

油包水钻井液在油页岩地层长水平段水平井中的应用

钱志伟

(中国石油集团长城钻探工程有限公司工程技术研究院, 盘锦 124010)

摘要:针对油页岩地层井壁易失稳、微纳米孔隙封堵难、长水平段井摩阻大及井眼净化难等难题,利用线性膨胀法、滚动回收法及核磁共振法分析了地层岩性的性质、基质孔隙孔径及比表面积,通过研发乳化剂、增黏提切剂、封堵剂及优选降滤失剂、润湿剂,形成了油水比为70:30的白油油包水钻井液体系。室内利用突破压力实验、三轴压缩试验及松弛测量法对该体系进行了评价,评价结果发现,该体系突破压力达6.5MPa,岩样经过钻井液浸泡后不仅能够保持岩样强度还能提高岩样塑性,松弛量值达60s后具有良好的悬浮能力。现场试验结果表明:该体系流变性能稳定,很好地解决了井壁失稳、井眼净化问题,井径扩大率仅为3.8%,机械钻速达10.85m/h,SY-1井创造了辽河油区最长水平段1800m的记录。

关键词:油页岩;井壁失稳;长水平段;井眼净化

DOI:10.48014/cpng.20220307001

引用格式:钱志伟. 油包水钻井液在油页岩地层长水平段水平井中的应用[J]. 中国石油天然气研究, 2022, 1(1): 9-14.

0 引言

为探索大民屯沙四段泥质云岩型(Ⅱ组)储层含油气情况以及水平井试验突破产能关,中石油集团在辽河油区部署了重点预探水平井——SY-1井。该井设计井深5100m,水平段长1800m,井斜89°,目的层为沙四上亚段下部油页岩段Ⅱ组,岩性为油页岩/泥质云岩互层,构造裂缝、溶蚀孔隙发育。在油页岩地层长水平段水平井钻探过程中,面临的主要技术难题是井壁失稳、微纳米孔隙封堵及井眼净化难等。本文利用线性膨胀率法、滚动回收法及核磁共振法对SY-1井邻井SG134井页岩进行了分析。

(1)页岩性质分析。将SG134井岩样粉碎后压制岩心和制作岩心颗粒进行线性膨胀和滚动分

散^[1,2]实验,实验中采用蒸馏水、5#白油、5%KCl溶液及油基钻井液测试线性膨胀及滚动分散。实验发现:白油及油基钻井液膨胀率最低,蒸馏水和5%KCl溶液膨胀率相对较高,但未达到10%;岩心颗粒遇水后滚动回收率约为70%,遇油滚动回收率达95%。说明SY-1井目的层页岩属弱膨胀、较强分散型硬脆性页岩。

(2)基质孔隙测定。利用核磁共振法^[3,4]测试了SG134井岩样基质孔隙孔径和比表面积,岩样的比孔隙体积分布范围为0.0062mL/g~0.0238mL/g,比表面积分布范围为4.2857m²/g~19.4236m²/g,说明该目的层页岩多为纳米孔,这些纳米孔不仅是油气通道,滤液在压力作用下进入裂缝会导致井壁页岩脱落进而发生井壁失稳。

(3)水眼净化要求。在水平井施工过程中,钻

通讯作者 Corresponding author: 钱志伟, qzw0417@126.com

收稿日期: 2022-03-07; 录用日期: 2022-06-13; 发表日期: 2022-06-28

基金项目: 国家科技重大专项“深井超深井优质钻井液与固井完井技术研究”(2016ZX05020-004)、中国石油天然气集团公司重点科技攻关项目“深井与水平井提速提效技术集成与示范”(2018E-2018)资助

屑需经过井斜角 0°~90°,由于存在径向分量和轴向分量,岩屑在重力作用下会下滑,尤其是在井斜角 35°~65°范围内钻屑会加速下沉形成岩屑床^[5],因此要求钻井液具有较强的井眼净化能力。

