

油基钻井液在南海西部油气田复杂区块钻井中的应用

陈浩东, 张 勇, 黄 熠, 邵诗军, 鹿传世

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057)

摘 要:油基钻井液成本高昂,但对在复杂地层进行的海洋钻井而言,依然具有水基钻井液不可比拟的优势。针对南海西部油气田 3 个高难度钻井区块钻井过程中遇到的工程难题,给出了相应的油基钻井液体系配方、性能和维护方法;阐述了不同海域含油钻屑的处理方法。钻井实践证明,油基钻井液体系不仅是易坍塌井、高温高压井及老油田超低压调整井钻井作业顺利进行的重要保障,而且具有良好的储层保护性能,有利于油气田的勘探和开发。

关键词:油基钻井液;易坍塌地层;高温高压井;超低压地层;储层保护;南海西部油气田

中图分类号:TE254 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2014)04-0005-05

Application of Oil Base Drilling Fluid in Complex Blocks of Oil and Gas Field in Western South China Sea/CHEN Hao-dong, ZHANG Yong, HUANG Yi, SHAO Shi-jun, LU Chuan-shi (Zhanjiang Branch of CNOOC limited, Zhanjiang Guangdong 524057, China)

Abstract: Although the cost of oil base drilling fluid is extremely high, it always has incomparable advantages compared with water base drilling fluid for the complex formation drilling in offshore. According to the difficulties encountered in 3 complex blocks of an oil and gas field in western South China Sea, corresponding oil base drilling fluid formula, performance and maintenance methods are presented, the processing methods for oily drilling cuttings in different sea areas are discussed. The drilling practice proves that oil base drilling fluid is not only a very important guarantee for smooth drilling operation in easy-collapsed wells, HTHP wells and super-low pore pressure adjustment wells in old oil field, but also has good reservoir protection performance for oilfield exploration and development.

Key words: oil base drilling fluid; easy-collapsed formation; HTHP; super-low pore pressure formation; reservoir protection; oil and gas field in western South China Sea

1 概述

尽管水基钻井液体系最为广泛地应用于世界各地的钻井作业中,然而在泥页岩的抑制性、高温高压稳定性以及老油气田超低压地层钻进等方面依然存在着难以克服的劣势。我公司在北部湾盆地易坍塌区块、莺琼盆地高温高压区块以及崖城气田高温超低压调整井三类高难度井中针对不同区块特点采用了相应的油基钻井体系,成功克服了各类工程难题,应用效果显著,取得了良好的经济效益。

油基钻井液以油为连续相,分为全油钻井液体系和油包水钻井液体系两大类,习惯上以 5% 的含水量作为两类钻井液的分界点,南海西部油气田普遍采用油包水油基钻井液体系。相比于水基钻井液,油基钻井液主要具有以下优势:(1)设计和维护简单;(2)流变性好,易于控制;(3)润滑性好,摩阻和扭矩低;(4)固相容纳能力大,塑性粘度低;(5)储层保护性能好;(6)抗高温,热稳定性好。

在南海西部油气田,对油基钻井液钻井期间产

生的含油钻屑,根据国家相关环保法规,一、二级海域施行岩屑回收,达到含油钻屑“零排放”目标;在三级海域对含油钻屑进行现场处理,施行“含油钻屑控制排放”技术。

2 北部湾盆地易坍塌地层钻井

2.1 钻井液难点分析

北部湾盆地涠西南凹陷的涠二段灰色泥页岩层理和微裂缝较发育、坍塌应力较大,坍塌严重,给钻井工程带来很大的障碍。据统计,20 世纪 80 年代与法国道达尔公司合作开发的涠洲 10-3 油田,因井壁失稳而造成的井眼事故率高达 72.73%;20 世纪末开发的涠洲 12-1 油田,因井壁失稳造成的井眼事故率高达 62.5%。

涠洲 12-1 油田涠二段地层岩性:上部灰色泥岩含粉砂;下部为大段褐灰色泥岩,质纯,性硬,层理和微裂缝较发育,易水化,为易垮塌层段。涠二段硬脆性泥页岩浸泡试验见图 1,经清水浸泡 10 min 后,

收稿日期:2013-10-28

作者简介:陈浩东(1984-),男(汉族),湖北人,中海石油(中国)有限公司湛江分公司钻井部作业主管,石油工程专业,从事石油钻井工作,广东省湛江市坡头区南调路 22 号,chenhd3@cnooc.com.cn。

