

高压膏盐层定向井钻井关键技术

聂臻¹ 张振友² 罗慧洪² 邹科²

1. 中国石油集团科学技术研究院有限公司 2. 中国石油中东公司哈法亚项目部

摘 要 Jeribe—Kirkuk 储层为伊拉克哈法亚油田的主力储层之一, 上覆厚约 500 m、地层压力系数为 2.25 的 Lower Fars 膏盐层作为其盖层。因该高压膏盐层的存在, 导致第一口 Jeribe—Kirkuk 定向井多次卡钻 2 次侧钻, 第一口水平井提前下套管完井, Lower Fars 高压膏盐层钻井面临极大挑战。为此, 通过分析 Lower Fars 膏盐层的力学特性、孔隙压力、地应力大小以及岩石矿物特征, 建立 Lower Fars 层不同岩性地层井壁稳定和井眼变形规律的数学模型和判定规则, 模拟钻井过程中的井眼变形规律, 有针对性地研制适用于该膏盐层定向钻井的高密度饱和盐水钻井液体系、优化定向井井眼轨迹与施工方案。研究结果表明: ① Lower Fars 膏盐层最易失稳地层为泥岩层, 卡钻的主因是泥岩水化后流变性增大, 导致井眼缩径, 并拖拽相邻硬石膏和盐岩坍塌, 加剧卡钻的风险导致卡钻; ② Lower Fars 层井壁变形失稳随井斜角和井眼钻开时间的增大而增大, 随着井眼钻开时间的延长, 井壁失稳的风险急剧增加; ③ 筛选了适合高密度饱和盐水的聚胺抑制剂 BZ-HIB 及聚合物稀释剂 JNJ, 优化钻井液配方, 可有效提高钻井液在膏盐层钻进过程中的抑制性及流变性; ④ Jeribe—Kirkuk 定向井造斜点由 Lower Fars 层提升至 Upper Fars 层, Upper Fars 井段造斜、Lower Fars 井段稳斜, 降低 Lower Fars 段的井斜角和定向段长度, 从而降低卡钻风险。截至目前, 22 口井的现场应用效果表明, 该区 Ø311.2 mm 井眼事故复杂得到了有效控制, 其中, 2016 年平均钻井周期为 35.8 d, 同比缩短 52.8%, 机械钻速从平均 3.3 m/h 提高至 7.33 m/h, 提高 122%, 技术优化取得了明显的效果。

关键词 伊拉克哈法亚油田 高压膏盐层 井眼变形规律 卡钻 定向钻井 高密度饱和盐水钻井液 井眼轨迹

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.05.012

Key technologies for directional well drilling in high-pressure anhydrite salt layers

Nie Zhen¹, Zhang Zhenyou², Luo Huihong² & Zou Ke²

(1. CNPC Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. Halfaya Oil Field Base Camp, Training Centre, Office No. 1 Ai-kahla District Missan Governorate, Republic of Iraq)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 5, pp.103-110, 5/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The Jeribe-Kirkuk reservoir is one of the major payzones in the Halfaya Oil Field, Iraq, and its overlying 500 m-thick Lower Fars anhydrite salt layer with a formation pressure coefficient of 2.25 acts as the cap-rock sealing. That's just why the first Jeribe-Kirkuk directional well experienced multiple drill pipe stickings and two side trackings, and the first horizontal well had to be completed with casing ahead of the schedule. Obviously, the drilling in the Lower Fars high-pressure anhydrite salt layer is faced with severe challenges. In this paper, the Lower Fars anhydrite salt layer was analyzed from the aspects of mechanical property, pore pressure, ground stress and rock mineral characteristics. Then, a mathematical model and criterion rules were established for borehole stability and wellbore deformation in the Lower Fars formations with different lithologies and the wellbore deformation was simulated in the process of well drilling. Finally, the high-density saturated salt water drilling fluid was specially developed for directional drilling in anhydrite salt layers, and the well trajectory and drilling program of directional wells were optimized. The following results were obtained. First, the most unstable zone in the Lower Fars anhydrite salt layer is composed of mudstones. As to the main reason for drill pipe sticking, the increase of rheological property after mudstone hydration leads to tight holes, so the neighboring anhydrites and salt rocks are pulled to collapse, which ultimately results in drill pipe sticking. Second, borehole deformation and instability in the Lower Fars layer intensify with the increase of hole deviation angle and wellbore opening time, and the risk of borehole instability increases sharply with the increase of wellbore opening time. Third, polyamine inhibitor BZ-HIB and polymer thinner JNJ are selected to optimize the formula of the high-density saturated salt drilling fluid, thus making its inhibition and rheology during the drilling in anhydrite salt layer improved effectively. Fourth, the kick off point of the Jeribe-Kirkuk directional well is moved upward to Upper Fars from Lower Fars. Specifically, the buildup section is in Upper Fars, the angle holding section is in Lower Fars, and the hole deviation angle and directional section length in Lower Fars are decreased, so the risk of drill pipe sticking is reduced. So far, it has been practically applied to 22 wells, showing that the drilling complexities in Ø311.2 mm hole have been effectively controlled. In 2016, the average drilling time was 35.8 days, 52.8% shorter than that in 2015, and the average ROP was increased by 122% from 3.3 m/h to 7.33 m/h. In conclusion, technological optimization has achieved good application results.

