

B. c. I.

地質調査所報告第161号  
山形市附近天然ガス地化学  
調査報告

本島公司  
品田芳二郎

地質調査所

昭和29年9月

地質相談所



553. 981 : 550. 84 (521. 15) : 622. 324

## 地質調査所報告

所長 兼 子 勝

# 山形市附近天然ガス地化学 調査報告

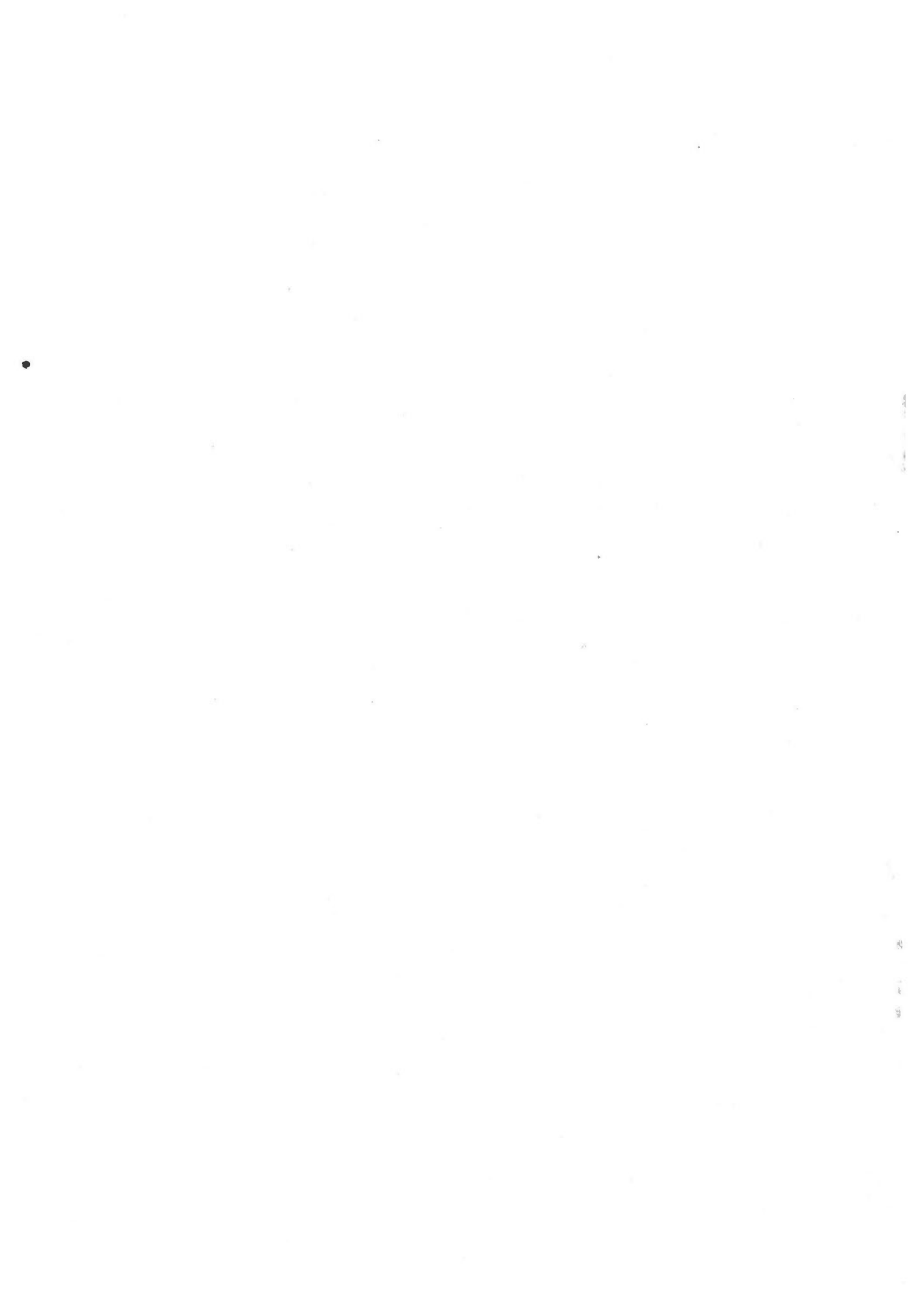
通商産業技官 本 島 公 司

通商産業技官 品 田 芳 二 郎



# 目 次

I. 緒 言	1
II. 調 査 方 法	2
III. 天然ガス徴候分布地域	3
IV. 山形盆地の地形および周辺の地質	4
V. 山形盆地の地下地質	5
VI. 天然ガスの性質とその地理的分布	6
VII. ガス附随水の性質とその分布状況	10
VIII. 天然ガスおよび同附随水の性質総括	23
IX. 開 発	26
X. 結 論	43
参 考 文 献	46
Résumé (in English)	1
附 図 3 葉	



# 山形市附近天然ガス地化学 調査報告

通商産業技官 本島 公 司  
通商産業技官 品田 芳 二 郎

## I. 緒 言

山形県の山形盆地（一名村山盆地と通称される）は古くから天然ガスの産地として知られている。この資源の地質的、地化学的賦存状況を把握し、かつ合理的開発の基礎資料となすべく、山形県庁は昭和25年度に、石油資源開発促進審議会（P. R. D. P. C）の審議を経て、地質調査所に地化学調査を依頼した。地質調査所では兼子燃料部長・金原石油課長の指導の下に、石油課員本島公司・品田芳二郎のほか、化学課員石田与之助・前田憲二郎・加藤甲壬・後藤隼次の各技官を派遣し、山形県から安達正俊・長岡琢雄・高橋勝郎の各技師の参加も得て、昭和25年（1950年）6月5日から8月5日に至る2ヶ月間、現地調査に従事させた。以下はその結果の報告である。なお、調査分担は大略次のようである。

現地指導……兼子燃料部長・金原石油課長

現場坑井測定および地下地質調査……本島技官・品田技官・安達技師

化学分析実験室における内業

地下水分析……石田技官・前田技官（1カ月交代）、長岡技師・高橋技師

ガス分析……加藤技官・後藤技官（1カ月交代）

報告書作成……本島技官・品田技官（天童天然ガスの項）

調査地域の北端は、さがえ 寒河江町—みどのへ 溝延村—なりう 成生村—てんどう 天童町を連ねる線で、南縁は奥羽本線金井駅に達する。調査地は東西約11 km、南北約22 km、南にせまく、面積は約200 km<sup>2</sup>である。

この地域内には、1市3郡にわたる4町24カ村が含まれている。すなわち、南村山郡は南沼原村・飯塚村・くぬぎざわ 樺沢村・金井村・堀田村・村木沢村・かしわぐらもんでん 柏倉門伝村の7カ村、東村山郡は金井村・山辺町・おおさと 大郷村・長崎町・明治村・たな 高橋村・寺津村・くらぞう 蔵増村・おおぞね 大曾根村・相模村・大寺村・豊田村・出羽村・楯山村・天童町・成生村の3町13カ村、西村山郡は寒河江町・西根村・柴橋村・溝延村・三泉村の1町4カ村が調査の対象となつている。この中に附図1に示した約900の測定点を選定して調査した。

本調査に際しては、山形県当局、ことに鉱業課の援助のほか、山形天然ガス株式会社・川崎

医療器製作所・天童天然ガス株式会社および現地各市町村の協力によつて調査能率を向上させることを得た。特に山形県技師安達・長岡・高橋の各氏に感謝の意を表する。

## II. 調査方法

地下水法による地化学調査法によつて調査を行つた。調査の対象はできうる限り、既存井で径1½"内外の竹管を降下してある自噴井を利用し、その坑口において天然ガスとその附随水とを採取した。自噴井が存在しない地区では、飲料水用の浅井戸（通常深度5m位まで）を利用したが、全く井戸が存在しない地区では、スパイラルボーリングにより深度2.0~3.5mの鑿孔を行いこれを用いた。坑井現場においては、水量・ガス量・水温、pH、遊離CO<sub>2</sub>、(free CO<sub>2</sub>)、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、NH<sub>4</sub><sup>+</sup>、Cl<sup>-</sup>、水中溶存メタン量 (dis. または sol. CH<sub>4</sub>)、ごく少数の例については水中溶存酸素量を測定し、気象状況・坑井経歴を測定または聴取した。

坑口で採取して実験室へ持ち帰つた資料について、地下水ではNO<sub>2</sub><sup>-</sup>、NO<sub>3</sub><sup>-</sup>、KMnO<sub>4</sub>消費量、Ca<sup>++</sup>、SO<sub>4</sub><sup>-</sup>、P (P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>として表示。一部についてのみ分析した)を、またガスではCH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub>、O<sub>2</sub>、C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>、N<sub>2</sub> (残余気体で表現。主にN<sub>2</sub>からなる)とを定量分析した。なお、調査に際して採用した地下水およびガスの分析方法の概略と分析誤差とを簡単に下記しよう。

### (a) 地下水

ほとんど三宅泰雄氏著 "水質分析" 小山書店, 1949, によつている。水質や試料の採取量その他から考えて、分析誤差は大略次のようである。

溶存 CH <sub>4</sub>	±0.05%	前後
pH	±0.2	前後
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	±5~10 <sup>mg/l</sup>	〃
遊離 CO <sub>2</sub>	± 3 <sup>mg/l</sup>	〃
Cl <sup>-</sup>	± 2 <sup>mg/l</sup>	〃
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	± 5%	〃 (鉄の沈澱による誤差大)
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	±0.00A <sup>mg/l</sup>	〃
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	±0.0A <sup>mg/l</sup>	〃
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	± 1 <sup>mg/l</sup>	〃
Ca <sup>++</sup>	± 3 <sup>mg/l</sup>	〃
P P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> として	± 0.1 <sup>mg/l</sup>	〃
KMnO <sub>4</sub> 消費量	± 3 <sup>mg/l</sup>	〃

### (b) 天然ガス

ガス分析は、携帯用小型オルザット分析装置によつた。その概略の誤差は次のようである。

CH <sub>4</sub>	±1.5% 前後
-----------------	----------



CO <sub>2</sub>	±0.1% //
C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	±0.15% // …… (Br に吸収させる)
O <sub>2</sub>	±0.1% //
N <sub>2</sub>	±1.5% //

かくして得た測定値は第1表(47~68頁), 第2表(68~70頁), 第3表に一括表示した。

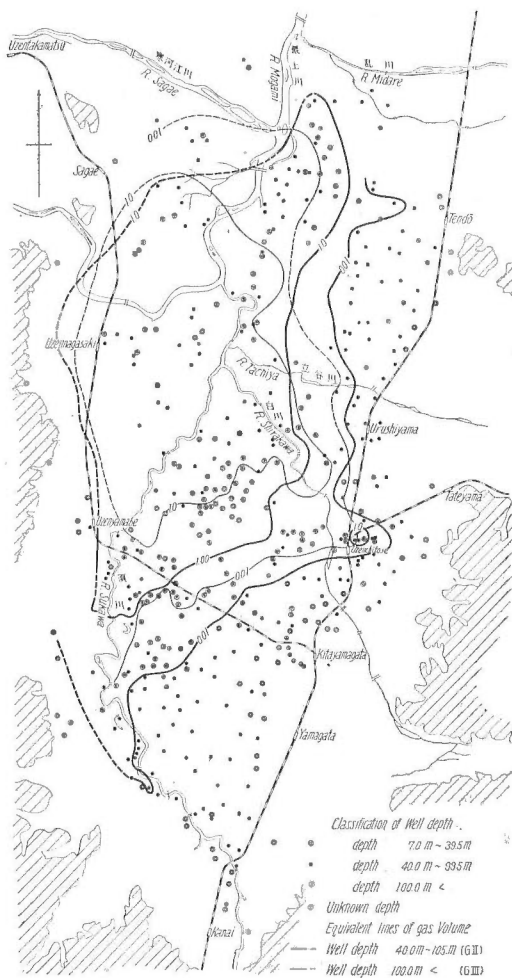
### III. 天然ガス徴候分布地域

本地域の天然ガスは, 山形盆地内に堆積する第四紀層中に存在し, その表面徴候は地域内の坑井中にみられる。調査地域内の徴候は, 北は西根村日田, 西は山辺町, 南は柏倉門伝村高木, 東は楯山村下柳に至る間にみられ, 東西約7 km, 南北約16 km にわたって存在する。調査した坑井の位置は附図1に示され, その測定結果は第1表に示されているが, この両図表から集成して第1図を得た。

第1図は, 調査の対象になつた種々の坑井の自噴状況下において, 坑口における測定値から得たものである。坑井は附図1からもわかるように, 種々の標高・深度・坑井密度をもち, また坑井年令を異にしているが, それらはいずれも図上において同一に取扱われている。水とガスとは坑口において自然分離されたものを測定し, 水中溶存メタン量による補正は行われていない。従つて, この量は, われわれが肉眼で認めうるガス量について記したものである。

測定坑井にはなるべくその地域を代表しているようなものを選定した。

坑井にみられるガス自噴量は0.001~55m<sup>3</sup>/日であつて, 後述のようにこの種の坑井からのガスを稼行の対象としている地域もある。産ガス地域は現在の地形



第1図 坑井ガス量分布図(単位 m<sup>3</sup>/日/井)

に大きく影響され、東側山地に近い馬見ヶ崎川・立谷川・乱川の各扇状地、および南部の須川流域、北部の寒河江川流域にはガスが見られない。すなわち産ガス地域は現在の地形の低所を占めている。元来天然ガスの自噴量は、坑口の高低に大きく支配されることは既知のことである。山形盆地の産ガスの地域的特徴として、地形と産ガス量とが一見並行する東部および南部地域と、地形に関係なく北部にガス量を減ずる最北部地域との2種に大別できるが、後述する各種データから、前者も結局は後者と同性格のものに帰すると考える。その意味において第1図は、山形盆地の産ガス能力（自噴の場合はもちろん、動力採ガスの場合においても）の一端を示すと考える。産ガス量とガス水比との間には密接な関連があるから、坑井の現産ガス量をもつて以下産ガス能力の地域的限界を示してみよう。

現状で日産ガス自噴量  $1 \text{ m}^3/\text{井}$  以上を産する坑井の存在する地域は、GⅡ層（後述するが地表下深度  $40\sim 105 \text{ m}$ ）については、北は寒河江町字本楯北方および成生村字窪野目、西は山辺町、南は金井村多屋、東は明治村澁江に至る東西約  $5.5 \text{ km}$ 、南北約  $12.5 \text{ km}$ 、面積約  $63 \text{ km}^2$  であり、GⅢ層（深度  $100\sim 200 \text{ m}$  の層）については、北は寒河江町本楯北方、西は山辺町、南は大郷村内表、東は明治村澁江に至る東西  $5 \text{ km}$ 、南北  $7.5 \text{ km}$ 、面積約  $38 \text{ km}^2$  である。GⅡ層の面積がGⅢ層のそれより大きいのは、一応注目に値する。

また  $0.001 \text{ m}^3/\text{日}/\text{井}$  以上のガス産出地域は、GⅡ層については  $81 \text{ km}^2$ 、GⅢ層については  $66 \text{ km}^2$  におよぶ。山形盆地の調査上における不利な点は、地域の西側山地の近くに自噴井の数がごく少なく、産ガス状態の西側における特徴が不明なことである。従つて前記の産ガス地域の算出には、地形その他からの推定が入っている。

調査地のGⅡ層に関する  $1 \text{ m}^3/\text{日}/\text{井}$  の線は、南半の地域では、大略  $100 \text{ m}$  等高線に沿っている。そして  $0.01 \text{ m}^3/\text{日}/\text{井}$  の線は  $110 \text{ m}$  等高線に近い。

これに反して、GⅢ層では  $1 \text{ m}^3/\text{日}/\text{井}$  の線は  $90 \text{ m}$  土等高線に、また  $0.01 \text{ m}^3/\text{日}/\text{井}$  の線は  $105 \text{ m}$  前後の等高線に沿っている。しかし北部では、等高線に並行せずに周閉に産ガス量を減少してゆくことは前述したところである。

#### IV. 山形盆地の地形および周辺の地質

山形盆地周辺の地形および地質に関しては、幸に地質調査所の別所<sup>6)</sup>・舟山両技官<sup>5)</sup>の未発表調査報告書があるので、こゝにその概略を述べよう。

山形盆地は東西  $10\sim 20 \text{ km}$ 、南北約  $40 \text{ km}$  の細長い盆地であつて、標高は南方および山形市街地で  $140 \text{ m}$ 、北方で  $80 \text{ m}$  内外である。最上川は寒河江町南方を東流して盆地内へ流入し、寺津村付近で北流する須川を合し流路を北に転じ新庄に至る。盆地の東側には馬見ヶ崎川・立谷川・乱川の3扇状地が、西に開いて発達する。この地形はガスの賦存状況と密接に関連する。

盆地の西側山地は新第三紀水成岩を主とし、これを貫ぬく両輝石安山岩があり、またその火

山岩碎屑が第三紀層を被覆する。水成岩はしばしば凝灰質であり、砂相を呈することが多いが、それらの地層中から発見される化石は地質調査所大山技官によれば、若干の植物化石およびやや冷たい海水（Open Sea）の深度 100~200 m 程度に棲息する貝類が多い。地層の一般走向はほぼ N—S であるが、寒河江川の近くでは E—W を示す。

盆地の東側では、大部分石英粗面岩・凝灰岩（頁岩を挾有する）・輝石安山岩・安山岩碎屑からなり、新第三紀に属する砂岩層がごくわずかに発達する。

山形盆地の第四紀層下には、これらの第三紀層が伏在すると推定されるが、このうち特にガスに関連深いのは西側の含油第三紀層であつて、将来開発の進捗につれ、順次採取深度を増加して第三紀層中の採ガスを行う時期が至ることを予想すれば、第三紀層の沈積相の研究が重要とならう。

## V. 山形盆地の地下地質

盆地内の第四紀層は、主として軟質の粘土・礫・砂からなり、一般に北部および東部に礫が多く、南部には粘土が多い。現在までに知られたのは地表下約 200 m 前後までであるが、通常これら各層はそれぞれ 2~10 m 程度の互層をなし、このなかの砂礫層中に天然ガスが水と共存する。たゞし周辺の扇状地では、きれいな伏流水がガスを保持しないで存在している。粘土は黒色を呈するものが多く、盆地の低所では地表近くに黒色の草炭薄層を挾有することがある。

各地の代表的地質柱状図を附図 3 に掲げた。なお、第 2 図上の番号が、附図 3 の柱状図に記入された番号に対応して位置を示している。柱状図はほとんど鑿井者の記憶を辿つて今回作製されたために、精度は不良である。将来正確な資料の得られるつど訂正することとする。

当地域に発達する砂礫層を深度別に下記の 3 つに大別する。

G I 層	地表下深度	7~ 48 m
G II 層	地表下深度	40~105 m
上部 G II U 層	地表下深度	40~ 80 m
下部 G II L 層	地表下深度	55~105 m
G III 層	地表下深度	100~210 m

（前述のごとく、盆地内でも海拔高度に相当に差のあることに注意を要す）

G I 層は北部の寒河江町・寺津村・明治村・蔵増村方面では礫層を主としており、ガスおよび水を産するが、南部地域では本層の発達はあまり顕著でなく、主に砂礫層からなり、南沼原村東部では本層から清水<sup>せいすい</sup>を産している。G I 層は下部の地層に比べて細粒のようである。

G II 層は地域内における現在までの主な産ガス層で、礫の発達の著しい上部の G II U と、しからざる G II L とに 2 分できる。G II U 層の基底の深度は、第 2 図に示すように、長崎町<sup>ぶんしん</sup>文新<sup>てん</sup>田において最深になり、四周に浅い傾向にある。第 2 図の基準面には海拔高度 100 m を採用し



