



## 顺北5号断裂带南部压力剖面建立及井身结构优化

李双贵 罗江 于洋 汤明 易浩 曾德智

### Establishing Pressure Profiles and Casing Program Optimization in the Southern Shunbei No. 5 Fault Zone

LI Shuanggui, LUO Jiang, YU Yang, TANG Ming, YI Hao, ZENG Dezhi

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022037>

## 您可能感兴趣的其他文章

### Articles you may be interested in

#### 顺北油气田超深井井身结构优化设计

Optimal Design of Casing Programs for Ultra-Deep Wells in the Shunbei Oil and Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(2): 6-11 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020002>

#### 顺北油气田火成岩侵入体覆盖区超深井优快钻井技术

Ultra-Deep Well Drilling Technology in the Igneous Invasion Coverage Area of the Shunbei Oil and Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(2): 1-5 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020004>

#### 马深1井钻井工程设计与施工

Design and Drilling of Well Mashen 1

石油钻探技术. 2017, 45(4): 15-20 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201704003>

#### 顺北油田超深井优快钻井技术

Optimization of Fast Drilling Technology for Ultra-Deep Wells in the Shunbei Oilfield

石油钻探技术. 2017, 45(6): 8-13 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201706002>

#### 顺北油气田一区超深井三开长封固段固井技术

Anti-Leakage Cementing Technology for the Long Well Section below Technical Casing of Ultra-Deep Wells in the No.1 Area of Shunbei Oil and Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(6): 33-39 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020110>

#### 塔里木克深9气田复杂超深井钻井关键技术

Key Drilling Technologies for Complex Ultra-Deep Wells in the Tarim Keshen 9 Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(1): 15-20 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020028>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2022037

引用格式: 李双贵, 罗江, 于洋, 等. 顺北 5 号断裂带南部压力剖面建立及井身结构优化 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(1): 9-15.

LI Shuanggui, LUO Jiang, YU Yang, et al. Establishing pressure profiles and casing program optimization in the Southern Shunbei No. 5 fault zone [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(1): 9-15.

## 顺北 5 号断裂带南部压力剖面建立及井身结构优化

李双贵<sup>1,2</sup>, 罗江<sup>3</sup>, 于洋<sup>1,2</sup>, 汤明<sup>3</sup>, 易浩<sup>1,2</sup>, 曾德智<sup>3</sup>

(1. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐 830011; 2. 中国石化缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆乌鲁木齐 830011; 3. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学), 四川成都 610500)

**摘 要:** 顺北 5 号断裂带南部受断裂构造运动影响, 钻井过程中普遍存在恶性漏失、钻井效率低等问题。为此, 基于邻井成像测井资料和钻井资料, 建立了漏失压力计算模型, 得到了顺北 5 号断裂带南部地层的四压力(孔隙压力、破裂压力、坍塌压力和漏失压力)剖面; 根据四压力剖面和钻井技术难点优化井身结构, 将侵入体未发育区域原有的五开井身结构优化为四开井身结构, 并减小井眼尺寸, 缩短了钻井周期; 针对侵入体发育区域, 设计了地层承压能力强的非常规四开井身结构和缩小井眼尺寸的常规五开专封井身结构, 提高了井壁稳定性。现场试验表明: 所建漏失压力计算模型的预测准确性较高; 应用常规五开专封井身结构后, 复杂情况处理时效平均缩短 27.8 d, 钻井周期平均缩短 14.6%。研究和现场试验表明, 顺北 5 号断裂带南部采用优化后的井身结构能够解决钻井过程井漏和钻井效率低的问题, 可为复杂地层超深井井身结构设计提供技术借鉴。

**关键词:** 复杂地层; 超深井; 压力剖面; 漏失压力; 井身结构; 优化设计; 顺北油气田

中图分类号: TE22

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2023)01-0009-07

### Establishing Pressure Profiles and Casing Program Optimization in the Southern Shunbei No. 5 Fault Zone

LI Shuanggui<sup>1,2</sup>, LUO Jiang<sup>3</sup>, YU Yang<sup>1,2</sup>, TANG Ming<sup>3</sup>, YI Hao<sup>1,2</sup>, ZENG Dezh<sup>3</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 2. Sinopec Key Laboratory for Enhanced Oil Recovery in Fractured and Vuggy Reservoirs, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China)

**Abstract:** The southern part of the Shunbei No. 5 fault zone is affected by structural fault movement. Numerous drilling problems such as severe leakage and low drilling efficiency frequently occur. Based on adjacent well logging data and drilling data, a leakage pressure model was established, and a four-pressure profile (pore pressure, fracture pressure, collapse pressure and leakage pressure) of the southern formation in Shunbei No.5 fault zone was obtained. According to the pressure profile and drilling technical problems, casing program without invasive body was optimized from original five-section to four-section. As a result, the borehole size was reduced and the the drilling cycle was shortened. For areas with an invasive body, a unconventional four-section casing program with stronger formation pressure-bearing capacity and a conventional five-section sealing casing program with reduced borehole size was designed. The wellbore stability dramatically improved. The field test demonstrated that the prediction accuracy of leakage pressure is high. The average time for dealing with complex situation is shortened by 27.8 days and the average drilling period reduced by 14.6% after applying the five-section sealing casing program. The research showed that the optimized casing program in Shunbei No. 5 fault zone can solve the problems such as leakage and low drilling efficiency during drilling process, and provide technical guidance for complex ultra-deep formation casing program design.