Keywords: Halfaya Oilfield; Iraq; High-pressure anhydrite salt layer; Wellbore deformation; Drill pipe sticking; Directional drilling; High-density saturated salt drilling fluid; Well trajectory

基金项目: “十三五”国家科技重大专项“伊拉克大型生物碎屑灰岩油藏注水开发关键技术研究与应用”(编号: 2017ZX05030-001)

作者简介: 聂臻, 女, 1969 年生, 高级工程师, 博士; 主要从事钻井工程方面的研究工作。地址: (100083) 北京市学院路 20 号 910 信箱中东研究所。电话: (010) 83595606。ORCID: 0000-0002-8612-050X。E-mail: niezhen@petrochina.com.cn

Jeribe—Kirkuk 是伊拉克哈法亚油田的主力储层之一, 其上部的盖层为厚约 500 m 的第三系(国内已改称古近系、新近系) Lower Fars 高压膏盐层(以下简称 Lower Fars 层), 其地层压力系数高达 2.25。该区钻直井在 Lower Fars 层未发生严重的井下复杂情况, 而穿越 Lower Fars 层的 $\varnothing 311.2$ mm 定向井段的 7 口井在 MB3 层出现了不同程度的井下复杂, 主要表现为膏盐层井壁失稳导致的缩径、超拉、卡钻、卡套管和井漏, 为定向井水平井开发 Jeribe—Kirkuk 储层的钻井作业带来极大的困难与挑战。笔者通过对 Lower Fars 盐/膏/泥岩的力学特性、孔隙压力、地应力大小以及不同岩性的矿物特征研究, 建立 Lower Fars 层不同岩性地层井壁稳定和井眼变形规律的数学模型和判定规则, 模拟钻井过程中的井眼变形规律, 针对性地开展适用于膏盐层定向钻井的高密度饱和盐水钻井液体系, 优化定向井井眼轨迹与施工方案, 进行了现场实施与应用, 取得了较好的应用效果。

1 地质工程概况

1.1 地质分层及岩性特征

该区 Jeribe—Kirkuk 储层深 2 000 m 左右, 钻遇地层自上而下分别为第三系的 Upper Fars, 以砂泥岩为主, 厚度大于 1 300 m; Lower Fars 层, 以石膏、盐岩、泥页岩夹层为主, 厚度大于 500 m, 是区域盖层, 从上到下依次分为 MB5 层、MB4 层、MB3 层、MB2 层、MB1 层, 其 MB5—MB3 层主要为泥岩和硬石膏互层, 夹少灰岩和盐岩, MB2 层主要为盐岩, MB1 层主要为硬石膏, Lower Fars 层下部垂直距离介于 10 ~ 15 m 即为 Jeribe—Kirkuk 储层, 其定向井水平井需要在异常高压的 Lower Fars 膏盐层进行定向钻井作业。

1.2 工程概况

该区以 $\varnothing 914.4$ mm 钻头钻至 ± 25 m, 下入 $\varnothing 762.0$ mm 导管; 定向井为四开结构, 井身结构如表 1 所

表 1 钻遇 Jeribe—Kirkuk 主力储层定向井的典型井身结构表

钻井 层序	钻头		套管		封隔地层
	尺寸/ mm	深度/ m	尺寸/ mm	深度/ m	
1	660.4	151	508.0	150	
2	444.5	1 374	339.7	1 373	Upper Fars 层
3	311.2	2 119	244.5	2 118	Lower Fars 层
4	212.7	2 552		2 551	Jeribe—Kirkuk 层

示。前期已钻定向井的造斜点选择在 $\varnothing 311.2$ mm 井眼 Lower Fars MB5 层位, 井深 1 395 m 左右, 井斜角介于 $35^\circ \sim 70^\circ$, 造斜率介于 $2^\circ/30$ m ~ $4^\circ/30$ m, 靶前位移 500 ~ 800 m。

1.3 钻井复杂情况

该区第 1 口定向井 HF007-JK007 在 Lower Fars 层定向造斜, 出现了严重的井壁失稳问题, 在 $\varnothing 311.2$ mm 井眼钻至 MB3 层底部井塌卡钻, 侧钻后于 MB3 层位再次卡钻, 二次侧钻, 共损失时间 46 d; HF014-JK014D1 井 $\varnothing 311.2$ mm 井眼钻至中完井深, 划眼时在 2 120 m 卡钻, 打水侧钻, 共损失时间 41.75 d。HF060-JK060H1 与 HF075-JK075H 井下 $\varnothing 244.5$ mm 套管在 MB3 层卡套管, 提前下套管完井, 井身结构由四开变为五开, 即在 Lower Fars 层下了两层套管。事故复杂主要集中在 $\varnothing 311.2$ mm 井眼 Lower Fars MB3 层, 表现为缩径、超拉、卡钻、卡套管等, 钻井复杂事故情况如表 2 所示。