由以上分析可知,现场钻井液施工的主要技术手段应为封堵为主结合抑制防塌,尽可能提高钻井液的动塑比,加强钻井液净化井眼的能力。为满足 SY-1 井长水平段水平井施工要求,结合目的层页岩性质及基质孔隙,室内通过研制油基钻井液关键处理剂,在优化钻井液性能的基础上研发了一套满足 SY-1 井钻井施工要求的油包水钻井液体系。

1 油基钻井液室内研发

1.1 处理剂研发

(1)乳化剂(GW-EMU)

乳化剂是油包水钻井液的核心处理剂,其关系着油包水钻井液的乳化稳定性^[6]。笔者利用油酸、二乙烯三胺和马来酸酐为主剂,以无水氯化铝为催化剂,在温度 80℃、反应时间 6h 条件下发生酰胺化反应,然后再进行小分子缩合制得具有弧状梳型结构的抗高温油基钻井液乳化剂。分别测定了乳状液在 180℃、200℃及 220℃下乳状液的乳化率(图 1),乳状液经 220℃高温老化后乳化率仍能达到 90%以上,说明研制的乳化剂具有良好的热稳定性及乳

定性。乳状液组成:210mL 5#白油+2%乳化剂+90mL 20%CaCl₂水溶液。

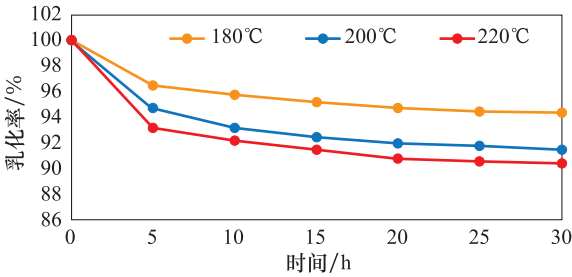


图 1 不同温度下乳状液乳化率测定

Fig. 1 Determination of emulsification rate of emulsion at different temperatures

(2)增黏提切剂(GW-TQGL)

在常规的油基钻井液中主要应用有机土提高钻井液的黏度和切力,但有机土加量太大会对钻井液的流变性和流动性产生较大影响^[7,8]。在长水平段水平井钻井中钻井液体系的黏度和切力对携带岩屑和悬浮重晶石起着至关重要的作用。利用有机酸和有机伯胺进行酰胺化反应,有机酸与有机伯胺质量比为 100:4,加入过量的保护气,在 110℃条件下反应 1h 后依次加入反应物总量 0.5%的催化剂及抗氧剂,待反应温度降低到 80℃以下后加入萃取剂,制备增黏提切剂。在钻井液体系中加量 1%时,黏度变化不大,初终切提高率约为 100%,初终切差值增大,钻井液体系具有良好的触变性,并增强电稳定性,抗温达 220℃(表 1)。

表 1 增黏提切剂性能评价

Table 1 The performance evaluation of the tackifying and shear strength-improving agent

项目	表观黏度 AV /mPa·s	塑性黏度 PV /mPa·s	动切力 YP /Pa	初切/终切 Pa/Pa	破乳电压 E /V
乳状液+3%有机土	17.0	14.0	3.0	3/5	1145
乳状液+1.0%增黏提切剂	19.0	14.5	4.5	6/10	1187
乳状液+1.5%增黏提切剂	20.0	15.0	5.0	9/14	1215

(3)封堵剂(GW-DFJ)

SY-1 井目的层裂缝、溶蚀孔隙发育,钻井液/滤液在静液柱压力作用下进入地层裂缝,而油基钻井液与水基钻井液相比具有良好的润滑性,更容易进入岩石弱面产生水力学劈裂,更易发生漏失,且漏失后更不易堵住^[9]。以固体树脂材料、圆片状树脂

