

ルワンダ共和国
エネルギー・水衛生公社

ルワンダ共和国

地熱開発情報収集・確認調査

ファイナル・レポート

平成 25 年 8 月
(2013)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

日本工営株式会社

産公
JR
13-133

ルワンダ共和国
エネルギー・水衛生公社

ルワンダ共和国

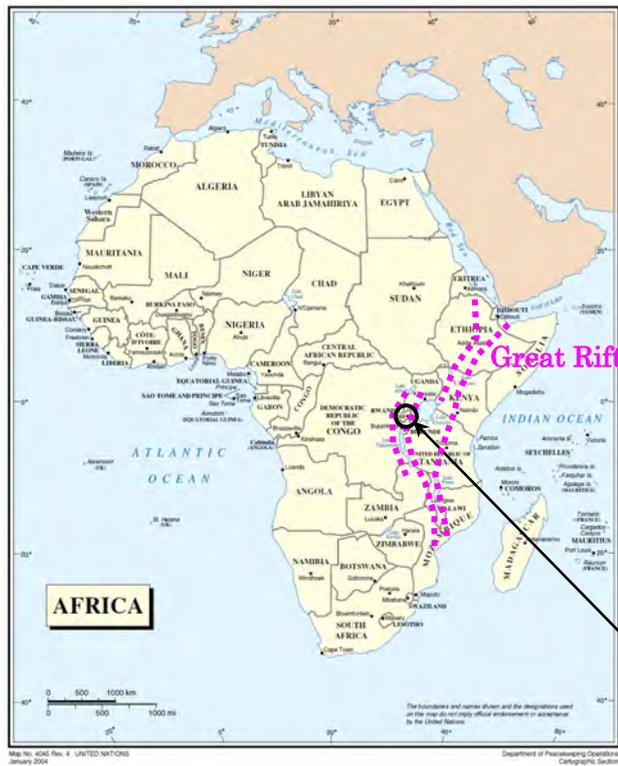
地熱開発情報収集・確認調査

ファイナル・レポート

平成 25 年 8 月
(2013)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

日本工営株式会社



Great Rift Valley

RWANDA



位置図



掘削機全景（給水タンク工事サイトから撮影）



給水タンク工事（一基 4,000m³ 合計 3 基、当面 2 基で運用）



工事中の 3 号タンク



カラゴ湖取水



同左水中ポンプ（容量 150m³, 25m）x 2 基



カラゴ湖揚水ポンプ(155m³, 536m)x2 基



カラゴ湖揚水施設



カラゴ湖揚水施設バルブ類



カラゴ湖からの送水パイプ(8inch 管)



ブースターポンプ (155m³, 268m) x2 基



ブースターポンプサイト



ブースターポンプサイト バルブと配管



ブースターポンプサイト タンクと配管



街道沿いに敷設されている送水パイプ



民家商店前に敷設されている送水パイプ



送水パイプ敷設状況 (ベント)



送水パイプ敷設状況 (ベント)



送水パイプ敷設状況 (サポート?)



送水パイプ敷設状況 (ベントとライン)



(パイプライン-サポート補強前)



トラックによる掘削水供給



掘削ビット



運転台



BOP をスタンバイ



掘削中 (後方にケリー)



カッティング採取箇所 (シェイカーの下)



サイレンサーをスタンバイ



カルデラ（1950年代に水が抜けた。
現在耕作地→有毒ガス H₂S 無）



同カルデラ 玄武岩露頭



同上玄武岩溶岩露頭



方解石細脈



EWSA 地質担当者（2年の雇用契約）



花崗岩（後方）、溶岩（手前）



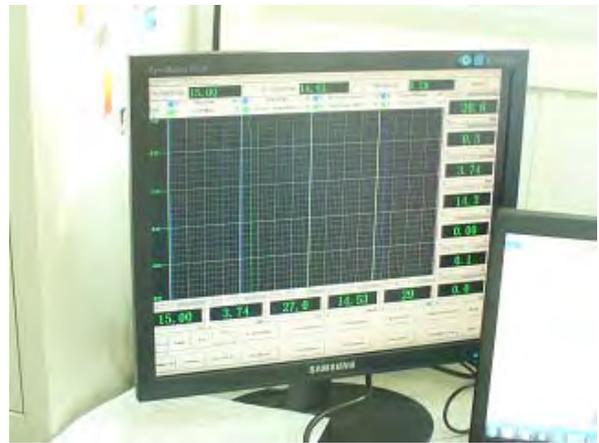
ISOR 調達の双眼顕微鏡（掘削サイト）



ISOR 調達サンプリング容器



ISOR の地質技術者（研究者）



地質室に整備された掘削状況モニター



Drilling Program 最終化会議



同左



カラゴ湖取水設備－軍隊が担当



溶岩の状況（粘性の低い溶岩）



Rubindi(乾期)



Rubindi (雨季)



湧水調査



環境影響評価（マクドナルド）

目 次

位置図

現地写真

第1章	序	1
1.1	調査の背景	1
1.2	業務の目的および範囲	1
1.2.1	業務の目的	1
1.2.2	対象地域	2
1.2.3	調査の範囲	2
1.2.4	調査期間	2
1.2.5	調査スケジュール	2
1.2.6	調査実施体制	3
第2章	入手資料	5
第3章	ルワンダ国電力開発計画概要	7
3.1	国家開発計画 National Development Plan	7
3.1.1	ルワンダ・ビジョン2020（2000年7月）	7
3.2	エネルギー、電力開発計画	10
3.2.1	（ドラフト）国家エネルギー政策および戦略（2011年5月）	10
3.2.2	（ドラフト）電力開発戦略（2011-2017）	15
3.3	地熱資源開発計画	18
3.3.1	（ドラフト）ルワンダ地熱資源調査と開発 2011-2017（2010年12月）	18
3.4	電力開発プロジェクトドナーの動き	22
3.5	地熱開発にかかる他ドナーの支援	23
第4章	地熱資源調査報告レビュー	24
4.1	「ルワンダ国地熱資源予備調査」フランス地質・鉱山研究所 BRGM(1983)	24
4.2	「ルワンダ国地熱エネルギー開発ポテンシャル予備評価」シェブロン社(2006)	24
4.3	「ルワンダ国北西部シングルフラッシュ型バイナリー式パイロット発電施設の可能性検討」アイスランド国連大学論文(2008)	25
4.4	「ルワンダ国北部 Virunga 地熱地域の地熱ポテンシャル評価」ドイツ地球科学天然資源研究所 BGR(2008)	26
4.5	「グリーンフィールドデータのみによるルワンダ地熱地帯の発電容量評価」アイスランド国連大学論文(2009)	28
4.6	「ルワンダ国 Karisimbi 地熱地帯の地熱ポテンシャル評価（統合報告書）」ケニア国電力公社 KenGen の調査(2010)	30
4.7	ルワンダ国の地熱資源ポテンシャル、ルワンダ国インフラストラクチャー省	32

4.8 「ルワンダ国 Karisimbi、Gisenyi および Kinigi 地熱地域の地球科学的調査」ニュー ジーランド地球科学・エンジニアリング研究所 IESE の調査 (2012)	33
4.9 「データおよび最終報告書検証ワークショップ報告書」; EWSA 主催 (2013)	37
第 5 章 坑井掘削工事関連図書レビュー	40
5.1 技術仕様書 (入札書類) (2011 年 4 月)	40
5.1.1 坑井掘削技術仕様書.....	40
5.1.2 坑井掘削用材料調達技術仕様書.....	41
5.2 ISOR の入札図書レビュー報告書 (2011 年 9 月)	42
第 6 章 現地調査報告	44
6.1 第一次現地概査	44
6.1.1 調査開始ミーティング	44
6.1.2 現地確認調査報告	45
6.2 第二次現地概査	47
6.2.1 調査開始ミーティング	47
6.2.2 現地調査報告	47
第 7 章 ポテンシャル推定にかかる課題と考察	49
7.1 構造地質学的な考察	49
7.2 岩石学的な考察	52
7.3 地化学・水理地質学的な考察.....	55
7.3.1 温泉水・湧水の一般水質	55
7.3.2 温泉水・湧水の同位体比	58
7.3.3 地化学的考察のまとめ	61
7.3.4 カリシンビ火山地域の地下水流動	62
7.3.5 水理地質学的考察のまとめ.....	65
第 8 章 アドバイザリーサービス	66
8.1 GRMF 申請図書作成支援	66
8.2 坑井掘削プログラム作成支援.....	67
8.3 セメントスラリーについて—シリカフラワー.....	67
8.4 井戸掘削中における地質観察に関するアドバイス.....	67
8.5 掘削用水供給施設に関するアドバイス.....	68
8.6 坑井計画および掘削計画へのアドバイス業務.....	69
8.6.1 坑井計画	70
8.6.2 坑井プログラム.....	76
8.6.3 掘削計画	79
8.6.4 坑井試験	80
第 9 章 課題と提言	81

9.1 電力開発計画マスタープランへ向けての準備.....	81
9.2 国家電力開発計画に係る事項.....	81
9.2.1 一般事項.....	81
9.2.2 地熱開発可能ポテンシャル評価に関する事項.....	82
9.2.3 カリシンビ地熱地区の開発アプローチ - 段階を踏んだ開発の必要性.....	82
9.3 地熱開発担当チーム (GDU: Geothermal Development Unit)	83
9.3.1 組織現況.....	83
9.3.2 組織強化に向けた課題.....	84
9.4 バイナリー発電に関して.....	86

図表目次

表 1-1 調査団構成.....	3
表 2-1 入手資料一覧.....	5
表 3-1 ルワンダ・ビジョン 2020 の主要項目.....	9
表 3-2 年平均上昇率の一覧表 (2008-2020)	11
表 3-3 現在の発電容量.....	12
表 3-4 電力需要予測 2008 年～2020 年.....	12
表 3-5 水力発電計画 (2017 年まで)	13
表 3-6 地熱発電計画 (2017 年まで)	13
表 3-7 メタンガス発電計画 (2017 年まで)	14
表 3-8 バイオ (ピート) 発電計画 (2017 年まで)	14
表 3-9 活動計画要旨 : 2011 年から 2020 年までに設備容量を 96.44MWe から 1000MWe に増加させるための活動計画概要	16
表 3-10 地熱調査と開発の現況.....	18
表 3-11 地熱開発に影響する課題.....	19
表 3-12 課題に対する対応.....	20
表 3-13 ポテンシャル調査と地熱開発戦略.....	20
表 3-14 タイムスケジュール.....	21
表 3-15 各国ドナーによる電力開発プロジェクト.....	22
表 4-1 Gisenyi, Mashyuza における地化学温度計調査結果.....	25
表 4-2 石英地化学温度.....	26
表 4-3 炭化水素地化学温度.....	27
表 4-4 ポテンシャル評価結果 (単位 MWe)	28
表 4-5 熱量評価 (Monte Carlo 法) に用いられたパラメータ.....	29

表 4-6	ポテンシャル評価 (Monte Carlo 法) に用いられたパラメータ	29
表 4-7	地熱地区、資源ポテンシャル、必要な作業リスト	32
表 4-8	地化学温度評価	35
表 5-1	掘削口径とケーシングプログラム	40
表 6-1	第一次現地調査 概略調査訪問地	45
表 6-2	第二次現地調査行動記録	47
表 6-3	第二次現地調査活動内容要約	48
表 7-1	成分によるマグマの一般的概略的な性質	53
表 7-2	水質タイプ要約表	55
表 7-3	調査地域の温泉・湧水の起源に関する再考察結果	62
表 7-4	温泉・湧水の地表地質	64
表 7-5	温泉・湧水の利用状況と地熱発電プロジェクトから受ける影響のまとめ	65
表 8-1	掘削用水送水施設所元	68
表 8-2	掘削用水送水ポンプ概要検討結果	69
表 8-3	地熱資源分類	70
表 8-4	各タイプのケーシングの温度に対する性質	73
表 8-5	ケーシングデザインで重要となる要素とその値 (左: API、右: 調査団)	74
表 8-6	ビットとケーシングサイズの一般例	79
表 9-1	必要な基本的な地熱調査機器	85
表 9-2	バイナリー発電の種類	86
表 9-3	2005 年～2010 年の新規バイナリー発電	87
図 1-1	調査スケジュール概要図	2
図 1-2	調査実施体制図	3
図 4-1	岩石のシリカー全アルカリ関係	34
図 4-2	MT 探査比抵抗断面 (K1, K2: Kabatwa 付近を通る断面)	36
図 4-3	Karisimbi 地熱地区の地質概念図	37
図 4-4	データ調和化後の UniServices 解析断面 K1 および K2 断面 (図 4-2 参照)	38
図 4-5	EWAS による 1D-Occam 解析 (K1 断面)	38
図 5-1	坑井掘削工事準備状況チェックリスト	43
図 6-1	Karisimbi 火山—基盤岩模式断面図	46
図 7-1	大地溝帯の西側分枝の地形的特徴	49
図 7-2	Virunga 火山群の構造地質学的スケッチマップ	50
図 7-3	E-W 断面位置図	51
図 7-4	E-W 断面図	51

図 7-5	ケニア国オルカリア地熱地区 全アルカリ―シリカ関係図	52
図 7-6	玄武岩溶岩の特徴.....	54
図 7-7	Bondi 火山円錐丘カルデラ	54
図 7-8	調査地域の温泉・湧水のトリリニアダイアグラム.....	56
図 7-9	トリリニアダイアグラムによる水質分類（凡例）	56
図 7-10	調査地域の温泉・湧水の水質分布（シュテッフダイアグラム）	57
図 7-11	地熱水の環境同位体比（デルタダイアグラム）	58
図 7-12	調査地域の温泉・湧水の安定同位体比.....	59
図 7-13	同位体の高度効果を利用した涵養標高の推定.....	60
図 7-14	トリチウム濃度を利用した涵養年代の推定	61
図 7-15	地下水涵養域と流動系.....	63
図 7-16	温泉・湧水の標高断面.....	63
図 7-17	地下水涵養域と流動系.....	64
図 8-1	送水施設・パイプライン位置図	68
図 8-2	圧力―エンタルピー関係図	71
図 8-3	沸騰流体と水蒸気柱の深度-圧力関係	72
図 8-4	坑口装置の例（CLASS 2500）	75
図 8-5	CL900 および 1500 井戸用の坑口装置.....	75
図 8-6	坑口フランジ	76
図 8-7	KW-01 の井戸図面	77
図 8-8	Ø13⅜" ケーシングを用いた低エンタルピー井.....	78
図 8-9	ケーシングのデザイン	78
図 9-1	持続可能な地熱発電の考え方	83
図 9-2	地熱資源開発ユニット組織図.....	84

添付資料

- 添付資料-1 インセプション会議資料集
- 添付資料-2 第一次現地調査 ラップアップ会議資料集
- 添付資料-3 セメントスラリーに関する推奨レター
- 添付資料-4 掘削プログラム（ドラフト）提出レター
- 添付資料-5 第二次現地調査 キックオフ会議用資料集
- 添付資料-6 ICIEDA-ISOR の研修プログラム
- 添付資料-7 井戸掘削水給水施設に関する提出レター
- 添付資料-8 最終掘削プログラム（EWSA 作成）
- 添付資料-9 第二次現地調査 ラップアップ会議資料集

AfDB	African Development Bank
ANSI	American National Standards Institute
API	American Petroleum Institute
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Federal Institute for Geosciences and Natural Resources)
BOP	Blow-off Preventer
BRGM	Bureau de Recherches Géologiques et Minières (Bureau of Geological and Mining Research)
BTC	Belgian Development Agency
BTC	Buttress Thread Casing
CFO	Chief Financing Officer
DFID	Department for International Development
DRC	Democratic Republic Congo
DRC	Democratic Republic of the Congo
EARP	Electricity Access Rollout Project
EGL	Energie des Grands Lacs (Great Lakes Energy)
EWSA	Energy, Water Supply Agency
FMO	Netherlands Development Finance Company
GDU	Geothermal Development Unit, EWSA
GoR	Government of Rwanda
GPS	Global Positioning System
GRMF	Geothermal Risk Mitigation Facility
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (German Society for International Cooperation Co., Ltd)
ICEIDA	Iceland International Development Agency
IDA	International Development Association
IDDP	Iceland Deep Drilling Project
IPP	Independent Power Producer
ISOR	Íslenskar orkurannsóknir (Iceland Geo-Survey)
JICA	Japan International Cooperation Agency
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau (Reconstruction Credit Institute)
LOC	Loss of Circulation
MT	Magnetotellurics
NBI	Nile Basin Initiative
NDF	Nordic Development Fund

NELSAP	Rwanda Nile Equatorial Lakes Subsidiary Action Programme
NZS	New Zealand Standard
ORC	Organic Rankine Cycle
PN	Pressure Numbers (Nominal Pressures)
PPP	Public Private Partnership
PTS	Pressure, Temperature and Spinner (logging)
RBF	Result Based Financing
REC	Rwanda Energy Company
RIG	Rwanda Investment Group
RNRA	Rwanda Natural Resources Authority
ROP	Rate of Penetration
TEM	Transient electromagnetics
UNU-GTP	United Nations University - Geothermal Tanning Programme

第1章 序

1.1 調査の背景

ルワンダ国は、都市部・地方部のエネルギー供給改善を含む、地域社会のインフラ整備を特に重要な課題としている。ルワンダ国「電力開発計画：2011-2017（2011年6月）」¹によれば、2010年時点での設備容量は96.44MWe、発電可能容量は86.84MWeとなっており、電化率は14%にとどまっている。

このような状況においてルワンダ国では、国家開発計画の“Vision2020”や“経済開発貧困削減戦略”および“電力開発戦略”を策定し、2017年までに1000MWeの発電設備容量を確保し電化率を50%までに引き上げようとする意欲的な計画を掲げている。内陸国であるルワンダ国では、特に自国資源を用いた発電設備容量の増加および発電用エネルギー源の多様化を重要な目標としている。とりわけ、アフリカ大地溝帯に接するルワンダ国内にはクリーンで安定的な電源となりうる地熱ポテンシャルが存在するといわれており、地熱開発を重要視している。ルワンダ国内の複数の地点で実施された地表調査によれば、地熱発電のポテンシャルは700MWe以上と想定されている。このうち300MWeのポテンシャルが想定されている北西部地熱地区において、3本の調査井の掘削が決定され、2013年7月19日に掘削が開始された。

本調査は、ルワンダ国で最初となる地熱調査井の掘削工事と坑井試験の円滑な実施のために、基礎的な情報収集を行い、ルワンダ国の地熱開発実施機関に技術的なアドバイスを行うものである。

1.2 業務の目的および範囲

1.2.1 業務の目的

本業務では、ルワンダ国の地熱発電開発の現状・課題や実施機関であるエネルギー・水衛生公社に関する既存資料のレビュー、サイト調査、関係者へのヒアリング等により情報収集を行う。また、ルワンダ国政府により実施された詳細地表調査の最終報告書に基づき策定された調査井掘削計画及び坑井調査・試験計画をレビューし、ルワンダ国における地熱資源開発の方針及び坑井掘削・データ取得にかかる技術的な側面からの提言を策定する。さらに、これらを踏まえ、今後の協力機構によるルワンダ国における地熱開発への支援アプローチ検討に資する情報を取りまとめることを目的とする。

¹ Electricity Development Strategy:2011-2017 (June, 2011), Ministry of Infrastructure, Republic of Rwanda

1.2.2 対象地域

ルワンダ国全域

1.2.3 調査の範囲

本業務は、上記「業務の目的」を達成するため、下記調査を実施する。

- (1) 地熱発電に関する情報の収集及び分析
- (2) 地熱資源調査の最終報告書のレビュー
- (3) 調査井の妥当性検証及び技術的提言
- (4) 坑井調査の妥当性検証および技術的提言
- (5) 今後の支援アプローチに関する情報収集及び分析
- (6) アドバイザリーサービス（掘削準備作業、掘削作業、データ取得作業及び分析作業）
- (7) 報告書の作成
 - (ア) インセプション・レポート
 - (イ) プロGRESS・レポート
 - (ウ) ファイナル・レポート

1.2.4 調査期間

平成 25 年 3 月 1 日から平成 25 年 8 月 30 日まで。

1.2.5 調査スケジュール

調査スケジュールは下記の通りである。調査スケジュールの概要図を図 1-1 に示す。

項目	2013					
	3	4	5	6	7	8
現地作業	■				■	
国内作業 (日本、アイスランド)	□	□			□	
報告書	▲ ICR		▲ P/R		▲ D/F/R	▲ F/R

注：国内作業は、必要時の断続的作業である。
ICR: インセプション・レポート； P/R: プロGRESS・レポート
D/F/R: ドラフト・ファイナル・レポート； F/R: ファイナル・レポート

図 1-1 調査スケジュール概要図

(出典：調査団作成)

- 国内準備作業：2013年3月上旬～中旬の必要期間
- 第一次現地作業：2013年3月下旬

- 第一次国内作業：2013年4月上旬～6月中旬（必要に応じて断続的の必要期間）
- 第二次現地作業：2013年6月中旬～7月上旬
- 第二次国内作業：2013年7月上旬～8月上旬の必要期間

1.2.6 調査実施体制

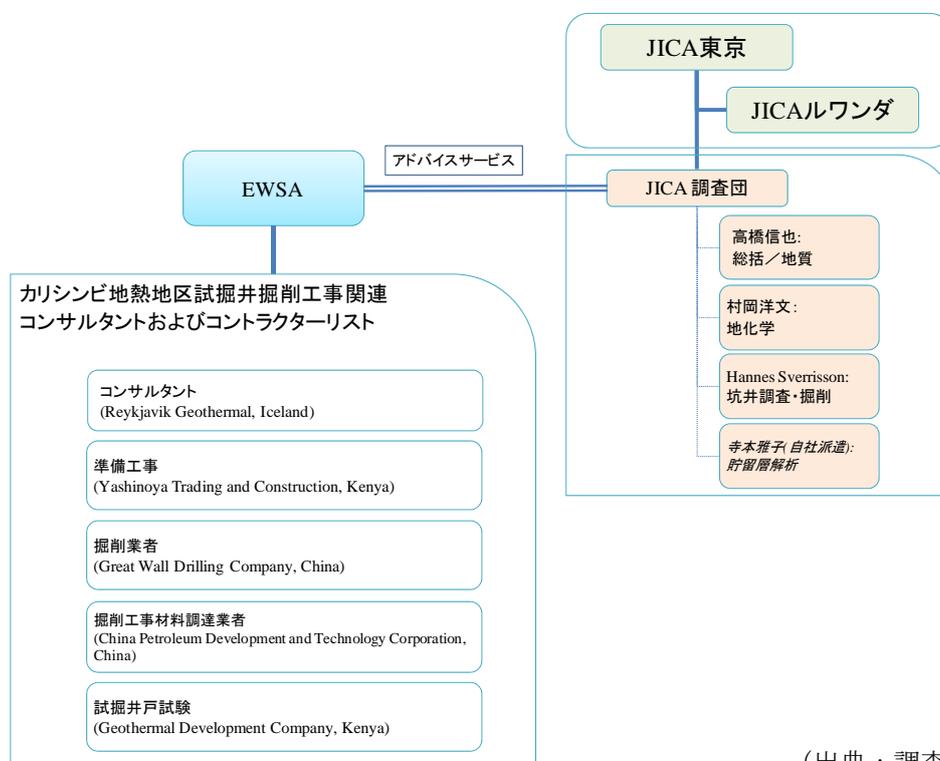
本調査団員の構成は下記の通りである。

表 1-1 調査団構成

名前	担当	所属組織
1 高橋 信也	総括／地質	日本工営
2 村岡 洋文（3月まで） 吉村 司（4月以降）	地化学	日本工営（弘前大学）
		日本工営
3 ハンネス・スベリソン	坑井調査・掘削	日本工営 (Mannvit Engineering, Iceland)
4. 寺本 雅子	地熱貯留層評価	日本工営 (自社派遣)

(出典：調査団作成)

調査実施体制を図 1-2 に示す。



(出典：調査団作成)

図 1-2 調査実施体制図

EWSA は、Karisimbi 地熱地区での地熱井掘削工事実施のためにコンサルタントや、図 1-2 に示す関連業者を調達している。調査団は、調査井や坑井調査の妥当性検証及び技術的提言を通じて、この EWSA に対して、掘削準備作業、掘削作業、データ取得作業及び分析作業に関してアドバイザーサービスを行うものである。

第2章 入手資料

現地調査に先立ち、下記資料を入手した。一部現地調査実施中に入手した資料もある。資料入手に際しては JICA ルワンダ事務所にご尽力頂いた。

表 2-1 入手資料一覧

タイトル	発行機関	発行年
国家開発計画		
ルワンダ・ビジョン 2020	財政経済計画省	2000年7月
経済開発と貧困削減戦略 2008-2012	財政経済計画省	2007年9月
1. エネルギー・電力政策		
a. (ドラフト) 国家エネルギー政策および戦略 (2011年5月)	インフラストラクチャー省	2011年5月
b. (ドラフト) 電力開発戦略 (2011-2017)	インフラストラクチャー省	2011年6月
2. 地熱開発計画		
a. (ドラフト)ルワンダ地熱資源調査と開発 2011-2017 (2010年12月)	インフラストラクチャー省	2010年12月
b. ルワンダ地熱資源ポテンシャル	インフラストラクチャー省	2011年12月
4. 地熱資源調査報告書		
a. ルワンダ国地熱資源予備調査 (未入手)	フランス地質・鉱山研究所	1983年
b. ルワンダ国地熱エネルギー開発ポテンシャル予備評価」	シェブロン社	2006年11月27日
c. ルワンダ国北部 Virunga 地熱地域の地熱ポテンシャル評価	ドイツ地球科学天然資源研究所	2009年8月
d. ルワンダ国北西部シングルフラッシュ型バイナリー式パイロット発電施設の可能性検討	Theoneste Uhorakeye (アイスランド国連大学論文)	2008年
e. グリーンフィールドデータによるルワンダ地熱地帯の発電容量評価	Uwera Rutagarama (アイスランド国連大学論文)	2009年
f. ルワンダ国 Karisimbi 地熱地帯の地熱ポテンシャル評価 (統合報告書)	ケニア国電力公社 (KenGen)	2010年3月
g. ルワンダ国 Karisimbi、Gisenyi および Kinigi 地熱地域の地球科学的調査	ニュージーランド地球科学・エンジニアリング研究所 IESE	2012年10月

タイトル	発行機関	発行年
h. データおよび最終報告書検証ワークショップ報告書	EWSA 主催	2013年1月9-10日
5. 坑井掘削工事関連図書		
a. 坑井掘削技術仕様書	インフラストラクチャー省	2011年4月
b. 坑井掘削用材料調達技術仕様書	インフラストラクチャー省	2011年4月
c. ISORの入札図書レビュー報告書	アイスランド地質調査所	2011年9月

(出典：調査団作成)

第3章 ルワンダ国電力開発計画概要

3.1 国家開発計画 National Development Plan

3.1.1 ルワンダ・ビジョン 2020 (2000年7月)

Rwanda Vision 2020 (July 2000)

「ルワンダ・ビジョン 2020」の主な議論点は次の通りである。

- どのように将来を描くか
- どのような社会を望むか
- どのように統一的包括的なアイデンティティを築くか
- この困窮する社会状況からの脱出のために、必要な変革はなにか

「ルワンダ・ビジョン 2020」の序文には、次のような理念が謳われている。

1998-99年にルワンダ国大統領府 Village Urugwiro において行われた国家的な協議の結果、ルワンダ国の将来像を明確に定義する必要があるというコンセンサスが確認された。この「ルワンダ・ビジョン 2020」は明確な将来像を定義するというこの協議の要請から策定されたものである。

1994年、ルワンダ国では同国民間の対立による大虐殺事件が発生して多くの犠牲者を出した。その後ルワンダ政府は、遺症対策に尽力するとともに政治状況の安定化に努め、同時に開発パートナーからの相当規模の援助などによって経済活動も正常化させてきている。その結果、今日では、人道的ニーズの充足を主目的とした復興段階から、持続可能な発展段階に大きく移行しつつある。しかし、その挑戦すべき課題はいまだ困難なものが多い。

ルワンダ国の人口は現在の約8百万人(2000年)から、2020年には16百万人に達すると見込まれている。これを前提とした「ビジョン 2020」の主な目標は、一人あたりの国民総所得を2000年時点の290 USDから2020年までには900 USDに増加させることとしている。この目標を達成するためには少なくとも年率7%の増加が必要であり、このためには、自給自足的農業経済からの脱却とともに、国民の高貯蓄率や民間投資の促進を実現し、知識集約型社会を形成することが必要である。また、これによって外国からの援助への依存を減少させる必要がある。

もちろん経済発展だけが生活水準を引き上げるために必要な条件ではない。飢餓や貧困を克服するため、ルワンダ国のすべての国民が平等にチャンスが得られるような社会を構築しなければならない。「ビジョン 2020」は、ルワンダ国が差別のない基本的人権と安定した政治を誇りとする、近代的で強固な統一国家となることを希求するものである。

この目標を達成するために基本的な政策は以下の6つを柱とするものである。

- 有能な政府によるグッド・ガバナンスに基づく国家と社会資本を再構築する。
- 農業部門を生産的で高付加価値をもつ市場重視の産業に変革し、かつ他セクターとの

関連を強化する。

- 競争原理に基づく企業家の活力によって、効率的な民間セクターの導入と発展を促進させる。
- 包括的な人材開発、教育・健康・ICT能力の向上を市民社会全体で実施し、かつそれらを、地理的課題や健康的課題ならびにジェンダーの課題と統合する。
- インフラ開発や輸送、エネルギー、水やICTネットワークなどを向上させる。
- 地方経済の統合や協力を推進する。

「ルワンダ・ビジョン 2020」が掲げる主要項目を表 3-1 に示す。

インフラストラクチャー整備に関するビジョンは、(i) 土地利用管理、(ii) 都市開発、(iii) 交通、(iv) 通信 ICT、(v) エネルギーおよび (vi) 水分野の 6 分野について記述されている。そのうち、エネルギー分野におけるビジョンは以下の様に示されている。

【エネルギー】

不適切で高価な電力供給が経済発展阻害の一因となっている。人口の 99% のエネルギー源は薪であり、森林破壊の大きな要因となっている。また、石油輸入が貿易額の 40% を占めている。このため、エネルギーの国内調達と多様化を促進する必要がある。国内で得られる水力やメタンガス、ピートの利用、あるいは太陽光などの再生可能エネルギーを活用して、2000 年現在 6% の電化率を 2020 年までには 35% に増加させ、現在国内のエネルギー消費の 94% を占めている薪の利用を 50% に減少させる計画とする。

表 3-1 ルワンダ・ビジョン 2020 の主要項目²

Indicators	Situation In 2000	Target in 2010	Target in 2020	Inter-na tional level
1. Rwandan population	7,700,000	10,200,000	13,000,000	
2. Literacy level	48	80	100	100
3. Life expectancy (years)	49	50	55	
4. Women fertility rate	6.5	5.5	4.5	
5. Infant mortality rate (0/00)	107	80	50	
6. Maternal mortality rate (0/00.000)	1070	600	200	
7. Child Malnutrition (Insufficiency in %)	30	20	10	
8. Population Growth rate (%)	2.9	2.3	2.2	
9. Net primary school enrolment (%)	72	100	100	100
10. Growth secondary school enrolment (%)		100	100	
11. Secondary school transitional rate (%)	42	60	80	
12. Growth Secondary school enrolment (%)	7	40	60	
13. Rate of qualification of teachers (%)	20	100	100	100
14. Professional and technical training centers		50	106	
15. The rate of admission in tertiary education. (0/00)	1	4	6	
16. Gender equality in tertiary education (F %)	30	40	50	50
17. Gender equality in decision-making positions (% of females)	10	30	40	
18. HIV/AIDS prevalence rate (%)	13	11	8	0
19. Malaria-related mortality (%)	51	30	25	
20. Doctors per 100,000 inhabitants	1.5	5	10	10
21. Population in a good hygienic condition (%)	20	40	60	
22. Nurses per 100,000 inhabitants	16	18	20	20
23. Laboratory technicians per 100,000 inhabitants	2	5	5	
24. Poverty (% < 1 US \$/day)	64	40	30	
25. Average GDP growth rate (%)	6.2	8	8	
26. Growth rate of the agricultural sector (%)	9	8	6	
27. Growth rate of the industry sector (%)	7	9	12	
28. Growth rate of the service sector (%)	7	9	11	
29. Ginni Coefficient (income disparity)	0.454	0.400	0.350	
30. Growth national savings (% of GDP)	1	4	6	
31. Growth national investment (% of GDP)	18	23	30	30
32. GDP per capita in US \$	220	400	900	
33. Urban population (%)	10	20	30	
34. Agricultural population (%)	90	75	50	
35. Modernized agricultural land (%)	3	20	50	
36. Use of fertilizers (Kg/ha/year)	0.5	8	15	
37. Financial credits to the agricultural sector (%)	1	15	20	
38. Access to clear water (%)	52	80	100	100
39. Agricultural production (kcal/day/person (% needs)	1612	2000	2200	
40. Availability of proteins/person/day (% of needs)	35	55	65	70
41. Road network (km/km2)	0.54	0.56	0.60	
42. Annual electricity consumption (Kwh/inhabitants)	30	60	100	
43. Access to electric energy (% of population.)	2	25	35	
44. Land portion against soil erosion (%)	20	80	90	
45. Level of reforestation (ha)				
46. Wood energy in the national energy consumption (%)	94	50	50	
47. Non-agricultural jobs	200.000	500.000	1.400.000	

(出典：ルワンダ・ビジョン 2020， 2000)

² 表中 “Indicators”の “Internationa Level”についての説明はなされていない。最終到達目標としての「先進国レベル」の指標を示しているものと考えられる。

3.2 エネルギー、電力開発計画

3.2.1 (ドラフト) 国家エネルギー政策および戦略 (2011年5月)

[DRAFT]National Energy Policy and Strategy (May 2011)

「政策および戦略」の巻頭には次のような要旨が謳われている。

エネルギーはその国の経済発展に基本的に必要なものであり、ルワンダ国にとって重要でかつ戦略的分野である。

エネルギーインフラの整備は、各種産業の発展や行政サービスの向上のために必要不可欠である。また、将来、電力生産が現地需要を上回ることができれば、ルワンダ国は周辺地域への電力輸出国になることができる。

目標を、2017年までに1000MWe以上の発電設備容量を追加することに定める。ただし、この政策は必要性に応じて定期的に見直す必要がある。発電設備容量追加に当たっては、バイオマスの利用とともに、低炭素グリーンエネルギーの開発に注力し、持続可能かつ恒久的な開発を推進する。このため、ルワンダ国は自国に産する資源の最大活用を図り、一方で資源を有する地域のイニシアチブへの参加を推奨する。国内エネルギー資源の開発には、コミュニティの参加が必要不可欠である。

この政策を策定するにあたっては、エネルギー分野の主要課題や他分野並びに国際社会との、次のような関係を考慮した。

- (a) ルワンダ国では、水力や地熱およびメタンガスなどの国内資源を保有している。
- (b) エネルギー開発計画は、過去の計画にとらわれないパラダイムシフトが必要である。
- (c) ただし、発電や送配電に膨大な投資が必要であり、慎重な利用計画が必要である。
- (d) 十分でかつ信頼性があり適切な価格のエネルギー供給を確保するとともに、持続可能な発展開発が、特に重要である。
- (e) エネルギーセクターは、他の経済セクターと密接に関連しており、その活動を支える基礎となるものである。従い、この政策の枠組みは他セクターの政策と調和させる必要がある。
- (f) 民間投資やエネルギー貿易およびその他のパートナーシップを促進する環境を整える必要がある。とりわけ、エネルギーセクターでは投資環境の整備が不十分なので、エネルギー開発の促進に制約を生じている。
- (g) 効率性を達成するため、電気市場には競争原理を導入する。
- (h) 発電事業市場はPPPないしIPP事業として実施されるよう公的あるいは民間投資家に開放される必要がある。ただし、投資はルワンダ国の発展に寄与する社会的経済的かつ財政的な基準に沿う必要がある。
- (i) 水力やメタン、地熱エネルギーを開発するために地域間の協力を推進する。

(j) この政策では、とくに、再生可能なエネルギーの分野での法制度的課題が重要と捉えている。

以上の基本方針に従い、エネルギー政策は、次の社会経済指標の予測に従って策定されている。

表 3-2 年平均上昇率の一覧表 (2008-2020)

Item	Units	2008	Annual Average Growth	2020
Population	no.	9,886,767	2.3%	13,000,000
GDP	million US\$	3,460	7.0%	7,800
Exports (goods and services)	million US\$	405	10.5%	1,342
Imports (goods and services)	million US\$	903	6.0%	1,817
Households with electricity	no.	92,000	21.0%	2,000,000
Biomass (net)	toe	1,108,600	2.3%	1,453,700
Petroleum products	th. m ³ / Ml	225	15%	1933
Electricity – energy	GWh	225	25%	3500
Electricity – capacity (incl. regional supplies)	MWe	55	294%	1300
Primary energy (gross)	toe	1,652,500	15%	14119945

Toe: tonne of oil equivalent(石油換算トン)
(出典 : National Energy Policy and Strategy , 2011)

エネルギー分野のうち、発電計画の策定に当たっては、現況 (2011 年) が表 3-3 のように把握されている。これによれば、2011 年時点の設備容量は 96.44MWe で、発電可能容量は 86.84MWe となっており、その内訳は水力が 56.2% (うち輸入が 15.5%)、石油火力が 39.2%を占めている。この火力発電の燃料として用いられている石油の輸入が内陸国であるルワンダ国財政の大きな負担となっているといわれる。

一方、表 3-2 などの予測に基づいて作成された電力需要予測は、表 3-4 の通りである。これによれば、2020 年のピーク需要は 1300MWe に達すると予測されている。

この需要予測に対して、ルワンダ国では、水力や地熱、メタンガスおよびPEATによる発電で、2017 年まで 1200MWe の設備容量の確保を目標としている。その内訳は、水力 306.6MWe (25.6%)、地熱 310MWe (25.8%)、メタンガス 295.5MWe (24.6%)、PEAT 200.0MWe (16.6%) とし、石油火力の全廃を目標としている。表 3-5 から表 3-8 に、各エネルギー源の開発計画の詳細を示す。

これら表のうち、地熱資源の開発計画については表 3-6 に示した。これによれば、2011 年までに試掘を行い 2013 年までに 10MWe を開発する計画となっており、その後 2014 年から 2017 年にかけて、約 75MWe/年の割合で設備容量を増加させる計画となっている。

表 3-3 現在の発電容量

Category	Name	Installed Capacity (MWe)	Available Capacity (MWe)
In house Hydro Power	Ntaruka	11.25	11.25
	Mukungwa	12	12
	Gihira	1.8	0 (rehabilitation)
	Gisenyi	1.2	0 (rehabilitation)
	Rukarara	9.5	3-8 MWe under commissioning
	Rugezi	2.2	Under commissioning
	subtotal	37.95	-
Imported Hydro Power	Rusizi 1(SNEL)	3.5	3.5
	Rusizi 2 (SINELAC)	12	11
	Kabale (UETCL)	-	1
	subtotal	15.5	15.5
Micro Hydro Power	Nyamyotsi I	0.1	0.1
	Mutobo	0.2	0.2
	Agatobwe	0.2	0.2
	Nyamyotsi II	0.1	0.1
	Murunda (REPRO)	0.1	0.1
	Rushaki	0.04	0.04
	subtotal	0.74	0.74
In house Thermal Power	Jabana (Diesel)	7.8	7.8
	Jabana (Heavy Fuel Oil)	20	20
	subtotal	27.8	27.8
Rental Thermal Power	Aggreko (Gikondo)	10	10
Methane to Power	KP1	4.2	1.3
Solar Power	Kigali Solar	0.25	0.25
Total		96.44	86.84

(出典：National Energy Policy and Strategy , 2011)

表 3-4 電力需要予測 2008 年～2020 年

	2008	2012	2015	2020
Peak power demand (MWe)	55	165	700	1,300
Energy demand after losses (GWh)	225	460	1,500	2,010
% households with electricity	6%	16%	35%	60%
% energy consumed by households	38%	64%	75%	83%

(出典：National Energy Policy and Strategy , 2011)

表 3-5 水力発電計画 (2017 年まで)

Expected Commissioning	Responsible	Project	Status	Expected Capacity (MWe)
2011	GTZ	2 Micro hydros*	Under construction	1
	GOR	6 Micro Hydros**	Under construction	4
	BTC	3 Micro Hydros***	Under construction	3.2
2013	CTB/EU/GoR	Rukarara II	-	2
	GoR	Nyabarongo I Hydro	Under construction	28
2014	GoR	Ntaruka A	-	2
	GoR/IPP (REFAD)	Rukarara IV/ Mushishiro Hydro	-	5
	GoR/IPP (Rwanda Mountain Tea)	Giciye Micro Hydro	-	4.5
2015	GoR/Burundi	Akanyaru Hydro	-	3.9
2016	Rwanda/BR/DRC	Ruzizi III Hydro	F/S	48
	Rwanda/TZ/BR	Rusumo Hydro	F/S	21
2017	Nyabarongo II	Nyabarongo II Hydro multipurpose	-	17
	Rwanda/DRC/BR	Ruzizi IV Hydro	Pre F/S	96
	GoR/IPPs	Micro hydros	-	50
Total				306.6

* Mazimeru, Musarara; **Janja, MukungwaII, Nyabahanga,Nyrahombombo, Gashashi, Nshili I;

***Nkora, Keya, Cyimbili

(出典 : National Energy Policy and Strategy , 2011)

表 3-6 地熱発電計画 (2017 年まで)

Expected Commissioning	Responsible	Project	Status	Expected Capacity (MWe)
2013	GoR/IPP	Karisimbi Early Well; Head Generation unit	Drilling before end of 2011	10
2014	GoR/IPP	Geothermal I	-	75
2016	GoR/IPP	Geothermal II	-	75
2016	GoR/IPP	Geothermal III	-	75
2017	GoR/IPP	Geothermal IV	-	75
Total				310

(出典 : National Energy Policy and Strategy , 2011)

表 3-7 メタンガス発電計画³ (2017 年まで)

Expected Commissioning	Responsible	Project	Status	Expected Capacity (MWe)
2012	Israel Africa	Lake Kivu methane project	-	3.5
	Kivu watt		-	25
2013	Israel Africa		-	30
	RIG/REC		-	25
2014	Kivu watt	-	-	75
2015	Israel Africa	-	-	15
	REC	-	-	22
		-	-	50
2016	DRC & Rwanda	-	-	50
Total				295.5

(出典：Electricity Development Strategy (2011-2017), 2011)

表 3-8 バイオ (ピート) 発電計画 (2017 年まで)

Expected Commissioning	Responsible	Project	Status	Expected Capacity (MWe)
2012	GoR/RIG/REC	Peat to power	Under negotiations	15
2013	PUNJ LLOYD	Peat to power	F/S	100
2016	IPP to be identified	Peat to power	-	85
Total				200

(出典：National Energy Policy and Strategy, 2011)

³ メタン発電については電力開発戦略 (2011-2017)により詳細な計画が示されているためそれを参照した。

3.2.2 (ドラフト) 電力開発戦略 (2011-2017)

[DRAFT]Electricity Development Strategy (2011-2017)

電力開発戦略(2011-2017)策定の目的は、次の様に謳われている。

自国資源ないし隣国と共有する資源を活用しつつ最少費用の電源開発を行うことによって、国家目標である 1000MWe の追加発電設備容量を 2017 年までに建設する計画の策定。その具体的な目的は次の通りである。

- (a) 現在建設中の事業と開発計画を成功裏に完成させるために必要な課題の抽出
- (b) 明確な工期を設定した事業による最少費用で多様な電源開発の実施
- (c) 内外の民間投資を含む電力開発事業に必要な財源の確保
- (d) 事業実施計画実現に必要な法制度の整備
- (e) 民間投資を呼び込むための適切なインセンティブと電気料金設定を含む、波及効果のある政策の整備
- (f) 電源開発計画を実施するために必要な人的資源の開発
- (g) エネルギー事業推進のための地方コミュニティの参加

以上のような目的で策定された本「電力開発促進戦略」では前出「国家エネルギー政策と戦略」に基づきながら、表 3-9 の行動計画が示されている。

表 3-9 活動計画要旨：2011年から2020年までに設備容量を96.44MWeから1000MWeに増加させるための活動計画概要

Expected Commissioning	Plant Size & Configuration/ Length & Size of Transmission & Distribution lines		Responsibility	Capital Cost (Mln US\$)	Generation Option/ Transmission & Distribution location	Added Capacity (MWe)	Total Capacity Added (MWe)	
2011	1	x	20	GoR	Diesel	20	28.4	
	3			GTZ	Micro hydro	1		
	7	x		GOR	6 Micro Hydros	4		
	3	x		CTB	3 Micro Hydros + MV & LV	3.2		
	50 solar PV installations in health centers			CTB	1.5	Solar PV		0.2
	Transmission line 100 km			CTB	10	Rutsiro-Rubavu and Nyaruguru		
2012	1	x	3.5	Israel Africa	14	Methane	3.5	53.98
	1	x	25	KivuWatt	75	Methane	25	
	1	x	10	GoR/IPP	35	Geothermal	10	
	1	x	15	GoR/PEC	25	Peat	15	
	Electrification of 300 rural schools			GoR/EU	7.5	Solar PV	0.48	
	Transmission line 65 km			EWSA	20	Karisimbi to Musanze		
	Transmission line-180 km			EWSA	54	Kibuye-Rubavu- Kigali		
	Distribution line (MV)-450 km			EWSA	27	Country wide interconnections		
	Access – 300,000 connections			EWSA	360	Country wide		
	Distribution Sub Stations 400 MVA+ 3 *220/110 kV sub stations			EWSA	23	Country wide		
2013	1	x	30	Israel Africa	90	Methane	30	260
	1	x	25	REC	75	Methane	25	
	1	x	75	GoR/IPP	225	Geothermal I	75	
	1	x	28	GOR	0	Nyabarongo I Hydro	28	
	1	x	2	CTB/EU/GoR	10	Rukarara II	2	
	2	x	50	PUNJ	300	Peat	100	
2014	1	x	75	KivuWatt	225	Methane	75	161.5
	1	x	75	GoR/IPP	225	Geothermal II	75	
	1	x	5	REFAD	18	RukararaIV/Mushishiro	5	
	1	x	4.5	GoR/RMT	16	Giciye Micro hydro	4.5	
	1	x	2	GoR	10	Ntaruka A	2	
	Distribution lines (MV)-450 km			EWSA	27	Country wide		

Expected Commissioning	Plant Size & Configuration/ Length & Size of Transmission & Distribution lines	Responsibility	Capital Cost (Mln US\$)	Generation Option/ Transmission & Distribution location	Added Capacity (MWe)	Total Capacity Added (MWe)	
	Access – 325,000 connections	EWSA	390	Country wide			
	Distribution Sub Stations 400 MVA+ 1*220 /110 kV sub stations Sub Station	EWSA	13	Country wide			
2015	1 x 15	Israel Africa	45	Methane	15	90.9	
	1 x 22	REC	66	Methane	22		
	1 x 3.9	GoR/Burundi	35	Akanyaru	3.9		
	1 x 50	DRC & Rwanda	150	Methane	50		
	Transmission lines – 130 km		EWSA	40	Country wide interconnections		
2016	1 x 75	GoR/IPP	225	Geothermal III	75	229	
	1 x 48	Rwanda/BR/DRC	150	Ruzizi III Hydro	48		
	1 x 21	GoR/Tz/Burundi	200	Rusumo Falls	21		
	1 x 85	IPP	225	Peat	85		
	Transmission line -15 km		EWSA	5	Geothermal III & IV to Gisenyi		
	Transmission line- 10 km		EWSA	3	Ruzizi III to Ruzizi IV		
	Transmission line-85 km		EWSA	25	Ruzizi III to Kibuye		
2017	1 x 50	DRC & Rwanda	150	Methane	50	288	
	1 x 75	GoR/IPP	225	Geothermal IV	75		
	1 x 17	Nyabarongo II	158	Hydro multipurpose	17		
	1 x 96	Rwanda/DRC/BR	240	Ruzizi IV Hydro	96		
		50	GoR/IPPs	200	Micro hydros		50
	Transmission lines – 85 km		EWSA	25	Rusumo to Kigali		
	Transmission lines -180 km		EWSA	55	Country wide Interconnections		
	Distribution lines (MV)-500 km		EWSA	30	Countrywide		
	Access- 400,000 connections		EWSA	480	Country wide		
	Distribution Sub Stations 400 MVA+ 3*220 /110 kV sub stations	EWSA	23	Country wide			
Total			5,046		1,111.78		

(出典 : Electricity Development Strategy (2011-2017), 2011)

3.3 地熱資源開発計画

3.3.1 (ドラフト) ルワンダ地熱資源調査と開発 2011-2017 (2010年12月)

[DRAFT]Rwanda Geothermal Resources Exploration and Development for 2011-2017 (December, 2010)

ルワンダ国では2017年までに発電総設備容量を1000MWeに増加させようとする目標をたて、同年までに310MWeの地熱発電容量を開発する計画である。この報告書は、この目標を達成するために必要な活動を概観するために作成されたものである。次の項目を含んでいる。

- 地熱開発の現況
- 地熱開発に影響する課題
- 業務内容
- ポテンシャル調査と地熱開発戦略
- タイムライン
- 概略事業費
- 環境配慮
- 地熱開発における住民参加
- ドナーや投資家からの必要な支援

以下に、上記のうち5項目について要約する。

【地熱開発の現況】

国全体での地熱ポテンシャルは700MWe以上賦存すると見積もられるが、開発活動は端緒についたばかりである。地熱開発の現況を表3-10に示す。

表 3-10 地熱調査と開発の現況

地熱地区	インセプション レポート	地表概査	地表詳細調査	坑井位置決定	坑井掘削
西部地域 (Karisimbi, Gisenyi, Kinigi)	Yes	Yes	No	No	No
南部地域 (Bugarama)	No	No	No	No	No
その他地域	No	No	No	No	No

(出典: Rwanda Geothermal Resources Exploration and Development for 2011-2017)

【地熱開発に影響する課題】

表 3-11 に示す 5 項目の課題があげられている。多くの事項で多数の課題が認識されている。

表 3-11 地熱開発に影響する課題

分類	課題
組織	<ul style="list-style-type: none"> - 不適切な施設 - 不十分な人的資源 - 不適切で予測不能な予算 - 地域と地方の担当者の協調不足 - 冗長な官僚手続きによる事業実施プロセス上の制約 - 不向きで時に非現実的なドナー条件
技術	<ul style="list-style-type: none"> - 地熱資源の有無、深度、温度、流体化学 – 坑井掘削坑井試験 - 地熱ポテンシャル決定のためのデータが不適切 – 坑井掘削と追加調査 - 坑井掘削位置、掘削水の水源
法制度	<ul style="list-style-type: none"> - 地熱調査開発のために法制度の欠如 - 石油ガス地域と同地域地熱開発にかかる資源管理制度の欠如 - コンセッション付与のメカニズムの欠如
政策	<ul style="list-style-type: none"> - インセンティブと電気料金 – 外資投資家をいかにして呼び込むか - 為替相場リスク管理 - 地方住民、地方政府、地方民間投資家の参加 - 地熱資源の間接利用
一般認識	<ul style="list-style-type: none"> - 地熱はリスクが大きく高価であるという一般認識

(出典: Rwanda Geothermal Resourced Exploration and Development for 2011-2017)

【業務内容】

上記の課題の対応する業務内容は次の通りと認識されている(表 3-12)。

表 3-12 課題に対する対応

分類	実施事項
全体	- すべての地熱開発関係者間での開発目標等の共有
組織	- 要員訓練や機器購入および地熱開発などのための資金源確保 - 内外からの要員の確保と訓練
技術	- 4地熱地区での詳細地表調査と坑井掘削調査 <ul style="list-style-type: none"> ➢ Karisimbiにおいての詳細地表調査と3本の坑井掘削調査 ➢ Karisimbi、GisenyiおよびKinigiにおける同時調査 ➢ 最適な開発シナリオの策定 - 4地熱地区でそれぞれ3本の坑井掘削調査 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 坑井掘削位置の決定、掘削用水水源の確定、EIAの実施 ➢ Well head generation の実施 ➢ 坑井試験と貯留層モデル
法制度	- 法制度の枠組み策定 - コンセプション手続き ールワンダの会社だけに限るのか？
政策	- 地熱調査開発への関心をはかるためのEOIの準備 - 外資投資家を呼び込むためのインセンティブとタリフの作成 - 地熱の間接利用の促進
一般認識	- 地方住民、地方政府および地方投資家の参加促進 - ワークショップや会議などを通じたルワンダ国地熱ポテンシャルのアピール - 一般認識の変革 - 政策決定者やオピニオンリーダー等がワークショップや会議に参加することによる意識変革

(出典: Rwanda Geothermal Resourced Exploration and Development for 2011-2017を基に再構成)

【ポテンシャル調査と地熱開発戦略】

ポテンシャル調査と地熱開発戦略として、次の 4 ステップが述べられている(表 3-13)。2017年の目標達成のために、Step-3では3箇所の地熱開発地域において合計 20 井戸の掘削が想定されている。

表 3-13 ポテンシャル調査と地熱開発戦略

ステップ	内容
Step 1	• 情報収集や机上調査、予備調査および事業計画
Step 2	• 段階を踏んだ詳細地球科学的調査 • 地熱地区の特性に応じた調査
Step 3	• 各地熱地区それぞれ3本の調査井掘削、3本の評価坑井掘削、さらに14本の生産井掘削、貯留層概念モデル、プレフィージビリティ調査、レビュー会議 • 調査井が成功の場合は、Well Head Generationユニットで10MWeの発電
Step 4	• 出力75MWeの機器 4 ユニット分の生産井掘削とモニタリング • EIA、事業化調査及び発電所設計建設

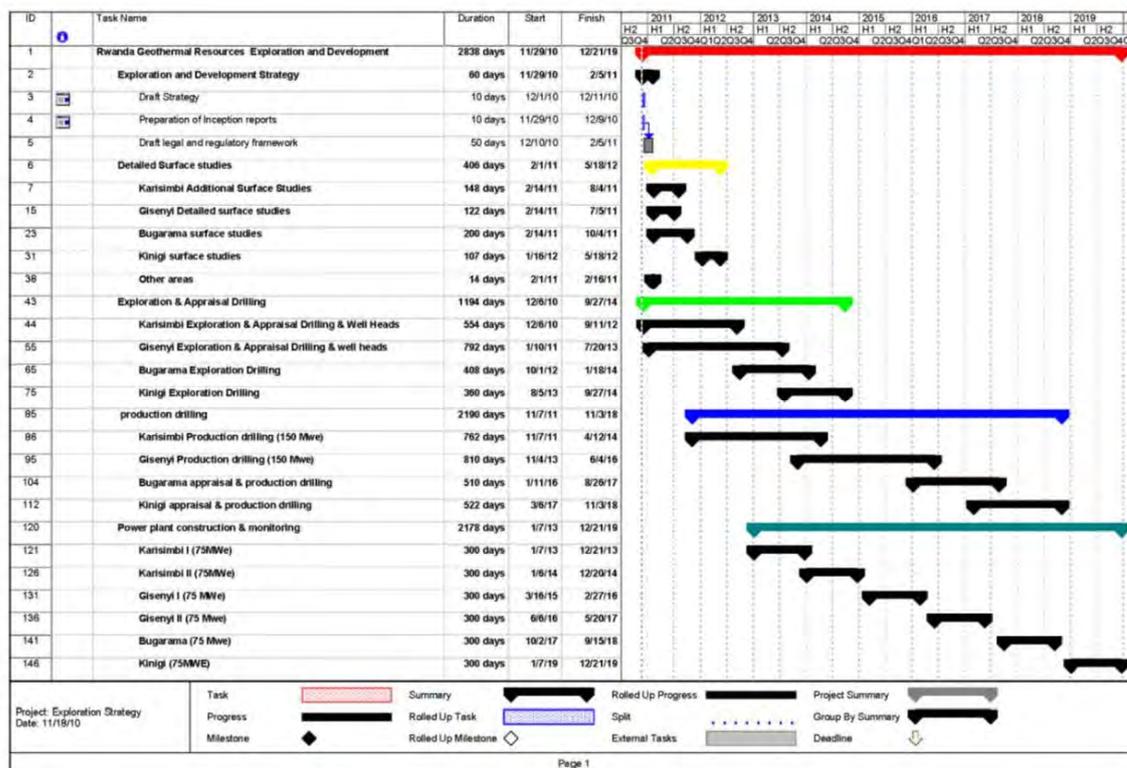
(出典: Rwanda Geothermal Resourced Exploration and Development for 2011-2017を基に再構成)