发生事故的定向井采用了直井用饱和盐水聚合物钻井液体系, 与直井钻过 Lower Fars 层技术措施相比, 一方面钻井液密度需要从 2.25 g/cm³ 提高至 2.35 g/cm³ 以稳定地层, 另一方面由于定向通过 Lower Fars 层所用时间长, 钻井液与膏盐层及高矿化度地层水接触时间长, 体系更容易受到污染, 导致钻井液固相含量不断增多, 流变性能迅速恶化, 先期采用的钻井液体系在钻遇 Lower Fars 层时, 漏斗黏度由 75 s 快速升高至 183 s, 钻井液性能如表 3 所示。表明采用 Lower Fars 层直井段钻井所用的饱和盐水高密度钻井液配方及性能不能满足 Lower Fars 层定向钻井的要求, 需要进一步提高钻井液抗高价离子污染的能力, 提高其抑制性和流变性。

综合分析 Jeribe—Kirkuk 储层已钻井表明: Jeribe—Kirkuk 直井在 Lower Fars 膏盐层未发生严重的井下复杂情况, 但 Jeribe—Kirkuk 定向井在定向钻遇 Lower Fars 膏盐层的过程中出现了不同程度的井下复杂, 主要表现为卡钻、卡套管和井漏, 主要集中在 $\varnothing 311.2$ mm 井眼 Lower Fars MB3 层, 主要原因是井壁失稳造成的井塌卡钻以及高密度情况下的黏卡, 并随着井斜的增大, 钻井液密度的升高, 钻井液性能的恶化(甚至失去流变性), 进一步加剧钻井复杂的发生, 且一旦卡钻, 事故处理难度大, 周期长。

2 钻井难点及对策分析

根据 Lower Fars 层的特点及定向钻井要求, 该

表 2 在 Lower Fars 膏盐层已钻定向井水平井复杂统计表

井号	复杂事故类型	卡钻井深/m		层位	井眼直径/mm	井斜角/(°)	备注
		垂深	斜深				
HF007-JK007	卡钻/溢流	1 924	1 839	MB3	311.2	60.9	多次卡钻事故, 侧钻两次, 同时伴随发生漏失与溢流。钻井周期 105 d, 事故处理 46 d
	二次卡钻	1 926	1 840	MB3	311.2	55.0	
HF008-JK008D1	遇卡	1 941	1 760	MB3	311.2	43.0 ~ 42.0	
		1 964	1 775				
	井漏	2 085	1 876	MB1	311.2	32.0	
HF059-JK059D1	井漏	1 461		MB4	311.2	36.0	
HF014-JK014D1	卡钻	2 120	1 778	MB3	311.2	44.0	发生卡钻井深 2 120 m, 侧钻 1 次, 钻井周期 131 d, 事故处理 42 d
	二次卡钻	2 396	2 091	Upper Kirkuk	215.9	29.0	
HF059-JK059D2	卡钻	2 071	1 829	MB3	311.2	35.0	
HF060-JK060H1	卡套管 Ø244.5 mm	1 850 ~ 2 000		MB2	311.2	65.0	在 2 167 m 发生溢流, 提前下套管完井, 在 2 066 m 卡套管
HF075-JK075H	卡套管 Ø244.5 mm	1 850 ~ 2 000		MB2	311.2	55.0	在 1 879 m 处超拉 80 t, 下 Ø244.5 mm 套管遇卡

表 3 饱和盐水聚合物钻井液性能应用情况表

井号	M001H		JK007H			JK075H	
井眼直径/mm	311.2		311.2			311.2	212.7
Lower Fars 层	垂直钻井		定向钻井			定向钻井	
钻井液密度/(g·cm ⁻³)	2.21	2.21	2.27	2.30	2.35	2.24 ~ 2.30	2.35
漏斗黏度/s	72	75	100	171	183	150	172
塑性黏度/(mPa·s)	75 ~ 78	75	95	109	110	85 ~ 100	85 ~ 100
井斜角/(°)	0	0	50	60.9	61	60	74

区定向井水平井钻井面临以下的难点与挑战:

1) Lower Fars 层为泥岩、石膏及纯盐交替互夹层, 地层岩性复杂, 井壁稳定性差, 易发生坍塌、缩径等井壁失稳问题, 定向造斜井段极易发生井塌、卡钻、卡套管等事故。

2) 工程实践表明, 定向钻遇 Lower Fars 层时, 钻井液密度至少应提高至 2.35 g/cm³ 以保证井壁稳定; 对超高密度钻井液流变性、抑制防塌性、抗盐钙污染、润滑性以及钻井液性能维护提出了较高要求。

3) 井斜大, 定向钻井过程中扭矩大、坍塌、掉块严重、阻卡频繁, 岩屑床清洁困难。

根据以上难点, 制定了如下对策:

1) 针对 Lower Fars 层的特性及开发定向井钻井要求, 开展 Lower Fars 盐/膏/泥岩不同岩性的井壁稳定研究, 找出井壁失稳的主控因素。

2) 根据井壁失稳机理, 对目前 Jeribe—Kirkuk 定向井、水平井井眼轨道及钻井工艺参数进行优化设计, 降低井斜及膏盐层定向段长度, 减少摩阻和定向钻井的难度, 降低卡钻和卡套管的风险。