相関するためである。また同一の地域ではG II層の方がG III層よりも一般にCH<sub>4</sub>濃度が大きい。

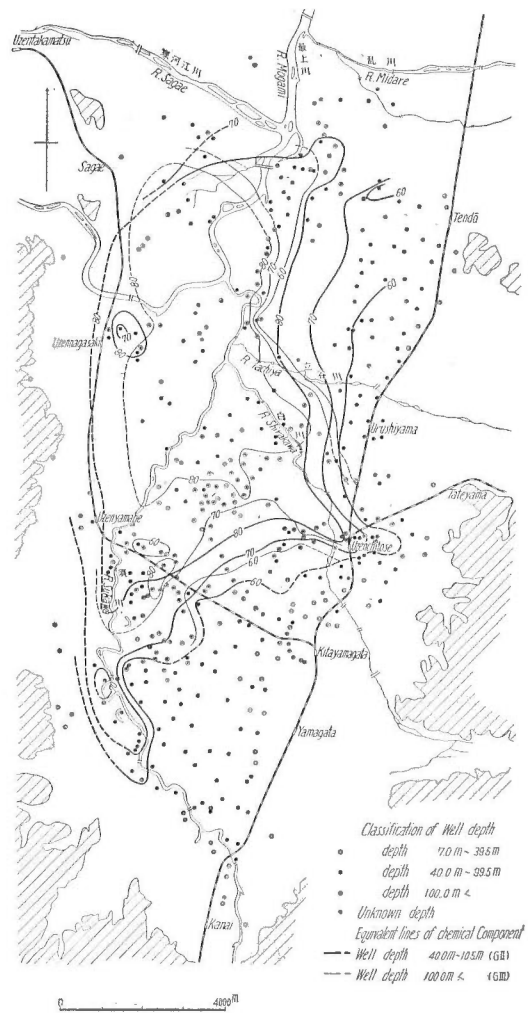
CH<sub>4</sub>の濃度80% (約7,000カロリー)以上のガスを産しているのは、G II層については寒河江町本楯・蔵増村・明治村中野目・山形市長町・金井村吉野宿・長崎町に囲まれた約50km<sup>2</sup>の地域であり、G III層については、寒河江町本楯・寺津村・明治村澁江・大郷村中野・大郷村すしあらい・鮎洗北方・長崎町に囲まれた約30km<sup>2</sup>の地域で、その面積差は約20km<sup>2</sup>に達する。一般に地域南半ではG II層がG III層よりも良質のガスを産していることになる。CH<sub>4</sub>濃度が60%を超える地域の面積は、G II層に対しては約90km<sup>2</sup>、G III層については約55 km<sup>2</sup>である。

第4図に天然ガスCO<sub>2</sub>濃度の地理的分布を示す。ガス田の中心部ではG II層のCO<sub>2</sub>が10%を超え、周辺部においては5%またはそれ以下になる。G III層はG II層に比べてCO<sub>2</sub>が少なく、中心部で5%±、周辺部で2%±であった。

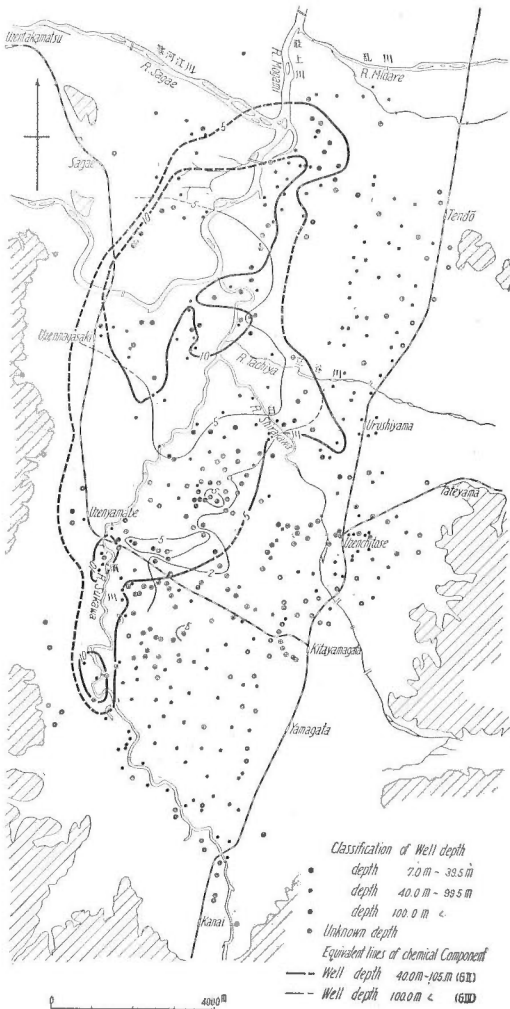
第5図は天然ガスN<sub>2</sub>濃度の地理的分布を示す。ガス田の中心部においてG II層のガスは5%±以下を示し、周辺部に30%±まで増加し、その30%の線は第1図(ガス量図)の0.01 m<sup>3</sup>/日/井の線に近い。G III層のN<sub>2</sub>濃度は一般にG II層より大きく、中心部で10%以下、周辺部で30%±になる。

以上の図から考えあわせると、山形盆地全体としては産ガス能力は、ガスの通常の用途に対しては(最低ガス品位CH<sub>4</sub>60%、すなわち大略5,400カロリー)ガスの質的には制限されず、主にガスの産量的に制約されるということが出来る。従つて山形盆地のガス質は、他地域の第四紀層のガスにくらべて優良であるといえる。

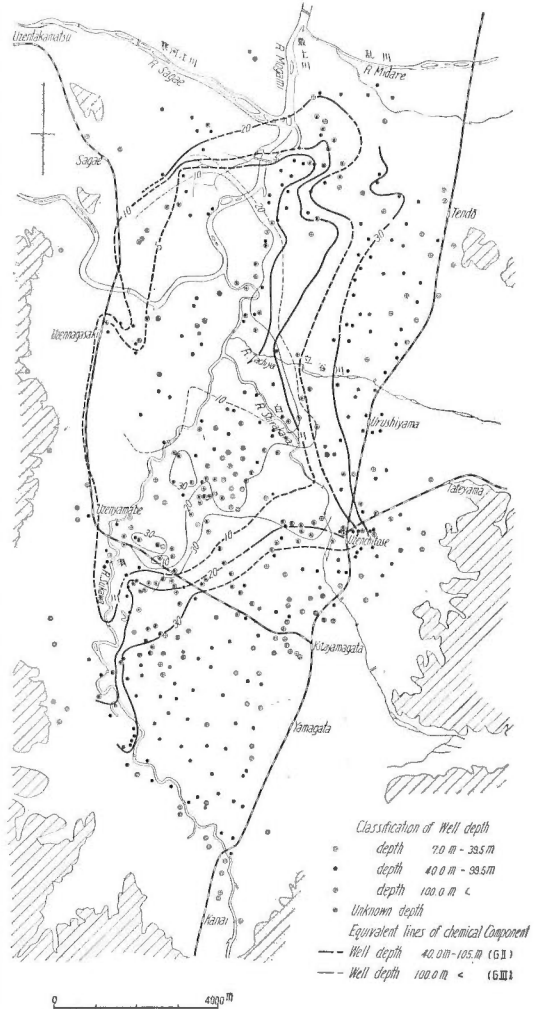
本地域のガスをCH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub>およびその他の3成分型として、三角座標上にガス成分の分布を求めて第6図を得た。図上では①寒河江町本楯附近(川崎医療器K.K.)、②蔵増村(天童天然ガスK.K.)附近、③長崎町附近、④大郷村中野(山形天然ガスK.K.)附近、⑤ガス



第3図 天然ガスCH<sub>4</sub>濃度分布図(容積%)



第4図 天然ガス  $\text{CO}_2$  濃度分布図 (容積%)



第5図 天然ガス  $\text{N}_2$  濃度分布図 (容積%)

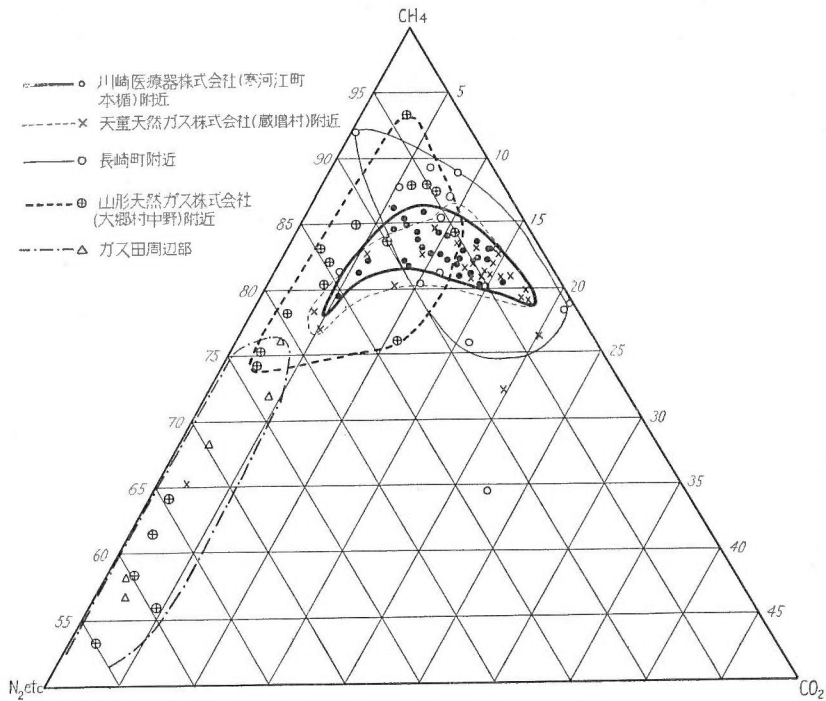
田周辺部の5地域に分けて分布を求めてある。

この図で気づくことは、

- (a) 周辺部では  $\text{CO}_2$  の変化が少なく、ガス質は主に  $\text{CH}_4$  と  $\text{N}_2$  との変化となる。
- (b) ④は⑤の性格に近く、 $\text{CH}_4$  が相対的に大きい。
- (c) ③は  $\text{N}_2$  の変化 (10%±) に比べて、 $\text{CO}_2$  と  $\text{CH}_4$  の変化が大きい。
- (d) ①と②とはほとんど同性格で、③と④の中間的性格を示すが、比較的  $\text{CH}_4$  量が多く (77~87%  $\text{CH}_4$ )、変化範囲が小さく、 $\text{N}_2$  と  $\text{CO}_2$  とが広く変化する。

以上の各地域別成分分布図を総合すれば、本邦産各地の第四紀層のガスの分布図にほとんど一致する。

なお、ガス中の  $C_nH_m$  はきわめて少なく、最高0.3%であつた。0.3%を示す坑井は全地域に5井、0.2%は8井であつた。その分布は長崎町達摩寺・羽前千歳駅附近・高橋村藤内新田附近・寒河江町本楯附近の4地区に区別できる。



第6図 三角座標上のガス成分分布図

最後に同一地域のガス質の相異について2例をあげてみる。①寒河江町本楯では深度40m前後の坑井のガス(71~80%  $CH_4$ )よりも、100m前後のガス(79~90%  $CH_4$ )の方が良質であるが、②大郷村中野ではこの反対に、深度70m±のガス(80~90%  $CH_4$ )よりも、210m±のガス(55~80%  $CH_4$ )の質が悪い。以上を総合すると、地表から深度100m前後位までは  $CH_4$  の濃度を増し、200m位まで逆に  $CH_4$  濃度を減ずるのが地域全般の傾向である。またガス田の中心部では、最良質部の深度が周辺より大きくなるであろう。

坑井年齢とガス質との関係が、寒河江町本楯で測定されたが、後述するように新井に  $CO_2$  の濃度が大きい。完全に採取したガス中の  $O_2$  分析値はほとんど0.0~0.3%以内にあり、それ以上の場合には採取方法が不完全のために、空気が混入したものと考えられる。

天然ガス中のHeの調査は、約30年前全国的に実施されたものがあるが、特に村山盆地内では寒河江町および平塩産のものがあげられており、前者は0.202% He、後者は0.037% Heであるが、これと共存する鉱泉の分析結果から岩漿系の鉱泉と考えられているが、後述するように寒河江町西方に高温部が存在することと考え合わせ興味深いものがある。

## VII. ガス附隨水の性質とその分布状況

ガスとともに産出する地下水は、ガスを伴わない地下水と比べて著しい相違を示す。また地下水の性質がガスの質および量と直接または間接に相関関係を示す。この意味において、地下水法によるガスの地化学調査法では、ことに地下水の性質によつて、ガス賦存の状況を把握しようとするのである。地下水の性質中特に  $\text{Cl}^-$ 、 $\text{NH}_4^+$  の含有量のごときは、直接開発に影響をおよぼすことが多い。以下、ガス附隨水の性質とその分布状況とについて述べる。

### 水中溶存メタンガス量

地下水中の溶存  $\text{CH}_4$  量は、第7図に示されるように産ガス地域に多い。 $\text{CH}_4$  として飽和度

50% (大略  $18 \text{ c.c. CH}_4 / 11 \text{ H}_2\text{O}$  すなわち測定計器の目盛では3%) 以上を示す地域は、G II層については約  $63 \text{ km}^2$ 、G III層については約  $43 \text{ km}^2$  を示している。ガス産量  $1 \text{ m}^3 / \text{日} / \text{井}$  (第1図参照) の地域とほぼ等しく、またその分布地域もほとんど第1図に相似する。たゞ地域北半の蔵増村や寒河江町本楯方面においては、産ガス量が大きいにかゝらず溶存メタン量が小さいが、これは主としてガス成分組成によるものと思う。

扇状地の伏流水の強さは乱川が最も強く、馬見ヶ崎川・立谷川がこれに次ぐようである。すなわち、G II層について溶存  $\text{CH}_4$  量が  $1.8 \text{ cc} / 1$  (目盛0.3%) に至るまでの扇状地からの半径は、それぞれ約  $10 \text{ km}$ 、 $6 \text{ km}$ 、 $6 \text{ km}$  であつて、調査地域の北方でガス量が少なくなるのは、やはり伏流水の影響によるものであろう。

かりに、溶存  $\text{CH}_4$   $0.3 \sim 3.0\%$  の帯状部分を中間帯とすれば、一般にG II層についての中間帯がG III層よりもその幅が狭い。この中間帯が伏流水の強



第7図 水中溶存メタン分布図 (計器目盛%)

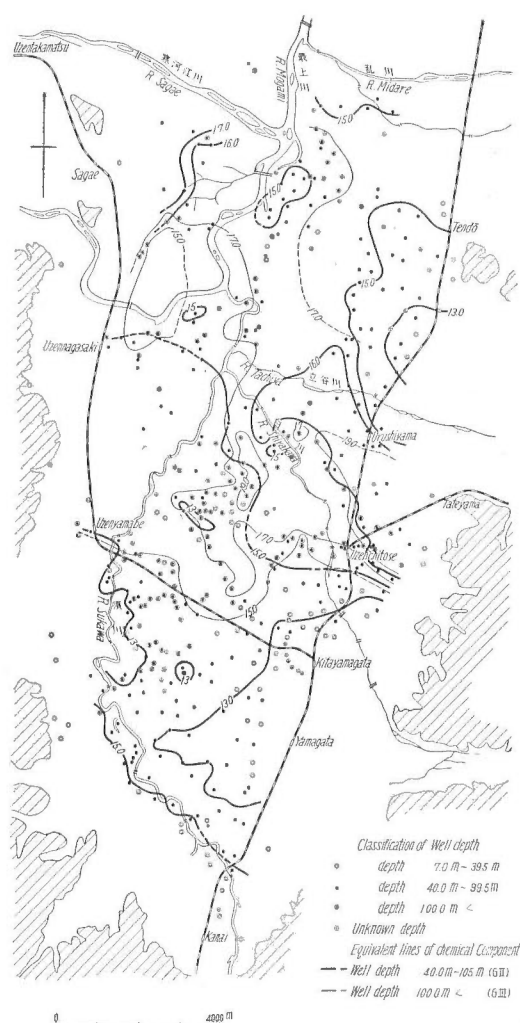


さに関連するものとする、羽前千歳駅附近の馬見ヶ崎川と立谷川の2扇状地の中間低地地域は、G II・G III両層について注目すべき分布を示している。乱川・立谷川両扇状地伏流水の影響が最小なのは、恐らく天童駅西方であろう。なお、自噴井がない長崎町南方地域については、スパイラルボーリング (Spiral boring) によつて得られた地下水について測定した結果を、地下にガスの存在が確実である当地域内の他の地区のデータをもつて解釈すると、該地域はガスの賦存状況が良好であると考えられる。

南部および北東部地域ではG II層はG III層よりも産ガス地域が広く、北部の本楯附近ではG III層の産ガス能力が大きい。

### 水 温

自噴井の水温は12.0~22.0°Cの間にあり、その地理的分布図を第8図に示す。山形市の年平均気温は10.6°Cである<sup>11)</sup>。同一地域の水温は坑井深度と関係する。馬見ヶ崎川・立谷川の伏流地域ではG II層については13°C以下であるが、乱川の近くではそれよりも1~2°C高い。恐らく深度と扇状地の伏流路距離とによつて、その水温が決定されるのであろう。ガスの分布状況に特異な地域を占めていた羽前千歳駅附近は水温も異常に高い。東側の扇状地は一見ほど一様な扇状地形は示しても、現在の伏流水の特に強いところに、水温低下が著しいとすると、ガスの分布を説明するのに都合がよい。すなわちG II層に関しては、特に馬見ヶ崎川伏流水の飯塚村飯塚に対する例や、乱川伏流水の高櫛村芳賀に対するごとくである。天童駅附近は温泉も存在していることでありその分布異常は常識的である。西側産地でやゝ著るしく水温の低い地域は、山辺町南方の扇状地帯である。地域南西方の柏倉門伝村および特に北西方の寒河江町 (ガス成分の項参照) 附近に高温部があつて注目される。なお地域



第8図 天然ガス附随水の温度分布図 (°C)

中で水温の高い部分は、ほぼ NNW—SSE 方向を示し、西根村日田と漆山駅とを結ぶ方向に著しい。

全般的に山形盆地の自噴地下水水温は、平均地下増温率を 30 m/1°C として算出したものより大きい値を示している。

焼津ガス田のように水温とガス鉱床と最も密接な関連がある例も存在する<sup>12)</sup>から、山形盆地においても、将来第三紀層や火成岩等も考慮の対象とする開発法を採用する段階に至るかもしれないが、水温には充分の注意を払うべきと思う。

**pH**

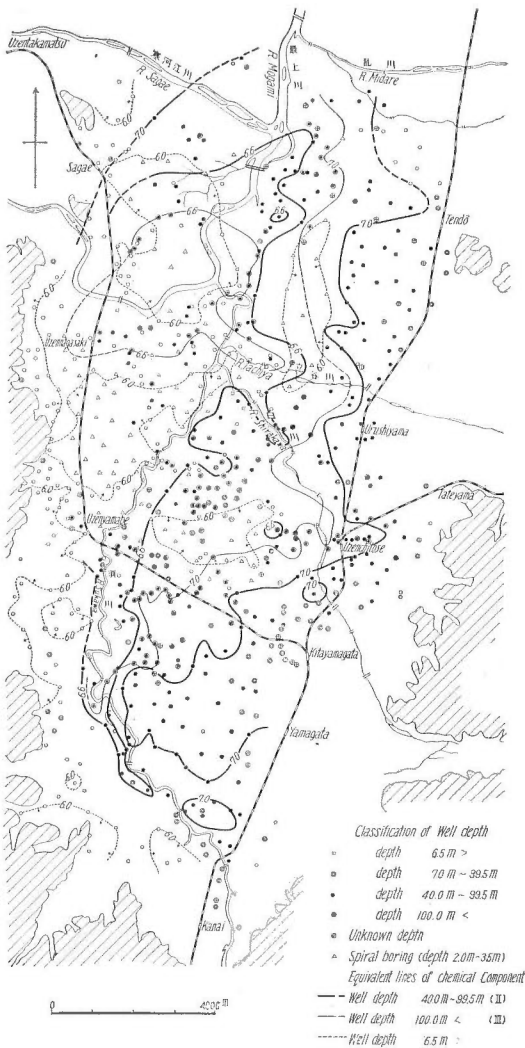
pH の分布は第 9 図に示すように、ガス地帯では 6.8 以下を示し、その分布状況はガスのそれとよく類似する。