【タイムスケジュール】

表 3-14 に概略タイムスケジュールを示す。

これによれば、掘削開始年を2011年として、2017年までには、KarisimbiとGisenyi地熱地区にそれぞれ75MWeの機器を2ユニットずつ据え付けて300MWeを確保する計画としている。また、2019年までには、KinigiとBugaramaに75MWeの機器をそれぞれ1ユニット据え付ける計画としている。

表 3-14 タイムスケジュール



(出典: Rwanda Geothermal Resources Exploration and Development for 2011-2017)

3.4 電力開発プロジェクトドナーの動き

Development Partner Project Matrix-Energy Sector (January, 2012)

各国のドナーの動きを表 3-15 にとりまとめる。

表 3-15 各国ドナーによる電力開発プロジェクト

Donor	Stage	Detailed Spec	period	Fund
<u>European Union</u>	In preparation	Activities to be defined, most probably in cooperation with other Development Partners.	2014-2020	Possibly a focal point for the EU-Rwanda cooperation within the 11 th European Development Fund
<u>Belgium/BTC</u>	Planned	Energy Component of the Indicative cooperation Program	2011-14	55 million EUR grant 27 million EUR (Geothermal)
<u>AFD</u>	Planned	Development of a pilot-production geothermal unit at Karisimbi site		10 million EUR soft loan
<u>Japan/JICA</u>	Planned	Training course (about 3 weeks) geothermal energy development facilitation seminar geothermal master plan project short-term geothermal experts	in 2011 and 2012 14 th December 2011 March 2013	

(出典：調査団作成)

そのほかに、JICA による支援調査として以下のものがある。

- ルワンダ地熱開発データ収集 2013 年 (Data collection survey on geothermal development in 2013)

ルワンダ国の地熱電源開発の現状・課題や実施機関であるエネルギー・水衛生公社に関する、既存資料のレビュー、サイト調査、関係者へのヒアリング等により情報収集を行う。また、ルワンダ国政府により実施された詳細地表調査の最終レポート、本レポートに基づき策定された調査井掘削計画及び坑井調査・試験計画をレビューし、ルワンダ国における地熱資源開発の方針及び坑井掘削・データ取得にかかる技術的な側面から提言を策定する。さらに、これらを踏まえ、今後のルワンダ国における地熱開発への支援アプローチ検討に資する情報を取りまとめる。

● ルワンダ国持続的な地熱エネルギー開発推進のための電力開発計画策定支援プロジェクト詳細計画策定調査（電力開発計画、地熱発電計画、環境社会配慮）

ルワンダ国は、電力開発計画と一貫した地熱開発計画の作成及び作成に伴う能力向上に焦点をあて、既存の電力開発計画のアップグレードとともに地熱開発計画策定等の支援を要請した。本プロジェクトにおいて地熱エネルギー開発促進のための電力開発計画策定をするにあたり、電力開発計画策定に必要な情報の整理・収集・分析をおこない、詳細計画の策定を行う。

3.5 地熱開発にかかる他ドナーの支援

【カリシンビ地熱開発】

- アイスランド国際開発機構（ICEIDA: Icelandic International Development Agency）は、国連大学地熱エネルギー利用技術研修プログラム（UNU-GTP）に委託して、6か月間の地熱エネルギー技術研修プログラムを2013年6月24日から開始している。研修は、EWSAのGDUの職員に対して、アイスランド地質調査所（ISOR: Iceland GeoSurvey）の技術者が行っている。研修分野は、井戸掘削技術、地表地質調査、井戸地質調査、地化学調査及び環境モニタリングと多岐に渡っている。また、地質調査のツールとして実体顕微鏡や偏光顕微鏡および掘削岩屑や地熱流体の採取用容器などを供与している。トレーニングは開始直後の5日間の集中講義に引き続き、カリシンビサイトの掘削開始に合わせて、現地に地質技術者が常駐し、掘削終了まで行われる予定である。5日間の集中講義内容を添付資料・6に示した。
- 北欧開発基金（Nordic Fund）は、中国企業が担当する井戸掘削の施工監理業務のために、アイスランドの会社Raykjavk Geothermal社から、井戸掘削技術者を一名派遣している。2011年9月6日に500,000ユーロ、24カ月の派遣期間で合意されている。一人3か月交代の派遣形態となっている。井戸掘削工事にかかる準備土木工事の施工監理業務は担当していない。
- ベルギー技術協力機構（BTC: Belgian Technical Cooperation）は、環境影響評価の実施に協力している。

【キニギ地区地熱開発】

- カリシンビサイトから東へ約15km時点、ビソケ山南東山麓のキニギにおいて、試掘が予定されている。EWSA-GDU組織長によれば、ベルギー技術協力機構は、その掘削費用として総額27百万ユーロを供与する予定であり、2014年初めに確定されることになっている。

第4章 地熱資源調査報告レビュー

4.1 「ルワンダ国地熱資源予備調査」 フランス地質・鉱山研究所 BRGM(1983)

Reconnaissance Geothermique de la Republique de Rwanda; BRGM (1983) in *French*

原著はフランス語なので英文資料を参照した。下記の要約が、U. Ruragarama and R. Uhorakeye (2010)⁴によってなされている。

1982年にフランスの地質鉱山研究所（BRGM）が1982年にルワンダにて地熱探査を実施し、予備的調査と水理地質情報の収集に焦点を絞った調査が国北西部と南部で行われた。合計18か所の湧水／温泉が確認・分析され、最高温の温泉はKivu湖の北東湖畔にて確認されている。BRGMが調査した主な地域は下記の通りである。

- 西部州：Mashyuza (Rusizi district), Gisenyi (Rubanu district) and Kibuye (Karongi district);
- 南部州：Ntaresi (Karaba district);
- 北部州：Musanze district

他の英文文献⁵には、“1983年のBRGMの調査では、100℃以上と見積もられる地熱貯留層のポテンシャルがある地域としてGisenyiとBugaramaが確認されている”、と記述されている。

4.2 「ルワンダ国地熱エネルギー開発ポテンシャル予備評価」 シェブロン社(2006)

Preliminary Assessment of Rwanda's Geothermal Energy Development Potential;
Chevron (27 November 2006)

シェブロン社が地化学調査を用いてルワンダ国北西部地区Gisenyiと南部地区Mashyuzaにおいて行った地熱ポテンシャルの評価結果を表4-1に引用した。

これによれば、Gisenyi地区の貯留層温度は150 - 210℃と見積もられている。また石英地化学温度計では110℃から141℃を示し、Na-K-Ca地化学温度計では181℃を示している。ただし、Na-K-Ca地化学温度計にMg補正を行ったNa-K-Ca-Mg地化学温度計では貯留層温度74℃となる、とされている。また、Gisenyiの温泉水が、高温貯留層で平衡に達した地熱水と、マグネシウムに富む低温の地下水と混合した仮定すると、GiggenbachのNa-K-Mg

⁴ Uwera Rutagarama and Theoneste Uhorakeye, 2010, “Geothermal Development in Rwanda: Proceeding An Alternative to the Energy Crisis”. World Geothermal Congress 2010, Bali Indonesia, 25-29 April 2010

⁵ Stephen Onacha, 2011, Rwanda Geothermal Resources Development Country Update: Proceedings, Kenya Geothermal Conference 2011

ダイアグラム地化学温度計が適用でき、これによれば貯留層の温度は 210°C と見積もられるとし、Kivu 湖水がマグネシウムに富むことからこの仮定は合理的としている。

表 4-1 Gisenyi, Mashyuza における地化学温度計調査結果

Prospect (°C)	Meas. Temp. (°C)	Na-K (°C)	Na-K-Ca (°C)	Na-K-Ca-Mg (°C)	Quartz (°C)	Sources
Gisenyi	70 to 75	161 to 212	181	74	141	1982 Samples
		161 to 212	181	72	110	2006 Samples
Mashyuza	42 to 54	241 to 272	204 to 205	21 to 23	122 to 128	1982 Samples
		241 to 272	202 to 205	21 to 27	101 to 102	2006 Samples

注：Mashyuza はルワンダ南部の地熱地域。本稿では取り上げない。

(出典: Chevron, 27 November 2006)

以上より、調査井掘削により貯留層の温度が 150- 210 °C と確認できれば、バイナリーを活用した地熱開発は経済的に可能であろうと結論している。

地熱モデルとして次の二例があげられている。

- モデルー1：より可能性がある地熱モデルは、貯留層の熱水が地溝帯東側の正断層に沿ってほぼ垂直に上昇してきているモデルである。その上昇途中、熱水は温度が低い Kivu 湖の湖水や地下水と混合している。貯留層の熱水からは少量のガス（おそらく二酸化炭素）が放出されている。このモデルの場合、発電としては貯留層温度が低すぎるだろうというリスクがある。
- モデルー2：可能性は高くないが (less likely) 代替案としては次があげられる。Gisenyi の温泉は、北方の火山に伴う高温の貯留層の末端流に該当する。この場合、地化学温度で示されたものより高温の熱源が存在する可能性もある。

調査の結果、地表地質調査、地化学調査、物理探査、Kivu 湖湖底測量調査、調査井掘削の実施が提案されている。

4.3 「ルワンダ国北西部シングルフラッシュ型バイナリー式パイロット発電施設の可能性検討」アイスランド国連大学論文(2008)

Feasibility Design of an Integrated Single-Flash Binary Pilot Power Plant in NW-RWANDA; Theoneste Uhorakeye (2008)

この論文は、BRGM (1983) と Chevron (2006)が行ったポテンシャル調査に基づき、貯

留層温度を 210°C、その時の地熱流体のエンタルピーを 900 kJ/kg と仮定した時のバイナリー発電の可能性を検討したものである。その結果、このような地熱流体 1 kg/s からバイナリー発電で得られる電気エネルギーは、85 kWe 以上と結論されている。

地熱ポテンシャルについては論じていない。

4.4 「ルワンダ国北部 Virunga 地熱地域の地熱ポテンシャル評価」ドイツ地球科学天然資源研究所 BGR(2008)

Geothermal Potential Assessment in the Virunga Geothermal Prospect, Northern Rwanda; BGR (1 August, 2009)

ドイツ地球科学天然資源研究所 (BGR) が 2008 年行ったルワンダ国北部の Virunga 地熱開発地域の地熱ポテンシャル評価は 4 項目について行われている。その要約は以下の通りである。

【構造解析】

- 東アフリカ地溝帯系 (EARS) は、東地溝帯と西地溝帯に分かれている。本地域は、西地溝帯に位置している。東地溝帯は 30Ma に活動を開始したとされるのに対し、西地溝帯の北部のアルベルト湖付近では 12Ma、Tanganyika 地溝帯では 7Ma に活動を開始し、活動開始時期を異にしている (Ebinger, 1989)。最新の Karisimbi 火山の活動は 240,000 年前と 90,000 年前といわれる (Dancon et Demange, 1983)。
- 地熱ポテンシャルは、Karisimbi 火山の南東部にあることが期待される。
- Karisimbi 火山南東部は、表流水や地下水が豊富で、断層に富み、熱源は近隣に存在することが期待される。

【地下水化学調査】

- 種々の地化学温度計のうち、平衡状態にあると考えられる石英地化学温度計は以下の通りである。

表 4-2 石英地化学温度

位置	地化学温度 (°C)
Mbonyebyombi	110 - 130
Mpatsi	130 - 150
Karago	120 - 140
Giseny	105 - 130
Iriba	110 - 120
Nyakagen	110 - 140

(出典: BGR, 2009)

- 同様に、炭化水素 (HC) による地化学温度も示されている。ただし、これらの地化

学温度は地熱系で平衡状態を反映しているかは確かではなく、非常に古い温度を示している可能性があるとし、また、Ntango の温度は他の原因を反映している可能性もあるとしている。

表 4-3 炭化水素地化学温度

位置	C1/C2 地化学温度 (°C)
Ntango	342
Mubona	232
Gisenyi	209
Karago	226

(出典: BGR ,2009)

- 以上より、Mbonyebyombi, Mpatsi, Karago, Gisenyi の 4 温泉には、100 °C を超える地熱系が存在する可能性が示されている。他の Iriba と Nyakageni の 2 温泉も同様の性質を示している。
- Gisenyi と Karago が最も地熱開発の可能性がある地域である。しかしいずれの地域でも高温地熱系が存在する可能性は示していない。しかし、バイナリー発電施設による発電の可能性はある。

【地球物理調査 (MT、TEM 調査)】

- 比抵抗調査 (MT 調査) の結果、Karisimbi 火山の南麓に中一高温地熱系の存在が推定される。
- 熱源は地質構造に規制されており、Karisimbi 火山の粗面岩質マグマの最終段階の活動の伴うものと推定される。

【土壌ガス地化学調査】

- 地表地化学調査結果、ガス放散の平面的分布状態は、2 つの地質構造に規制されている。
- 上記の地質構造のうち主要なものは、先カンブリア紀基盤岩と溶岩平野を区切る SW-NE 方向の主要断層である (Muhungwe 断層)。2 次的な断層は主要断層と直交する SE-NW 系断層である。
- 比較的高濃度のガスがこれらの断層に沿って観測される。この現象は、深部にガスを発生する火山性地熱系が存在し、その火山性ガスが断層に沿って上昇して、地表に放出されているものと推定される。

【結 論】

以上の要約から、以下のように結論されている。

- 本地域の主要地質構造は WSW-ENE の方向を示す Muhungwe 断層である。

- 物理探査の結果、Karisimbi 火山の南西山麓に沿って、Mukamira を通り Karago に至る低比抵抗帯が認められる。
- 土壌ガス調査でも、物理探査結果から得られたと同様の地下断層構造を示している。
- 地化学温度計によれば、本地域の地熱貯留層温度は 105 – 140°C の範囲である。

4.5 「グリーンフィールドデータのみによるルワンダ地熱地帯の発電容量評価」アイスランド国連大学論文(2009)

Assessing Generating Capacity of Rwanda Geothermal Field from Green Field Data Only; Uwera Rutagarama (2009)

本論文は、既存の調査データなどを活用し、種々の手法を用いてルワンダ国および Karisimbi 地熱開発地帯のポテンシャルを評価しようとしたものである。筆者は評価結果の記述を開始するにあたって下記を引用し、資源評価の定期的な更新が不可欠であることを指摘している。

“資源評価は、与えられた時期に、入手可能なデータを用いて、経済や技術などに関する一連の仮定の基に行うものである。データや仮定は変化しうるものである：前者は基本的に調査活動に対応するものであり、後者は技術開発や経済、環境的制限、社会政策等に対応するものである。その結果、ある時期の資源評価は暫定的なものであり、定期的な更新が不可欠である (Muffler, 1981)”。

ポテンシャル評価は、下記の方法によってなされており、その評価結果を表 4-4 に示す。

1. 火山数計測による評価
2. 自然熱フラックスによるモンテカルロ法による評価 (ルワンダ国)
3. 地表熱フラックスによる評価
4. 土壌二酸化炭素フラックスによる評価
5. 種々のパラメータによるモンテカルロ法による評価 (Karisimbi)

表 4-4 ポテンシャル評価結果 (単位 MWe)

方法	最頻値	誤差
火山数計測による評価	100	
自然熱フラックスによるモンテカルロ法による評価 (ルワンダ国)	26	± 12
地表熱フラックスによる評価	80	± 40
土壌二酸化炭素フラックスによる評価	17	± 1
種々のパラメータによるモンテカルロ法による評価 (Karisimbi)	345	± 150
平均	120	± 50

(出典: U Rutagarama, 2009)

表に基づき下記を結論としている。

- ルワンダ国全体のポテンシャルは 26 (± 12) MWe ~ 100 MWe と見積もられる。
- Karisimbi 地区のポテンシャルは 17 (± 1) MWe ~ 80 (± 40) MWe ~ 345 (± 150) MWe と見積もられる。
- このうち 50 MWe が初期開発として合理的である。

なお、モンテカルロ法の利用やその解釈にあたっては、用いられたパラメータを参考に
する必要があろう。用いられたパラメータを下記、表 4-5 および表 4-6 に示す。

表 4-5 熱量評価 (Monte Carlo 法) に用いられたパラメータ

パラメータ	単位	最頻値	パラメータ分布範囲		
			確率分布	最小値	最大値
面積	Km2	26,338	一定	-	-
熱伝導度	W/m °C	2.5	三角分布	2	3
地熱勾配	°C /km	40	矩形分布	20	60

(出典: U Rutagarama, 2009)

表 4-6 ポテンシャル評価 (Monte Carlo 法) に用いられたパラメータ

パラメータ	単位	最頻値	パラメータ分布範囲		
			確率分布	最小値	最大値
面積	km ²	40	三角分布	30	50
厚さ	m	1250	三角分布	1000	1500
岩石比重	kg/m ³	2750	三角分布	2500	3000
岩石比熱	kJ/kg	0.84	三角分布	0.79	0.9
間隙比	%	0.1	三角分布	0.05	0.15
温度	°C	240	三角分布	200	300
基礎温度	°C	155	一定	-	-
流体比重	kg/m ³	814	一定	-	-
流体比熱	kJ/kg °C	4.78	一定	-	-
地熱回収率	%	0.2	三角分布	0.15	0.25
発電効率	%	0.13	三角分布	0.1	0.15
供用期間	年	30	一定	-	-
負荷率	%	0.95	一定	-	-

(出典: U Rutagarama, 2009)

この解析では、貯留層温度範囲を 200～300 °C とし、最も有りうる温度を 240°C と設定している。

4.6 「ルワンダ国 Karisimbi 地熱地帯の地熱ポテンシャル評価（統合報告書）」ケニア国電力公社 KenGen の調査(2010)

Geothermal Potential Appraisal of Karisimbi Prospect, Rwanda (Combined Report); KenGen (March 2010)

本調査は、先行して行われた調査（BGR, 2009）の結果から必要として推奨された追加調査を実施したものである。実施された追加調査は以下の通りである。

- 物理探査：MT 調査（60 ポイント）、TEM 調査（55 ポイント）
- 地化学調査（土壌ガス調査：二酸化炭素、水銀及びラドン）：140 サンプル
- 環境ベースライン調査
- 水理地質データ解析

本稿では、環境ベースライン調査以外の項目について要約する。

【物理探査：MT 調査、TEM 調査】

- 深部に低比抵抗帯（20 Ω-m）が観測されるのは次に地域である。
 - Karisimbi 火山山頂の南部と、さらに南部の Karago 湖付近。これらは浅部では分かれて観察されるが、深部では一体となっている。
 - Karisimbi 火山北東部
- これら低比抵抗帯は、地下高温帯や高度熱水変質帯および高透水帯に起因している。
- Karisimbi 火山南部の地下 5km に存在する大規模な低比抵抗帯は、伝導体と解釈され、花崗岩質基盤岩に貫入したマグマと推定される。この深部の低比抵抗帯は、本地域の地熱系の熱源と想定される。
- この低比抵抗帯は、本地域の NE 系ないしは NW 系断層に沿うものと理解され、この断層系に沿って流体は移動するものと考えられる。

【地化学調査：二酸化炭素、水銀およびラドン】

- 二酸化炭素及びラドンの異常帯は、BGR（2009）の調査と整合して、NE-SW の主要断層系および NW-SE の副断層系に沿って観測される。
- 比 $^{222}\text{Rn}/\text{CO}_2$ および同位体比 $^{222}\text{Rn}/^{220}\text{Rn}$ の分布図によれば、Karisimbi 火山南西山麓 Kabatwa に高い値が見られる。これらは、地下深部からのガス供給があることを示している。
- なお、水銀については、3 地点でのみ有意な観測値がえられ、全体を評価することは

できない。

【水理地質】

- 調査地域では、地溝帯に形成されている正断層系と火山帯に形成されている断層系から、地下水が多量に涵養されていると考えられる。
- Karisimbi 火山地域には湿地帯が分布しているが、それらは火山活動の最終段階で形成された粗面岩質溶岩流で覆われている断層系に伴っているものと考えられる。
- 同様に、Karisimbi 地域で地熱兆候が稀にしか観察されない理由も、この粗面岩質溶岩で覆われていることに起因すると考えられる。
- Karisimbi 地域の地下水は基本的には炭酸水素型であり、マグネシウムイオンの存在は浅層地下水系で涵養されていることを示す。
- ただし、Karago、Buserua、Mbonyebyombi の地下水は高濃度の硫酸イオンを含んでおり、その分布状況は熱源として2つの個別のマグマ溜りの存在を示している。

【ポテンシャル】

- MT/TEM 調査から貯留層が浅いと推定される地域は、カルデラ地域と Karago 湖付近である。低比抵抗帯 (20Ωm) の深度はそれぞれ、深度 3.5km (海拔-1000m) と深度 2.5km(海拔+0)である。これら地域の低比抵抗地帯の面積は少なく見積もっても 20km² である。
- ケニア国オルカリア地熱地帯の経験から 15MWe/km² と想定すると、Karisimbi 地熱地区でのポテンシャルは 300MWe と見積もられる。

【結論】

- Karisimbi 火山には地熱系が存在する。その分布は Karisimbi 火山南山麓地域から南方に向かい Mukamira を通って Karago 湖に至る地域である。
- Karisimbi 火山の存在は信頼でき熱源が得られることを示唆する。
- BGR(2009)の地化学温度計によれば地熱系の温度は 100-200°C と推定されている。
- この様な温度の地熱系はバイナリー発電や地熱の直接利用に理想的である。

【推奨】

- Karisimbi 火山南西山麓 Kabatwa 村の北部に KW-1 の調査井掘削。
- KW-1 の東 2-3km に調査井 KW-2 の掘削。
- KW-1, KW-2 で想定のパテンシャルが確認された場合、3 本目 (KW-3) は貯留層の範囲を確認するために Kabatwa 村の南東に位置する Mukamira から南約 1km 地点に掘削。
- 断層と交差させるために傾斜試調査井、掘削長は 2,000-3,000m。

**4.7 ルワンダ国の地熱資源ポテンシャル、ルワンダ国インフラストラクチャー省
Rwanda Geothermal Resources Potential, Ministry of Infrastructure, Republic of
Rwanda (1th December, 2011)**

地表での科学的調査結果から見積もられたルワンダ国の地熱資源ポテンシャルは、700MWe 以上と見込まれる⁶。この評価は、Karisimbi 火山や Gisenyi、Kinigi で実施された比抵抗調査に基づいて行われたものであり、各地熱地区において少なくとも 3 本の調査坑井掘削によって確認されなければならないものである。熱源は、深度 6km 以上と見積もられる。表 4-7 に、各地熱地鉦区の状況の要約を示す。

表 4-7 地熱地区、資源ポテンシャル、必要な作業リスト

地熱地区	Karisimbi	Gisenyi	Kinigi	Bugarama	Other area	Total
概略資源域面積(km ²)	25	30	25	50	20	150
開発資源面積(km ²)	8	5	4	2	2	
坑井本数(nos/km ²)	10	10	10	10	10	
平均坑井生産性(MWe)	4	4	3	3	2	
資源ポテンシャル(MWe)	320	200	120	60	40	740
2017年までの発電目標	160	150				310
実施済作業	予備的地表調査	予備的地表調査	予備的地表調査	調査未実施	調査未実施	
必要な作業	詳細地質・物理探査調査、インフラ工事、試掘調査、生産井戸掘削、発電施設建設	詳細地質・物理探査調査、インフラ工事、試掘調査、生産井戸掘削、発電施設建設	詳細地質・物理探査調査、インフラ工事、試掘調査、生産井戸掘削、発電施設建設	予備的地表調査	予備的地表調査	

(出典：インフラストラクチャー省, 2011)

⁶ この評価値 700MWe は既に以下の文献にも述べられている、(i) Rwanda Geothermal Resourced Exploration and Development for 2011-2017, Ministry of Infrastructure (December 2010) ; (ii) Rwanda Geothermal Resources Development Country Update, Proceedings, Kenya Geothermal Conference 2011, EWSA (November 2011)

4.8 「ルワンダ国 Karisimbi、Gisenyi および Kinigi 地熱地域の地球科学的調査」 ニュージ ーランド地球科学・エンジニアリング研究所 IESE の調査 (2012)

Geoscientific Survey of the Rwandan Karisimbi, Gisenyi and Kinigi Geothermal
Prospect; IESE of Auckland University Ltd (15 October 2012)

この調査では下記の野外調査が行われている。

- 解析可能な 160 地点の MT および TEM データ収集のため、合計約 300 地点での測定
- CSAMT はデータ精度がよくないため計画の 20km のうち 10km の測定
- 深度 3m のボーリング 62 孔、深度 1m のボーリング 52 孔による熱流量調査
- 地熱系の熱源推定のための岩石試料採取
- 12 地点での微小地震観測

本報告書では、既存調査データも参照して調査全体をレビューした内容となっている。
以下に要約を示す。

【地質】

- Karisimbi 地熱地区は、先カンブリア紀の花崗岩類と片麻岩を基盤岩とし、火山岩に覆われている。火山岩は tephrite-basanite, trachy-andesites 溶岩と火山砕屑岩からなる。岩石の全アルカリとシリカの分析が行われており、図 4-1 のようにまとめられている。Karisimbi 火山の殆どのサンプルと火山円錐丘の岩石の SiO₂ 成分は、52%以下となっている⁷。
- 地熱貯留層は火山岩にある可能性は少なく、あるとすれば基盤岩内の断層に伴うものと考えられる。
- 採取した岩石資料には、熱水変質の兆候は見られない。
- 岩石資料の調査の結果、玄武岩質火山円錐丘と Karisimbi 火山は同一のマグマ起源である (図 4-1)。しかし対流型地熱源の存在を示す証拠はない。
- Gisenyi や Karago 湖の温泉が、Karisimbi 火山を起源とするものか、それとも heat-sweep geothermal system⁸ なのかを示す地質的証拠はない。
- Musanza 近郊に広くみられる石灰華は、地下水からの脱二酸化炭素作用の産物である。
- 本地域の火成岩には石英は含まれず、シリカ温度計は正しくない可能性がある⁹。

⁷ 岩石学上の分類→SiO₂>63% : フェルシック型(シリシック型) ; SiO₂>52%:中間型 ; SiO₂>45% : マフィック型 (塩基性型) ; SiO₂<45 : 超マフィック型 (超塩基性型)。Karisimbi 火山の岩石は中間型~マフィック型に分類される。

⁸ Advective (移流型) geothermal systems と同意と考えられる。

⁹ 図 4-1 の赤色破線 (原著報告書のまま) の上部領域に入る岩石は「シリカ飽和—不飽和」岩

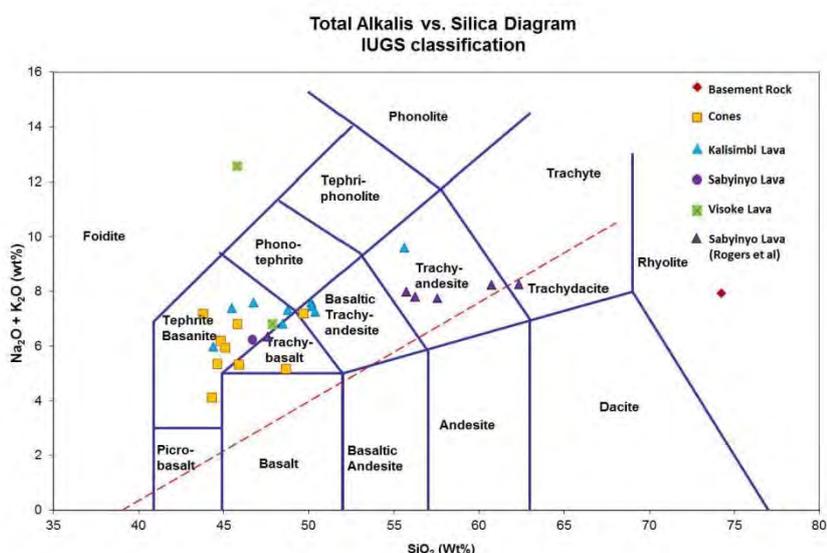


Figure 4.9: Compositional domains of volcanic rocks in Northwest Rwanda.

図 4-1 岩石のシリカー全アルカリ関係

(出典：UniServices 報告書, 2012)

【地化学調査】

この報告書では、既存の地化学調査結果を詳しく検討している。その結論は次の通りである。

- 調査地域の温泉・湧水は、4つのグループに分類することができる。Gisenyi や Karago 湖畔の温泉は、4つのグループのうちの Group-I に属するが、これらが地熱貯留層に起因する熱水とは解釈することは困難である。これらは、基盤岩に胚胎される、低温で小規模な移流性地下水系の可能性がある。
- 既存情報に基づいて、地化学温度が検討されている。その結果を表 4-8 に示す。この解析では、地表で 70°C 前後の温度を示す Gisenyi や Karago の温泉水の地化学温度でも 96°C~109°C の範囲にとどまっている。
- 既存情報に基づき、土壌ガス調査や環境同位体の調査結果が検討されている。その結果、既存調査報告書で記述されている土壌ガスや環境同位体の“異常分布 (anomalous feature)”は、解析上生じた偽像の可能性もある。また、上部マントル起源と考えられる二酸化炭素が広く分布しているが、これは本地域を含む 4,000km² にも及ぶ広域地域に分布するもので、特定の地殻に存在する浅部マグマの存在を示すものではない。
- 地化学調査結果を総合すると、調査地域の湧水・温泉のメカニズムは、移流性地下水系で説明することが可能であり、Karisimbi 火山の深部に存在が想定されている地熱貯

石に分類される。この領域に分類される岩石を生成するマグマにはシリカ成分が不足するため石英類は晶出できない。

留層に密閉貯留された熱水系と考えることは困難である。Karisimbi 地区の地殻の熱源は、上部マントルプルーム起源であると推定される。

表 4-8 地化学温度評価

分類	湧水位置	地化学温度(°C)		
		(K/Mg)	(Qtz)	(Ch)
I	Gisenyi (2008)	101	107	<u>78</u>
	Gisenyi (2006)	102	109	<u>80</u>
	Karago	96	<u>127</u>	100
	Mbonyebyombi	90	<u>111</u>	81
II	Iriba	72	<u>109</u>	80
	Nyakaheni	95	<u>113</u>	84
III	Cyabararika	100	<u>117</u>	(89)
	Mubona	103	<u>120</u>	(91)
	Buseruka	103	<u>137</u>	110
	Rubindi	96	<u>134</u>	107
IV	Cyamabuye	80	<u>99</u>	70
	Mutera	54	<u>107</u>	(77)
	Kagohe	54	<u>93</u>	63
	Bukeri	<u>108</u>	<u>108</u>	<u>79</u>
イタリアン体の地化学温度 T(Qtz) and T(Ch)は採用できない。 カッコ () 内の地化学温度 T(CH) は異常値である。 (出典:UniServices 報告書, 2010)				

【地温測定、熱流評価】

既存のデータを検討した結果、下記のように結論されている。

- Karisimbi 地域の地温勾配は、地域的なノイズを除くと、概ね $\Delta T = \pm 0.1^{\circ}\text{C}/3\text{m}$ である。
- Gisenyi 温泉地域では地温異常が認められるが、やや離れた地点ではこのような地温異常は認められない。このため Gisenyi 温泉は、Karisimbi 火山の下部に想定されているような地熱系の温泉ではなく、移流地下水系の湧出点である可能性がある。

【物理探査— MT 探査、TEM 調査】

既存の MT 調査データや解析のレビューと、本調査で新たに取得した 160 点の質の高いデータに基づいて解析した結果は、次の通りである。

- 既存の調査 (2008 年、2009 年) で解釈された Karisimbi 火山南部—南西部の深度

2km と 5km の低比抵抗構造は確認されなかった。

- 一方、既存の調査では確認されなかった顕著な低比抵抗帯が、Kinigi 地区サビニ火山の南麓の深度 3-5km で確認された。
- 温泉水の性質や、顕著な地熱兆候が地表で観察されない事実から、MT 探査で解析される低比抵抗帯が熱水変質帯や貫入熱源である可能性は低い。ただし、古い変質帯や消滅した地熱系である可能性は否定できない。また、変成岩に沿って配列したグラフィイトが比抵抗値を下げていている可能性もある。
- 本調査の MT 探査で得られた調査井掘削予定地点の Kabatwa 付近の比抵抗断面の例を示す。

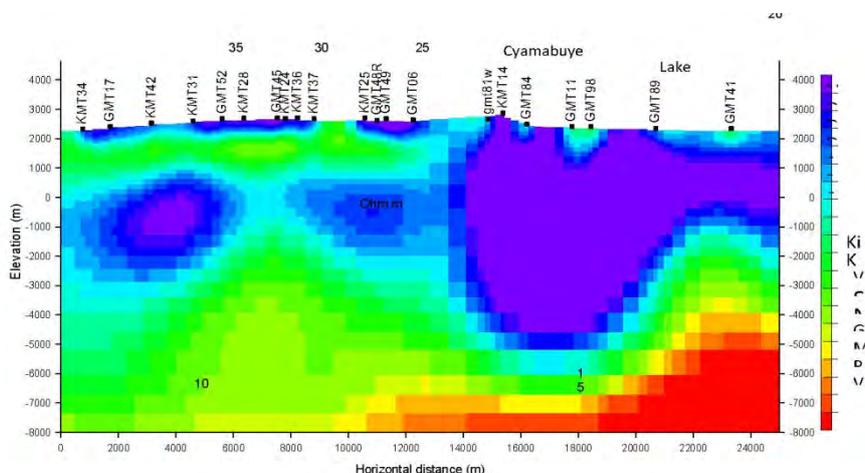


Figure 7.2.42: 2D MT Resistivity cross-section (K1)

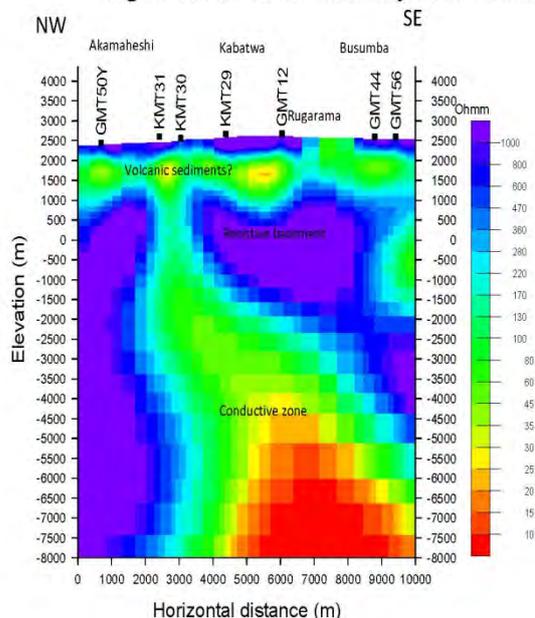


Figure 7.2.43: 2-D MT Resistivity cross-section (K2).

図 4-2 MT 探査比抵抗断面 (K1, K2 : Kabatwa 付近を通る断面)

(出典 : UniServices 報告書, 2012)

- UniServices 報告書 (2012) は、総合解析の結果として下図の模式的な地質断面図を示している。地熱水 (Gisenyi, Karago の温泉) は地殻で加熱されたものであり、明確なキャップロックや地熱貯留層の存在は確認されていない。

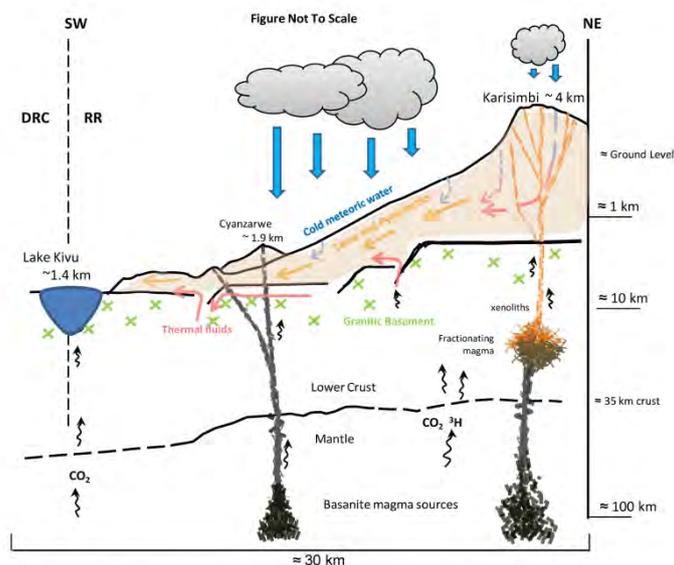


Figure 2.7.1: Conceptual Model - Geology and Volcanic Setting.

図 4-3 Karisimbi 地熱地区の地質概念図

(出典：UniServices 報告書, 2012)

4.9 「データおよび最終報告書検証ワークショップ報告書」；EWSA 主催 (2013)

[DRAFT] Data and Final Report Validation Workshop; organized by EWSA (09-10, January, 2013)

この時点まで行われてきた各種調査 BGR (2009)、KenGen (2010) 及び UniServices (2012)の結果を総合的に検討する目的でワークショップが開かれている (2013年1月9-10日)。参加者は、UniServices(ニュージーランド)、Geothermal Development Company (ケニア)、Reykjavik Geothermal (アイスランド)、KenGen(ケニア) および EWSA である。主な議論は物理探査 (MT 探査) の解析方法とその解釈に当てられている。ワークショップの主な成果は下記のようにまとめられている。

- KenGen と UniServices が実施した調査結果の成功裏のレビュー。
- KenGen と IESE(UniServices)が実施した MT 探査データ解釈の調和化。
- KenGen と IESE(UniServices)による調和化した 1D モデルの作成: その結果として、報告書には下図 (図 4-4) 断面が示されている。データ調和化した後の解析断面は、EWSA が K1 断面について独自に行った 1D—Occam 解析の結果と類似している(図 4-5)。

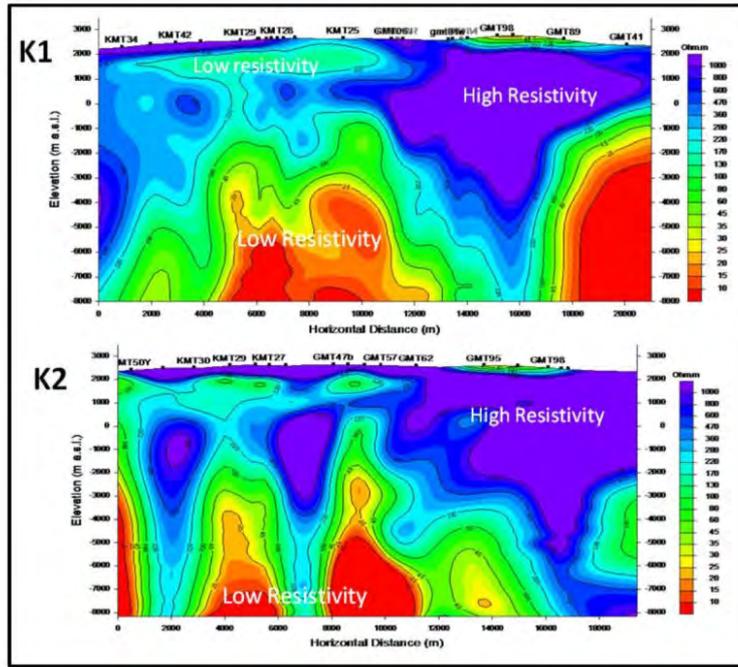


Figure 6: 1D resistivity models for profiles K1 and K2 after harmonization of the data quality checks and processing.

図 4-4 データ調和化後の UniServices 解析断面 K1 および K2 断面 (図 4-2 参照)
(出典 : EWSA, 2013)

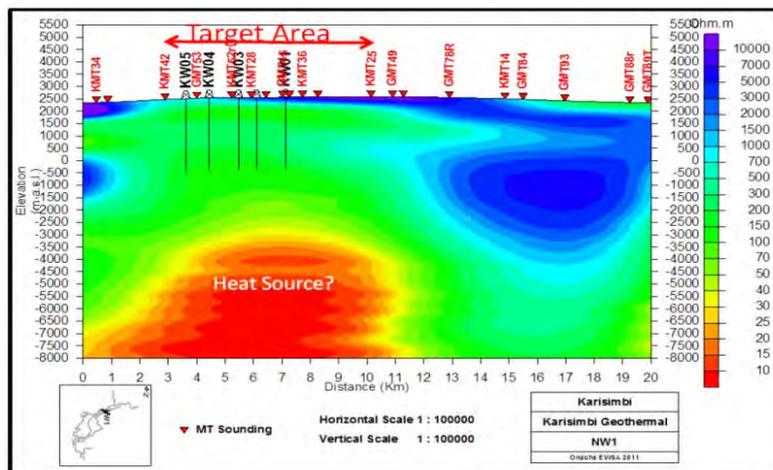


Figure 6: 1D Occam smooth by EWSA along profile K1 showing the target area between MT sites KMT 25 and KMT 42

図 4-5 EWAS による 1D-Occam 解析 (K1 断面)
(出典 : EWSA, 2013)

- 地熱系モデル概念図：このモデルによれば、最優先開発地域は、想定される熱源を賦存する **Karisimbi** 火山の近傍である。最適開発地域は次のようなモデルで示されている：高比抵抗帯（新期火山）、低温粘土の熱水変質による低比抵抗帯（粘土キャップ）、高度の熱水変質による比較的高い比抵抗帯（地熱貯留層）および深部の低比抵抗帯（熱源）；この熱源は **Karisimbi** 火山に向かって浅くなり南部に急減に沈みこんでいる。
- ユニーク性の確認：**Virunga** 火山帯の地質、地質構造および水理地質状況はユニークであり、したがって他地域と比較され難い。
- 試掘井の目標の確認：試掘井は **Karisimbi** 火山の方向にむけ、NW および NE 方向の断層系をターゲットとする。
- EWSA が選定した試掘位置 (KW01) の確認：まず KW01 を掘削し、その結果によって KW02 地点か KW03 地点かを決定する。

その他に次の議論がなされている。

- **Karisimbi** 火山地帯にはマグマ溜の分化を示す証拠がある。これは対流性地熱系の存在を強く示唆するものである。ただし、**Karisimbi** 火山から **Kivu** 湖へ標高差 3000m で流れる地下水流や地熱流体は活断層系に容易に流失してしまうと考えられる。
- 深部の低比抵抗帯の原因として指摘されているグラファイトについては、原因の一つとしての可能性に過ぎない；グラファイトの存在は高温岩体との関係も考えられる。

結論として、試掘井の掘削地点は、MT 探査の K1 側線観測点 **KMT25** と **KMT42** 間が最適であり、掘削深度は 3000m である（図 4-5）とされている。

第5章 坑井掘削工事関連図書レビュー

5.1 技術仕様書（入札書類）（2011年4月）

入札書類の一部として坑井掘削関係の技術仕様書が2011年4月付けで作成されている。入手した技術仕様書は下記の2書類である。

- 坑井掘削技術仕様書
- 坑井掘削用材料調達技術仕様書

これら仕様書に基づいて施工業者と納入業者が選定されている。それぞれ、Great Wall Drilling Company (GWDC), China Petroleum Development and Technology Corporation (CPDT)が選定されており、技術提案書が提出されている。EWSAでは、2011年にアイスランド地質調査所 (ISOR) の掘削専門家を招いて、これら技術提案書のレビューをおこなっている。調査団は、この ISOR の専門家が作成したレビュー報告書 (2011年9月) は入手したが、選定された掘削業者と調達業者が提出した技術提案書は入手不可であった。

また、坑井試験の実施者は別途調達され、ケニア国の Geothermal Development Company が担当することになっているが、坑井試験の技術仕様書（施主発行）と実施会社が提出すべき技術提案書は、調査団には落手されない。

以下、各ドキュメントの内容を要約する。

5.1.1 坑井掘削技術仕様書

Tender Document for Provision of Drilling Services for 3 Exploration Geothermal Wells at Karisimbi, EWSA (April 2011)

- 井戸名： KW-01, KW-02 及び KW-03
掘削方向深度：垂直、約 3000m
掘削計画：掘削口径とケーシングプログラムは以下の通り。

表 5-1 掘削口径とケーシングプログラム

ケーシング 名称	掘削 口径	深 度 (m)	ケーシング					セメンテ ィング
			径	仕様			挿入区間	
サーフェス	26"	60	20"	94 lb/ft	Weld-on mild steel	Blank	地表まで	地表まで
アンカー	17-1/2"	300	13-3/8"	54.5 lb/ft	K55 R-3	Blank	地表まで	地表まで
プロダクシ ョン	12-1/4"	1200	9-5/8"	47 lb/ft	K55 R-3	Blank	地表まで	地表まで
孔明管	8-1/2"	3000	7"	26 lb/ft	K55 R-3	Slotted	1200m-a まで	

(出典：EWSA, 2011)

1. 掘削水: ベントナイト泥水を基本とし、**Aerated Technique** を併用することもある。ただし、プロダクションケーシング以下(孔明管部分)は清水、空気混合水 (Aerated water) あるいはフォーム (soap foam) ; 掘削水計画は施主が指示する。
2. コアリング: カutting採取の他、長さ 3m の岩石コアの採取を指示することもある。
3. 傾斜掘り: 基本的には計画しない。
4. 検層および坑井試験: 検層計画は施主が提示する。
5. 掘削プログラム: 詳細な掘削プログラム (Drilling Program) は施主が提示する¹⁰。
6. 暴噴防止装置 (BOP): アンユラー型 BOP とラム型 BOP の設置。
7. セメンティング・サービス: セメンティングは **sub-contractor** が実施する。ポルトランドセメントと添加物、ミキシング用水は施主が供給する。
8. その他

5.1.2 坑井掘削用材料調達技術仕様書

Tender Document for Provision of Drilling Materials for 3 Exploratory Geothermal Wells at Karisimbi, EWSA (April 2011)

掘削に必要な材料の仕様と数量について指示がなされている。主な項目は次の通り。

1. ケーシング
2. ケーシングアクセサリー
3. ロックビット
4. ウェルヘッドとバルブ
5. 掘削泥水と添加剤 (ベントナイト、雲母フレーク、苛性ソーダなど)
6. セメント添加剤¹¹ (ベントナイト、雲母フレーク、遅延剤、分散剤など)
7. 掘削洗浄剤
8. セメント (ポルトランドセメント)
9. 燃料 (軽油)
10. ビクトリックパイプとフランジ

¹⁰ 調査団は、2012年3月の現地調査時に、EWSA 担当者から Drilling Program の作成を依頼された。

¹¹ セメント添加物には通常シリカ粉が使用されるが、この仕様書には含まれていない。

5.2 ISOR の入札図書レビュー報告書 (2011 年 9 月)

Review of Geothermal Development Schedule – Plan for Drilling of Three Geothermal Exploration Wells at Karisimbi, Rwanda, ISOR (8th September, 2011)

このレビュー報告書では下記の点についてレビューが行われている。

1. 緊急地熱開発戦略
2. 坑井設計と掘削プログラム
3. 掘削サービス契約
4. 掘削材料調達契約

以下では井戸設計と掘削プログラムについて変更提案について要約する。

1. マスターバルブ (10") の材質: ANSI 900 のものが 1 バルブ、 ANSI 600 のものが 3 バルブの仕様となっているが、坑井深度が 3000m と深く、温度は 300°C 以上になるものと見込まれるので全て ANSI 900 がよい。
2. アダプターフランジ: この仕様も ANSI 900 がよく、高さは 266.6 mm ではなく 500 mm を推奨する。
3. シリカ粉: オルカリアの経験からシリカフラワーを使用しない仕様となっているが、セメントの添加物としてシリカフラワーを強く勧める
4. ケーシングセメンティング ラバープラグ: ラバープラグによるセメンティングではなく、インナーストリング セメンティングを推奨する。
5. プロダクションパイプ 1200m の周囲を通常の方法でセメンティングすることはチャレンジングであり、困難である。このため、1"のマカロニパイプ 2 本をケーシングの背面に設置してセメントを注入する方法を推奨する。
6. 仕様 7"-26lb/ft のケーシングパイプ 6km にスロットを入れる方法は、Flame cutting 方式ではなく、孔をあける方法がよい。

このレビューの前に作成された EWSA との会議用資料に、課題点がまとめられており、チェックリストとしても使用でききるので、図 5-1 に示す。

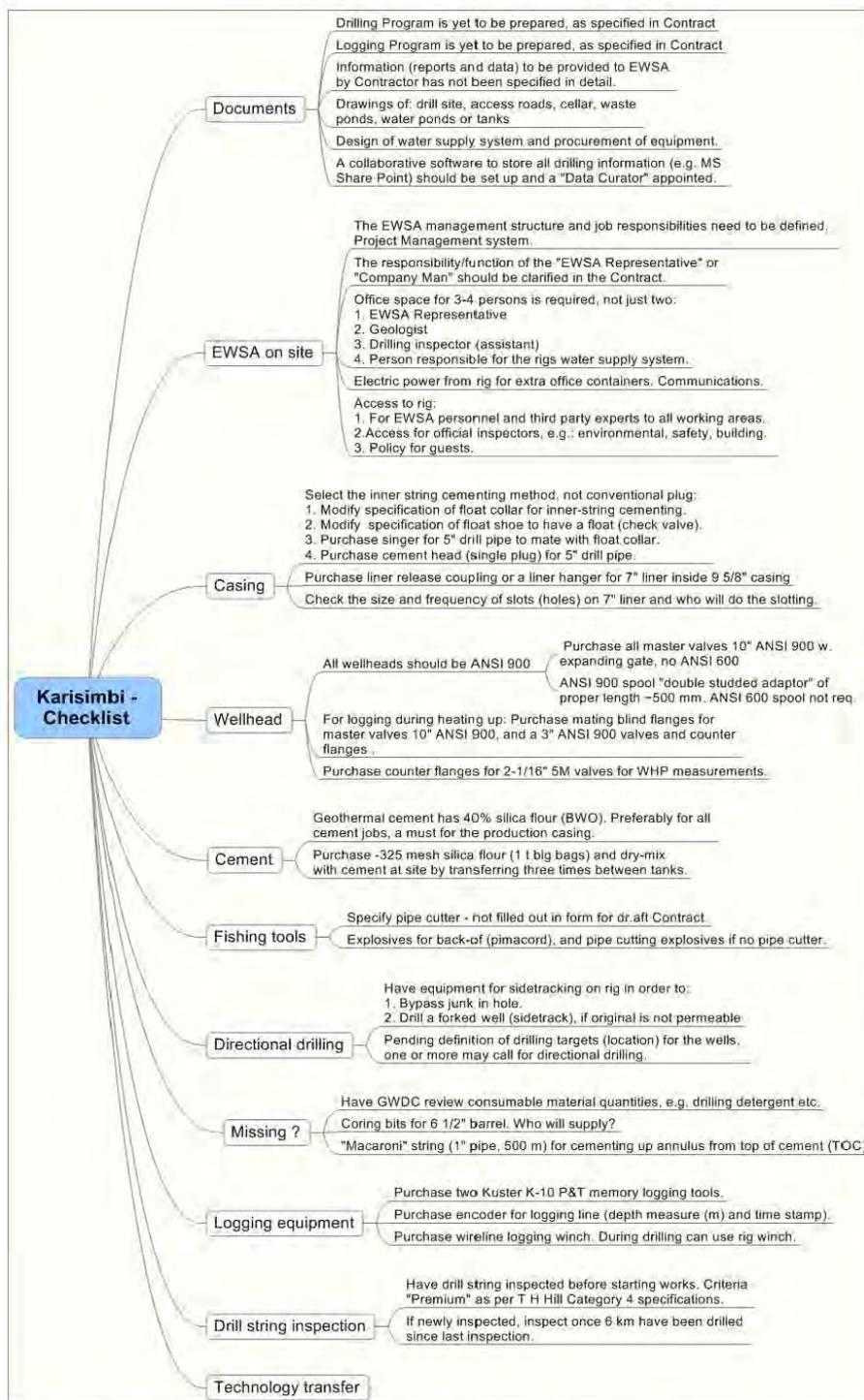


Figure 1. „Map“ prepared for the first meeting at EWSA headquarters.