**Key words:** complex formation; ultra-deep well; pressure profile; leakage pressure; casing program; design optimization; Shunbei Oil & Gas Field

收稿日期: 2021-11-04; 改回日期: 2022-10-20。

**作者简介:** 李双贵(1979—), 男, 四川合江人, 2004年毕业于西南石油学院石油工程专业, 2013年获西南石油大学油气井工程专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事优快钻井技术及配套工艺研究。E-mail: lishg.xbsj@sinopec.com。

**基金项目:** 国家自然科学基金面上项目“静载、振动与腐蚀作用下 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气井完井管柱螺纹密封面的力化学损伤机制研究”(编号: 51774249)和中国石化重大科技项目“顺北油气田一区优快钻井技术研究”(编号: P18021-1)联合资助。

顺北油气田5号断裂带位于塔里木盆地顺托果勒低隆,具有整体含油、不均匀富集的特点<sup>[1-2]</sup>,目前在北部获得重大油气突破,钻井成功率达100%,表明该断裂带具备极大的勘探潜力。但顺北5号断裂带南部前期自上而下所钻遇地层的岩性差异大,压力系统复杂,部分层段侵入体、裂缝发育,严重制约着该地区的油气勘探开发效率<sup>[3]</sup>。目前已建立的5号断裂带南部三压力剖面未考虑漏失压力的影响,使钻井液安全密度窗口预测结果不准确<sup>[4]</sup>,需建立适用于该地区的漏失压力计算模型;已钻8口超深井的平均钻井周期362 d,复杂情况处理时效平均15.8%,表明所采用的大尺寸五开井身结构不能有效应对志留系漏失、盐水侵和侵入体薄层垮塌等复杂情况,不利于安全钻进<sup>[5]</sup>,同时存在钻井周期长、钻井成本高等问题,亟需开展井身结构优化研究。

为此,笔者针对顺北油气田5号断裂带南部地层压力预测不够准确束缚井身结构设计的问题,建立了一种新的漏失压力计算模型,计算得到地层四压力剖面,并结合地质特征及复杂情况,优化得到了适用于侵入体发育区与未发育区的4种超深井井身结构方案。现场试验结果表明,与前期勘探时已钻的8口井相比,应用常规五开专封井身结构后,缩短了复杂情况处理时效和钻井周期,提高了固井质量,降低了钻井成本。

## 1 钻井技术难点分析

顺北油气田5号断裂带南部自上而下钻遇地层为新生界第四系、新近系和古近系,中生界白垩系和三叠系,以及古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系和奥陶系,主要目的层为奥陶系一间房组—鹰山组,埋藏深度7 600~8 600 m<sup>[6-7]</sup>。通过分析5号断裂带南部已钻井的钻井资料,认为主要存在以下钻井技术难点:

1)二叠系火成岩裂缝发育,井壁稳定性差。分析二叠系地层岩心和成像测井资料得知,该地层裂缝孔隙发育,裂缝宽度为0.5~2.0 mm,是导致井漏的主控因素;火成岩经钻井液浸泡后,基岩强度降低50%以上,易使掉块增多,增大了井壁垮塌的风险<sup>[8]</sup>。顺北5号断裂带南部SHB53-2H井钻进二叠系4 286~4 440 m井段时发生井漏,钻井液密度为1.24 kg/L,而计算的最小漏失压力当量密度为1.20 kg/L;堵漏失败后,岩石因钻井液浸泡后强度降低而发生井塌,同时井塌导致钻具被卡死,最终解

卡失败,回填侧钻,共计耗时46 d,漏失355 m<sup>3</sup>钻井液,严重影响了钻井进度,并造成钻井成本升高。

2)石炭系—奥陶系桑塔木组发育辉绿岩侵入体,岩性破碎易坍塌<sup>[9]</sup>。由于侵入体基本不含膨胀性黏土矿物,地层岩石易破裂,其中石炭系侵入体坍塌压力当量密度为1.37 kg/L,而志留系漏失压力当量密度最小为1.33 kg/L,钻遇侵入体时存在无安全密度窗口的难题。同时,石炭系发育的薄层辉绿岩侵入体厚度仅为2~10 m,根据地质资料不能准确预测对应井深,钻井液密度过小易导致井下溢流,钻井液密度过大则易导致井下漏失,难以保证侵入体井段安全钻进。

3)志留系诱导裂缝发育,并存在高压盐水层,安全密度窗口窄。顺北5号断裂带南部志留系处于断裂带附近,志留系塔塔埃尔塔格组存在大量的大段诱导裂缝,钻井过程中对钻井液密度变化极为敏感,易导致井漏随机性、多点性发生,且堵漏成功率低<sup>[10-11]</sup>;高压盐水层主要发育在志留系柯坪塔格组,为了压稳高压盐水层,需提高钻井液密度,但容易加剧志留系上部塔塔埃尔塔格组的井下漏失,使该地层的井壁稳定性降低。