東側の 3 扇状地伏流水は 7.0 以上を示すが、南方の須川流域では  $SO_4^{--}$  のために 7.0 以下となり、南沼原村沼木附近では、あたかも馬見ヶ崎川と須川との両勢力により合成されるような分布状況を示す。一般に G II 層は G III 層よりもわずかに酸性を示す。

G II 層の pH 分布をみると、主としてガス中の  $CO_2$  % と附随水中の遊離  $CO_2$  の分布とよく一致し、飯塚村西方の須川沿いに 6.6 以下の部分が細長く存在する。

G II・G III 両層について、ガス産量図や溶存  $CH_4$  図および  $CO_2$  分布図と pH がよく一致するのは、地下水中の溶解塩類その他緩衝作用を呈する物質の量が少ないことにも起因するものでこの地域では pH が一応産ガス能力の指示者 (indicator) として利用しうるものとする。

深度 6.5 m 以浅の表層水の pH は、西方山側やガス田の中心近くで 6.0 以下の値を示すことがあつて、一応の大まかな指示者とはなりうるようであ



第 9 図 天然ガス附随水中の pH 値分布図

る。

天然ガス附随水の RpH は、少数な例について測定したが、7.0~8.4 の間にあつて、蔵増村では 7.0~7.4、本楯附近では 7.0~7.2 と 8.2~8.4 の 2 種に大略分けられると思われる。

一般陸水の pH は  $\text{HCO}_3^-$  と遊離  $\text{CO}_2$  とによつてほぼ決められる。すなわち当地域のガス中心地では、 $\text{HCO}_3^-$  によるアルカリ性への移行より遊離  $\text{CO}_2$  による酸性への移行が大きく、結局酸性になつているのである（有機酸などの影響は無視する）。

**$\text{HCO}_3^-$**

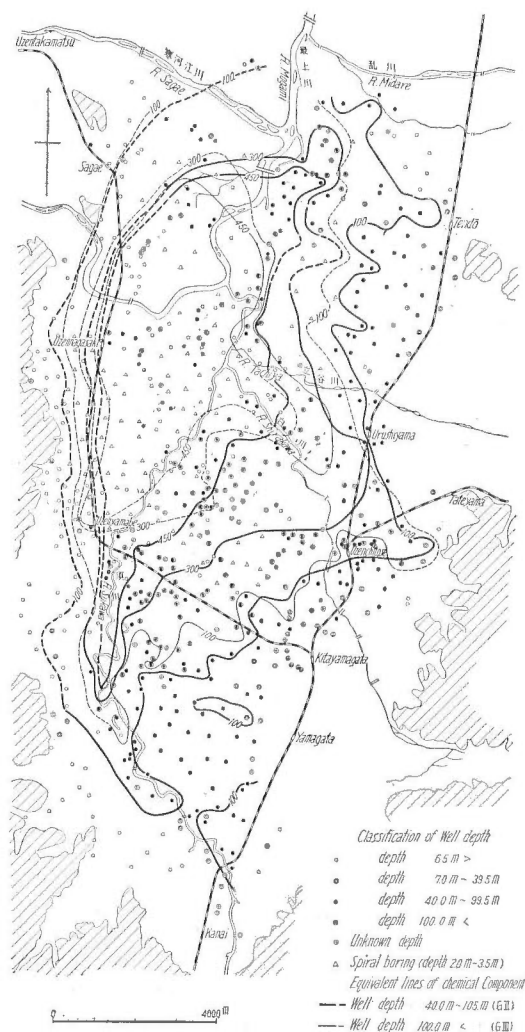
一般にガス附随水中に  $\text{HCO}_3^-$  が多いのが特徴である。山形盆地では産ガス地域には、第 10 図にみられるように 300<sup>mg/l</sup>以上を示しており、伏流水地域では 100<sup>mg/l</sup>以下となる。ガス田中心部の長崎町附近では、450<sup>mg/l</sup>以上を示しているが、分布状況はガス徴の分布によく似ている。

一般の地下水は、浅層よりも深層の方が pH 値が大きく、その原因は通常遊離  $\text{CO}_2$  の消失と  $\text{HCO}_3^-$  の増加による。

しかるに当地域では、同一地区については G III 層よりも G II 層についての  $\text{HCO}_3^-$  量が多く、これは  $\text{HCO}_3^-$  が産ガス能力とよく一致することを示している。G II 層と G III 層の分布状況は並行的である。

**遊離  $\text{CO}_2$**

一般にガス附随水中には遊離  $\text{CO}_2$  が多く、山形盆地においては第 11 図に示されるように、ガス田の中心部では 200<sup>mg/l</sup>を超え、伏流水地域では大抵 10<sup>mg/l</sup>以下となる。たゞし乱川の伏流水には 10~100<sup>mg/l</sup>程度含まれていて、南の 2 伏流水よりも多い。その分布状況はガス量分布図と大略一致するが、また G II 層と G III 層とは並行的に分布し、同一地区においては G II 層の方が G III 層よりも多くの遊離  $\text{CO}_2$  を



第 10 図 天然ガス附随水中の  $\text{HCO}_3^-$  量分布図 (mg/l)

含有する。可採ガス地域と非可採ガス地域の大略の境界は、G II層について  $30 \text{ mg/l}$  であり、G III層については南部で  $20 \text{ mg/l}$ 、北部で  $30 \text{ mg/l}$  である。



第 11 図 天然ガス附随水中の遊離  $\text{CO}_2$  量分布図 ( $\text{mg/l}$ )

北部の水に遊離  $\text{CO}_2$  が多いのは、ガス中の  $\text{CO}_2\%$  が大きいことから当然考えられるが、特に G II 層の蔵増—寒河江地区と、大郷—金井村地区の 2 地区は、遊離  $\text{CO}_2$   $200 \text{ mg/l}$  以上を示すもので、その分布は特徴的に中間の長崎町附近に少なくなっている。これに反して G III 層に関しては、ガス田中心部で  $100 \text{ mg/l}$  以上を示すが、G II 層のように 2 地区に分れるようなことはなさそうである。

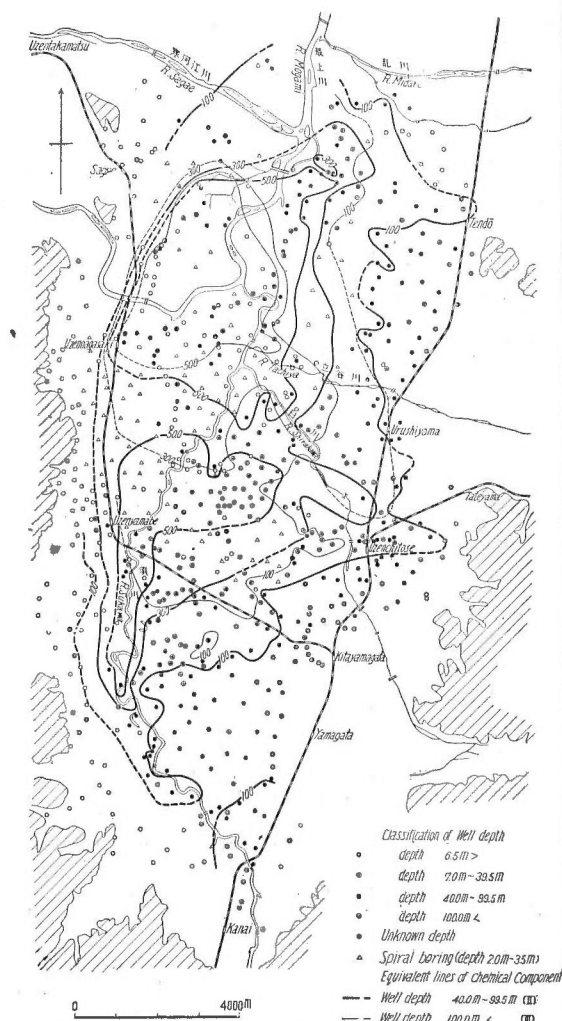
### 全炭酸

遊離炭酸と  $\text{HCO}_3^-$  を当量の  $\text{CO}_2$  に換算した合計を  $\text{CO}_2$  として  $\text{mg/l}$  で表わし、これを全炭酸とした。遊離  $\text{CO}_2$  も  $\text{HCO}_3^-$  もともに産ガス地帯に多いから全炭酸も当然前 2 者と同傾向の分布状況を示すことは、第 12 図によつて明らかである。ガス田の中心部では  $500 \text{ mg/l}$  以上を示すが、周辺の伏流水地域では  $100 \text{ mg/l}$  以下になる。  $500 \text{ mg/l}$  をこえる地域は、G II 層については西に偏した南北の 2 地区に、G III 層については北西に偏した寒河江町方面にみられる。

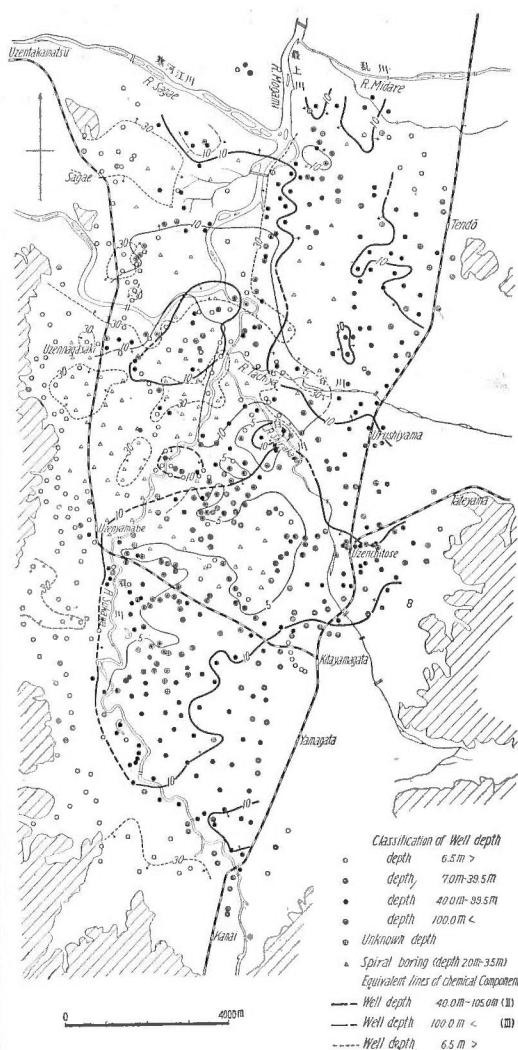
### Cl<sup>-</sup>

山形盆地のガスは海の影響のない湖沼堆積物中に発達したものであつて、附随水中の  $\text{Cl}^-$  量は極めて少ない。各層の深度別  $\text{Cl}^-$  量を見ると、表層水(深度 6.5 m 以下)に最も多く、次いで G II・G III の順序に減少している。その地域的分布は第 13 図に示されるように複雑である。

G II 層では、南部の非ガス地域に  $50 \text{ mg/l}$  を超えるものがみられるが、ガス地域の多くは  $10 \text{ mg/l}$  以下で少ない。全般的に東側の馬見ヶ崎川・乱川の 2 扇状地の伏流水にガス地域より  $\text{Cl}^-$  が多く、  $10 \text{ mg/l}$  であり、立谷川は  $10 \text{ mg/l}$  以下の伏流水をなし、  $\text{Cl}^- = 10 \text{ mg/l}$  等量線にはさ



第12図 天然ガス附随水中の全炭酸量分布図 (mg/l)

第13図 天然ガス附随水中のCl<sup>-</sup>量分布図 (mg/l)

まれた $10\text{mg/l}$ の地域である。高嶺村一蔵増村の北微西—南微東の方向は注意をひく。また水温の高い地域にほぼ一致して、漆山—西根村日田を結ぶ北北西—南南東方向に、大略 $10\text{mg/l}$ の地域があるのも注目される。これらを全般的に眺めると、南半地域ではガスは $10\text{mg/l}$ の地域に、また北東区地域では $10\text{mg/l}$ に、また北西区域では $10\text{mg/l}$ でも十の地区でもガスは存在する。寒河江川の水は $\text{Cl}^-$ が $10\text{mg/l}$ である。G III層の $\text{Cl}^-$ 量は、南半地域の産ガス地の大部は $5\text{mg/l}$ であつて、G II層の $10\text{mg/l}$ 線よりほぼ北西方向によつて、並行的に分布するが、北西半区域では長崎町北方で $10\text{mg/l}$ となり南部より多く、概略的にはG II層と並行に分布している。

表層水は寒河江川・最上川等の流路近くでは $30\text{mg/l}$ 以下になつて、明らかに地表水の影響

を示す。西方山地では塩水を産するところがあるのと考えあわせるべきであろう。

寒江町本楯・蔵増村南西部附近では、G I層最下部ないしG II U層最上部に、 $50 \text{ mg/l}$ 程度の $\text{Cl}^-$ が含まれるガス層があつて、この地区では $\text{Cl}^-$ 量によつて上下地層の地下水を判別することができる。

聚落や農耕の状況などによつて、地表に接近した地下水中の $\text{Cl}^-$ の分布が乱されると思われる。すなわち前述した深度別 $\text{Cl}^-$ 量分布は、「堆積当時の状況をそのまま示すものか、または、現伏流水の影響のみによつて支配されると考えられるものかは、「相当に重要な問題である。 $30\sim 50 \text{ mg/l}$ の $\text{Cl}^-$ を含む附随水が、本楯においては45 m前後まで存在することを考えると、その分布の原因を追求することはガスの開発・探鉱上から興味のある課題である。

### $\text{NH}_4^+$

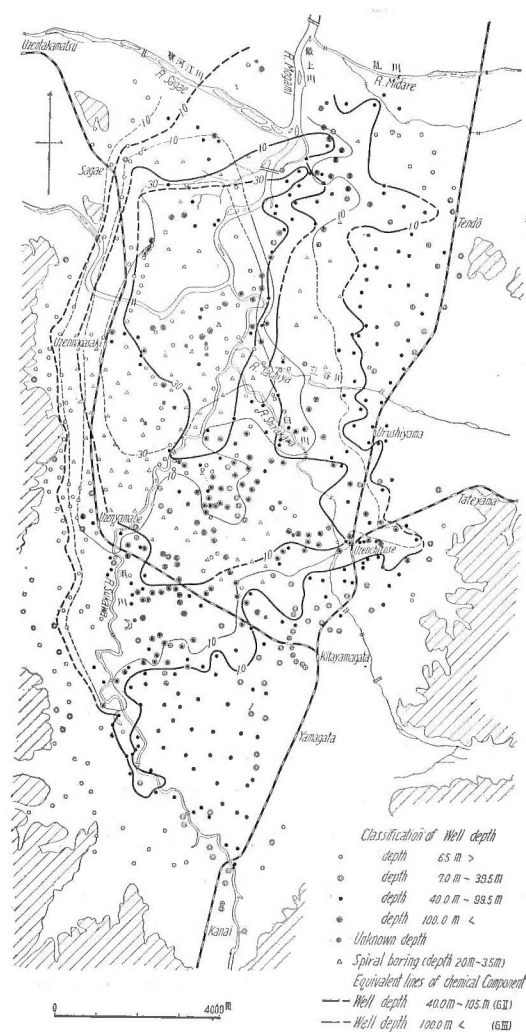
通常のガス田においては附随水中の $\text{NH}_4^+$ 量が多い。当地では最高 $100 \text{ mg/l}$ が大郷村中野のG II層の水について測定されたが、 $\text{NH}_4^+$ の地理的分布は第14図に示されている。産ガス地帯では $10\sim 50 \text{ mg/l}$ を示すことが多く、非ガス地帯では $0\sim 1 \text{ mg/l}$ 程度である。

G II層とG III層との $\text{NH}_4^+$   $30 \text{ mg/l}$ 以上の区域は地域北西部に偏し、またG II層とG III層ではほぼ並行的に分布するが、他の成分と同じように一般にG II層に多い。

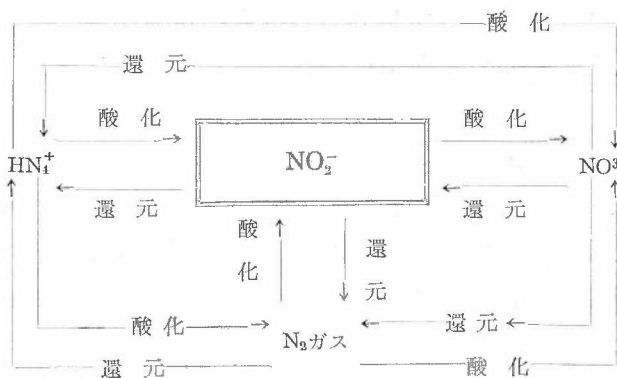
ガス水中の $\text{NH}_4^+$ の存在はガス採取に際して、排水上不便をきたすことが多い。ガス附随水が飲用に供されている場合は、砂・木炭などによつて $\text{NH}_4^+$ を吸着させる要がある。普通の民家用濾過装置はそれによつて $10 \text{ mg/l}$   $\text{NH}_4^+$ が $1 \text{ mg/l}$   $\text{NH}_4^+$ に減するほどに効力のあることを附言しておく。

### $\text{NO}_2^-$

窒素化合物中 $\text{NO}_2^-$ は酸化還元的面からいえば、 $\text{NO}_3^-$ と $\text{NH}_4^+$ との中間的な性格を示し、



第14図 天然ガス附随水中の $\text{NH}_4^+$ 量分布図( $\text{mg/l}$ )

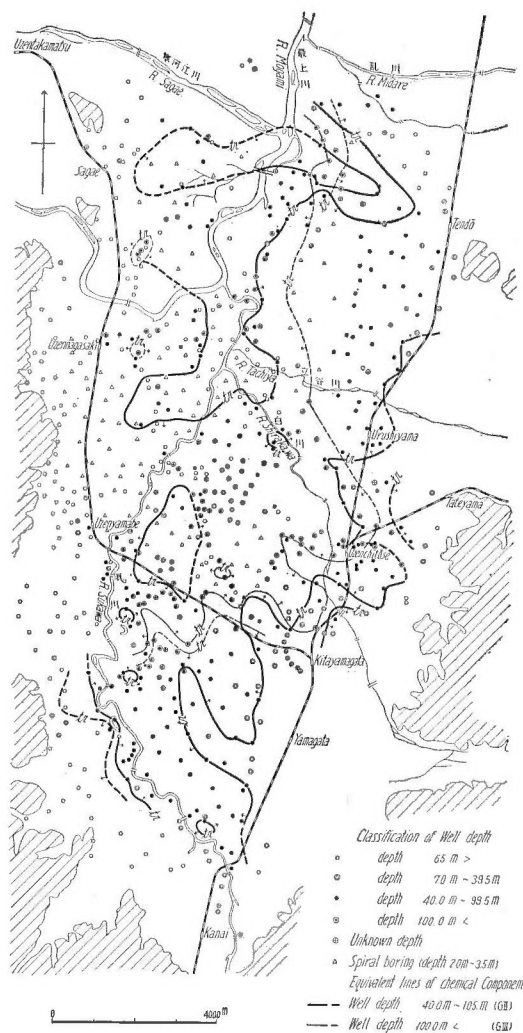


左図のような関係がある。ガス地帯には、 $\text{NH}_4^+$  が非常に多いことは前項に述べたとおりであるが、それに比べて、附随水中に存在する  $\text{NO}_2^-$  は極めて少なく、山形盆地では痕跡ないし  $0.1 \text{ mg/l}$  程度である。第15図に地理的分布を示す。

G II層に関しては、ガス地域

と非ガス地域の境界に近く、痕跡ないし  $0.1 \text{ mg/l}$  程度が測定されるほか、寺津村および寒河江町附近ならびに金井村吉野宿附近に痕跡程度みられる。このうち最後の2地区は、現在の河川の流路に接近しているのが注目される。