3) 针对膏盐层特性及定向钻井要求, 开展超高密度饱和盐水强抑制分散钻井液体系的研究, 提高并维护钻井液在膏盐层定向钻井过程中的抑制性及流变性。

3 Lower Fars 层膏盐段井壁失稳机理

通过对 Lower Fars 层的盐岩、膏岩、泥岩的力学特性、孔隙压力、地应力大小以及不同岩性的矿物特征研究,综合考虑该地层盐岩—硬石膏—泥岩互层特征,建立 Lower Fars 层井壁稳定和井眼变形规律的数学模型和判定规则,模拟钻井过程中的井眼变形规律,揭示出 Lower Fars 层井壁失稳机理^[1-7]。

1) Lower Fars 层岩性变化大,岩石强度变化剧烈,其中硬石膏具有明显的硬脆性,单轴抗压强度高介于 100 ~ 130 MPa,不具有蠕变和水化特性;盐岩强度介于 8 ~ 10 MPa,蠕变速率低;泥岩含蒙脱石、少量石盐和硬石膏,强度介于 20 ~ 40 MPa,干燥条件下其蠕变速率低于盐岩,但具有明显的水化特性,易导致缩径和井壁坍塌,对井壁稳定影响较大。

2) Lower Fars 层中的泥岩由欠压实导致异常高压,地层压力高达 2.25 g/cm³,但 500 m 厚度的地层,其压力变化较大。该层段从 MB5 小层开始逐渐起压,达到高压后在 MB3 层逐渐降低至 1.48 ~ 1.66 g/cm³,之后压力重新升高,进入 MB2 层后压力恢复正常,故为防止钻井及固井过程中井漏的发生,钻穿 MB2 层(盐层)后应迅速完钻,MB1 层 0.5 m 左右下入套管固井。

3) Lower Fars 层的地应力水平较高,最小地应力当量密度介于 1.70 ~ 2.37 g/cm³,最大地应力当量密度介于 1.96 ~ 2.44 g/cm³,上覆岩层压力当量密度介于 2.41 ~ 2.47 g/cm³,该地层上覆岩层压力与水平最大地应力之比为 1.10 左右,井壁力学失稳的可能性较小;水平最大地应力方位介于 N15° ~ E45°,随方位角的变化,横向地应力差异不大,说明方位角对该区定向井井壁稳定性的影响较小,但井斜角是影响定向井井壁稳定的主要因素,井壁失稳随井斜角的增大而增大,当井斜角超过 55° 后,井眼变形量急剧升高,钻井风险增大。

4) 井眼变形规律数值模拟分析表明,水平最大地应力方位井眼缩径比水平最小地应力方位严重;泥岩层顶部和底部的缩径比泥岩层中部严重,即岩性交界面更容易缩径;泥岩井眼缩径风险随井斜角的增大,井眼变形量急剧升高,钻井风险增大,临界井斜角随钻井液密度和井眼钻开时间而变化,其关系如图 1 所示。

5) 通过井壁稳定研究,Lower Fars 层中最易失稳地层为泥岩,该地层直井和定向井维持力学稳定的安全钻井液密度窗口较宽,泥岩坍塌压力介于

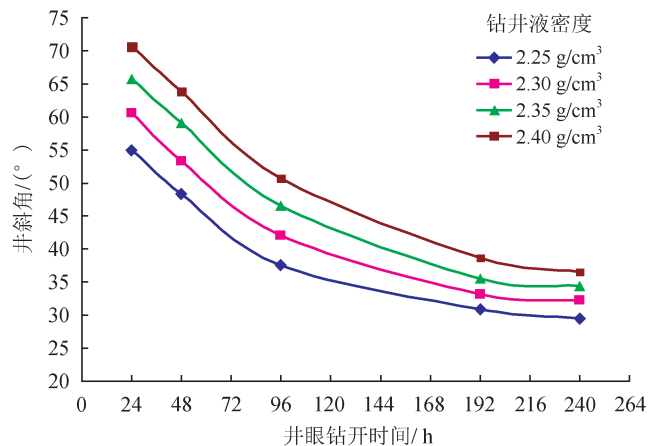


图 1 井斜角与钻井液密度随井眼钻开时间的关系图

2.13 ~ 2.27 g/cm³, 泥岩破裂压力介于 2.58 ~ 3.23 g/cm³, 如果钻井液密度合理,一般不易发生纯力学失稳。

6) Lower Fars 层卡钻的主因是泥岩水化后流变性增大,导致井眼缩径,缩径泥岩在钻井过程中被破坏并拖拽相邻硬石膏和盐岩坍塌,形成键槽,加剧定向井卡钻的风险。

根据以上的研究结果,提出该区定向井钻井对策:

1) 沿水平最小地应力方位钻定向井水平井,有利于井壁稳定。

2) 根据靶前位移,尽量提高造斜点,降低 Lower Fars 层的井斜角及在 Lower Fars 层的定向井段;根据 Lower Fars 层井斜角及井眼钻开时间,确定合适的钻井液密度,以降低井眼缩径卡钻的风险。

3) 提高钻井液的抑制性、流变性和矿化度,提高高密度饱和盐水钻井液的抗盐、钙污染的能力。

4) 为防止井壁坍塌造成的阻卡风险,钻井过程中注意勤划眼,抑制井眼缩径导致的卡钻;在高压层完钻后立即下入套管封隔上部地层(即进入 MB1 层 0.5 m),降低井眼裸露时间,防止固井过程中漏失的发生。