図 5-1 坑井掘削工事準備状況チェックリスト

(出典: EW-SAISOR, 2011)

第6章 現地調査報告

6.1 第一次現地概査

6.1.1 調査開始ミーティング

調査団から、インセプション・レポートとスライドにより調査目的と調査工程の説明を行った（添付資料- 1）。

EWSA から、スライド（添付資料- 1）に基づきルワンダ国の地熱開発の経緯と現状やポテンシャル評価上の課題の説明があった。結論として下記が説明された。

- 既存の調査や実施中の調査では、Virunga 地域において有効な地熱資源が存在する指標が示されている。
- 調査データに種々の解釈があるが、掘削位置を決定するために、調査データの調和・調整が緊急に必要である。
- ルワンダ政府は地熱開発を全面的に推し進めている。
- もし調査井掘削が成功した場合には：
 - 調査井を使用して 10MWe の発電を実施
 - 他地域でも調査井を掘削
 - 生産井を掘削し 300MWe 以上の電力を開発するために民間企業を誘致

村岡教授から、スライド（添付資料- 1）に基づき、ルワンダ国の地熱ポテンシャルについて概要の説明があった。主な説明点は次の通りである。

- 地表で 70 °C を示す温度の温泉があれば、地熱流体供給域の深度 2000m では 250°C の地熱資源が存在する可能性もある。
- アフリカ地溝帯のような引張応力場の近くでは、マグマ溜の深度は深くなる傾向がある。日本の例では、マグマの比重を 2.5 g/cm³ と仮定すれば圧縮応力場の東日本のマグマ溜は深度約 1km 程度であるのに対し、引張応力場の九州地方では約 4km となる。UniServices 報告書（2012）によれば Virunga 火山群は比重の重い玄武岩質岩石からなっている。従い、熱源のマグマ溜の深度は深い可能性がある。
- Karisimbi 地域の温泉温度や火山岩組成から判断すると、地熱開発は楽観を許さないものがある。
- ただし、大量の地表水が地熱兆候を被覆している可能性もあるので、高温地熱貯留層を確認できる可能性もある。坑井掘削が重要である。

議事の記録は、添付資料- 1 に含めた。

6.1.2 現地確認調査報告

EWSA の案内により、表 6-1 に示した地点を訪問した。観察事項は添付資料- 2 に示し、ラップアップミーティング資料としてまとめた。以下、報告内容の概要を記述する。

表 6-1 第一次現地調査 概略調査訪問地

	主な調査地	目的
1.	Kinigi	Kinigi 地熱地区地形地質概要把握
2.	Karisimbi	Karisimbi 地熱地区地形地質概要把握、調査井掘削準備状況確認
3.	Mufunba 火山円錐丘	カルサイト確認
4.	Gisenyi	温泉確認、基盤岩確認
5.	Karago 湖畔	温泉確認、基盤岩確認、取水設備建設工事進捗確認
6.	Rubindi 湧水	HCO ₃ 型 Cold 湧水確認
	その他	移動時に火山円錐丘配列確認、基盤岩分布地域火成岩分布地域地形確認

(出典：調査団作成)

【現地地形地質確認】

この現地視察調査により調査団は下記を目視確認した。

- Kinigi, Karisimbi の火成岩は、新鮮な多孔質玄武岩質溶岩である。粘土鉱物、硫黄臭など地熱変質の兆候は確認されなかった。
- Mufunaba 火山円錐丘でカルサイトを確認した。ただし硬度が高い印象を受けた。
- 基盤岩として塊状花崗岩と白雲母質片岩を露頭確認した。花崗岩と片岩の比抵抗値が異なる印象を受けた。MT 探査では異なる比抵抗帯として認識される可能性がある。
- Gisenyi 温泉水は 73.6°C、EC=3100micro-S/cm, Karago 温泉水は 72.5°C、EC=1100-1200 micro-S/cm であった。一方 HCO₃型 Cold 湧水とされる Rubindi 湧水は、18.8°C、EC=2100 micro-S/cm であることが確認された。
- Rubindi 湧水では、給水用取水後の水量は 1-2 m³/sec にも達することを目視確認した。このような大量の湧水が地熱兆候を被覆している可能性も考えられた。

【現地概査による地質解釈概要】

現地地形地質視察調査後の村岡教授の見解は下記の通りである。

- 沸騰泉がないので、地熱ポテンシャルは高くないという現地調査前の印象であった。現地調査で大量の湧水などを観察した結果、これが地熱兆候を被覆しているという印象を持った。
- Gisenyi や Karago の温泉は湖畔に位置し、希釈される環境にあるので、Karisimbi 火山からの地熱流体の可能性があり、かつオリジナルは沸騰泉である可能性がある。

- 試掘 KW01 はチャレンジングだが掘削する価値があると考えられる。ただし、グリーンフィールドにおける成功坑井の可能性は 50%程度である。
- 多くの不確定要素はあるが、坑井掘削の前に地質断面図の作成が必要と考える。模式断面図を図 6-1 に示す。

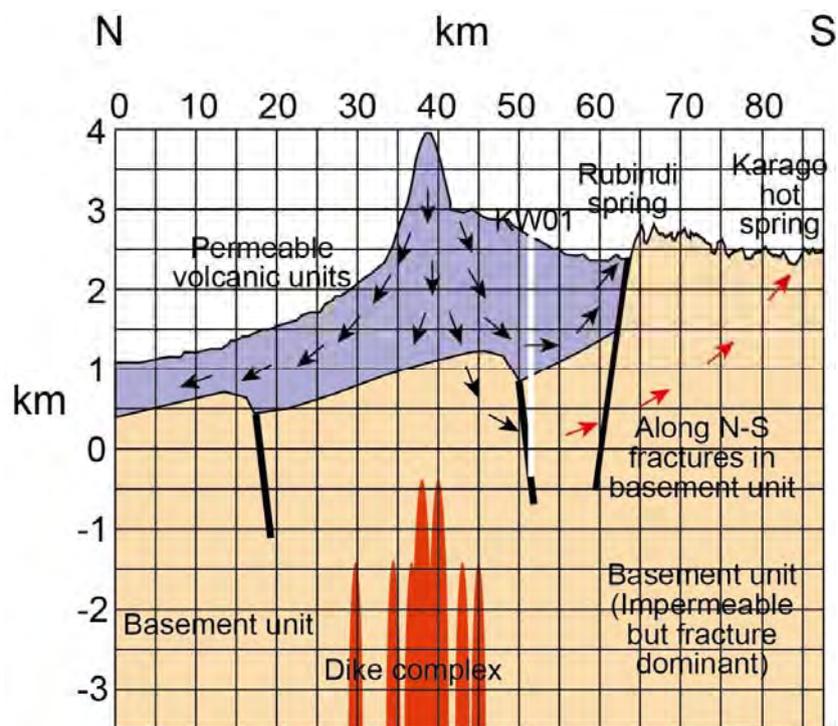


図 6-1 Karisimbi 火山—基盤岩模式断面図

(出典：調査団作成)

【現地工事進捗状況確認】

調査井掘削にかかる情報収集と現地確認を行った。確認内容は、添付資料-2に含めた。種々の情報を総合すると、調査井掘削開始は 2013 年 5 月中旬になるものと想定された。

6.2 第二次現地概査

6.2.1 調査開始ミーティング

調査団から、プロGRESS・レポートの内容、および第二次調査目的と計画の説明を行った（添付資料- 5）。

EWSA からは工事の進捗状況および当面のスタッフの行動計画について説明があった。特に、本件第二次現地調査の1週間前から開始された ICEIDA-ISOR の地熱研修プログラムと本調査団との行動スケジュールに調整が行われた。また、ICEIDA-ISOR の研修プログラムとは別に、Nordic Fund によって井戸掘削工事の施工監理として、アイスランドの Reykjavik Geothermal 社から技術者が派遣されとおり、調査団掘削団員との役割の調整が行われた。

6.2.2 現地調査報告

EWSA 職員や、ICEIDA-ISOR および Reykjavik Geothermal 社などと調整を行いつつ調査団が実施した現地調査行動記録を表 6-2 に示した。

表 6-2 第二次現地調査行動記録

			TAKAHASHI S. Team Leader/ Geologist	Hannes S Drilling Engineer	TERAMOTO M. (NK own fund)
27-Jun	Thu	day		RKV->AMT, F1502(0740->1240)	
28-Jun	Fri	day		AMT->KGL, KL535(1100->1905)	HND->DXB, EK313(0130->0705)
29-Jun	Sat	day		off work	DXB->NBO, EK719(1045->1445)
30-Jun	Sun	day	NRT->DHA, QR805(2230->0330)	off work	NBO->KGL, KQ442(1055->1305)
1-Jul	Mon	a.m.	DHA->KGL, QR536(0730->1350)	public holiday	public holiday
		p.m.	Public holiday in Rwanda		
2-Jul	Tue	a.m.	9:30 Meeting with JICA Rwanda office		
		p.m.	Preparation for the 1st meeting		
3-Jul	Wed	a.m.	8:00 Meeting with EWSA at GDU of EWSA, Joint Training Program with ISOR to EWSA		
		p.m.	Continuation of Joint Training Program with ISOR to EWSA		
4-Jul	Thu	a.m.	Public holiday in Rwanda		
		p.m.	Public holiday in Rwanda		
5-Jul	Fri	a.m.	Site Inspection (Pumping sites and Karsimbi Drilling Site) for confirmation of preparation works for drilling		
		p.m.	Site Inspection (Pumping sites and Karsimbi Drilling Site) for confirmation of preparation works for drilling		
6-Jul	Sat	a.m.	off work	off work	off work
		p.m.	off work	off work	off work
7-Jul	Sun	a.m.	off work	off work	off work
		p.m.	off work	off work	off work
8-Jul	Mon	a.m.	Explanation of Geological Survey while Drilling with	Explanation of Drilling Program and Drilling Technology	Explanation of Geo-chemical survey
		p.m.	Discussions	Discussions	Discussions
9-Jul	Tue	a.m.	Additional explanation of Geological Aspect	Discussion on Drilling Program with EWSA and RG on site	Site survey
		p.m.	Preparation for site visit	Discussion on Drilling Program with EWSA and RG on site	Site survey
10-Jul	Wed	a.m.	Site Visit with Equipment provided by ISOR	Joint Discussion with ISOR and EWSA	Discussions on Geo-chemical survey
		p.m.	Site Visit with Equipment provided by ISOR	Joint Discussion with ISOR and EWSA	Discussions on Geo-chemical survey
11-Jul	Thu	a.m.	Joint meeting for the finalization of the Drilling Program among EWSA, RG, GWDC and JICA Team on site		
		p.m.	Joint meeting for the finalization of the Drilling Program among EWSA, RG, GWDC and JICA Team on site		
12-Jul	Fri	a.m.	Site survey (Karago Spring)	Preparation of Site Reports and Materials for wrap-up meeting	Site survey (Karago Spring)
		p.m.	Site survey (Karago Spring)	Preparation of Site Reports and Materials for wrap-up meeting	Site survey (Karago Spring)
13-Jul	Sat	a.m.	Site visit of Springs: Buseka, Cyabararika, Rubindi and	Home work	Site visit of Springs: Buseka, Cyabararika, Rubindi
		p.m.	Cyamabuye; and Bondi volcanic cone	Home work	and Cyamabuye; and Bondi volcanic cone
14-Jul	Sun	a.m.	Site visit of Gyseni spring	Home work	Site visit of Gyseni spring
		p.m.	Site visit of Gyseni spring	Home work	Site visit of Gyseni spring
15-Jul	Mon	a.m.	Site visits: Karago and Sashwara pump station; Drilling	Preparation of Site Reports and Materials for wrap-up meeting	Site visits: Karago and Sashwara pump station;
		p.m.	site; Moving to Kigali	Preparation of Site Reports and Materials for wrap-up meeting	Drilling site; Moving to Kigali
16-Jul	Tue	a.m.	Collecting of additional information and discussion with EWSA		
		p.m.	Collecting of additional information and discussion with EWSA		
		a.m.	Preparation for wrap-up meeting		
		p.m.	Preparation for wrap-up meeting		
17-Jul	Wed	afternoon	14:00 Wrap-up meeting		
		evening	14:00 Wrap-up meeting		
18-Jul	Thu	a.m.	Report preparation	KGL->AST, KL535(2020->0645)	Report preparation
		p.m.	Report preparation	KGL->AST, KL535(2020->0645)	Report preparation
19-Jul	Fri	a.m.	Report preparation	AMT->RKV, F1503(1400->1510)	Report preparation
		p.m.	Report preparation	AMT->RKV, F1503(1400->1510)	Report preparation
20-Jul	Sat	a.m.	KGL->DHA, QR539(0950->1805)		NBO->ICN, KE960(1030->0450)
21-Jul	Sun	a.m.	DHA->NRT, QR804(0150->1750)		ICN->NRT, KE701(0910->1130)

(出典：調査団作成)

また、表 6-2 に示した活動のうち、主な調査地における活動内容を、表 6-3 に要約して示した。

表 6-3 第二次現地調査活動内容要約

	主な調査地	目的
a.	Karisimbi	調査井掘削地点の準備工進捗確認、掘削計画協議、ストックヤード状況確認、坑井掘削プログラム協議
b.	Karago 等	給水施設（取水設備、送水パイプライン、ポンプハウス）の建設状況の確認
c.	Rubindi 等湧水群	湧水地点の水理地質調査、使用状況調査
d.	Bondi 火山円錐丘	火山円錐丘での地質、熱水変質調査

(出典：調査団作成)

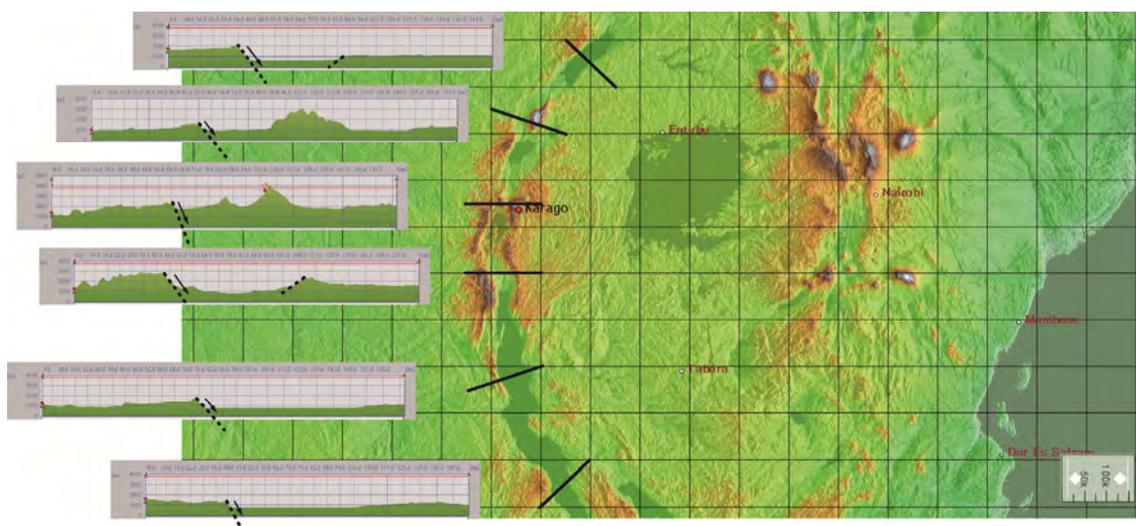
調査報告はラップアップミーティング資料としてまとめた（添付資料-9）ほか、本報告書の下記の各章・項で記述した。

- a. カリシンビ調査井戸掘削現場での活動は、8.2 及び 8.3 で記述した。また、掘削プログラムの要点については、8.6.1 で詳述したほか、添付資料-9 にミーティングで用いたスライドを添付した。また、調査団のコメントに基づき EWSA が最終化した掘削プログラムは、添付資料-8 として添付した。
- b. 給水施設に関するアドバイスの内容は、8.5 に記述した。
- c. 湧水群の調査報告は、プロGRESS・レポートで報告した内容をアップデートすることで、7.3 に報告した。
- d. Bondi 火山丘やその他の地質露頭の観察内容も、プロGRESS・レポートの内容をアップデートすることで 7.2 に報告した。
- e. また、調査期間中に行った EWSA-GDU 組織長からの聞き取りや既存資料のレビューによって考察した「課題と提案」については、第9章に報告した。

第7章 ポテンシャル推定にかかる課題と考察

7.1 構造地質学的な考察

図 7-1 に、スペースシャトルのデジタル地形データとカシミール 3D によって作成した地形図を示す。これによれば、アフリカ大地溝帯の西側分枝は非対称的な地溝帯を成し、地溝帯の西縁断層が明瞭であるのに対して、東縁断層が不明瞭である傾向が強い。この点は、大地溝帯の西側分枝のリフトとしての火山活動や伸張テクトニクスの活動性が、大地溝帯の東側分枝のそれに比べて弱いことと符号している。また、この非対称性が、対象地域である Virunga 火山群の地溝帯において、基盤岩類の東縁分布境界が不規則であることを説明している。さらに、大地溝帯西側分枝の多くは湖をつくっており、これが熱水湧出を希釈し、マスクしている可能性が高いという特殊性にも注目する必要がある。



(断面図は垂直誇張 5 倍、平面図は 1°メッシュ)

図 7-1 大地溝帯の西側分枝の地形的特徴

(出典：調査団作成)

後述のように、火山岩の岩質も、Virunga 火山群は東側分枝に比べて、珪長質火山岩に乏しく、ほとんどアルカリ玄武岩マグマから成っている。このため、Virunga 火山群のマグマ溜りの定置深度は比較的深いと推定される。これは日本の富士山の周辺に温泉がなく、「富士山に温泉なし」と言われた状況に近い。つまり、一般に、マグマ溜りが深い火山は地熱貯留層の生成に不利である。

しかしながら、今回の調査団の調査によって、Virunga 火山群が富士山周辺と異なる 3つの点を指摘しなければならない。第一に、Gisenyi で 73.5℃、Karago で 72.5℃という、一応、Karisimbi 火山に関係していると思われる准高温の温泉¹²が観察されたことである。

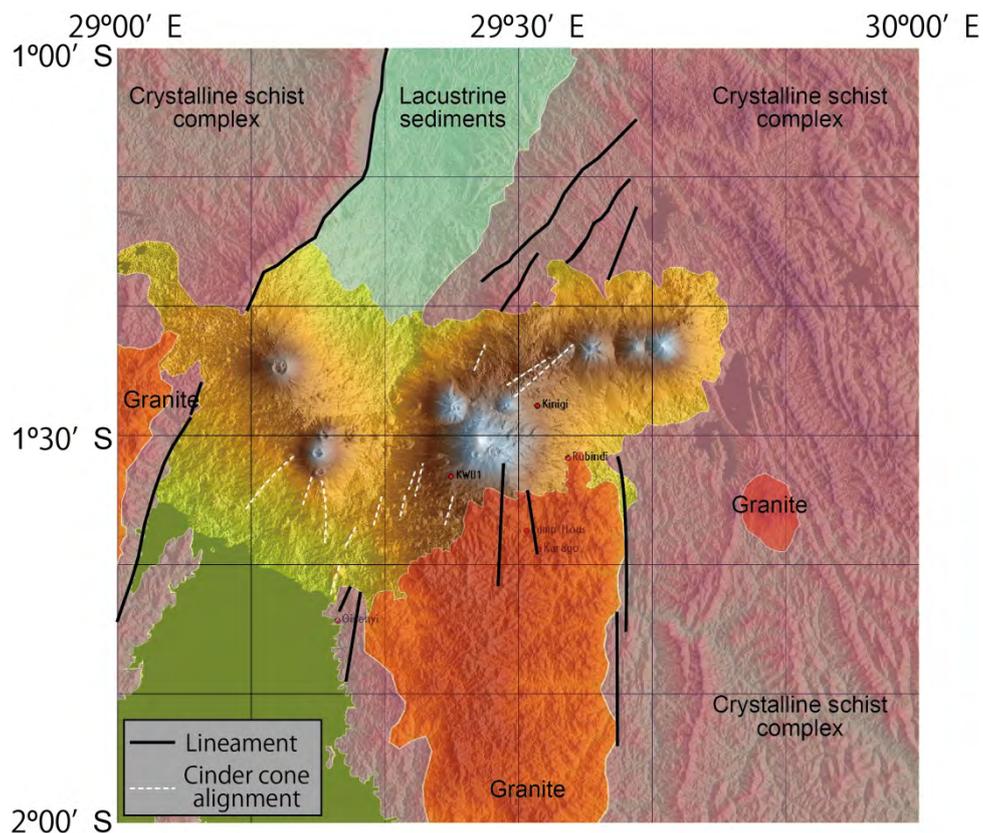


図 7-2 Virunga 火山群の構造地質学的スケッチマップ

(出典：調査団作成)

¹² 「地熱資源利用の観点からは沸騰現象などより高温側の分類が重要であり、25℃未満、25℃以上 42℃未満、42℃以上 60℃未満、60℃以上 90℃未満、90℃以上といった分類が一般的である（金原啓司，1992，日本温泉・鉱泉分布図及び一覧．地質調査所，394p.）。この分類のそれぞれを、本稿では冷泉、低温泉、中温泉、准高温泉、高温泉と呼ぶ。」

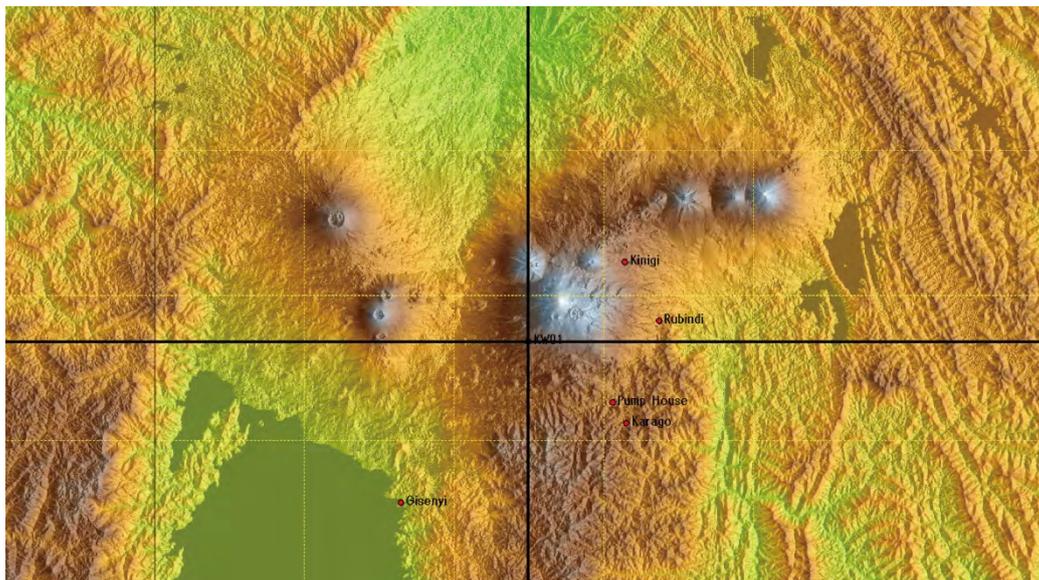


図 7-3 E-W 断面位置図

(出典：調査団作成)

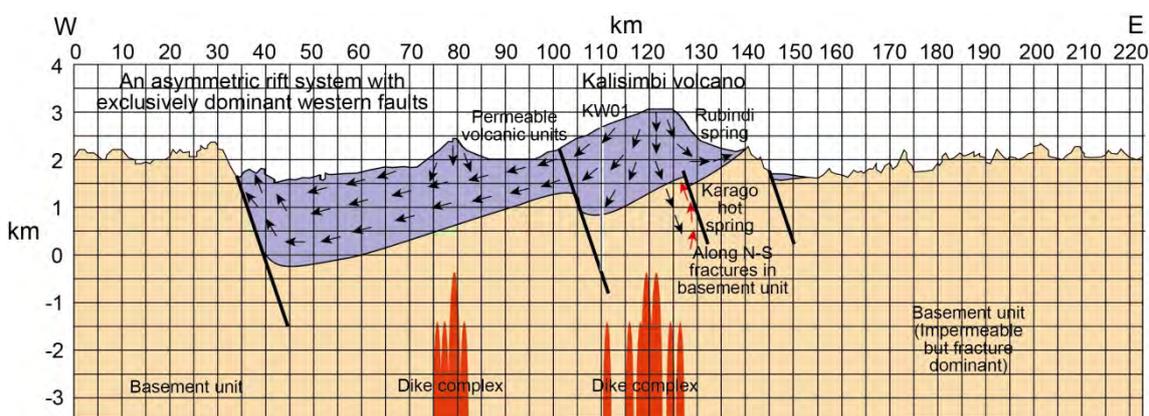


図 7-4 E-W 断面図

(出典：調査団作成)

第二に、この地域が断層破碎帯でさえ浸透率を失う傾向の強い圧縮テクトニクス場ではなく、伸張テクトニクス場であるという点である。第三に噴石丘 (Cinder cone または scoria cone) 群の直線的配列が多数観察され (図 7-2)、岩脈状マグマは頻繁に地下比較的浅部に到達したと推定されることである (図 7-3 ; 図 7-4)。他方、図 7-4 の東西断面図においては、Rubindi の膨大な地下水湧出が、火山体を流下する地下水流が火山基盤の鞍部に直撃することによって起こっていることが推定される。

Virunga 火山地域は、これまでの地熱資源評価の一般的な常識から見る限り、かなり悲観的な地熱ポテンシャルの地熱地域と言わざるを得ない。すなわち、Virunga 火山群の成層火山をつくったマグマ溜りの定置深度は相当に深いと推定される。しかしながら、多数

の噴石丘群の直線的配列は、少なくとも岩脈状マグマが頻繁に地下比較的浅部に到達したことを物語っている (図 7-3 ; 図 7-4)。そして、伸張テクトニクス場では、熱源として、岩脈状マグマの方がしばしば熱源として重要な役割を果たしていることが多い。このことから、Virunga 火山地域において地熱調査井掘削を行うことは、非常に地球科学的意義があり、挑戦的である。

7.2 岩石学的な考察

KenGen 報告書 (2010) によれば、Karisimbi の地熱ポテンシャルはケニア国オルカリア地熱発電地域のポテンシャルを参考として約 300MWe と見積もられている。

オルカリア地区に分布する岩石は、図 7-5 に示す様に、多くは SiO₂ 成分が 63%以上の珪長質 (フェルシック) Trachyte, Rhyolite に分類されている。

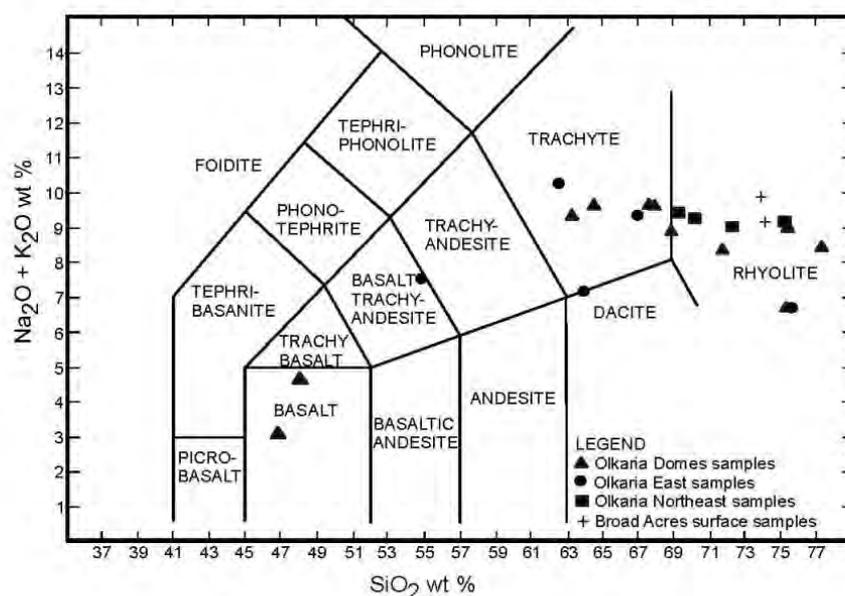


FIGURE 7: Total alkalis silica (TAS) diagram for classification of volcanic rocks using chemical analysis (Les Bas et al., 1989). Data from Olkaria Domes is from the present study, Olkaria East data is from Browne (1984), Olkaria Northeast data are from Omenda (2000), MacDonald et al., (1987) and Black et al (1997), Broad Acres data is from McDonald et al (1987)

図 7-5 ケニア国オルカリア地熱地区 全アルカリ-シリカ関係図

(出典 : J K Lagat, 2004¹³)

¹³ UN-Univ. Geothermal Training Program Geology, hydrothermal Alteration and Fluid Inclusion Studies of Olkaria Dome Geothermal Field, Kenya, J K Lagat (2004)

これに対して、Karisimbi 地熱地区の岩石サンプルは、その殆どが SiO₂ 成分 52% 以上のアルカリ玄武岩マグマに起因するマフィック型岩石に分類されている（前出 図 4-1）。すなわち Karisimbi 火山地区の岩石はケニア国オルカリア地熱地区の岩石と異なっている。

マグマに含まれる鉱物組成の種類によって、マグマの特性が異なることが知られている。表 7-1 に一般的な相対的性質を示した。例外も多いが、一般的に次のようなことが指摘できる。

Karisimbi 火山の起源となっているマフィックなマグマは、比重が大きいゆえに比較的深部に滞留している。また、粘性が大きいゆえにマグマ溜の規模は比較的小さく、さらに、固結後の岩石は放射性元素の含有が少ないために自己発熱が少なく、マグマは比較的早く冷却しやすい。

Karisimbi 地熱地区とオルカリア地熱地区との比較においては、地質的岩石学的な観点からの考察も必要と考えられるため、KenGen 報告書（2010）で見積もられた地熱ポテンシャルの取り扱いには注意を要するものと考えられる。

表 7-1 成分によるマグマの一般的概略的な性質

一般的性質	マグマ	
	マフィック型	フェルシック型
比重	比較的大	比較的小
深度	比較的深い	比較的浅い
粘性	比較的小	比較的大
流動性	比較的大	比較的小
マグマ溜の規模	比較的小	比較的大
冷め易さ	比較的早い	比較的遅い
放射性元素	比較的放出	比較的集積
固結後の自己発熱	比較的低い	比較的高い
一般的な相対的比較。例外も多い。 種々外部内部条件のより変化する。		
(出典：調査団作成)		



図 7-6 玄武岩溶岩の特徴

(出典：調査団作成)

【Bondi 火山円錐丘での地形地質観察】

Bondi 火山円錐丘のカルデラは、1950 年代までは火口湖だったが、突然漏水が始まり湖底が現れたこと、英国人聖職者によって記録されている。現在は、旧湖底まで耕作地になっている (図 7-7 左)。カルデラは、CO₂ や H₂S などの火山性ガスが滞留しやすい窪地地形になっているが、現地でのヒアリングによると、異臭や作業員の体調不良などはかつてなかったとのことである。従い、現在は火山活動を示す兆候は認められない。

カルデラの内部には、玄武岩が露頭しており、玄武岩には方解石の細脈が見られる (図 7-7 右)。マグマ進化によるものというより続成作用によって形成されたものと考えられる。



図 7-7 Bondi 火山円錐丘カルデラ

(出典：調査団作成)

7.3 地化学・水理地質学的な考察

7.3.1 温泉水・湧水の一般水質

調査地域の温泉・湧水の主要溶存イオン（ナトリウム(Na⁺)、カリウム(K⁺)、カルシウム(Ca²⁺)、マグネシウム(Mg²⁺)、塩素(Cl⁻)、硫酸(SO₄²⁻)、炭酸(HCO₃⁻)）を各種ダイアグラムにプロットすることにより、各々の水が持つ情報や性質を定性的または定量的に比較することができる。

【トリリニアダイアグラム(Trilinear Diagram)】

トリリニアダイアグラムは、陽イオンおよび陰イオンの各総当量に対する成分パーセントを用いて表示するものである。プロットの位置が近ければ、同じ由来である可能性が高いと推定できる。

図 7-8 に調査地域で採取・分析された温泉・湧水の主要溶存イオンのトリリニアダイアグラムを示す。

サンプル水はダイアグラム上で、IESE, 2012 にて分類された4つのグループごとにまとまった場所にプロットされている。このことより、グループ内の温泉・湧水の水質の形成過程が似ていると考えられる。

図 7-9 は、トリリニアダイアグラムによる一般的な水質分類を表している。各水サンプルの成分がプロットされる領域により、調査地域の温泉・湧水は以下のタイプに分類される。

表 7-2 水質タイプ要約表

グループ	地点（略称：水温(°C)）	水質タイプ	起源
グループ I	Gisenyi (GI: 69), Karago (KAR: 64), Mbonyebyombi (MBO: 37)	[B] NaHCO ₃ タイプ（重炭酸ナトリウム型）	停滞的な環境にある地下水、深層地下水
グループ II	Iriba (IR: 22.3), Nyakageri (NYA: 20.5)	[B~mix] NaHCO ₃ ないし中間混合タイプ	深層地下水と浅層地下水の混合
グループ III	Cyabararika (CYAB: 18.5), Mubona (MUB: 19.5), Buseruka (BU: 17.4), Rubindo (RU18.0)	[B~mix] NaHCO ₃ ないし中間混合タイプ	循環性の浅層地下水
グループ IV	Bukeri (BUK18.9), Cyamabuye (CYA: 16.0), Kagohe (KA18.8), Mutera (MU: 17.4)	[A] CaHCO ₃ タイプ（重炭酸カルシウム型）	循環性の浅層地下水

(出典： UniServices(2012)をもとに調査団作成)

これによれば、いずれのサンプルも SO₄ 領域[C 領域]や Cl 領域[D 領域]にプロットされないため、日本で通常観察されるような熱水系は存在しない可能性がある。

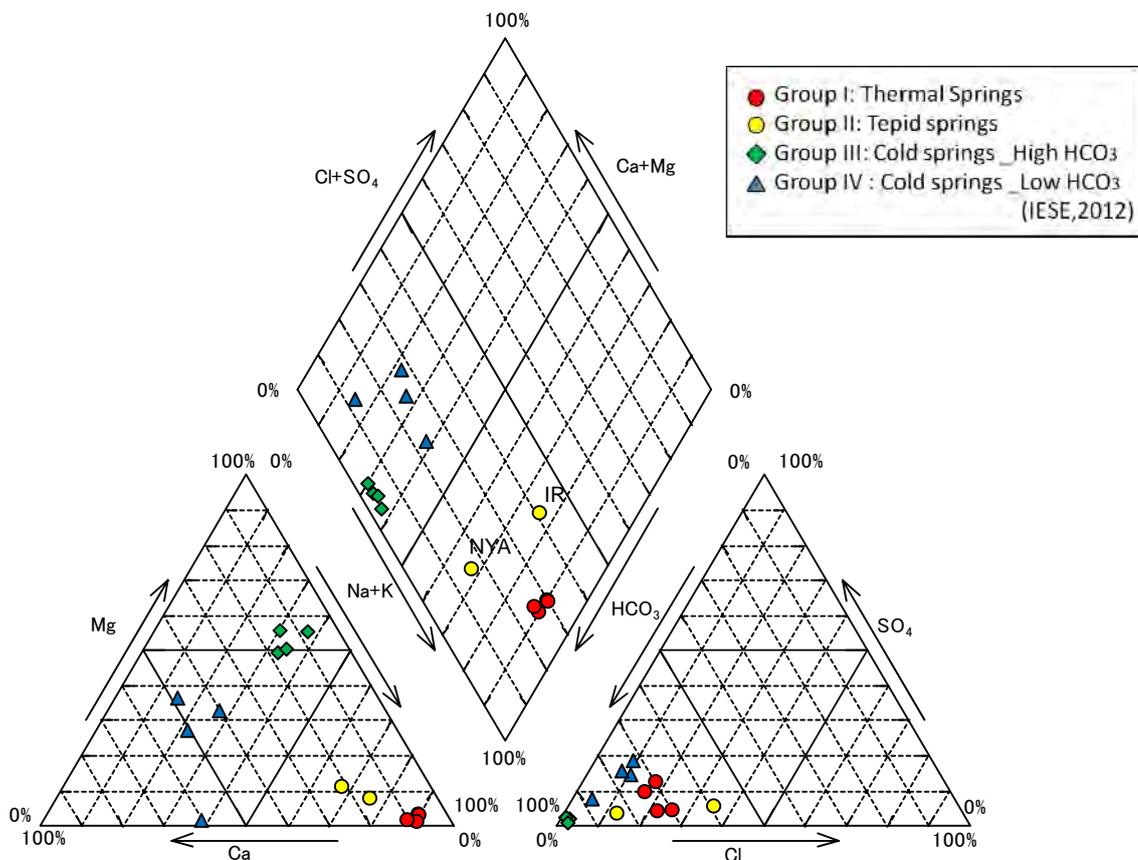


図 7-8 調査地域の温泉・湧水のトリリニアダイアグラム

(出典：UniServices(2012)をもとに調査団作成)

[A]: CaHCO_3 , MgHCO_3 Type
(Carbonate hardness)
Shallow groundwater,
River water

[B]: NaHCO_3 Type
(Carbonate Alkali)
Deep groundwater,

[C]: CaSO_4 , CaCl_2 Type
(Non-carbonate hardness)
Hot spring, Mineral spring

[D]: NaSO_4 , NaCl Type
(Non-carbonate, Alkali)
Sea water, Fossil water,
Hot spring

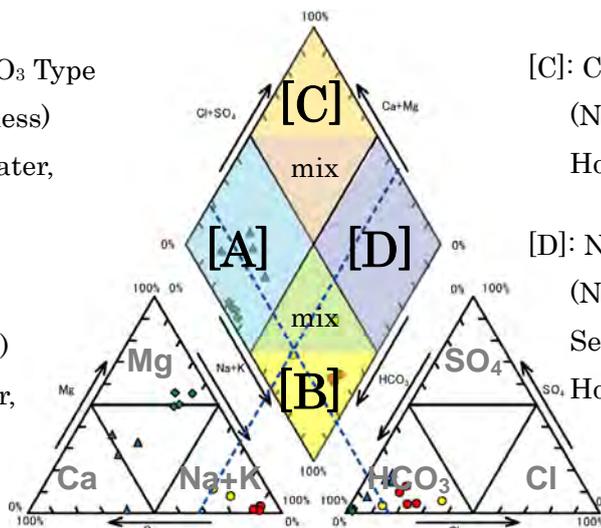


図 7-9 トリリニアダイアグラムによる水質分類 (凡例)

(出典：調査団作成)

【シュティフダイアグラム (Stiff Diagram)】

シュティフダイアグラム (ヘキサダイアグラム) は、主要溶存イオン量を 6 角形のグラフに表すものである。図 7-10 の凡例に示すように、駒の形で水質パターンを分類することができ、また駒の大きさ (面積) から溶存成分量の大小を比較することができる。

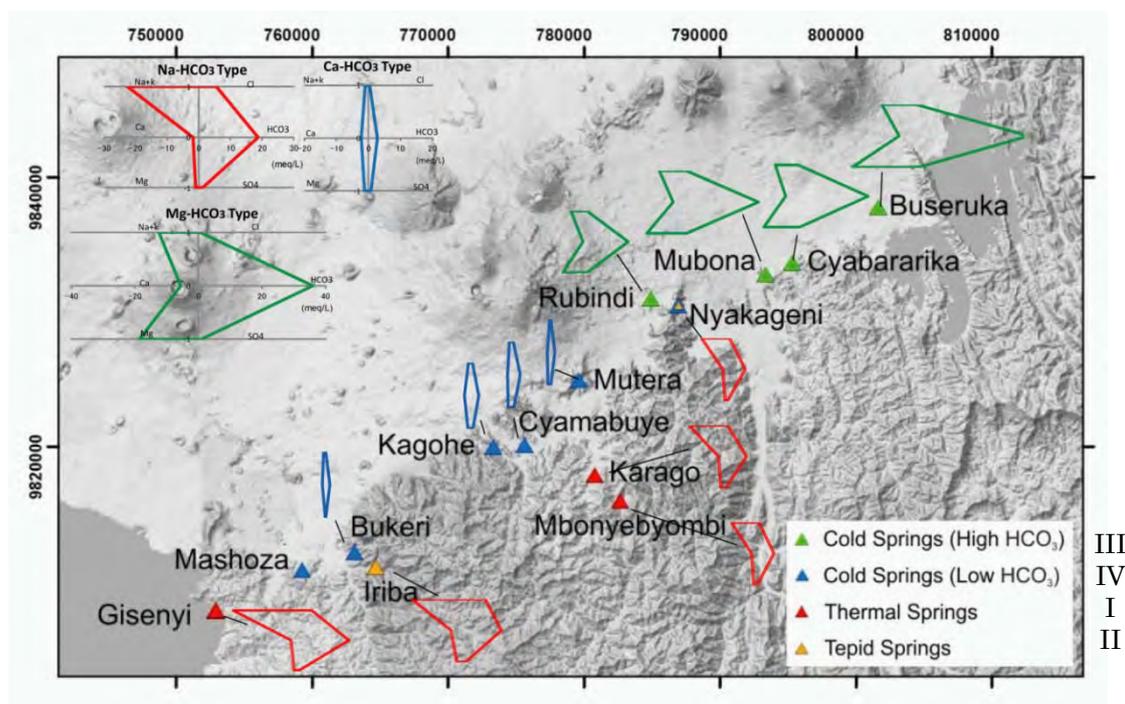


図 7-10 調査地域の温泉・湧水の水質分布 (シュティフダイアグラム)

(出典：UniServices(2012)をもとに調査団作成)

図 7-10 に示すように、基盤岩地域に湧出するグループ I とグループ II は同様の性質を示し、地域西部の Gisenyi と Iriba の溶存イオン濃度が、中央部の Nyakageri、Karago、Mbonyebyombi に比較して高いことがわかる。

また、グループ III と IV は前述のトリリニアダイアグラムの分析により、双方とも循環性の地下水であると判断されるが、溶存イオン成分およびその量が異なることから、別の起源を持つことがわかる。

- グループ I と II は同じタイプの水質を示し、形成過程が似ていることが推測される。
- 西部に位置する Gisenyi と Iriba は、溶存イオン濃度が中央部の温泉に比べて高い。
- グループ IV は溶存成分が非常に少なく、地下に浸透した天水ー地下水が短時間で湧出していることを示唆する。
- グループ III は、循環型の地下水ではあるものの、高濃度の溶存イオンが含まれており、グループ IV に比べて滞留時間が長いと考えられる。

7.3.2 温泉水・湧水の同位体比

【安定同位体比】

環境水中の酸素・水素の安定同位体組成からは、水の起源を探るうえで有力な情報を得ることができる。

図 7-11 のデルタダイアグラムは、調査地域の水と他の地熱地域（日本西部に位置する小浜地熱地域）の環境水中の安定同位体比をプロットしたものである。

一般に、降水中の安定同位体比は、低緯度ほど重く（緯度効果）、また標高が高いほど軽くなる（高度効果）傾向がある。調査地域の水は、低緯度を反映して重い同位体比を有している。

地下深部のマグマを起源とする水の同位体比は酸素同位体比の大きい領域（図 7-11 ピンクの領域）にプロットされることが知られている。降水起源の地下水にマグマ水が混入している場合は、水の同位体比が天水線から右側にシフトする（図中の軌跡を参照）。調査地域の温泉・湧水は、天水線の上に分布しており右側へのシフトが見られない。このことから、調査地域の温泉・湧水にはマグマ水がほとんど混入していないと考えられる。

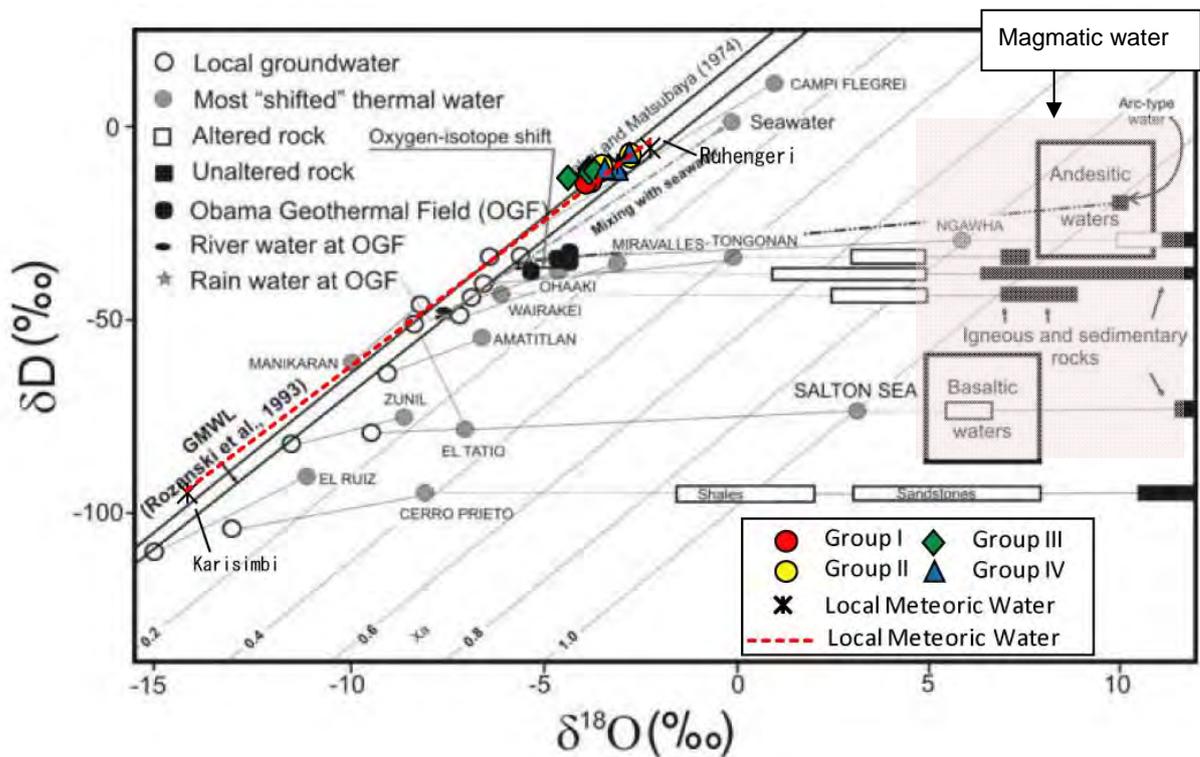


図 7-11 地熱水の環境同位体比（デルタダイアグラム）

（出典：Saibi,2010¹⁴に調査団加筆）

¹⁴ Saibi et al.,2010, “ Temperature and chemical changes in the fluids of the Obama geothermal field (SW Japan) in response to field utilization”, *Geothermics*, 39 (3) pp228-241.Elsevier

調査地域に関する既往調査文献において、調査地域の温泉・湧水の安定同位体比が地域の天水線（LMWL）の左上に大きくはずれて位置しており、そのことがうまく説明できないとされている。しかし、その議論に用いられている LMWL は Bahati,2005 のウガンダで採取測定されたデータの引用であり、実際の調査地域の天水の値を反映しているかは疑問である。前述のように、降水中の安定同位体比は、緯度効果・高度効果・内陸効果と呼ばれるような地形的条件による変動があり、LMWL は現地の降水データを用いるのが望ましい。

したがって今回は、Ruhengeri（標高 1,830m）および Karisimbi（標高 4,516m）の二つの天水データに加え、天水の同位体比をそのまま保存していると考えられる浅層地下水の平均値を用いて天水線を作成した(図 7-12 点線)。これにより、ルワンダの天水線(LMWL)はウガンダの天水線よりも調査地の温泉・湧水に近づいた。なお、地域の天水線の切片 d は季節変動することが知られており、天水線を用いた詳細な議論には通年の降水の同位体データを取得することが望まれる。

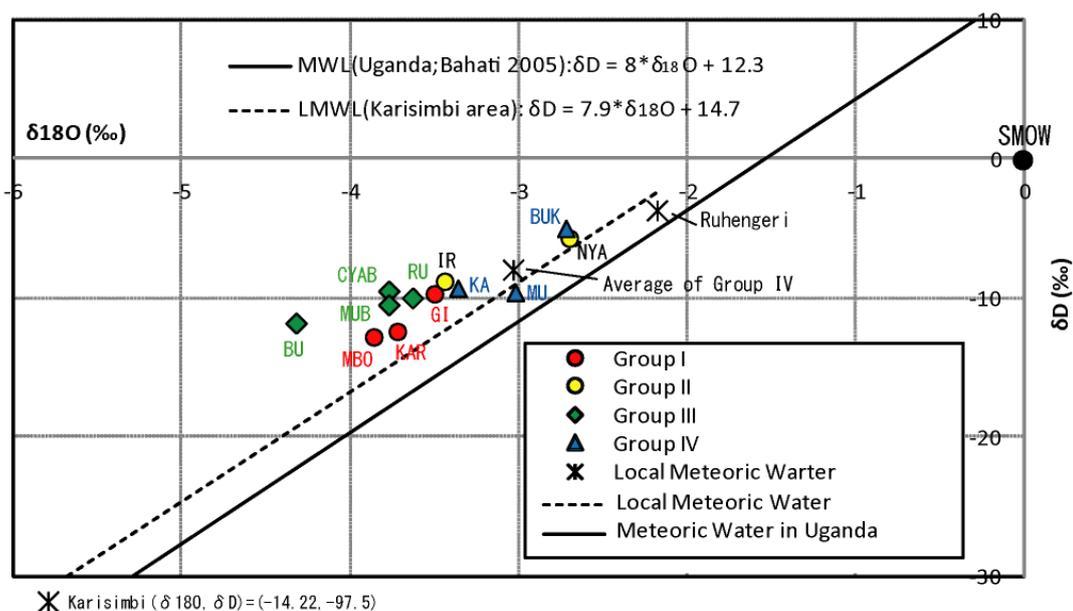


図 7-12 調査地域の温泉・湧水の安定同位体比

(出典：UniServices(2012)をもとに調査団作成)

降水の高度効果（標高が高いほど同位体比が小さくなる）を利用して、温泉・湧水等の地下水のおおよその涵養標高を推定することができる。Ruhengeri と Karisimbi がその地点の降水の平均的な同位体であると仮定すると、高度と同位体比の関係は図 7-13 に示す直線（ $\delta 18O: -0.22\text{‰}/100\text{m}$ ）で表される。

たとえば、Gisenyi (GI) の温泉水は、酸素同位体比が上記の直線に交差する標高 2,100m

付近、Buseruka (BU) の湧水は 2,300m 付近の天水が涵養したものである。したがって、安定同位体比から推測される本地域の温泉・湧水の起源は、2,000m～2,300m 付近の降水であるといえる。

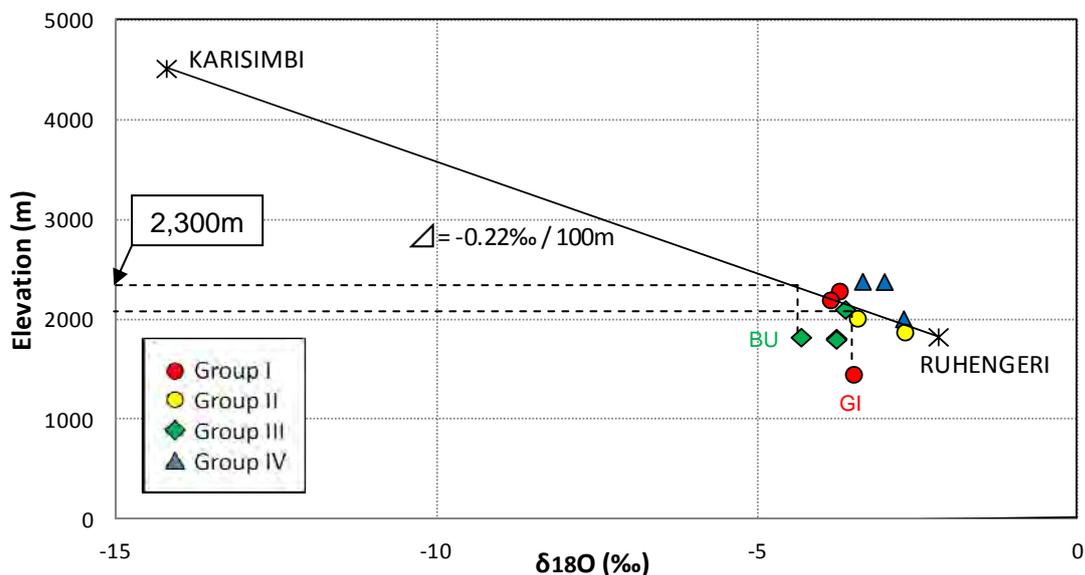


図 7-13 同位体の高度効果を利用した涵養標高の推定

(出典：調査団作成)

【トリチウム濃度】

トリチウムは 12.3 年の半減期を持つ水素の放射性同位体である。降水に含まれるトリチウムは、地下に浸透したあとは、他の物質と反応せずに水とともに移動し、半減期にしたがって濃度を減少させるため、その減衰をみることで涵養年代を推定することができる。調査地域における自然状態のトリチウム濃度は、現地で計測されていないため、Bahati,2005 においてウガンダで測定された河川水のトリチウム濃度の平均的な値 2.5T.U. を用いた。なお、降水中のトリチウム濃度は、前述の安定同位体と同様に低緯度地域で低く、高緯度地域で高くなる傾向があり、日本など中緯度地域の降水のトリチウム濃度は 5～10T.U.である。

ある地点の水（温泉・湧水）が、降水として地下に浸透した年代 $T(\text{year})$ は、以下の式で求めることができる。

$$T(\text{year}) = 1/\lambda \ln[N_0]/[N]$$

ただし、

$$\lambda = \ln 2 / 12.3$$

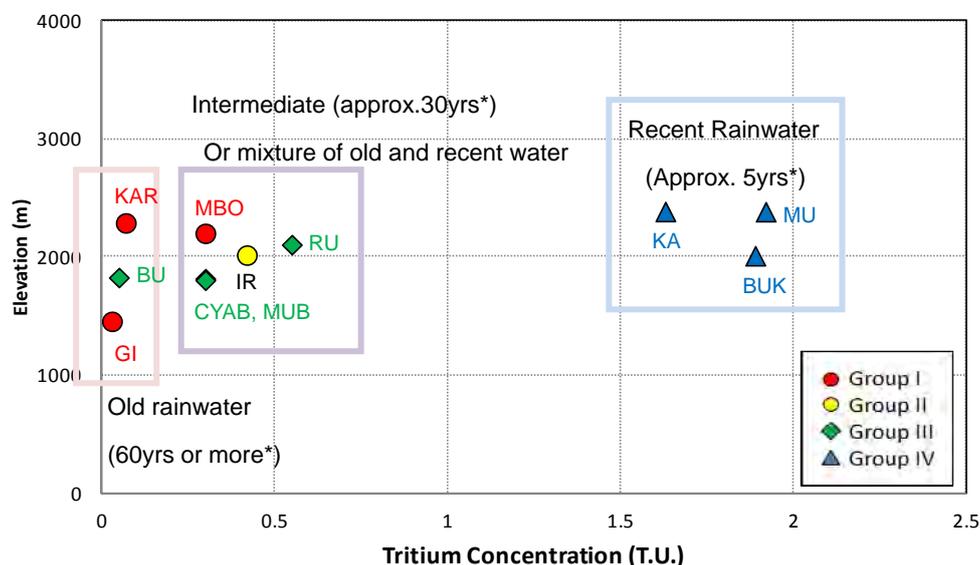
[N_0] : 地下浸透時の降水のトリチウム濃度

[N] : 測定時の水（温泉・湧水）のトリチウム濃度

調査地域の温泉・湧水の涵養年代を求めた結果を図 7-14 に示す。

- 5年程度の新しい水(グループ IV の Kagohe (KA)、Bukeri (BUK)、Mutera (MU))、
- 60年以上の古い水(グループ I の Gisenyi(GI)、Karago(KAR)、グループ III の Buseruka(BU)) および、
- 中間の水(グループ I の Mbonyebyombi (MBO)、グループ II の Iriba(IR)、グループ III の Rubibdo(RU)、Cyabararika (CYAB)、Mubona (MUB))；

に分類された。中間の水は 30 年程度の涵養年代を持つ、あるいは、古い水と新しい水が混合したものと考えることができる。



(*推定年代はトリチウム濃度の自然状態が 2.5T.U.として計算した)

図 7-14 トリチウム濃度を利用した涵養年代の推定

(出典：調査団作成)

7.3.3 地化学的考察のまとめ

主要溶存イオンと同位体比について再考察することで、調査地域の温泉・湧水の起源に関してより詳細な情報を取り出し、地域ごとの特徴を把握することができた。その結果を表 7-3 に示す。新たに得られた情報を赤字で記す。

地化学温度計 (UniService,2010) によって推定された熱水温度を下段に示す。このうち、グループ IV については、地化学的考察より浅層地下水流動系で説明され、鉱物との十分な平衡状態にあったとは考えられず、地化学温度計の適用は不適切である。

表 7-3 調査地域の温泉・湧水の起源に関する再考察結果

	Group-I	Group-II	Group-III	Group-IV
Location	Gisenyi (GI), Karago (KAR), Mbonyebyombi (MBO)	Iriba (IR), Nyakageri (NYA)	Cyabararika (CYAB), Mubona (MUB), Buseruka (BU), Rubindo (RU)	Bukeri (BUK), Cyamabuye (CYA), Kagohe (KA), Mutera (MU), Mushoza
Type of Spring	Hot	Tepid	Cold	Cold
	Na-HCO ₃	Na-HCO ₃	Mg-HCO ₃	Ca-HCO ₃
	Deep groundwater,		Shallow groundwater, circulated water	
Recharged by meteoric water from 2,000-2,500m a.s.l., no influence by magmatic water				
Tritium (short half-time, 12.3 yr)	Deep, long flow path	Deep, long flow path	Deep, long flow path	Less deep flow path, mixed with groundwater
	Residence time is more than 60yr	approx. 30 yr or mixture of old and new water	approx. 30 yr or mixture of old and new water	approx. 5 yr
Temperature from Geothermometry (UniService, 2010)	81 - 109 deg.C	72 - 95 deg.C	96 - 110 deg.C	(54 - 80 deg.C)

(出典：調査団作成)

7.3.4 カリシンビ火山地域の地下水流動

カリシンビ火山地域の温泉および湧水を形成する地下水の流動経路は、地化学データおよび水理条件から、図 7-15 に示すように推定される。すなわち、グループ I、II および III は、カリシンビ火山山麓で涵養した地下水が地下深くに浸透し、グループ I および II は地中で熱せられ、グループ III には炭酸ガスが混入したのちに地表に流出しているのに対し、グループ IV の地下水は周辺の丘陵地にて涵養した地下水が短い滞留時間で湧出する局所的な地下水流動系であると考えられる。

図 7-16 に各温泉および湧水の標高を東西方向の断面で示す。キブ湖畔に湧出する Gisenyi 以外の温泉・湧水は、すべて標高 1,800m 以上に位置している。その中でも調査地域東部に位置するグループ III の Mubona、Cyabararika、Buseruka の 3 か所は、ほぼ同じ標高レベルに位置することが特徴的である。

表 7-4 は、各温泉と湧水が地表で確認される位置の地質状況を示したものである。本地域の温泉・湧水は、火山岩と花こう岩基盤の境界付近で存在しているのが特徴であるが、グループ III は火山岩（溶岩）から、その他は花こう岩から湧出していることがわかる。グループ III 周辺の地形地質を現地を確認したところ、花こう岩基盤の谷を埋めるかたちで入りこんだ溶岩流の先端付近に湧水が存在していた。透水性の高い溶岩中を流動してきた地下水が透水性の低い花こう岩との境界付近で湧出するメカニズムが考えられる。