岩石分散情况严重。从扫描电镜图片(图2)来看,硬脆性泥页岩微裂缝相当发育。

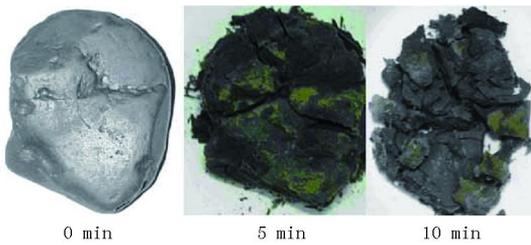


图1 涿洲12-1油田涿二段硬脆性泥页岩浸泡试验图

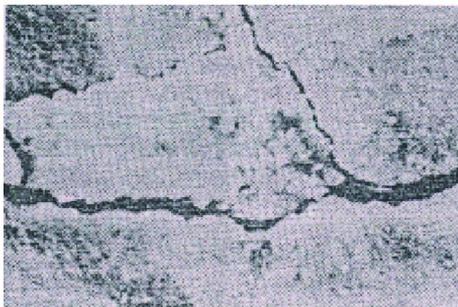


图2 涿洲12-1油田涿二段硬脆性泥页岩扫描电镜照片

通过研究发现,涿二段硬脆性泥页岩坍塌机理可以分为2步。首先是钻井液滤液沿微裂缝的侵入,若侵入的滤液为水基钻井液,随之而来的是岩石中的水敏性矿物水化膨胀,造成井壁岩石的剥落。针对北部湾盆地易坍塌地层坍塌机理的研究,在后期的钻井过程中选用了强封堵型油包水油基钻井液体系 PDF-MOM。

2.2 PDF-MOM 油基钻井液体系

2.2.1 体系配方

白油+主乳化剂+辅助乳化剂+有机粘土+降滤失剂+润湿反转剂+生石灰+封堵性材料+CaCl₂+水+重晶石。

2.2.2 基本性能和特性评价

PDF-MOM 油基钻井液体系的性能见表1。

PDF-MOM 油基钻井液体系与常用防塌钻井液泥饼滤失速率比较结果见图3。可以看出,在相同条件下,该体系的泥饼滤失速率远远低于常用的水基防塌钻井液。

硬脆性泥页岩在不同钻井液滤液中的高温高压

表1 涿洲12-1油田北块 PDF-MOM 体系性能

性能	密度 /(g·cm ⁻³)	漏斗粘度 /s	PV /(mPa·s)	YP /Pa	10"/10'切力 /Pa	HTHP 失水量 /[mL·(30 min) ⁻¹]	油水比 /%	电稳定性 /V
实际	1.40~1.60	60~83	40~55	8~15	3.5~6/8~13	4~6	88/18~82/18	600~1750
设计	1.45~1.60	50~80	25~40	5~13	3~7/7~15	≤12	80~90/20~10	≥400

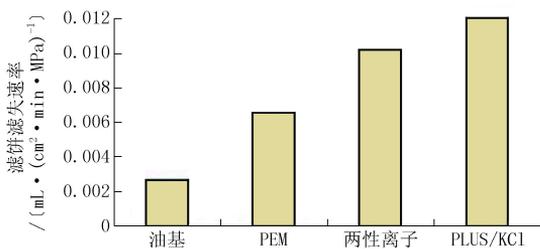


图3 PDF-MOM 体系泥饼滤失速率与常用水基防塌钻井液的对比

改善泥饼质量,提高封堵性能。

(2)根据钻前预测和现场实际情况,维持钻井液密度在井壁坍塌应力当量密度以上。

(3)维护油基钻井液具有良好的乳化稳定性,保持较高的电稳定性,保证 API 高温高压滤液全部为油相,维持相对较高的泥页岩抑制性。

(4)控制 API 高温高压失水,并在进入涿二段前加入封堵型材料 PF-QS2,阻止压力传递,有效支撑井壁。

(5)用 CaCl₂ 维护钻井液的活度,进一步提高油基钻井液的抑制性和减少固相水化。

2.3 现场应用效果

北部湾盆地涿二段油基钻井液的使用,本质上是在满足一定密度要求的基础上,采用强抑制性、强封堵性的物理化学方法试图对井壁稳定问题进行解决。通过涿洲12-1油田北块及其周边油田的钻井作业情况看,事故率下降到10%以下,未出现严重的井眼垮塌或卡钻问题,该油基钻井液体系的选择是解决北部湾盆地易坍塌地层钻井难题的重要手段。