材料和纤维状树脂材料为原料,待温度升高至 80℃后加入引发剂,通过高温熔融后注入模具成型后粉碎造粒制得聚酯纤维封堵剂,该封堵剂粒度范围在 80~180 目、抗温 200℃。利用岩心压裂装置,将岩样夹持在夹持器上,围压设定值为 3MPa,驱替压力设定值为 30MPa,以 2mL/min 的注入速度进入岩

心内孔,待岩心破裂后停止注入,通过与其他封堵剂进行承压实验可知,加有聚酯纤维封堵剂的钻井液承压能力最高达 25MPa(图 2)。

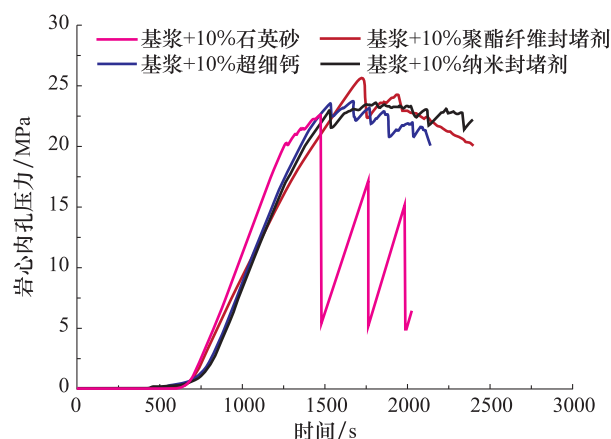


图 2 不同封堵剂岩心承压能力对比实验

Fig. 2 Comparative experiment of pressure-bearing capacity of cores with different blocking

1.2 油基钻井液体系室内研究与评价

通过研发乳化剂、增黏提切剂、封堵剂及优选降滤失剂及润湿剂等关键处理剂,优化钻井液流变性能、封堵性能、悬浮性能及携岩性能,形成了白油油包水(油水比 70:30)钻井液,配方为:白油+2% GW-EMU+CaCl₂ 水溶液+1% 有机土+1.5% GW-TQGL+3% CaO+2% 聚合物降滤失剂+1% 有机褐煤降滤失剂+4% 超细钙+1.5% GW-DFJ+1% 润湿剂+重晶石(密度 1.65g/cm³)。

(1) 封堵性能评价

泥岩通常裂缝发育,为避免或减少滤液在压差作用下沿裂缝侵入到岩石弱面,引起裂缝延伸、扩展,导致井壁失稳甚至井漏^[9],要求钻井液具有一定的封堵能力。利用突破压力实验对油包水钻井液体系的封堵能力进行了评价(图 3、图 4)。把人造岩心夹持在突破压力实验装置上,采用平流泵驱替钻井液及加入 1.5%GW-DFJ 的钻井液通过裂缝性岩心,记录岩心端面处装置内部的压力变化,压力上升后达到最大值然后骤降,此时压力值为最大突破压力。实验结果表明:形成的油包水钻井液体系具有良好的封堵能力,突破压力达到 6.5MPa 以上,有效降低液柱压力导致的井壁失稳和起到保护储层的作用。

