mL/h，平均3.50mL/h；返排压

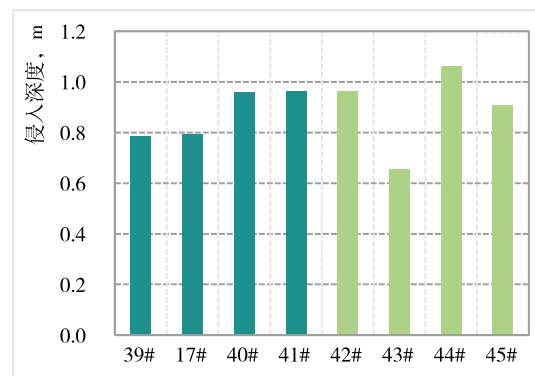


图 13 暂堵颗粒优化前后侵入深度变化

Figure 13 Comparison of invasion depth: optimized vs. unoptimized temporary plugging particles

差2.01~3.44MPa/m，平均2.72MPa/m；7d侵入深度为0.80~0.90m，平均0.85m；表皮系数为0.48~0.50，平均0.49。EZCARB优化至45%165目+55%1200目之后钻完井液对

于岩心的损害率8.11~12.67%，平均10.39%；滤失量为1.55~1.60mL/L，平均1.58mL/L；返排压差2.01~2.46MPa/m，平均2.24MPa/m；7d侵入深度为0.76~0.80m，平均0.78m。表皮系数为0.35~0.37，平均0.36。钻完井液对于

岩心的损害率、返排压差、滤失量、侵入深度均下降，其中渗透率损害降幅9%，返排压差降幅18%，如表13、图14、图15所示。

表 13 渗透率为500~1000mD储层暂堵颗粒优化实验

Table 13 Optimization experiment of temporary plugging particles in 500–1000 mD permeability reservoirs

岩心号	气测	实验前		返排后		滤失量 /mL/h	返排压差 MPa/m	侵入深度 /m	表皮系数	暂堵颗粒复配
	K/mD	K/mD	K/mD	Rd/%						
18#	975.6	103.8	84.50	18.60	4.35	3.44	0.90	0.48	100%165目	
36#	1023.0	96.0	76.81	20.00	2.65	2.01	0.80	0.50		
46#	1022.0	167.0	145.83	12.67	1.60	2.46	0.80	0.37	45%165+55%1200	
47#	954.0	142.2	130.71	8.11	1.55	2.01	0.76	0.35		

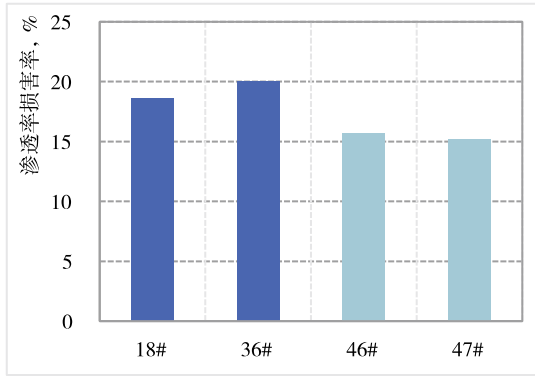


图 14 暂堵颗粒优化前后渗透率损害率变化

Figure 14 Comparison of permeability damage rate: Optimized vs. unoptimized temporary plugging particles

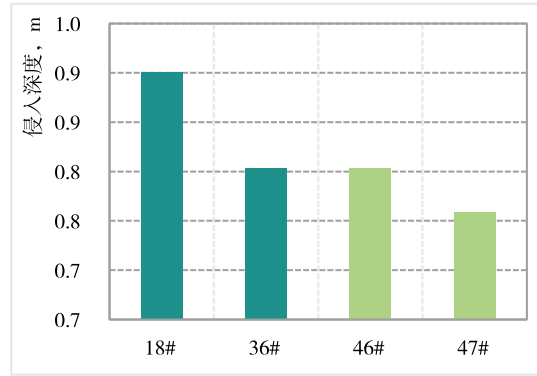


图 15 暂堵颗粒优化前后侵入深度变化

Figure 15 Comparison of invasion depth: optimized vs. unoptimized temporary plugging particles