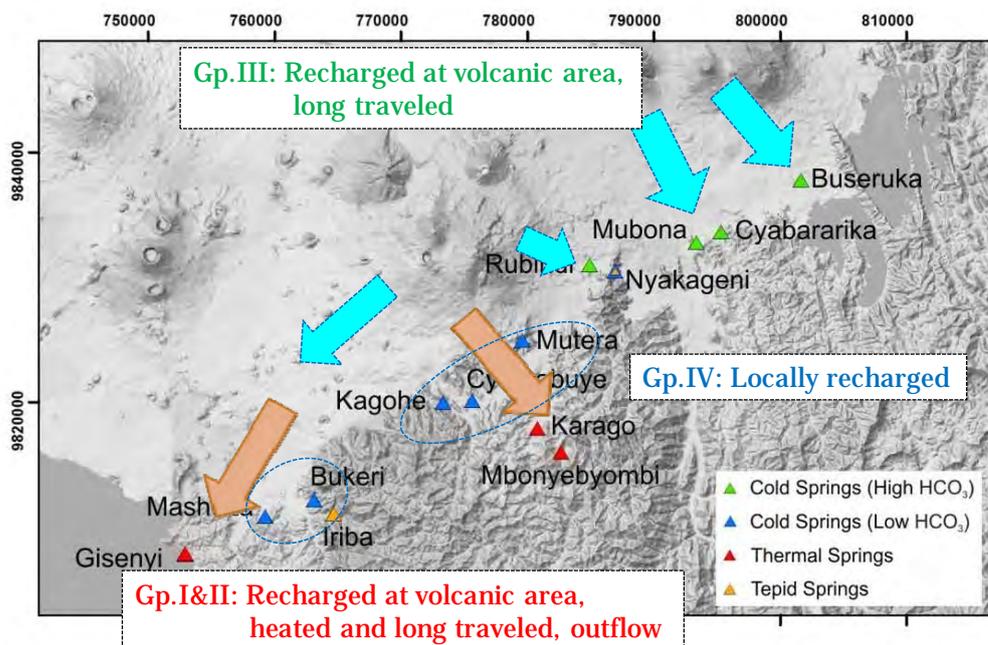


図 7-15 地下水涵養域と流動系

(出典：調査団作成)

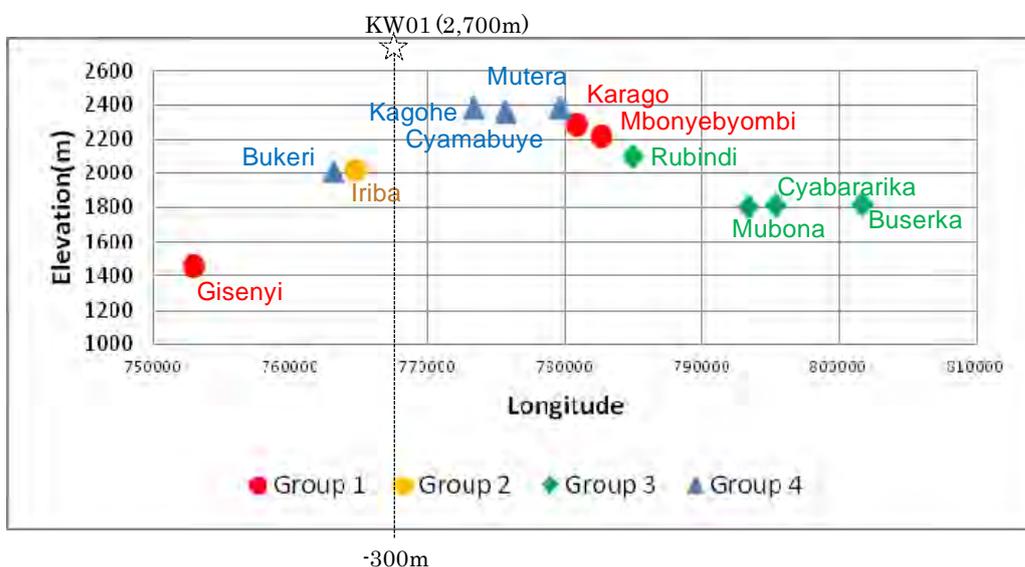


図 7-16 温泉・湧水の標高断面

(出典：調査団作成)

表 7-4 温泉・湧水の地表地質

Group	Name	Elevation	Host Rock
1	Karago	2288	basement rock
	Gisenyi	1455	basement rock
	Mbonyebyombi	2220	basement rock
2	Iriba	2016	basement rock
3	Rubindi	2104	volcanic rock
	Mubona	1803	volcanic rock
	Cyabararika	1816	volcanic rock
	Buseruka	1823	volcanic rock
4	Kagohe	2385	basement rock
	Cyamabuye	2361	volcanic rock
	Bukeri	2010	basement rock
	Mutera	2383	basement rock

(出典：調査団作成)

以上の条件から導かれる各グループの地下水流動の概念モデルは次のとおりである。グループ I、II、および IV は南北断面、グループ III は東西断面にて示す。

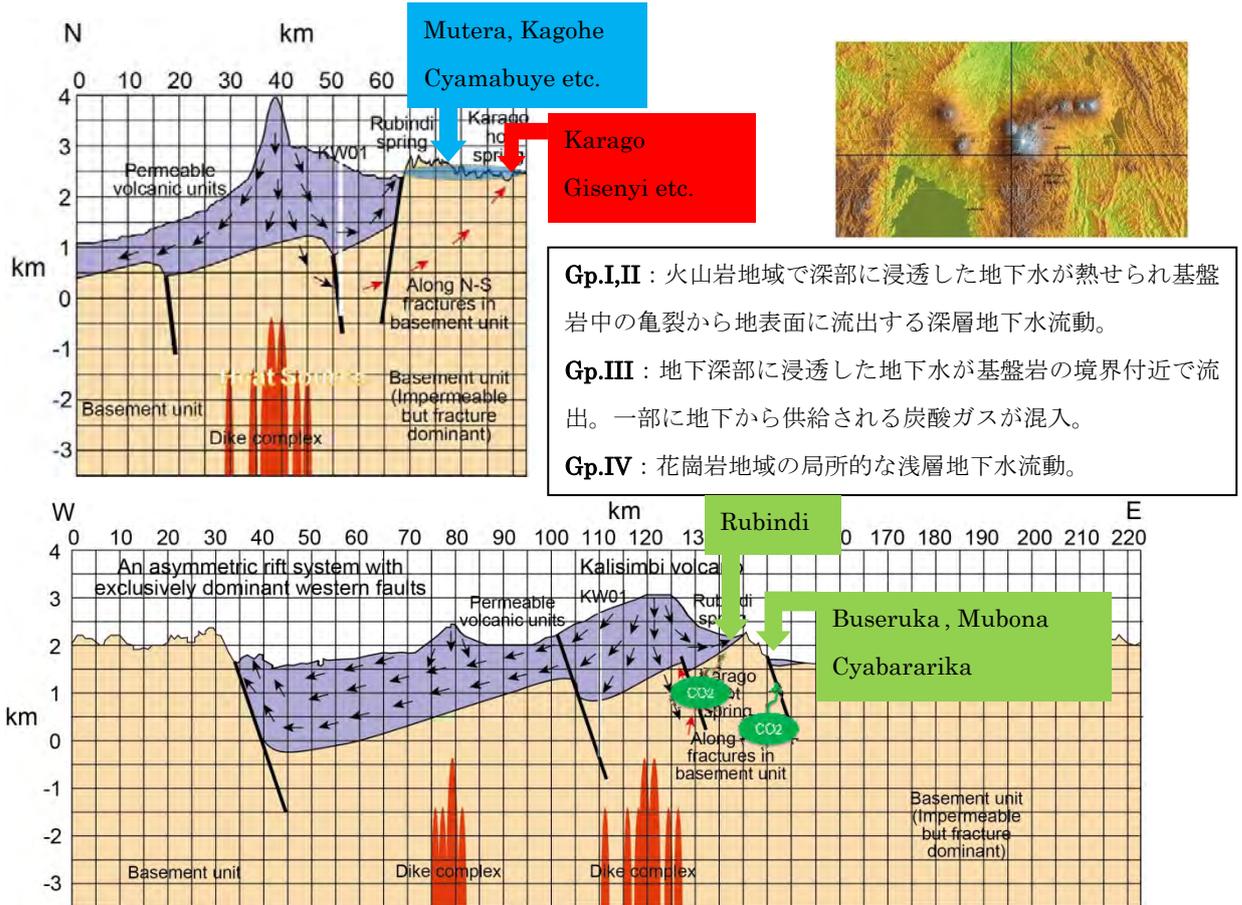


図 7-17 地下水涵養域と流動系

(出典：調査団作成)

7.3.5 水理地質学的考察のまとめ

第二次現地調査時に訪問した温泉・湧水の、地域内での水資源としての利用状況を表 7-5 に示す。グループ I の温泉は地域住民によって浴用等に使用されており、なかでも Gisenyi は観光資源としての価値が高い。グループ III の炭酸ガスを賦存するいずれの湧水のそばには、炭酸ガスを含まない湧水群が存在しており、湧出量も多いことから周辺住民による利用のみならず公共用の主要な水資源として利用されている。Rubindi 地区には EWSA による ‘Mutobo Water Treatment Plant’ が設置され、水源管理されている。グループ IV の湧水は大規模ではないものの、周辺住民の生活用水として重要な役割を担っている。

本地熱プロジェクトがこれらの湧水群におよぼす影響について、水資源としての重要性和照らし合わせて考察をした (表 7-5)。

グループ I、II は、地熱貯留層とのつながりから考えると、プロジェクトが与える地下水流動系への影響の可能性は他のグループより相対的に高いが、プロジェクト地域からの距離、および水資源としての使用状況から、影響の規模は小さいと考えられる。

グループ III の涵養域はカリシンビ火山より東部の火山帯であり、流動系もターゲットとしている地熱資源とは異なると推定されるため、水資源がプロジェクトから受ける直接的影響は低いと考えられる。しかしながらこの湧水群の資源的重要性から、プロジェクト中は水質・水量等のモニタリングを実施することが望ましい。

グループ IV の湧水群は、地下水流動系が異なるため、プロジェクトから受ける影響はないと考えられる。

表 7-5 温泉・湧水の利用状況と地熱発電プロジェクトから受ける影響のまとめ

Group	Name	Water Type	Main Usage	Interaction from project
I, II	Gisenyi Karago	Hot Deep water	Washing, Bath Tourism	Medium •Possibly same reservoir as geothermal resource •But not very big influence because of the long distance from drilling area
III	Rubindi Buseruka Cyabararika Mubona	Cold High HCO ₃ Deep water	Main water resources for public	Small-Medium •Different catchment area and different reservoir •Need assessment
IV	Mutera Cyamabuye Kagohe	Cold Low HCO ₃ Shallow	Water resources	Small •Different reservoir and groundwater system

(出典：調査団作成)

第8章 アドバイザリーサービス

8.1 GRMF 申請図書作成支援

EWASA は、Karisimbi での試掘調査の後、Kinigi 地区にて試掘調査の実施を計画しており、その資金支援をベルギー技術協力機構（BTC）から得る予定となっている。

ただし、調査開始時には GRMF に申請するとして、調査団はその申請書類作成支援を要請されていた。その後の情報交換はなされていない。次回現地調査で確認する必要がある。

GRMF の概要は以下の通りである¹⁵。

【GRMF について】

アフリカ連盟委員会とドイツ連邦経済開発省および KfW を窓口とした EU-アフリカインフラストラクチャー信託基金は、東アフリカの地熱開発に資する目的で、地熱開発リスク軽減基金 Geothermal Risk Mitigation Facility (GRMF) を設立することに合意した。GRMF は 2012 年 4 月に発足した。現在 50 百万ユーロの資金が活用できる。

【目的】

基金の目的は、東アフリカ地域の地熱発電開発を促進するために、次の 2 種類活動に対して無償資金を提供するものである。公的機関、民間、官民連携のいずれの機関も資金提供の対象とする。

- 最有望地熱地区における、貯留層確認調査井位置決定のための、地表調査
- 地熱開発者が行う貯留層確認や地熱井開発への投資保証を支援するための、最有望地熱地区における貯留層確認坑井の掘削と試験

【資金支援】

資金支援の上限値は以下の通りである。

- インフラストラクチャー無償：申請された地表調査や掘削調査に必要なインフラストラクチャー整備資金のうち認可された資金の 20%
- 地表調査無償：認可された資金の 80%（インフラ整備費は除く）
- 坑井掘削無償：認可された掘削費と試験費の 40%（インフラ整備費は除く）
- 継続プレミアム：坑井掘削および坑井試験の認可額と支出額のうち開発者負担分の 30%

【対象国】

当初、GRMF の対象国は次の 5 カ国としている。

¹⁵ <http://www.grmf-eastafrika.org/>

- エチオピア
- ケニア
- ルワンダ
- タンザニア
- ウガンダ

資金によっては、対象国を拡大することもある。

8.2 坑井掘削プログラム作成支援

本件調査の第一次現地調査（2013年3月）の初回打ち合わせにおいて、坑井掘削プログラムの作成支援の依頼を受けた。坑井掘削プログラムが施主によって作成されることは2011年4月付けの入札図書／技術仕様書にも明記されており、2011年9月のISORのレビュー報告書でも必要性が指摘されている。

調査団は、2013年6月5日付でEWSAあてに同プログラム（ドラフト）を送付した（添付資料-4）。坑井掘削プログラムは、調査団第二次現地調査で、掘削施工管理担当のRGが作成していたドラフトと補完調整し、2013年7月11日にカリシンビ掘削サイトで開催された坑井掘削プログラム最終化会議において、EWSAによって最終化された。最終化された坑井掘削プログラムを、EWSAから入手した最終形式を、添付資料-8に収録する。

8.3 セメントスラリーについて—シリカフラワー

発注されているセメントは普通ポルトランドセメントであるが、シリカフラワーが発注されていない。シリカフラワーを使用する重要性については、第一次現地調査で行われた種々の会議でも説明しており、また別途推奨レターも発信している（添付資料-3）。また、2011年にISORによって行われた仕様書のレビューでも指摘されている。

8.4 井戸掘削中における地質観察に関するアドバイス

井戸掘削中に行う地質観察に関しては、ICEIDA-ISORが行っている技術研修に含まれている。特に、掘削中の岩屑採取方法やICEIDA-ISORが供与した実体顕微鏡を用いた岩石鑑定、コンピュータプログラムを用いた井戸地質柱状図の作成方法などに力点が置かれていたように見える。

本調査団は、事前に準備したスライド（添付資料-5）を持ちつつ、ICEIDA-ISORの研修内容を補完しつつかつ重複がないよう、次の項目について力点を置いた技術研修内容とした；(1) X線回折による鉱物同定、(2) マグマ組成による性質、(3) 変質鉱物の同定とその意義—特に帽岩形成にかかる意義、等。

8.5 掘削用水供給施設に関するアドバイス

調査団は第二次現地調査で現地入りした直後に掘削用水供給施設や道路沿いに敷設されていた管路状況に関する次の様な概略情報を得た。水源は Karago 湖、比高差約 430m、総送水管路約 18km、途中 Sashwara にブースター基地を設けて 2 系統で送水。調査団はさらに詳細な情報を得て、簡便な損失水頭計算を実施した。その結果は以下の通り。

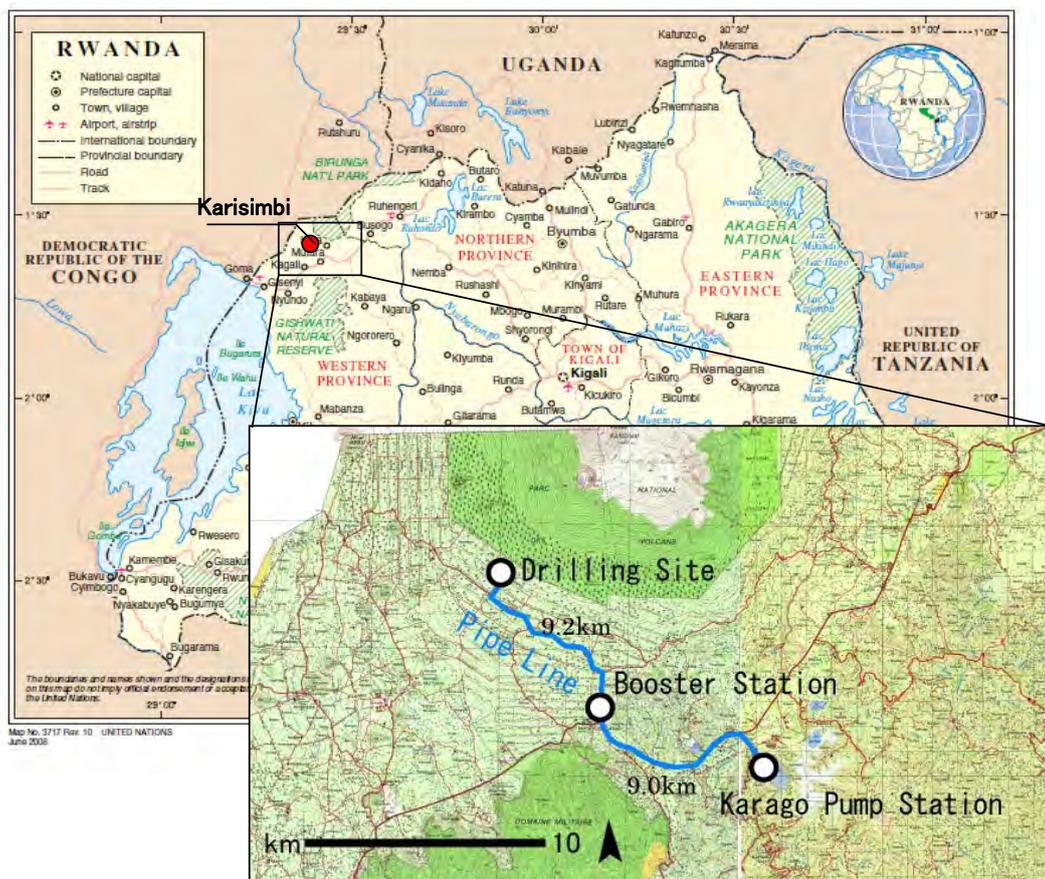


図 8-1 送水施設・パイプライン位置図

(出典：調査団作成、地図：Service de cartographie du Rwanda 1988, Gisenyi and Ruhengeri)

表 8-1 掘削用水送水施設所元

	標高 (m)	比高差 (m)	管路長 (m)	管径 (インチ)
掘削サイト (Kabatwa)	2718.8	219.3	9200	8
ブースター基地 (Sashwara)	2499.5			
取水地点 (Karago 湖)	2287.8	211.7	9000	8

(出典：調査団調べ)

表 8-2 掘削用水送水ポンプ概要検討結果

	所要ポンプ容量		規格ポンプ容量			記事
	送水量 (m ³ /hour)	揚程(m)	送水量 (m ³ /hour)	揚程(m)	注	
ブースター基地 (Sashwara)	120	265 以上	155	268	2 基設置 (1 基は予備)	計画容量が不足する可能性 がある。
取水地点 (Karago 湖)	120	257 以上	155	532	2 基設置 (1 基は予備)	送水管路に過圧力が作用す る可能性あり
損失水頭：直管を仮定してヘーゼン・ウィリアムスの式で計算 性能曲線が入手できないので送水量 120(m ³ /hour)に対する揚程は不明						

(出典：調査団調べ)

以上の簡易アセスメントに基づき、下記を指摘した。

- 取水地点に据え付けられているポンプ容量は、計画送水量に比較して過大容量である可能性がある。送水管路に過圧力が作用する可能性もある。このため、圧力調整用の配管が必要になる可能性がある。
- 一方、ブースター基地のポンプ容量は、計画送水量とほぼ同等レベルとなっている。上記評価は直管を仮定としたものであり、実際の配管は曲線部が多い、計算値よりも大きい損失水頭が発生する可能性があるため、送水量が計画送水量に達しない可能性がある

さらに、現場観察の結果として、下記を推奨した。

- 既設配管には空気弁が設置されていないが、配管路は起伏に富んでいるため凸地形部には空気弁の設置が不可欠である。
- 水源の Karago 湖の水は、濁っているため、凹地形部には泥が堆積する可能性がある。このため、排泥弁が必要となる可能性がある。
- 既設配管には配管を支えるサポートが適切になされていない。送水による微振動などによりジョイントが緩みパイプが外れる可能性がある。特に配管屈曲にはアンカー等によるパイプの固定が必要である。

2013 年 7 月 29 日の現地からの連絡では、応急措置により送水試験を実施した結果、Karago 湖ポンプ基地でポンプ圧 30 bar (水頭約 306m)、Sashwara ブースター基地でポンプ圧 26.9 bar (水頭約 274m)で、揚水が可能となっているとのことである。揚水量に関する情報は得られていない。

8.6 坑井計画および掘削計画へのアドバイス業務

本章では、坑井計画および掘削計画について実施したアドバイス事項について、カリシンビ調査井に重点を置きながら解説する。なお本内容については、2013 年 7 月 17 日第二次現地調査最終のラップアップ会議にて報告したものであり、発表資料は巻末に添付する。

8.6.1 坑井計画

(1) 坑井計画のための参考資料

坑井計画を準備する際には以下の資料を参考とする：

1. *Code of Practice for Deep Geothermal Wells:*
 - NZS 2403:1991, New Zealand Standard (NZS).
2. *API and ANSI Standards and Recommended Procedures:*
 - API Standards for casings, BOP, valves, and material.
 - Line Pipe material grade used for surface casings.
 - Pipe Valves and Flanges ANSI or PN standards.
3. *Other:*
 - Drilling Data Handbook (“The Green Book”), 8th Edition, Éditions Technip, Paris 2006.
 - International Steam Tables: <http://www.international-steam-tables.com/>
 - Xsteam: <http://xsteam.sourceforge.net/>

(2) 流体特性の把握

【概要】

流体温度や坑井内での流体の挙動特性はその流体のエンタルピーにより規定される。このため坑井計画においては貯留層から得られる流体のエンタルピーを踏まえた計画を立てる必要がある。

【高／低エンタルピーの分類】

IGA(International Geothermal Assosiation)によれば、エンタルピーの高低についての定義については、これまでいくつかの分類案が提示されている。表 8-3 にその例を示す。

表 8-3 地熱資源分類

Resources	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Low enthalpy	< 90	< 125	< 100	≤ 150	≤ 190
Intermediate enthalpy	90 - 150	125 - 225	100 - 200	-	-
High enthalpy	> 150	> 225	> 200	> 150	> 190
(a) Muffler and Cataldi (1978)		(d) Nicholson (1993)			
(b) Hochstein (1990)		(e) Axelsson and Gunnlaugsson (2000)			
(c) Benderitter and Corny (1990)		(Unit: °C)			

(出典: International Geothermal Association (IGA)¹⁶)

¹⁶ International Geothermal Association (IGA)ウェブサイト。2013年7月にアクセス。

本報告書では便宜的に表 8-3 (e)の分類に従って記述を行う。

【カリシンビ地熱地区】

カリシンビ地熱地区の地熱流体の温度はこれまでの調査から 130 – 150 °C と推定されている。今後、調査井から得られる温度圧力データを待つものであるが、垂直深度 3,000m における最大圧力は 30 MPa (300 bara)であり、ここでの流体温度が 150°C (630–640kJ/kg) である場合、低エンタルピーの流体資源（液相）となる。このような流体は通常、バイナリー発電に適しているとされている（例えば Organic Rankine Cycle (ORC)など）。

現在のカリシンビ坑井計画で採用されている ANSI Cl. 900 は、330°C 、 10 bara (1MPa) (3200-3300kJ/kg) の熱水流体（加熱蒸気相）に対応できる材料である。このような熱水資源を掘削した場合、井戸周辺の貯留層内でフラッシュ（沸騰）し、フラッシュ型地熱発電に適した高品質の蒸気を得ることができる。今後、貯留層の熱水資源の性状に合わせて、掘削径など坑井計画を修正する必要がある。

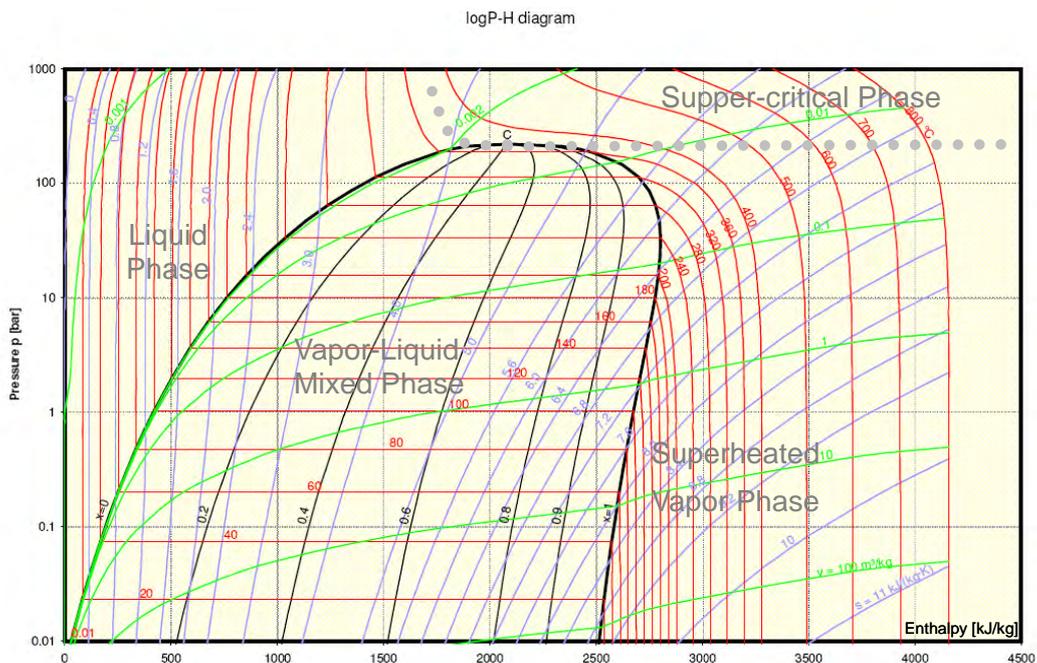


図 8-2 圧カ-エンタルピー関係図

(出典：Steam Tables)

(3) 坑井圧力

地熱井の掘削計画においては圧力条件の設定を厳しい方に置く。このため坑内に液体が存在せず蒸気のみが存在する極端なケースを考える。これは、石油井において坑内に石油が存在せずガスのみで満たされる場合を想定するのと同じ考えである。上記の条件においては、坑口の圧力は、蒸気柱の重量を差し引いた井戸底での圧力と等しくなる。これを図 8-3 を参照して解説する。

深度 2,000m における沸騰流体の圧力は 144 bar_g (14.4 MPa)、同深度の冷水の圧力は 196 bar_g (19.6 MPa)である。この熱水流体が沸騰し坑口まで蒸気で充満された場合、坑口での圧力は坑内の蒸気柱の重量 16 bar_g (1.6 MPa_g)を差し引いた値 128 bar_g (12.8 MPa_g)となる。したがってケーシングは、この圧力に応じた規格で用意することになる。

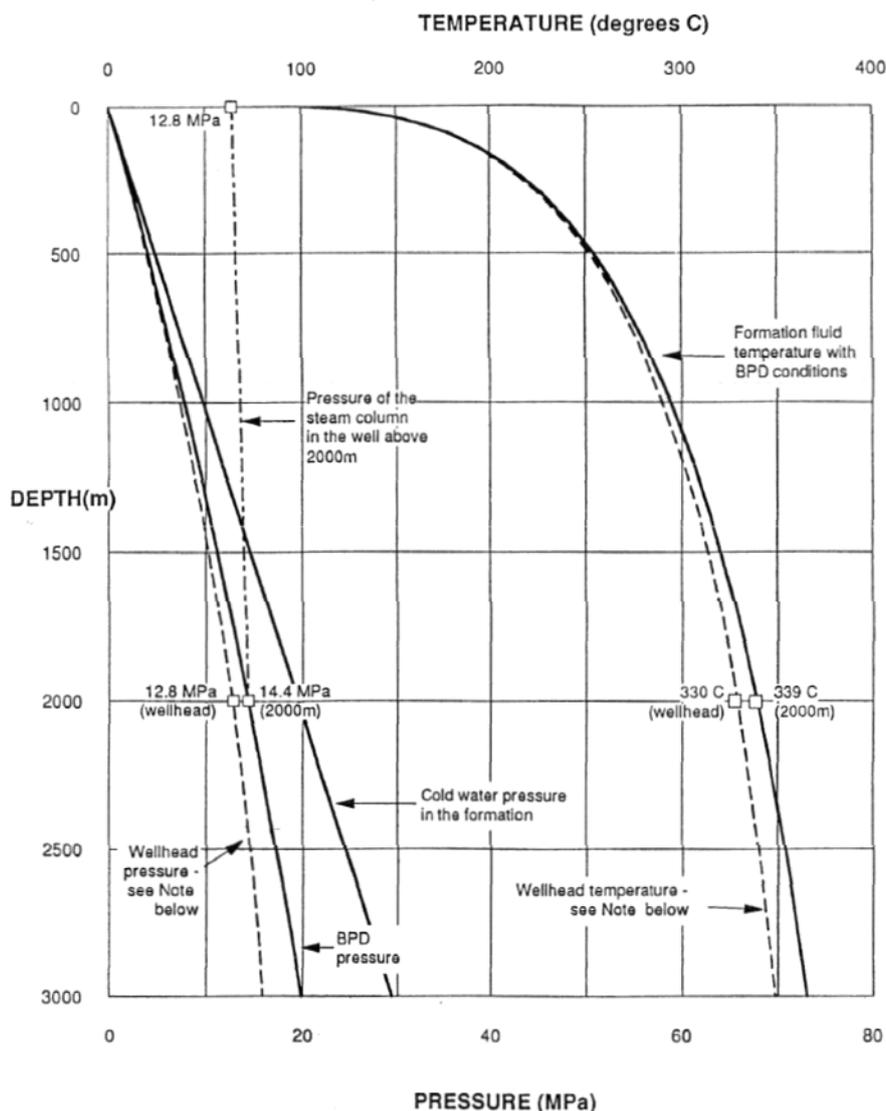


図 8-3 沸騰流体と水蒸気柱の深度-圧力関係

(出典 : NZS 2403:1991)

その他に想定される高圧力になる場合としては、ケーシングセメンチング時にケーシングパイプと坑壁の間は高密度のセメントスラリーで充填されているが、ケーシングパイプ内は空である場合が挙げられる。ただし、通常は掘削泥水や循環水が存在するので実際に

は起こりにくいケースではある。

また、ケーシング挿入時の自重や、熱膨張または冷却収縮による引張・圧縮を考慮しておく必要がある。

(4) ケーシングスチール

地熱流体は高温でしばしば酸性であり、ケーシングに対して腐食性の環境となる。鋼製のケーシングを採用する場合は、上述の引張・圧縮に加え腐食環境も考慮に入れる必要がある。

地熱井の鋼製材料の性質としてはしばしば延性が重要視される。これは、地熱による高温環境下において、鋼製ケーシングが延性を持つことにより引張圧に耐えうるからである。降伏強度の強い材料を採用すると塑性変形を起こしやすくなる。また延性のある鋼製は安価で腐食にも強い特長もある。

このように、ケーシングの破壊リスクを最小限にすることが重要であり、そのためには温度の上下変化を小さくし、ケーシングの劣化を抑える努力も求められる。なお、一般に用いられる鋼製素材は K55 (API 規格) で、N80 も採用されることがある。ケーシング製造業者は K55 (API 規格) よりも高品質 (高強度) のものを提供してることがありうるが、延性があり高温・酸性環境下に強い素材を選定すべきことに留意する必要がある。

地表付近のケーシングでは、溶接に適している特長から、しばしば X56 グレードの構造用鋼管が採用される。

(5) ケーシングデザイン

鋼製ケーシングは表 8-4 に基づき温度に対応したものを選定する。ケーシングデザインは表 8-5 に示す各デザイン要素とその推奨値を参考にする。このほかケーシングに関する詳細な計算は NZS または API 基準を参照すること。

表 8-4 各タイプのケーシングの温度に対する性質

Grade	Temperature (°C)			
	20	100	200	300
API Yield Strength (Factor):				
J/K-55	1.00	0.95	0.95	0.95
N-80	1.00	0.96	0.92	0.88
Tensile Strength (Factor):				
J/K-55	1.00	0.97	1.02	1.07
N-80	1.00	0.97	0.99	0.99
Modulus of Elasticity (10 ³ MPa):				
J-55	178	172	168	160
K-55	208	208	200	192
N-80	206	206	200	192

(出典 : NZS 2403:1991)

表 8-5 ケーシングデザインで重要となる要素とその値 (左：API、右：調査団)

Design factors					
Axial		Use	Hoop		Use
Tensile	1.5-1.8	1,5	Internal yield (burst)	1.5-1.8	1,5
Compressive	1,2	1,2	Collapse	1,2	1,2
Wellhead anchorage	1,5	1,5	Inner collapse (outer burst)	1,2	1,2

(出典：NZS 2403:1991 for the range values)

(6) ケーシング接合部

地熱井のケーシング接合部は圧縮と引張の双方への耐久が求められる。推奨されるケーシング接合部は BTC およびプレミアムジョイントであり、これらは優れた接着力を持っている。調査団の経験では BTC または溶接を採用することが多いがどちらも同様に圧縮引張の強度を保つことが可能である。

ケーシング接合部は耐温性のケーシングドープにより被覆される。すべての API グレードケーシングは、原則として現場溶接をしてはならない。接合部の緩み防止のためには、接着材を用いることが望ましいが、溶接で対処する場合には、各接合部で 3 箇所のスポット溶接に限るものとする。

(7) 坑口装置

すべての地熱井にはマスターバルブが設置され、リークや非常事態が発生した際に井戸を閉めるために使われる。通常マスターバルブにはエクспанディングゲートバルブが使用される。これは、バルブ開放時には弁体格納室はシールされるので、スケールなどが付着しにくい理由による。運転時にはマスターバルブのあとに開閉用のフローライン用バルブやキルライン用バルブが設置される。キルライン用バルブはもはやマスターバルブの下部には装着しなくなっている。これらのバルブは、マスターバルブの上部にあるためやや低品質でもよい。

マスターバルブの下位に取り付けられるエクспанションスプールは、プロダクションケーシングが熱膨張して伸長することに対応するために装着される。坑口装置の例を図 8-4 に示す。

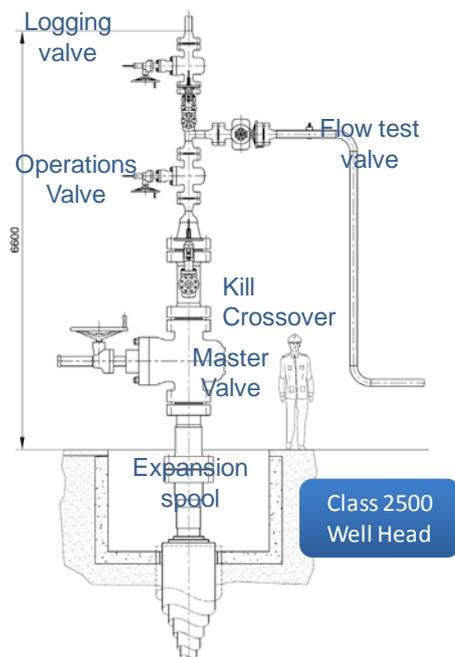


図 8-4 坑口装置の例 (CLASS 2500)

(出典：調査団作成)

また、Class 900 及び CLASS1500 のマスターバルブやエクспанションスプールの例を 図 8-5 に示す。キルラインがエクспанションスプールかもしくはマスターバルブ上部の分岐管に取り付けられる。

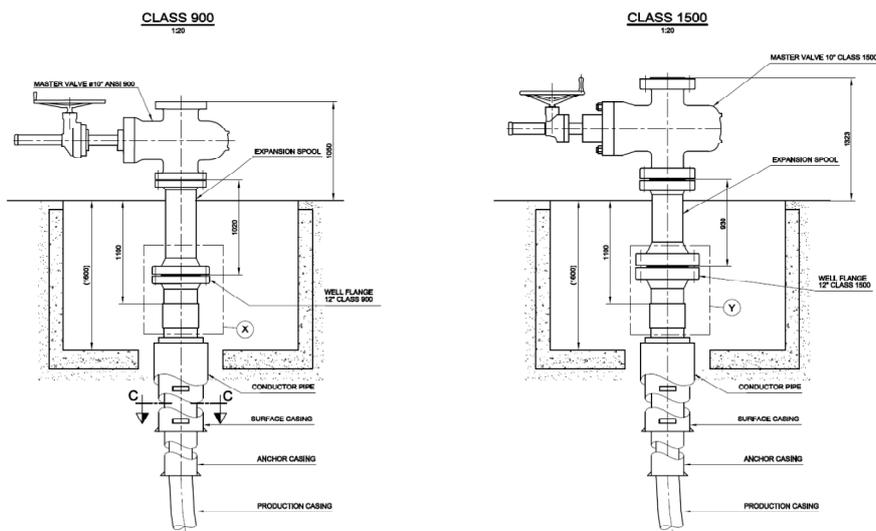


図 8-5 CL900 および 1500 井戸用の坑口装置

(出典：調査団作成)

坑口フランジは鋼製ガスケットを装備した ANSI クラスまたは PN を採用する。組み立て時には漏洩が起こらないよう適正トルクで施工する。

坑口フランジは現地でケーシングに溶接することもできるが、事前に溶接場にて溶接試験を行ったうえでケーシングピンに仮溶接しておくことを推奨する。そうすることで現場では坑口フランジをケーシングカラーにねじ込みにて接続が可能となる。

坑口装置の詳細デザインについては NZS を参照のこと。

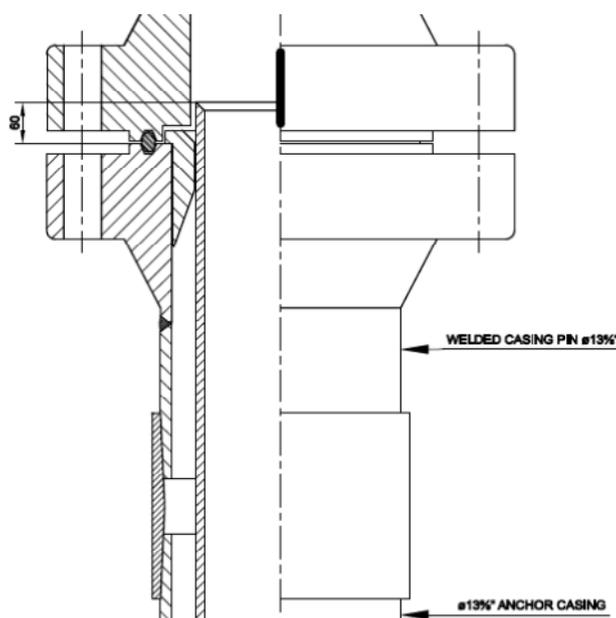


図 8-6 坑口フランジ

(出典：調査団作成)

8.6.2 坑井プログラム

調査団は KW-01 のドリリングプログラムと図面作成のアドバイスを実施した。なお、セメントスラリーに関するアドバイザーは添付資料- 3 に示す。

(1) KW-01

KW-01 調査井はカリシンビ火山地域、カバツワ地区に位置している。本調査井の掘削計画は添付資料- 8 に収録した。図 8-7 に井戸図面を示す。この調査井は ANSI C1.900 でデザインされている。

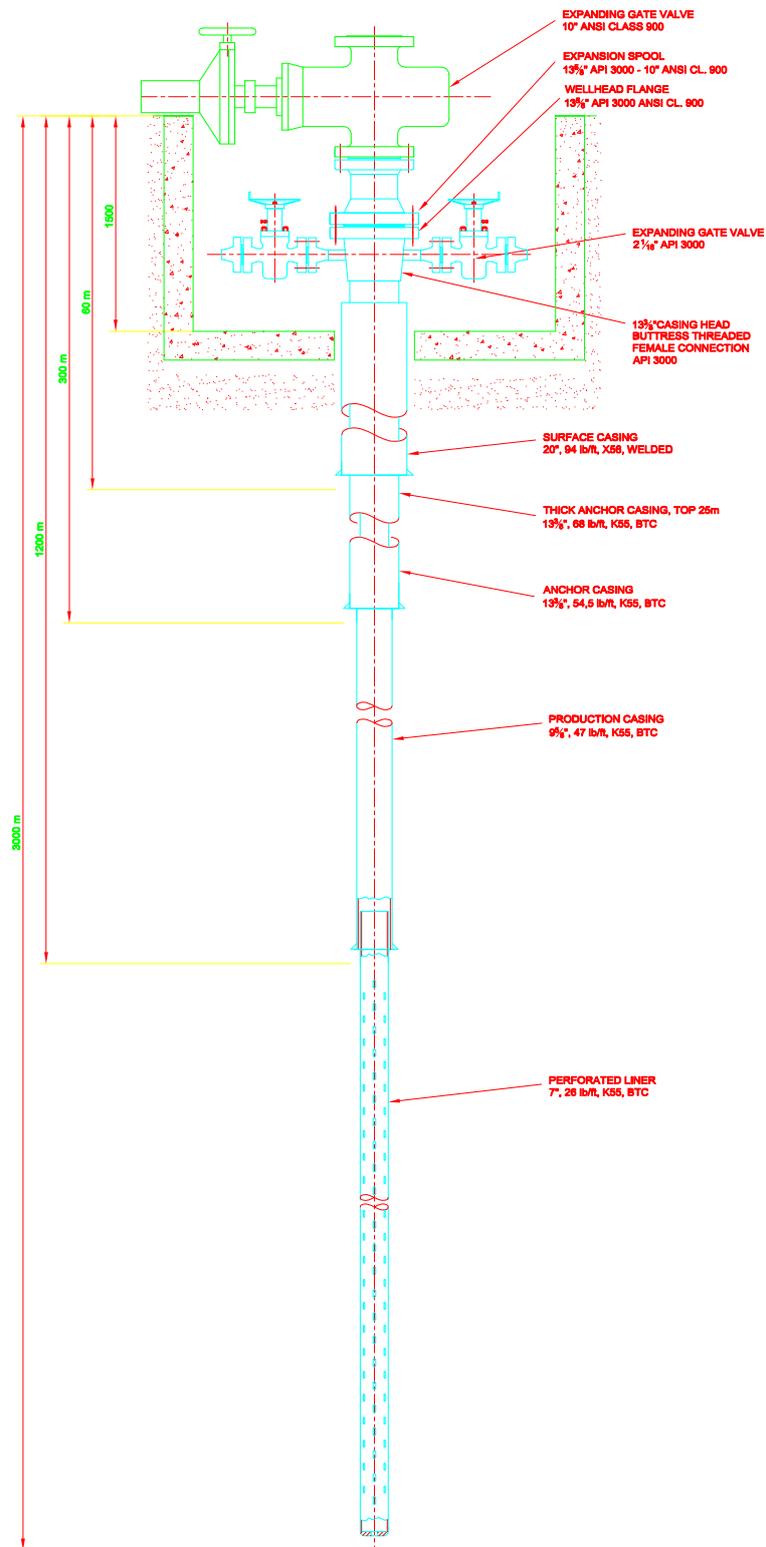


図 8-7 KW-01 の井戸図面

(出典：調査団作成)

(2) 低エンタルピー井

前述したように、2本目以降の坑井は低エンタルピー流体の坑井となる可能性がある。低エンタルピー坑井は、口径を大きくする必要があろう。図 8-8 に、坑内にポンプが据え付けられるように、口径を $\varnothing 13\frac{3}{8}$ "とした低エンタルピー井戸の例を示した。しばしば、深度数百 m へ水中ポンプを据え付けるために、径 $\varnothing 13\frac{3}{8}$ "の下部でライナーハンガーで固定した径 $\varnothing 9\frac{5}{8}$ "で可伸縮性のプロダクションケーシングを挿入することもある（テレスコピックデザイン）。

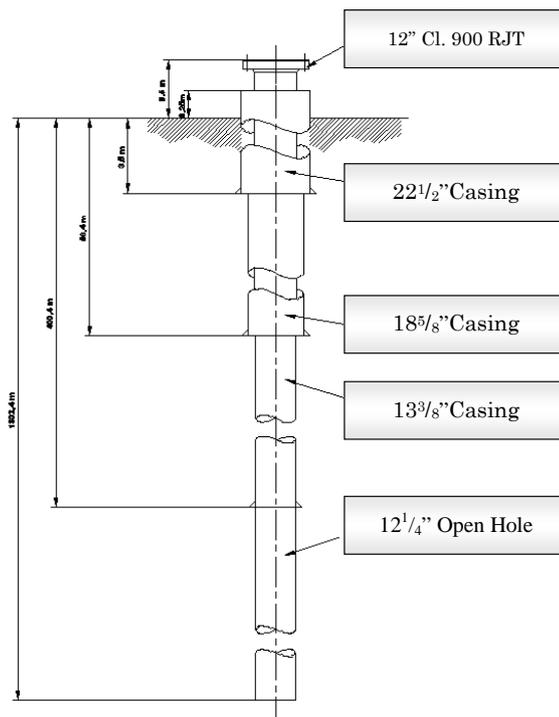


図 8-8 $\varnothing 13\frac{3}{8}$ "ケーシングを用いた低エンタルピー井

(出典：調査団作成)

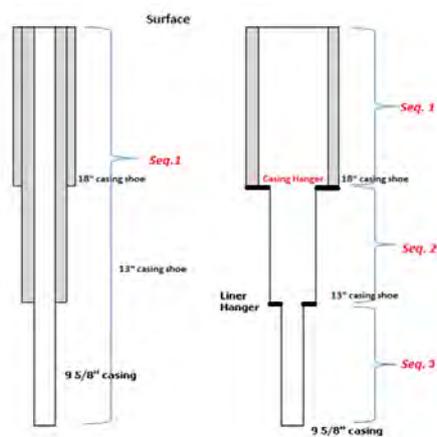


図 8-9 ケーシングのデザイン

(左：基本デザイン、右：テレスコピック；出典：調査団作成)

しかし、通常、適切な揚程と生産量に適合する電動式水中ポンプの据え付けには、径 $\text{Ø}13\frac{3}{8}$ " のケーシングが必要である。

表 8-6 に、ビットとケーシングの一般例を示した。

表 8-6 ビットとケーシングサイズの一般例

Wide		Narrow	
Ø12¼" Production Hole		Ø8½" Production Hole	
Ø12" Master Valve		Ø10" Master Valve	
ø18" Well Flange		ø12" Well Flange	
Ø18" – ø12" Expansion Spool		Ø12" – ø10" Expansion Spool	
<i>Bit</i>	<i>Casing</i>	<i>Bit</i>	<i>Casing</i>
Ø26"	ø24½"	Ø21"	ø18⅝"
Ø21"	ø18⅝"	Ø17½ "	Ø13⅜"
Ø17½"	Ø13⅜"	Ø12¼"	Ø9⅝"
Ø12¼"	Ø9⅝"	Ø8½"	Ø7"

(出典：調査団作成)

8.6.3 掘削計画

坑井掘削時には、下記の現象がしばしば発生する。

- － 逸泥 (Loss of Circulation: LOC)
- － 全量逸泥掘 (Blind Drilling)

加えて、掘削中は暴噴発生に常時注意を払う必要がある。暴噴の発生を最小限とするには、慎重な坑内水位のモニタリングをしつつ、常に坑井を掘削流体で満たしておく必要がある。

(1) 大量逸泥

通常、約 15 l/s (54 m³/時)以上の逸水が発生している場合、大量逸泥 (Extreme LOC) と呼んでいる。逸泥は、坑井掘削が地盤の亀裂帯に逢遭した場合などに発生する。小規模な逸泥は、泥水掘削を継続中に閉塞されることもある。逸泥が止まらない場合は逸泥防止剤やセメントあるいは薬剤などで適切に対処する。大量逸泥が発生したら、通常まず逸泥発生深度から「全量逸泥掘り」でさらに 20m から 50m ほど掘り進んで、逸泥量の変化と他の亀裂帯の存在の有無を確認する。セメンティングは有効な方法であるが、高価で対処に時間を要するので、まず他の対処方法が採用される。たとえば、泥水の比重を軽減する

ために圧縮空気を混合した掘削泥水等を用いる。あるいは、目詰まり効果を期待して繊維質材料や粒状材料を添加した泥水を用いることもある。これらが有効でない場合は、セメント、あるいは薬剤等で閉塞する。

逸泥対策セメンティングは、逸泥状況や坑内温度等によってセメントや添加剤の種類を決定し、適正な性状と量のセメントスラリーを逸泥層に送る。もしこのセメンティングが成功しない場合は、通常セメンティングによる逸泥防止は不適切と判断する必要がある。

このような場合は、一旦ドリルパイプスタンドを引く抜き、軽量セメント等の粉砕片を坑井に投入するか、あるいは（または同時に）水ガラス等によって逸泥ゾーンを仮閉塞した後、セメントスクイズを行う方法もある。

セメンティングが成功した箇所から下部を掘削する場合は、セメンティング箇所に損傷を与えないように、細心の留意が必要である。

逸水防止が困難な場合は、後述する「全量逸泥掘り」も採用されるが、地熱貯留層に到達する以前の逸泥層からの逸泥はなんらかの方法で軽減させる必要がある。

(2) 全量逸泥掘り

坑井掘削中に全量逸泥／逸水して掘削流体や掘削岩屑が地表にもどらない場合でも掘削を継続する必要がある場合、これを“全量逸水掘”と呼ぶ。全量逸水掘の場合、坑井内に存在する岩屑の量が不明であるため、しばしば掘削を中断してドリリングストリングスを2-3スタンド引き上げて、岩屑を坑底に沈殿させ、その沈殿深度を計測してみる必要がある。掘削中断時間は岩屑の沈殿時間によるので、その時間は、先に紹介した **Green Book** を参考に決定するのがふつうである、その後ドリリングストリングスを降下させて沈殿深度を推定し、さらに緩速度で掘削を再開し、岩屑を細粒化する。

全量逸泥は、地熱流体を賦存する地熱貯留層の亀裂帯に遭遇したことを意味することが多いので、この区間の“全量逸泥掘”は、通常、短時間／短掘削区間のみ行う。

8.6.4 坑井試験

坑井掘削完了し、坑口装置を閉塞すると、坑井の上部にガスが貯留してくる場合が多い。この場合、径 $\phi 2$ " のブリード弁から放出する必要がある。

ガス放出後、高エンタルピーの流体であれば自噴する可能性が高いが、低エンタルピーの流体の場合は、エアリフト法や揚水法により、自噴を促す対策を行う必要がある。

初期に噴出する地熱流体は、掘削に用いた大量の掘削泥水が混入しているため、原地熱流体の性質を示さないと考えられる。このため、原地熱流体を採取するために、1-2 か月間程度は解放放置する必要がある、さらに、生産曲線などの信頼性のあるデータを取得するため、坑井試験には2-6カ月の時間を投ずる必要がある。

坑井試験後の井戸は、坑井が自噴停止ないしは冷却しないように、完全に密閉するがブリーディング（少量放出）の状態にしておく必要がある。

第9章 課題と提言

9.1 電力開発計画マスタープランへ向けての準備

現在ルワンダ国では、カリシンビ地熱地区におけるF/S調査に先立ち、地熱発電を念頭においた全国電力開発マスタープランの実施が計画されている。これは、カリシンビ地熱地区で新たに開発予定の電力を考慮して、ルワンダ国全国の電力開発計画を立案しようとするものであると考えられる。

マスタープラン調査の実施に当たっては、電力需要を予測するための資料が不可欠である。電力供給は国家経済を支える基幹事業となるものなので、その需要変化は人口動向のみならず、国家経済開発計画と緊密にリンクするものと考えられる。従って、ルワンダ国の経済開発計画や産業育成計画など開発計画を示す資料があらかじめEWSAによって入手されれば有用であると考えられる。

一方、エネルギー資源に関して、現在のルワンダ国の主要発電設備容量は、水力約56%と石油火力約39%が全体の95%を占め、他はメタン発電が5%弱、太陽光発電が0.3%の内訳であるのに対して、ルワンダ国では2017年までに、水力25.6%、地熱25.8%、メタンガス32.0%及びピート16.6%とし、石油火力の全廃を目標としている(第3章参照)。これらエネルギー資源を評価するためには地熱はもとより、水包蔵量やメタンガスやピート資源の賦存量を評価する資料(データ)が必要となる。既存資料などがある場合、マスタープラン調査までに収集されることが望ましい。マスタープランではこれらの資料を基に、最適なエネルギーミックスの電力開発計画を策定することとなる。

また、地熱開発が行われた場合や水力やメタンガス及びピートを利用した発電所が新たに建設される場合には、その開発された電力を電力に接続する必要があり、それら発電所の発電出力容量に従って送変電計画が立案されるものと想定する。これらを検討するために、既存の送電線や発電所および変電所などの電気機器の仕様や定格、送電線ルートの資料等があらかじめEWSAによって収集されればマスタープラン策定に有用であると考えられる。

9.2 国家電力開発計画に係る事項

9.2.1 一般事項

(ドラフト)国家エネルギー政策及び戦略(2011年5月)によれば、2011年現在の発電設備容量96.44MW(発電可能容量は86.84MW)のところを、2017年までに追加設備容量1000MWの確保を目標としている。そのうち地熱発電開発については、2012年に坑口発電による10MWが予定され、以後2013年、14年、16年及び17年にそれぞれ75MWの開発が計画されている((ドラフト)電力開発戦略(2011-2017))。しかし、2014年までに予定されている地熱発電計画に関しては、現在のところ発電開始の目途は立っていない。

ルワンダ国では今後電力開発計画のマスタープラン調査が想定されているが、現実的な

電力開発計画の策定が望まれる。

9.2.2 地熱開発可能ポテンシャル評価に関する事項

カリシンビにおける地熱開発ポテンシャル評価は、ケニア国オルカリア地熱地区のポテンシャル評価を参考にして行われている。しかし、調査団が既存資料をレビューした結果、ケニア国オルカリアの熱源はフェルシクなマグマから成立しているのに対して、カリシンビ地熱地区はマフィックなマグマからなっていることが明らかになっており、熱源としての性質を異にしている可能性がある（第7章参照）。今回の調査井戸掘削結果によって、ポテンシャルの見直しが必要になるものと考えられる。なお、地熱調査井戸で評価される地熱貯留層状態は、調査井戸掘削時の掘削水によって水質やエンタルピーなどが乱されているので、その影響が十分排除できるまで養生する必要がある。半年以上の時間を要する場合もある。慎重な調査が必要である。

さらに、ルワンダ国全体では740MWeの開発ポテンシャルがあるとされているが(表4-7)、この評価値も上記と同様に、地質学的な背景が異なるケニア国のオルカリア地熱地区を参考にして求められている可能性がある。

想定されている電力開発計画マスタープランでは、ルワンダ国全体の開発可能ポテンシャルのレビューも必要になるものと考えられる。

9.2.3 カリシンビ地熱地区の開発アプローチ - 段階を踏んだ開発の必要性

前述のように、カリシンビ地熱地区では2017年まで310MWeの地熱発電開発を目標としているが、2013年7月に第1井の試掘が開始されたことを鑑みると、この目標は極めて挑戦的である。

一般に、地熱開発は、資源量評価や環境影響評価など、不確定な要素が多いため、これら进行评估しつつ、最適な投資となるようなアプローチがとられる。初期の過大あるいは過少投資は、資源の有効利用という観点からも好ましくないとされる(図9-1)。

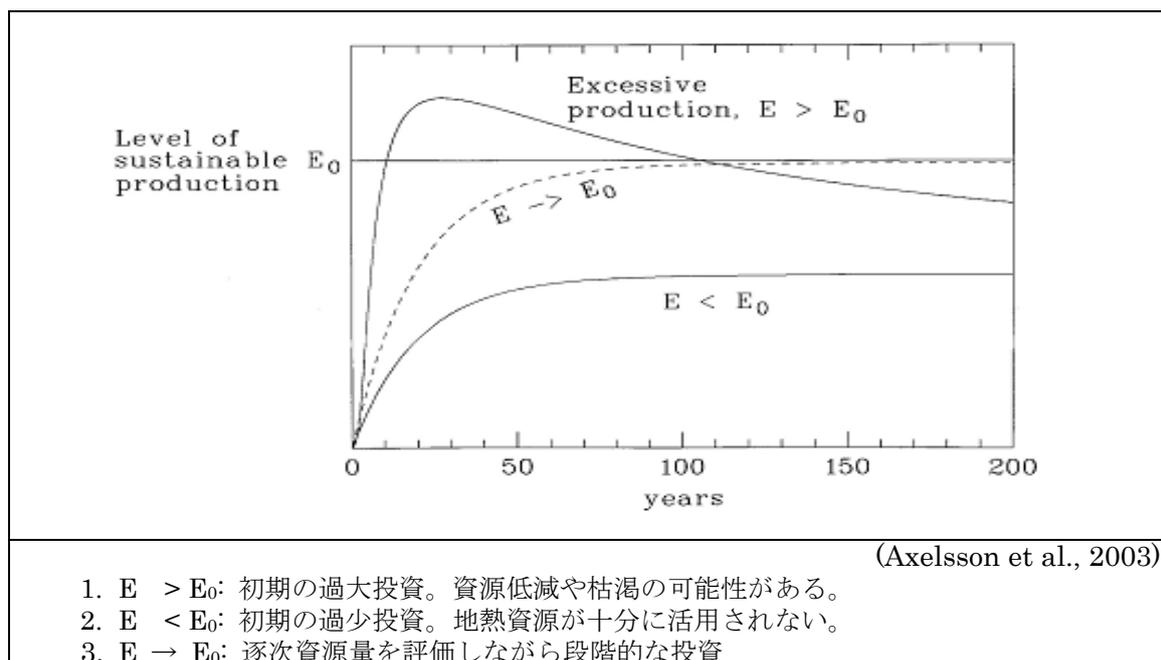


図 9-1 持続可能な地熱発電の考え方

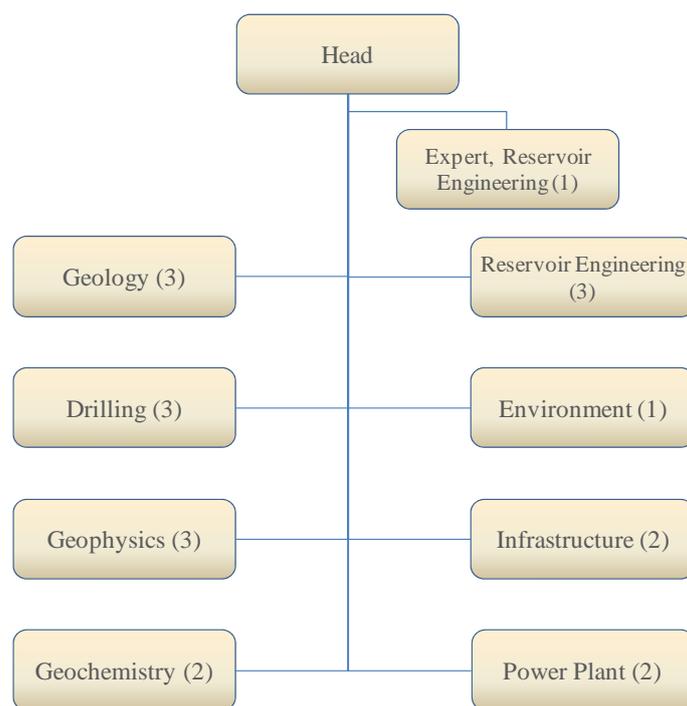
(出典：文献に基づき調査団作成)

通常、地熱開発は次のような時間軸で行われる；(1) 広域調査、地表調査：0.5年－2年、(2) 調査井掘削・評価：1-3年、(3) 環境調査：0.5-1年、(4) F/S調査：0.5-1年、(5) 基本設計調査・詳細設計：1-1.5年、(6) 調達・建設・試運転：3-4年、(7) 営業運転。すなわち広域調査開始から営業運転までは約6年間あるいはそれ以上の時間が必要であり、掘削が開始されたばかりにカリシンビ地熱地区の場合でも、本年度中(2013年)中に開発ポテンシャルが確認されたと仮定して約5年の期間が必要である。カリシンビ地熱地区に限らず、ルワンダ国で地熱開発を今後とも促進する場合には、上記時間軸を十分考慮した開発計画をすることが肝要である。

9.3 地熱開発担当チーム (GDU: Geothermal Development Unit)

9.3.1 組織現況

ルワンダ国の地熱資源開発は、EWSAに設けられた地熱資源開発ユニット(GDU: Geothermal Development Unit)が担当している。組織図を次図に示す。



- 1. All staff, except Head, are contract basis.
- 2. All are re-newed after the contact period.