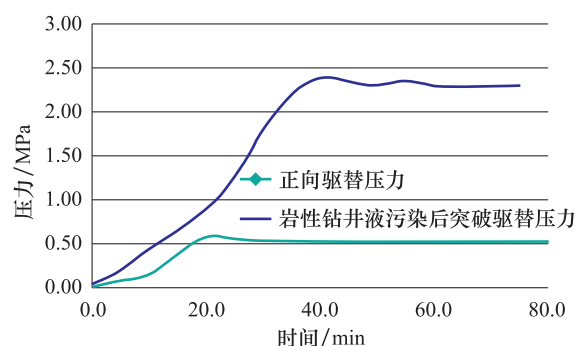


图 3 未加封堵剂钻井液正向突破压力

Fig. 3 Positive breakthrough pressure of drilling fluid without blocking agent

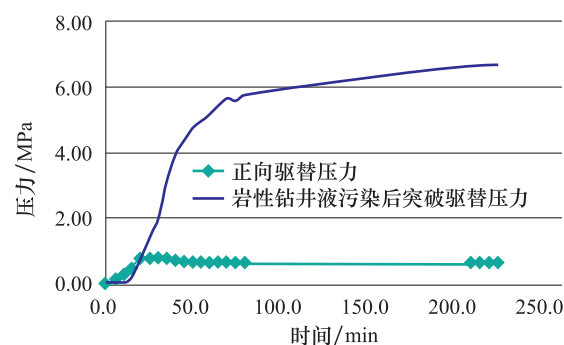


图 4 添加封堵剂钻井液正向突破压力

Fig. 4 Positive breakthrough pressure of drilling fluid with blocking agent

(2) 井壁稳定性评价

页岩地层相比其他地层具有复杂性和特殊性,钻井液传统评价方法并不能完全反映出钻井液在页岩地层中稳定井壁的能力。通过三轴压缩实验钻井液浸泡前后页岩岩石的三轴抗压强度、静态杨氏弹性模量及静态泊松比的变化,对钻井液对页岩强度及井壁稳定性进行了评价^[3,10]。为保证测试的岩样物性尽可能地接近,以达到测试准确的目的,利用多频超声波测试仪对岩样的密度及声波时差进行了测试,选取的岩心密度在 2.45g/cm³~2.55g/cm³ 之间,声波时差分布范围为 227.62μs/m~241.35μs/m 之间。

实验步骤:①测量在 30MPa 围压的条件下原岩的三轴抗压强度;②将岩心放入白油油包水钻井液中,在 120℃、3.0MPa 的条件下浸泡 48h 后,测量围压为 30MPa 下的三轴抗压强度。

通过原岩及钻井液浸泡后岩样应力应变变化对比显示(表 2),原岩经过钻井液浸泡后抗压强度有所降低,在一定的应力条件下应变有所增加,横

向应变较纵向应变变化大,但是该钻井液对岩石强度有很好的保持能力,同时使岩样的塑性有所提高。

(3)携岩性能评价

目前,评价钻井液携岩性能的方法主要是利用旋转黏度计测量钻井液的塑性黏度、动切力及静切力,但该方法不能有效的评价现场钻井液的井眼净化能力和悬浮能力。本文采用松弛测量法^[11]即利用旋转黏度计最后一次测量钻井液标准黏度后指

针归零的时间,来评价钻井液的井眼净化能力和悬浮性。现场多次试验表明,当松弛量值在 50s 以上时,现场钻井液具有良好的井眼净化能力和悬浮能力。室内配制的钻井液漏斗黏度 57s,塑性黏度 47mPa·s,动切力 12Pa,流性指数 0.64,稠度系数 875mPa·sⁿ,松弛量值 61s,表明室内配制的钻井液具有良好的井眼净化能力和悬浮能力。

表 2 三轴压缩实验结果
Table 2 The results of triaxial compression test

岩心类型	岩心编号	抗压强度 /MPa	泊松比	弹性模量 /MPa	平均抗压 强度/MPa	平均泊松比	平均弹性模量 /MPa
原岩	YS-1	247.629	0.3489	45459	249.329	0.3756	56445
	YS-2	251.028	0.4022	67431			
浸泡	ZYS-1	228.366	0.4009	50088	222.922	0.4368	50223
钻井液	ZYS-2	217.478	0.4726	50358			

2 油基钻井液现场应用效果

SY-1 井中完井深 2915m,完钻井深 5082m,三开裸眼段长 2167m,水平段长 1800m,三开目的层岩性为油页岩夹薄层白云质泥岩,白云质泥岩与油页岩为不整合接触,胶结面存在地层缺失,易发生

井壁失稳及漏失风险。

通过现场不同井深的钻井液流变性及滤失性统计数据可知,在全井段施工过程中钻井液性能始终稳定,随着井深的增加及井底温度升高,钻井液的密度、黏度、动切力及破乳电压保持在一个稳定的范围内,有利于钻井施工(表 3)。