## 2 南部地层四压力剖面建立

### 2.1 漏失压力计算模型

地层漏失主要是在钻井液液柱压力与地层压力的正压差作用下,钻井液通过漏失通道向地层储集空间漏失的过程<sup>[12-13]</sup>。对于裂缝性地层,实钻过程中往往表现为漏而不破,几乎不存在钻井液由井筒进入地层所需的最低压力,但可以通过计算井下漏失排量,判断达到工程许容漏失排量时的钻井液密度为地层漏失压力当量密度<sup>[14]</sup>。

为了准确预测地层漏失压力当量密度,基于如下假设条件,建立了数值计算模型:1)将地层中不同的裂缝等效为长度、宽度和高度一致的相同裂缝,沿井筒方向均匀分布,并忽略岩屑对钻井液密度的影响;2)忽略环空和裂缝内流体的压缩性,均为不可压缩稳态层流流动;3)环空和裂缝内的钻井液均为幂律流体。

根据该区块邻井的成像测井资料和钻井资料,得到待钻井地层的相关裂缝参数和工程参数。以裂缝下侧起点为坐标原点 $O$ ,以钻井液流动方向为 $x$ 轴,以裂缝宽度方向为 $y$ 轴,建立坐标系,并将裂缝内的钻井液沿 $y$ 轴方向划分为3个区域,建立地层

裂缝内钻井液流动模型(见图 1)。

首先, 确定待计算井深对应的钻井液初始密度:

$$\rho_0 = \rho_p + S_1 + S_2 - \Delta\rho \quad (1)$$

式中:  $\rho_0$  为钻井液初始密度, kg/L;  $\rho_p$  为孔隙压力当量密度, kg/L;  $S_1$  为抽汲压力当量密度, kg/L;  $S_2$  为安全附加密度, kg/L;  $\Delta\rho$  为钻井液密度增量, kg/L。

为使最终确定的钻井液密度达到工程许容漏失排量下的 ECD, 需循环叠加更新钻井液密度进行计算验证, 即得到第  $i$  次叠加后的钻井液密度和第  $i$  次叠加后的井底压力:

$$\rho_i = \rho_0 + \Delta\rho \quad i = 1, 2, 3, \dots, k \quad (2)$$

$$p_{Li} = 0.0098\rho_i H + \frac{32.4f\rho_i L Q^2}{(D-d)^3(D+d)^2} \quad i = 1, 2, 3, \dots, k \quad (3)$$

式中:  $\rho_i$  为第  $i$  次叠加后的钻井液密度, kg/L;  $p_{Li}$  为第  $i$  次叠加后的井底压力, MPa;  $H$  为计算点垂深, m;  $f$  为环空流体摩阻系数;  $L$  为计算点井深, m;  $Q$  为

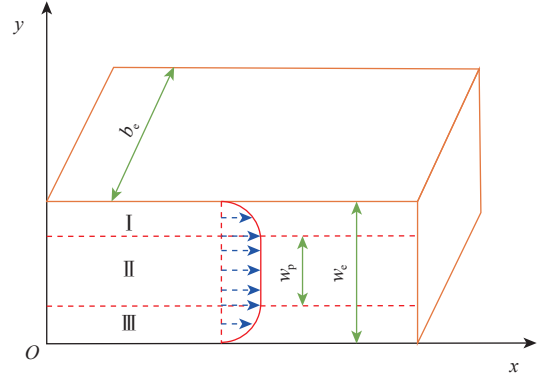


图 1 裂缝内钻井液流动模型示意

Fig.1 Schematic of the drilling fluid flow model in the fractures

排量, L/s;  $D$  为井眼直径, cm;  $d$  为管柱外径, cm。

将幂律流体的本构方程代入动量方程<sup>[15-17]</sup>, 结合边界条件  $\frac{dv}{dy} = 0 \left( \frac{w_e - w_p}{2} \leq y \leq \frac{w_e + w_p}{2} \right)$  和  $v = 0 (y = 0.5w_e)$ , 计算得到裂缝内钻井液各区域速度剖面:

$$v(y) = \begin{cases} \frac{n}{n+1} \left( \frac{p_{Li} - p_p}{K l_e} \right)^{\frac{1}{n}} \left[ \left( \frac{w_e - w_p}{2} \right)^{\frac{n+1}{n}} - \left( \frac{w_e - w_p}{2} - y \right)^{\frac{n+1}{n}} \right] & 0 \leq y < \frac{w_e - w_p}{2} \\ \frac{n}{n+1} \left( \frac{p_{Li} - p_p}{K l_e} \right)^{\frac{1}{n}} \left( \frac{w_e - w_p}{2} \right)^{\frac{n+1}{n}} & \frac{w_e - w_p}{2} \leq y \leq \frac{w_e + w_p}{2} \\ \frac{n}{n+1} \left( \frac{p_{Li} - p_p}{K l_e} \right)^{\frac{1}{n}} \left[ \left( \frac{w_e - w_p}{2} \right)^{\frac{n+1}{n}} - \left( y - \frac{w_e + w_p}{2} \right)^{\frac{n+1}{n}} \right] & \frac{w_e + w_p}{2} < y \leq w_e \end{cases} \quad (4)$$

$$\text{其中} \quad w_p = \frac{\tau_0 l_e}{p_{Li} - p_p} \quad i = 1, 2, 3, \dots, k \quad (5)$$