对于渗透率为1000~1500mD储层，暂堵颗粒未复配时，钻完井液对于岩心的损害率14.32~14.98%，平均14.65%；滤失量为3.2~3.8mL/h，平均3.5 mL/h；返排压差1.15~1.16MPa/m，平均1.155MPa/m；7d侵入深度为0.46~0.47m，平均0.465m；表皮系数为0.19~0.29，平均0.24。EZCARB优化至70%165目+30%1200目之后钻

完井液对于岩心的损害率4.35~5.65%，平均5.00%；滤失量为2.58~3.50mL/h，平均3.04mL/h，7d侵入深度为0.46~0.48m，平均0.47m；表皮系数为0.07~0.09，平均0.08。钻完井液对于岩心的损害率、返排压差、滤失量均下降，渗透率损害降幅9.7%，返排压差降幅11%，如表14、图16、图17所示。

表 14 渗透率为1000~1500mD储层暂堵颗粒优化实验

Table 14 Optimization experiment of temporary plugging particles in 1000–1500 mD permeability reservoirs

岩心号	气测渗透率	实验前		返排后		滤失量 /mL/h	返排压差 MPa/m	侵入深度 /m	表皮系数	暂堵颗粒复配
	K/mD	K/mD	K/mD	Rd/%						
48#	1601.0	145.3	124.47	14.32	3.80	1.15	0.47	0.19	100%165目	
19#	1593.0	165.5	140.69	14.98	3.20	1.16	0.46	0.29		
49#	1500.0	188.6	177.99	5.65	2.58	1.06	0.48	0.09	70%165目+30%1200目	
50#	1500.0	179.7	171.86	4.35	3.50	0.94	0.46	0.07		

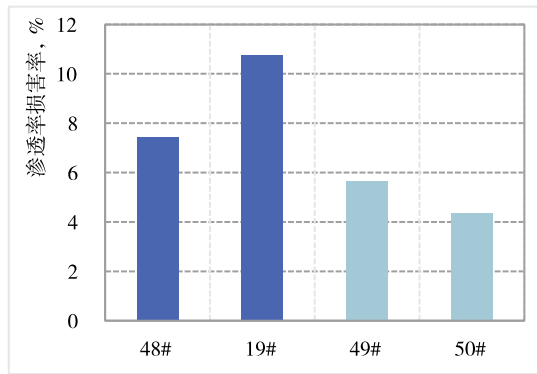


图 16 暂堵颗粒优化前后渗透率损害率变化

Figure 16 Comparison of permeability damage rate: optimized vs. unoptimized temporary plugging particles

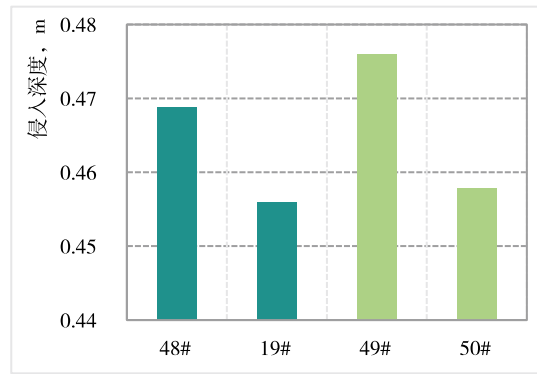


图 17 暂堵颗粒优化前后侵入深度变化

Figure 17 Comparison of invasion depth: optimized vs. unoptimized temporary plugging particles

对于渗透率 > 1500 mD 储层，100% 165 目 EZCARB 为最优粒径，钻完井液对于岩心的损害率 10.63 ~ 14.84%，平均 12.73%；滤失量为 4.12 ~ 4.59 mL/

h，平均 4.35 mL/h；7d 侵入深度为 0.48 ~ 0.55 m，平均 0.52 m；表皮系数为 0.18 ~ 0.28，平均 0.23，如表 15、图 18、图 19 所示。