表 3 SY-1 现场钻井液性能
Table 3 The drilling fluid performances of SY-1 field

井深/m	密度 D /g/cm ³	表观黏度 AV /mPa·s	塑性黏度 PV /mPa·s	动切力 YP /Pa	FL _{API} /mL	FL _{HHP} /mL	破乳电压 E /V
3000	1.67	47.5	34	13.5	0.4	1.8	1364
3400	1.67	52.5	39	13.5	0.4	2.0	1474
3800	1.67	53.5	38	15.5	0.3	2.0	1413
4200	1.67	54.0	39	15.0	0.2	1.6	1452
4600	1.67	53.0	38	15.0	0.4	2.2	1411
4800	1.67	49.5	39	10.5	0.4	2.0	1385
5000	1.67	49.5	38	11.5	0.2	1.8	1406

SY-1 井三开(钻头尺寸 215.9mm)设计要求导眼(1000m)施工,三开总进尺 3167m,均为不稳定泥岩、油页岩,钻进过程中返出钻屑棱角分明,切削痕迹明显。随着井深增加随钻补充封堵剂,防止因压力传递引发诱导裂缝导致井壁失稳,三开裸眼段施工过程中井下零复杂,井径为一直线,扩大率仅为

3.7%(图 5)。

在水平井施工过程中,井斜 45°~60°最容易发生钻屑平衡上返,即钻屑上返速度等于沉降速度,进而形成沙桥导致卡钻。另外由于地质需要,井斜调整呈波浪线轨迹(从井斜最高 88°降到最小井斜 81°再增加到井斜 87°),更易造成窝藏岩屑,利用聚

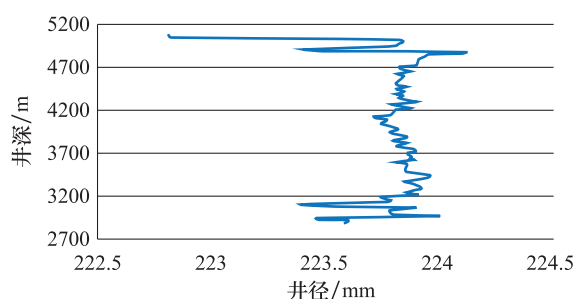


图5 三开井径曲线

Fig. 5 Three-opening well diameter curve

合物调整钻井液的松弛量值在 60s 以上,有效携带出钻屑而未发生起下钻上提遇卡下放遇阻等问题,下钻、电测及下套管一次到底,体现了钻井液良好的井眼净化能力及悬浮性能。

三开井深 3500m 更换旋转导向及 PDC 钻头钻进,水平段 1582m 一趟钻完钻,机械钻速达 10.85m/h,采用合理的钻井液密度、提高封堵性能及合适的松弛量值,实现油页岩地层井壁稳定无掉块垮塌,快速、安全高效钻进。

3 结论

(1)研发的乳化剂具有良好的热稳定性,在 200℃ 高温后乳状液破乳电压仍维持在 1000V 以上,体现了良好的乳化稳定性;增黏提切剂在保证钻井液黏度不变的前提下切力提高 100%;封堵剂能够有效地提高钻井液的承压能力达 25MPa 以上。

(2)通过研发及优选关键处理剂形成了白油油包水钻井液(油水比 70:30)配方:白油+2%GW-EMU+CaCl₂水溶液+1%有机土+1.5%GW-TQGL+3%CaO+2%聚合物降滤失剂+1%有机褐煤降滤失剂+4%超细钙+1.5%GW-DFJ+1%润湿剂+重晶石。该体系具有良好的封堵性能、原岩强度保持能力及携岩性能。

(3)该体系很好地解决了 SY-1 井井壁易失稳、微纳米孔隙难封堵及长水平段井难净化等难题,该

井水平段长 1800m 创辽河油区最长水平段纪录,为辽河油区油页岩长水平段水平井开发提供了可靠的技术保障。

利益冲突:作者声明无利益冲突。

参考文献(References)