式中:  $v(y)$  为裂缝内钻井液  $y$  方向上的速度剖面, m/s;  $p_p$  为计算点对应孔隙压力, MPa;  $l_e$  为裂缝长度, m;  $w_e$  为裂缝宽度, mm;  $w_p$  为区域 II 的宽度, mm;  $\tau_0$  为钻井液的动切力, Pa;  $n$  为流性指数;  $K$  为

稠度系数, Pa·s <sup>$n$</sup> 。

对式(4)中各区域速度剖面进行积分得到各区域的排量, 则所计算的单裂缝漏失排量为各区域排量之和, 即:

$$Q_a = Q_1 + Q_2 + Q_3 \quad (6)$$

$$\text{其中} \quad Q_1 = Q_3 = \frac{n b_e}{7.2n + 3.6} \left( \frac{p_{Li} - p_p}{K l_e} \right)^{\frac{1}{n}} \left( \frac{w_e - w_p}{2} \right)^{\frac{2n+1}{n}} \quad 0 \leq y < \frac{w_e - w_p}{2} \text{ 或 } \frac{w_e + w_p}{2} < y \leq w_e \quad (7)$$

$$Q_2 = \frac{n b_e w_p}{3.6n + 3.6} \left( \frac{p_{Li} - p_p}{K l_e} \right)^{\frac{1}{n}} \left( \frac{w_e - w_p}{2} \right)^{\frac{n+1}{n}} \quad \frac{w_e - w_p}{2} \leq z \leq \frac{w_e + w_p}{2} \quad (8)$$

式中:  $Q_a$  为单裂缝漏失排量, L/s;  $Q_1$  为区域 I 的排量, L/s;  $Q_2$  为区域 II 的排量, L/s;  $Q_3$  为区域 III 的排量, L/s;  $b_e$  为裂缝高度, m。

从而计算得到裂缝地层对应井筒长度为  $\Delta L$  时的累计漏失排量:

$$Q_{ti} = Q_a k_e \Delta L \quad i = 1, 2, 3, \dots, k \quad (9)$$

式中:  $Q_{ti}$  为钻井液密度  $\rho_i$  对应的总漏失排量, L/s;  $Q_a$  为单裂缝漏失排量, L/s;  $k_e$  为裂缝线密度, 条/m;  $\Delta L$  为裂缝地层对应井筒长度, m。

最终判断钻井液密度  $\rho_i$  对应的总漏失排量  $Q_{ti} (i = 1, 2, 3, \dots, k)$  是否等于工程许容漏失排量  $[Q_L]$ , 若  $Q_{ti} \neq [Q_L]$ , 则返回式(2), 更新第  $i+1$  次叠加后的

钻井液密度 $\rho_{i+1}$ , 继续进行计算; 若 $Q_{ti} = [Q_L]$ , 则第 $i$ 次叠加后的钻井液密度为地层漏失压力当量密度, 第 $i$ 次叠加后的井底压力 $p_{Li}$ 为计算点的漏失压力。

## 2.2 模型验证及压力剖面建立

基于顺北5号断裂带多口已钻井的测井资料, 利用Drillworks软件和地震声波数据, 计算得到地层孔隙压力、破裂压力和坍塌压力<sup>[18]</sup>; 然后结合钻井资料、岩心测试结果对三压力数据进行修正, 将精确的孔隙压力代入漏失压力计算模型, 编程计算出相应的地层漏失压力, 从而建立顺北5号断裂带南部关于地层坍塌压力、孔隙压力、漏失压力及破裂压力的四压力剖面。以已钻井SHB5-10井为例进行地层四压力剖面计算, 将漏失压力作为安全密度窗口上限, 预测结果如图2所示。

从图2可知: 新近系—三叠系1 000~4 470 m、石炭系4 960~5 420 m和奥陶系6 710~8 143 m井段的安全密度窗口宽; 二叠系4 470~4 960 m和志留系5 420~6 710 m井段的安全密度窗口相对较窄, 其中志留系塔塔埃尔塔格组5 420~6 110 m井段为1.26~1.35 kg/L, 柯坪塔格组6 110~6 710 m井段为1.28~1.50 kg/L。实际钻进志留系5 524.57~6 406.53 m井段时, 由于所用钻井液的密度高于计算的漏失压力当量密度, 导致发生井漏28次, 漏失钻井液548 m<sup>3</sup>, 耗费钻井时间12 d; 剩余井段所用钻井液的密度均小于对应井深的漏失压力, 除石炭系因钻遇侵入体发生卡钻的井下故障外均未发生其他井下故障, 表明建立的漏失压力计算模型具有较高的准确性。

通过计算分析顺北5号断裂带南部8口已钻井的压力剖面, 预测出该断裂带南部地层的四压力剖面(见表1)。由表1可知: 二叠系与石炭系钻井液安全密度窗口几乎无重叠区; 石炭系—奥陶系地层