4 定向井井眼轨道优化设计

根据 Lower Fars 层井壁稳定研究结果,进行定向井井眼轨道的优化^[8-13],以 JK045D2 井为例,①井口坐标:736 077.37 m, 3 506 327.0 m; A 靶点坐标(深度 1 910.6 m):736 551.0 m, 3 506 891.5 m; B 靶点坐标(深度 2 081.5 m):2 081.5 m, 736 621.0 m, 3 506 974.9 m。②地层深度分别为:Upper Fars 层为 0 ~ 1 349 m, Lower Fars 层为 1 349 ~ 1 897 m,

Jeribe—Kirkuk 层为 1 910 ~ 2 081 m。在相同的靶点及井口位置条件下，调整造斜点位置，设计 3 个井眼轨道方案，轨道优化示意图如图 2 所示。

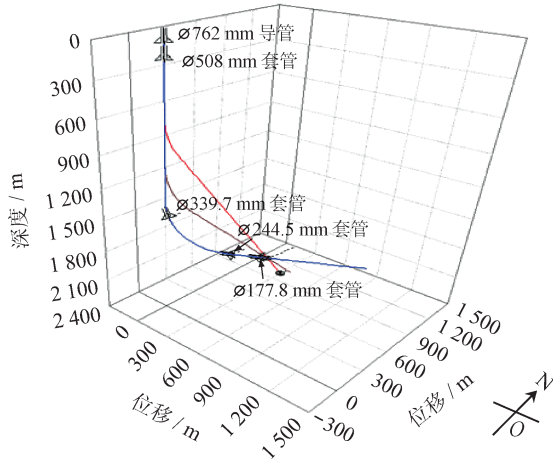


图 2 定向井井眼轨道穿越 Lower Fars 层方案图

方案 1：在 Lower Fars 层造斜，造斜点 1 400 m，井斜角达到 83.3°，该方案井斜角大，在 Lower Fars 层定向钻井的井段较长，钻井风险较大。

方案 2：在 Upper Fars 层和 Lower Fars 层均造斜，造斜点 1 000 m 左右，在 Upper Fars 层造斜至 38° 左右，再在 Lower Fars 层造斜至 47.7° 稳斜至靶点，该方案将井斜角从 83.3° 降低至 47.7°。

方案 3：在 Upper Fars 层开始造斜，造斜点 600 m，在 Upper Fars 层直接定向至靶点，井斜 32.5°，在 Lower Fars 层稳斜至井底，Lower Fars 层定向井段较方案 1、2 缩短约 120 m，方案 3 不仅大幅降低井斜角，且在 Lower Fars 高压膏盐层井段为稳斜井段，大大降低定向钻井及定向井工具控制的难度与井壁

失稳的风险。

通过对定向井井眼轨道优化，确定轨道方案为：造斜点上移至 Upper Fars 层，根据靶前位移，确定造斜点的位置在 500 ~ 800 m 的范围类，在 Upper Fars 层完成造斜，在 Lower Fars 层稳斜钻进，井斜角尽量控制在 55° 以内，造斜率控制在 2.5°/30 m ~ 4.5°/30 m 的范围内。

5 超高密度饱和盐水钻井液技术优化

为提高高密度饱和盐水钻井液抗盐钙能力，有效降低钻井液的黏度和切力，提高钻井液抗污染的能力，对钻井液配方及外加剂进行优化研究^[14-16]。

5.1 加重剂掺量及配比的优选

钻井液中加入加重剂后，由于固—固和固—液摩擦会导致钻井液黏度增加，通过优化加重剂掺量、粒度大小、级配及组成，可减小因加重剂带来的黏度效应，使钻井液具有更好的流变性、滤失性等。为优化加重剂的掺量及配比，以饱和盐水为基浆，选择重晶石与铁矿粉为加重剂，进行表 4 的实验。实验结果表明，重晶石有利于钻井液滤失量的控制，铁矿粉有利于钻井液流变性的调控，当重晶石和铁矿粉混合使用，用重晶石配置钻井液密度至 1.80 g/cm³，再用铁矿粉加重钻井液密度至 2.35 g/cm³ 时，钻井液的黏度、切力及滤失量等性能较单用重晶石加重的钻井液（配方 2）性能好且加重剂掺量降低 16%，故推荐配方 5 为 Lower Fars 高密度饱和盐水钻井液的加重剂的组成与掺量。

5.2 引入合成类聚合物稀释剂

为优化钻井液的流变性能，有效降低钻井液黏

表 4 不同掺量的重晶石和铁矿粉对钻井液性能的影响表

配方	加重剂掺量	密度 / (g · cm ⁻³)	表观黏度 / (mPa · s)	切力 / Pa	滤失量 / mL	HTHP 滤失量 / mL	pH 值
1 基浆 + 重晶石	180%	2.10	105	15	5.5	14	9
2 基浆 + 重晶石	210%	2.20	155	22	5.2	12	9
3 基浆 + 铁矿粉	179%	2.20	89	19	5.6	12	9
4 基浆 + 铁矿粉	204%	2.30	96	18	5.6	12	9
5 基浆 + 重晶石 + 铁矿粉	105% 重晶石 + 89% 铁矿粉	2.20	95	18	5.5	13	9
6 基浆 + 重晶石 + 铁矿粉	105% 重晶石 + 130% 铁矿粉	2.35	110	19	5.8	18	9