図 9-2 地熱資源開発ユニット組織図

(出典：聞取に基づき調査団作成)

組織長とエチオピア人専門家を含めて総勢 21 人の組織となっている。このほか、ルワンダ国の地熱開発促進を精力的に指導してきたケニア人専門家が在籍していたが、2013 年 6 月に離職している。組織長以外は、すべての職員は期限付き契約ベースの雇用形態となっている。組織長によれば、雇用期間が終了すれば新規雇用者に交代するのが原則となっている。

9.3.2 組織強化に向けた課題

(1) 組織と職員

EWSA は、1976 年に設立された国家的公益事業体であり、そのミッションは、“顧客に対して安価(affordable)で持続可能(sustainable)な料金で、十分かつ高品質の水と電力を供給し、国家の社会経済に貢献すること”とされる。また、主な Objective として、“財政的自立性 (financial solvency) の達成”が挙げられている。さらに、主な責務として、“エネルギー資源の開発と調査を目的としたプログラムに関する活動の調整 (coordination)”、が挙げられている¹⁷。地熱開発技術を保有してポテンシャル調査を担当すべき職権 (と予算) が付与されていないように見える。

¹⁷ EWSA ウェブサイト (2013 年 7 月閲覧)

職員の最大の課題は、組織長以外はすべて期間限定契約ベースという雇用形態である。雇用期間が過ぎれば職員は基本的には新規交代が原則とされるので、技術習得者の定着や技術の継承は望めない形態となっている。地熱開発は時間を要する上、研修で習得できる知識のみならず長い経験を要する。また、ルワンダ国では、カリシンビ地熱開発地区の開発に続き、キニギ地区でも試掘が予定されている。また、南接するブルンジ国との国境に近いブガラマ地区でも 60MWe のポテンシャルが見込まれている。将来的にこれら地熱資源を開発するためには、技術の蓄積が不可欠であると考ええる。

以上の現状から、地熱技術を EWSA に蓄積するために、少なくとも GDU の技術セクション長は、貢献度に従って継続雇用の道を残すような雇用形態は必要になるものと考えられる。また、各国が研修などの技術支援を行う場合には、ルワンダ国の技術蓄積方針に整合した支援形態が必要になるものと考えられる。

(2) 資機材

ICEIDA-ISOR が実体顕微鏡を供与したほか偏光顕微鏡も供与する予定になっている。他、以下の様な基本的な調査用資機材が不足している。ただし、熟練を要する機器については、ルワンダ国の要員計画・技術蓄積計画と合わせて検討する必要がある。

表 9-1 必要な基本的な地熱調査機器

基本機器	地質分析機器	物理探査	地化学探査	化学分析機器
GPS	<u>X線回折装置</u>	<u>MT 調査機器</u>	デジタル温度計	<u>ICP 発光分析装置</u>
-	加熱顕微鏡 (流体含有物調査)	<u>TEM 調査 機器</u>	pH メータ	<u>原子吸光分析装置</u>
-	-	<u>重力計</u>	電気伝導度計	<u>ガスクロマトグラフ</u>
-	-	-	地下水位計	<u>分光光度計</u>
下線：操作解析に習熟を要する機器				

(出典：調査団作成)

カリシンビ地熱地区の PTS 検層や坑井試験は、ケニア国の GDC 社 (Kenya Geothermal Development Company 社) が実施することになっているが、坑井検層や坑井調査機器 (噴気試験など) などの調査機器を EWSA が保有すべきかどうかは、ルワンダ国の要員計画・技術蓄積計画と関連して十分に検討を要する課題である。

(3) 技術支援 (技術アドバイザー)

長くルワンダ国の地熱開発を指導してきたケニア人技術者が離職したため、以下の様な技術アドバイザーが必要となっている。

- 地熱開発アドバイザー

- カリシンビ地熱開発推進
- ルワンダ国地熱開発計画

なお、掘削アドバイザーはアイスランドの Reykjavík Geothermal 社から 24 カ月の予定で派遣されており、また坑井地質技術者は ICEIDA-ISOR から 6 カ月の予定で派遣されている。坑井地質技術者は坑井試験のアドバイスも担当することになっている。ただし、GDU の組織長は坑井試験結果も含めた情報を解析して行う下記アドバイスも必要であるとしている。

- 地熱貯留層評価・ポテンシャル評価アドバイザー

また、プロジェクト全体を統括するプロジェクトマネージャーの雇用やプロジェクト管理アドバイザーも必要と考えられる。

9.4 バイナリー発電に関して

既往調査より、カリシンビ地熱地区の熱水の温度は 150°C程度と推定されている。70°C～150°Cの地熱流体（蒸気または熱水）は、一般にバイナリー発電に向いているとされる。地熱開発計画の策定は、現在進行中の試掘調査の結果を参考に行われると想定される。ここでは現時点で想定される事項を述べる。

バイナリー発電は、水よりも沸点の低い媒体を蒸発させ、その媒体蒸気でタービンを回転させるものである。その媒体の種類により大きく 2つのサイクルに分類される(表 9-2)。仮に 150°Cの熱水を得た場合は、発電効率はランキンサイクル方が高い。

表 9-2 バイナリー発電の種類

バイナリー発電	媒体	地熱流体温度 (°C)
ランキン サイクル	ペンタン、ブタン、代替フロン等の不活性ガス	150-100
カリナ サイクル	水・アンモニア混合	100-70

(出典：調査団作成)

2005 年から 2010 年に新たに設置されたバイナリー発電所の一覧を下表に示す。設備容量は 0.2MW といった小規模ものから 50MW の大規模なものまで、資源の状況に合わせたシステムが設置されている。

バイナリー発電のシステムは大小様々であるものの、単機容量は 20MW 以下といわれる¹⁸。

¹⁸表 9-3 の一部に単機容量が 20MW を超えるものもあるが、個別に確認する必要があると思われる

表 9-3 2005 年～2010 年の新規バイナリー発電

Country	Plant Name	Unit	COD	Installed Capacity (MW)
Turkey	Dora	2	2010	9.5
USA	Chena	3	2009	0.3
Germany	Bruchsal	1	2009	0.5
USA	North Brawley	1-7	2009	7
USA	Faulkner	1	2009	50
USA	Salt Wells	1-2	2009	12
USA	Stillwater	1-4	2009	12
USA	OIT	1	2009	0.3
Austria	Simbach Braunau	1	2009	0.2
USA	Thermo Hot Spring	1-50	2009	0.2
USA	Rocky Mountain	1	2009	0.2
El Salvador	Berlin	4	2008	9.4
USA	Herber South	1	2008	10
Turkey	Kizildere Binary	1	2008	6.8
USA	Raft River	1	2008	15.8
New Zealand	KA24	1	2008	8.3
Germany	Landau	1	2008	3
USA	Lightening Dock	1	2008	0.2
New Zealand	Ngawha2	1	2008	15
USA	Galena III	1	2008	27.5
France	Soultz-sous-Forets	1	2008	1.5
Germany	Unterhaching	1	2008	3.4
Guatemala	Amatitlan	1	2007	24
New Zealand	Mokai 1A	1	2007	17
USA	Galena II	1	2007	15
USA	Blundell I	2	2007	11
USA	Chena	1-2	2006	0.2
Turkey	Dora	1	2006	7.4
USA	Gould	1-2	2006	5
Japan	Kirishima Geotherma	1	2006	0.2
USA	Desert Peak II	1	2006	23
Japan	Hachobaru	3	2006	2
New Zealand	Mokai 2	2-5	2005	5
USA	Richard Burdett	1-2	2005	15
New Zealand	Binary	15-16	2005	8

(出典：R.Bertani, 2012¹⁹ Table10 より)

¹⁹ Ruggero Bertani (2012) Geothermal power generation in the world 2005-2010 update report, Geothermics

バイナリー発電の各メーカーは発電効率の高いシステムの開発を進めている。下記に 250°C の熱水資源を用いたオーガニックランキンサイクルで 10.5MW の発電を行っている実例を示す（出典：Kaplan, 2007²⁰）。

Project:	Pico- Vermelho, Sao Miguel
Steam Inlet Temperature (°C):	151
Steam Flow Rate (t/h):	74.86
Brine Inlet Temperature (°C):	161.3
Brine Flow Rate (t/h):	346.74
Plant Net Power (MW):	10.5

このシステムでは、約 250°C の地熱資源をセパレーターで分離し、分離された地熱蒸気は媒体蒸気発生用の熱交換器に送られ、一方地熱流体（液相）は媒体の予熱器に送られている。このシステムで使用されている約 250°C の流体のエンタルピーは約 1040kJ、流体生産量は約 421.6 t/h (117 kg/s) である。一方、カリシンビで生産される地熱流体を約 150°C（液相）と想定するとそのエンタルピーは約 632kJ となり、上記例の約 60% である。このため、同程度（10MWe）発電量を確保するためには約 700t/h (195 kg/s) の地熱流体を生産する必要があると概算される。目安としてこの生産量(700t/h)は、掘削揚水計画揚水量 120 m³/h の約 6 倍程度の量である。

²⁰ Uri Kaplan (2007): Organic Rankine Cycle Configurations, Proceedings European Geothermal Congress 2007

添付-1

インセプション会議資料集

The Data Collection Survey on Geothermal Development in Rwanda

Inception Report Meeting

On 21st March, 2013

At the board room, EWSA Head Quarters, Kigali, Rwanda

Participants: as attached

1. The chairperson, Ms. Uwera Rutagrama, Head of Geothermal Development Unit, opened the meeting by inviting the self-introduction of the participants.
2. The chairperson welcome the team and she made a brief explanation of Geothermal Development Unit of EWSA including the recent various activities of the geothermal development in Rwanda, and finally she addressed on how this meeting should proceed for useful cooperation for smooth implementation of the exploratory well drilling. She, then, invited the Team for the presentation.
3. Mr. Takahashi thanked for her introduction and made his presentation with the slide prepared (Appendix-I). The confirmation and/or discussions during his presentation were as follows:
 - (a) Three 3000m wells are to be drilled in Karisimbi.
 - (b) BGR Report 2009 includes a lot of information; the previous reports include the data that are not included in the other report; therefore the Team is requested to go through all the reports.
 - (c) The study report WGC 2012 (written by Ms. Uwera) should also be referred to, because it is helpful to understand the project.
 - (d) Work plan is still changing because the drilling (commencement) date is not fixed yet. Once other procurement schedule is fixed, the work plan will be ready, probably within a week.
 - (e) Timely decisions are required if something happens on site. Real time communication, such as using skype, should be made for timely decision.
 - (f) Reporting formats will be discussed with Reykjavik Geothermal and/or drilling contractor. Such format will be made available to the Team by the time of the next visit.
 - (g) The reports will be uploaded to an internet common server so that parties concerned can access the information with a password to be set.
 - (h) A question was made on the timing of the reports from the Team, if the drilling

progress should be delayed. At this moment the contract period of the Team with JICA will end at the beginning of August, 2013. The team informed that the team is not in the position to decide the change of the contract period.

- (i) Fault locations are important to decide the well position. Gravity data is available slightly outside of the target area.
- (j) The site visit schedule made through the coordination of Ms. Nishigori of JICA was confirmed among the parties participated.

4. Presentation was given by EWSA regarding geological settings and geothermal potential (Appendix-II).

5. Prof. Muraoka made a presentation (Appendix-III).

- (a) Empirically speaking, thick sinter deposits and boiling water should be observed in geothermal prospecting areas, as a case of Peru shown in his slide.
- (b) If an up-flow should be expected, the spring of 76 C still gives a hope that 250 C may be obtainable below 2000m deep.
- (c) There are many lakes along the west branch of the rift valley. The water may mask the evidence of the geothermal potential in that area, by a kind of cooling effect.
- (d) Regarding neutral buoyancy depth of magmatic heat sources, empirically in a contraction tectonic field the heat body is shallower than that in an extensional tectonic field, because the host rock is compacted to a higher density in the contraction tectonic field; as is observed in the geothermal field in northeast Japan (under contraction tectonic field) and south west Japan (under extensional field). Here in this volcanic zone of Rwanda, the magma is basaltic of high density in the extensional rift valley tectonic field; which render the magma chamber could be deeper in this region. EWSA pointed out that there are evidences of differentiation that may indicate that the magma is not a primitive basaltic magma; that could result in shallower magma body in the region.
- (e) The Professor pointed out that a reliable logging tool should be used to obtain reliable field data.
- (f) As conclusions, the geothermal potential in Rwanda is not so optimistic, but possibly due to the mask effect of the lakes along the rift valley, there could be possibilities that the exploratory wells may encounter geothermal sources.
- (g) Discussions made after the presentation are as follows:

- ① EWAS informed that there are a lot of boiling points in Cong side. In Uganda, there are hot springs on the surface, but drilling wells did not encounter geothermal fluid sources. Things are complicated.
 - ② There is a hot spring of 76C near Lake Kivu in Gisenyi. The temperature of 0.75 m below the ground is almost 100 C. But, the heat source is not known. Gisenyi hot spring is far from Karisimbi where the heat source is known.
 - ③ The top of Karisimbi is 4500m and Gisenyi 1500; the elevation difference is about 3000m.
 - ④ Surface water flow one direction whereas the groundwater flows the other direction in Karisimbi area; hydrogeology is so complicated.
 - ⑤ Shallow wells were not drilled because those wells provide information of shallow depth only; they do not provide information of deep depth as experienced in Uganda. Mobilization cost for drilling of some shallow wells will be similar to the cost of a deep well; and the information from the shallow well may not be helpful.
 - ⑥ By logging, EWSA wants to know temperature, pressure and fluid composition only; fancy thing come later. We should know where we are in middle of Africa. Drilling and testing equipment so far available in Africa is in Kenya. This stage is not a time to bring fancy things from other European countries of Japan. EWSA now want to decide they should go ahead or not by conducting initial exploration. Complicated things should come later.
- (h) At the end of the meeting the team informed that they should be responsible for confidentiality of any information obtained through the work they undertake; and the team would use the data and information only for the purposes of this project.
- (i) The meeting set the time of the meeting of the next day from 9:00 am, at the geothermal development unit.
- (j) The chairperson closed the meeting.

List of Participants

No.

Date

DATA COLLECTION SURVEY
ON GEOTHERMAL DEVELOPMENT
IN RWANDA

IC/R Meeting 21 - March - 2013

NAME Organisation Position

1	Shinya TAKAHASHI	Study Team	Team Leader
2	Hirofumi MURAKA	Hirofumi Hirosaki Univ.	Prof.
	Hannes SVERRISSON	(Mannvit)/StudyTeam	Drilling Engineer
5	Eugène KARANGWA	EWSA	Reservoir Scientist
	Satoko NISHIGORI	JICA	Program Manager
	UERA RUTAGARAMA	EWSA	Head GDU
	Toshiyuki Hayashi	EWSA/JICA	Senior Advisor
	Placide NKUNZWE NIMANA	JICA RWANDA	Program officer
	Stephen A. Oricha	EWSA	Geothermal Consultant
10	SAXI NDI Gaetan	EWSA	Geophysicist/GDU
	UWASE Alice	EWSA	Environment Section
	Yihayis AMDEBRHAN	EWSA	Reservoir engineer
	NGARUYE Claude	EWSA	Geologist
	HAGANSE Gilbert	EWSA	Geochemist
15	Aimable Hasinshuti	EWSA	Drilling Eng

End of Doc.

DATA COLLECTION SURVEY
ON
GEOTHERMAL DEVELOPMENT
IN RWANDA

APPENDIX-I

1

INCEPTION REPORT

MARCH, 2013

JAPAN INTERNATIONAL
COOPERATION AGENCY (JICA)
NIPPON KOEI CO., LTD

Japan International Cooperation Agency (JICA)

Nippon Koei Co. Ltd, Tokyo

*** Location ***

2



Japan International Cooperation Agency (JICA)

Nippon Koei Co. Ltd, Tokyo

00. Introduction of the Survey Team

3

	Name	Position/Assignment	Organization
1	Mr. Shinya TAKAHASHI	Team Leader/Geologist	Nippon Koei Co., Ltd.
2	Dr. Hirofumi MURAOKA	Geochemist	Nippon Koei Co., Ltd. (Prof. , Hirosaki Univ, Japan)
3	Mr. Hannes SVERRISSON	Well Drilling Engineer	Nippon Koei Co., Ltd. (Mannvit Engineering, Iceland)
4.	Dr. Masako TERAMOTO	Geothermal Reservoir Engineer	Nippon Koei Co., Ltd (Self-financed by NK)

Japan International Cooperation Agency

Nippon Koei Co. Ltd, Tokyo

01. Contents of Presentation

4

Location

- 00. Introduction of the Survey Team
- 01. Contents of Presentation
- 02. Background – Our Understanding
- 03. Geothermal Potential – Our Understanding
- 04. Purpose of the Survey
- 05. 1. Overall Work Schedule
 - 2. Revised overall schedule to be discussed
- 06. Information to be required
 - 1. General Information
 - 2. Information on Geothermal Potential
 - 3. Information on Exploratory Well Drilling
 - 4. Discussions
- 07. Communication through e-mail
- 08. Report Preparation
- 09. Proposed Activities of the First Visit in Rwanda
 - 1. Time Table
 - 2. Request
 - 3. Activities

Japan International Cooperation Agency (JICA)

Nippon Koei Co. Ltd, Tokyo

02. Background - Our Understanding

5

- Insufficient electricity power supply, i.e. **installed capacity of 96.44 MW**, only 14% of household are connected to the grid;
- Planned electricity generation of **1000MWe by 2017**;
- Estimated **740MWe geothermal potential** available in Rwanda;
- Accelerated development of geothermal resources of **310 MWe in Karisimbi and Kinigi by 2017**;
- Data and Final Report Validation Workshop in January 2013 → **three 3000m exploration wells** to be drilled in Karisimbi prospect

03. Geothermal Potential – Our Understanding

6

1. Rwanda Geothermal Resources Potential (MININFRA, 1/12/2011)

	Karisimbi	Gisenyi	Kinigi	Bugarama	Others	Total
Resource Potential (MWe)	320	200	120	60	40	740
Target Generation by 2017	160	150	-	-	-	310

2. Final Report (UniServices, 15 October, 2012)

The area (Karisimbi, Gisenyi and Kinigi) does **not show the characteristics of a high temperature convective geothermal system.**

3. Data and Final Report Validation Workshop (9-10 January, 2013)

The Karisimbi Volcanic **area shows evidence of a differential magma chamber** which is a very positive indicator that could sustain a **convective geothermal system.**

The models generally show 1st high resistivity zone, 2nd lower resistivity zone (alteration), a 3rd higher resistivity zone (reservoir) and a deep low resistivity zone (heat source), in descending order.

Three 3000m exploration wells are to be drilled in Karisimbi.

04. Purpose of the Survey

7

1. To review/update information on national energy and geothermal resources;
2. To review technical issues on exploration well drilling and well testing, based on the existing documents, and technical reports to be prepared during the drilling;
3. To review the geothermal development approached in Rwanda;
4. To prepare/organize basic information with which JICA could work out strategy of assistance to Rwanda in geothermal development;

05. Overall Work Schedule

1. Original

8

Items	2013					
	3	4	5	6	7	8
Works in RWANDA	■				■	
Works in Home Countries	□	□				
Report	Inception Report		Progress Report		Draft Final Report	Final Report

Note: Works in home countries are intermittent as necessary.

- Work in Rwanda:
 - First: from 20th March, 2013 to 7th April, 2013;
 - Second: from 24th June, 2013 to 3rd July, 2013.



05. Revised overall schedule

2. To be discussed

9

- Our Present Contractual Conditions
 - Period: 1st March – 30th August, 2013
 - Final Report: by 16th August, 2013
- Please Discuss on the timing of 2nd and 3rd visit within the above conditions, subject to the final approval by JICA-H/O.

Year/Month	2013						
Items	3	4	5	6	7	8	
Works in RWANDA	1 st []	2 nd [A OR B]			3 rd []		
Works in Home Countries	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]
Report	Inception Report		Progress Report		Draft Final Report		Final Report

Note: Works in home countries are intermittent as necessary.

- Requests beyond the above conditions need approval from JICA head office.

06. Information to be required (1/4)

10

1. General information;

1. National development plan
 1. Vision2020 (July, 200) → already made available
2. Poverty Reduction Strategy Paper;
 1. Economic Development & Poverty Reduction Strategy 2008-2012 → already made available
3. National Electric Development Plan;
 1. National Energy Policy and Strategy (May, 2011) → already made available
 2. [DRAFT]Electricity Development Strategy 2011-2017 (June, 2011) → already made available
4. Geothermal Development plan;
 1. Rwanda Geothermal Resources Exploration and Development for 2011-2017 → already made available
 2. Rwanda Geothermal Resources Potential (1/12/2011) → already made available
5. Project lists for electric development; → yet to be available

→ Please provide others that may be useful for understanding electric energy development in Rwanda.

06. Information to be required (2/4)

11

2. Information on Geothermal Potential

1. Geoscientific Survey of the Rwandan Kalisimbi, Gisenyi and Kinigi Geothermal Prospects (UniServices, 15-October, 2012) → already made available
2. Data and Final Report Validation Workshop (9-10, January 2013) → already made available

→ Please provide others that may be useful for reviewing exploration well drilling and well testing

06. Information to be required (3/4)

12

3. Information on Exploratory Well Drilling (Chap. 4.2 of IC/R)

Please provide, but not limited to, the following information

1. The technical specification given to the contractor/s;
2. The work plan/s submitted by the contractor/s;
3. Progress reports to be submitted by the contractor/s;
 1. Weekly (technical) report,
 2. Monthly (technical) report,
4. Other technical reports already submitted and/or to be submitted by the contractor/s ;
5. Others as necessary

Discussion:

→ Formats, Timing

06. Information to be required (4/4)

13

- Discussion is necessary for:
 - **Format:**
 - ✦ To maintain speedy communication, the formats already proposed by the SV-consultants/ contractors should be utilized;
 - ✦ We would like to review the formats.
 - **Timing:**
 - ✦ Weekly (report) as regular basis;
 - ✦ Monthly (report) as regular basis;
 - ✦ Any time as required.

7. Communication through e-mail

14

- As the Team will not be continuously present in Rwanda, communication will have to be made through e-mail:
- Please nominate persons in charge (one directly in charge, other 2-3)
 - **Address to :**
 - **CC (1) to :**
 - **CC (2) to :**
- **The Team:**
 - **Address to:** TAKAHASHI Shinya : a2604@n-koei.co.jp
 - **CC (1) to :** Hannes SVERRISSON : hannes@mannvit.is
 - **CC (2) to :** TERAMOTO Masako : a6643@n-koei.co.jp

08. Report Preparation

15

Report	Contents	Submission Schedule
Inception Report (IC/R)	<ul style="list-style-type: none"> • Review results of recent reports on geothermal potential • Approach of the Study 	To be delivered directory to EWSA when the Survey Team is in Rwanda, in the middle of March 2013.
Progress Report (P/R)	<ul style="list-style-type: none"> • Technical recommendation of well drilling and well tests • Strategy/direction of the well drilling/testing to be agreed upon with the counterpart 	To be delivered through e-mail followed by a courier service, toward the end of May 2013.
Draft Final Report (DF/R)	<ul style="list-style-type: none"> • All outputs of the Study 	To be delivered through e-mail followed by a courier service, in the Middle of July 2013
Final Report (F/R)	<ul style="list-style-type: none"> • All outputs of the Study (comments are in cooperated) 	To be submitted to JICA Head office, at the beginning of August 2013

09. Proposed Activities of the First Visit in Rwanda (1/3)

1. Schedule

16

Nos of days	Date	TAKAHASHI S. (Team Leader/Geologist)	Dr. MURAOKA H. (Geo-Chemist)	H. SVERRISSON (Well Drilling Advisor)	Accommodation at	
1	3/19 Tue	NRT-DHA (QR805, 2230-04:30)		Reykjavik(KEF)-AMS (FI502, 07:40-08:05)	Flight	
2	3/20 Wed	DOH-KGL (QR536, 07:30-1355)		AMS-KGL(KL535, 10:05-1910)	Kigali	
3	3/21 Thu	Meeting With JICA, EoJ, EWSA (if required), Reykjavik Geothermal Co.,				Kigali
4	3/22 Fri	Meeting/data collection as necessary				Kigali
5	3/23 Sat	Data review, planning of site inspection, etc				Kigali
6	3/24 Sun	Data review, Planning of site inspection, etc				Kigali
7	3/25 Mon	1. Moving to Karisimbi (2.5 rs); 2. Site inspection in Karisimbi; 3. Checking in the Hotel in Ruhengeri.				Ruhengeri
8	3/26 Tue	1. Site inspection in Karisimbi, Kinigi (and/or Gisenyi)				Ruhengeri
9	3/27 Wed	Morning: 1. Checking out; 2. Moving to Kigari (2.5hrs); Afternoon: 1. Meeting with EWSA, RG (Brief Reporting); 2. Reporting to JICA (Brief Reporting) Evening: KGL-AMS(KL 535, 20:20-06:45)				Kigali
10	3/28 Thu	(no good connection flight)		AMS-Reykjavik (FI503, 14:00-15:10)	Kigali	
11	3/29 Fri	KGL-DOH (QR537, 1450-23:05)	KGL-DOH (QR537, 1450-23:05)			
12	3/30 Sat	DOH-NRT(QR804, 01:50-1750)	DOH-NRT(QR804, 01:50-1750)			

09. Proposed Activities of the First Visit in Rwanda (2/3)

2. Request

17

1. The Team would like to conduct a **reconnaissance site survey** is to familiarize ourselves with site conditions.
2. The Survey Team would like **to request an engineer who is familiar with the site conditions to accompany the Survey Team** for the site reconnaissance survey.

The Survey Team will conduct such activities on site as, but not limited to, the followings:

09. Proposed Activities of the First Visit in Rwanda (3/3)

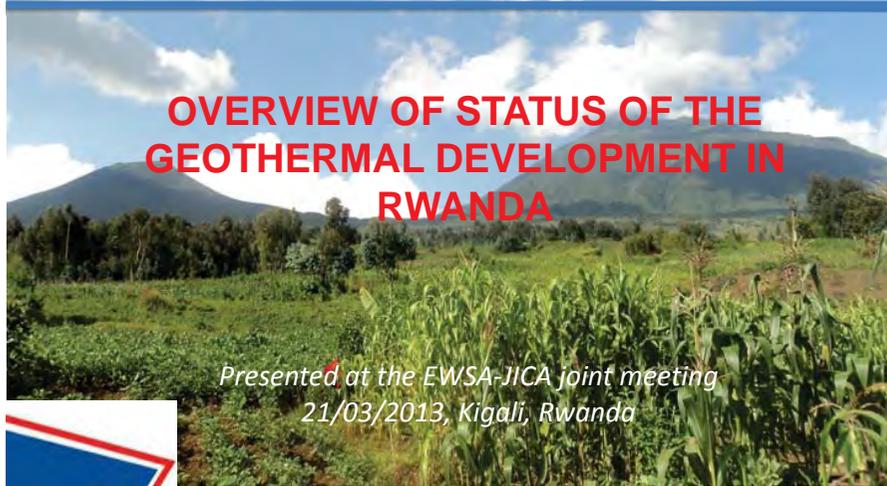
3. Activities

18

1. To confirm geographical conditions on site;
2. To observe typical rock types and fractures (volcanic, granitic/gneissose rocks);
3. To observe typical geothermal manifestations such as:-
 1. Hot springs, gas
 2. Calcite at Mufambo,
 3. Travertine near Musanze,
 4. Other evidence of hydro-thermal alteration,
 5. Others as recommended by EWSA,
 6. (Temperature, EC, pH may be measured at spring sites. No other specific detailed field testing will be conducted on site)
4. To observe drilling site conditions (working condition, environmental conditions)



OVERVIEW OF STATUS OF THE GEOTHERMAL DEVELOPMENT IN RWANDA



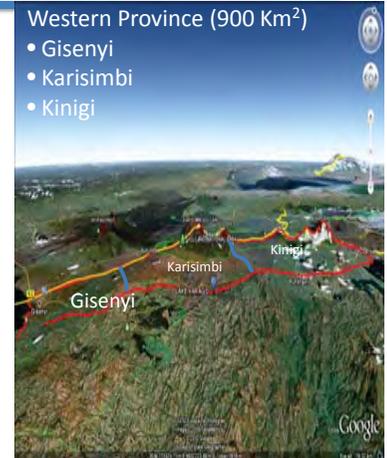
Presented at the EWSA-JICA joint meeting
21/03/2013, Kigali, Rwanda



Outline



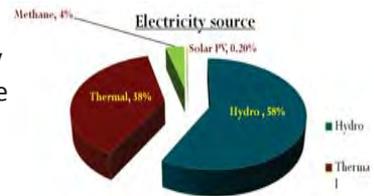
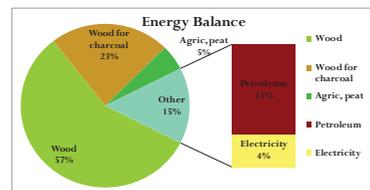
1. Why Focus on geothermal?
2. Geological & Structural settings
3. Surface manifestations
4. Previous studies
5. Current & future plans
6. Challenges
7. Conclusion



Why Focus on Geothermal



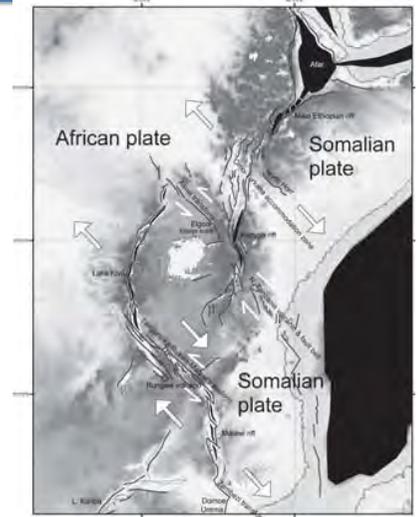
- ❑ Low access to electricity (needs to be increased to over 70% by 2017)
- ❑ Low electricity generation capacity of approx. 100MW
- ❑ Highest electricity costs in the region
- ❑ Over 300 M We expected from geothermal resources by 2017
- ❑ Commitment of the GoR to diversify the sources of energy & to lower the risks of geothermal exploration
- ❑ Ready market for base load generation



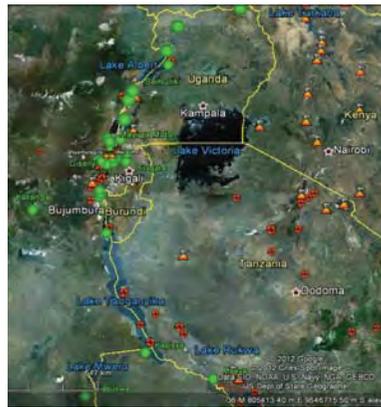
Geological settings



- Virunga massif:** explosive volcanism
- ❑ Pyroclastics (volcanic ash, lapilli & bombs), lahars;
 - ❑ Recent to active volcanoes ; adventive cones/craters;
 - ❑ Active NW-SE extension due to movement of African and Somalia plates that creates faults
 - ❑ NS, NW-SE and NE-SW normal faults that control fluid flow (springs)
 - ❑ 2 potential zones: Bugarama graben & Virunga massif



Geothermal manifestations



Gisenyi
(74°C)



Mashyuza
(54°C)



Geothermal manifestations

- Hot Springs,
- Warm Springs,
- Cold and mineralized springs,
- No fumaroles, no mud pools, no hot grounds

Geothermal manifestations

Qz and Na/K geothermometry temperatures for selected springs in Virunga geothermal prospect, Rwanda (Egbert, 2009)

Location	Quartz °C	Sodium- Potassium Na/K	Likely temperature
Mbonyebyombi	110	152	110-130
Mpatsi	129	213	130-150
Karago	126	147	120-140
Gisenyi	107	175	105-130
Iriba	109	123	110-120
Nyakageni	113	262	110-140



Previous studies



- 1982:** BRGM identified Gisenyi and Bugarama as potential sites for geothermal resources with temperatures over 100 °C.
- 2006:** Chevron indicated that Reservoir T in Bugarama & Gisenyi to be in excess of 150 °C & concluded that Gisenyi most promising prospect
- 2007-2009:** Reconnaissance studies in the range of volcanoes (BGR, MININFRA, MINIRENA, KenGen, Icelandic Geosurvey (ISOR) & the Spanish Institute for Technology and Renewable Energies (ITER)
- 2009:** **Additional geoscientific surveys & baseline EIA in the Karisimbi Prospect (KenGen)** Recommendations: EIA, Detailed geology, micro-earthquake data collection & 3 exploratory drilling wells.





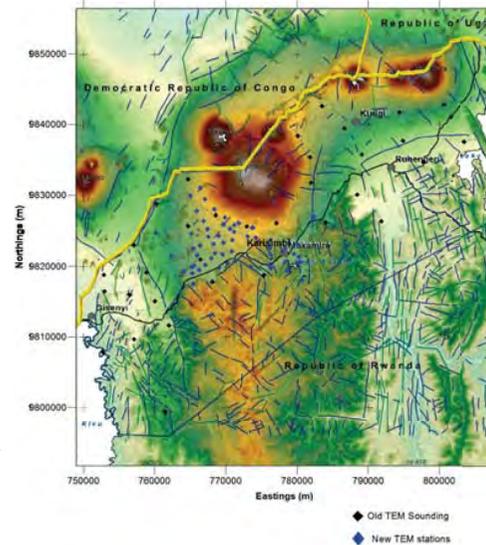
Previous Studies



2007 & 2010:

Geo-scientific data acquisition in Gisenyi, Karisimbi & Kinigi Geothermal prospect

- ❑ Outcome: the most promising site is the southern slopes of Karisimbi volcano



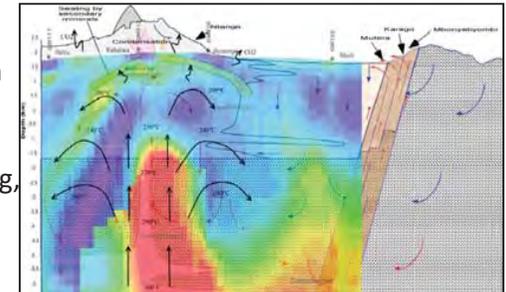
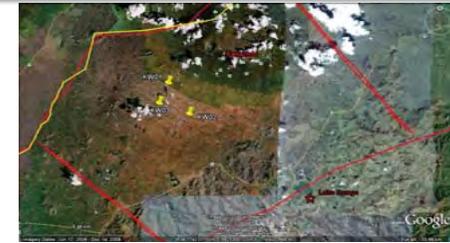
Previous Studies



2010: BGR & KenGen Concluded that a HT geothermal system may exist on the southern slopes of Karisimbi volcano & 3 potential sites for drilling of exploration wells were identified;

2011-2012: Surface exploration by Uniservices- 3 drilling sites were proposed

2012: Camps & drill areas sitting, access road and water supply assessment by EWSA Staff



9-10/1/2013: 3 drilling sites were decided



Ongoing Activities and future plans



- ❑ Continuous data acquisition & evaluation (upgrade of conceptual model)
- ❑ Detailed ESIA & Environment Management Plan (EMP)
- ❑ Development of legal & regulatory framework;
- ❑ Development of geothermal development policy;
- ❑ Preparation of the required infrastructure before exploration drilling – access roads, water system & drilling pads
- ❑ Drill 3 exploration wells in each of the geothermal prospects starting with Karisimbi in April 2013
- ❑ If exploration drilling is successful, production drilling in Karisimbi & other prospects (4x75 MWe power plants)
- ❑ Design & construction of 10 MWe well head generating units in Karisimbi and Kinigi;
- ❑ Surface exploration for the Bugarama prospect.

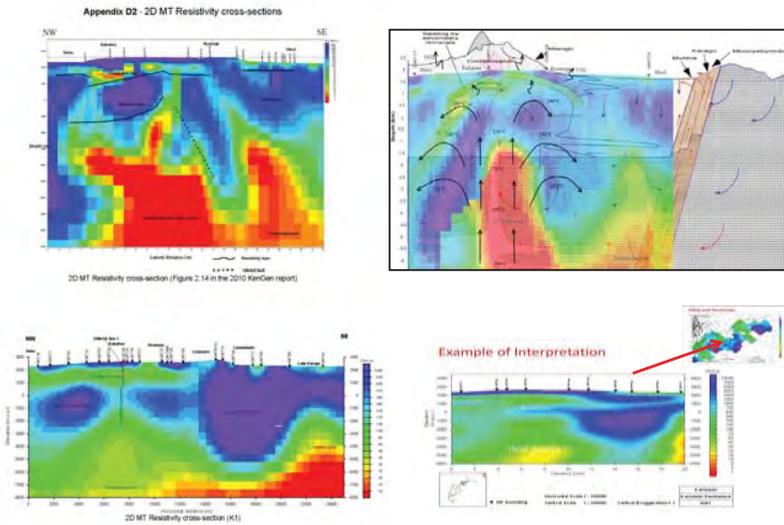


Challenges

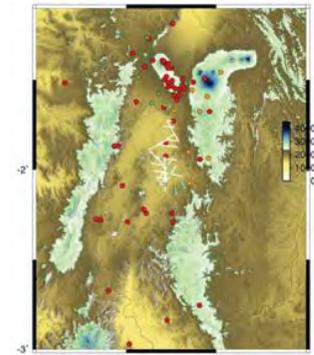


- ❑ Results of studies depend on who & when. This creates confusion among decision makers
- ❑ Harmonized conceptual models
- ❑ What are the targets for drilling exploration wells

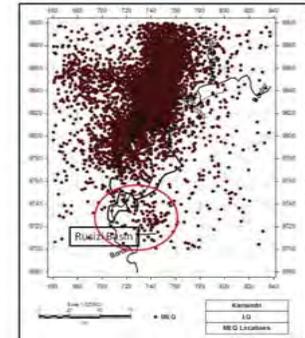
Sometimes results depend on who & when ?



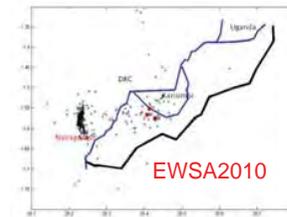
Seismic studies



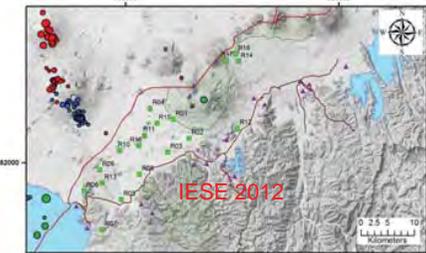
Ebinger 2012



Goma Observatory

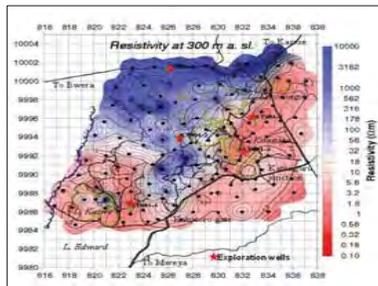


EWSA2010

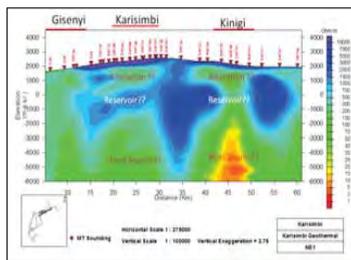
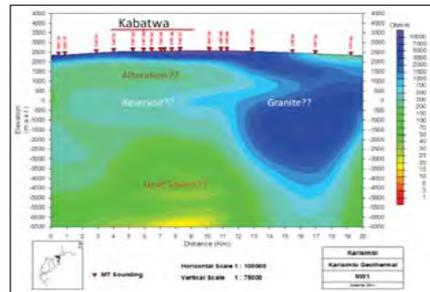
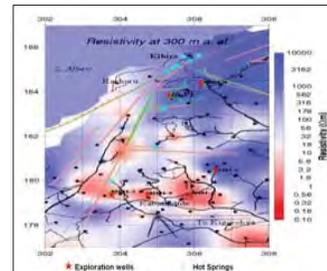


IESE 2012

What should we target for drilling??



Katwe, Uganda



Conclusions

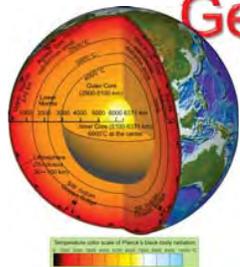


- Previous & ongoing studies show good indications of viable geothermal resources in the Virunga area
- Urgent need for a harmonized conceptual model to guide exploration drilling
- Full commitment by the GoR to develop geothermal resources
- If exploration drilling is successful;
 - ✓ Use exploration wells to generate 10 Mwe
 - ✓ Carry out exploration drilling in other areas
 - ✓ Invite private sector to drill production wells and develop over 300 MWe from geothermal resources

Thank you



Short Comments to Meeting of JICA Rwanda-EWSA Geothermal Mission



Hirofumi Muraoka
Nippon Koei Co., Ltd.
Hirosaki University



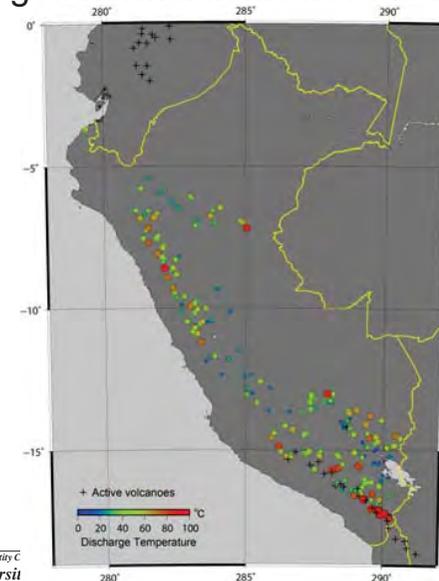
Potential geothermal fields have boiling hot springs

Potential geothermal fields have boiling hot springs



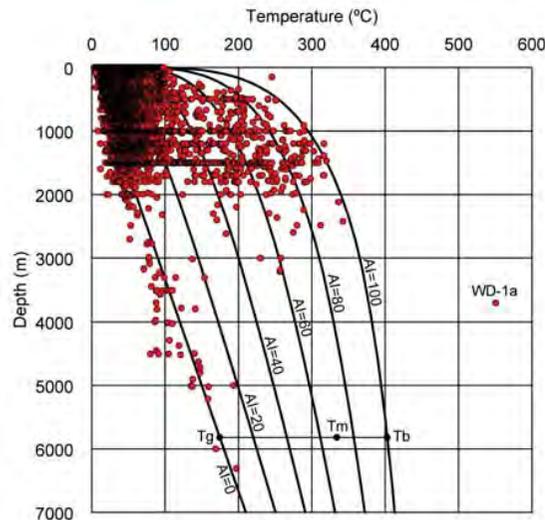
Borateras
geothermal
field, Peru
at 4700 m
altitude, 30
November
2008.

Potential geothermal fields have boiling hot springs



There are so
many boiling hot
springs in Peru,
and the
geothermal
power potential
is estimated to
be 3000 MW.

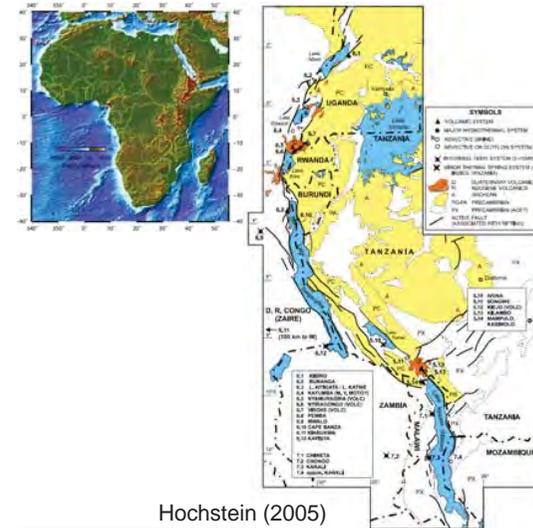
Potential geothermal fields have boiling hot springs



If you have a boiling hot spring at the surface, a profile close to the boiling temperature curve can be highly expected.

However, even if a given temperature is 70 °C, 250 °C can be expected at a 2000 m depth on the up-flow zone.

Potential geothermal fields have boiling hot springs



- The west branch of the Great Rift Valley is widely filled with lake water.
- One possibility is that the discharge of high-temperature water on the up-flow zones may be masked by the lake water and groundwater.

Neutral buoyancy depth of magmatic heat sources

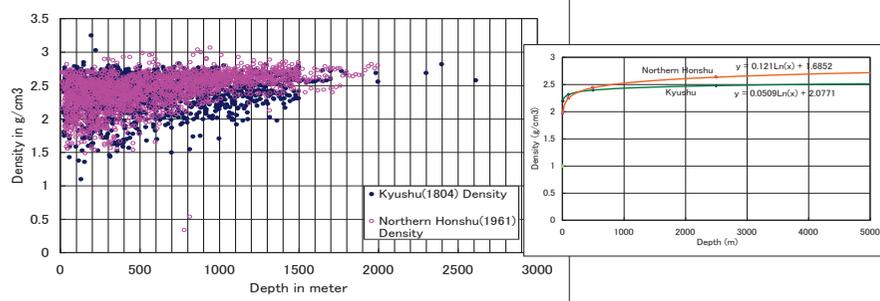
Extension vs contraction tectonic zones

Table 1. Depth of the magmatic intrusions acquired in the geothermal fields.

Regional field	Representative field	Tectonic settings	Major fault type	Magma pluton	Depth of top of pluton
Iceland	Nesjavellir	Extension tectonics Spreading ridge	Normal fault	Lack (dike complex)	
Salton Trough	Cerro Prieto	Extension tectonics Spreading ridge	Normal fault	Lack (dike complex)	
Tuscany	Monteverdi	Extension tectonics Subduction zone	Normal fault	Low velocity body	7 km?
Taupo	Ohaaki	Extension tectonics Subduction zone	Normal fault	Magnetized body	4 km?
Kyushu	Hachobaru	Extension tectonics Subduction zone	Normal fault	Heat body	4 km?
The Geysers	The Geysers	Contraction tectonics Slab windows	Strike-slip fault	The Geysers felsite	1.20 km
Philippines	Tongonan	Contraction tectonics Subduction zone	Reverse fault	Mahiao diorite	1.60 km
Kamchatka	Mutnovsky	Contraction tectonics Subduction zone	Reverse fault	Mutnovsky diorite	1.00 km
Northeast Japan	Nyuto	Contraction tectonics Subduction zone	Reverse fault	Nyuto diorite	1.34 km
	Kakkonda			Kakkonda granite	1.95 km

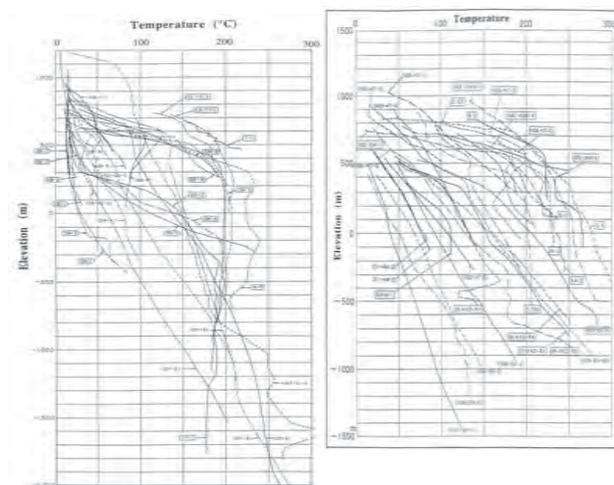
As shown in this table, empirically geothermal wells often penetrated magmatic intrusions in contraction tectonic fields rather than in the extension tectonic fields. Magmatic intrusions seem shallower in the contraction tectonic fields.

Extension vs contraction tectonic zones



The relation is explained by fact that the lateral stress at the same depth is 3 or 5 times larger in the contraction tectonic fields than in the extension tectonic fields as known in the Byerlee's law. Actually the density of rocks reflect this relation. If you have a magma chamber with the density of 2.5 g/cm³, the magma chamber will be settled at a depth of 1 km in NE Japan and will be settled at a depth of 4 km in Kyushu in terms of the neutral buoyancy depth. This explains the empirical difference in the extension and contraction tectonic zones (Muraoka and Yano, 1998).

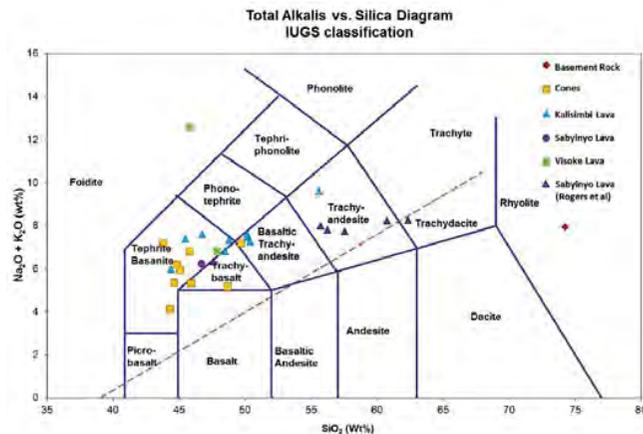
Extension vs contraction tectonic zones



The temperature of geothermal wells at the same depth is higher in NE Japan than in Kyushu. This is because that the neutral buoyancy depth of magmatic intrusions is shallower in NE Japan than in Kyushu.

Geothermal wells in Kyushu (Tamanyu, 1994) Geothermal wells in NE Japan (Tamanyu, 1994)

Virunga volcanoes are basaltic



The Virunga volcanoes are mainly composed of basalt and small amounts of andesite (UniService, 2012). It implies deeper heat sources in terms of the neutral buoyancy depth of magma chambers.

Exploration drilling is for logging data acquisition

Exploration drilling is for logging data acquisition

- Drilling requires very high costs.
- Therefore, you should take high quality logging data.
- For the purpose, preparation of logging tools is important.

What we need is just challenge

- The discharge temperatures of hot water in Rwanda are not optimistic.
- Compositions of volcanic rocks and their magma sources in Rwanda are not optimistic.
- However, we should also think mask effects by the wide lake water and wide groundwater along the west branch of the Great Rift Valley.
- We still have plenty of chances to detect high-temperature geothermal reservoirs in Rwanda.
- The most important effort is to drill an initial geothermal exploration well in Rwanda.

Estimated cost for a full-scale JBBP



6000 m long armored cable with the survival temperature at 316 °C in JMC Engineering in Japan.

PTS tool with the survival temperature at 316 °C in JMC Engineering in Japan.

添付-2

第一次現地調査 ラップアップ会議資料集

The Data Collection Survey on Geothermal Development in Rwanda

A Wrap-up Meeting

On 27th March, 2013

At JICA Meeting Room, Kigali, Rwanda

-----Preliminary-----

A. Participants:

EWSA

01. Ms. Uwera Rutagarama (Head of Geothermal Unit)
02. Dr. Stephen A. Onacha (Reservoir Engineer)
03. Mr. Aimable Habinshuti (Drilling Engineer)
04. Mr. Yiheyis Amdebrhan (Reservoir Engineer)
05. Mr. Hagahje Gilbert (Geochemist)
06. Mr. AGAROYE Jean Claude (Geologist)

JICA Rwanda Office

07. Mr. KOBAYASHI Hiroyuki (Chief Representative)
08. Ms. NISHIGORI Satoki (Program Manager)

JICA Head Office

09. Mr. KODAMA Akihiko (Officer, Africa Department, Africa Division I, JICA Head Office)

JICA Study Team

10. Mr. TAKAHASHI Shinya (Team Leader/Geologist, the Study Team)
11. Prof. MURAOKA Hirofumi (Geo-Chemist, the Study Team)
12. Mr. Hannes Svennison (Drilling Engineer)

B. Presentation and Discussion

The Presentation and Discussions were made in the following order. The materials used are attached to this document.

- a. A brief report on observation and interpretation: TAKAHASHI Shinya
 - b. Short comments after the field trip to the Virunga geothermal field: Prof. MURAOKA Hirofumi
 - c. Observation on Preparation works for drilling site KW01
1. Mr. Takahashi explained his observation and interpretation using photos he took on site. His explanation note is as attached (Appendix-A). He stated that the his images were getting clear after visiting site and he could confirm that the hot springs were emerging from the basement rock while cold springs were from the

volcanic rock near the boundary of the basement rock. He was very much impressed by the huge amount of cold spring at Rubindi site, amounting more than 1 cum per sec approximately, except of water captured for drinking. Also he reported that the basement rock consists of at least two rock types; one is massive granite and the other micaceous schist. He pointed out those might have quite different resistivity.