表 15 渗透率 > 1500 mD 储层暂堵颗粒优化实验

Table 15 Optimization experiment of temporary plugging particles in >1500 mD permeability reservoirs

岩心号	气测渗透率	实验前		返排后		滤失量 /mL/h	返排压差 MPa/m	侵入深度 /m	表皮系数
	K/mD	K/mD	K/mD	Rd/%					
20#	2103	331.51	282.31	14.84	4.12	0.67	0.55	0.28	
51#	2018	308.59	275.80	10.63	4.59	0.73	0.48	0.18	

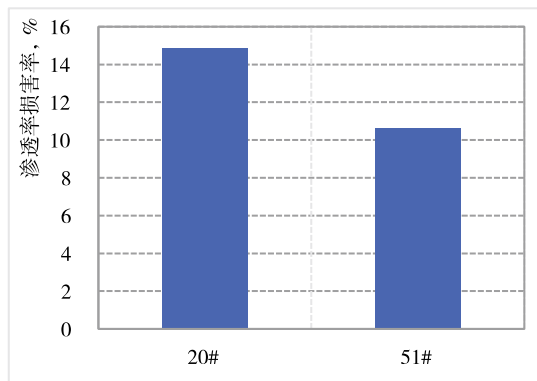


图 18 暂堵颗粒优化前后渗透率损害率变化

Figure 18 Comparison of permeability damage rate: optimized vs. unoptimized temporary plugging particles

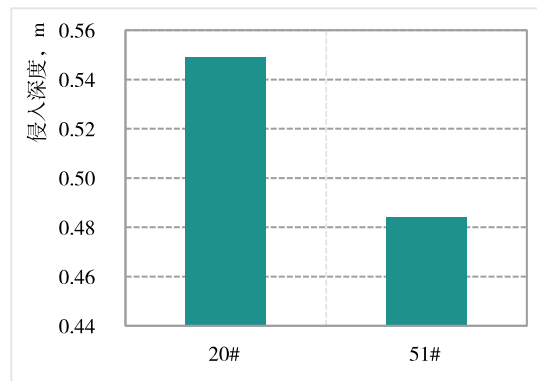


图 19 暂堵颗粒优化前后侵入深度变化

Figure 19 Comparison of invasion depth: optimized vs. unoptimized temporary plugging particles

4 结论

(1) 钻完井液对储层的损害程度整体为弱—中等偏弱，且损坏程度随钻井液循环时间增加 3 增大，但增长幅度愈来愈小，储层物性越差，钻井液对储层渗透率损害程度越大。

(2) 优化后顺序工作液（2%PF-HTA、5%EZCARB）对天然岩心的渗透率损害率 17.7% ~ 18.9%，属于弱损害；7d 侵入深度为 0.7 ~ 1.0 m。因此，推荐钻井液暂堵颗粒 EZCARB 加量为 5%，完井液隐形酸螯合剂 PF-HTA 加量为 2%。

(3) 基于 d90 规则和理想充填理论，优化了不同物

性储层EZCARB暂堵颗粒的粒径配比;优化后钻完井液对储层的损害率为5.0%~11.4%,且随渗透率降低,优化效果越好,说明所提出的复配暂堵剂方案更适用于渗透率小于1500mD的储层。