注：基浆为饱和盐水密度为 1.20 g/cm³，重晶石密度 ≥ 4.20 g/cm³；细度通过 200 目 ≥ 97%（重量法），通过 325 目介于 85% ~ 95%（重量法）；铁矿粉密度 ≥ 5.0 g/cm³，细度通过 200 目 ≥ 95%（重量法）

度与切力,室内进行了钻井液稀释剂的优选,不同稀释剂对钻井液流变性能影响如表 5 所示。

表 5 各种稀释剂对钻井液流变性能的影响表

实验条件	稀释剂	塑性黏度 / (mPa·s)	静切力 / Pa
60 °C 16 h	基浆	123	18.5
	3%SF260	105	15.5
	3%XY-27	115	19.5
	3%SMT	110	16.5
	3%JNJ	95	11.5

实验表明:在高密度钻井液(2.35 g/cm³)中,常规稀释剂可降低塑性黏度,但对静切力改善不明显,而新型聚合物稀释剂 JNJ 可明显降低钻井液的塑性黏度和静切力。化学结构分析表明,该新型稀释剂可通过化学吸附和化学螯合作用吸附在加重剂颗粒表面,改变颗粒表面电势,增加粒子之间的排斥力,破坏膨润土和聚合物之间的网状结构,更有利于高

密度加重材料的分散,改善高密度水基钻井液的悬浮稳定性和流变性,更适用于低膨润土含量的高密度饱和盐水钻井液。

5.3 引入新型聚胺抑制剂

高压膏盐层定向钻井过程中,饱和盐水钻井液的强抑制性、抗 Ca²⁺/Mg²⁺ 离子污染的能力、pH 值(9~10)的维护都存在较大困难,通过大量筛选试验,在体系中引入一种新型聚胺抑制剂 BZ-HIB,该抑制剂分子量 500 万~1 000 万,可完全溶于水,无增黏效应,能像 K⁺ 一样嵌入黏土层,抑制膨润土的水化膨胀,也能通过氢键吸附在黏土表面抑制其水化,并能与其它处理剂发生协同和成膜效应,对页岩和泥岩的分散具有很强的抑制性,页岩回收率实验表明:2%聚胺抑制剂页岩恢复率可达到 65.5%,而 7%的 KCl 页岩恢复率仅为 50.7%,显示其掺量低、抑制效果明显;同时具有强碱性,能有效调节体系的 pH 值与滤失量,表 6 实验结果显示 1% BZ-HIB 能有效维持钻井液的 pH 值介于 8.5~9,有利于钻井液的综合性能的调整。

表 6 新型聚胺抑制剂对钻井液综合性能的影响表

体系	密度 / (g·cm ⁻³)	塑性黏度 / (mPa·s)	动切力 / Pa	静切力 / Pa	滤失量 / mL	pH 值
基浆	2.35	112	14.5	2.0~8.0	4.5	8
+ 1%BZ-HIB 60 °C, 16 h	2.35	110	14.0	2.0~6.0	4.0	9
	2.35	105	14.0	2.0~6.5	3.8	8.5
+ 0.6%NaOH 60 °C, 16 h	2.35	113	15.5	2.0~8.0	4.6	8
	2.35	108	14.5	2.0~7.5	4.5	7

针对高密度饱和盐水钻井液在井下极易形成厚泥饼和假泥饼,且特别容易发生面一面聚结,变成大颗粒而聚沉的特点,在 Lower Fars 层定向钻井过程中,钻井液的维护原则应以护胶为主,降黏为辅;当钻井过程中钻井液出现黏度、切力和滤失量上升时,应及时补充护胶剂,聚合物胶液如低密度 HPAN、NPAN 的浓度应维护在 1%,膨润土含量应不大于 20 g/L,Cl⁻ 浓度应保持在 19×10⁴ ppm, KCl 掺量维持在 5%~8% 的范围内,根据钻井液的性能变化添加足量的新型抑制剂与稀释剂,以维护和保持钻井液

的防污染能力和流变性能;井内返出的钻井液应严格经过四级固控设备,最大限度除去无用固相,保证在 Ø311.2 mm 井眼的 Lower Fars 膏盐层定向钻井过程中高密度饱和盐水聚合物钻井液的性能始终满足表 7 的性能要求。

6 现场实施及效果

目前现场采用优化后的井眼轨迹,造斜点提高至 Ø444.5 mm 井眼 Upper Fars 层,井深 600 m 左右,

表 7 Lower Fars 膏盐层高密度钻井液的性能要求表

密度 / (g·cm ⁻³)	漏斗黏度 / s	塑性黏度 / (mPa·s)	动切力 / Pa	初切力 / Pa	终切力 / Pa	API 滤失量 / mL	固相 含量	pH 值	膨润土含量 / (g·L ⁻¹)	KCl 含量
2.26~2.35	70~90	60~85	12~20	2~5	4.5~12.0	< 5	< 47%	9~10	< 20	7%~10%