2. Prof. Muraoka made his presentation using the material attached hereto. His presentation material is as attached as Appendix-II, and his conclusions at this stage are as follows (a quotation from his presentation).
 - Before the field excursion, I felt fairly negative impression on geothermal potentials in the Virunga geothermal field.
 - The main reason is that there are no boiling hot springs.
 - However, I realized that masking effects by cold meteoric and ground water are obvious in Kalisimbi volcano.
 - Hot springs, Gisenyi and Karago, are probably out-flows from Kalisimbi volcano along N-S trending fractures of basement units, and they are very close to the boiling hot springs because of the easily diluting environment.
 - Then, now I realized that drilling of KW01 is really worthy and challenging to reach the thermal regime beneath the cold water curtains.
 - However, we should keep in mind that the probability of geothermal drilling in green fields is only 50 percent.
 - Before drilling, we should draw a geological and geothermal cross section along the KW01 well, even if there still remain many unknown factors.

3. During the presentation of Prof. Muraoka, questions and discussions made were as follows:
 - a. A question is whether there has been the systematic migration of volcanic activities westward, because Sabyinyo is older than Bisoke. The last volcanic episode around here is 1957. This other one in Congo is active. Dating may be helpful for a possible explanation of the westward of volcanic migration.
 - b. Comment on the tectonic movement was made by Dr. Onacha.
 - c. It was pointed out that the volcano masked the topography of basement where water is supposed to flow northward whereas the present water flow is otherwise. The surface water flow direction may not indicate direction of underground water flow. It is complicated.
 - d. EWSA is now preparing prognosis combining surface geology, geophysics, magnetic, gravity, gas data (BGR and KenGen Report).
 - e. Even so geological cross section is very important for consideration of the second well location/direction.

4. Mr. Hannes Sverrisson then made his explanation and confirmation on the

preparation works he observed. After this meeting, the team had a meeting with the drilling contractor, Great Wall Drilling, to obtain more detail information on drilling preparation works. His comprehensive report is as attached as Appendix-III. It was understand from various information he obtained that the drilling works would start from a middle part of May 2013, still depending on progress of preparation works.

5. JICA Rwanda office stated that:
 - a. JICA Rwanda office is always flexible to meet the EWSA requirement, basically based on the contract with the Team. But, if necessary, JICA Rwanda office is also flexible in changing the contract with the team as judged to be required.
 - b. JICA Rwanda office appreciates EWSA's input to the Team in updating them for their short visit this time. But, the next visit of the Team would be more fruitful and useful in assisting EWSA.
 - c. JICA Rwanda office takes this Study practical, not research, to meet EWSA's requirement, and therefore EWASA is requested to let us know what is needed.
 - d. Necessary information including the overall schedule (a bar chart) has been already been shared with the Team. The Team is requested to read all the document given and if the Team should need quantities information, the Team should find out them.

6. Discussion on the next visit
 - a. It was proposed that the next visit should be from the middle of May, probably from 14th, for a short period about a week. If the drilling should start by that time, then the period should be extended to two weeks or so.
 - b. It was agreed that the next visit of the Team should tentatively be decided from 14th May, 2013 for a week.
 - c. EWSA questioned to the Team on what kind of activities the Team undertake during the next visit if the drilling works should really starts, practically or otherwise.
 - d. JICA Rwanda office stated that even though the ToR states that the team should give EWSA advice on drilling works and well testing, JICA Rwanda office and the Team will flexibly response to the needs that might be arisen during the actual drilling works.
 - e. EWSA stated that the Geothermal Development Unit (GDU) is a young unit and needs practical capacity buildings. EWSA wishes the people participating

in this meeting will become geothermal consultants in future and to assist other projects not only in Rwanda but other countries.

End of Doc.

Data Collection Survey on Geothermal Development in Rwanda
 Brief Report of Site Reconnaissance (25th – 26th March, 2013)

By Mr. TAKAHASHI Shinya
 (Team Leader/Geplogist)

1. Observation

(a) Visited at the junction to Kinigi site on the flunk of Mt. Visoke (the sign board to Kwamukecuru Parking);

- Fresh, porous basaltic lava was observed.
- A volcanic cone was observed.

	
<p>Porous, basaltic rock pieces everywhere were observed behind the sign board, at some 2km to Kinigi site; no clear geothermal manifestation was observed.</p>	<p>A volcanic cone some 2 km NE of the junction with porous basaltic rock pieces on the flunk, no clear geothermal manifestation was observed.</p>

(b) Visited at Karisimbi site

- On the way to Karisimbi site, massive granite was observed along the main road.
- In the Karisimbi site, fresh, porous basaltic lave was observed.

	
<p>A massive granite outcrop was observed along the main road between Mukingo and Nkuli, the rock will have high resistivity.</p>	<p>At the Karisimbi site, porous, fresh basaltic rock pieces were observed. Evidences of alteration were hardly observed.</p>

- From the Karisimbi site, a series of volcanic cones were observed in the distance. It was confirmed that they are aligned in the direction of NEN-SWS, which could be a direction of faulting.

	
<p>Flow structure was observed on a fresh porous basaltic rock pieces at Karisimbi well site.</p>	<p>A series of cone were aligned in NEN-SWS direction with the lake Kivu and rift valley behind.</p>

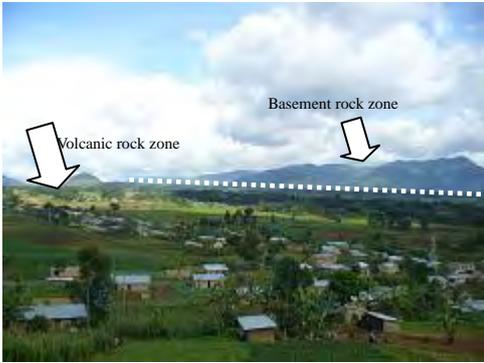
(c) Moving from Karisimbi to Gisenyi

- The Team moved from Karisimbi site to Gisenyi along the road near the Congo border.
- Observed the volcanic cores and Kivu Lake in the distance. The Team confirmed the topographic characteristics of rift valley and the cones.

	
<p>A distance view of volcanic cones, lake Kivu and the rift valley</p>	<p>A pair of volcanic cones</p>

- The Team went up Mufunba cone, where the team confirmed the geological/topographical setting of basement rock area and the volcanic rock area.
- Also, the Team observed “calcite” in a volcanic rock peace. Though it is an indication of the existence of Carbone dioxide plus calcium, the team

considers that it may not be a positive evidence of “alteration”.

	
<p>Porous, basaltic lava with calcite on the flank of Mufunba cone, near Rwerere.</p>	<p>A distance view from Mufunba cone to eastward. A boundary between volcanic rock zone and basement rock zone was obvious.</p>

- Observed a basement rock outcrop at a location 4-5 km north to Gisenyi. The basement rock was weathered micaceous (muscovite) schist with garnet. The Team came to know that the basement rock consists of at least two types of rock; granite and schist. Prof. Muraoka will explain the implication of this observation.

	
<p>Micaceous schist, a type of basement rock, near Gisenyi city Schistosity is obvious.</p>	<p>The resistivity of the micaceous schist may be smaller than that of massive granite. Zoning of those rocks may be useful, if possible, for MT assessment</p>

(d) Hot spring in Gisenyi

- One hot spring on the west side of the peninsular: 73.6 C, 3100 micro-S/cm. Travertine is formed.
- The other hot spring on the east side of the peninsular: 70.3 C. 2700 micro-S/cm.

- Both hot springs emerge from the basement rock (detail rock type not known)

	
<p>A hot spring of Gisenyi (73.6 C, 3100 micro-S/cm), at the west side of the peninsular.</p>	<p>Calcareous-sinters (travertine) were seen in the lake side.</p>

(e) Kargo hot spring

- On the way to the Kargo hot spring, a granite out crop with a Qz vein was observed, the vein is of N-S direction that is harmony with the structural direction of the basement rock.
- The Kargo spring: 72.5 C, 1100-1200 micro-S/cm, emerges from basement rock

	
	<p>←A spring area at shore of Kargo lake. 72.5C, 1100 -1200 micro-S/cm</p>

(f) Rubindi Spring (cold)

- Water overflowing from the capping structure was of 17.8 C and 200 micro-S/cm. The water is used for drinking after treated at Mutubo water treatment facility.
- A spring with babbling was of 18.8 C and 2100 micro-S/cm.
- Huge amounts of water (500-1000 L/sec) are emerging from lava. The area is located near the boundary of the basement rock and the volcanic rock.

	
<p>A spring with bubble in front and water capture structure behind for water supply (Mutobo Water Supply)</p>	<p>The spring with bubble (18.8C, 2100 micro-S/cm)</p>
	
<p>Springs are emerging out from many points in this area.</p>	<p>Huge amount of spring water flows down, in addition to the captured water for the water supply</p>

2. Brief interpretation

- The Team hardly confirmed any of strong geothermal manifestation.
- The team, however, consider some kind of heating mechanism will exist in the basement rock, because the hot springs emerged from the basement rock area.
- Similar to the hot springs observed in the basement rock area, hot springs

are also considered to be emerging from the basement rock to the bottom of the volcanic rock below the volcanoes. However, because the huge amounts of water are recharged from rain to the very pervious volcanic rocks , the hot springs are diluted by the metric water and emerge from volcanic rock near the boundary of the basement rock as seen in Rubindi. This is because the basement rock is much impermeable than the volcanic rock. This may be a reason why not much geothermal manifestation are not observed in the volcanic rock areas.

- There are two types of basement rocks; one is granite and the other is micaceous schist. Resistivity of these rock may be different, which may affect the interpretation of the MT survey.

3. Observation of preparation construction works



Three water tanks (4,000 m³ each) were being constructed. Basement re-barring for the first (the above two picture), gravel placing for the second, excavation for the others were conducted.



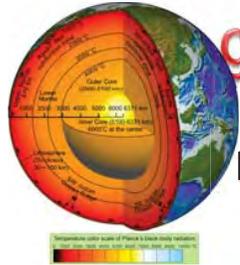
Water supply for the Karisimbi drilling site: Six inches, steel pipes were placed along the some 2-3 km stretch of the main road, photos at the junction of the access road.



Construction of the pump house at the intake near Kargo lake. Placement of foundation was under way.

An intake structure on the lake and a water tank will be constructed behind the pump house.

Short comments after the field trip to the Virunga geothermal field



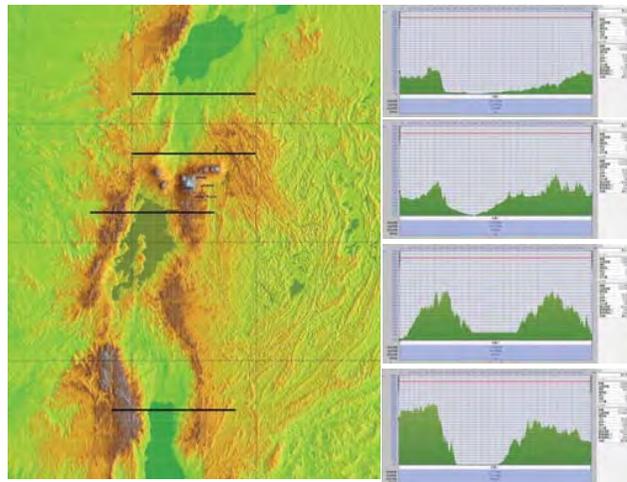
Prof. Hirofumi Muraoka
Nippon Koei Co., Ltd.
(Hirosaki University)



Observed facts

- The west branch of the Great Rift Valley is asymmetric, and the graben faults are exclusively obvious in the western side.
- The eastern graben faults are sometimes lack, and therefore, the rift locally widened to the eastern side.
- Relatively high temperature hot springs (>70 °C) such as Gisenyi and Karago are always discharging from the fractures of basement units.
- Instead, huge amounts of cold water is discharging from the foot of the Karisimbi volcano.

Western Branch of the Great Rift Valley

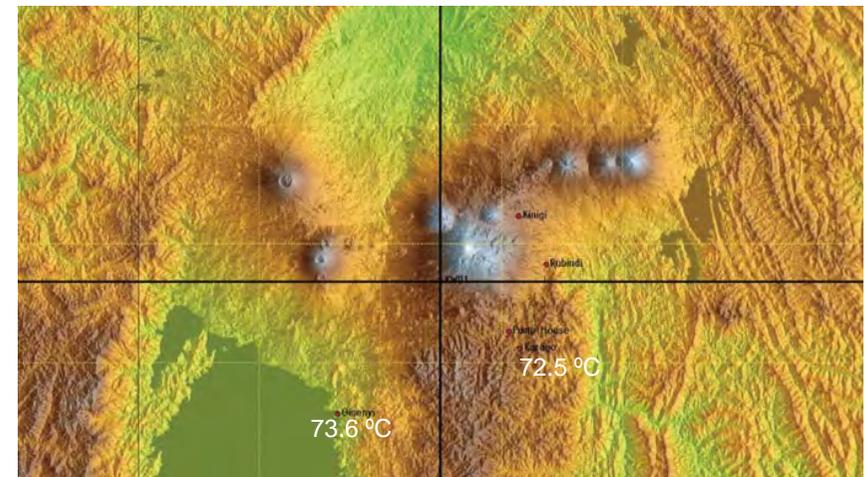


Data Source: USGS SRTM-3
Drawn with KASHMIR 3D

20 times vertical
exaggeration

- The west branch of the Great Rift Valley is asymmetric.
- Graben faults are relatively clear in the western wall.
- Graben faults are unclear in the eastern wall.
- As a result, a width of the rift valley dramatically varies along the eastern wall.

Main observation points



Data Source: USGS SRTM-3
Drawn with KASHMIR 3D

Main observation points

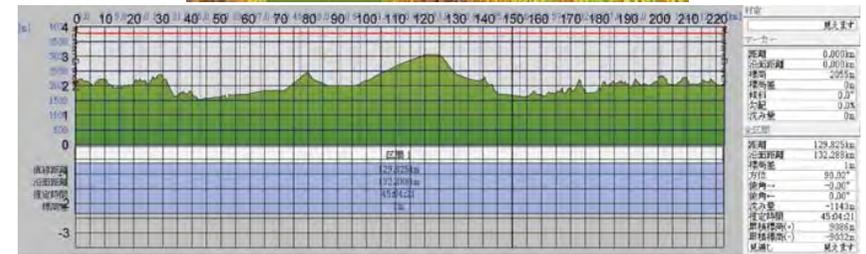
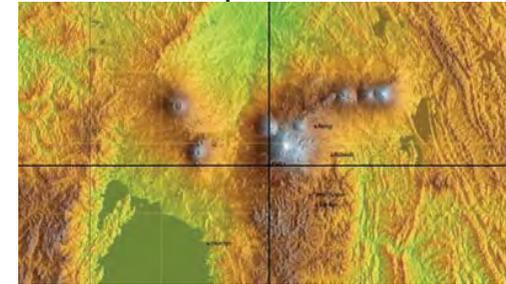


North-south trending quartz vein near the Karago hot spring

Huge volume of the Rubindi cold spring



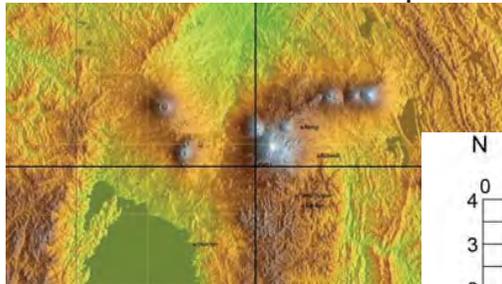
Interpretation1



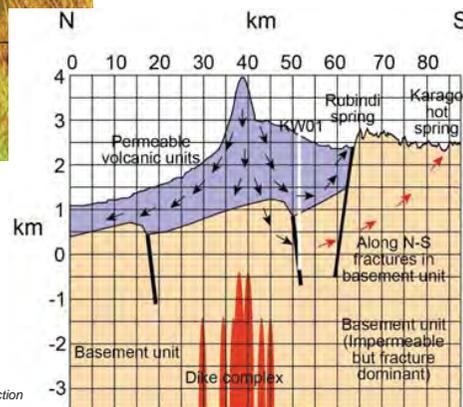
Data Source: USGS SRTM-3
Drawn with KASHMIR 3D

Conceptual geological cross section : Under Construction

Interpretation2



Data Source: USGS SRTM-3
Drawn with KASHMIR 3D



Conceptual geological cross section

Conclusions

- Before the field excursion, I felt fairly negative impression on geothermal potentials in the Virunga geothermal field.
- The main reason is that there are no boiling hot springs.
- However, I realized that masking effects by cold meteoric and ground water is obvious in Kalisimbi volcano.
- Hot springs, Gisenyi and Karago, are probably out-flow from Kalisimbi volcano along N-S trending fractures of basement units, and they are very close to the boiling hot springs because of the easily diluting environment.
- Then, now I realized that drilling of KW01 is really worthy and challenging.
- However, we should keep in mind that the probability of geothermal drilling in green fields is only 50 percent.
- Before drilling, we should draw a geological and geothermal cross section along the KW01 well, even if there still remain many unknown factors.

Data Collection Survey on Geothermal Development in Rwanda
Brief Report of Site Reconnaissance (25th – 26th March, 2013)
By Mr. Hannes Sverrisson

Drilling Preparations of KW-01

The following are observations and comments of the team regarding drilling preparations and related constructions. They were obtained by visiting the construction and drill sites and speaking with the EWSA representatives. The Great Wall Drilling Company (GWD), the drilling contractor, was also visited and the minutes of that meeting are in a separate Memo; “Meeting with the Drilling Contractor”, some of the findings here are from that meeting.

Following are the main findings and observations of the team:

Drilling

→Material

The material supplied by EWSA for the well drilling is expected to arrive on site after 1-2 weeks. We did not observe any storage area for the material, but it should be close to the drilling pad and security should be on-site due to valuable material being stored.

→Estimated Drilling Progress

According to the drilling contract the drilling time is 53 days per well and then 5 days for moving the rig between wells, although the drilling contractor (GWD) expects the first well to take about 2 months with coring and then 2 weeks for moving between wells.

→Well Head

The well head and the well master valve are ANSI Class 900, which is sufficient for the planned well.

→Drilling Fluid

The well is drilled with drilling fluid in the upper sections where loose rock material may be encountered. The production section will be air-foam drilled.

→Cementing

EWSA is currently in the process of trying to locate silica flour for mixing the Portland cement. Other options are also being looked into by GWD and they will give us the reason for why they had problems with using the silica flour mix in a previous project. Silica flour (particle size of 15 µm) mixed in Portland cements (35% silica BWOC¹) are usually used for all geothermal wells. Other options of material to prolong the lifetime of the cementing are: Silica sand (particle size of 175 - 200 µm) and fly ash. But these are much less desirable options than using silica flour. We recommend strongly to use silica flour. The well will be cemented with a plug method, where the cement slurry is pumped into the casing and pushed down with a plug. The contractor does not have a caliper for hole-enlargement measurements, thus a minimum safety factor is at least 50% excess over the bit size, for the cement slurry estimates. If excessive caving or difficult drilling conditions are expected the excess should be increased appropriately to

¹ BWOC: by weight of cement

allow the cementing to be to the surface. Also if the leak off tests shows a weak formation the density of the cement slurry should be adjusted to prevent losses from the annulus into the formation through cracks. If exceptional drilling conditions such as cave-ins, hole-enlargement or excessive Loss of Circulation (LOC) is encountered it should be considered to cement the leakage to prevent further drilling fluid losses and cementing problems.

→Well Prognosis

A well prognosis is expected to be finished in the next weeks.

→Coring

A 3 m core may be taken at several intervals if needed and decided by EWSA.

→Well Logging

Wire-line logging will only be for temperature and pressure measurement. Which gives a lot of information for a geothermal well, but if funds were available we would recommend further wire-line logging measurements as; Gamma Ray (GR), Spontaneous Potential Logging (SPL), Resistivity (RES) to measure the rock layer characteristics, Caliper to monitor the well diameter; and Cement Bond Logging (CBL) to check the results of cementing operations.

→Flow Testing

Flow testing will be performed by Geothermal Development Company (GDC) of Kenya. They will provide piping, separator, silencer and water flow tank. They also provide measuring equipment for steam and water flow and will take fluid samples.

→Health, Safety and Environment

Health, Safety and Environment (HSE) will be done by Reykjavik Geothermal; it will be done with the drilling plan.

Drilling Site

→Access Road

The access road to the side is still unfinished as may be seen in Figure 1. These are about 1.2 km for all the well sites, but finishing the access road construction is critical for the tank construction work and construction of the drilling pad.

→Drilling Pad

The drilling pad was currently being leveled by moving the ground at the site and then a 40 cm layer of gravel will be placed for support and then impermeable material above it for compaction. The footprint of the rig is critical and the support gravel layer has to support the whole drilling unit without subsidence.

The team recommends that the gravel and the impermeable material layer shall be well compacted to prevent ground subsidence due to the load of drilling unit, as well as oil seepage in to the soil of the drilling pad.

→Cellar

The BOP stack of the drilling rig needs a 3 m deep cemented cellar that is constructed after the drilling pad is finished. Drainage needs to be laid from the cellar to the edge of the drilling pad for drainage.

→Fencing around the Drilling Pad

We also recommended fencing the drilling pad to prevent locals from entering the dangerous work area, although the site will be guarded by armed guards.

→Progress of the Access Road and Drilling Pad Construction

The drilling pad and the access road may take up to 4 weeks to finish depending on the progress. The gravel mine is close to the drill site so the construction of it

may be quickened if contractor allocates resources for it. The drilling contractor does not expect to start moving the drilling rig from Mombasa of Kenya until the drilling pad is finalized. It is important to finish the drilling pad so that the drilling contractor will start mobilizing the drilling unit as soon as possible.

➔ **Expected Spud Day**

He expects 20 – 25 days for initial rig-up after arriving at the site. Thus, all delays in the drilling pad will be critical for the spud date. As progress is now the team expects that spud date will be in the middle of May.

Camp Site

The contractor is currently moving the housing units about 13 truckloads to the camp site that is being constructed. The sewer system has not been started on, but the housing units are containers that will be setup quickly when the camp site ground has been prepared. The camp site will be fenced off for security.

The total Great Wall Drilling Company crew is 44 persons. The campsite is expected to be ready for the housing units in 2 weeks (Figure 2).

Drilling Water

➔ **Water Intake**

The water intake pump station is currently under construction (Figure 3 and 4) and will be finalized in a month according to the construction contractor, Yashinoya Trading and Construction.

➔ **Pipeline**

We don't have a status on the pipeline but the same contractor expressed his opinion on that the pipeline and the booster station would finish in about a month. EWSA intends to ask the contractor to put more resources into the project because some of the construction can be done in parallel.

The team expressed some concern on that the pipeline was above ground on the edge of the road and thus accidents are likely to happen if a truck drives into the pipe. A lot of heavy traffic will be in the area due to the drilling operations.

➔ **Water Tanks near the Drilling Site**

Preparation of water tanks on the first drilling location (close to KW-01) are progressing. The steel bar construction of the first tank has started but all three tanks may take up to 3 weeks or more to finish (Figure 5).

The tanks will be 4000 m³ each with total water capacity of 12 000 m³. The diameter of the tanks is 28 m and the height 7 m.

The water will be supplied to the drill site by gravity from the tanks above the drill sites.

➔ **Pump Capacity**

Pumping capacity is designed to be 2000 l/min (33 l/s) which would fill all tanks in 5 days, but delivered water capacity will be less and the plan is not to run the pumps at full capacity from the beginning, but at half capacity. Thus all the tanks may be filled in about 2 weeks. But the well may be spud (drilling started) before all the tanks have been filled.

➔ **Overflow and Water Path**

There is currently no planned path for the water overflow, although the plan is to shut off the pumps when full capacity is reached. It is recommended to design a proper overflow and water path for safety, because shutting of water in a 19 km line is not instantaneous.

29. March, 2013.
Hannes Svverrisson

Figures:



Figure 1 Drilling site construction



Figure 2 Camp site construction



Figure 3 Water intake pump station construction, foundation preparations.



Figure 4 Water intake pump station construction, cement slurry mixing.



Figure 5 Water tank construction

添付-3

セメントスラリーに関する推奨レター



JICA TECHNICAL ASSISTANCE
DATA COLLECTION SURVEY ON GEOTHERMAL DEVELOPMENT
IN RWANDA

Date: 15 April, 2013

To: Geothermal Unit, Energy,
Water and Sanitation Authority (EWSA), Rwanda

Your ref.

Our ref. JA12G1014-0415-01

Sub. Advice on Cement Slurry

Dear Head of Geothermal Unit,

During our visit to Rwanda we had a meeting with the drilling contractor GWDC together with your Drilling Engineer. One of the major issues discussed was on the use of silica flour. We have examined the page of his work plan the GWDC sent to us, the page that describes the reason he would not use silica flour.

As the conclusion, we strongly recommend mixing silica flour to Portland cement for geothermal well cementing as explained in the explanation note attached hereto.

It would be our pleasure should this advice assist you in successful completion of the exploratory well construction.

Sincerely yours,

TAKAHASHI Shinya
Team Leader,
Data Collection Survey on Geothermal Development in Rwanda

Enclosure:

1. Advice on Cement Slurry – Mixing Silica Flour

CC: JICA Rwanda Office



NIPPON KOEI CO.,LTD.

NIPPON KOEI CO., LTD
4, Kojimachi 5-chome, Chiyoda-ku, Tokyo,
102-8539, JAPAN
phone 03-5276- 7239; fax 03-5276-3326
e-mail : a2604@n-koei.co.jp
<http://www.n-koei.co.jp>

Technical cooperation of JICA to EWSA, Rwanda
Data Collection Survey on Geothermal Development in Rwanda

Advice on Cement Slurry – Mixing Silica Flour

JICA Team (11 April, 2013)

The GWDC informed the Team that the GWDC would not add silica flour to the Portland cement mixture because “GWDC does not recommend mixing any silica flour to the Portland cement because Portland cement’s compressive strength is too low”, quoted from the work plan of GWDC.

However, the Team would like to recommend strongly of using silica flour as already recommended at the wrap-up meeting (please refer to the minutes of meeting of 27th March 2013). The main reasons are as follows:

1. Cement designs for high-temperature geothermal applications have typically included 35 to 45 % additional crystalline silica to help prevent loss of compressive strength and increase the permeability. This is based on research performed on cement systems, which indicated that at temperatures above 110°C (230°F), additional silica flour is required to provide a high-strength stable crystalline structure that does not regress in high temperature environment. This mixture has been used for many years, both in geothermal-well applications, high-temperature oil- and gas-well application¹.
2. Successful applications of silica flour in geothermal well drilling have been experienced all over the world and well documented in articles that could be read in web-sites. One example is the article written by Evans Kiprotich Bett, KenGen (2010)², describing “Silica flour is included in the design of cement slurry to prevent strength retrogression that occurs as a result of elevated temperatures encountered in geothermal wells.

The Team strongly advises the GWDC contractor to reconsider their procedures regarding usage of silica flour and mix it with the Portland cement. The recommended amount is 40% BWOC.

End of Document

¹ Mainly based on “B. Iverson and J. Maxson, Halliburton; and D Bour, AltaRock Energy, Inc: Strength retrogression in Cements Under High-Temperature Conditions; Proceeding, Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, February 1 – 3, 2010 (attached hereto)”, with some modifications by the Team.

² E K Bett: Geothermal Well Cementing. Materials and Placement Techniques, UNU Geothermal Training Programme, 2010 (attached hereto)

STRENGTH RETROGRESSION IN CEMENTS UNDER HIGH-TEMPERATURE CONDITIONS

Benjamin Iverson and Joe Maxson, Halliburton; and Daniel Bour, AltaRock Energy, Inc.

Halliburton
2600 S. 2nd St.
Duncan, Oklahoma, 73536, USA
e-mail: benjamin.iverson@halliburton.com

ABSTRACT

Cement designs for high-temperature geothermal applications have typically included 35 to 40% additional crystalline silica to help prevent loss of compressive strength and an increase in permeability. This was based on research performed on Portland-cement systems, which indicated that at temperatures above 230°F, additional silica was required to provide a high-strength stable crystalline structure. This standard has been used by the industry for many years, both in geothermal-well applications and high-temperature oil- and gas-well applications. New research, however, has shown that 40% additional silica can be inadequate to provide a high-strength, low-permeability cement at temperatures typical for geothermal-well conditions of around 500°F or higher. This research also indicates that larger amounts of silica might be required to provide long-term strength stability in cements that are typically used in geothermal-well applications.

Preliminary results of this research are provided, including strength- and permeability-test results on cements cured at temperatures from 500 to 650°F, as well as a discussion on the associated crystalline phases found in these samples. In addition, a discussion of the practical ramifications, ongoing research, and additional research needed in this area is included.

INTRODUCTION

Geothermal wells incorporate some of the most extreme downhole conditions that a Portland-cement system will have to withstand. These conditions include hard and corrosive formations, lost-circulation zones, CO₂ and other toxic-gas intrusion, and extremely high temperatures. Of these issues, high temperature is the most common. In Portland cements, a phenomenon known as strength retrogression occurs when the cement is exposed to elevated temperatures. Strength retrogression in cements describes a cement with lower compressive

strength and higher permeability. The detrimental properties of the cement are caused by the formation of lime-rich crystalline phases, such as alpha-dicalcium-silicate hydrate, which are known to weaken the mechanical strength of cements and cement-based materials (Hu et al. 2006; Patchen 1960; Eilers and Root 1976). The exact temperature under which strength retrogression occurs is dependent on the type and purity level of the cement used; however, typically at temperatures greater than 230°F, strength retrogression becomes an issue.

To combat strength retrogression in Portland cements, crystalline silica is added to the cement blend (Hewlett 1998). The addition of the silica allows for the formation of silica-rich cement phases, such as tobermorite and xonotlite, which do not result in strength retrogression in the cement. Historically, the amount of silica added to the cement was 35 to 40% by weight of cement (bwoc) (Patchen 1960). This amount was based on research conducted at temperatures at or near 230°F, or at higher temperatures for relatively short periods of time. In geothermal and other high-temperature applications, temperatures can easily reach levels of 600°F or higher. While some previous studies have examined the long-term effects of exposure to temperatures as high as 600°F, the total information available is lacking (Stiles 2006). Whether a 35 to 40% addition of silica remains adequate to avoid strength retrogression as the temperature increases has not been conclusively answered. However, advances in the ability to analyze cement samples cured over extended periods of time allow for the reexamination of the baseline amount of silica required to stabilize cements at high temperatures.

In this study, a systematic approach was undertaken to better answer the question of how much crystalline silica is required to avoid strength retrogression in Portland cements exposed to elevated temperatures. Mechanical properties, permeability, and chemical-phase development were examined at regular time intervals to determine any links between the crystalline structure and properties of the cement.

This paper will focus only on the short-term behavior, consisting of curing times of 14 and 30 days.

EXPERIMENTAL DATA

Class G (Dyckerhoff) cement was selected for this study. Five separate cement designs were used in which the concentration of crystalline silica (SSA-1™ agent) was increased from 40 to 80% bwoc in 10% increments. The water concentration in each case was held at 55.073% bwoc. This resulted in a density variation between samples ranging from 16.0 to 16.7 lbm/gal. A small amount of dispersant (0.25 and 0.5% bwoc, respectively) was used in the 70 and 80% range to improve mixability of the cement slurry. Samples were poured into 2-in. by 1-in. diameter brass molds and allowed to set up for 24 hours in a room-temperature water bath. After the initial set, the samples were removed from their molds and placed into a high-temperature, high-pressure autoclave. Samples were then cured at the respective temperatures while water pressure in the autoclaves was held above the steam pressure at the respective temperature. The temperatures used for this study were 500, 550, 600, and 650°F. While time intervals of 14, 30, 90, and 180 days are being investigated, the focus of this paper will be on the 14-day data for all samples and 30-day data for the 500 and 550°F cured samples. At the required time intervals, the autoclaves were ramped back to ambient temperature and pressure over a 24-hour period and samples of each cement slurry were removed for study. Afterwards, the remaining cement samples were returned to the autoclave and taken back to temperature and pressure for additional curing.

Mechanical properties, permeability, and chemical-phase analysis were conducted on all samples. The Young's modulus, unconfined compressive strength, Poisson's ratio, and splitting tensile strength (Brazilian) were collected following the procedures outlined in their respective ASTM standards (ASTM D2664-95a 2000; ASTM D3148-02 2002; ASTM D3967-08 2005). Permeability was calculated using a Hassler sleeve permeameter. Powder X-ray diffraction (XRD) was conducted on all samples using a PANalytical X'Pert Pro Cu K α diffractometer with accompanying Rietveld refinement (Jade version 9.0). When cured at elevated temperatures,

multiple phases that are structurally analogous to mineralogical calcium silicates are known to form in cement systems (Richardson 2008). Rietveld refinement of the XRD patterns was used to identify and quantify the relative amounts of phases in the cured cement samples. A typical XRD pattern contains crystallographic information relative to the sample examined, such as lattice parameters, atomic positions, phase fractions, and preferred orientation, as well as information related to the type of diffraction experiment conducted (Young 1993). The Rietveld method minimizes the difference between a hypothetical diffraction pattern created from the theoretical crystal structures identified in the sample and the experimental diffraction pattern obtained. During the Rietveld refinement, experimental parameters, such as the background, X-ray wavelength, diffraction geometry, and peak-shape functions were refined. A fourth-order background function was utilized, simultaneously refining the Caglioti shape parameters, X-ray wavelength, and experimental geometry. The theoretical structures used in this study are listed in the reference section. For each theoretical structure, the lattice parameters, atomic positions, site occupancy, and phase fractions were refined. The refinement was continued until the weighted residual, R, was minimized (McCusker et al. 1999).

RESULTS AND DISCUSSION

For mechanical properties, the average values over three or four samples, depending on the number of samples recovered, are reported in Tables 1 and 2. The most-commonly associated effect observed when cements have undergone strength retrogression is a loss of compressive strength. The compressive-strength values obtained range from just over 4,500 psi to just under 10,000 psi. The Young's modulus, Poisson's ratio, and tensile strength for these samples were all in line with what is typically associated with a neat cement. When cured for longer time periods, no major trends in terms of loss of mechanical properties were observed. However, when tracked from 14 to 30 days for the 500 and 550°F cures, the mechanical properties changed. This indicated that the timeframe examined in this study might not be long enough to fully quantify strength retrogression at these temperatures, from a mechanical-property standpoint.

Table 1: 14-day Ultimate Compressive Strength (UCS), Young's Modulus (YM), Poisson's Ratio (PR), and Ultimate Tensile Strength (UTS).

Temp., °F	Silica %, bwoc	UCS, psi	YM, psi	PR, psi	UTS, psi
500	40	8,065	1,780,000	0.141	1,039
500	50	7,599	1,740,000	0.132	877
500	60	6,185	1,587,500	0.130	923
500	70	5,522	1,427,500	0.133	773
500	80	7,071	1,860,000	0.132	924
550	40	5,099	1,822,500	0.150	764
550	50	4,540	1,490,000	0.136	532
550	60	6,117	1,703,333	0.107	615
550	70	6,441	1,955,000	0.130	640
550	80	6,670	1,837,500	0.111	872
600	60	9,691	1,912,500	0.134	1,279
600	70	8,861	1,827,500	0.138	1,386
600	80	6,849	1,765,000	0.136	701
650	60	7,676	1,752,500	0.148	865
650	70	7,522	1,667,500	0.138	1,049
650	80	7,227	1,920,000	0.136	1,295

Table 2: 30-day Ultimate Compressive Strength (UCS), Young's Modulus (YM), Poisson's Ratio (PR) and Ultimate Tensile Strength (UTS).

Temp., °F	Silica %, bwoc	UCS, psi	YM, psi	PR, psi	UTS, psi
500	40	9,313	1,850,000	0.1268	923
500	50	7,689	1,832,500	0.134	800
500	60	4,467	1,682,500	0.127	806
500	70	6,247	1,542,500	0.1155	965
500	80	7,787	1,857,500	0.126	1,115
550	40	6,996	1,980,000	0.1473	1,261
550	50	5,792	1,935,000	0.129	738
550	60	5,686	1,677,500	0.1185	820
550	70	6,642	1,800,000	0.1125	750
550	80	7,512	1,865,000	0.1195	978

An increase in permeability is also an indication of strength retrogression in cements. For oilwell applications, cements with permeabilities less than 0.1 millidarcies (md) are typically deemed adequate. Values higher than this, especially if they are associated with either a change in temperature or a change in examined timeframe, can indicate strength retrogression. The Hassler sleeve permeameter was

used for this test to prevent fluid flow around the sides of the sample. A confining pressure of 450 psi was used in conjunction with a 150-psi differential pressure with water flowing through the samples at room temperature. Figure 1 shows the complete collection of 14-day permeability data collected.

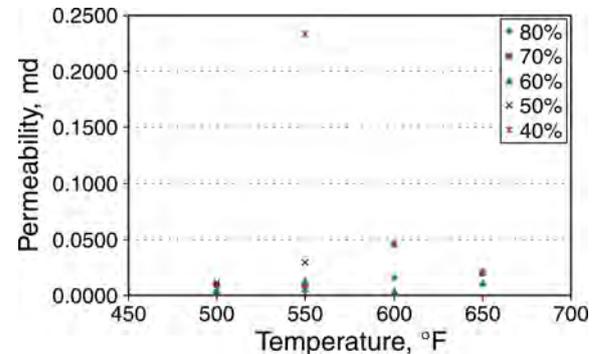


Figure 1: 14-day permeability data.

The 40% silica slurry cured at 550°F was the only slurry that had a higher permeability than 0.1 md. Furthermore, if the 500 and 550°F cures are examined over time (Figures 2 and 3, respectively), the 40% silica slurry appeared to increase in permeability from 14 days to 30 days in the 500°F cured sample.

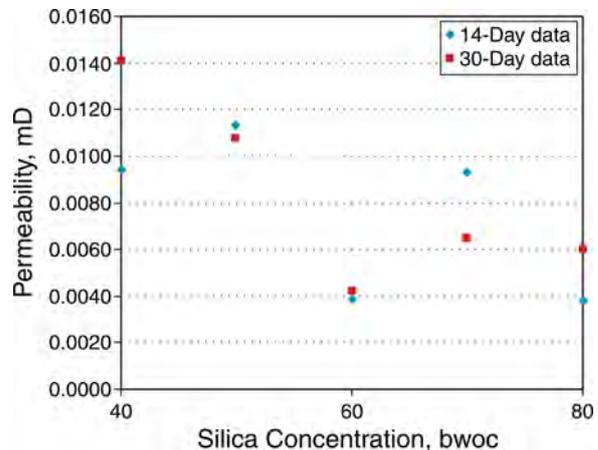


Figure 2: 14- and 30-day permeability data collected at a curing temperature of 500°F.

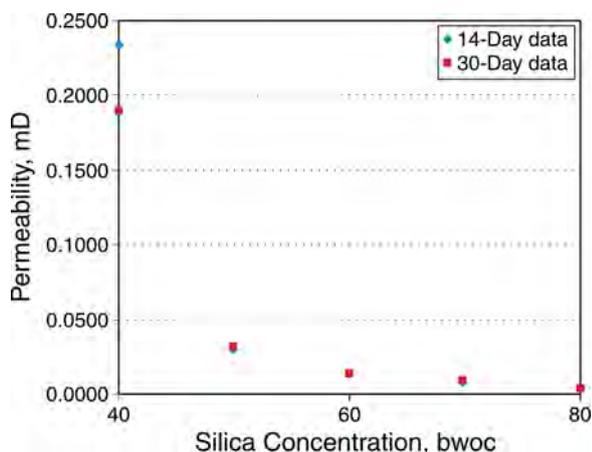


Figure 3: 14- and 30-day permeability data collected at a curing temperature of 550°F.

However, the values obtained were still below 0.1 md. At a temperature of 500°F, the five slurries tested did not differentiate themselves, other than they are all less than 0.1 md. This did not hold true for the 550°F cures in Figure 3. Here, the permeability tended to decrease as the silica concentration increased. The 600 and 650°F cures were limited only to the 14-day cures with the 60, 70, and 80% silica slurries. For the samples examined, the permeability data looks adequate, but more information will have to be collected over a longer time period of curing.

Historically, crystalline silica, or quartz, is added to a cement slurry to stave off strength retrogression. The added silica stabilizes the formation of crystalline phases, such as xonotlite and tobermorite, which have a high silicon-to-calcium ratio. Phases that have a low silicon-to-calcium ratio can be an indication of silica deficiency or the start of strength retrogression in a slurry. Quartz is a crystalline form of silica and can be identified using XRD. Figure 4 shows the characteristic peak for quartz highlighted in the XRD patterns for the 550°F samples cured for 14 days.

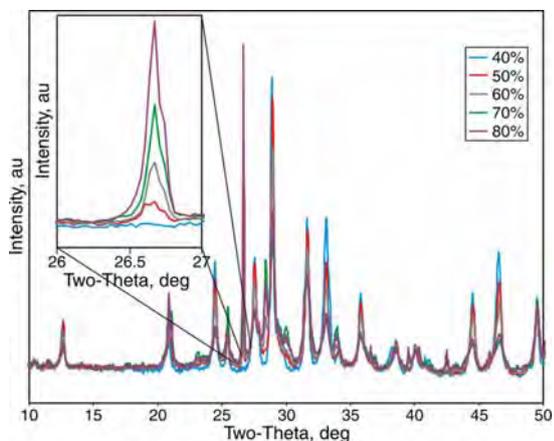


Figure 4: XRD patterns for the slurries cured at 550°F for 14 days.

Little to no intensity is found in the 40% silica sample after 14 days of curing. This indicates that the silica has been consumed. The relative intensity of this diffraction peak is directly proportional to the starting amount of silica in the sample. Hence, the more silica in the sample to begin with, the more quartz present after two weeks. Figure 5 shows the diffraction patterns for the same slurries cured at 30 days with the characteristic quartz peak highlighted.

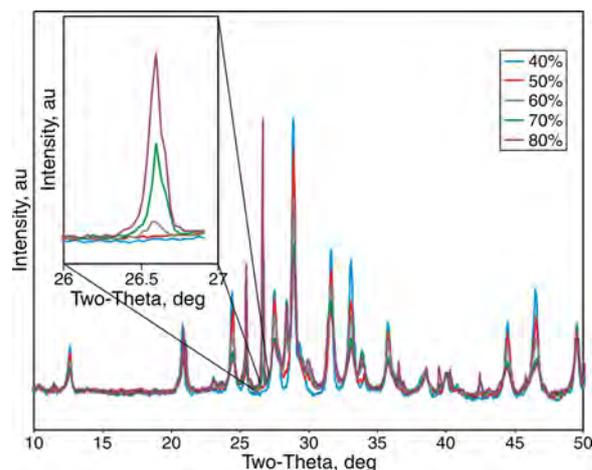


Figure 5: XRD patterns for the slurries cured at 550°F for 30 days.

While there is still no evidence of quartz remaining in the 40% silica sample, the 50% silica sample shows little to no presence of quartz remaining in the sample. Furthermore, the relative intensity of the quartz peak in the 60, 70, and 80% silica samples all appear to be decreasing relative to the 14-day cures.

This behavior indicates that the reactions that occurred in the cement did not reach equilibrium and that the remaining silica in the sample was being consumed over time. This type of conclusion is similar to some of the conclusions found in earlier works on the high-temperature behavior of cements (Speakman 1968). To quantify the amount of silica remaining in the samples over time, Rietveld analysis was conducted on all of the samples examined. The diffraction pattern for the 60% silica slurry cured at 500°F for 14 days is shown in Figure 6.

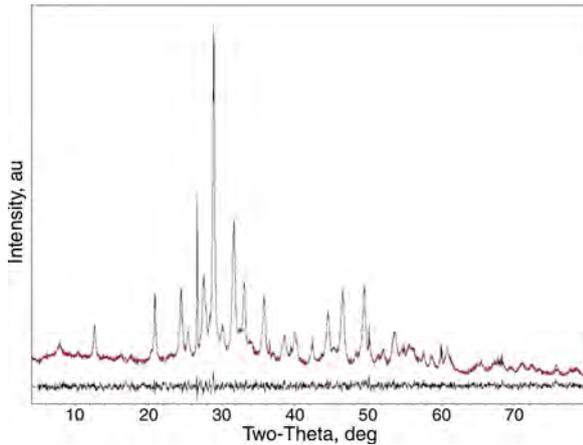


Figure 6: Rietveld refinement of the 60% silica slurry cured at 500°F for 14 days. The redline is the experimental diffraction pattern, the black line is the theoretical diffraction pattern, and the difference line (the graphical representation of the R value) is shown underneath.

All of the diffraction patterns collected in this study were examined in a similar manner. Rietveld refinement was deemed necessary for quantifying the phase fractions in cement because many of the crystalline phases that are present have complex structures that often overlap in their diffraction patterns. Tables 3 through 8 contain the phase fractions in wt% for the slurries studied. Across all of the samples examined, xonotlite, in both a triclinic and monoclinic polymorph (designated t and m, respectively), was the most abundant phase formed. All other phases that were identified in the samples were calcium-silicate hydrates of varying composition and structure. With the limited amount of data collected to date, conclusions based on the phases that form during hydration are difficult.

Table 3: Rietveld Refinement Results for the 14-day, 500°F Cured Samples.

Phases	40%	50%	60%	70%	80%
Xonotlite t	32.3	41.8	26.9	20.1	15.4
Xonotlite m	31.1	37.6	35.1	31.7	30.8
Scawtite	3.1	0	0	0	0
Killalaite	4.9	4.7	5.8	4.8	2.6
Kilchoanite	9.3	0	0	0	0
Katoite	3.1	7.7	6.5	7.4	7.5
Hibschite	5.1	0	0	0	0
Dellaite	11.1	0	0	0	0
Tobermorite 11Å	0	5.8	7.1	8.8	7
Quartz	0	2.4	3.8	10.8	14.6
Reyerite	0	0	7.3	10	15.7
Hillebrandite	0	0	7.5	6.4	6.4
R	4.25	4.95	4.55	4.86	4.65

Table 4: Rietveld Refinement Results for the 30-day, 500°F Cured Samples.

Phases	40%	50%	60%	70%	80%
Xonotlite t	26.7	40.1	24.9	20.5	14.5
Xonotlite m	33.4	39.7	25.2	30.8	31.5
Scawtite	3.1	0	0	0	0
Killalaite	6	5.3	4	0.2	2.3
Kilchoanite	8.9	0	0	0	0
Katoite	0	7.8	5.6	8.9	8.5
Hibschite	9.8	0	0	0	0
Dellaite	12.1	0	0	0	0
Tobermorite 11Å	0	5.5	10.7	12.5	8.2
Quartz	0	1.6	1.3	9.9	11.7
Reyerite	0	0	23.4	17.2	18
Hillebrandite	0	0	4.9	0	5.3
R	4.48	4.85	4.71	4.52	4.48

Table 5: Rietveld Refinement Results for the 14-day, 550°F Cured Samples.

Phases	40%	50%	60%	70%	80%
Xonotlite m	38.1	40.7	37.6	27.5	34.6
Xonotlite t	24.4	33.9	26.9	16.8	21
Scawtite	3.6	3.5	5	5.5	3.3
Poldervaartite	10.3	7.8	7.7	11.1	0
Killalaite	3.3	3	4	4.7	9.1
Katoite	9.1	0	0	0	0
Hibschite	11.2	7.3	5.3	6	8.1
Tilleyite	0	2.4	4.4	7.8	4.7
Reyerite	0	0	6.2	15.8	11.4
Quartz	0	1.4	2.9	4.8	7.8
R	4.93	4.8	3.94	4.4	4.17

Table 6: Rietveld Refinement Results for the 30-day, 550°F Cured Samples.

Phases	40%	50%	60%	70%	80%
Xonotlite m	41.1	40.8	33.3	32.1	33.2
Xonotlite t	25.8	26.6	26.8	15.4	20.5
Scawtite	3.6	3.1	5.4	6.1	3.9
Poldervaartite	7.7	8.2	7.3	9.9	0
Killalaite	4.1	7.3	4.6	5.6	6.2
Katoite	7.8	0	0	0	0
Hibschite	9.9	8.4	7.4	6.4	7.1
Tilleyite	0	5.6	4.6	5.4	4.5
Reyerite	0	0	10	15.7	16.3
Quartz	0	0	0.6	3.4	8.3
R	4.74	4.8	3.91	4.45	4.97

Table 7: Rietveld Refinement Results for the 14-day, 600°F Cured Samples.

Phases	60%	70%	80%
Xonotlite t	40.9	34	31.3
Xonotlite m	27.4	28.7	27.8
Scawtite	5.3	7.3	7.9
Poldervaartite	6.7	7.1	6
Killalaite	4.9	5.9	5.6
Hibschite	4.8	3.7	4.9
quartz	10	13.3	16.5
R	4.75	4.73	4.28

Table 8: Rietveld Refinement Results for the 14-day, 650°F Cured Samples.

Phases	60%	70%	80%
Xonotlite t	33.7	37	42.1
Xonotlite m	23.8	21.3	23.7
Scawtite	5.7	7	6.8
Poldervaartite	3.1	5.4	5.4
Killalaite	8.3	7.8	6
Hibschite	7.7	7.1	8.3
quartz	17.7	14.4	7.7
R	4.76	4.46	4.27

The phase-fraction analysis also quantifies the amount of crystalline silica remaining. This is essentially unreacted silica. As indicated previously, a general trend is observed that, as the initial quantity of quartz present increases, the more unreacted quartz is present. However, the amount of unreacted quartz tends to decrease as the samples are cured for longer periods of time at the same temperature. Outside of the 40% silica slurry cured at 550°F, the loss of quartz with time has not shown any ill effects on the mechanical properties in the cement. While the 40% silica sample cured at 500°F showed no presence of quartz, the permeability and mechanical properties showed no indication of strength retrogression. This is in contrast to the higher permeability observed in the 550°F cured sample, which might negate its use at this temperature.

At the higher temperatures, quartz was still identified, although at 650°F the amount of quartz remaining did not appear to be consistent relative to the amount that was initially present. The consumption of silica over time also indicates that equilibrium was not reached, meaning more time might be required to see any degradation in properties. With a longer timeframe for curing, the different silica concentrations might differentiate themselves further, both in properties of the cement and phases that are present. As the cement is allowed to cure for even longer periods of time after the silica has been consumed and examined in this manner, a better understanding of how the phase development in the cement relates to strength retrogression and long-term integrity is feasible.

CONCLUSIONS

A systematic approach was undertaken to examine strength retrogression in a Class G Portland cement containing silica additions ranging from 40 to 80% when subjected to elevated temperatures ranging from 500 to 650°F. Mechanical properties and permeability were recorded for all samples studied. XRD with accompanying Rietveld refinement was utilized to identify and quantify the crystalline-phase

fractions present in the cements. The amount of crystalline silica remaining in the cements studied was quantified. From this information, 40% silica was deemed to be too low of a starting point when curing temperatures reached 550°F. While this is a preliminary study, this work highlights a methodology for analyzing strength retrogression in cements. Longer time frames for curing might be required to further differentiate the behavior of the cement.

REFERENCES

- ASTM D2664-95a, Standard Test Method for Unconfined Compressive Strength of Intact Rock Core Specimens without Pore Pressure Measurements.* 2000. Conshohocken, Pennsylvania: ASTM International. DOI: 10.1520/D2664-95A.
- ASTM D3148-02, Standard Test Method for Elastic Moduli of Intact Rock Core Test Specimens in Uniaxial Compression.* 2002. Conshohocken, Pennsylvania: ASTM International. DOI: 10.1520/D3148-02.
- ASTM D3967-08, Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens.* 2005. Conshohocken, Pennsylvania: ASTM International. DOI: 10.1520/D3967-08.
- Basso, R., Giusta, A.D., and Zefiro, L. 1983. Crystal Structure Refinement of Plazolite: a Highly Hydrated Natural Hydrogrossular. *Neues Jahrbuch fur Mineralogie, Monatshefte*: 251–258.
- Dai, Y.S. and Post, J.E. 1995. Crystal Structure of Hillebrandite: A Natural Analogue of Calcium Silicate Hydrate (CSH) Phases in Portland Cement. *American Mineralogist* **80**: 841–844.
- Eilers, L.H. and Root, R.L. 1976. Long-Term Effects of High Temperature on Strength Retrogression of Cements. Paper SPE presented at the SPE California Regional Meeting, Long Beach, California, 7–9 April. DOI: 10.2118/581-MS.
- Ferro, O., Galli, E., Papp, G., Quartieri, S., Szakall, S., and Vezzalini, G. 2003. A New Occurrence of Katoite and Re-examination of the Hydrogrossular Group. *European Journal of Mineralogy* **15**: 419–426.
- Ganiev, R.M., Ilyukhin, V.V., and Belov, N.V. 1970. Crystal Structure of Cement Phase $Y=Ca_6[Si_2O_7][SiO_4](OH)_2$. *Doklady Akademii Nauk SSSR* **190**: 831–834.
- Grice, J. D. 2005. The Structure of Spurrite, Tilleyite and Scawtite, and Relationships to Other Silicate-Carbonate Minerals,” *The Canadian Mineralogist* **43**: 1489–1500.
- Hejny, C. and Armbruster, T. 2001. Polytypism in Xonotlite $Ca_6Si_6O_{17}(OH)_2$. *Zeitschrift fur Kristallographie* **216**: 396–408.
- Hewlett, Peter. 1998. *Lea’s Chemistry of Cement and Concrete.* Burlington Hills, Massachusetts: Elsevier Ltd.
- Hu, X., Yanagisawa, K., Onda, A., and Kajiyoshi, K. 2006. Stability and Phase Relations of Dicalcium Silicate Hydrates under Hydrothermal Conditions. *Journal of the Ceramic Society of Japan* **114** (2): 174–179.
- Kudoh, Y. and Takeuchi, Y. 1979. Polytypism in Xonotlite: (I) Structure of an A-1 Polytype. *Mineralogical Journal* **9**: 349–373.
- Marsh, R.E. 1994. A Revised Structure for Alpha-Dicalcium Silicate Hydrate. *Acta Crystallographica Section C*, **50**: 996–997.
- McCusker, L.B., Von Dreele, R.B., Cox D.E., Louër D. and Scardi, P. 1999. Rietveld Refinement Guidelines. *Journal of Applied Crystallography*. **32** (1): 36–50.
- Merlino, S. 1988. The Structure of Reyerite, $(Na,K)_2Ca_{14}Si_{22}Al_2O_{58}(OH)_8 \cdot 6H_2O$. *Mineralogical Magazine* **52**: 247–256.
- Merlino, S., Bonaccorsi, E., Armbruster, T. 2001. The Real Structure of Tobermorite 11A: Normal and Anomalous Forms, OD Character and Polytypic Modifications. *European Journal of Mineralogy* **13** (3): 577–590.
- Patchen, F.D. 1960. Reactions and Properties of Silica-Portland Cement Mixtures Cured at Elevated Temperatures. *Journal of the Society of Petroleum Engineers* **219**: 281–287.
- Pluth, J.J. and Smith, J.V. 1973. The Crystal Structure of Scawtite. *American Mineralogist* **58**: 1097–1097.
- Richardson, I.G. 2008. The Calcium Silicate Hydrates. *Cement and Concrete Research* **38** (2): 137–158
- Speakman, K. 1968. The Stability of Tobermorite in the System $CaO-SiO_2-H_2O$ at Elevated Temperatures and Pressures. *Mineralogical Magazine* **36**: 1090–1103.
- Stiles, D. 2006. Effects of Long-Term Exposure to Ultrahigh Temperature on the Mechanical Parameters of Cement. Paper SPE 98896 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, 21–23 February. DOI: 10.2118/98896-MS.
- Taylor, H.F.W. 1971. The Crystal Structure of Kilchoanite, $Ca_6(Si_4O_{10})(Si_3O_{10})$. *Mineralogical Magazine* **38**: 26–31.

- Taylor, H.F.W. 1977. The Crystal Structure of Killalaite. *Mineralogical Magazine* **41**: 363–369.
- Wright, A.F. and Lehmann, M.S. 1981. The Structure of Quartz at 25 and 590°C Determined by Neutron Diffraction. *Journal of Solid State Chemistry* **36** (3): 371–380.
- Young, R.A. ed. 1993. *The Rietveld Method*. Oxford: Oxford University Press.