G III層では、ガス地域と非ガス地域の境界近くのみ現れる。以上のごとき  $\text{NO}_2^-$  のガス田における出現状況の原因を考えることはむづかしい問題であるが、筆者は標式的ガス附随水と地表水および伏流水との相互反応を重要視したい。山形盆地の伏流の勢力は一般に相当に強く、ことに東側山地からのそれは強大である。しかもこの水は、いつたん地下に進入した場合は自噴井・湧泉等によつて再び地上へ現われるが、もしもこの伏流水が標式的ガス附随水と接触して  $\text{NO}_2^-$  を生ずるとするならば、周辺部の  $\text{NO}_2^-$  の分布は一応説明されて都合がよい。しかしこれのみによるとする時は、寒河江一蔵増附近のG II層中の  $\text{NO}_2^-$  は説明できない。G III層の方の伏流がG II層よりも、少なくともガス田の南部および北



第15図 天然ガス附随水中の  $\text{NO}_2^-$  量分布図 (mg/l)

東部では強いから、G III層に  $\text{NO}_2^-$  が出ずにG II層に出現するのを説明するには、地下の伏流水による説明では困難である。この意味で、低所を流れる現河川水その他表層水の影響と考え合わせると都合がよい。

先に  $\text{Cl}^-$  の項でも、その垂直分布の項で分布を説明するに、地表水の影響による仮設的な考えを導入したが、これらを用いると  $\text{NO}_2^-$  の分布を説明するにも都合がよい。なお、 $\text{NO}_2^-$ 、 $\text{NO}_3^-$  を有せぬガス附随水と  $\text{NO}_3^-$  を有する地表水とを混合しておいて、 $\text{NO}_2^-$  をうることは既知の事実である（その本質的な合成作用の何たるかはこゝでは問わない）。

**$\text{NO}_3^-$**

ガス田における窒素化合物は、 $\text{NH}_4^+$ 、 $\text{NO}_2^-$  のほかに  $\text{NO}_3^-$  もあるが、このほかに蛋白態窒素なども考慮されるべきであろう。

$\text{NO}_3^-$  のガス鉞床における分布は、附随水の性格、たとえば溶解塩類の多少などによつて、若干異なるような感を与える。

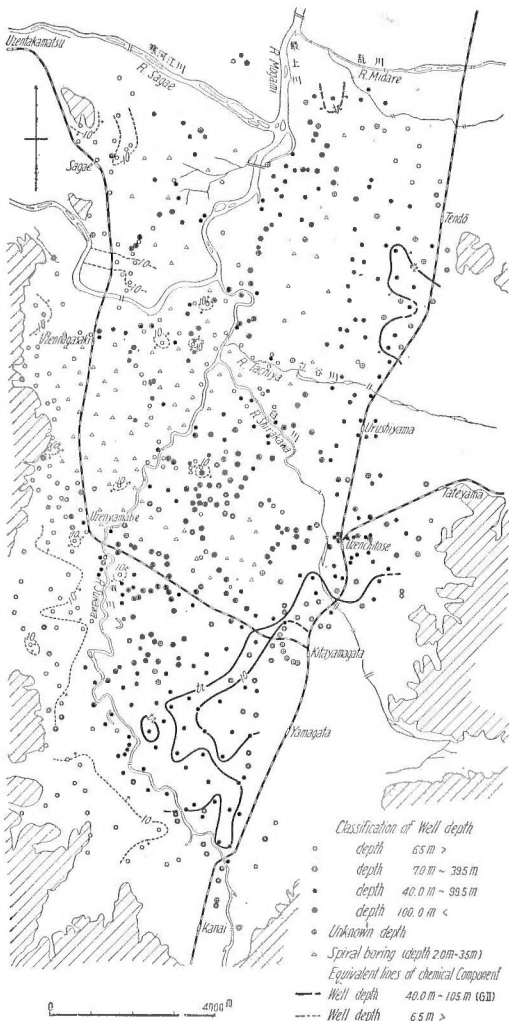
第16図に  $\text{NO}_3^-$  の分布を示したが、 $\text{NO}_3^-$  は、山形盆地の伏流水が強い勢力をもっている所にみられている。馬見ヶ崎川扇状地の伏流水には  $40\text{mg/l}$  におよぶものがあり、立谷川扇状地北半には  $13\text{mg/l}$  が測られた。

地表に近い水中にも出現するが、ことに西方山脚近くには  $10\text{mg/l}$  以上を示すものがある。スパイラルボーリングの結果は、その鑿孔が多くは水田内へ行われ、かつ深度も小さいために、地下深所の状況と異なる地表近くの土壌中の微生物や肥料の影響も考えられるから、一応論外におく。

要するに、山形盆地では産ガス地域の附随水には一般に  $\text{NO}_3^-$  が見られないといえる。

**$\text{SO}_4^{--}$**

還元的状況下においては、 $\text{SO}_4^{--}$  は存在しないのが普通であつて、山形盆地に



第16図 天然ガス附随水中の  $\text{NO}_3^-$  量分布図 ( $\text{mg/l}$ )



における  $\text{SO}_4^{2-}$  の分布は第 17 図に示すようにこの一般の場合と同じ傾向である。 $\text{SO}_4^{2-}$  は東側の扇状地域に多く、その量は  $10\text{mg/l}$  以上  $30\text{mg/l}$  に達するものがある。産ガス地域内では 0 ないし痕跡程度であり、2, 3 の例外を除いて、地域的分布状況はよく産ガス状況と一致する。

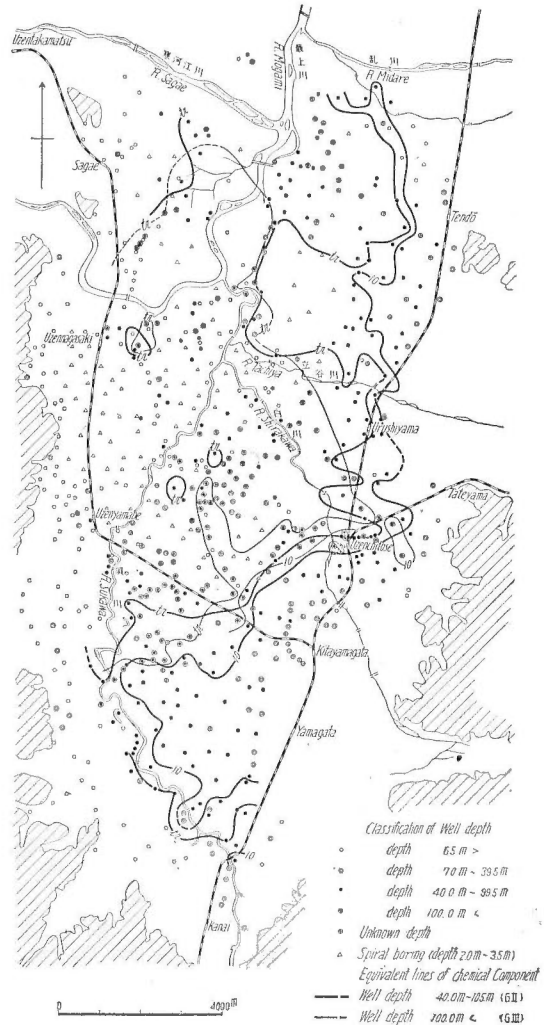
$\text{SO}_4^{2-}$  の分布は第 16 図の  $\text{NO}_3^-$  のそれによく似るが、よりガス田の内側まで分布している。伏流水がガス田に侵入する時に、 $\text{NO}_3^-$  よりいつまでも消失しないと思われるような分布状態である。 $\text{NO}_2^-$  の分布に比較すれば、G II・G III 各層について<sup>あてらざわ</sup>左沢線以北においては  $\text{SO}_4^{2-}$  がよりガス田の内側まで分布し、南側においては  $\text{NO}_2^-$  の方が一部飯塚村附近まで侵入しているが、さらに南部では再び  $\text{SO}_4^{2-}$  が侵入している。

この状況は特に注意すべきものであつて、山形ガス田の可採および非可採地域の境界は、 $\text{SO}_4^{2-}$  が痕跡より若干多くなつた地域にほぼ相当している。

G II 層では特に立谷川扇状地については、寺津村附近まで  $\text{SO}_4^{2-}$  が分布しまた馬見ヶ崎扇状地では飯塚村附近で著しく侵入している。

G III 層では、蔵増村・寺津村の乱川および立谷川扇状地系、および馬見ヶ崎扇状地系の中野村大郷附近に、 $\text{SO}_4^{2-}$  の顕著な分布がみられる。

このように山形盆地では周辺部に  $\text{SO}_4^{2-}$  が比較的規則的に分布し、かつその痕跡量は大略可採地域に入っているから（南部の柏倉門伝村方面は性格が違ふようである）、ガス開発に際して、伏流水の影響を知るために、 $\text{SO}_4^{2-}$  が 1 つの指示物となる可能性がある。 $\text{SO}_4^{2-}$  は  $\text{NO}_2^-$  に比べて、ガス田周辺に規則的に増加するから、ある地帯に限つてごくせまい所に、しかも痕跡程度しかみられない  $\text{NO}_2^-$  に比べて、測定も楽である。この点  $\text{SO}_4^{2-}$  は、 $\text{NO}_3^-$  と  $\text{NO}_2^-$  の双方を合わせたものよりも敏感のようであるので、特に重要視しておきたい。



第 17 図 天然ガス附随水中の  $\text{SO}_4^{2-}$  量分布図 (mg/l)





失する所より若干産ガス地域によつた所にみられるようであることを附加する。なおその分布は垂直的にも考えてみる要がある。

次に、山形市の年平均気温に対応する  $O_2$  の溶解度からすれば、非産ガス地域の水中にある  $O_2$  量はほぼ飽和である。

**KMnO<sub>4</sub> 消費量**

KMnO<sub>4</sub> 消費量はガス附随水の酸素消費量を測定して、主として有機物の量を知るために分析したものである。得られた結果は第 20 図に示すように、ガス田の中心部に大で 100 mg/l 前後あり、産ガス地帯では 50 mg/l 以上を示して、分布状況は他の元素の分布によく似ている。東側の扇状地の地下水は 30~10 mg/l、時に 3 mg/l 程度の値を示す。

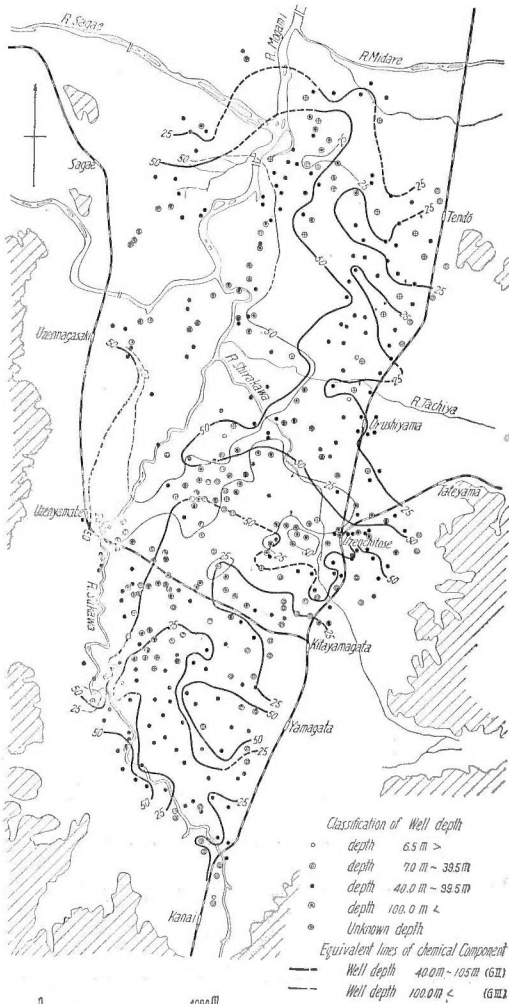
表層水のスパイラルボーリングでは、坑井管に竹を利用したためその醗酵がおこり、KMnO<sub>4</sub>

消費量は 500~1,000 mg/l 程度になるので、そのデータは利用し得なかつた。

有機物がガス源とすれば、やはり可溶性有機物量が附随水中に多くなることは当然と考えられる。

**ガス附随水の総括**

以上附随水の各化学成分についてその分布状況を述べたが、これを一括して、可採ガス地域と非可採ガス地域との大略(限界の取り方で異なる)の特徴を記せば次のようになる。



第 20 図 天然ガス附随水中の KMnO<sub>4</sub> 消費量分布図 (mg/l)

化学成分	可採ガス地域	非可採ガス地域
溶存CH <sub>4</sub>	15cc/l以上	10cc/l±以下
pH	6.8以下	6.8以上
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	300mg/l以上	100mg/l以下
遊離CO <sub>2</sub>	30mg/l以上	10mg/l以下
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	10mg/l±以上	1mg/l以下
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	0または痕跡	0または痕跡
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0	痕跡以上
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0~痕跡	1mg/l±以上
Ca <sup>++</sup>	20mg/l以上	10mg/l±
P	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> として 3mg/l以上	2mg/l以下
溶存O <sub>2</sub>	0.5cc/l±	5cc/l以上

ガス田の地下水は一般に還元的性質を示す。

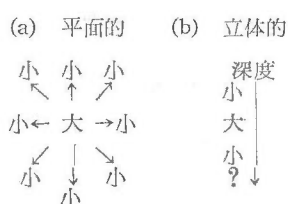
このような著しい特徴から、当地域の産ガス中心は長崎町附近にあつて、この産ガス地域に対して周辺の扇状地から伏流水が押して、これに被圧地下水の性格をあたえ、ガスの集積および鉱床の破壊を行つているものと推定する。

各成分の地理的分布から、附随水中のその相互の關係が明らかに相関關係を示すものがあることがわかるが、その個々の説明や統計計算は省略する。

なお、補助的に用いた表層水の性質の説明も、前に述べた以外は省略したい。

## VIII. 天然ガスおよび同附隨水の性質総括

天然ガスの質および量の關係から、山形盆地のガス賦存力いゝかえれば Potential は平面および立体的に、下図のようになると思われる。



そしてガス田の中心部と思われる長崎町附近では、含ガス層の深度もまた相対的に大きくなつてゐるのではないだろうか。元来メタンガスは、地表においても嫌氣的な所で発生するもので、その際微生物の作用が甚大である。従つて、メタンガスを発生する環境は、現在の微生物学の知識

である程度の規定はできる。

低品位の石炭が炭化作用によつて、褐炭から  $\text{CH}_4$  が発生されて瀝青炭に化するような機構は、山形盆地のごとき地質では、ガス発生の際として考慮されずにすむだろう。

微生物による生化学的の反応をもつて、ガス生成機構を説明しようとするなら、山形ガス田の地化学的諸特徴は比較的よく説明できる。

メタンガスを発生する環境が、古山形湖に堆積した陸成有機質物に大きく関連を有するとすれば、ガス田の中心において恐らく有機源の窒素化合物が多く、これが還元的状態で分解されて  $\text{NH}_4^+$  が多量に存在するにいたるであろう。従つてこのような時は、有機源の P もまた可溶性有機物 ( $\text{KMnO}_4$  消費量) も並行的に多くなり、有機物に含まれてゐた灰分および堆積した岩石中の  $\text{Ca}^{++}$  は、遊離  $\text{CO}_2$ 、 $\text{HCO}_3^-$  などの影響をうけて溶解度を増して行くであろう。実験室におけるメタン醗酵の場合には、多くの醋酸と  $\text{CO}_2$  と  $\text{H}_2$  が同時に発生することが多いが、その  $\text{CO}_2$  の絶対量はガス田の中心部に多い。このガス中の  $\text{CO}_2$  が多ければ、当然これに接している附随水中の遊離  $\text{CO}_2$  も多くなり、pH は低下する。東側の 3 扇状地の伏流水は、5~6cc/l の溶存  $\text{O}_2$  をもち、 $\text{SO}_4^{--}$ 、 $\text{NO}_3^-$  も多い。これらがガス地帯の水と接するあたりに、 $\text{NO}_2^-$  が現われると  $\text{O}_2$  は消失し (0.5cc/l 土) てしまう。一方  $\text{SO}_4^{--}$  は  $\text{NO}_2^-$  ほどにせまい分布はせず、産ガス地帯の周辺部にまで存在する。仮に  $\text{HN}_3^+$  から酸化によつて  $\text{NO}_2^-$  が生化学的に生成するとすれば、この場合に必要とする酸素の張力はごく小さくてよい。従つて、溶存  $\text{O}_2$  の激変帯より若干内側 (ガス地帯) に  $\text{NO}_2^-$  が痕跡程度に現われるのを説明するに都合がよい。すなわ

ちこれらは、溶存  $O_2$  と溶存  $CH_4$  の現在の湖沼における知識とよく一致してくる。しかるに、 $SO_4^{2-}$  が  $NO_2^-$  より内側まで存在するのは、 $SO_4^{2-}$  と  $NO_2^-$  とは生化学的反應の相 (Phase) を異にするためであろう。また  $H_2S$  の発生している所はほとんど溶存  $O_2$  が消失し、なお痕跡  $\sim 1$   $mg/l$  位の  $SO_4^{2-}$  の存在する地域に多いのは興味がある。次に  $NH_4^+$ 、 $NO_3^-$ 、 $NO_2^-$  の関係については、相当に不完全ながら下記のような実験を行つたから、こゝに報告する。

(a)  $NO_3^-$  を含む水にガス附随水を混合した時の  $NO_2^-$  の変化、

第1種実験：—

原水の性質は次のようである。

	測点番号	$NO_3^-$ mg/l	$NO_2^-$ mg/l	$SO_4^{2-}$ mg/l	$Ca^{++}$ mg/l	KMnO <sub>4</sub> 消費量 mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	NH <sub>4</sub> mg/l
①	12H—1	痕跡	0	痕跡	62	85	0.3	0.3
②	12I—1	40.2	0.7	45	61	68	0	30.0

①②を等分に混合して、25年7月21日に通常のガラス栓をもつ瓶に入れた(たゞし殺菌しない)。その後の  $NO_2^-$  量は下のように変化した。

8月4日	8月5日	8月6日	8月7日	$NO_3^-$
30mg/l	40mg/l	50mg/l	50mg/l	8月6日5mg/l

たゞし  $NH_4^+$ 、蛋白態窒素などは測定しない。

第2種実験：—

原水の性質

測点番号	$NO_3^-$ mg/l	$NO_2^-$ mg/l	$SO_4^{2-}$ mg/l	$Ca^{++}$ mg/l	KMnO <sub>4</sub> 消費量 mg/l	P(P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> として) mg/l
③6い—1	40.2	0	10	16	17	0.3
④10P—1 (8月2日)	0	痕跡	0	13	34	6
⑤天童S19(7月30日)	0	痕跡	0	48	113	5
⑥天童M6 (7月30日)	0	痕跡	0	38	68	5
⑦川崎13号(7月31日)	0	痕跡	0	10	149	3

これらの水を等量に混合して  $NO_2^-$  を定量すると下のようになった。

試料	8月4日	8月5日	8月6日	8月7日	8月7日
③+④	痕跡	痕跡	0.05	1.0	pH7.8
③+⑤	痕跡	痕跡	痕跡	痕跡	7.7
③+⑥	痕跡	0.25	2.5	15.0	7.8
③+⑦	0.25	0.4	1.0	3.0	7.8

調査地域における  $NO_2^-$  の出現地域は、含ガス水に対する上水または伏流水混入の考えられ

る所にあつて、上の実験はこの点興味深い。すなわち山形盆地では、このような場所に  $\text{NO}_2^-$  を生ずる細菌の至適環境があるのではないだろうか。