- [1] 宋晓伟. 具有缓蚀性能的页岩抑制剂在盐水钻井液性能研究[J]. 化学工程师, 2022, 36(4): 48-51.
<https://doi.org/10.16247/j.cnki.23-1171/tq.20220448>.
- [2] 刘帅, 邹信波, 胡文丽, 等. 新型超支化大分子季铵盐抑制剂的制备及性能评价[J]. 合成化学, 2022, 30(2): 120-125.
<https://doi.org/10.15952/j.cnki.cjsc.1005-1511.21231>.
- [3] 马天寿. 页岩气水平井井眼坍塌失稳机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2018.
- [4] 马天寿, 王浩男, 杨赞, 等. 不同地应力状态下各向异性地层斜井井壁破裂规律[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(3): 1123-1135.
- [5] 雷金海. 长水平段水平井钻井技术难点分析及对策分析[J]. 西部探矿工程, 2021, 33(1): 107-108.
- [6] 钱志伟, 吴骄阳, 李建成, 等. 全油基钻井液在油页岩地层钻井中的应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 335(1): 170-174.
- [7] 杜坤. 油基钻井液新型高效乳化剂的研制与评价[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(5): 555-560.
- [8] 李建成, 钱志伟, 杜兴国, 等. 辽河油田油页岩地层全油基钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2015, 32(4): 9-12.
- [9] 钱志伟, 鲁政权, 白洪胜, 等. 油基钻井液防漏堵漏技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(6): 101-104.
<https://doi.org/10.19597/J.ISSN.1000-3754.201610058>.
- [10] 郑艳妮, 张强, 张升. 基于 Hoek-Brown 的岩石横观各向同性屈服准则研究[J]. 岩石力学, 2022, 43(1): 139-151.
<https://doi.org/10.16285/j.rsm.2021.0821>.
- [11] 朱忠伟, 纪宏博. 松弛测量法评价钻井液携岩性能[J]. 钻井液与完井液, 2004, 21(4): 23-25.

Application of W/O Drilling Fluid in Horizontal Well with Long Horizontal Sections in Oil Shale Formations

QIAN Zhiwei

(Research Institute of Engineering and Technology,
Petro China Great Wall Drilling Co. Ltd. ,Panjin 124010,China)

Abstract: To address the challenges of oil shale formation well wall instability, micro and nano pore blocking, long horizontal section well friction and borehole purification. We have analysed the nature of formation lithology, matrix pore size and specific surface by using linear expansion method, rolling recovery method and nuclear magnetic resonance method, and developed a white W/O drilling fluid system with an oil-to-water ratio of 70:30 by developing emulsifiers, tackifying and shear strength-improving agents, plugging agents and preferably filter loss agents, and wetting agents. The system was evaluated by using the breakthrough pressure test triaxial compression test and relaxation measurement method in the laboratory. The evaluation results showed that the system could not only maintain the strength of the rock sample but also improve the plasticity of the rock sample after the drilling fluid soaked with the breakthrough pressure of 6.5 MPa, and it had good suspension capacity after the relaxation value reached 60s. The field test results show that the system has stable rheological properties and solves the problems of well wall instability and borehole purification, with the well diameter expansion rate of only 3.8% and the mechanical drilling speed of up to 10.85m/h. The SY-1 well has set a record for the longest horizontal section of 1800m in the Liaohe River oil area.

Keywords: Oil shale; well wall instability; long horizontal section; borehole purification

DOI: 10.48014/cpngr.20220307001

Citation: QIAN Zhiwei. Application of W/O drilling fluid in horizontal well with long horizontal sections in oil shale formations [J]. Chinese Petroleum and Natural Gas Research, 2022, 1(1): 9-14.

Copyright © 2022 by author(s) and Science Footprint Press Co., Limited. This article is open accessed under the CC-BY License (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