最大井斜控制在 55° 左右, 在 Upper Fars 层达到设计的井斜后, 在 $\varnothing 311.2$ mm 及 $\varnothing 212.7$ mm 井眼稳斜钻至设计井深, 应用优化后的高密度钻井液体系, 进一步简化 $\varnothing 311.2$ mm 井眼高压膏盐层的钻具组合和施工, 直接采用螺杆钻具 (1.5°) +MWD 代替之前为防止卡钻在该井段采取的 3 套钻具组合, 即在造斜完成之后, 还要换为常规稳斜钻具组合 (带随钻震击器) 或进一步简化钻具组合, 甩掉扶正器, 减少 $\varnothing 203.2$ mm 钻铤数量, 以保证在该层段顺利的施工。目前现场分段实施过程为: 二开 $\varnothing 444.5$ mm 井眼采用常规钟摆钻具钻至井深 500 m (Upper Fars 层) 左右, 采用螺杆钻具 (1.5°) +MWD 开始定向, 增斜至设计井斜, 然后稳斜钻至 Upper Fars 层底部 (大约深度: 1 490 m MD/1 365 m TVD) 中完; $\varnothing 311.2$ mm 井眼采用 $\varnothing 311.2$ mm 螺杆钻具 +MWD 的钻具组合稳斜钻进, 钻进时严格监控扭矩、掉块情况, 如发现异常, 立即采用倒划眼 / 正划眼方式, 不断修正井壁, 控制起下钻速率, 防止抽吸压力过大导致溢流发生, 钻至中完后, 反复短拉、划眼, 确认无遇阻后, 起钻, 下入 $\varnothing 244.5$ mm 套管固井, 尽量降低钻完井的风险。

现场采用优化后的饱和盐水钻井液体系, 随 $\varnothing 311.2$ mm 井眼井深和井斜的增加, 钻井液密度从 2.22 g/cm^3 逐渐提高至 2.35 g/cm^3 , 钻井液性能控制良好, 漏斗黏度始终控制小于 85 s, 屈服值介于 $15 \sim 20 \text{ Pa}$, 滤失量小于 5 mL 的范围内, 保证了 Lower Fars 层的顺利钻进。

截至目前, 该区共计完成定向井 20 口、水平井 2 口。通过优化定向井钻井及钻井液技术, 2016 年完成的 11 口定向井与前期完成的 7 口井对比, $\varnothing 311.2$ mm 井眼事故复杂得到有效控制, 卡钻风险大幅降低, 平均钻井周期由前期的 75 d, 降低到目前的 35.8 d, 缩短 52.8%, 机械钻速从平均 3.3 m/h 提高至 7.33 m/h, 提高 122%; 现场实施效果显著, 该技术可为高压膏盐层定向钻井提供借鉴。

7 认识与结论

1) Lower Fars 高压盐膏层井壁失稳机理研究表明, 该段岩性变化大, 泥岩水化特性强, 泥岩水化导致井眼坍塌、缩径并拖拽相邻硬石膏和盐岩垮塌是造成井壁失稳的主要原因, 其中以膏层、盐层与泥岩交界面失稳风险最大。

2) Lower Fars 层井壁变形失稳随井斜角和井眼钻开时间的增大而增大, 随着井眼钻开时间的延长,

井壁失稳的风险急剧增加, 钻井液密度应根据井斜角及井眼钻开时间进行调整, 以保证井壁的稳定。

3) 根据 Lower Fars 层井壁失稳机理, 将定向井造斜点由 Lower Fars 层提升至 Upper Fars 层, 在 Upper Fars 层开始造斜, 在 Lower Fars 层稳斜, 降低井斜和在 Lower Fars 层的定向段, 进一步降低高压膏盐层定向钻井的风险。

4) 通过优化高密度钻井液加重剂的组成及掺量, 引入聚胺抑制剂 BZ-HIB 及聚合物稀释剂 JNJ, 可有效提高并维护超高密度饱和盐水钻井液在膏盐层定向钻井过程中的抑制性及流变性, 保证在 Lower Fars 高压膏盐层的安全定向钻井。

参 考 文 献

- [1] 唐继平, 王书琪, 陈勉. 盐膏层钻井理论与实践 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
Tang Jiping, Wang Shuqi & Chen Mian. The theory and practice of salt-anhydrite layer drilling[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.
- [2] Omojuwa E, Okoye E, Oussen A, Odunuga A, Osisanya S & Ahmed R. Understanding the influence of rock stresses on wellbore inclination in salt formations: A well planning approach[C]// Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31 July-7 August 2010, Tinapa-Calabar, Nigeria. DOI: <https://dx.doi.org/10.2118/136981-MS>.
- [3] Koupriantchik D, Hunt S, Boulton P & Meyers AG. Geomechanical modeling of salt diapirs: Generic shapes and a 3D salt structure from the Officer Basin, South Australia[J]. Journal of Nanoparticle Research, 2005, 16(6): 1-10.
- [4] Carcione JM, Helle HB & Gangi AF. Theory of borehole stability when drilling through salt formations[J]. Geophysics, 2006, 71(3): F31-F47.
- [5] Leavitt T. Drilling dynamics overview for deepwater gulf of Mexico salt drilling[C]//2009 National Technical Conference & Exhibition. New Orleans: AADE, 2009.
- [6] 曾德智, 林元华, 李留伟, 施太和, 李再军, 白登相. 盐岩层钻大斜度井的井壁稳定性研究 [J]. 石油学报, 2007, 28(3): 124-126.
Zeng Dezhi, Lin Yuanhua, Li Liuwei, Shi Taihe, Li Zaijun & Bai Dengxiang. Study on wellbore stability during high-angle well drilling in salt rock[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(3): 124-126.
- [7] Pattilo PD, Last NC & Asbill WT. Effect of non-uniform loading on conventional casing collapse resistance[C]//SPE/IADC Drilling Conference, 19-21 February 2003, Amsterdam, The Netherlands. DOI: <https://dx.doi.org/10.2118/79871-MS>.
- [8] 王清江. 定向钻井技术 [M]. 2 版. 北京: 石油工业出版社, 2016.
Wang Qingjiang. Directional drilling technology[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2016.