GEOTHERMAL WELL CEMENTING, MATERIALS AND PLACEMENT TECHNIQUES

Evans Kiprotich Bett

Kenya Electricity Generating Company Ltd.

Geothermal Resource Development

P.O. Box 785, 20117 Naivasha

KENYA

ebett81@gmail.com

ABSTRACT

Geothermal wells are cemented using many of the same techniques as in the oil and gas industry. However, high temperatures, corrosive brines and carbon dioxide severely challenge the long-term durability of well cements. Well cementing is a critical part of well construction and requires a dedicated design and engineering process.

Portland cement manufactured to API specifications, classes A and G, is most commonly utilised in geothermal wells cementing. The cements and cement additives selected and the cementing practices utilised are an integral part of sound well design, construction and well integrity. Selected cements, additives and mixing fluids should be laboratory tested in advance to ensure they meet the requirements of the well design. Silica flour is included in the design of cement slurry to prevent strength retrogression that occurs as a result of elevated temperatures encountered in geothermal wells. Proper well conditioning before cementing ensures a sound cement sheath. There are four common techniques utilised in the primary cementing of geothermal wells. There are other techniques used to execute remedial cementing jobs when the need arises. During cementing operations, various parameters are recorded as part of the monitoring of the cementing execution job and for post-job analyses. In the post-job evaluation, it is important to carry out acoustic logs.

1. INTRODUCTION

Cementing is the process of mixing and pumping cement slurry down to fill the annular space behind the pipe. When setting, the cement will establish a bond between the pipe and the formation. Unlike oil and gas wells, the casings in geothermal wells are usually fully cemented back to the surface. Portland cement is the most commonly used cement. The American Petroleum Institute (API) classifies cement into eight types depending on required properties. Slurry is made by mixing cement with water and additives. Chemical additives are mixed into the cement slurry to alter the properties of both the slurry and the hardened cement.

The success and long life of well cementation requires the utilization of high-grade steel casing strings with special threaded couplings and temperature-stabilized cementing compositions. A hydraulic seal

must be established between the cement and the casing and between the cement and the formation. This requirement makes the primary cementing operation important for the performance of the well. Geothermal wells are drilled in areas with hot water or steam and because of the hostile conditions, special planning is necessary to ensure the integrity of the well. When primary cementing is not well executed due to poor planning, despite using the right methods and materials, remedial cementing may have to be done in order to restore a well's operation.

In general, there are five steps in designing a successful cement placement:

- a) Analysing the well conditions: reviewing objectives for the well before designing placement techniques and cement slurry to meet the needs for the life of the well;
- b) Determining slurry composition and laboratory tests;
- c) Determining slurry volume to be pumped, using the necessary equipment to blend, mix and pump slurry into the annulus, establishing backup and contingency procedures;
- d) Monitoring the cement placement in real time: comparison is made with the first step and changes implemented where necessary;
- e) Post-job evaluation of results.

Cementing operation is a continuous process as shown in Figure 1 (API, 2009).

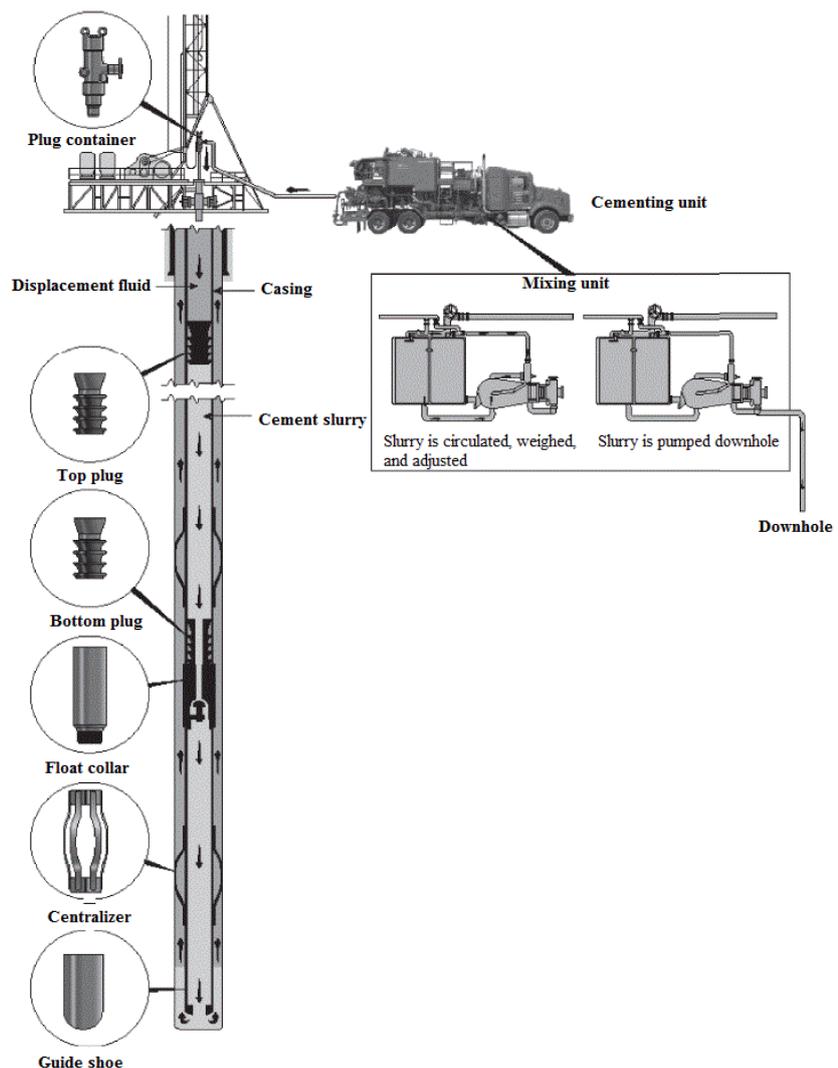


FIGURE 1: Typical cementing process (API, 2009)

2. OBJECTIVES OF CEMENTING

The objective of casing cementing is to ensure that the whole length of the annulus is completely filled with sound cement that can withstand long term exposure to geothermal fluids and temperatures (Hole, 2008). The most important functions of a cement sheath between the casing and the formation are (Rabia, 1985):

- a) To prevent the movement (migration) of fluids from one formation to another or from the formations to the surface through the annulus;
- b) To hold the casing string in the well;
- c) To protect the casing from corrosive fluids in the formations and buckling;
- d) To support the well-bore walls (in conjunction with the casing) to prevent collapse of formations;
- e) To prevent blowouts by forming a seal in the annulus;
- f) To protect the casing from shock loads when drilling deeper.

Cementing is also used to condition the well:

- a) To seal loss of circulation zones;
- b) To stabilize weak zones (washouts, collapses);
- c) To plug a well for abandonment or for repair;
- d) To kick-off side tracking in an open hole or past a junk;
- e) To plug a well temporarily before being re-cased.

3. WELL CONDITIONS

It is important to get a clear picture of the conditions in the well to identify loss zones, losses, temperature, wellbore enlargements and other potentially useful information.

3.1 Mud conditioning

The top priority in achieving a successful cement job is to displace all the mud from the annular section to be cemented and the mud cake on the annular wall. Drilling mud is designed to help efficiently drill, transport cuttings to the surface and form a mud cake, but is not always conducive to good mud displacement during cementing operations. Therefore, prior to running the casing and cementing, the drilling fluid should be conditioned to exhibit 'easy-to-remove' properties including low fluid loss, thin rheological properties, and a flat gel profile (Bush and O'Donnell, 2007). Reducing the mud's gel strength, yield stress and plastic viscosity is recognized as being beneficial, because the driving forces necessary to displace the mud are reduced, and its mobility is increased (Nelson, 1990). The addition of mud thinners and deflocculants will aid in this process. Prior to logging operations or the installation of casing, the bit should be short tripped to the previous casing shoe and then run back to bottom to be certain the well will remain open. Additionally, if there is a concern for mud losses while running casing or cementing, LCM (Lost Circulation Material) pill should be spotted on the bottom prior to POOH (Pull Out Of Hole) with the drill string.

Once the casing has been run, the mud should be further conditioned to remove gelled mud which will have formed beneath the casing in areas of poor centralization. After landing the casing, and the drilling mud has been conditioned, the cementing should begin as soon as possible, preferably within 15 minutes. Increased static times may cause the mud to gel significantly and make it difficult to remove from the annulus (Bush and O'Donnell, 2007).

3.2 Casing movement

If possible, the casing should be reciprocated. The pipe movement will both physically scrape mud from the wellbore, as well as keep fluid moving around all portions of the hole. Reciprocation is 5-15 m stroke length at 1 stroke per minute (Bush and O'Donnell, 2007).

3.3 Centralization

Good centralization is an important factor in achieving efficient mud displacement and cement placement. A poorly drilled hole may have several washed out zones which are difficult to clean out, regardless of the displacement rate. Crooked holes make casing centralization difficult. Consequently, the removal of the mud from the narrow side of the annulus is problematic. It is therefore necessary to ensure that the drilled hole is smooth without doglegs, in-gauge and stable (Nelson, 1990). A minimum casing stand-off of 70% through critical sections is a good rule-of-thumb. Stand-off can range from 0% (casing against the hole wall) to 100% (casing perfectly centred in the hole) (Bush and O'Donnell, 2007).

3.4 Bottomhole temperature

Accurate prediction of bottomhole circulation temperature (BHCT) and bottomhole static temperature (BHST) is important during drilling and completion of geothermal wells. The majority of borehole temperature measurements are obtained as maximum-reading values acquired during logging runs. Many methods and algorithms have been proposed to extrapolate bottomhole temperature values, measured during drilling or soon after circulation has ceased, in order to obtain static borehole or formation temperature.

To plan the cementing operations in high-temperature geothermal wells, accurate circulation temperatures are required. The BHCT typically used for cement slurry design are found in API Specification 10. It assumes 26°C surface formation temperature. One must know the average static temperature gradient to design cement-slurry thickening time with the current API bottomhole temperature circulation correlations. Many drilling operators have observed that the API method overestimates circulating mud temperatures for deep wells. A recently developed API equivalent well (API-EW) method allows one to use the API temperature correlations for any deep well, both onshore and offshore, and for any values of surface formation temperature. The API-EW method transforms a real wellbore into an API equivalent wellbore by treating the well's 26°C isotherm as the surface temperature (Kutasov and Kagan, 2002).

To calculate the average temperature gradient and determine the rate of cement strength development, BHST has to be known. Bottomhole shut-in temperature is used and an approximate analytical method. It is a function of drilling fluid circulation time, shut-in time, wellbore radius, circulation time, and formation thermal diffusivity.

A BHCT memory recorder was recently developed, capable of recording downhole temperatures during circulation before cementing, squeezing or plugback operations. The recorder can be tripped into the well with a pipe or wireline and can be dropped down the drill string. Temperature data obtained with BHCT recorders are representative of true bottomhole circulating temperatures and can provide an accurate assessment of downhole temperature conditions before critical cementing operations are performed (Kabinoff et al., 1992). Because of the uncertainty of actual BHCT, retardation and testing of the cement can be challenging.

3.5 Caliper log

A caliper log is used to measure the wellbore diameter. After the casing point is reached, caliper logs should be run, and the cement volume should be adjusted based upon the actual wellbore size. Even with the caliper log, it is common practice to use an excess volume to ensure fill-up by cement across all critical zones. The excess factor used is based on the experience obtained from the field being drilled. The volume obtained is added to the volume of cement that will remain between the float collar and the shoe, i.e. in the shoe track. The most commonly used caliper tools have 4 or more

movable arms. The logging cable makes it possible to control the motor-operated arms. Caliper logs give the location of cavities in the well (Nelson, 1990). They are also used to assess the condition of the casing, i.e. to check for damage and deposition of calcite scales. If an excess factor has not been established, a rule of thumb may be to use 20% excess in the open hole section where the caliper is used and 50% otherwise.

4. PLACEMENT TECHNIQUES

Most primary cement jobs are performed by pumping the slurry down the casing and up the annulus. However, modified techniques can be used for special situations. A successful primary cement job is essential to allow further drilling operations to proceed. In geothermal wells, cement placement to the annulus is mostly done using one of the techniques explained below.

4.1 Single stage cementing

The single stage cementing operation is the most common type of cementing operation. The procedure is as outlined below and the operation is illustrated in Figure 2:

- a) The casing string with all the required cementing accessories such as the float collar, guide/float shoe and centralizers (Figures 3, 4 and 5), is run in the hole until the shoe is just a few metres off bottom.

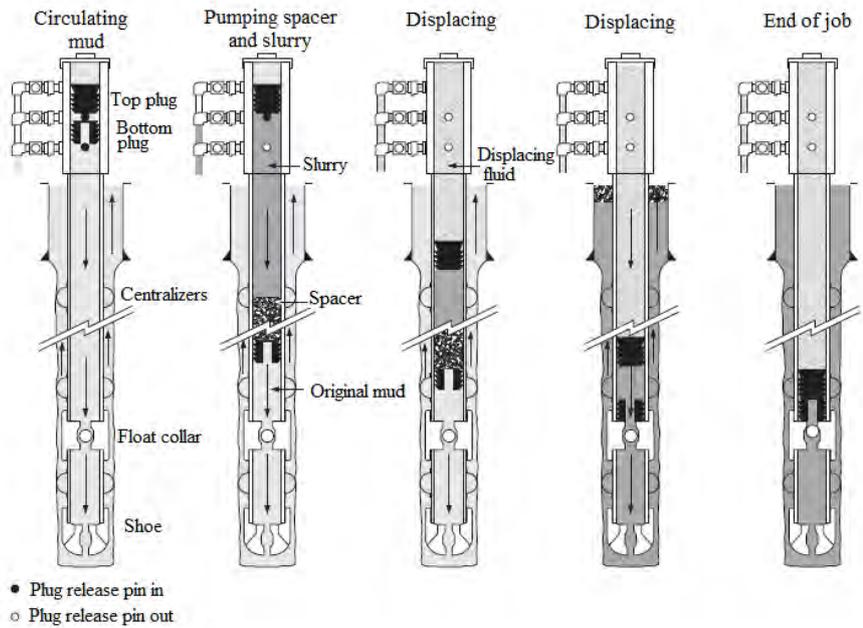


FIGURE 2: Single stage cementing operation (Nelson, 1990)

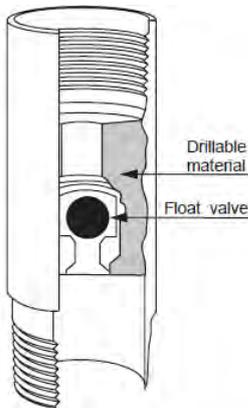


FIGURE 3: Float collar (Heriot-Watt University, 2010)

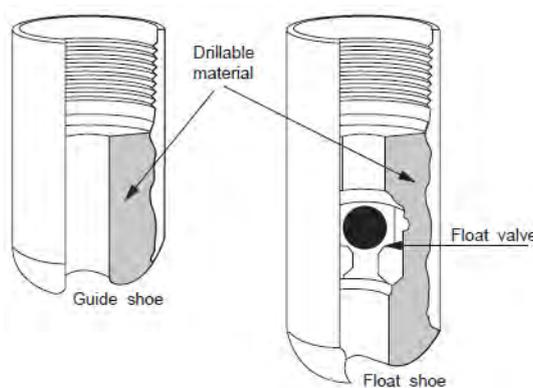


FIGURE 4: Guide/float shoe (Heriot-Watt University, 2010)

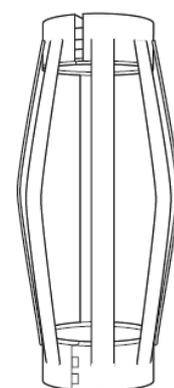


FIGURE 5: Casing centralizer (Heriot-Watt University, 2010)

- b) The cementing head, shown in Figure 6, is then connected to the top of the casing string. It is essential that the cement plugs are correctly placed in the cementing head.
- c) The casing is then circulated clean before the cement operation begins.
- d) The bottom (wiper) plug, shown in Figure 7, is released and pumped down to wipe the inside of the casing clean. It is followed by a spacer, then cement slurry. A spacer is meant to provide a barrier to avoid cement slurry mixing with mud. When the plug reaches the float collar, its rubber diaphragm is ruptured, allowing the spacer and slurry to flow through the plug, around the shoe and up the annulus.
- e) The top (shut-off) plug, shown in Figure 8, is then released and displacing fluid is pumped. When the plug reaches the float collar, it lands on the bottom plug and stops the displacement process.

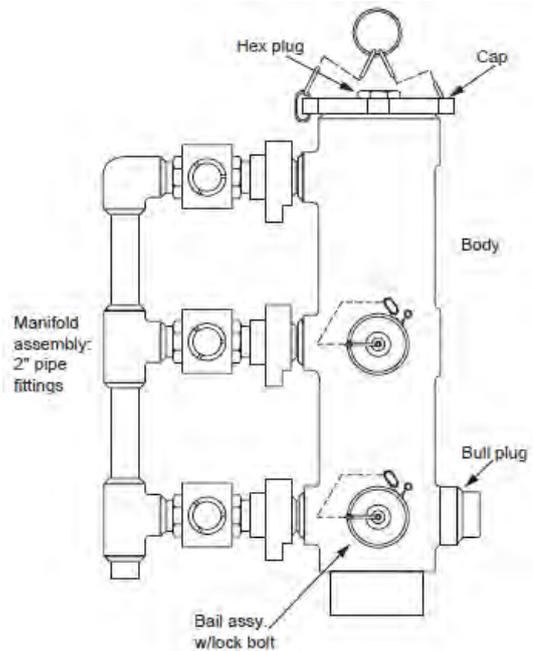


FIGURE 6: Cementing head (Nelson, 1990)

The pumping rate should be slowed down as the top plug approaches the float collar and the top plug should be gently “bumped” into the bottom, wiper plug. The displacement of the top plug is closely monitored. The volume of displacing fluid necessary to pump the plug should be calculated before the job begins. Throughout the cementing job, the mud returns from the annulus should be monitored to ensure that the formation has not been broken down. If formation breakdown does occur, then mud returns would slow down or stop during the displacement operation. Appropriate action should be taken if there are losses observed during cementing.

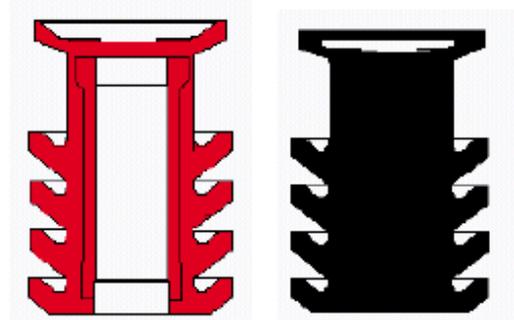


FIGURE 7: Bottom plug – hollow
FIGURE 8: Top plug – solid

Upon displacement of cement in the casing and bumping of the plug, the positive seal in the float collar and shoe keeps the cement in place. Valves on the casing head should not be closed during the waiting-on-cement (WOC) period, because the temperature of the fluid left in the casing will increase and, thus, could cause pressure increase, which would expand the casing.

4.2 Inner string (stinger) cementing

Inner string cementing is also common in geothermal well cementing. It allows large-diameter casing strings to be cemented through the drill pipe or tubing that is inserted and sealed in floating equipment. Inner-string cementing has the following advantages:

- a) Reduces the risk of cement slurry setting within the casing since cement reaches the annulus much faster than in conventional methods of cementing;
- b) Does not require large-diameter cementing plugs;
- c) Reduces cement contamination;
- d) Reduces the amount of cement that has to be drilled out of large-diameter casing;
- e) Decreases cementing displacement time;
- f) Allows cement slurry to be pumped until returns are obtained on the surface.

Inner-string cementing requires the installation of a stab-in float shoe or float collar in the casing string. The float collar with a sealing sleeve is usually installed two joints from the bottom in the casing string. The casing string is run into the well in the usual manner. The inner string is then run in, with the sealing adapter made up on the lower end and stabbed into the floating equipment sealing sleeve. The sealing sleeve is built into the floating equipment to provide a sealing-sleeve/bore receptacle for the inner-string sealing adapter. The float equipment top is also tapered to form a surface that helps guide the sealing-sleeve adapter into its sealing sleeve. Two centralizers should be run on the inner string, one centralizer directly above the sealing adapter and another one above the first centralizer. This

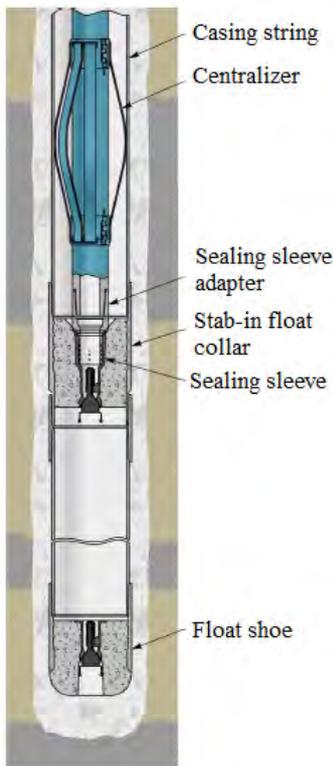


FIGURE 10: Stab-in collar and adapter assembly (CaseTech International, Inc., 2010)

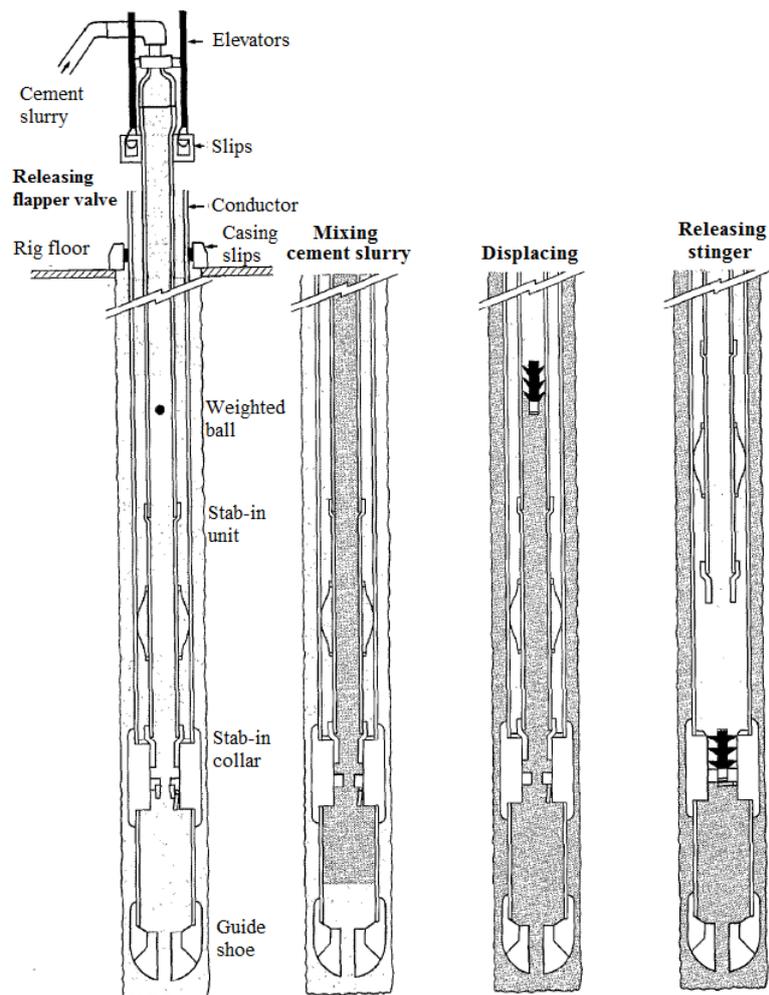


FIGURE 9: Inner string cementing operation (Nelson, 1990)

arrangement will help the inner string enter the stab-in floating equipment. The inner string cementing operation is shown in Figure 9. Figure 10 shows the stab-in collar and drill pipe assembly.

After the inner string (usually drill pipe) has been stabbed into the floating equipment, water is circulated around the system to ensure that the stinger and annulus are clear of any debris. This is followed by a spacer (polymer). Cement slurry is then pumped through the stinger and floating equipment into the wellbore annulus.

Displacement on the inner string can be done with or without a plug. The diameter of the stinger is generally small so contamination of cement is unlikely if a large enough liquid spacer is used. The cement slurry is generally under-displaced so that when the sealing adapter on the stinger is pulled from the floating equipment, the excess cement falls down on top of the floating equipment. After cementing is completed, the check valve in the floating equipment prevents cement from re-entering the casing and the sealing adapter and inner string can be pulled from the casing. The main disadvantage of this method is that, for long casing strings, rig time is lost in running and retrieving the inner string.

4.3 Reverse circulation cementing

This is mainly used in wellbores where loss of circulation is encountered. The technique involves pumping the slurry down the annulus and displacing the drilling fluid back up through the casing; the cement slurry direction is opposite that of the conventional method as shown in Figure 11. The float equipment, differential fill-up equipment and wellhead assembly must be modified. This method is used when the cement slurry cannot be pumped in turbulent flow without breaking down the weak zones above the casing shoe. Reverse circulation allows for a wider range of slurry compositions, so heavier or more-retarded cement can be placed at the lower portion of the casing, and lighter or accelerated cement slurry can be placed at the top of the annulus. Calliper surveys should be made before the casing is run, to determine the necessary volume of cement and minimise over-placement (Crook, 2006).

Reverse circulation cementing can provide the following advantages:

- Reduces hydraulic horsepower of the cement slurry pumping equipment since the gravitational force is working in favour of the slurry flow;
- Reduces fluid pressure (often reported as an equivalent circulating density or ECD). ECD is normally calculated at the shoe by combining the effects of hydrostatic pressure and frictional fluid-induced pressures in the casing. Because the heavier and more viscous cement slurry is not circulated back to the surface through the casing, the ECDs can be significantly reduced in reverse cementing in comparison to conventional cementing as shown in Figure 12;
- Enables shorter slurry thickening time since little or no retarders are used;
- Takes a shorter time to execute since no displacement is done.

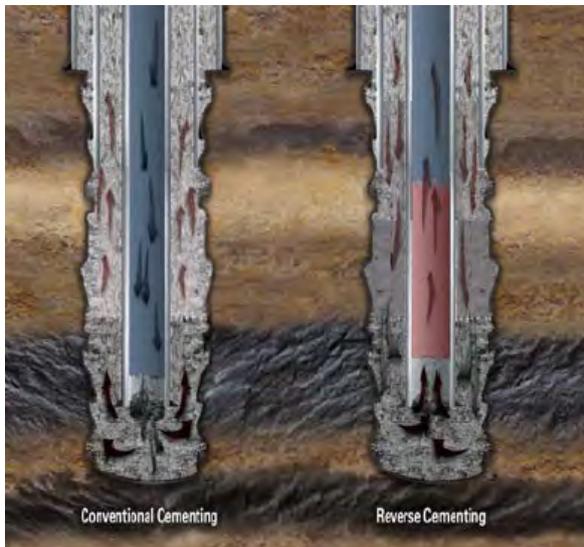


FIGURE 11: Conventional vs. reverse cementing (Hernández and Bour, 2010)

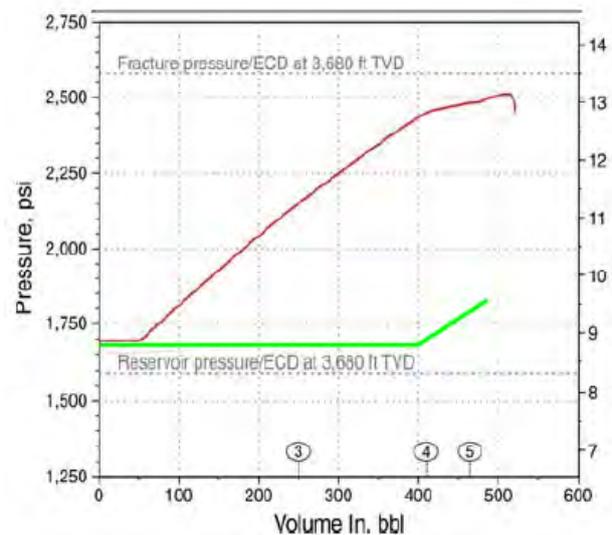


FIGURE 12: Conventional vs. reverse circulation ECDs (Hernández and Bour, 2010)

4.4 Two-stage cementing

This method is rarely used in geothermal well cementing because of the risk of having water pockets in the cement sheath. In geothermal wells, it is mostly used with tieback casing to minimise the risk of casing collapse caused by water pockets. In long casing strings and in particular where the formations are weak and may not be able to support the hydrostatic pressure generated by a very long column of cement slurry, the cement job may be carried out in two stages. The cement sheath in the annulus is split into two, with one sheath extending from the casing shoe to some point above the potentially troublesome formations at the bottom of the hole and the second sheath covers shallower troublesome

formations. The placement of these cement sheaths is as shown in Figure 13. The reasons for using a two-stage operation are to reduce:

- a) Collapse limit of casing;
- b) Long pumping times;
- c) High pump pressures;
- d) Excessive hydrostatic pressure on weak formations due to the relatively high density of cement slurry.

The procedure for conducting a two-stage operation is as follows:

First stage

The procedure for the first stage is similar to that of single stage cementing, described in Section 4.1, except that a wiper plug is not used and only a liquid spacer is pumped ahead of the cement slurry. The conventional top (shut-off) plug is replaced by a plug with flexible blades to enable it to pass through the stage cementing collar (cementer), shown in Figure 14. The height of this cemented part of the annulus will depend on the fracture gradient of the formations which are exposed in the annulus.

Second stage

The second stage of the operation involves the use of a stage collar which is placed in the casing string at a pre-determined position. The position often corresponds to the depth of the previous casing shoe. The ports in the stage collar are initially sealed off by the inner sleeve. This sleeve is held in place by retaining pins. After the first stage is complete a special dart is released from the surface which lands in the inner sleeve of the stage collar. When a pressure of 69-100 bars is applied to the casing above the dart, and therefore to the dart, the retaining pins on the inner sleeve are sheared and the sleeve moves down, uncovering the ports in the outer mandrel. Circulation is established through the stage collar before the second stage slurry is pumped. The normal procedure for the second stage is as follows:

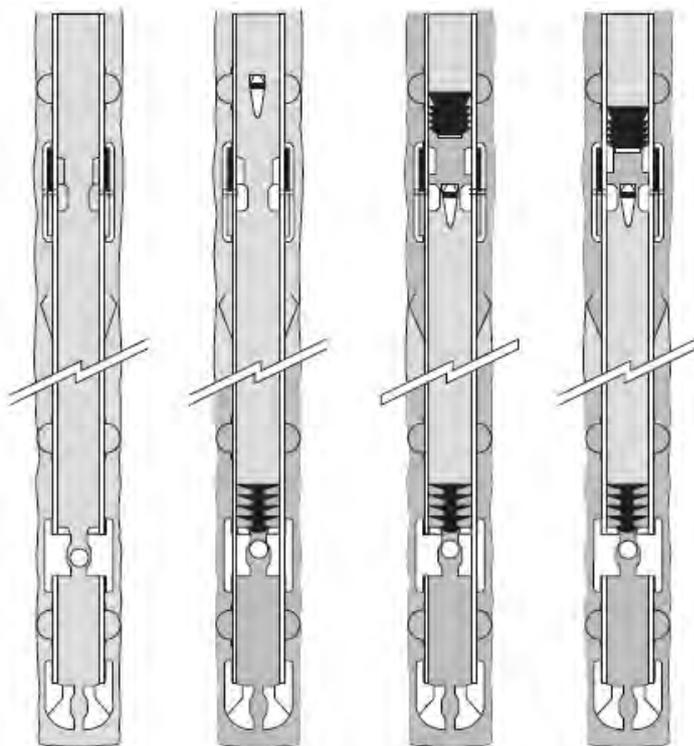


FIGURE 13: Two-stage cementing operation (Nelson, 1990)

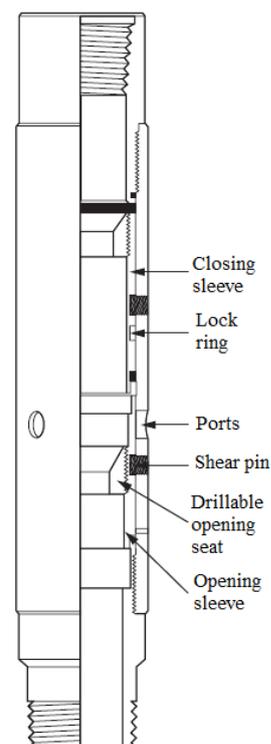


FIGURE 14: Stage cementing collar (Heriot-Watt University, 2010)

- a) Drop opening dart;
- b) Pressure up to shear retaining pins;
- c) Circulate through stage collar whilst the first stage cement is setting;
- d) Pump spacer;
- e) Pump second stage slurry;
- f) Release closing plug;
- g) Displace plug and cement;
- h) Pressure up on plug to close ports in stage collar.

The other accessories used in a two-stage cementing operation are shown in Figure 15. One disadvantage of stage cementing is that the casing cannot be moved after the first stage cement has set in the lower part of the annulus. This increases the risk of a poor cement bond.

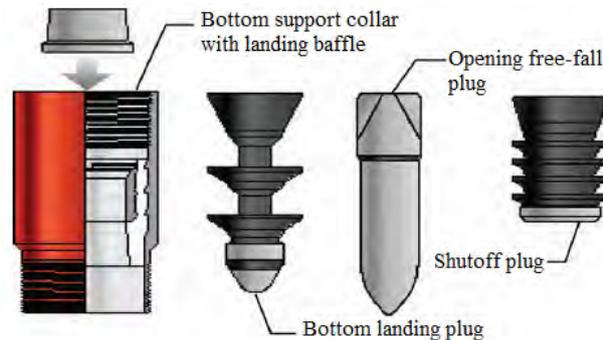


FIGURE 15: Two-stage cementing accessories (Crook, 2006)

5. SLURRY DESIGN

5.1 Cement and cement additives

Portland cement, manufactured to API specification, typically API Class A or API Class G cements, are now commonly utilised in geothermal well cementing. Portland cement is essentially a calcium silicate material, and the most abundant components are tricalcium silicate (C_3S), dicalcium silicate (C_2S) and tricalcium aluminate (C_3A). API Spec 10A classifies cement used in well cementing into the following classes and grades (Gabolde and Nguyen, 2006):

- *Class A* – intended for use when special properties are not required. It is available only in ordinary (O) grade.
- *Class B* – intended for use when conditions require moderate or high sulphate-resistance. It is available in both moderate sulphate-resistant (MSR) and high sulphate-resistant (HSR) grades.
- *Class C* – intended for use when conditions require high early strength. It is available in O, MSR and HSR grades.
- *Class D* – intended for use under conditions of moderately high temperatures and pressures. It is available in MSR and HSR grades.
- *Class E* – intended for use under conditions of high temperatures and pressures. It is available in MSR and HSR grades.
- *Class F* – intended for use under conditions of extremely high temperatures and pressures. It is available in MSR and HSR grades.
- *Class G* – intended for use as basic well cement. It is available in MSR and HSR grades. No additives other than calcium sulphate or water, or both, shall be inter-ground or blended with the clinker during the manufacture of class G well cement.
- *Class H* – intended for use as basic well cement. It is available in MSR grade. No additives other than calcium sulphate or water, or both, shall be inter-ground or blended with the clinker during the manufacture of class H well cement.

Planning for cementing operations and the design and specification of acceptable cement slurries must be performed based on specific well conditions. To adopt standardized cement slurry formulations is generally a recipe for disaster, since there will always be the one well that does not fit the standard specifications. Cementing temperature conditions are important because BHCT affects slurry thickening time, rheology, set time and compressive strength development.

Slurry design is affected by well depth, BHCT, BHST, type of drilling fluid, slurry density, pumping time, quality of mix water, fluid loss control, flow regime, settling and free water, quality of cement, dry or liquid additives, strength development, and the quality of lab cement testing and equipment. Cement system design for geothermal wells differs from those for conventional high temperature oil and gas wells in the exclusive use of silica flour (15 μm) instead of silica sand (175-200 μm) and the avoidance of fly ash as an extender (light weight additive) (Gaurina-Medimurec et al., 1994).

Usually the cement is mixed with 35-40% silica flour for heat resistance. This ensures longevity of the cement as it prevents strength retrogression and increasing porosity as is seen with neat cement slurries exposed to elevated temperatures. Strength retrogression in cement is a measure of decreased compressive strength and higher permeability as the curing time progresses as shown in Figure 16. Greater permeability of set cement due to a greater porosity makes it sensitive to corrosive formation fluids, which is an equally serious problem as losing strength. High temperatures in the range of 150 – 350°C are experienced in geothermal wells. Research studies that have been done on Portland cement have shown a need to add silica flour to the cement to avoid strength retrogression at temperatures above 120°C (Iverson et al., 2010).

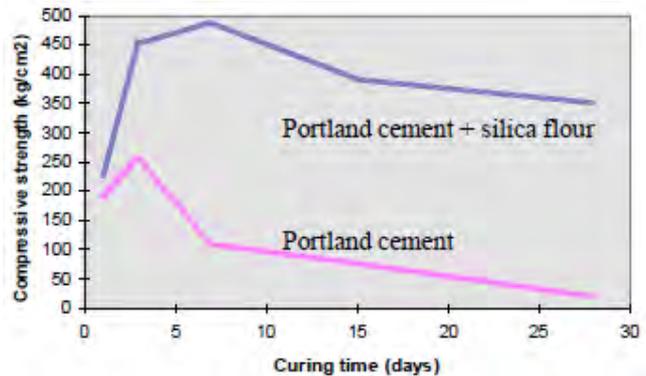


FIGURE 16: Cement strength retrogression (Thórhallsson, 2010)

Other additives besides silica flour used in the design of cement slurry for geothermal wells are:

Retarders – used to prolong the thickening time of cement slurry and avoid the risk of it setting in the casing prematurely by keeping it viscous and pumpable. They are used in deep wells where BHCT is expected to be high, i.e. above 38°C. They do not decrease the ultimate compressive strength of cement but do slow the rate of strength development. The most widely used retarder is calcium lignosulfonate – 0.1 to 5% BWOC. Circulation temperature should be carefully predicted so that the correct retarder concentration is used to avoid flash setting or very long setting up time due to over-retarded cement slurry. Other retarders include synthetic polymers, organic acids or borate salts.

Lightweight additives (extenders) – used to reduce the slurry density for jobs where the hydrostatic head of the cement slurry may exceed the fracture strength of the formation. In reducing slurry density the ultimate compressive strength is also reduced and the thickening time reduced. The most commonly used extender is Wyoming bentonite – 2 to 16% BWOC. It is able to hold water which is 16 times its volume and it therefore also ensures no free water evolves during cement set up.

Friction reducers (dispersants) – added to improve flow properties of slurry. Adding dispersants can lower friction and lower pressure during pumping, and enhances turbulent flow at reduced pumping rates.

Fluid loss control additives – used to prevent dehydration of cement slurry and premature setting. The requirement to cement the total length of each casing in under-pressured reservoirs results in a tendency of the water fraction of the cement slurry being lost to the formation. These additives help retain the key characteristics of their cement slurries, including viscosity, thickening time, rheology and comprehensive strength-development. The most common are Organic polymers – 0.5 to 1.5% BWOC and CMHEC – 0.3 to 1.0% BWOC.

Loss of circulation (LOC) additives – cement slurry can be lost to either natural or induced formation fractures. The additives help control the loss of slurry to the formation. The use of medium to finely

ground *mica flakes*, which are completely inert and non-sensitive to temperature, dry blended into the cement has been found to be very effective. Organic LCM materials, traditionally utilised in drilling mud formulations, should not be used in cement slurry. Although they achieve the objective of sealing the permeable zones, after the well has been completed, the organic material is carbonised, leaving high porosity within the loss zones, thus providing a flow path for possibly corrosive formation fluids.

Antifoam additives – frequently used to decrease foaming and minimise air entrainment during mixing. Excessive foaming can result in an underestimation of the density downhole and cavitation of the mixing system. The additives modify the surface tension in the cement slurry so that foaming is prevented or the foam breaks up. The concentration required to be effective is very small, typically less than 0.1% BWOW. Polypropylene glycol is the most common.

Accelerators – added to cement slurry to shorten setting time. This is mostly used in surface casing where low temperatures are encountered. They are used when cement setting time is longer than that required to mix and pump cement, which in turn leads to reduced WOC time. Calcium chloride (CaCl_2) – 1.5 to 2.0% BWOC and Sodium Chloride (NaCl) – 2.0 to 2.5% BWOC are the most commonly used. It should be noted that higher concentrations act as retarders.

Identification colour or radioactive material – to identify the cement coming up when LOC or plug cementing is being done. During the course of numerous cementing jobs, it may be advantageous to see which cement is coming to the surface.

5.2 Cement mixing

On most rigs cement powder and additives are handled in bulk, which makes blending and mixing much easier. For large volume cement jobs, several bulk storage bins may be required on the rig. For any cement job, there must be sufficient water available to mix the slurry at the desired water/cement ratio when required. The mix-water must also be free of all contaminants. Figure 17 shows a typical schematic flow diagram of cement slurry preparation and indicates the steps performed at the central storage location and at the well site.

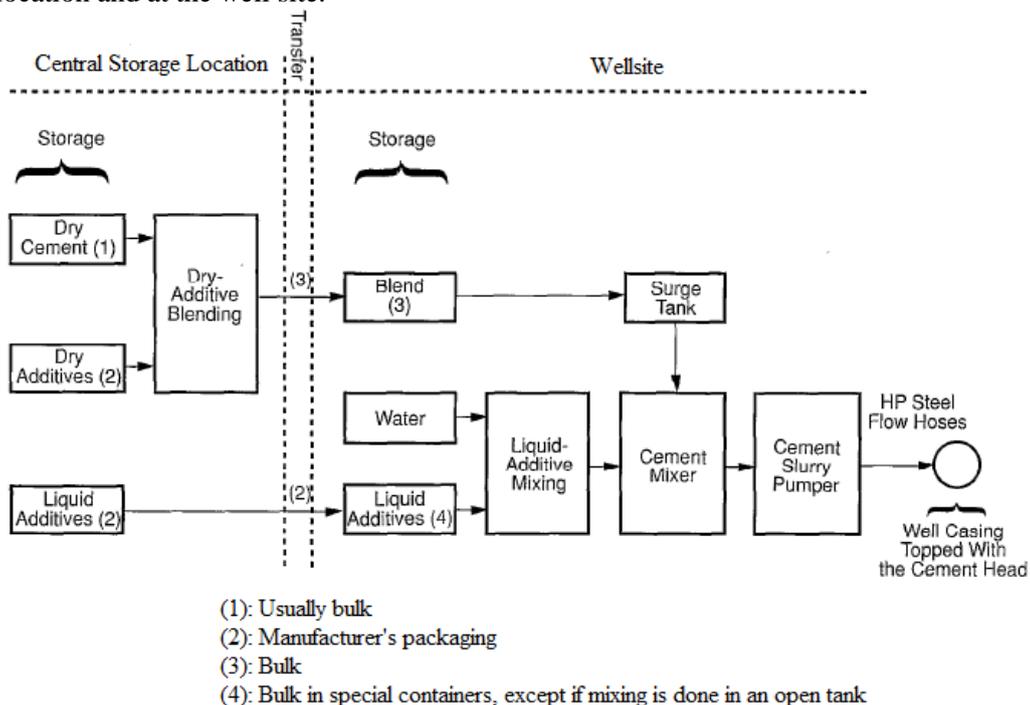


FIGURE 17: Typical cement mixing process (Nelson, 1990)

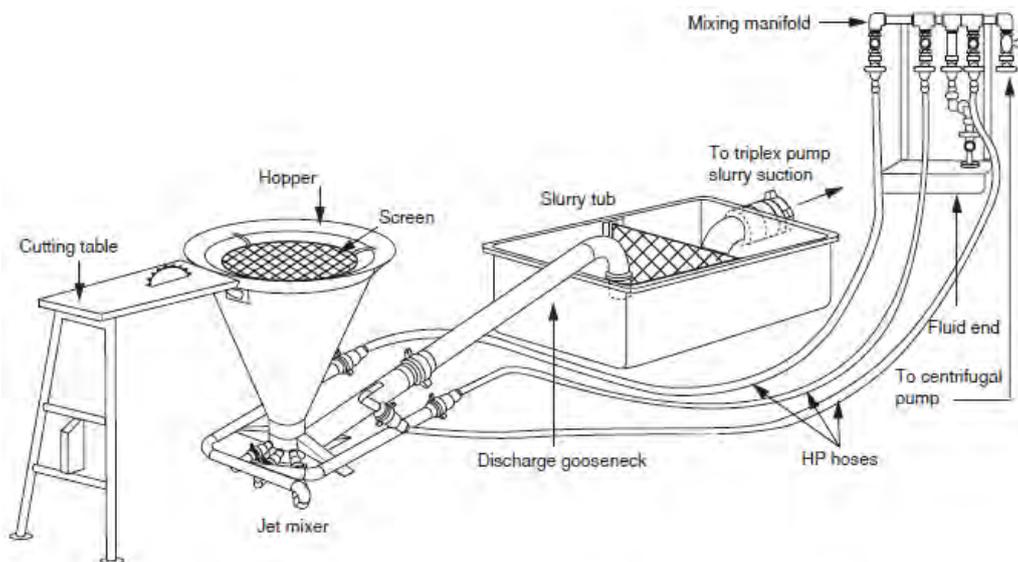


FIGURE 18: Jet mixer (Heriot-Watt University, 2010)

Cement mixing and pumping can be done either using a recirculation mixer, which is currently the most common, or conventional jet mixer units that may be truck, trailer or skid mounted.

Conventional jet mixer – it is an old method and no longer common. The mixer consists of a funnel shaped hopper, a mixing bowl, mixing tub, a water supply line and an outlet for the slurry as shown in Figure 18. Mix-water is pumped across the lower end of the flow and slurry is created. The slurry flows into a slurry tub where its density is measured. If the density of the slurry is correct then the correct amount of mix-water has been mixed with the cement powder. Samples can be taken directly from the mixer and weighed in a standard mud balance or automatic devices (densimeters).

Recirculation mixer – the mixer can be mounted on a truck, as shown in Figure 1, or trailer, while a skid mounted unit is used mostly offshore and its configuration is as shown in Figure 19. The mixing system proportions and blends the dry cementing composition with predictable properties. The recirculating mixer is designed for mixing more-uniform homogeneous slurries. It consists of the following (Nelson, 1990):

- A sophisticated metering system to mix cement with water, and a device to mix the resulting slurry with previously mixed slurry from the mixing tub;
- A re-circulating pump (centrifugal pump) at the bottom of the tub to improve the initial mixing by additional shearing;
- A mixing tub which can be split into two sections. A film-like flow is created over the common partition which assists the release of entrapped air. Both sections can be equipped with agitation paddles (stirrers) to further improve the mixing.

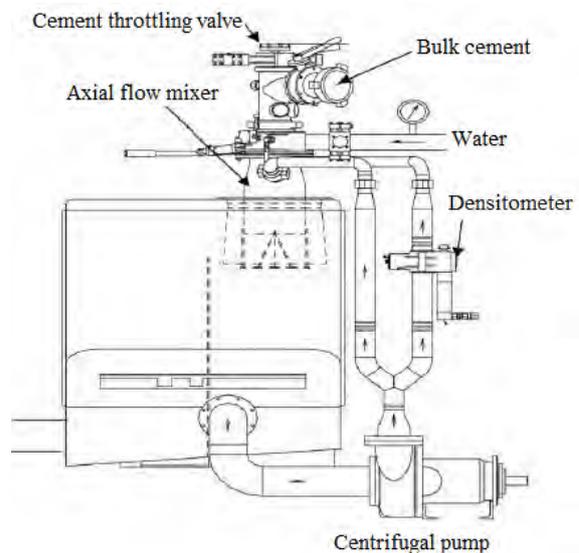


FIGURE 19: Recirculation mixer (Crook, 2006)

The density is remotely controlled by metering cement and/or water, depending upon the model. Usually the water rate is kept constant, and the slurry density controlled by altering the rate at which cement is delivered to the mixer. Normally, the cement is transferred directly from a pressurized tank without passing through a surge tank.

5.3 Cement pumping

The cement pumping unit normally has twin displacement pumps (triplex, positive displacement) which may be diesel powered or driven by electric motors. The pump plungers have a diameter of between 76.2 and 152.4 mm. Their maximum hydraulic horsepower varies between 150 and 370 kW. The maximum pump flow rate is around 1.3 m³ and the pumping pressure should not exceed 70 bars (1,030 psi).

Different flow regimes may be encountered, as shown in Figure 20, during cement pumping depending on conduit geometry, flow velocity and

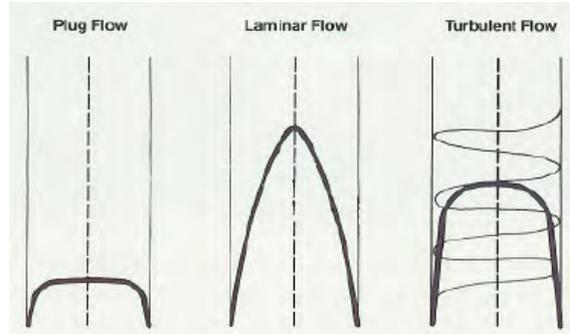


FIGURE 20: Flow regime (Weatherford, 1986)

physical properties of slurry. Turbulent flow is desirable for good cementation, however it is difficult to attain due to limitations in eccentric annuli and irregular wellbores. Adding friction reducers to cement slurry helps achieve turbulent flow. Figure 21 shows different pumping rates necessary for turbulent flow related to casing/hole combination and slurry used. The annular displacement velocity should be at least 1.2 m/s and preferably 1.8 m/s for small casing sizes. The high displacements rates help attain high displacement efficiency, but if not possible, then a plug-flow type job should be carried out at low rates of 0.15 – 0.45 m/s. Laminar flow should be avoided whenever possible (Weatherford, 1986).

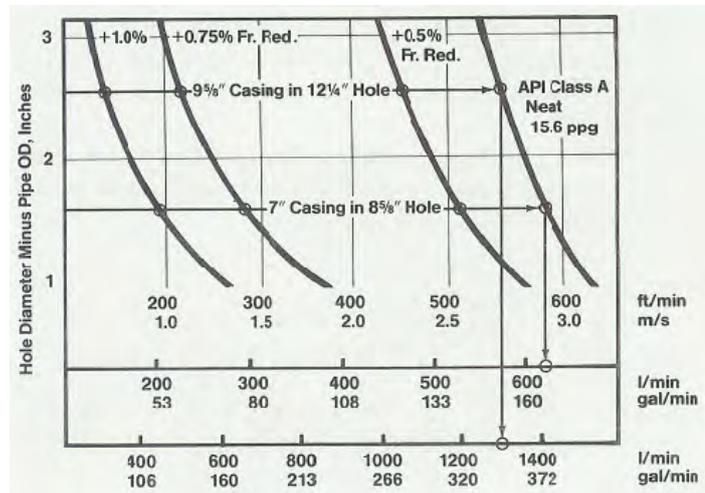


FIGURE 21: Pumping rates to achieve turbulent flow (Weatherford, 1986)

Cement jobs require the measurement of many parameters as explained below (Nelson, 1990):

- *Mix water* – the volume s of water is measured by means of the displacement tanks.
- *Cement (blend) and slurry* – the volumes of mixed slurry and dry cement are determined by combining the mix-water volume and slurry density.
- *Flow rate* – the slurry flow rate is observed at the downhole pump-stroke counter. A flow-meter is used if a continuous recording of job parameters is being made.
- *Pressure* – the pumping pressure is read at a gauge or display panel. An electronic pressure transducer is used if the various parameters are recorded by a central unit.
- *Slurry density* – is traditionally measured using a mud balance (Figure 22). More sophisticated systems are becoming common, e.g. continuous U-tube weighing balance and radioactive densitometer connected to a central recording unit.



FIGURE 22: Mud balance

Central recording units are available which continuously record vital pumping parameters. The recorders significantly improve onsite job monitoring, while simultaneously storing data for post-job evaluation.

5.4 Cement slurry properties

There are six major slurry performance properties that are tested for each cement slurry design. These are: thickening time, slurry density, free water, fluid loss, compressive strength and rheology.

Thickening time – is designed to determine how long cement slurry remains pumpable under simulated down-hole temperature and pressure conditions. The pumpability, or consistency, is measured in Bearden consistency units (Bc). The test is performed in a HPHT (high pressure high temperature) consistometer. The test involves mixing cement slurry, placing it into the slurry cup, and then placing the slurry cup into the consistometer for testing. The testing pressure and temperature are controlled to simulate the conditions that the slurry will encounter in the well (Ogbonna, 2009). When the slurry reaches a consistency of 70 Bc, it is considered unpumpable in the well. The time is called thickening time or pumpable time. Also, the elapsed time to 40 and 100 Bc should be measured. The difference between the 100 and 40 Bc times is the transition time – used as an indication of the rate at which slurry changes from a pumpable to an unpumpable condition (Bush and O'Donnell, 2007). Normally, a contingency time of 1 hour is added to the pumping time to allow for possible equipment failure.

Slurry density – should be specified to be as high as possible throughout the cemented interval without causing formation breakdown during placement. In general, the cement density should be a minimum of 0.12 kg/l (1.0 ppg) heavier than the drilling fluid density in the hole at the time of cementing (Bush and O'Donnell, 2007).

Free water – the purpose of this test is to help determine the amount of free water that will gather on top of the cement slurry between the time it is placed and the time it gels and sets up. The test involves preconditioning the slurry up to 88°C maximum temperature in an atmospheric consistometer. It is then transferred to a 250 ml graduated cylinder and allowed to set static for 2 hours. For deviated wells, a more critical test is to incline the cylinder at 45°. The slurry is then examined for any free fluid on the top of the cement column. This free fluid is decanted and measured to determine the percent of free water based on the 250 ml volume (Rabia, 2001). The maximum allowed is 0.5%. The separation of water from slurry, once it has been placed, can lead to channelling and formation of water pockets that can cause collapse of the casing once it is heated up.

Fluid loss – is designed to measure slurry dehydration during and immediately after cement placement. Under simulated wellbore conditions, the slurry is tested for filtrate loss across a standardized filter press at differential pressures of 69 bars (1000 psi). The test duration is 30 minutes and results are quoted as ml/30 min. API fluid-loss rate of 50-100 ml/30 min. (for 0.6 l of slurry) is satisfactory in most primary cementing (Gaurina-Medimurec et al., 1994).

Compressive strength – the pressure it takes to crush the set cement is measured in this test. This test indicates how the cement sheath will withstand the differential pressures in the well. In destructive testing, cement slurry is poured into two-inch cubical moulds. The cement cubes are then cured for 8, 12, 16 and 24 hours at bottom-hole temperatures and pressures. In destructive testing, the cement cubes are then crushed to determine their compressive strength in psi. In a non-destructive test, sonic speed is measured through the cement as it sets. This value is then converted into compressive strength (Ogbonna, 2009).

Rheology testing – to properly predict the frictional pressures that will occur while pumping the various fluids in the well, the rheological properties of the slurries should be known as a function of temperature. The slurry viscosity is measured using Fann viscometer. The slurry sample should be conditioned for 20 minutes in an atmospheric Consistometer before measurements are taken. Readings should be taken at ambient conditions and at BHCT when possible. Measurements should be limited to a maximum speed of 300 rpm. Readings should also be reported at 200, 100, 60, 30, 6 and 3 rpm (Ogbonna, 2009).

5.5 New slurry techniques

Fibre-reinforced cement slurry – has proved to be useful in geothermal wells. The fibres have been shown to improve cement toughness as a result of improved interfacial shear strength between the hydrated cement and fibre. It is important for the cement sheath placed in a well to maintain good structural performance and sealing capacity throughout the lifetime of the well. Fibre-reinforced cements are able to withstand higher tensile stresses than conventional cements. Experience from practical applications has shown that significant improvements in the mechanical properties of cementitious materials can readily be achieved by incorporation of fibres. Fibre reinforcement increases tensile strength and strain capacity, flexural and shear strength, ductility, toughness, and resistance to cracking induced by thermal effects, shrinkage or other causes. Furthermore, fibres act to arrest crack growth and transfer stresses across cracks. In general, the properties of fibre-reinforced materials are dependent on the physical and mechanical properties of the fibres, fibre length and volume fraction, interfacial bond strength, orientation of fibres and aspect ratio. In the case of geothermal cements, fibres added for reinforcement are also required to demonstrate durability and thermal compatibility in the well environment (Berndt and Philippacopoulos, 2002). In their studies of investigating different types of fibres, Berndt and Philippacopoulos evaluated different types of fibres with the objective of identifying systems offering the greatest improvement in cement tensile strength. The fibres investigated included steel, stainless steel, carbon, basalt and glass. The baseline cement matrix was standard Class G cement/40% silica flour. Variations on this were latex-modification and lightweight formulations incorporating either perlite or microspheres. The fibres that showed the best performance at low volume fraction were 13 mm brass-coated round steel fibres. Steel and carbon micro-fibres also improved the tensile strength, provided the volume fraction was high enough.