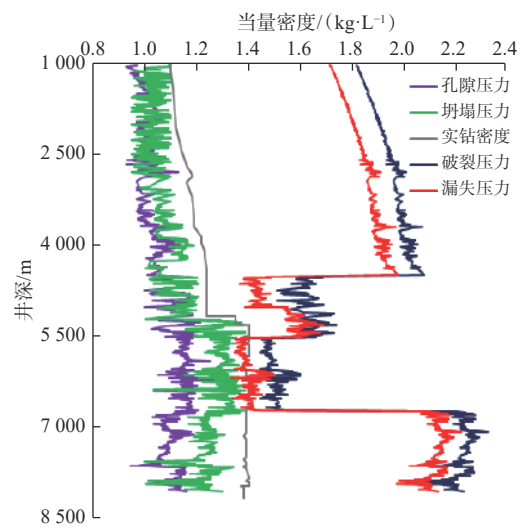


图2 SHB5-10井地层四压力剖面预测结果

Fig.2 Prediction results of the four-pressure profile of Well SHB5-10

受侵入体影响, 坍塌压力异常, 当量密度达1.48 kg/L; 二叠系、志留系塔塔埃尔塔格组受地层裂缝影响, 漏失压力当量密度最高仅为1.42 kg/L, 而志留系柯坪塔格组发育有高压盐水层, 孔隙压力当量密度约为1.36 kg/L, 安全密度窗口窄, 漏失风险较大。

## 3 井身结构优化设计

前期勘探阶段由于地质认识存在不足, 顺北5号断裂带南部主要采用较为保守的非常规五开井身结构: 一开, 采用 $\phi 660.4$  mm钻头钻至新近系, 下入 $\phi 508.0$  mm套管, 封隔上部松软地层; 二开, 采用 $\phi 444.5$  mm钻头钻至二叠系, 下入 $\phi 365.1$  mm套管, 封隔二叠系易漏火山岩层段; 三开, 采用 $\phi 333.4$  mm钻头钻至奥陶系桑塔木组顶部, 下入 $\phi 273.1$  mm套管, 封隔石炭系易塌层段、志留系易漏层段和高压

表1 5号断裂带南部地层四压力剖面预测结果

Table 1 Prediction results of formation four-pressure profile in the southern No. 5 fault zone

| 地层           | 孔隙压力当量<br>密度/(kg·L <sup>-1</sup> ) | 坍塌压力当量<br>密度/(kg·L <sup>-1</sup> ) | 漏失压力当量<br>密度/(kg·L <sup>-1</sup> ) | 破裂压力当量<br>密度/(kg·L <sup>-1</sup> ) |
|--------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 第四系—三叠系      | 1.10~1.16                          | 1.05~1.20                          | 1.60~2.10                          | 1.65~2.20                          |
| 二叠系          | 1.06~1.20                          | 1.15~1.22                          | 1.24~1.42                          | 1.28~1.52                          |
| 石炭系          | 1.14~1.23                          | 1.10~1.32                          | 1.50~1.73                          | 1.54~1.78                          |
| 泥盆系          | 1.10~1.19                          | 1.18~1.30                          | 1.65~1.75                          | 1.70~1.83                          |
| 志留系塔塔埃尔塔格组   | 1.08~1.23                          | 1.26~1.35                          | 1.33~1.41                          | 1.60~1.82                          |
| 志留系柯坪塔格组     | 1.14~1.36                          | 1.28~1.38                          | 1.38~1.66                          | 1.75~1.88                          |
| 奥陶系桑塔木组      | 1.15~1.24                          | 1.18~1.48                          | 1.88~2.10                          | 1.95~2.15                          |
| 奥陶系良里塔格组—鹰山组 | 1.03~1.17                          | 1.08~1.30                          | 1.88~2.16                          | 1.95~2.25                          |

盐水层; 四开, 采用  $\phi 241.3$  mm 钻头钻至奥陶系一间房组顶界, 悬挂  $\phi 193.7$  mm 套管; 五开, 采用  $\phi 165.1$  mm 钻头专打奥陶系储层。

该方案在中部采用的四开井身结构基础上增加了一层套管封隔志留系层段, 增强了处理漏失的能力, 但仍存在以下问题: 1) 由于井眼尺寸相对较大, 存在机械钻速低、钻井成本高的问题, 平均钻井周期较中部增加 31~47 d, 不利于在 5 号断裂带南部大规模推广应用; 2) 套管层次多, 在保证井下安全的前提下, 应针对所钻区块不同地层的地质特征, 尽量减少套管层次, 实现提质提速提效的目的。

### 3.1 低风险区井身结构方案

针对顺北 5 号断裂带南部低风险区, 即侵入体未发育区, 将原有井身结构的 3 个必封点优化为 2 个, 从而减少开次, 节省中完作业时间。其中, 必

封点 1 为二叠系底部, 由压力剖面预测结果可知二叠系与石炭系的安全钻井液密度窗口几乎无重叠区, 封隔二叠系可以避免后续钻进时钻井液密度过大引起的井壁失稳; 必封点 2 为奥陶系一间房组顶部, 由于南部志留系地层承压能力强, 志留系—奥陶系具备同一开次揭开条件, 封隔奥陶系一间房组以上地层, 可为揭开奥陶系储层提供有利的井筒条件。