膨胀率见图4,显而易见 PDF-MOM 体系的高温高压膨胀率远远小于常用防塌水基钻井液。

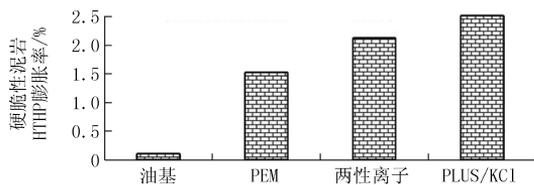


图4 硬脆性泥页岩在不同钻井液滤液中的高温高压膨胀率

2.2.3 维护要点

(1)补充 PF-MOWET 润湿剂以满足其消耗;用 PF-MOEMUL 和 PF-MOCOAT 控制钻井液的乳化性;用 PF-MOTEX 降低失水,结合使用 PF-QS2

3 莺琼盆地高温高压钻井

3.1 钻井液难点分析

中国南海的莺琼盆地是和美国墨西哥湾、英国北海并列的世界海上 3 大高温高压钻井区域,实钻最高井底温度 249 °C,最大钻井液密度 2.38 g/cm³。

莺琼盆地的高温高压井具有的特点包括:(1)压力台阶多,地层当量压力与孔隙当量压力接近,压力窗口窄;(2)高压层段压力很难准确预测;(3)压力过渡带小甚至没有,常压段直接进入高压段;(4)高温高压井段长,温度和压力高;(5)距离远,后勤支持运输时间长,海况恶劣。

目前,国内普遍使用的水基钻井液体系抗温能力在 210 °C 以内。高温对水基钻井液的性能影响非常显著,随着温度的升高,将不得不面对性能恶化、热稳定性降低及处理剂失效等诸多风险。

表 2 VERSACLEAN HT 高温油基钻井液体系基本性能

钻井液体系	密度 /(g·cm ⁻³)	漏斗粘度 /s	屈服值 @66°C/Pa	10 s 静 切力/Pa	10 min 静 切力/Pa	油水比	电稳定性 @49°C/V	HTHP 失水量@176°C /[mL·(30 min) ⁻¹]
基浆(未加重)	0.84	43	3	2	2	95/5	1007	NA
井浆(加重)	1.90~2.24	44~58	3~6	3~7	6~14	89~91/11~9	483~703	2.8~4.0
老化(240 h@220 °C)	2.13~2.25	NA	12~16	7~10	10~23	90~92/10~8	621~1178	2.0~6.0
滚动(120 h@220 °C)	2.13~2.25	NA	8~19	5~8	12~16	90~92/10~8	468~878	3.2~7.6

3.2.3 维护要点

(1)补充 VERSAWET 润湿剂以满足其消耗;用 VERSAMUL 和 VERSACOAT 控制钻井液的乳化性;用 ECOTROL 和 VERSATROL 降低高温高压失水,并结合使用 SOLTEX 改善泥饼质量。

(2)自始至终保持较低端的流变性数值,补充体系中必需的自由水。

(3)保持较高油水比,新浆采用铁矿粉加重。

(4)保证加重材料不沉淀的前提下,保持较低的膨润土含量,粘切尽量低。

(5)维持钻井液中有适量的多余石灰,保持乳化液的高温稳定性和防止电解质发生电离,并为乳化剂和其它处理剂提供适当的碱性环境。

3.3 现场应用效果

LD22-1-7 井应用了 VERSACLEAN HT 高温高压油包水油基钻井液体系,该体系维护简便。维持较好钻井液流变性的关键在于控制高固相含量并维持较低的膨润土含量。LD22-1-7 井最大井底温度 207 °C,最高钻井液密度 2.24 g/cm³,钻井液在长时间的钻井过程中性能一直保持平稳。钻井实践表明,该体系是一套优良的高温高压钻井液体系。

相比水基钻井液,在高温高压井作业中,油基钻井液具有显著优势,VERSACLEAN HT 油基钻井液体系最高密度可达 2.4 g/cm³,最高可承受 250 °C 的井底温度。