Hollow microspheres slurry – has a low specific gravity and can withstand high pressures. This allows the use of cement designs that can maintain low density at high pressures and still develop relatively high compressive strength over a broad temperature range. Density as low as 0.96 g/cm^3 can be obtained with microspheres (Nelson, 1990). However, the microspheres are expensive and when used in high enough concentrations, can require special bulk handling and mixing equipment to maintain a consistent slurry density. Also, the slurry rheology has to be carefully controlled to prevent the spheres from floating (Niggemann et al., 2010).

Foamed cement slurry – is a mixture of cement slurry, foaming agents and a gas. Foamed cement is created when a gas, usually nitrogen, is injected at high pressure into base slurry that incorporates a foaming agent and foam stabilizer. Nitrogen gas can be considered inert and does not react with or modify the cement-hydration product formation. Under special circumstances, compressed air can be used instead of nitrogen to create foamed cement (Crook, 2006). The small, fine foam bubbles are believed to promote stronger cement walls around the bubbles and to provide a set cement of increased integrity. It generates discrete, non-interconnected pore spaces in cement slurry as shown in Figure 23. Such integration of discrete pore spaces reduces the density of the cement slurry. When properly executed, the process creates stable lightweight slurry, with low permeability and relatively high compressive strength compared to conventional cements. Although the discrete pore spaces created by nitrogen will be compressed with pressure increases, they will not disappear like microspheres, which have a depth/pressure limitation; some spheres will crack and lose their ability to lighten the slurry when exposed to pressures higher than their pressure rating (Niggemann et al., 2010). Foamed cement is less expensive than microspheres and the slurries are easier to design. In addition, with foamed cement, densities as low as 0.42 kg/l can be obtained (Nelson, 1990).

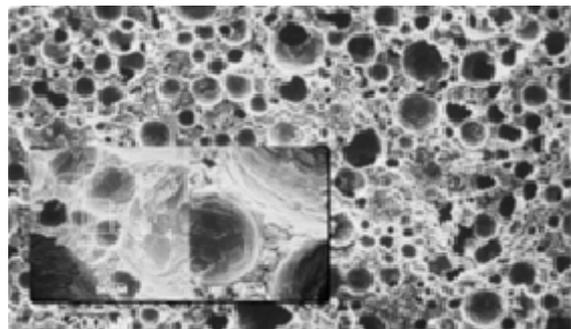


FIGURE 23: Foamed cement sample (Niggemann et al., 2010)

6. CEMENTING JOB

6.1 Pre-job preparation

To obtain a good cement job, it is important to be familiar with the wellbore conditions, design, materials and equipment available, try to think of unexpected LOC zones and how to react without delay. When cementing has started, there is not much time to do calculations, so be well prepared for unexpected events. The following are the preparations that need to be done before cementing job execution (Bush and O'Donnell, 2007; Drilling and Completion Committee, 1995):

1. Obtain the following information: hole depth, hole size with caliper data and required excess factor, casing information (length, size and weight), drill pipe information (length, size and weight), shoe track dimensions, length of rat hole, BHCT, BHST, any special well problem (lost circulation, salt sections, etc.) and any other pertinent information.
2. Determine the required amount of dry cement or blend, total mix water, liquid additives (if any), displacement volume and the resultant mix fluid volume.
3. Calculate the pump rates, surface and bottom-hole pressures during the job, mixing time, job time, and any other relevant information.
4. Calculate also the hydraulic lifting force that the casing string will experience just before the plug is pumped. This is the moment of maximum differential pressure.
5. Physically confirm that all the required equipment and materials (including mix water quantities) have been delivered to the location.
6. Sometimes, cement blowing and sieving between silos is required and should be done prior to the job.
7. Service company engineers and company representatives should independently recalculate the slurry volumes and displacements required. Changes to the original job program should be mutually agreed to and verified.
8. Service company engineers and company representatives should also review the laboratory blend results, paying special attention to the thickening time and the required WOC. Check whether the available pumping time as indicated by the lab thickening time test result is sufficient for the planned job.
9. Develop a pumping schedule based on the cement job simulator output.
10. Prepare a job plan that includes the following: rig up procedure, safety concerns, pressure testing procedure, spacer type, density and volumes to be pumped, wiper plug, dart/ball dropping sequence and procedure, conversion factors for calculating sacks per unit volume of slurry, and unit volume of slurry per unit volume of mix water, personnel requirements for the job, and contingency plans for the unexpected (float equipment failure, loss of returns while running in casing).
11. Rig up cementing equipment on location and discuss post job wash-up procedures and disposal.
12. The company representative should witness the installation of the float equipment and ensure that casing centralizers are placed according to the centralizer program.
13. The company representative should also witness the pre-loading of top and bottom plugs into the cementing head.
14. Complete the hook up of all equipment. As soon as the casing is landed, rig cementing head to casing and begin circulation to condition the well.

6.2 Cement job execution

It is important to have a clear and simple written plan and for all cementing personnel to know the procedure. During cementing, communication is often difficult due to noisy equipment and stress. The following is a general procedure to be followed during job execution (Bush and O'Donnell, 2007; Drilling and Completion Committee, 1995):

1. Conduct a safety meeting on the location with the cementing crew, company representative and the rig personnel who will be involved with the job; review the job procedures, safety procedures, and assign support responsibilities.
2. Pressure-test all high pressure lines and the cementing manifold with water or spacer prior to pumping any fluid into the casing and reconfirm the maximum allowable pressures. Test pressure should be at least 69 bars (1000 psi) above maximum anticipated pumping pressure during cementing operations. Note: the cementing head is usually the weakest link during a cementing operation and it should be noted that the cementing head maximum working pressure is often below the casing burst pressure.
3. Pressurize the bulk cement tanks.
4. Use a data acquisition system to record pumping rate, density and volumes pumped during the cementing job.
5. Start the pumping operation by establishing circulation from the cement equipment. Observe mud tanks or pits for returns.
6. Pump water (spacer) which is meant to minimise contamination of cement slurry by the mud in the annulus. The spacer should occupy 100 m of the annulus so as to provide sufficient separation of mud and cement in the annulus; 3-8 m³ of spacer is common.
7. The water spacer is followed with either 1.5 m³ of high density polymer (water mixed with viscosifying polyacrylamide polymer – 5-10 kg/m³) or 4.0 m³ of scavenge cement slurry with a density of 1.2 kg/l (10 ppg).
8. Mix and pump cement slurry as per design densities and rates. The pumping rate is 0.8-1.0 m³. Measure and record the mix water and check electronic density measurements against the pressurized mud balance measurements.
9. Collect samples of the dry blended cement and mix water as mixing progresses. Samples must be taken in clean, well marked containers and stored securely at proper temperatures should they be required for post job evaluation.
10. Take slurry samples during the job. Do not use the setting of the surface samples as a guide to cement working time or drill out times. They do not accurately reflect the downhole condition of cement during or after placement.
11. Observe the well for returns during the entire cementing process. If possible, record the volume and densities of the returns.
12. Do not maintain the designed downhole rate at the expense of slurry density. If the density cannot be controlled within the acceptable limits ($\pm 25 \text{ kg/m}^3$ or $\pm 0.25 \text{ ppg}$), the pump rate needs to be adjusted until the slurry density control is acceptable.
13. Switch to water without shutting down and try to maintain a steady pump rate throughout the displacement. Note:
 - a) Depending on the pump rate, additional pressure may be required to overcome friction pressure. These pressures are calculated to determine the type of pump required, to ensure that the cementing head is adequate and that there is no danger of bursting the casing.
 - b) To ensure the safety of the well, it is necessary to determine if it is likely that the well will flow or be fractured during or after the cement placement. This is done by calculating the hydrostatics at the critical points in the wellbore.
14. Bleed off the pressure. Check if the plug holds. If it does not, leave the casing valve closed to provide a hydraulic lock. Bleed off the pressure every two hours until the cement is set or fluid stops flowing out of the casing.
15. Apart from parameters recorded in 4 above, also record the following events: pressure test (psi) and time, start time for the job, start and stop time for each fluid pumped, start of displacement and any observed pressure.
16. Wait on cement for 20-24 hours before drilling. This is required in order that the cement anchors the pipe and withstands the shocks of subsequent operations.
17. Store two of the samples at hole temperature to see when they harden.

6.3 Post-job cement evaluation

To obtain a good cement bond, the annulus has to be filled to the surface by well designed cement slurry, based on wellbore conditions. There has to be an excellent bond between casing and cement and between the cement and the formation. A primary cement job can be considered a failure if the cement does not isolate undesirable zones. This will occur if:

- There are water pockets in between casings;
- The cement does not fully fill the annulus;
- The cement does not provide a good seal between the casing and borehole and fluid leaks through the cement sheath to the surface;
- The cement does not provide a good seal at the casing shoe or a poor leak-off test is achieved.

When any of the mentioned failures occur, a remedial job, such as squeeze cementing, may be carried out. The main method used to assess the effectiveness of the cement job is the acoustic log. Other methods like a temperature survey and a radioactive survey exist but are rarely used in geothermal wells.

6.3.1 Acoustic logs

There are two types of acoustic logs, namely: the cement bond log and the variable density log and they are usually done together. The acoustic properties of cemented casing are influenced by the quality of bond from casing to cement.

Cement bond log (CBL) – is a recording of the amplitude of the first arrival of energy on the 1 m (3 ft) receiver as shown on the CBL tool in Figure 24. They not only detect the top of the cement, but also indicate how good the cement bond is. The CBL tool is basically a sonic tool which is run on a wireline. The distance between transmitter and receiver is about 1 m.

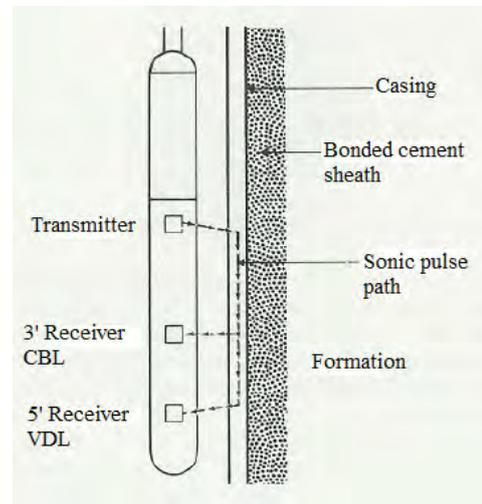


FIGURE 24: CBL tool (Weatherford, 1986)

The logging tool must be centralized in the hole to give accurate results. Both the time taken for the signal to reach the receiver, and the amplitude of the returning signal, give an indication of the cement bond. The speed of sound is greater in casing than in the formation or mud and therefore the first signals which are received at the receiver are those which travelled through the casing (Figure 25). If the amplitude (E1) is large (strong signal) this indicates that the pipe is free (poor bond). When cement is firmly bonded to the casing and the formation, the signal is attenuated, and is characteristic of the formation behind the casing.

Variable density log (VDL) – is optional and supplements the information given by CBL. It is a full-wave display of the 5 feet receiver signal. The CBL log usually gives an

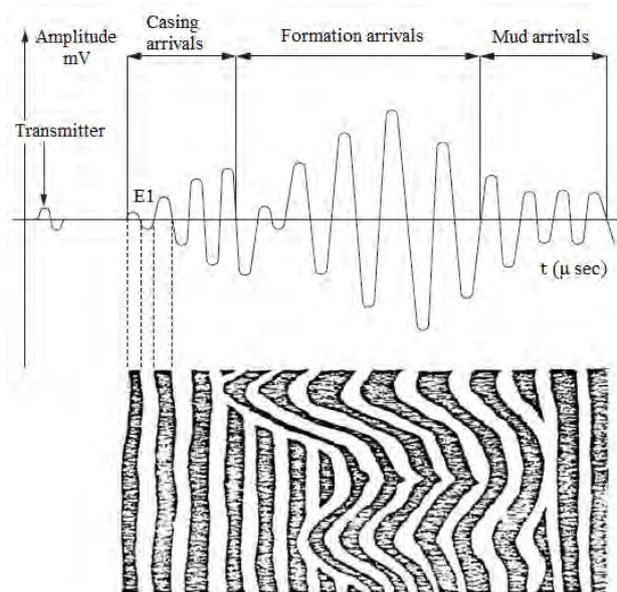


FIGURE 25: Receiver signals (Heriot-Watt University, 2010)

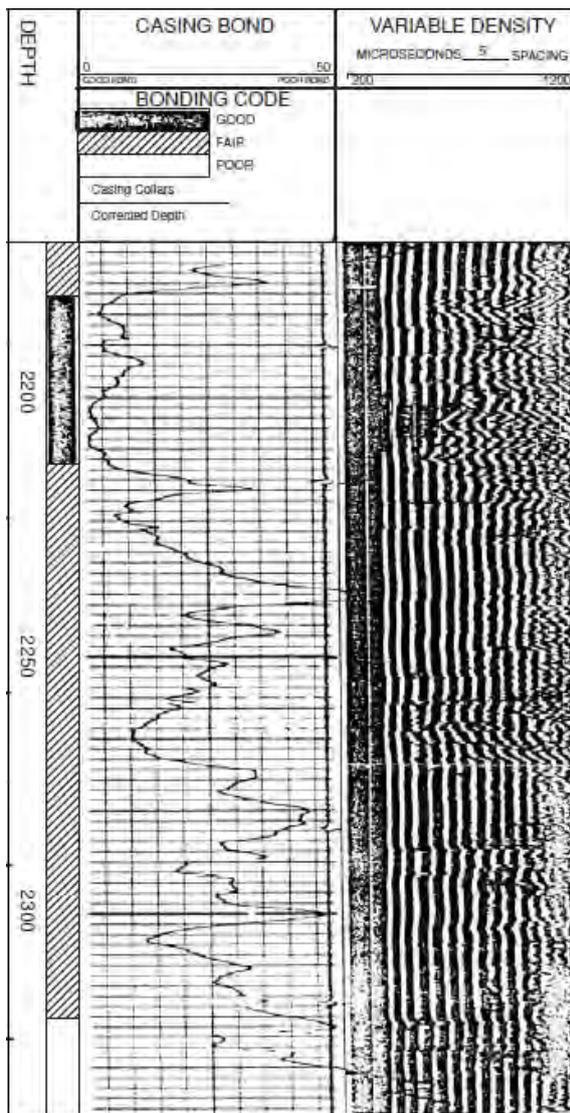


FIGURE 26: CBL/VDL plots
(Heriot-Watt University, 2010)

there is no competent rock around the shoe, the wellbore will not be able to withstand a high pressure gradient and the ability to advance the well to the desired depth/temperature will be compromised.

amplitude curve and provides an indication of the quality of the bond between the casing and cement. On the other hand, VDL provides the wave train of the received signal and can indicate the quality of the cement bond between the casing and cement, and the cement and the formation. The signals which pass directly through the casing show up as parallel, straight lines to the left of the VDL plot. Figure 26 shows the difference in CBL and VDL logs. A good bond between the casing and cement and cement and formation is shown by wavy lines to the right of the VDL plot. The wavy lines correspond to those signals which have passed into and through the formation before passing back through the cement sheath and casing to the receiver. If the bonding is poor the signals will not reach the formation and parallel lines will be recorded all across the VDL plot.

It is recommended that a CBL log not be run until 24-36 hours after the cement job since cement setting affects velocity and amplitude signals.

6.3.2 Leak-off test

It is important to have competent rock at the shoe casing. A pressure test is done by drilling out the shoe into a new formation (usually 3 m of a new formation), then applying a pressure gradient above hydrostatic pressure to the wellbore. It evaluates the well's ability to withstand high pressures without breaking down the formation or the cement around the casing and is the basis of establishing the temperature to which the well can be drilled without setting another casing string. Clearly, if

7. OTHER CEMENTING TECHNIQUES

7.1 Healing circulation losses during drilling by cementing

Many geothermal wells have to be drilled through fracture formations. Loss of drilling mud or any other fluid put into the hole usually occurs, creating problems which are expensive to eliminate. LOC during drilling can be obtained either by measuring the difference between the total drilling fluid pumping rate and the returns flow measured in the flow line, using magnetic or sonic flow-meters or by stopping the filling of the mud tanks and measuring the change in drilling fluid volume over a certain time interval (sometimes 15 min). Circulation losses measurement should be done after every 4 hours of drilling. It should be noted that it is not possible to measure losses during aerated drilling and if losses have to be measured, aerated drilling has to be stopped for a moment and measurement done.

LOC is the primary problem in geothermal drilling and cementing and it is common to deal with much higher LOC than in oil drilling. If the rate of returns becomes smaller and smaller until the mud loss approaches 5 l/s, the normal procedure is to add LCM to the mud and hope that full returns can be achieved. Quite often, this is unsuccessful. If circulation losses encountered cannot be regained with LCM, drill blind with water and high viscosity gel sweeps at every connection or more frequently depending on the hole conditions. When drilling blind, the build up of cuttings should be monitored. If the total loss of circulation is experienced and persists, drilling has to be stopped and the loss zone cemented after drilling a 30 m rat hole by placing a cement plug. Wait 4 hours before trying to fill the hole. This allows the cement slurry time to thicken and become more resistant to flow when subjected to an increased hydrostatic head. After waiting for 4 hours, an attempt is made to fill the hole, pumping 15% more than required without getting returns. The decision has to be made whether to wait longer or do a second job. Normal practice in geothermal well lost circulation cement plug jobs is to do a second job when unable to fill the hole following the first job. The second job is done similar to the first, only waiting longer for the cement to set. Eight hours following the second job, the hole is filled and the drill pipe lowered to tag on hard cement (Shyrock and Smith, 1980). Cementing LOC zones may often be unsuccessful if the cement cannot bond well with the walls and can shave off during further drilling. Thus, it is advantageous to put a colour identifier in the cement to identify different LOC cement jobs and know which one is breaking down.

When cement has proven unsuccessful as a cure for lost circulation during drilling, it is time to consider a new approach. This would involve pumping another material into the hole ahead of the cement. One such material is Halliburton's Flo-Chek chemical. It is a colourless liquid that instantly forms a stiff gel sealing off lost-circulation zones by blocking flow channels and fractures and also helps prevent slurry migration down away from the plug location. The procedure would then be to pump some water through the open-ended drill pipe as near the lost circulation zone as possible, following it with 4-8 m³ of LCM material. A 0.8-1.5 m³ spacer of fresh water should follow the LCM material, then 3-6 m³ of cement slurry. Displace with water until the LCM material has been displaced from the drill pipe. Then pull the drill pipe above the cement and circulate at a low pressure to fill the hole. If returns are obtained, the cement needs 8-10 hours to harden (Shyrock and Smith, 1980).

7.2 Cement plugs

At some stage during the life of a well, a cement plug may have to be placed in the wellbore. It involves the placement of a relatively small amount of cement slurry inside an open hole or inside a casing. The main reasons for setting a cement plug are:

- To seal off lost circulation zones;
- To sidetrack above a fish or to initiate a sidetrack;
- To plug back a zone or abandon a well;
- To isolate a zone for formation testing.

The two common techniques for setting a cement plug are the balanced plug and the dump bailer.

7.2.1 Balanced plug technique

This method aims at achieving equal height of cement in both the drill pipe (stinger) and annulus. This is to ensure that the hydrostatic pressures inside the drill pipe and annulus are exactly the same. If the heights are not the same then a U-tube effect will take place and as a result, will lead to contamination of the cement slurry. The stinger length should be the plug length (150 m plugs are common) plus 30 m. The setting procedure, as illustrated in Figure 27, is as follows (Rabia, 2001):

- a) Run the stinger to, say, 90 m below the bottom setting depth for the plug.
- b) Spot a viscous mud pill having the same density as the mud in hole. The volume of the pill should be sufficient to cover the 90 m interval. A pill is not required if the cement plug is to be set on the bottom, or on top of a bridge plug (cement retainer).
- c) Pull the stinger back to 90 m.
- d) Pump a 1.5-3.0 m³ spacer (pre-flush).

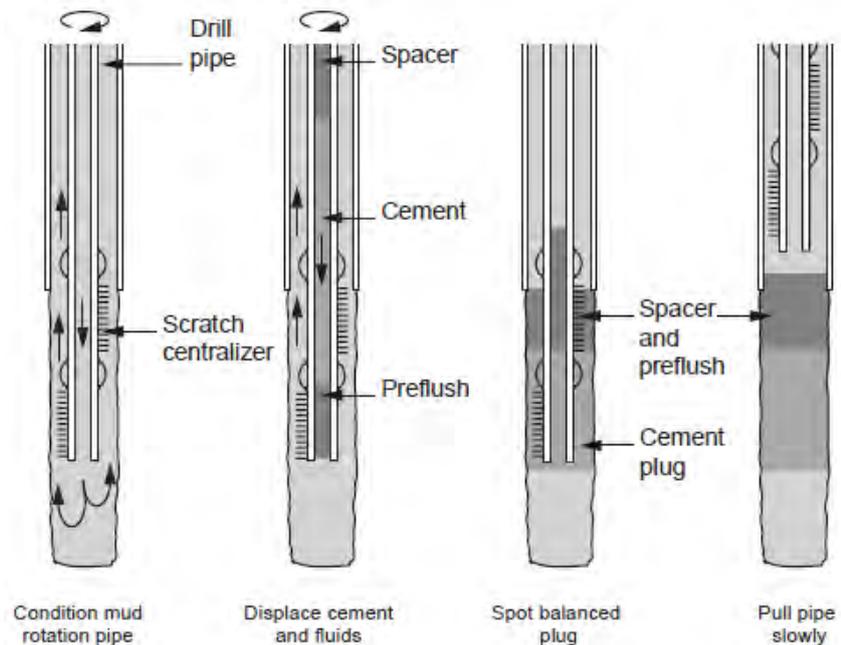


FIGURE 27: Balanced plug method (Rabia, 2001)

- The exact volume will depend on the hole size. Pump a sufficient volume of slurry for the 150 m plug or as specified in the drilling program. The slurry should be displaced at maximum rate. The rate should be slowed down to around 0.3 m³/min when the cement is 1.5-3.0 m³ away from the ported sub in the stinger and kept at this rate.
- e) Pump sufficient spacer behind the cement to balance the pre-flush.
 - f) Displace the mud to the balanced position.
 - g) Pull back slowly to at least 150 m above the top of the plug and reverse circulate clean.

Note: If a series of plugs are to be set on top of each other, then reverse circulate immediately above the bottom plug before attempting to set the next plug.
 - h) The drill pipe can then be pulled out of the hole.

The calculation on plug balancing is shown in Section 8.4.

7.2.2 Dump bailer technique

The dump bailer technique, shown in Figure 28, allows the placement of a cement plug by wireline techniques. A permanent bridge plug is set below the required plug back depth. A cement bailer containing the slurry is then lowered down the well on wireline. When the bailer reaches the bridge plug, it is opened electrically or mechanically and the slurry is released and sits on top of the bridge plug. The advantages of this method are that the depth control is good; it reduces risk of slurry contamination and is a relatively fast and inexpensive means of setting a plug. The disadvantage is that only small volumes can be set due to the limited capacity of the bailer and it is also not suitable for deep wells unless retarders are used.

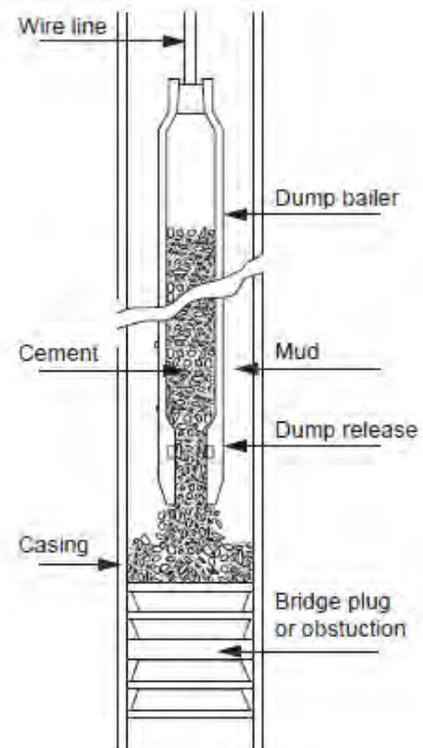


FIGURE 28: Dump bailer method (Heriot-Watt University, 2010)

8. CEMENTING CALCULATIONS

8.1 Case studies – single stage cementing and inner string cementing

In this section, two scenarios are shown in order to understand the calculations for both the single stage cementing technique used in Kenya and the inner string cementing technique commonly used in Iceland. Cementing of the anchor (intermediate) casing is shown for both methods.

8.1.1 Well OW-910 in Olkaria Domes field, Kenya – Single stage cementing

Well OW-910 anchor casing, 13³/₈" was cemented in place with a single stage cementing operation. The details of the operation, as shown in Figure 29, are as follows:

Casing: 13³/₈" 54.50 lb/ft, K-55 casing set at: 294.7 m
 Drill bit: 17¹/₂" hole depth: 296.3 m
 Previous casing: 20" 94 lb/ft
 Previous casing shoe depth: 51.2 m

The casing was cemented with Portland class A cement with the following specifications and additives:

Slurry density: 1.7 kg/l (14.4 ppg)
 Slurry yield: 901 l/ton of cement
 Water requirement: 550 l/ton of cement blend
 Thickening time (70 Bc): 261 min

Additives (dry) BWOC: LCM – mica flakes (3.0%), lightweight – Wyoming bentonite (2.0%), fluid loss control (0.3%), friction reducer (0.3%) and retarder (0.3%).

A. Slurry volume calculation, V_s

The total slurry volume V_s needed is shown as brown in Figure 29. It is calculated by splitting the volume in few steps and then calculating an excess on the volume in the open hole section, where dimensions are not as well known due to hole enlargement:

$$V_s = V_{shoetrack} + V_{rathole} + V_{openhole} + V_{csg} + V_{excess} \quad (1)$$

- where $V_{shoetrack}$ = The cement volume left inside the casing below the float collar;
- $V_{rathole}$ = The cement volume in the open hole below the guide shoe;
- $V_{openhole}$ = The cement volume in the annulus between the casing and the hole wall (up to the previous casing shoe).
- V_{csg} = The cement volume in the annulus between the casing and the previous casing;
- V_{excess} = The excess added for the uncertainty of the open hole volume.

The volume, V , in l/m of annular space may be calculated using (Gabolde and Nguyen, 2006):

$$V = 0.0007854 (D_o^2 - D_i^2), \text{ where } D \text{ is in mm} \quad (2a)$$

or
$$V = 0.5067 (D_o^2 - D_i^2), \text{ where } D \text{ is in inches} \quad (2b)$$

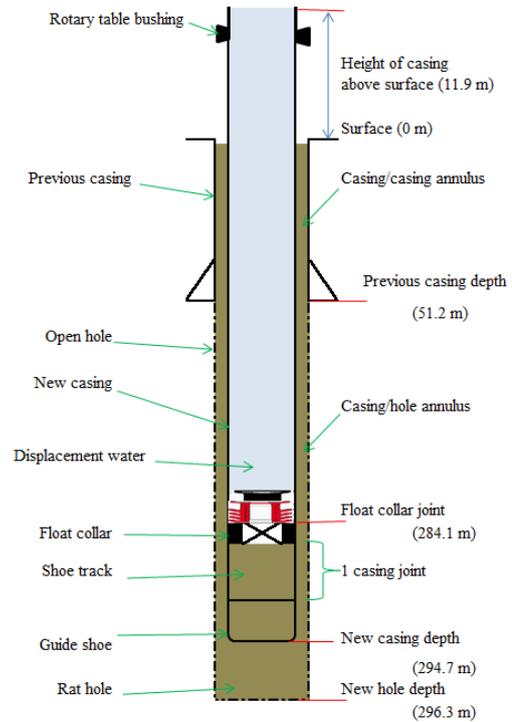


FIGURE 29: Well OW-910 anchor casing

Capacities are as follows:

Casing capacity (13 ³ / ₈ "):	80.64 l/m;
Casing displacement (13 ³ / ₈ "):	90.65 l/m;
(Note: that the steel volume is equal to the difference in the numbers above)	
Capacity of open-hole (17 ¹ / ₂ "):	155.18 l/m;
Annulus capacity - open hole and casing:	64.53 l/m.

$$V_{shoetrack} = 80.64 \text{ l/m} \times (294.7 \text{ m} - 284.1 \text{ m}) \times 1 \text{ m}^3 / 1000 \text{ l} = 0.9 \text{ m}^3$$

$$V_{rathole} = 155.18 \text{ l/m} \times (296.3 \text{ m} - 294.7 \text{ m}) \times 1 \text{ m}^3 / 1000 \text{ l} = 0.2 \text{ m}^3$$

$$V_{openhole} = 64.53 \text{ l/m} \times (294.7 \text{ m} - 51.2 \text{ m}) \times 1 \text{ m}^3 / 1000 \text{ l} = 15.7 \text{ m}^3$$

Capacity of previous casing (20"):	185.32 l/m
Casing displacement (13 ³ / ₈ "):	90.65 l/m
Capacity of casing annulus:	94.7 l/m

$$V_{csg} = 94.67 \text{ l/m} \times 51.2 \text{ m} \times 1 \text{ m}^3 / 1000 \text{ l} = 4.9 \text{ m}^3$$

Safety excess factor of 50% on an open hole is used (a rule of thumb where no caliper measurements are available), hence:

Calculated volume:

Shoe track, $V_{shoetrack}$:	0.9 m ³
Rat hole, $V_{rathole}$:	0.2 m ³
Open-hole annulus, $V_{openhole}$:	15.7 m ³
Casing annulus, V_{csg} :	4.9 m ³
Calculated volume:	21.7 m ³

$$V_{excess} = 16.8 \text{ m}^3 \times 50\% = 8.4 \text{ m}^3$$

50% safety margin in open hole	8.4 m ³
Total slurry volume, V_s :	30.1 m ³

B. Displacement volume

This is the internal volume of casing between the cement head and the float collar (shown in blue in Figure 29):

$$\text{Therefore displacement vol.} = 80.64 \text{ l/m} \times (284.1 \text{ m} + 11.9 \text{ m}) \times 1 \text{ m}^3 / 1000 \text{ l} = 23.9 \text{ m}^3$$

C. Placement duration, T_p

Slurry pump rate used = 900 l/min

Displacement rate = 900 l/min

$$T_p = \frac{\text{vol. of slurry}}{\text{pump rate}} + \frac{\text{displ. vol.}}{\text{displ. rate}} + \text{plugs drop time} + \text{contingency time} \quad (3)$$

Duration (min):

Slurry mixing and pumping:	33
Displacement time:	27
Plugs dropping time:	15
Contingency time:	60
Total placement duration:	135 min

D. Pump pressure to land the plug, P_p

$$P_p = \text{hydrostatic pressure outside casing} - \text{hydrostatic pressure inside casing} \quad (4)$$

Density of cement slurry:	1.7 kg/l
Density of fluid inside the casing:	1.0 kg/l
Collapse pressure limit for casing:	7.8 MPa (78 bars)

Hydrostatic pressure (Pa):

$$P_h = \rho g H \quad (5)$$

Hydrostatic pressure outside the casing:	49.7 bars
<u>Hydrostatic pressure inside the casing:</u>	<u>30.8 bars</u>
Pressure to land plug (excluding friction pressure):	18.9 bars

E. Amount of cement blend and mix-water

$$\text{Amount of cement blend} = \frac{\text{Slurry volume}}{\text{Slurry yield}} \quad (6)$$

Therefore, the amount of cement blend = 33,074 kg

$$\text{Mix water} = \text{water requirement per ton of blend} \times \text{amount of cement blend} \quad (7)$$

Therefore, mix-water required = 18.2 m³

8.1.2 Well HE-53 in Hverahlid field, Iceland – Inner string cementing

Well HE-53 anchor casing, 13³/₈" was cemented in place with an inner-string cementing operation. The details of the operation, as shown in Figure 30, are as follows:

13 ³ / ₈ " 68.0 lb/ft casing set at:	302.5 m
17 ¹ / ₂ " hole depth:	304.5 m
18 ³ / ₈ " 87.5 lb/ft previous casing shoe depth:	69.0 m
Cement. string (drill pipe) nominal size:	5", 19.5 lb/ft

The casing was cemented with class A cement with the following specifications and additives:

Slurry density:	1.67 kg/l
Silica (Sibron M-300):	40% BWOC
Lightweight agent, perlite:	2% BWOC
Bentonite (Wyoming):	2% BWOC
Retarder:	0.5% BWOC

A. Slurry volume calculation

Capacities are as follows:

Casing capacity:	78.1 l/m
Capacity of open hole:	155.2 l/m
Annulus capacity – open-hole and casing:	64.5 l/m
Capacity of casing/casing annulus:	69.1 l/m
Capacity of the drill pipe:	9.1 l/m

The volume of the hole was measured using a caliper log as shown in Figure 31. The volume obtained with the caliper log was 26.1 m³. To get the open-hole volume, the volume between the casing string is subtracted from the caliper log volume.

A 20% safety excess factor is used in the open hole section with a caliper log measurement (a rule of thumb where a caliper measurement is available).

	Caliper vol. (m ³)	Calculated vol. (m ³)
Shoe track:	1.6	1.6
Rat hole & casing/open hole:	21.3	15.4
Casing/casing annulus:	4.9	4.9
Total volume:	27.8	21.9
<hr/>		
20% and 50% excess respectively:	4.3	7.7
Total slurry volume:	32.1 m ³	29.6 m ³

In this case, the rule of thumb method works well comparing with and without a caliper log. Caliper logs should be used because the hole washout and caving can sometimes be excessive and thus an excess factor based on local and previous wells should be used if available.

B. Displacement volume

This is the internal volume of a drill pipe between the rig floor and the stab-in collar.

Therefore displacement vol. = 2.64 m³

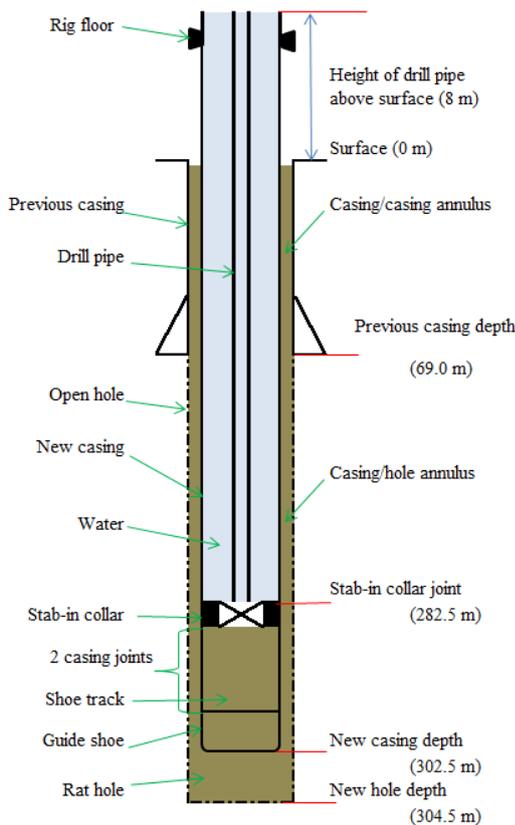


FIGURE 30: Well HE-53 anchor casing

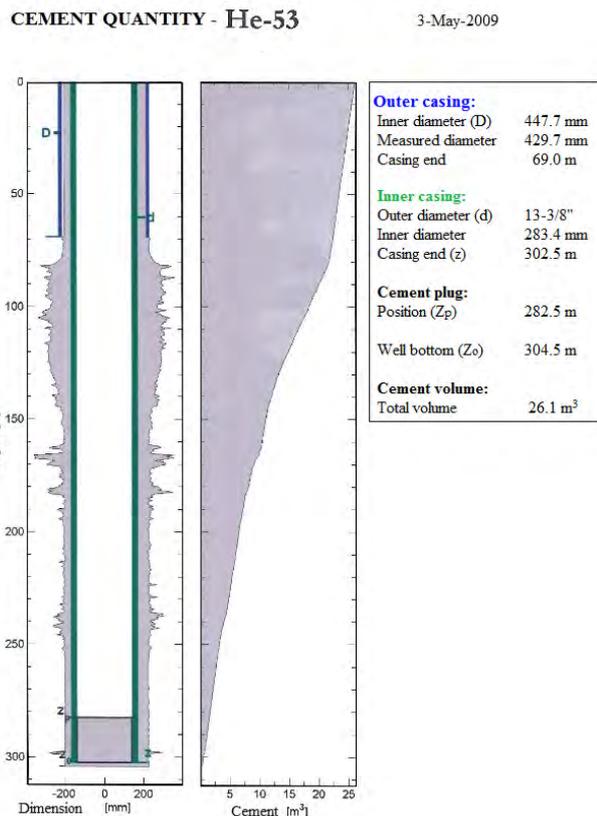


FIGURE 31: Well HE-53 caliper log

C. Placement duration, T_p

Slurry pump rate used = 1000 l/min
 Displacement rate = 1000 l/min

$$T_p = \frac{\text{vol. of slurry}}{\text{pump rate}} + \frac{\text{displacement vol.}}{\text{displacement rate}} + \text{contingency time} \tag{8}$$

<i>Duration (min)</i>	
Slurry mixing and pumping:	32
Displacement time:	3
<u>Contingency time:</u>	<u>60</u>
Total placement duration:	95 min

Note: The displacement time is much shorter in inner string cementing compared to single stage cementing which in turn leads to reduced placement duration.

D. Maximum pump pressure at surface, P_a

$P_a = \text{casing collapse pressure limit} - \text{differential hydrostatic pressure at collar joint}$ (9)

Density of cement slurry:	1.67 kg/l
Density of fluid inside the casing:	1.0 kg/l
Collapse pressure limit for casing:	13.4 MPa (134 bars)

It is necessary to have the casing full of water/mud at all times during a cementing operation to minimise chances of collapsing the casing. The weakest point in the casing and the most susceptible to collapse is the stab-in collar joint. Using Equation 5:

<i>Pressure (bars)</i>	
Pressure from cement slurry at the collar joint:	46.3
Pressure from fluid inside casing at collar joint:	28.5
Differential pressure at collar joint:	17.8
<u>Collapse strength of casing:</u>	<u>134.0</u>
Maximum pump pressure at surface:	116 bars

Note: Due to the friction in the drill pipe string, the downhole pressure will be lower.

8.2 Cement slurry design

Cement slurry is to be prepared using Class A cement and fresh water using the following dry-mixed additives BWOC: 40% silica flour, 2% bentonite, 2% perlite and 0.5% HR-12 retarder. The cement slurry density, water volume and slurry yield is calculated for 100 kg of cement.

Slurry density d is given by:

$$d = \frac{\text{mass of (cement + water + bentonite + silica + perlite + retarder)}}{\text{volume of (cement + water + bentonite + silica + perlite + retarder)}} \quad (10)$$

The specific gravities of cement, bentonite, silica flour, perlite and HR-12 retarder are 3.14, 2.65, 2.63, 2.2 and 1.22, respectively (Bourgoyne Jr. et al., 1991). Using the materials' specific gravities in Equation 10, slurry density, d , is then given by:

$$d = \frac{100 + e + (Z + 1)b + (Y + 1)s + (X + 1)p + r}{\frac{100}{3.14} + \frac{e}{1} + \left(Z + \frac{1}{2.65}\right)b + \left(Y + \frac{1}{2.63}\right)s + \left(X + \frac{1}{2.2}\right)p + \frac{r}{1.22}} \quad (11)$$

Water volume, E is given by:

$$E = e + Zb + Ys + Xp \quad (12)$$

Note: There is no water requirement for HR-12 retarder (Bourgoyne Jr. et al., 1991).

Slurry yield v is given by:

$$v = \frac{100}{3.14} + \frac{b}{2.65} + \frac{s}{2.63} + \frac{p}{2.2} + \frac{r}{1.22} + e + Zb + Ys + Xp \tag{13}$$

Data values are as follows:

- $e = 46$ l for class A cement
- $Z = 5.3$ l per kg of bentonite when dry mixed (Gabolde and Nguyen, 2006)
- $Y = 0.4$ l per kg of silica
- $X = 7.8$ l per kg of perlite (Bourgoyne Jr. et al., 1991).

Equations 11, 12 and 13 give the following solutions for 100 kg of cement:

Slurry density, $d = 1.69$ kg/l; Water volume, $E = 88.2$ l; Slurry yield, $v = 137.3$ l.

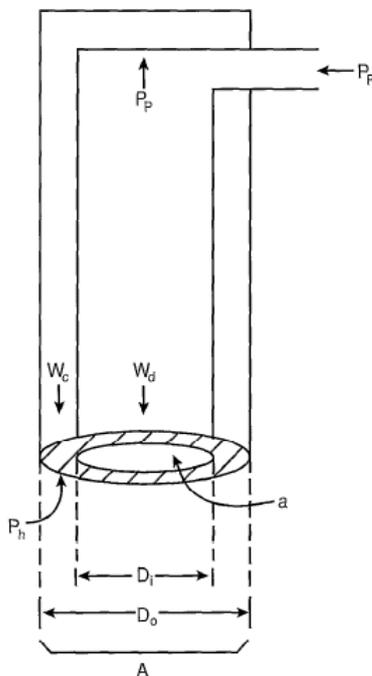


FIGURE 32: Forces acting on casing while cementing (Nelson, 1990)

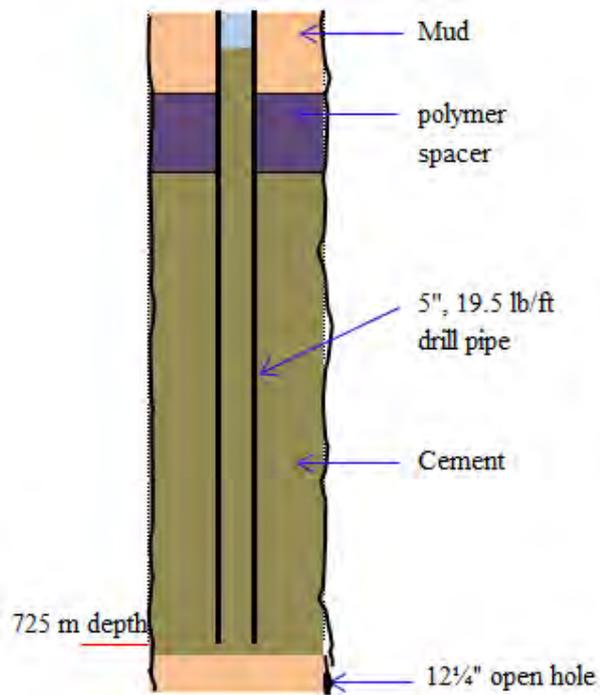


FIGURE 33: Balanced plug

8.3 Pressure to lift the casing

There may be danger of the casing being pumped out of the well, especially surface and intermediate (anchor) casing. Conditions which favour such an occurrence include: lightweight casing, short casing string length, large-diameter casing, high-density slurry, low-density displacement fluid and high annular friction pressures. The forces acting on the casing while cementing are as shown in Figure 32. Under static conditions, differential pressure ΔF is given by:

$$\Delta F = (P_h \times A) - (W_c + W_d) \tag{14}$$

When pumping, the pressure acting on the cross-sectional area internal diameter (ID) must be added to Equation 14 as shown below:

$$\Delta F = [(P_h \times A) + (P_p \times a)] - (W_c + W_d) \tag{15}$$

If ΔF is positive, the casing may come out of the well. The value of P_p giving a ΔF value of zero is the critical pump pressure above which the casing may be pumped from the well. The cementing service

crew should ensure that the pump pressure during cement placement does not exceed this value unless the casing is restrained (Nelson, 1990).

The case study in Section 8.1.1 for well OW-910 is used to check if there is danger of floating the casing out of the well: 13^{3/8}", 54.50 lb/ft (79.5 daN/m) anchor casing which was set at 294.7 m depth with 1.7 kg/l cement slurry and 1 kg/l water for displacement, the float was set at 284.1 m. Casing external diameter (D_o) is 339.7 mm and internal diameter (D_i) is 320.4 mm. Under static conditions:

$$\begin{aligned}\Delta F &= [1.72 \times 10^3 \times 9.81 \times 294.68 \times \pi/4 \times (339.7/1000)^2] - [((294.68 + 11.9) \times 79.5) + \\ &\quad (1.0 \times 10^3 \times 9.81 \times (284.12 + 11.9) \times \pi/4 \times (320.4/1000)^2) + (1.72 \times 10^3 \times 9.81 \times \\ &\quad (294.68 - 284.12) \times \pi/4 \times (320.4/1000)^2)] \\ &= 178 \text{ kN}\end{aligned}$$

From the above calculations, it can be seen that the casing will come out of the well even in static conditions.

The pump pressure, P_p , to pump the plug as calculated in sub-section D of section 8.1.1 is 18.9 bars. Apart from the positive upward-acting differential force, with the pump pressure acting on the inside of the casing, the additional force due to pump pressure F_p is:

$$F_p = 152 \text{ kN}$$

Therefore, the total force, F_T , acting on the casing is:

$$F_T = 330 \text{ kN}$$

In this case, the total force acting on the casing while cementing is acting upwards and unless the casing is restrained, it could be lifted out of the well. The rheology of the slurry also creates friction to prevent the casing from moving up.

8.4 Cement plug balancing

A cement plug is required in a 12^{1/4}" open hole, as shown in Figure 33, with a length L of 90 m by use of a 5", 19.5 lb/ft drill pipe. The plug is to be set at 725 m depth as shown in Figure 33 and 1.5 m³ of polymer spacer V_{sp1} (1.0 m³ polymer and 0.5 m³ water) is to be used as pre-flush ahead of the cement slurry.

Open hole capacity C_h :	76 l/m
Drill pipe capacity C_{dp} :	9.1 l/m
Length of drill pipe being used D :	733 m
Annulus capacity between drill pipe and open hole C_{an} :	63.4 l/m

The required volume of cement (V_{cmt}) is given by:

$$V_{cmt} = L \times C_h \quad (16)$$

Thus:

$$V_{cmt} = 90 \times \frac{76}{1000} = 6.84 \text{ m}^3$$

The length of the balanced plug L_p (with work string in place) is given by:

$$L_p = \frac{V_{cmt}}{C_{an} + C_{dp}} \quad (17)$$

Thus:

$$L_p = \frac{6.84}{\left(\frac{63.4}{1000}\right) + \left(\frac{9.1}{1000}\right)} = 94.3 \text{ m}$$

The displacement volume (V_d) is given by:

$$V_d = C_{dp} \times (D - L_p) \quad (18)$$

Thus:

$$V_d = 5.7 \text{ m}^3$$

The following should be noted when placing a cement plug:

1. In practice, the cement is frequently slightly under-displaced from the balance point to allow cement slurry to fall while the pipe is being pulled, filling the space that was occupied by the drill pipe.
2. High density spacer (polymer) is pumped ahead of slurry and water spacer is used for displacement.
3. It is good to rotate the drill string while setting the plug to monitor that it is free.
4. There is a risk of cementing tubing getting stuck, especially when the duration of placement is longer. The use of drill pipe wholly as a cementing tubing is not recommended. In Iceland, 3½" fibreglass cementing pipes are being used at the lower portion of the cementing string which can be drilled out.

9. CONCLUSIONS

The main conclusions of this work can be summarized as follows:

- A good and sound cement sheath is achieved when the wellbore is well conditioned before running the casing. It must be ensured that drilling mud cake is removed as much as possible as this ensures proper bonding between the casing and formation.
- The casing string should be well centralized in the wellbore to attain a good cement sheath all around the casing. This will be achieved by ensuring the minimum stand-off of 70% in critical sections of the well.
- Bottom hole circulation temperature is very critical in the design of cement slurry and accurate prediction is necessary as it affects the slurry thickening time and rheology.
- The inclusion of silica flour in the design of cement slurry for geothermal wells ensures longevity of the well since it helps prevent strength retrogression which occurs when cement sheath is exposed to elevated temperatures of more than 120°C.
- The conditions encountered in the wellbore vary from one well to another and therefore pilot tests of cement slurry should be conducted for each cement operation.
- Cementing calculations have to be done cautiously, taking into consideration the experience of the field being drilled, to ensure that correct volumes are pumped to avoid cases of wet shoe that come as a result of over-displacement of cement. This also ensures that pressure limits are not exceeded resulting in burst casings or fractured formations.

ACKNOWLEDGEMENTS

I would like to sincerely thank the UNU Geothermal Training Programme Director, Dr. Ingvar B. Fridleifsson and Deputy Director, Mr. Lúdvík S. Georgsson for offering me the opportunity to take part in the programme. I would also like to extend my gratitude to the other UNU-GTP staff: Ms. Thórhildur Ísberg, Mr. Ingimar G. Haraldsson, Ms. Dorthe H. Holme and Mr. Markús A.G. Wilde, for their assistance and support during my stay in Iceland. Many thanks go to Mr. Sverrir Thórhallsson of ÍSOR for good guidance and sharing of valuable knowledge and experience throughout my training. I would like to sincerely thank my supervisors from Mannvit Engineering, Hannes Sverrisson and Hinrik A. Bóasson for their good guidance and technical support during my project report writing. My

sincere thanks also go to Arnar B. Árnason for the technical data and support. I would also like to thank my employer, KenGen under the directorship of Mr. Edward Njoroge for granting me the opportunity to attend the training programme.

Special thanks go to all my family members, especially my wife and son for their moral support. Above all, I would like to sincerely thank the Almighty God for good care, protection and guidance during the six months training in Iceland.

NOMENCLATURE

A	= Cross-sectional area (m^2);
a	= Cross-sectional area for casing ID (m^2);
b	= Weight of bentonite per 100 kg of cement (kg);
csg	= Casing;
d	= Slurry density (kg/l);
Di	= Inside diameter (mm);
Do	= Outside diameter (mm);
e	= Volume of cement hydration water in relation to cement (l);
g	= Acceleration due to gravity ($9.81 m/s^2$);
H	= Fluid column height (m);
p	= Weight of perlite per 100 kg of cement (kg);
P_p	= Pumping pressure (N/m^2);
P_h	= Hydrostatic pressure of cement slurry (N/m^2);
r	= Weight of retarder per 100 kg of cement (kg);
s	= Weight of silica flour per 100 kg of cement (kg);
v	= Slurry yield (l);
$V_{shoetrack}$	= The cement volume left inside the casing below the float collar
$V_{rathole}$	= The cement volume in the open hole below the guide shoe
$V_{openhole}$	= The cement volume in the annulus between the casing and the hole wall (up to the previous casing shoe).
V_{csg}	= The cement volume in the annulus between the casing and the previous casing
V_{excess}	= The excess added for the uncertainty of the open hole volume
V_s	= Total slurry volume,.
W_c	= Casing weight (N);
W_d	= Weight of fluid inside casing (N);
X	= Amount of water per kg of silica (l);
Y	= Amount of water per kg of silica (l);
Z	= Amount of swelling water per kg of bentonite (l);
ρ	= Fluid density (kg/m^3).

REFERENCES

- API, 2009: *Hydraulic fracturing operations – well construction and integrity guidelines* (1st edition). API Publishing Services, Washington, API guidance document HF1, 32 pp, website: <http://www.energyindepth.org/wp-content/uploads/2009/03/API-HF.pdf>.
- Berndt, M.L., and Philippacopoulos, A.J., 2002: Incorporation of fibres in geothermal well cements. *Geothermics*, 31, 643-656.
- Bourgoyne Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., and Young Jr., F.S., 1991: *Applied drilling engineering* (2nd printing). Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 508 pp.

- Bush, G., and O'Donnell, K., 2007: *Global cementing best practices* (Rev. 1). Occidental Oil and Gas Corp., Global Drilling Community, 65 pp.
- CaseTech International, Inc., 2010: *Cementing methods and equipment*. CaseTech International, Inc., website: www.scoretrinidad.com/downhole-tools/CASETECH_BROCHURE.pdf, 53 pp.
- Crook, R., 2006: *Cementing*. Chapter 9 in: Lake, L.W., and Mitchell, R.F. (eds.), *Petroleum engineering handbook, vol. II: Drilling engineering*. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 369-431.
- Drilling and Completion Committee, 1995: *Primary and remedial cementing guidelines*. Drilling and Completion Committee, Alberta, Canada, 17 pp.
- Gabolde, G., and Nguyen, J.P., 2006: *Drilling data handbook* (8th edition). IFP publications, Editions Technip, 541 pp.
- Gaurina-Medimurec, N., Matanovic, D., and Krklec, G., 1994: *Cement slurries for geothermal wells cementing*. *Rudarsko-Geolosko-Naftni Zbornik*, 6, 127-134.
- Hernández, R., and Bour, D., 2010: *Reverse-circulation method and durable cements provide effective well construction: A proven technology*. *Proceedings of the 35th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California*, 4 pp.
- Heriot-Watt University, 2010: *Drilling engineering*. Heriot-Watt University, Depm. of Petrol. Eng., website: www.4shared.com/document/8oA1j29G/Heriot-Watt_University_-_Drill.html, 539 pp.
- Hole, H.M., 2008: *Geothermal well cementing*. Petroleum Engineering Summer School, Dubrovnik, workshop 26, 6 pp.
- Iverson, B., Maxson, J., and Bour, D., 2010: *Strength retrogression in cements under high-temperature conditions*. *Proceedings of the 35th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California*, 8 pp.
- Kabinoff, K.B., Ekstrand, B.B., Shultz, S., Tilghman, S.E., and Fuller, D., 1992: *Determining accurate bottomhole circulating temperature for optimum cement slurry design*. Society of Petroleum Engineers Western Regional Meeting, Bakersfield, California, 8 pp.
- Kutasov, I.M., and Kagan, M., 2002: *Procedures to correct temperatures for deep offshore well*. *Oil and Gas Journal*, 100-49, 56-61.
- Nelson, E.B. (ed.), 1990: *Well cementing*. Schlumberger Educational Services, Texas, 487 pp.
- Niggemann, K., Samuel, A., Morriss, A.V., and Hernández, R., 2010: *Foamed cementing geothermal 13 3/8" intermediate casing*. Halliburton, NGP 61-22, 11 pp.
- Ogbonna, F.J., 2009: *The secondary effects of lignosulfonate cement retarder on cement slurry properties*. *ARPJ. Eng. & Appl. Sci.*, 4-9, 7 pp.
- Rabia, H., 1985: *Oilwell drilling engineering: principles and practice*. Graham & Trotman, London, 322 pp.
- Rabia, H., 2001: *Well engineering and construction*. Entrac Consulting, 789 pp.
- Shyrock, S.H., and Smith, D.K., 1982: *Methods of combating lost circulation during drilling and casing cementing*. In: *Geothermal Resources Council Special Report No. 12*, 67-80.
- Thórhallson, S., 2010: *Geothermal drilling technology*. UNU-GTP, Iceland, unpublished lecture notes, 41 pp.
- Weatherford (publ.), 1986: *Cementing program*. Weatherford.

添付-4
掘削プログラム（ドラフト）提出レター

JICA TECHNICAL ASSISTANCE

**DATA COLLECTION SURVEY
ON GEOTHERMAL DEVELOPMENT
IN RWANDA**

Date: 05 June, 2013

To: Energy, Water and Sanitation Authority, Rwanda

Your ref.

Our ref. JA12G1014-0605-01

Sub. Drilling Program (Revision Draft)

Dear Ms. Uwera Rutagarama

We are pleased to submit the Drilling Program that we were requested to prepare. Please note that the paragraphs highlighted with yellow need to be reviewed or newly prepared by EWSA as we do not have the information related to those paragraphs.

Should you have any queries please do not hesitate contacting us.

Sincerely yours,



TAKAHASHI Shinya

Team Leader,

Data Collection Survey on Geothermal Development in Rwanda

CC: Jean-Claude Ngaruye (EWSA)

Enclosure: Drilling Program (MS-word file)