为了保证开次减少后长裸眼段井壁的稳定性, 同时达到缩小井眼尺寸、提高钻井效率、降低钻井完井成本的目的, 将原井身结构中三开采用的  $\phi 333.4$  mm 钻头优化为  $\phi 215.9$  mm 钻头, 下入的  $\phi 273.1$  mm 套管优化为  $\phi 177.8$  mm 套管 (见图 3(a))。该井身结构环空间隙小, 携砂能力强, 稳定井壁的效果更好, 优先推荐用于顺北 5 号断裂带南部侵入体未发育区。

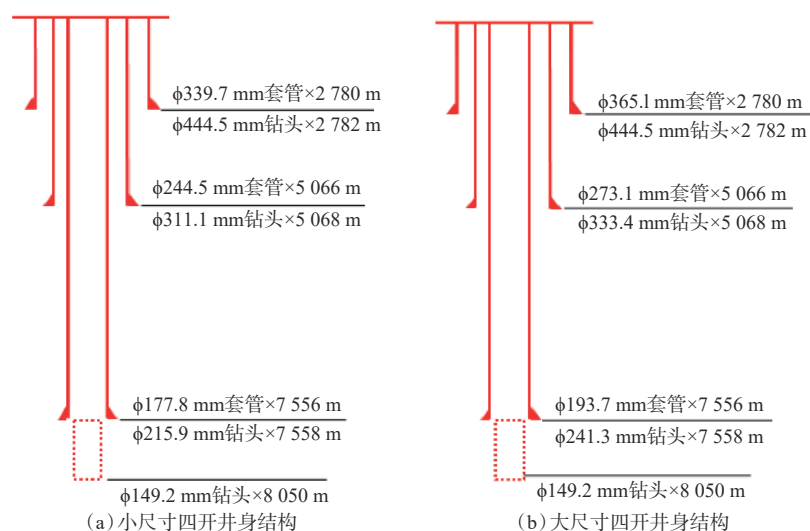


图 3 低风险区域井身结构优化方案

Fig.3 Optimization scheme of casing program in low-risk areas

考虑志留系存在高压盐水层, 安全密度窗口窄, 在图 3(a)井身结构的基础上增大井眼尺寸, 以避免下套管和注水泥过程中环空间隙过小导致的压力波动较大造成井漏、井塌等复杂情况。将  $\phi 215.9$  mm 井眼增大为  $\phi 241.3$  mm 井眼, 与  $\phi 215.9$  mm 井眼相比, 同排量情况下,  $\phi 241.3$  mm 井眼环空压耗降低 1.0 MPa 以上, 起下钻速度为 1.50 m/s 时,  $\phi 241.3$  mm 井眼的循环当量密度降低 0.03 kg/L, 更有利于志留系窄安全密度窗口地层的防漏堵漏 (见图 3(b))。

### 3.2 侵入体区发育井身结构方案

根据 5 号断裂带南部地层四压力剖面的预测结

果, 以地层承压能力为判断标准, 优化设计了 2 种井身结构方案。一是四开非常规井身结构, 考虑南部二叠系和志留系安全密度窗口逐渐增宽, 可同开次揭开, 二开下入  $\phi 273.1$  mm 套管, 封隔志留系柯坪塔格组微裂缝发育层段, 三开悬挂  $\phi 193.7$  mm 套管, 封隔奥陶系一间房组以上泥岩地层, 主要应用于二叠系低漏失风险区 (见图 4(a))。为确保安全钻进, 采用随钻堵漏技术将二叠系的承压能力提至 1.35 kg/L 以上; 钻穿二叠系后更换为油基钻井液, 以降低石炭系—志留系塔塔埃尔塔格组的坍塌压力, 同时要求志留系柯坪塔格组的承压能力大于 1.60 kg/L, 奥

陶系桑塔木组的坍塌压力当量密度小于  $1.60 \text{ kg/L}$ 。二是五开常规专封井身结构, 必封点与原非常规五开井身结构一致, 进行了井眼和套管尺寸优化, 保证了二开井段对二叠系易漏火山岩层段的封隔, 同时三开、四开分别封隔志留系和奥陶系侵入体, 以

保证钻进桑塔木组侵入体时可使用高密度钻井液, 避免井壁失稳坍塌(见图4(b))。若所钻区块二叠系的承压能力较弱, 漏失情况较为严重, 五开常规专封井身结构处理井下复杂情况的能力更强, 可作为5号断裂带南部推荐使用的井身结构。