3.2 VERSACLEAN HT 高温油基钻井液体系

3.2.1 体系配方

白油 + 主乳化剂 + 辅助乳化剂 + 高温有机膨润土 + 润湿反转剂 + 高温降滤失剂 + 生石灰 + CaCl₂ + 水 + 铁矿粉。

3.2.2 基本性能和特性评价

VERSACLEAN HT 高温油基钻井液体系的基本性能见表 2,在钻井液密度最高为 2.24 g/cm³、最高温度为 220 °C 的条件下,老化后的性能依然稳定,能够满足钻井工程需要,说明该体系具有良好的抗温性能。

4 崖城 13-1 气田高温低压调整井钻井

4.1 钻井液难点分析

崖城 13-1 气田位于南海西部海域莺琼盆地,生产已超过 10 年,部分生产井井底压力系数已降低至 0.49 左右,因气藏埋藏深度较深,井底温度高达 176 °C。A12Sa 井实钻储层压力系数仅为 0.44,井底温度 170 °C,井深 5682 m,对钻井液的高温稳定性、封堵性能和储层保护性能都具有相当大的挑战。

4.2 VERSACLEAN 高温低压基钻井液体系

4.2.1 体系配方

白油 + 主乳化剂 + 辅助乳化剂 + 高温有机膨润土 + 润湿反转剂 + 高温降滤失剂 + 石墨质高温降失水剂 + 纤维素高温高压降失水剂 + 混合大理石粉封堵剂 + CaCl₂ + 水 + 重晶石。

4.2.2 基本性能和特性评价

崖城 13-1-A12Sa 井径 152.4 mm 井段油基钻井液基本性能见表 3,使用白油作为基油的油基钻井液相比水基钻井液,能够最大限度地降低钻井液密度,降低低压储层漏失风险,Ø152.4 mm 井段油基钻井液密度 0.96~0.99 g/cm³。

该体系油基钻井液侵入和漏失程度测定实验数据见表 4。低渗岩心 7 号在 160 °C 高温和 25 MPa

压力侵污 3 h 后进行氮气返排,加压小于 1 MPa 即有气体从出口放出,说明临界返排压力很低,返排成功。从渗透率变化来看,除了 3 号岩心因为用水作

为驱替返排可能造成渗透率下降较多外,其他岩心在油基钻井液侵污和高压返排后的渗透率恢复值都比较高,均在 80% 左右,甚至达到 90% 以上。

表 3 崖城 13-1-A12Sa 井 $\phi 152.4$ mm 井段钻井液基本性能

工况	密度 /($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	井底温度 / $^{\circ}\text{C}$	漏斗粘度 /s	塑性粘度 /cp	屈服值 /Pa	10 s 静 切力/Pa	10 min 静 切力/Pa	油水 比	电稳定性 /V	HTHP 失水量 /[$\text{mL} \cdot (30 \text{ min})^{-1}$]
开钻	0.96	146	48	15	5	4	7	80/20	520	4
完钻	0.99	170	53	20	11	8	17	82/18	790	2.2

表 4 油基钻井液侵入和漏失程度测定实验数据

岩心号	气测渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	返排实验		渗透率变化	
		返排驱 动流体	临界返排 压差/MPa	返排后渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	渗透率恢 复值/%
1	33.9	清水	<2	31.96	94.3
2	331	清水	<2	299.6	90.5
3	223	清水	3	118.6	53.0
4	775	清水	0~1	657.2	84.8
5	549	氮气	<1	483.1	88.0
6	171	氮气	<1	143.6	83.5
7	12.7	氮气	<1	9.22	72.4

注:实验条件为驱替压力 25 MPa,围压 30 MPa,实验时间 3 h,实验温度为常温。

4.2.3 维护要点

(1) 在保证井眼稳定情况下,泥浆密度尽量走下限,降低压差。

(2) 泥浆流变性在满足井眼净化前提下,钻井液密度尽量走下限;控制 ROP,减小环空岩屑浓度,以获得较低的 ECD 值,预防漏失。

(3) 钻入产层前,加入 2% G-Seal 和 2% CaCO_3 (Carb20/40),保证钻井液具有良好的封堵性能。

(4) 进入产层后,按比例不断加入 Carb250、G-Seal 和 Vinseal 等材料加强钻井液封堵性能。

(5) 严格控制失水,控制低固相含量。

4.3 现场应用效果

根据投产测得的地层压力为 0.47 g/cm^3 ,与 0.99 g/cm^3 的钻井液密度差为 0.52 g/cm^3 ,对应压差高达 18.9 MPa。但在钻完井的过程中,未出现过任何井下漏失和压差卡钻现象,说明采取的封堵性效果明显;完井返排启动压力 < 2 MPa,投产气产量为 $40 \text{ 万 m}^3/\text{d}$,远超过了 ODP 配产设计的 $28.6 \text{ 万 m}^3/\text{d}$ 的预期,说明钻井液对储层无损害或损害很小,保护效果良好。