次にガス水比から考えて、一般にガスは水に飽和されているものが多いようである。もちろんガスと水との溶解度の関係は、水温・現場圧力・水質・ガス質の4条件に支配されるのであるが、普通には  $\text{CO}_2$  が最大の溶解度を示す。山形ガス田において、掘鑿中にガスの突噴による障害が起るのは、ガス中の  $\text{CO}_2\%$  の多い層位についてであつて、大略ガス田の Potential の高い所に  $\text{CO}_2\%$  が大きいから、この点ガス中の  $\text{CO}_2\%$  は、ガス開発に重要な指針とならう。実際に川崎医療器製作所所有井においては、新しい坑井のガス中には  $\text{CO}_2\%$  が大きい。そして坑井年齢の古くなるにつれて、 $\text{CO}_2\%$  の減少のために相対的に  $\text{N}_2$  と  $\text{CH}_4\%$  が増大する。次にガス中の  $\text{N}_2\%$  の分布についてみると、ガス田の周辺部に大きい。その考へる理由の重要なものには、(a) 初成的環境の相違による発生ガス質の相違や、(b) 伏流水による大気中の  $\text{N}_2$  の運搬、(c) または附随水中の  $\text{NH}_4^+$  態あるいは蛋白態、その他の窒素化合物からの脱窒作用による  $\text{N}_2$  ガスの発生、(d) 伏流水中の  $\text{NO}_3^-$  の還元による  $\text{N}_2$  ガスの発生、などが考へられ、おそらくそれらの総合的な集積の結果であろう。調査地域における  $\text{NH}_4^+$ 、 $\text{NO}_2^-$ 、 $\text{NO}_3^-$ 、溶存  $\text{O}_2$  などの分布状況は、いずれも上記理由の説明に都合がよい。

次に第6図の3成分系上におけるガスの分布をみると、①大郷村中野・周辺部・寒河江町本楯および蔵増村産の  $\text{CO}_2$  10%±以下(図の左半)と、②長崎町附近・寒河江町本楯および蔵増村産の  $\text{CO}_2$  10%±以上(図の右半)の2系列に大別できよう。このうち①は、あたかも  $\text{CH}_4$  90%±、 $\text{CO}_2$  10%±のガスに  $\text{N}_2$  が加わつたような傾向であり、②は  $\text{CH}_4$  92%±、 $\text{N}_2$  8%±のガスに  $\text{CO}_2$  が加わつたような傾向を示す。この両者の交点は、大略  $\text{CH}_4$  84%±、 $\text{CO}_2$  9%±、 $\text{N}_2$  7%±に相当する。②の系列は、前述した  $\text{CO}_2\%$  とガス井年齢の関係や、局部的ガス鉱床の Potential 降下に伴う  $\text{CO}_2\%$  の減少などによつても説明の可能性がある。もしもこのように最初に全地域のガスが、ほぼ同一のガスを産したと仮定すると、②の系列に属するものの  $\text{CO}_2\%$  が多いものは Potential の高い所にあたり、①の系列のガスは、 $\text{N}_2\%$  を増加する作用をうけつつある地域にあつて、鉱床の破壊作用がやゝ顕著であることになつてくる。概観して、②系列の  $\text{CO}_2$  の多いガスから順次②と①系列の中間的のガス、①系列の  $\text{N}_2$  の多いガスと一連のガス成分の分布につれて、Potential の減退があるとなれば、ガス開発ならびに探鉱上興味あることが期待できる。すなわち、その1つは天然ガスの質によつて、1つのガス田内あるいはさらに類を等しくするガス鉱床の Potential を、従来よりも定量化しうる可能性が考へられることである。

このように、ガスおよび附随水(地下では通常1相になつているだろう)より構成される1つの系について、ガス鉱床の生成破壊現象を念頭において諸化学成分の分布を考えることは、今後合理的開発探鉱に重要な手がかりをあたえるにいたるものと確信する。

こゝに坑井の組織的な長期観測の必要を痛感するのである。

## IX. 開 発

### Ⅹ. 1 開 発 の 沿 革

山形盆地の天然ガス利用は、徳川時代に端を発する開田、用水をうるために鑿井された自噴井に伴なつておこつたもので、天童城主の織田家では御かゝえ井戸屋において鑿井し、水に伴なうガスを家庭用に利用するに至つたといわれる。

大正から昭和にかけては、石油徴候としてのガスが着眼されて鉱区の出願が増加した。

昭和 15 年東北天然ガス株式会社が設立されて、蔵増村附近における 100 m 以浅のガスを上総掘式自噴井によつて採取し、年間 5~6 万 m<sup>3</sup> 程度の産額をあげたのが企業化の最初である。

昭和 16 年天童天然ガス株式会社が発足して、東北天然ガス会社のあとをうけて開発を始めたが、ガスは主に圧縮して利用した。

昭和 21 年以来寒河江町本楯において、川崎医療器製作所がガラス工業用燃料をうる目的で、上総掘式による自噴井で生ガスを生産し、自家消費を行い、注射器製造に成績をあげている。



第 21 図 山形盆地ガス開発地域図

昭和 22 年 11 月、山形天然ガス株式会社が設立されて、大郷村中野附近の 100 m 以浅のガス開発をめざし、最初は小口径井による試掘を 18 ヶ所に行い、次いで昭和 24 年 9 月に 4" 鉄管降下深度約 51 m の第 1 号リフト井が完成した。この完成は山形盆地における最も重要なできごとで、会社ではその後も 5"~12" 級の大口徑、リフト式、ストレーナー採用の方針を持して、技術的進歩にみるべきものがあつた。現在はガスを圧縮して国鉄ガスカーおよび自動車に供給している。

一方天童天然ガス株式会社も昭和 25 年 8 月からリフト井をつくり、成績をあげつつある。現在会社はガラス・真空管・ネオンサイン・代用コーヒー工業などに生ガスのみを供給している。

また民家のガス利用熱もなかなか盛んである。現在、山形におけるガス開発はその大きな方向が決定されており、生産者・利用者両者が真面目な努力を続けているので、その発



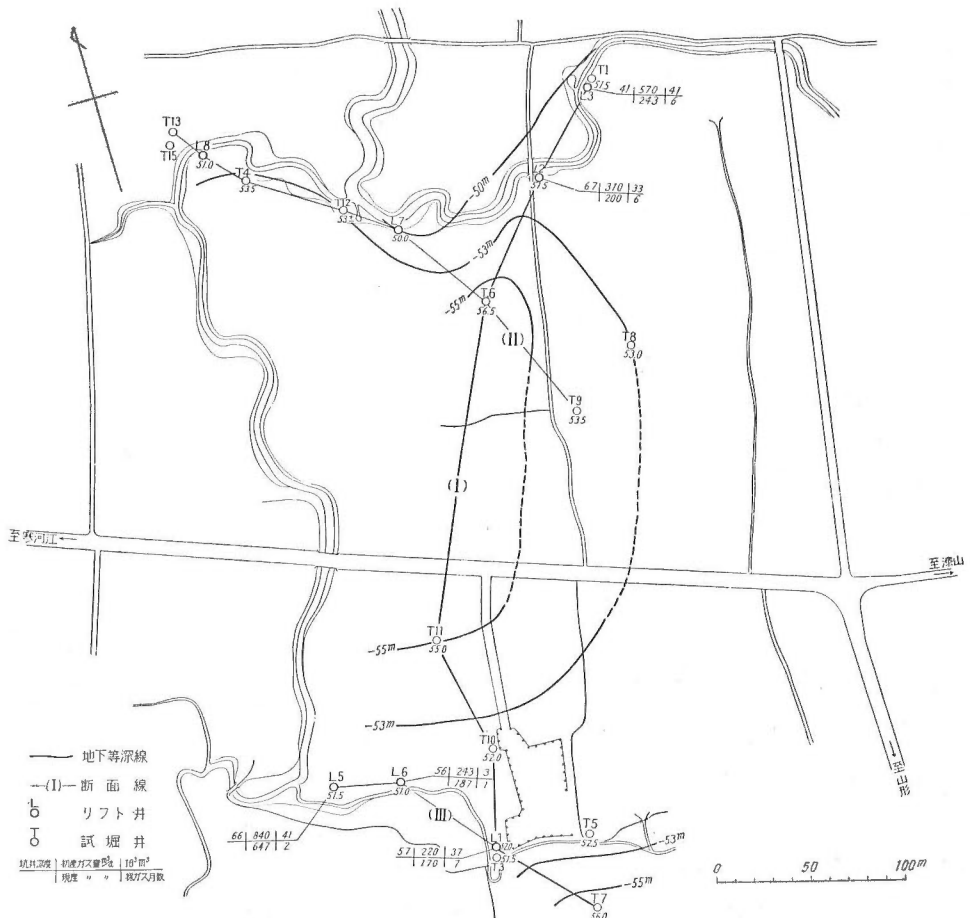
展は期待できる。

### IX. 2 開 発 の 現 況

山形盆地において現在開 発されている地域は第 21 図に示す 3 カ所である。いずれも鉱床の周辺部に近い所ではあるが、Potential の高い層を対象にしている。

#### 山形天然ガス会社による開 発

大郷村字中野附近には浅層に優 秀なガス層があつて、これを 100 m 以浅のガスリフト井によつて高能率で開 発している。昭和 24 年 8 月に開 鑿をみた第 1 号採取井は、当社のみならず山形ガス田全体に対する劃期的な作業のもとであつた。



第 22 図 産ガス図および地下構造図

産ガス図と地下構造図とを第 22 図に示す。なお、東西・南北の 3 線に沿うて地質断面図を作つて附図 2 を得た。開 発区域におけるガスの質は、 $CH_4$  80 % 以上の良質のものであるが、分離器にかける吸収力によつてガスの質は激変するから、この点大いに採ガス方法に注意する



次に当社のガスを用いて、焰長によるガス流量測定の実験を行つたが、その結果は下に記すとくであつて、千葉県茂原産ガスよりも<sup>13)</sup>、同一焰長では流量が少ない。

火口径 11 mm 中			
焰長	ガス流量	焰長	ガス流量
3 cm	0.25 m <sup>3</sup> /日	30 cm	5.0 m <sup>3</sup> /日
5 "	0.73 "	40 "	7.3 "
6 "	0.69 "	55 "	13.8 "
10 "	1.2 "	65 "	18.3 "
14 "	1.6 "	83 "	30.2 "
22 "	3.0 "		



第24図 坑井ガス量分布図  
(m<sup>3</sup>/日/井)

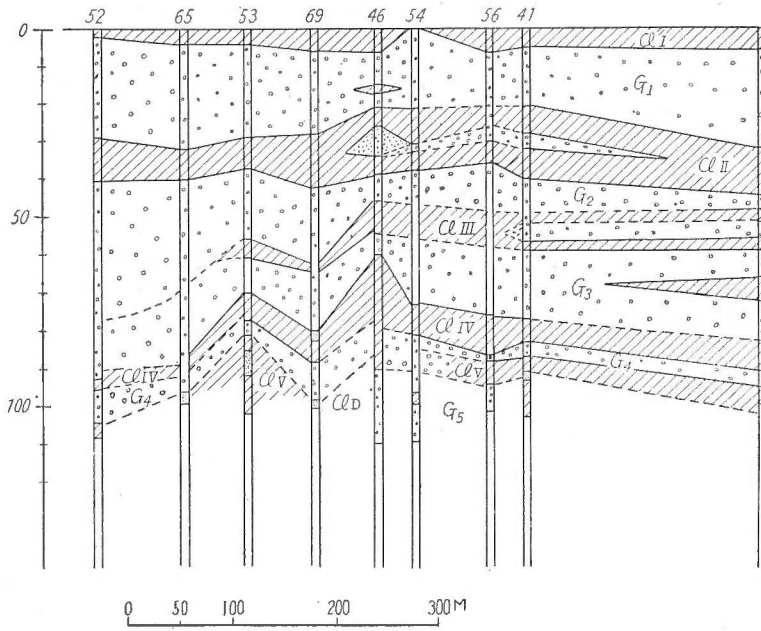
今後は努めて鑿井・採取関係のデータを集めて、開発に利用する要あることを強調しておきたい。

昭和26年5月現在では、総坑井数7、内休止井2であつて、ガスはすべて圧縮とし、国鉄ガスカー用10,870 m<sup>3</sup>/月、自動車用9,345 m<sup>3</sup>/月、計20,215 m<sup>3</sup>/月を産している。生ガスの日産は約1,100 m<sup>3</sup>±で、資源的には将来の発展が期待できる。

#### 川崎医療器製作所

寒河江町本楯では、昭和20年から上総掘による口径2"前後の竹管井が多数掘られて、昭和

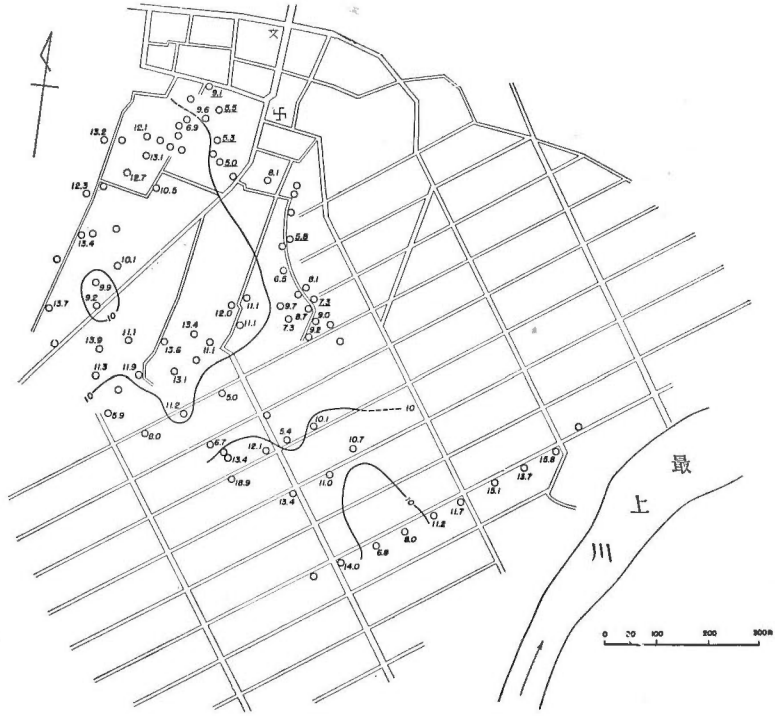
26年5月現在では、約95坑井から日産約1,900 m<sup>3</sup> のガスを自噴採取して、ガラス工業に利用



第25図 地質断面図



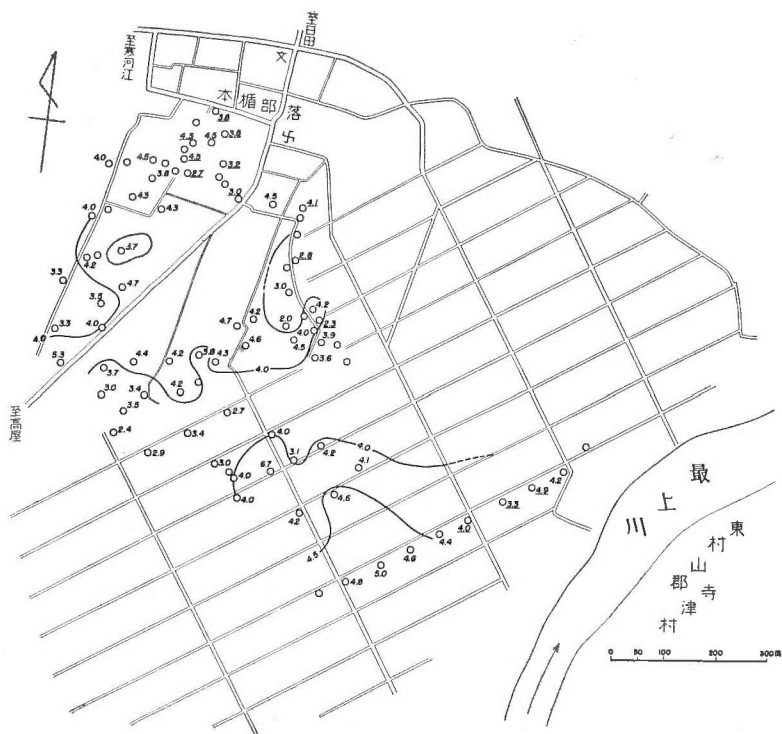
第26図 天然ガス中のCH<sub>4</sub>濃度分布図 (容積%)



第27図 天然ガス中のCO<sub>2</sub>濃度分布図(容積%)



第28図 天然ガス中のN<sub>2</sub>濃度分布図(容積%)



第 29 図 天然ガス附隨水の水中溶存メタン量分布図 (計器目盛%)



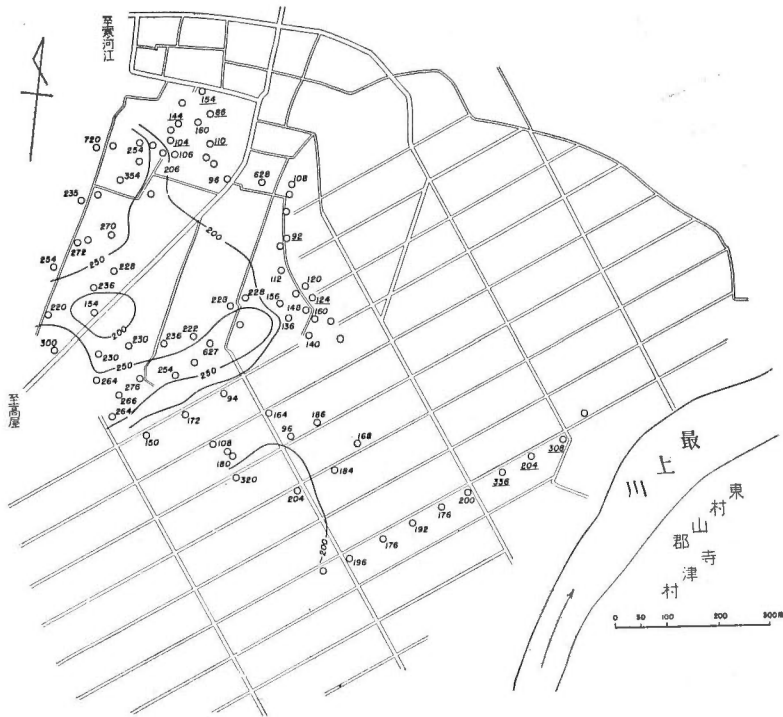
第 30 図 天然ガス附隨水の温度分布図 (°C)



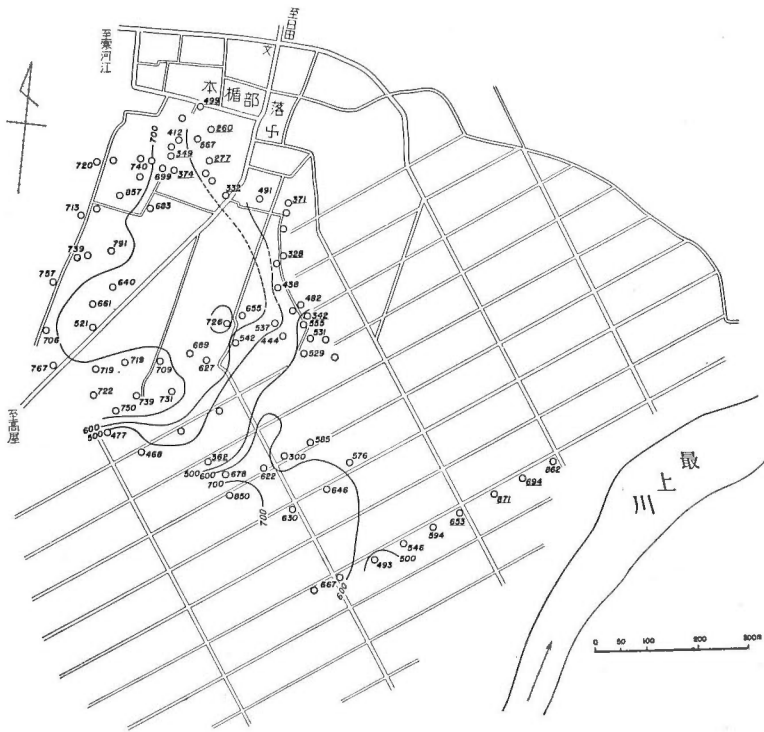
第31図 天然ガス附随水のpH分布図 (mg/l)