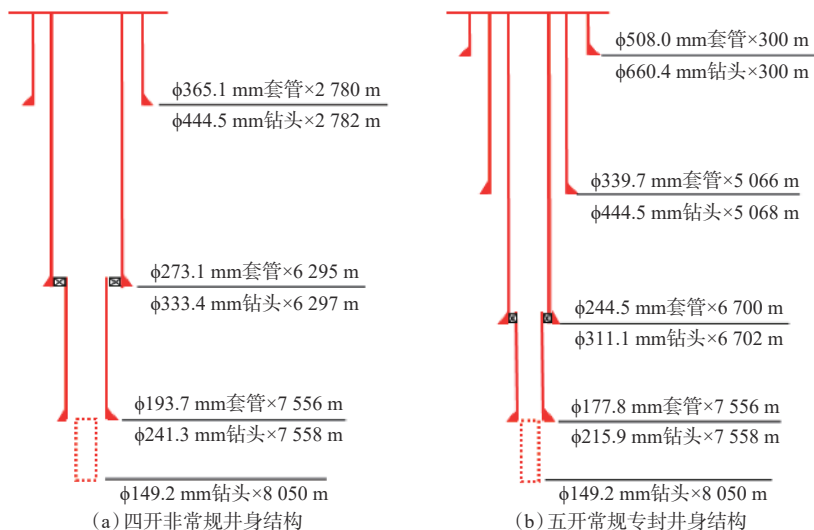


图4 侵入体发育区域井身结构优化方案

Fig.4 Optimization scheme of casing program in intrusion development area

## 4 现场试验

顺北5号断裂带南部侵入体发育区2口超深井试验采用五开常规专封井身结构, 并根据地层四压力剖面预测结果对钻井施工方案进行改进, 复杂情况处理时效比优化前平均缩短  $27.8 \text{ d}$ , 钻井周期平均缩短  $14.6\%$ 。下面以SBX井为例分析应用效果。

超深井SBX井所用钻井液密度与漏失压力当量密度的对比结果表明, 所用钻井液密度均小于漏失压力当量密度, 钻井过程中未发生井漏, 应用该井身结构后, 钻井周期较前期8口勘探井缩短  $44\sim 55 \text{ d}$ 。针对二开二叠系井段的裂缝漏失问题, 采用随钻堵漏方式提高地层承压能力, 优选了封堵性能好的钾铵基聚磺钻井液体系, 钻井液密度控制在  $1.20\sim 1.24 \text{ kg/L}$ 。三开井段采用防漏为主、防堵结合的方式进行钻进, 提高了钻井液的随钻暂堵和防塌的能力, 钻进志留系时将钻井液密度维持在  $1.38\sim 1.41 \text{ kg/L}$ , 同时严格控制排量 ( $30\sim 33 \text{ L/s}$ ) 和起下钻速度, 避免了井内压力波动, 解决了三开钻遇裂缝、侵入体和高压盐水层时的井壁失稳问题。与前期钻探的8口勘探井相比, SBX井二开井段处理复杂情况时效较前期勘探井同层段缩短  $20\sim 32 \text{ d}$ , 三开志

留系  $S_1k$  组平均井径扩大率由  $24.8\%$  降至  $14.3\%$ , 固井质量合格率提高  $37$  百分点, 表明该井身结构可实现顺北5号断裂带南部超深井安全、高效钻进。

## 5 结论与建议

1) 针对顺北5号断裂带南部地层漏失、井壁坍塌等问题, 建立了一种新的漏失压力计算模型, 结合测井资料准确预测了地层四压力剖面, 为确定复杂地层安全密度窗口提供了理论依据。

2) 根据地质工程必封点, 设计了2种适用于侵入体未发育区的四开常规和非常规井身结构, 井眼尺寸小, 有利于降低钻井完井成本; 设计了2种适用于侵入体发育区的四开非常规和五开常规专封井身结构, 有利于保证井下作业的安全。

3) 顺北5号断裂带南部采用常规五开专封井身结构, 减少了复杂情况, 提高了固井质量, 缩短了钻井周期, 满足了顺北油气田超深井安全钻井要求。

4) 虽然低风险区采用四开井身结构提速效果显著, 但三开裸眼段长, 未对志留系采取强化防塌和封堵的技术措施, 易导致固井质量差, 建议进一步优化随钻防漏堵漏工艺, 确保井筒密封的完整性。