5 含油钻屑处理方法

根据最新发布的《中华人民共和国海洋环境保护法》,油基泥浆必须全部回收,一级海区含油钻屑排放标准为低于 1% (质量),二级海区含油钻屑排放标准

为低于 3%,三级海区含油钻屑排放标准为低于 8%。

根据相关海域划分的标准,北部湾海域矿区属于一级海域,莺琼盆地海域矿区属于三级海域。为满足国家环保法规的要求,“钻屑回收零排放技术”和“钻屑控制排放技术”被分别应用于 2 个海域的钻完井作业中。

5.1 含油钻屑回收零排放技术

“含油钻屑回收零排放技术”主要应用于国家规定的一、二级海域,它是将油基钻井液钻井产生的含油钻屑全部回收并转运回陆地的技术。该技术的主要施工原理是(参见图 5):振动筛返出的筛上物通过无轴螺旋输送机收集到缓冲罐内,缓冲罐内的含油钻屑后经 LD675 真空泵的泵送,进入到钻屑沥干机内进行脱油处理并回收。离心机的排出固相通过导槽的物理输送直接装箱进行收集转运。所有含油钻屑装入岩屑回收箱,进而转运回陆地终端进行处理。

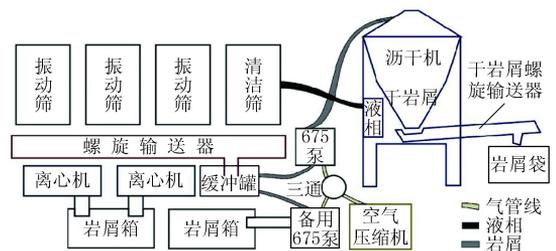
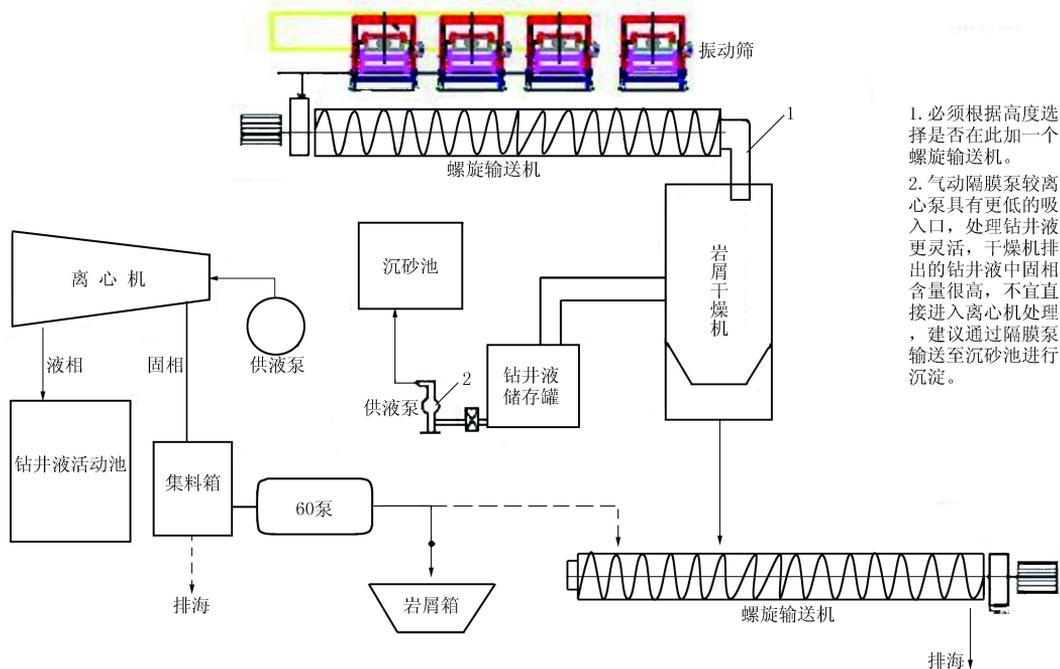