第32図 天然ガス附随水の $\text{HCO}_3^-$ 量分布図 (mg/l)

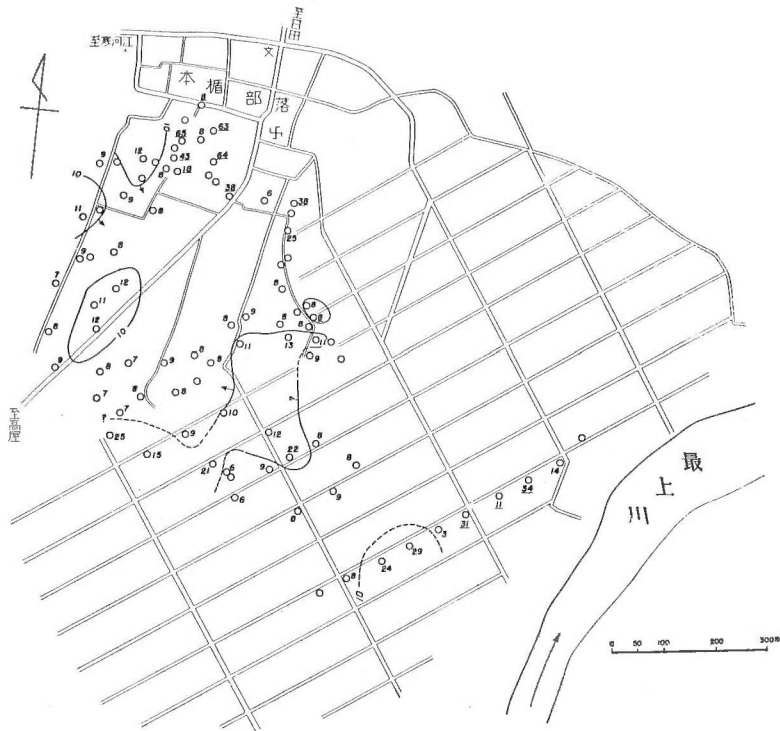


第33図 天然ガス附随水の遊離CO<sub>2</sub>量分布図 (mg/l)



第34図 天然ガス附随水の全CO<sub>2</sub>量分布図 (mg/l)





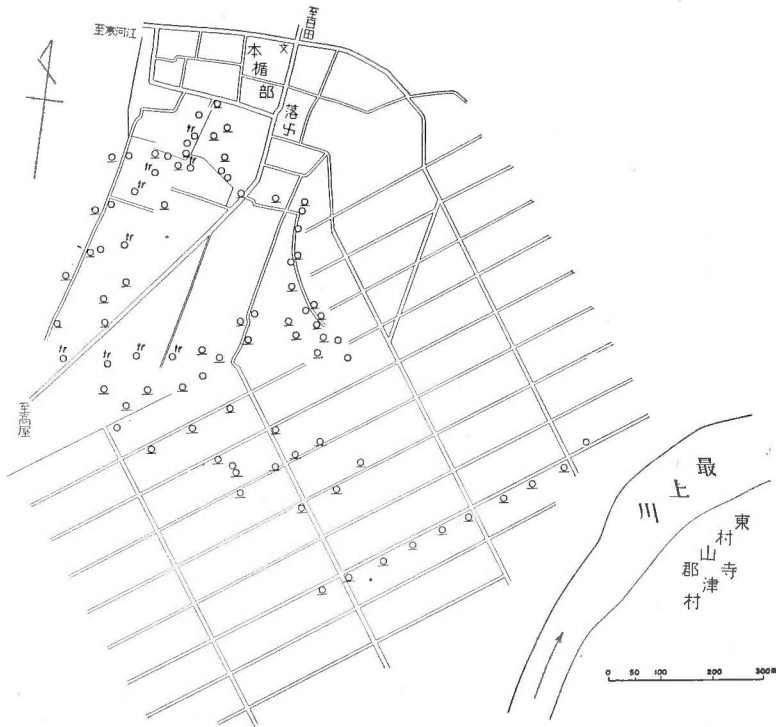
第35図 天然ガス附随水の  $\text{Cl}^-$  量分布図 (mg/l)



第36図 天然ガス附随水の  $\text{NH}_4^+$  量分布図 (mg/l)



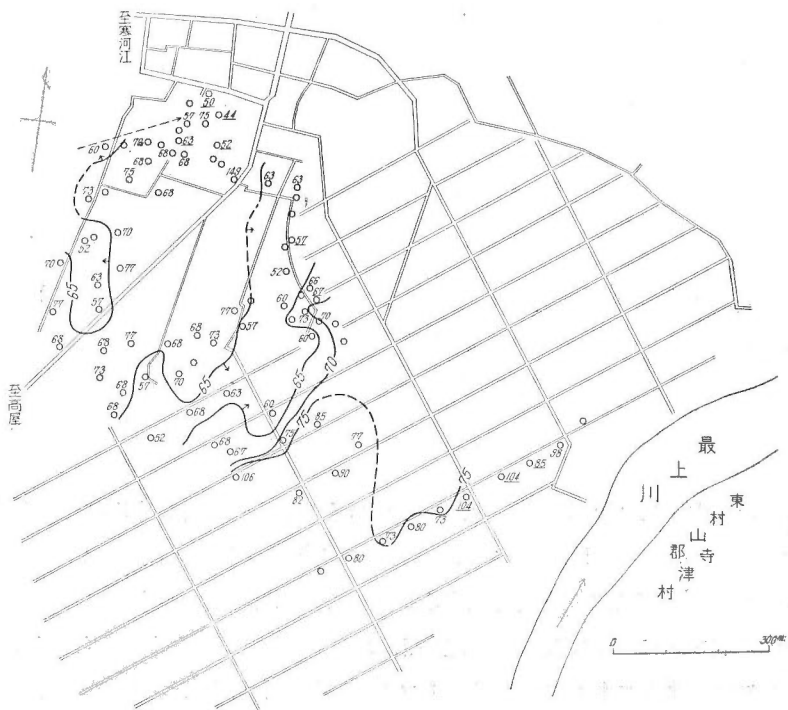
第37図 天然ガス附随水のNO<sub>2</sub><sup>-</sup>量分布図



第38図 天然ガス附随水のSO<sub>4</sub><sup>2-</sup>量分布図



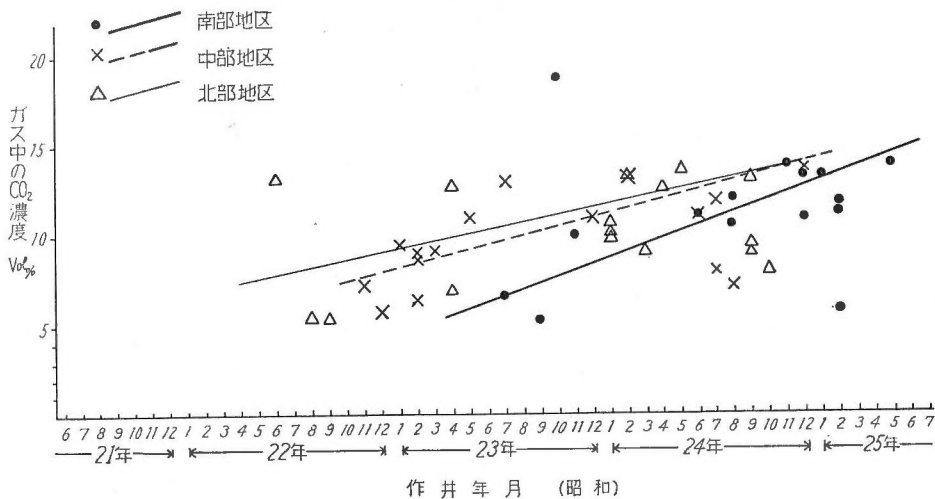
第39図 天然ガス附随水のCa<sup>++</sup>量分布図 (mg/L)



第40図 天然ガス附随水のKMnO<sub>4</sub>消費量分布図 (mg/L)

している。なお、坑井ガス量、地質断面図、 $\text{CH}_4\%$ 、 $\text{CO}_2\%$ 、 $\text{N}_2\%$ 、水中溶存メタン、温度、 $\text{pH}$ 、 $\text{HCO}_3^-$ 、遊離 $\text{CO}_2$ 、全 $\text{CO}_2$ 、 $\text{Cl}^-$ 、 $\text{NH}_4^+$ 、 $\text{NO}_2^-$ 、 $\text{SO}_4^{2-}$ 、 $\text{Ca}^{++}$ 、 $\text{KMnO}_4$ 消費量などの分布図を第24図から第40図に示した。その解析方法は、附図1・3、第1図ないし第20図に準じているから、注目すべき点あるいは開発方針などのみを記することにしよう。

- (i)  $\text{Cl}^-$ は深度40~50 mまで20~50 mg/l程度存在するが、それ以深では10 mg/l±である。 $\text{NH}_4^+$ は $\text{Cl}^-$ と逆の関係にあつて、水質によつて上下地層水を区別できる。
- (ii) 地層には比較的礫が多いから、採ガスに対して有利である。すなわちガスリフトに際して1坑当りの揚水量が比較的大きくできる。
- (iii) 100 m位までは深度と産ガス能力とが正相関であるから、現在井よりも深い坑井を鑿井してみる要がある。また現井のガス水比は0.25~0.3である。
- (iv) ガス質は良好である。
- (v) ガス中の $\text{CO}_2\%$ と坑井年齢には相関があつて、第41図に示されるように、新しい坑井から産するガスに $\text{CO}_2$ が多い。しかし全般としてみれば、ほぼ一樣な成分のガスを採取することができる。これはガスPotentialとガス質とを考えるとときに注目すべき1事項である(水量の測定が不可能のためガス水比との関係は不明である)。



第41図 坑井年齢と $\text{CO}_2$ 量との関係

- (vi) 現在の自噴採取は能率的でないから、ガスリフト採取井をつくるべきである。この場合には、①坑井の位置を現開発地域から500 m前後離して同一層を採取するか、②同一地域に対して100 m以深の新層を採取するか、③現採取層と同一のものに対して、同一地域で4~5"口径井をつくつて自噴採取を行わせ、もしも数10坑の現井が産ガス量を急減したような時に、直ちに数本の大口徑のリフト井に切りかえることができるようにして、産ガス量を維持するという3つの方法がある。どの方法も良いが、恐らく、②の方法が望ま

しい。

(vii) 将来開発すべき地域は本楯の南東部へ延びるべきである。もしも、現在の最上川が運搬沈積した玉石または砂利層が鑿井に困難をきたすことがあれば、最上部だけ手掘で鑿井すべきであろう。

(viii) いたずらに開発地域を拡げることをやめて、ガスを利用する工場近くで、まず立体的に完全な開発をなすべきである。単位面積当りの採ガス能力をあげることは経済的に重要である。

(ix) 要するに、不完全な上総掘りによる多数の小口径井を用いての開発は、ガス田を荒すことを銘記すべきである。水中の  $\text{SO}_4^{2-}$ 、 $\text{NO}_3^-$ 、 $\text{Cl}^-$  などの分布をみても一考を要する。

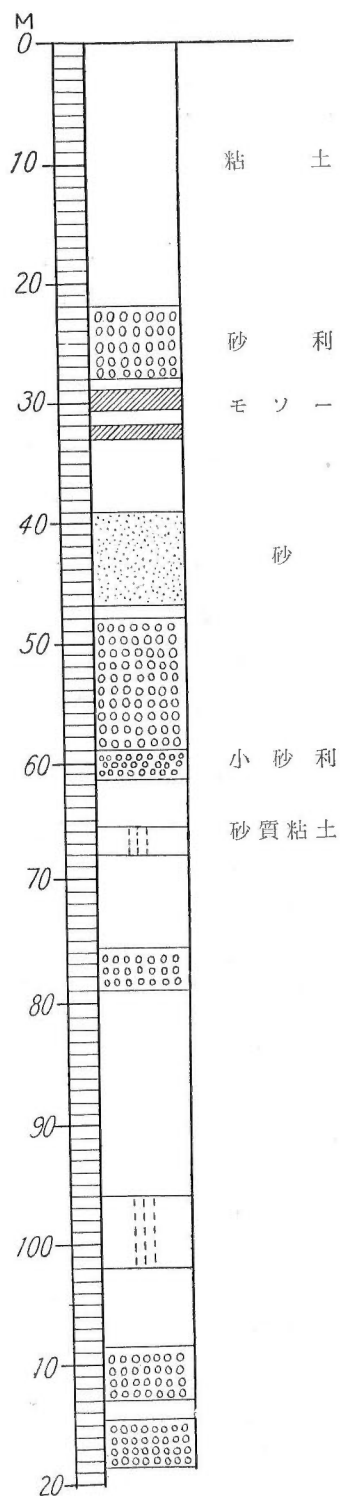
(x) 開発の基礎データを完全にとること。

#### 天童天然ガス株式会社

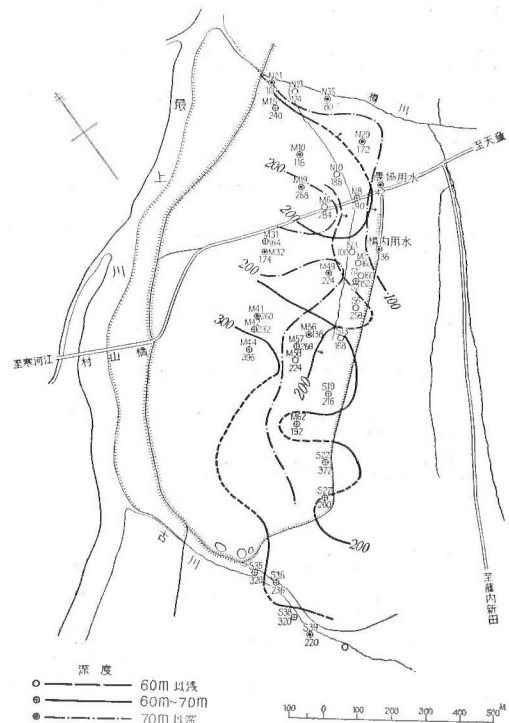
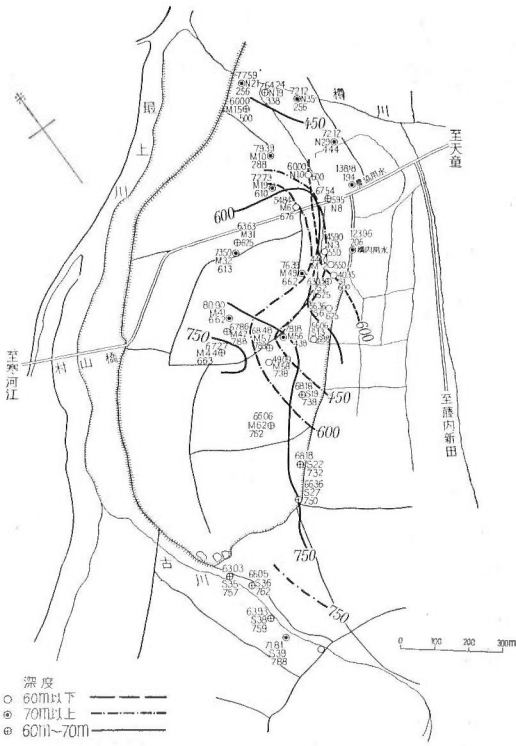
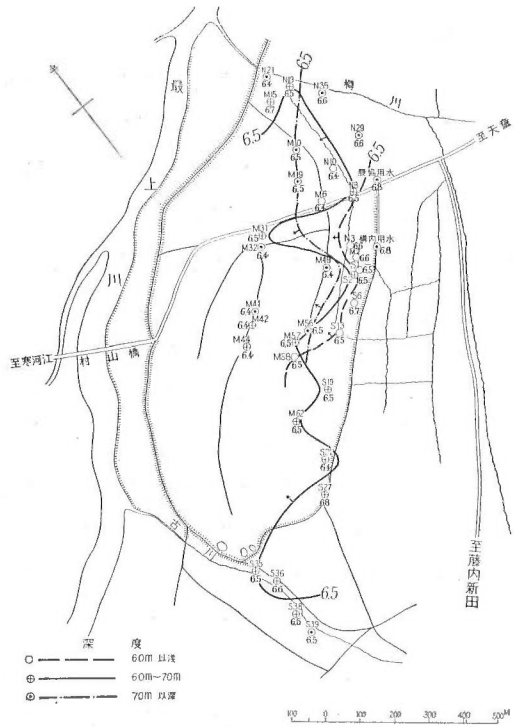
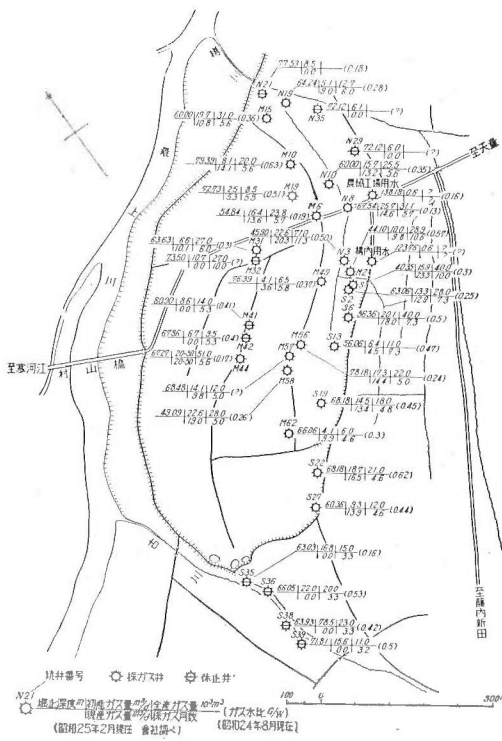
天童天然ガス株式会社は本調査地域内に存在する3ガス会社中最も古く、昭和15年から開発を手懸けているが、現在は産出量少なく、販路は真空管・豆電球製作用・鋳物鉄板なまし作業用および附近小工場の燃料用として生ガスを供給しており、その日産量は昭和26年5月現在1,200  $\text{m}^3$ /日土である。

鉱場は東村山郡蔵増村大字蔵増842にあり、村山盆地のガス鉱床より眺めれば、稼行可能地域の北東端に位置する。

各坑井の地質柱状図は喪失されているため、地下地質構造図を作成し得なかつたので、後述する地化学調査の解釈も幾分ぼけるが、盆地全体の地質構造からみれば本地区は地層がほとんど水平とみなしうる。会社所有の従来の掘鑿資料によれば、ガス層は深度20~40 m, 41~55 m, 56~62 m, 63~68 m, 70~73 m, 75~80 mの6群に分けられ特に著しい層は深度63~68 mとのことで、坑井も深度60~70 mで掘止めたものが多い(柱状図の1例は第42図に示した)。従つて地化学調査の結果は深度60 m以浅(40~60 m), 60~70 m, 70 m以深の3群に分けて解析した。(以下それぞれ浅層・中層・深層と呼ぶ)。



第42図 天童ガスR.R.構 用水井地質柱状図



今までに掘られた坑井数は 147 坑のうち現在の稼働坑井は 73 坑で、掘鑿方法は上総掘を用い、坑径約 2" の竹管により水止めを行っており、自噴によりガスを採収している。1 坑当り平均産ガス量は 10~15 m<sup>3</sup>/日、ガス水比は平均 0.25~0.3 を示す。調査方法は調査日数の関係上全数調査を行わず、35 坑井を地域上、深度別に均一になるごとく選定したが、坑井が地域的に偏しているため理想的にはいかなかったが、本調査により大局はつかめ得たと信ずる。