## 参 考 文 献

## References

- [1] 曹自成, 路清华, 顾忆, 等. 塔里木盆地顺北油气田1号和5号断裂带奥陶系油气藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 975–984.  
CAO Zicheng, LU Qinghua, GU Yi, et al. Characteristics of Ordovician reservoirs in Shunbei 1 and 5 fault zones, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 975–984.
- [2] 王斌, 赵永强, 何生, 等. 塔里木盆地顺北5号断裂带北段奥陶系油气成藏期次及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 965–974.  
WANG Bin, ZHAO Yongqiang, HE Sheng, et al. Hydrocarbon accumulation stages and their controlling factors in the northern Ordovician Shunbei 5 fault zone, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 965–974.
- [3] 刘湘华, 刘彪, 杜欢, 等. 顺北油气田断裂带超深水平井优快钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(4): 11–17.  
LIU Xianghua, LIU Biao, DU Huan, et al. Optimal and fast drilling technologies for ultra-deep horizontal wells in the fault zones of the Shunbei Oil & Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(4): 11–17.
- [4] 刘彪, 张俊, 王居贺, 等. 顺北油田含侵入岩区域超深井安全高效钻井技术[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(2): 138–142.  
LIU Biao, ZHANG Jun, WANG Juhe, et al. Technologies for the safe and efficient drilling of ultradeep wells in the areas with intrusive rocks in the Shunbei Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(2): 138–142.
- [5] 陈养龙, 席宝滨, 晁文学, 等. 顺北区块I号断裂带钻井分层提速技术[J]. 断块油气田, 2018, 25(5): 649–652.  
CHEN Yanglong, XI Baobin, CHAO Wenxue, et al. Improving drilling speed technologies by stratification for No. 1 fault-zone of Shunbei Block[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(5): 649–652.
- [6] 周波, 曹颖辉, 齐井顺, 等. 塔里木盆地古城地区下奥陶统储层发育机制[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(6): 773–783.  
ZHOU Bo, CAO Yinghui, QI Jingshun, et al. The development mechanism of Lower Ordovician reservoir in the Gucheng Area, Tarim Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(6): 773–783.
- [7] 林波, 张旭, 况安鹏, 等. 塔里木盆地走滑断裂构造变形特征及油气意义: 以顺北地区1号和5号断裂为例[J]. 石油学报, 2021, 42(7): 906–923.  
LIN Bo, ZHANG Xu, KUANG Anpeng, et al. Structural deformation characteristics of strike-slip faults in Tarim Basin and their hydrocarbon significance: a case study of No. 1 fault and No. 5 fault in Shunbei Area[J]. Acta Petroli Sinica, 2021, 42(7): 906–923.
- [8] 张亚云, 李大奇, 高书阳, 等. 顺北油气田奥陶系破碎性地层井壁失稳影响因素分析[J]. 断块油气田, 2022, 29(2): 256–260.  
ZHANG Yayun, LI Daqi, GAO Shuyang, et al. Analysis on influencing factors of wellbore instability of Ordovician fractured formation in Shunbei Oil and Gas Field[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(2): 256–260.
- [9] 刘彪, 潘丽娟, 易浩, 等. 顺北含辉绿岩超深井井身结构优化设计[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(3): 296–301.  
LIU Biao, PAN Lijuan, YI Hao, et al. Casing program optimization of ultra-deep well with diabase reservoir in Shunbei Block[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(3): 296–301.
- [10] 陈宗琦, 刘湘华, 白彬珍, 等. 顺北油气田特深井钻井完井技术进展与发展思考[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(4): 1–10.  
CHEN Zongqi, LIU Xianghua, BAI Binzhen, et al. Technical progress and development consideration of drilling and completion engineering for ultra-deep wells in the Shunbei Oil & Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(4): 1–10.
- [11] 方俊伟, 贾晓斌, 刘文堂, 等. ZYSD高失水固结堵漏技术在顺北5-9井中的应用[J]. 钻井液与完井液, 2021, 38(1): 74–78.  
FANG Junwei, JIA Xiaobin, LIU Wentang, et al. Control mud losses in Well Shunbei-5-9 with ZYSD high fluid loss solidifying slurry[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2021, 38(1): 74–78.
- [12] 向雄, 陈缘博, 张立权, 等. D气田衰竭疏松石英砂岩浅气层漏失机理及防漏技术[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(5): 613–619.  
XIANG Xiong, CHEN Yuanbo, ZHANG Liquan, et al. Mud losses into depleted loose quartz sandstone shallow gas zones in gas field D: mechanisms and preventing technology[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2020, 37(5): 613–619.
- [13] 朱立鑫, 黄维安, 段文广, 等. 玛湖区块易漏地层防漏堵漏技术[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(4): 469–475.  
ZHU Lixin, HUANG Weian, DUAN Wenguang, et al. Study and application of technology for preventing and controlling mud losses in Mahu Block[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2020, 37(4): 469–475.
- [14] YANG Mou, YANG Lvchao, WANG Tao, et al. Estimating formation leakage pressure using a coupled model of circulating temperature-pressure in an eccentric annulus[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 189: 106918.
- [15] HE Shiming, TANG Ming, XIONG Jiyu, et al. A numerical model to predict surge and swab pressures for yield power law fluid in concentric annuli with open-ended pipe[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 145: 464–472.
- [16] TANG Ming, YUAN Lanfeng, HE Shiming, et al. Simplified modeling of YPL fluid flow through a concentric elliptical annular pipe[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 162: 225–232.
- [17] 张洁, 汤明, 蒋振新, 等. 椭圆井眼同心环空赫巴流体流动规律研究及压降计算简化模型[J]. 特种油气藏, 2021, 28(2): 156–162.  
ZHANG Jie, TANG Ming, JIANG Zhenxin, et al. Study on flow rules of Herschel-Bulkley fluid in concentric annulus of elliptical wellbore and simplified model for pressure drop calculation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(2): 156–162.
- [18] 李双贵, 于洋, 樊艳芳, 等. 顺北油气田超深井井身结构优化设计[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(2): 6–11.  
LI Shuanggui, YU Yang, FAN Yanfang, et al. Optimal design of casing programs for ultra-deep wells in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 6–11.

[编辑 滕春鸣]