图 5 涠洲 11-1N 油田开发井含油岩屑回收系统示意图

5.2 含油钻屑控制排放技术

针对在崖城 13-1 气田等三级海域进行的油基泥浆钻井作业,作业点远离基地,直接回收费用十分高昂,一般采取“含油钻屑控制排放技术”。该流程处理含油钻屑分为 2 个部分(参见图 6)。

第一部分,来自上游固控设备(比如振动筛)的含油钻屑,通过无轴螺旋输送机的输送作用,进入到岩屑干燥机内进行固液分离。经过岩屑干燥机处理,分离出的固相经检验合格后排海;岩屑干燥机分离出的液相含砂量较高,不宜直接进入钻井液循环系统,需通过干燥机自带的供液泵输送至离心机进行下一级处理。第二部分,平台离心机分离出的钻井液循环



1. 必须根据高度选择是否在此加一个螺旋输送机。
2. 气动隔膜泵较离心泵具有更低的吸入口, 处理钻井液中固相含量很高, 不宜直接进入离心机处理, 建议通过隔膜泵输送至沉淀池进行沉淀。

图6 崖城13-1气田调整井含油钻屑控制排放系统示意图

系统内的超细固相被集中收集于集料箱,待LD60容积式真空泵进一步输送至岩屑箱,并返回陆地处理。

6 结论

(1)强封堵型油基钻井液PDF-MOM体系对水敏性泥页岩具有很强的抑制性,对层理和微裂缝发育的地层具有较强的封堵性,配合足够的钻井液密度,该体系的应用大大减少了北部湾盆地易坍塌地层钻井中的复杂情况和事故。

(2)高温高压型油基钻井液VERSACLEAN HT体系具有很强的耐高温稳定性,很高的泥页岩抑制性,采用铁矿粉加重,在密度条件下流变变更易于控制,具有水基钻井液体系不可比拟的优势,在莺琼盆地高温高压井的成功钻探中起到了重要作用。

(3)高温低压型油基钻井液VERSACLEAN体系可以达到较低的钻井液密度,结合选用正确的封堵材料,能够获得良好的封堵效果,可以克服高压差

钻井中的井漏、压差卡钻、储层损害等风险,是崖城13-1气田高温超低压调整井钻井顺利进行的重要保障。

(4)“含油钻屑回收零排放技术”和“含油钻屑控制排放技术”的应用,解决了油基钻井液环境污染的问题,为高难度井应用油基或合成基钻井液创造了条件。

参考文献:

- [1] 赵正尧.低毒性油基钻井液的使用[J].石油钻采工艺,1998,20(S1):732-831.
- [2] 鄢捷年.钻井液工艺学[M].山东东营:中国石油大学出版社,2003.
- [3] 谢玉洪,黄凯文,余洪骥.北部湾盆地易坍塌地层钻井技术[M].北京:石油工业出版社,2009.11.
- [4] 冯树攀,张彦明.水包油钻井液在梨深1井欠平衡段的应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2009,36(10):18-20.
- [5] 解超,梅永刚.宁深1井深井高温钻井液技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2012,39(6):27-30.

青海共和2230 m 地下发现干热岩资源

——仅钻孔控制面积已达 150 km²

《科技日报》消息(2014-04-01) 经过2年钻探验证,“青海省共和县恰卜恰镇中深层地热能勘查”项目日前取得重大突破,盆地中北部地下2230 m处勘查到埋藏浅、温度高的干热岩,这是我国首次发现的可大规模利用的干热岩资源。

干热岩通常埋藏在地表3000~10000 m以深,是没有水或蒸汽的、致密不渗透的热岩体,温度在150~650℃之间,是一种可用于高

温发电的清洁资源。

2011年,在青海共和盆地中北部确定了干热岩寻找靶区,2013年最终在2230 m深度揭露到温度达153℃的干热岩,随着深度增加,温度按6.8℃/100 m的梯度稳定升高,且勘探表明该地1600 m以深无地下水分布迹象。该岩体在共和盆地底部广泛分布,仅钻孔控制干热岩面积已达150 km²,潜力巨大。