ガス量についてみると、深度 120 m 以上の構内水および蔵増農協工場用気は、村山盆地ガス鉱床縁部の特徴である、100 m 以深層の貧ガス層が、そのまま現われており、本地区においては後述する水の化学成分と考え合わせて、100 m 以深は企業的に稼行し得ないと断定する（たゞし深度 200 m 以上については、今後の試掘の結果によらねばならない）。産ガス量は坑井の掘鑿および仕上げの良否により著しく違い、また坑口の高低差・坑井年齢により、さらに気象その他によつても変化するもので、これのみで鉱床を云々することはなほ危険であり、そこに地化学的測定の実用性がある。しかし測点を相当数取ればその大局だけは把握できる。第 3 表を見ると同深度でも相当の隔たりが見られるが、前述の 3 群に分けて考察すると、平均産量は浅層・中層・深層の順でそれぞれ 17m<sup>3</sup>/日、12 m<sup>3</sup>/日、8 m<sup>3</sup>/日である。附随水の PH, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>, 遊離 CO<sub>2</sub>, 全 CO<sub>2</sub>, NH<sub>4</sub><sup>+</sup> については地域全体と同じ傾向で南西西方向にガス鉱床の中心部を表わす値を示す。南部の中間層は Cl<sup>-</sup> が異常な高い値を示し、最高 29 mg/l に達する。この原因については不明であるが、残溜水であることは確かで、従つてこの地区においてはガスの Potential と Cl<sup>-</sup> の濃度とは正相関をすると考えてよい。

溶存 CH<sub>4</sub> は当時「メタン計」が破損していたためおよびガス中の CO<sub>2</sub>% が大きいため、全般的に低い値がでたとともにむらがあり、その上本地区は休止井をかなり多く含むので、坑井状態にも不均質があり余り良い結果は得られなかつたが、他の成分と同様南西西方向に高い値を示す。

Ca<sup>++</sup> と KMnO<sub>4</sub> 消費量については、余り特徴的な結果は得られなかつた。NO<sub>3</sub><sup>-</sup> は痕跡すら認めなかつた。

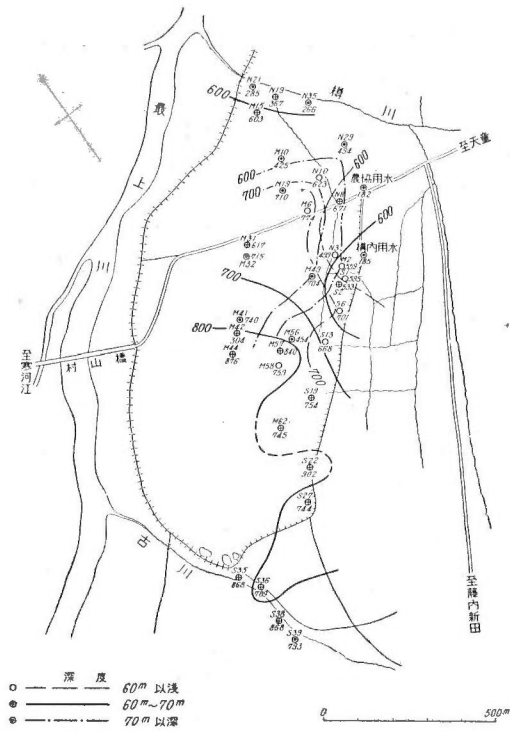
NO<sub>2</sub><sup>-</sup> は SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> よりかえつて多数痕跡程度の含有を認めたのは、北部水系の特徴と考える。

P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> は他地域より大きい値を示した。

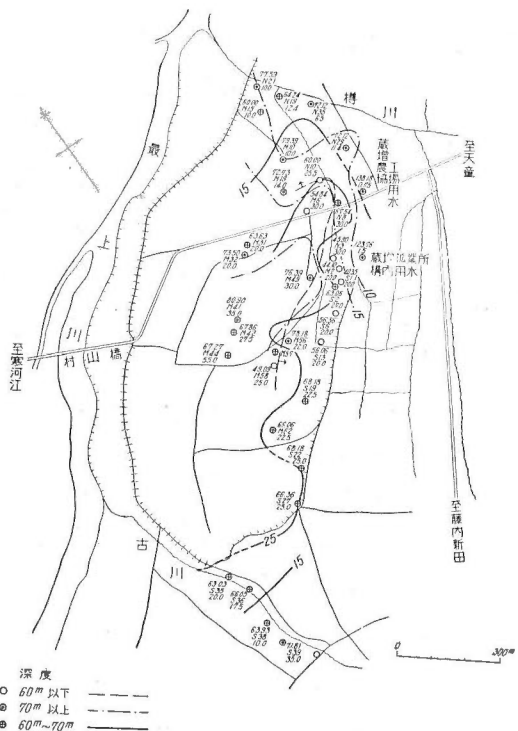
ガス成分をみると、CO<sub>2</sub>% はきれいに南西西方向に高い値を示す。N<sub>2</sub> は逆に南西西方向が低い値となる。この両者の関係から CH<sub>4</sub> の値は複雑な分布となる。村山盆地全体の傾向である。CO<sub>2</sub> の高いほどまた N<sub>2</sub> の低いほどガス鉱床の中心に近いという一般的傾向から観察すると、やはりガス成分上からも南西西方向が有望だと結論づけられる。

以上の事実から次のことが結論される。

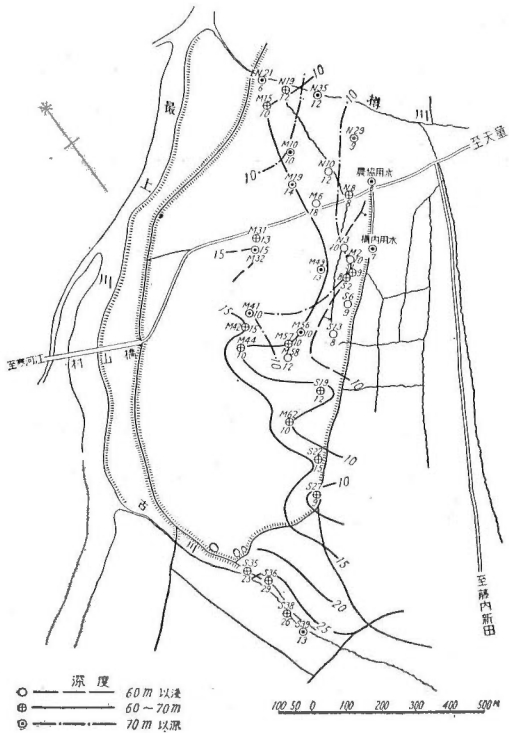
1. 今後の開発は現開発地域の南西西方向へ延ばすべきである。
2. 従来深度 60~70 m を最も良いガス層と考えていたが、40~60 m の浅層も決してそれに劣らず、むしろ優る結果が多いことから考えて、鉱場附近に固まつている浅層井を他の地区に



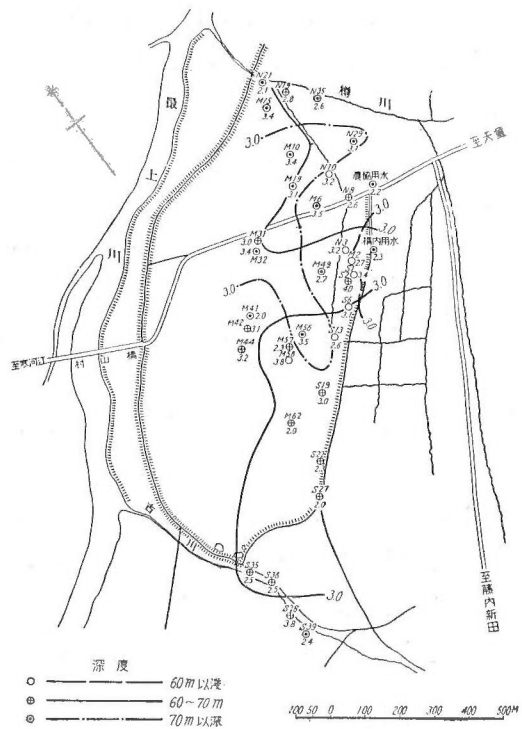
第 47 図 附随水中の全  $\text{CO}_2$  量分布図 (mg/l)



第 48 図 附随水中の  $\text{NH}_4^+$  量分布図 (mg/l)



第 49 図 附随水中の  $\text{Cl}^-$  量分布図 (mg/l)



第 50 図 附随水中の溶存メタン (dis.  $\text{CH}_4$ ) 量分布図



もおよぼし、今後は2段に分けて採収すべきである。

3. 従来小坑径・多数坑井・自噴採収を行っていたが、これは当然、大坑径・少数坑井・リフト井に切換えるべきことは言をまたない。

附記……昭和26年5月下旬、本島調査 天童天然ガス会社における新リフト井が、その後完成して良好な成績をあげている。

坑井名	深 度 m	完成期日	ガ ス 量 m <sup>3</sup> /日		水 量 m <sup>3</sup> /日		ガ ス 水 比	井戸側 管径in
			初 産	現 産	初 産	現 産		
L 1	54.5	1950-8-6	200	176	1,000	880	1 : 5	3
L 2	68.2	1950-12-25	250	200	1,000	800	1 : 4	4

## X. 結 論

以上は山形盆地の天然ガス報告のうち地化学調査についての結果である。以下に飽和埋蔵量と、山形盆地のガスについての開発意見を述べて結論とする。

### X. 1 飽 和 埋 蔵 量

当地域の地下地質は資料の精度が悪く、いわゆる飽和埋蔵量も、ごく大略の値を求めうるにすぎないが、他のガス田との比較もあることであるから、下記の基準で算出してみることにする。

#### (a) 予定飽和埋蔵量

層 名	予定埋蔵面積	深 度	含 砂 礫 率	孔 隙 率	ガ ス 水 比
G II	63 km <sup>2</sup>	40~100 m	50%	25%	1 : 4
G III	38 km <sup>2</sup>	100~200 m	35%	25%	1 : 2

G II 層 予定飽和埋蔵量  $1.18 \times 10^8 \text{ m}^3$

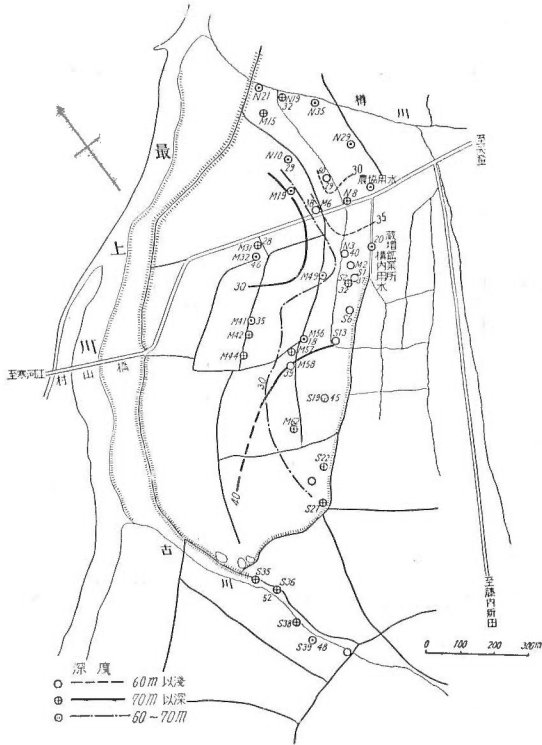
G III 層       "        $1.66 \times 10^8 \text{ m}^3$

総 予 定 飽 和 埋 蔵 量    $2.84 \times 10^8 \text{ m}^3$

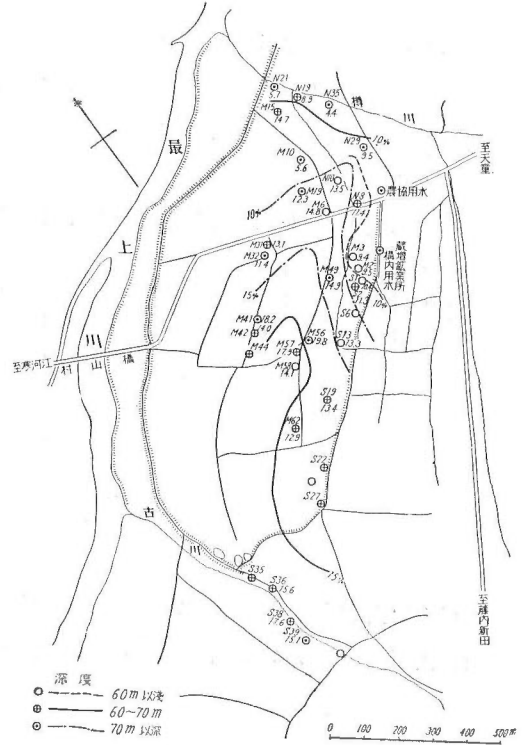
たゞしG II・G IIIの予定埋蔵面積は、第2図のガス自噴量  $1 \text{ m}^3/\text{日}/\text{井}$  以上の地域を採用してみた。産ガス能力の大きい所を予定埋蔵地域としたもので、また深度200 m以深は未知であるから、これは考慮外である。

#### (b) 推定飽和埋蔵量

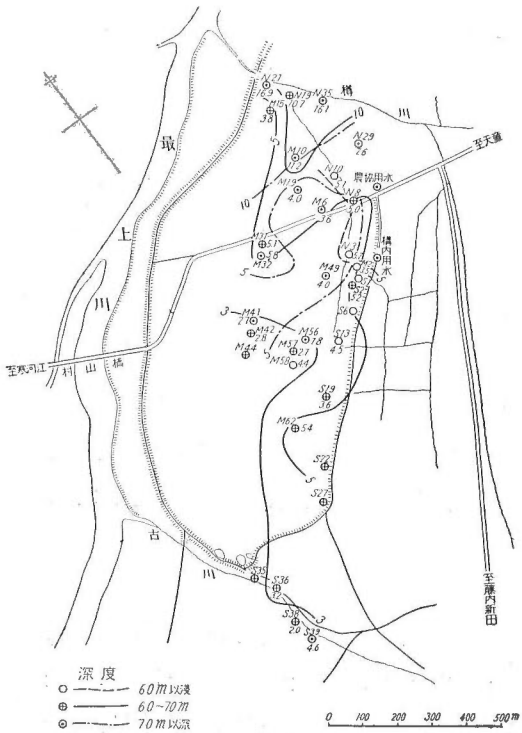
推定埋蔵地域として、 $0.1 \text{ m}^3/\text{日}/\text{井}$ 以上、 $1 \text{ m}^3/\text{日}/\text{井}$ 以下のところをとつて計算する。 $0.1 \text{ m}^3/\text{日}/\text{井}$ 程度の産ガス能力を示している地層では、そのガス水比は大略飽和であつて、その槽水を地表へ揚げれば減圧のために遊離ガスを生じて、稼行の対象となる可能性があるの



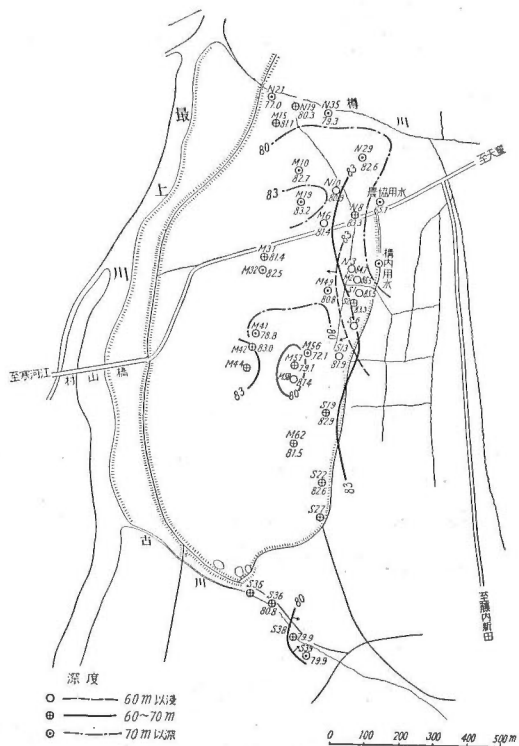
第51図 附随水中のCa<sup>++</sup>量分布図 (mg/l)



第52図 ガス中のCO<sub>2</sub>濃度分布図 (容積%)



第53図 ガス中のN<sub>2</sub>濃度分布図 (容積%)



第54図 ガス中のCH<sub>4</sub>濃度分布図 (容積%)

で、これを下限にした。また $0.1 \text{ m}^3/\text{日/井}$ 以下の産ガス地層では、大略ガス量が飽和以下であつて計算から除外した。

層名	推定埋蔵面積	深度	含砂礫率	孔隙率	ガス水比
GII	18 km <sup>2</sup>	40~100 m	50%	2.5%	1 : 4
GIII	28 km <sup>2</sup>	100~200 m	35%	2.5%	1 : 2

G層II 推定飽和埋蔵量  $0.34 \times 10^8 \text{ m}^3$

G層III //  $1.23 \times 10^8 \text{ m}^3$

総推定飽和埋蔵量  $1.57 \times 10^8 \text{ m}^3$

(c) 総飽和埋蔵量  $4.41 \times 10^8 \text{ m}^3$

この数値からすれば、深度200 mまでを対象としても、充分に開発の対象となりうる大きさをもっている。

将来ある程度の開発が進んだなら、深掘を行うことによつて、飽和埋蔵量を増加する可能性がある。

## X.2 開発に対する意見

当地域のように、ガス層の滲透率が比較的大きな地域に対してのガスの採取技術は、小数の大坑径井の掘鑿、セメンテーションの実施、孔明管使用、単層採取およびガスリフトの採用が一般的な方向となつている。筆者等の調査中には、鉄管井によるガスリフトの採用はわずかに山形天然ガスのみであつたが、調査中の助言を聞き入れられてその後川崎・天童両社でもガスリフトを導入して成績をあげつつある。将来に残された第一の課題は単層採取とセメンテーションである。

開発地域は各社とも排水の容易な所を選定し、また順次長崎町方面へ鑿井するものと思うがこの場合に、例えば旧天童天然ガスや川崎医療器で行つていたような、徒らに広い地域に沢山の井戸をうがう方法は鉤床の保護上いまいせなければならぬ。鑿井したなら、またガスを採取したなら、それだけ各種データを集めておくべきで、これが地下管理の基礎になるのである。

要するに重点的に良井を完成し、坑井間隔は同一層に対しては100 m以上200~300 m前後として(たゞしデータ集積とともに変るであろう)、経済的な採ガスを行うべきである。

山形ガス田では前述のように浅層にも優秀な産ガス層が存在し、単位井当りの産ガス量が大きく、減退率も割合小さい利点があると同時に都市が近く、地形上運搬も便利で利用面にも恵まれている。この点を利用して積極的に開発を進めるべきである。たゞし、GII・GIII層の地層的産ガス能力もよく了知して、坑井位置と深度を決定する必要があり、また長崎町附近には、近い将来に深度500~600 mの試掘井を掘鑿すべきと思われる。

山形盆地ではガスおよびその附随水中の化学成分が、地理的に比較的規則正しく分布してい

る。また前述のように、その消長が合理的開発に直接応用できると思われる成分があるので、少なくともそれらについては化学分析を行つて、いわゆる地化学的開発をなすべきである。具体的例を示せば、 $\text{SO}_4^{2-}$ 、遊離  $\text{CO}_2$ 、 $\text{Cl}^-$ 、ガス中の  $\text{CO}_2\%$ 、ガス中の  $\text{CH}_4\%$  などが特に大切である。科学的ガス田の管理が、結局最も合理的な開発法へ導いていく。山形では現在まで会社による利用しうる科学的データの集積はほとんど行われていない。将来は地下管理のためのデータ、利用面のためのデータ等を的確かつ長期にわたつて測定、記録、整理、保管して、合理的開発の基礎としなければならない。

**附言** 今般の調査を通じて、山形ガス田の特性がよく表現されているが、地化学調査としてはこの地域は実施し易い部に属する。しかし、鉱床の特性の把握はできていても、これに伴つた開発が未だ進まない。この地の開発については平面的にながめる以外に、鑿井深度を増加させるための努力が必要である。今般の地化学調査の知識を有効に活用して、企業的に発展せしめると同時に、天然ガスの科学および技術の発展のための努力を現地の関係者に期待するものである。(昭和26年7月稿)