参考文献

- [1] 郝婧,张厚和,李春荣,等.渤海海域油气勘探历程与启示[J].新疆石油地质,2021,42(3):328-336.
- [2] 江尚昆,王德英,孙哲,等.渤海油田油气勘探阶段及储量增长潜力[J].海洋地质前沿,2022,38(2):48-54.
- [3] 刘超,王刚,韩建斌,等.渤海湾疏松砂岩储层微观特征及开发实践[J].石油化工高等学校学报,2021,34(6):35-41.
- [4] 暴赫,侯亚伟,王刚,等.渤海P油田疏松砂岩储层敏感性实验研究及评价[J].当代化工,2024,53(9):2147-2151.
- [5] Gang Xiang, Jianghai Zou, Lingyun Zhao, et al. Development and Application of a Plugging-Type Solid-Free Drilling Fluid System [J]. ACS Omega, 2025, 10(36):41502-41514.
- [6] 丁剑.玛湖井区钻井液防漏堵漏技术研究与应用[D].北京:中国石油大学,2023.
- [7] 李之军,朱茂,智晶子,等.微生物无固相钻井液体系构建及其固壁作用机理研究[J].煤田地质与勘探,2023,51(4):187-194.
- [8] Fuchang You, Jia Zeng, Chunwu Gong, et al. Experimental Study of a Degradable Solid-Free Drill-In Fluid System and Its Reservoir Protection Mechanism [J]. SPE Journal, 2024, 29(3):1337-1349.
- [9] M Mohammadi, H Mahani. Insights into the Pore-Scale Mechanisms of Formation Damage Induced by Drilling Fluid and Its Control by Silica Nanoparticles [J]. Energy & Fuels, 2020, 34(6):6904-6919.
- [10] 张蕊,李馨语,牛萌,等.吴起油田长8储层钻井液储层保护技术研究[J].石油化工应用,2022,41(11):25-29.
- [11] Zhang, Huanmeng, Guo, et al. Pore-throat structure, fractal characteristics and permeability prediction of tight sandstone: the Yanchang Formation, Southeast Ordos Basin [J]. Scientific Reports, 2025, 14(1):1-19.
- [12] 彭鹏,王小培,张永灵,等.裂缝—孔隙型双重介质储层气井产能公式研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2025,(6).
- [13] 许洁,许林,李习文,等.新型储层钻井完井一体化工作液设计及性能评价[J].钻井液与完井液,2023,40(2):184-192.
- [14] 黄宁,孙金声,刘敬平,等.水基钻井液封堵理论和材料研究现状及发展趋势[J].化工进展,2025,44(1):367-378.
- [15] Zhengrong Chen, Guangai Wu, Jun Zhou, et al. Optimization of degradable temporary plugging material and experimental study on stability of temporary plugging layer [J]. Frontiers in Physics, 2023, (11):1167215.
- [16] 赵欣,耿麒,邱正松,等.深水高孔高渗储层免破胶钻井完井液技术[J].天然气工业,2021,41(4):107-114.

Damage and Protection of Unconsolidated Sandstone Reservoirs in X Oilfield Caused by Drilling and Completion Fluids

Zhu Xiaojie Tang Hongming

School of Earthscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu

Abstract: The H0 formation of X Oilfield is an unconsolidated sandstone reservoir, During drilling and completion operations, it is highly susceptible to solid-phase invasion, which disrupts the original mechanical and chemical equilibrium of the reservoir, thereby triggering severe reservoir damage and restricting reservoir development benefits. To address this technical challenge, this paper conducts dynamic filtration experiments of drilling and completion fluids. By simulating the drilling and completion processes, the paper systematically evaluates the influence laws of reservoir physical properties and circulation time on the degree of reservoir damage under the action of existing drilling and completion fluid systems. Based on the experimental results, it further systematically analyzes the damage mechanism of drilling and completion fluid systems on such reservoirs in X Oilfield, and completes the optimal screening of drilling and completion fluid concentration and bridging particle ratio. The experimental results show that: reservoirs with better physical properties suffer relatively less damage; with the extension of circulation time, the invasion depth of drilling fluid and the reservoir damage rate increase continuously; the damage rate of the optimized drilling and completion fluid system to the reservoir is controlled within the range of 5.0%–11.4%, and it presents the characteristic that the lower the permeability, the better the damage control effect. The research results can provide important theoretical support for the efficient development of medium-porosity and medium-permeability unconsolidated sandstone reservoirs.

Key words: Pearl River Mouth Basin; Unconsolidated sandstone; Reservoir damage; Reservoir protection