- [9] 李玉民. 塔河油田南缘盐膏层钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(3): 8-11.
Li Yumin. The drilling techniques of salt-gypsum beds in southern Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(3): 8-11.
- [10] 汪蓬勃. 基于巨厚盐膏层以及碳酸盐储层的钻井技术研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
Wang Pengbo. Research on the drilling technique based on the layer of thick salt paste and carbonate reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [11] 吴泓璇, 何世明, 姜福华, 王宇, 吴先忠. 阿姆河右岸 EHOjg-21D 钻井工艺技术探索[J]. 钻采工艺, 2017, 40(5): 106-108.
Wu Hongxuan, He Shiming, Jiang Fuhua, Wang Yu & Wu Xianzhong. Exploration of EHOjg-21D drilling technology on the right bank of Amu River[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(5): 106-108.
- [12] 娄铁强, 杨立军. 乌兹别克斯坦巨厚盐层水平井钻井技术[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(6): 16-20.
Lou Tieqiang & Yang Lijun. Salt bed of great thickness horizontal drilling technology in Uzbekistan[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6): 16-20.
- [13] Barker JW, Tsao YH. Drilling long salt sections along the US Gulf Coast[J]. SPE Drilling & Completion, 1994, 9(3): 633-643.
- [14] Romo LA, Shaughnessy JM & Lisle ET. Challenges associated with subsalt tar in the Mad Dog Field[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November 2007, Anaheim, California, USA. DOI: <https://dx.doi.org/10.2118/110493-MS>.
- [15] 胡德云, 樊志刚, 周成华, 张珍, 陈建君. 伊朗雅达 F7 井盐膏层钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(2): 86-88.
Hu Deyun, Fan Zhigang, Zhou Chenghua, Zhang Zhen & Chen Jianjun. Drilling fluid technology used in salt bed formation of Well Yada F7 in Iran[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2012, 29(2): 86-88.
- [16] 陈强, 雷志永. 高密度复合盐水钻井液体系在伊拉克 Missan 油田盐膏层中的应用[J]. 长江大学学报(自科版), 2017, 14(15): 51-55.
Chen Qiang & Lei Zhiyong. Application of hi-density mixed salt drilling fluid system in Missan oilfields of Iraq[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2017, 14(15): 51-55.

(修改回稿日期 2018-01-09 编辑 凌忠)

青海油田新区天然气保持长周期稳产

据中国石油天然气股份有限公司青海油田分公司(以下简称青海油田)获悉,截至2018年5月2日,青海油田尖探1井试采10个月共生产天然气 $1\,524 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。这口井保持长周期稳产,进一步证实了尖北深层蕴藏着丰富的天然气资源,为青海油田天然气勘探在新区新领域开辟了“新战场”。

青海油田是世界上海拔最高的油气田,也是中国最早开发的油田之一。位于青海省西北部的柴达木盆地,是青海、西藏、甘肃三省区重要的产油、供气基地,平均海拔在3 000 m左右。

据青海油田勘探开发研究院冷湖油区开发研究室主任柴小颖介绍,近两年,青海油田将谋求天然气勘探大发现目标锁定在阿尔金山前新区、新领域,勘探由浅层向深层推进,由横向向纵深扩展。2017年,青海油田对尖北新领域的3口探井进行试采评价,均获工业气流。尤其是风险探井——尖探1井,在深层基岩获高产工业气流,日产气 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

“尖北深层基岩天然气勘探获成功,将阿尔金前东段与西段连接成片,有效勘探面积增加 2.7 km^2 ,新增控制天然气地质储量 $467 \times 10^8 \text{ m}^3$,一举成为青海油田天然气勘探新的资源接替区。”柴小颖说。

为加快尖北天然气滚动勘探开发、试采评价、建产一体化步伐,2018年初,青海油田在尖北部署 $2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气产能建设工作量,计划钻井11口、进尺 $5.8 \times 10^4 \text{ m}$ 。

“尖北 $2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气产能建设钻井工程平均井深超3 000 m,制约了产建速度提升,安全生产风险较大。为此,采气三厂加大现场协调和管理力度,确保产建任务顺利完成。”青海油田采气三厂副总地质师杨银山说。

在产能建设提速提效上,青海油田采取多家作业队伍竞争上岗机制,并对部分水平井钻井首次采用ZJ50钻机+ZJ70钻机“套打”钻井模式,既节约了钻机又降低了钻井成本。

(天工 摘编自中国能源网)