## 参 考 文 献

- 1) 兼子 勝・舟山裕士：山形盆地の天然瓦斯について，石油技誌，Vol. 13, No. 4, 1948
- 2) 兼子 勝・金原均二・本島公司・品田芳二郎，他4名：山形市附近天然ガス調査速報，地質調査所月報，Vol. 2, No. 3, 1951
- 3) 本島公司：天然ガスの地化学探鉱，日本の燃料地下資源，商工会館出版部，1951
- 4) 兼子 勝・本島公司：山形ガス田の自噴井に於ける化学成分の変動，石油技誌，Vol. 16, No. 4, 1951
- 5) 舟山裕士・高橋 稠：山形盆地西縁部の第三系層序及び地質構造に就いて，1950(未発表)
- 6) 別所文吉：7万5千分1山形北部地質図及び同説明書，(未発表)
- 7) 吉村信吉：地下水，河出書房，1942
- 8) 日本鑿泉探鉱株式会社編：営業案内，1935?
- 9) 本島公司：可燃性天然ガスを主とした本邦産天然ガス成分の三角座標法による標示について，石油技誌，Vol. 15, No. 1, 1950
- 10) 野口寿三雄：本邦産天然瓦斯中に含有されるヘリウムに就て，日本化学会誌，第62巻，第4号，1941
- 11) 理科年表，丸善，1951
- 12) 篠山昌市・野口佑三：焼津附近のガス鉱床に就て，石油技誌，Vol. 16, No. 3, 1951
- 13) 兼子 勝・小野 暎・本島公司・上野道文：焰長による天然ガス量測定の子備実験について，石油技誌，Vol. 4, No. 4, 1949

第 1 表 觀 測 表 (全 地 域)

Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>--</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	F <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference			
																		CO <sub>2</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub>		
1I-1	4.5	n.f.	0		13.1	6.9	368	11	278	16.5	0	0	0	23	34	15									
1J-1	4.5	n.f.	0		13.8	6.2	105	62	138	46	tr.	0	0	11	25	18									
1K-1	10.0	n.f.	0		11.6	6.2	69	18	68	33	0	0	0	11	14	13									
1S-1	4.5	n.f.	0		17.1	5.9	17	33	45	23	0	20.1	tr.	30	13	18									
1T-1	6.0	n.f.	0		12.6	6.4	150	51	160	26	0	0	tr.	15	42	31									
1U-1	3.0	n.f.	0		14.5	5.8	23	79	96	14	0	0	0.05	15	6	25									
1V-1	10.5	n.f.	0		19.1	6.6	125	9	100	50	0	20.1	0	30	19	25									
1W-1	3.0	n.f.	0		16.0	6.0	29	35	56	31	0	23.5	tr.	45	22	31									
1ε-1	3.5	n.f.	0		15.6	6.0	55	22	58	16	tr.	6.7	tr.	8	6	37									
1ε-2	R <sub>y</sub>	Togami	0		22.0	7.0	25	9	27	12	tr.	0	0	0	4	31									
2C-1		n.f.	0		16.6	5.6	31	16	38	2	0	16.8	tr.	12	14	22									
2G-1	2.5	n.f.	0		21.0	5.8	63	36	82	30	0	20.1	0.05	15	17	32									
2G-2	3.0	n.f.	0		16.5	6.0	231	116	283	208	1.5	16.8	1.0	30	60	65									
2H-1	4.0	n.f.	0		15.5	6.2	212	167	321	25	5.0	0	0	0	29	70									
2I-1		n.f.	0																						
2I-2	6.5	n.f.	0		15.1	5.8	37	40	69	120	0	0	0	30	38	27									
2I-3	3.5	n.f.	0		13.0	5.8	100	86	159	0	tr.	0	0	30	39	67									
2J-1	5.5	n.f.	0		13.8	5.8	56	46	89	89	0	0	0	15	37	10									
2J-2	2.5	n.f.	0		17.5	6.0	69	46	96	0	0	0	0	15	29	52									
2K-1	3.5	n.f.	0		13.7	6.2	119	55	141	73	tr.	0	0.2	30	47	31									
2L-1	4.5	n.f.	0		14.0	6.0	119	120	188	92	tr.	0	0	12	21	13									
2N-1	Tertiary water	n.f.	0		12.8	7.0	63	4	50	7	0	tr.	tr.	30	15	12									
2N-2	10.0	n.f.	0		15.5	5.8	25	33	51	0.2	0	1.3	tr.	30	30	10									
2O-1	5.5	n.f.	0		15.3	6.5	138	99	199	0.2	5.5?	0	tr.	75	45	39									
2O-2	4.5	n.f.	0		17.0	6.7	100	26	99	16	0	1.3	0.1	60	--	25									
2O-3	R <sub>y</sub>	Kozuru	0		21.2	7.2	38	2	29	7	0	0	0	30	--	19									
2O-4	4.5	n.f.	0		18.5	6.6	163	53	171	43	0.5	0	tr.	30	--	30									
2O-5	5.5	n.f.	0		17.0	6.6	230	166	245	100	1.7	0	0	0	--	72									
2P-1	4.5	n.f.	0	n.f.	15.2	5.8	100	53	126	36	0	1.3	0.1	30	--	41									
2Q-1	3.5	n.f.	0		17.0	6.7	44	13	45	23	0	0	tr.	15	5	23									
2Q-2		n.f.	0																						
2R-1	4.5	n.f.	0		14.3	6.0	31	31	53	71	0	1.3	0.1	45	38	28									
2W-1	13.5	n.f.	0		12.7	6.0	106	55	133	8	tr.	0	tr.	8	19	55									
2W-2	3.5	n.f.	0		13.5	6.0	58	42	84	0.5	tr.	0	tr.	60	34	62									
2Y-1	5.0	n.f.	0		14.7	6.4	69	33	83	52	tr.	20.1	tr.	75	22	43									
2Q-2		n.f.	0																						
2R-1	4.5	n.f.	0		14.3	6.0	31	31	53	71	0	1.3	0.1	45	38	28									
2W-1	13.5	n.f.	0		12.7	6.0	106	55	133	8	tr.	0	tr.	8	19	55									
2W-2	3.5	n.f.	0		13.5	6.0	58	42	84	0.5	tr.	0	tr.	60	34	62									
2Y-1	5.0	n.f.	0		14.7	6.4	69	33	83	52	tr.	20.1	tr.	75	22	43									
2Q-2		n.f.	0																						
2R-1	4.5	n.f.	0		14.3	6.0	31	31	53	71	0	1.3	0.1	45	38	28									
2W-1	13.5	n.f.	0		12.7	6.0	106	55	133	8	tr.	0	tr.	8	19	55									
2W-2	3.5	n.f.	0		13.5	6.0	58	42	84	0.5	tr.	0	tr.	60	34	62									
2Y-1	5.0	n.f.	0		14.7	6.4	69	33	83	52	tr.	20.1	tr.	75	22	43									
2Q-2		n.f.	0																						
2R-1	4.5	n.f.	0		14.3	6.0	31	31	53	71	0	1.3	0.1	45	38	28									
2W-1	13.5	n.f.	0		12.7	6.0	106	55	133	8	tr.	0	tr.	8	19	55									
2W-2	3.5	n.f.	0		13.5	6.0	58	42	84	0.5	tr.	0	tr.	60	34	62									
2Y-1	5.0	n.f.	0		14.7	6.4	69	33	83	52	tr.	20.1	tr.	75	22	43									
2Q-2		n.f.	0																						
2R-1	4.5	n.f.	0		14.3	6.0	31	31	53	71	0	1.3	0.1	45	38	28									
2W-1	13.5	n.f.	0		12.7	6.0	106	55	133	8	tr.	0	tr.	8	19	55									
2W-2	3.5	n.f.	0		13.5	6.0	58	42	84	0.5	tr.	0	tr.	60	34	62									
2Y-1	5.0	n.f.	0		14.7	6.4	69	33	83	52	tr.	20.1	tr.	75	22	43									
2Q-2		n.f.	0																						
2R-1	4.5	n.f.	0		14.3	6.0	31	31	53	71	0	1.3	0.1	45	38	28									
2W-1	13.5	n.f.	0		12.7	6.0	106	55	133	8	tr.	0	tr.	8	19	55									
2W-2	3.5	n.f.	0		13.5	6.0	58	42	84	0.5	tr.	0	tr.	60	34	62									
2Y-1	5.0	n.f.	0		14.7	6.4	69	33	83	52	tr.	20.1	tr.	75	22	43									
2Q-2		n.f.	0																						
2R-1	4.5	n.f.	0		14.3	6.0	31	31	53	71	0	1.3	0.1	45	38	28									
2W-1	13.5	n.f.	0		12.7	6.0	106	55	133	8	tr.	0	tr.	8	19	55									
2W-2	3.5	n.f.	0		13.5	6.0	58	42	84	0.5	tr.	0	tr.	60	34	62									
2Y-1	5.0	n.f.	0		14.7	6.4	69	33	83	52	tr.	20.1	tr.	75	22	43									
2Q-2		n.f.	0																						
2R-1	4.5	n.f.	0		14.3	6.0	31	31	53	71	0	1.3	0.1	45	38	28									
2W-1	13.5	n.f.	0		12.7	6.0	106	55	133	8	tr.	0	tr.	8	19	55									
2W-2	3.5	n.f.	0		13.5	6.0	58	42	84	0.5	tr.	0	tr.	60	34	62									
2Y-1	5.0	n.f.	0		14.7	6.4	69	33	83	52	tr.	20.1	tr.	75	22	43									
2Q-2		n.f.	0																						
2R-1	4.5	n.f.	0		14.3	6.0	31	31	53	71	0	1.3	0.1	45	38	28									
2W-1	13.5	n.f.	0		12.7	6.0	106	55	133	8	tr.	0	tr.	8	19	55									
2W-2	3.5	n.f.	0		13.5	6.0	58	42	84	0.5	tr.	0	tr.	60	34	62									
2Y-1	5.0	n.f.	0		14.7	6.4	69	33	83	52	tr.	20.1	tr.	75	22	43									
2Q-2		n.f.	0																						
2R-1	4.5	n.f.	0		14.3	6.0	31	31	53	71	0	1.3	0.1	45	38	28									
2W-1	13.5	n.f.	0		12.7	6.0	106	55																	

Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> f. CO <sub>2</sub> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %			Reference
																		CO <sub>2</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	O <sub>2</sub>	
2A-1	5.5	n.f.	0		15.5	6.2	38	18	0.1	38	0	0	tr.	15	9	117	tr.				
2E-1	6.5	n.f.	0		15.3	6.0	113	65	0.1	121	tr.	20.1	0.05	8	47	43					
3E-1	5.5?	n.f.	0		12.7	6.0	94	54	0	76	0	0	0.05	30	21	27	tr.				
3E-2	6.5	n.f.	0		18.4	5.7	31	42	0	14	0	6.7	0	12	11	17	0				
3G-1	?	n.f.	0		16.9	6.2	182	122	0.3	51	0	0	tr.	0	17	62	0.3				
3H-1			1.0																		
3H-2	2.5	n.f.	0		15.2	6.0	307	324	1.0	67	2.0	0	0.1	0	395	793					
3J-1	2.5	n.f.	0		15.5	6.0	225	284	1.0	61	0.5	0	tr.	9	19	2239					
3J-1	2.5	n.f.	0		14.0									0	164	689					
3K-1	2.45	n.f.	0		15.2	6.0	200	242	0.7	18	0	0	tr.	0	53	615					
3L-1	4.5	n.f.	0		13.5	5.8	38	49	0.1	39	0	0	0	45	46	13					
3L-2	4.5	n.f.	0		16.5	6.0	187	108	0.7	70	tr.	0	0	12	20	31					
3L-3	2.5	n.f.	0		13.2	5.8	63	308	1.4	—	—	0	tr.	tr.	28	1919					
3M-1	3.5	n.f.	0		16.0	6.0	82	42	0	39	0	0	0	12	27	18					
3M-2	3.0	n.f.	0		14.0	6.4	119	29	0	48	0	0	0.2	12	3	8					
3N-1	3.5	n.f.	0		17.2	5.8	63	69	0.3	92	0	13.4	tr.	60	70	40					
3N-2	1.4	n.f.	0		21.0	6.0	144	132	0.8	36	—	tr.	tr.	75	—	609					
3P-1	3.5	n.f.	0		15.0	5.9	31	44	0.7	36	0	0	tr.	30	29	28					
3P-2	5.5	n.f.	0		19.0	6.4	138	42	0.5	58	0.5	0	0.5	30	2	67					
3P-3	4.5	n.f.	0		17.0	5.8	38	29	0	58	0	0	tr.	45	21	25					
3P-4	5.5	n.f.	0		13.2	6.4	119	33	0.2	108	0.5	0	tr.	30	52	32					
3P-5	3.5	n.f.	0		17.3	6.4	213	101	0.6	78	0	0	0	30	19	50					
3Q-1	4.0	n.f.	0		13.4	6.5	106	24	0.1	107	0	0	0	60	5	53					
3Q-2	5.5	n.f.	0		11.6	5.8	56	93	0.25	112	0.5	0	tr.	30	49	18					
3Q-3	6.5	n.f.	0		16.0	6.0	131	180	0.4	116	3.5	0	tr.	45	54	49					
3R-1	3.5	n.f.	0		16.5	6.0	244	64	0.2	31	0.5	1.3	tr.	45	27	39					
3T-1	6.0	n.f.	0		16.0	5.8	31	35	0.1	70	0	20.1	0.4	75	31	68					
3U-1	6.0	n.f.	0		15.5	6.0	75	35	0.1	84	0	20.1	tr.	46	41	31					
3U-2	6.0	n.f.	0		16.0	6.0	13	20	0	48	0	20.1	tr.	60	27	37					
3V-1	6.0	n.f.	0		13.9	5.8	13	7	0	17	0	6.7	0	30	8	37					
3W-1	4.5	n.f.	0		12.0	5.8	56	37	0.3	50	0	13.4	0.15	14	25	37					
3X-1	9.0	n.f.	0.05		17.7	6.6	75	15	1.5	159	tr.	6.7	0.5	30	36	74					
3X-2	6.0	n.f.	0		14.6	6.4	86	50	0.1	108	0	13.4	tr.	90	42	74					
3Y-1	5.4	n.f.	0		13.9	6.0	50	33	0.1	61	0	23.5	tr.	30	22	68					
3Z-1	3.5	n.f.	tr.		15.5	6.4	213	97	2.3	17	0.5	0	tr.	0	13	49					

Seepage gas.

Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f...	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	f. CO <sub>2</sub> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %			Reference		
																			CO <sub>2</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	O <sub>2</sub> CH <sub>4</sub> N <sub>2</sub>			
3α-1	10.5	n.f.	0		13.5	6.4	69	18	69	0.3	53	0	24.8	tr.	0	13	43	0						
3α-2	7.5	n.f.	0		16.0	6.2	107	26	105	0.2	78	0	16.8	tr.	45	25	68	1						
3β-1	7.0-39.5	n.f.	0		16.9	6.2	81	75	135	0.5	18	tr.	0	tr.	15	9	68	tr.						
3γ-1	3.5	n.f.	0		14.2	6.9	100	13	86	0	63	0	40.1	tr.	15	16	49	1						
3ε-1	5.0	n.f.	0		16.5	6.3	69	48	98	0.1	61	tr.	10.2	tr.	8	31	49	0						
4α-1	5.5	n.f.	0		16.0	6.2	56	38	79	0	26	tr.	16.8	tr.	14	5	13	tr.						
4α-1	?	n.f.	0		16.8	7.0	106	32	109	0	160	0.9	0	tr.	105	170	153	tr.						
4C-1	7.0	n.f.	0		12.8	6.4	106	38	115	0	26	0.4	0	0.1	15	22	22	tr.						
4C-2	7.5	n.f.	0		12.0	6.8	100	32	105	0.5	9	6.0	0	tr.	12	8	27	4						
4H-1	3.5	n.f.	0		16.5	6.8	106	22	99	0.2	24	0	0	0	0	22	22	2						
4H-2	4.5	n.f.	0		15.5	6.4	300	68	286	0.4	34	0	0	0.3	8	52	28	1						
4I-1	2.5	n.f.	0		6.0	6.0	250	361	542	1.2	54	?	0	tr.	9	89	1624							
4J-1	2.5	n.f.	0		15.1	6.6	44	13	45	0.6	9	0	0	tr.	tr.	6	566							
4I-2	3.0	n.f.	0		18.0	6.6	44	13	45	0.1	9	0	0	tr.	tr.	44	3493							
4K-1	2.5	n.f.	0		14.9	6.0	250	450	631	1.2	128	4.0?	0	tr.	0	27	207							
4L-1	2.5	n.f.	0		17.0	5.8	138	238	338	0.5	21	0.5	0	0	0.05	90	437							
4M-1	1.8	n.f.	0		21.0	6.0	62	29	74	0.2	73	0	0	tr.	30	23	990							
4N-1	2.2	n.f.	0		21.0	6.0	62	29	74	0.2	73	0	0	tr.	30	23	990							
4O-1	1.7	n.f.	0		21.0	6.0	62	29	74	0.2	73	0	0	tr.	30	23	990							
4P-1	13.5	n.f.	0		11.9	6.0	62	29	74	0.2	73	0	0	tr.	30	23	990							
4P-2	3.5	n.f.	0		18.5	6.0	88	84	148	0.2	123	0	6.7	0.1	60	74	36							
4Q-1	4.5	n.f.	0		14.9	6.2	237	127	299	0.55	290	1.0	0	tr.	30	67	52							
4Q-2	13.7	62.0	tr.		12.2air	6.9	480	150	500	0.9	36	15.0	0	tr.	0	25	99	1						
4R-1	50.0	4.75	0.6	1:8	13.0...f	6.4	286	130	337	3.2	11	5.0	0	0	0	31	41							
4R-2	5.5	n.f.	0		18.5	6.0	81	64	123	0.6	107	0	13.4	2.0	15	48	46				8.4	0	0.176.914.6	
4R-3	4.5	n.f.	0		15.2	6.0	112	40	121	0.4	60	0	20.1	1.0	12	34	34							
4R-4	8.0	n.f.	0		15.5	6.0	131	84	171	0.6	83	1.0	0	tr.	15	66	36							
4R-5	R.	Surf.	0		21.2	6.8	25	2	20	0	35	0	0	tr.	0	28	28							
4S-1	4.5	n.f.	0		17.4	6.2	150	101	210	1.1	35	0	0	tr.	0	24	74							
4V-1	4.5	n.f.	0		15.0	6.6	169	66	183	0.7	74	0.5	0	tr.	tr.	10	86							
4V-2	3.5	n.f.	0		15.3	5.8	44	42	74	0.4	23	0	20	tr.	12	14	62							
4W-1	4.5	n.f.	0		15.2	6.4	94	121	186	0.5	114	0	13.4	0.65	15	28	80							
4Y-1	76.0	70.0	0		14.5...f	6.6	250	206	391	7.2	13	4.0	0	tr.	tr.	30	30					12.3	0	0.373.613.8
4γ-1	4.0	n.f.	0		15.7	6.1	56	37	38	0.25	58	0	31.5	0	30	11	55							
4δ-1	6.5>	n.f.	0		15.4	5.8	37	38	66	0	20	tr.	18.7	tr.	12	13	31							

Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... Flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> f. CO <sub>2</sub> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power mg/l KMnO <sub>4</sub>	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference					
																		CO <sub>2</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> N <sub>2</sub>						
4E-1	4.0	n.f.	0		16.4	6.4	113	35	117	0.1	32	tr.	16.8	0.01	12	18	31	tr.									
4E-1	5.0	n.f.	0		17.0	6.0	82	54	114	0.4	44	tr.	20.1	tr.	38	25	18	0									
4E-1	1.0	n.f.	0		17.4	5.8	56	46	87	0.25	29	tr.	20.1	tr.	15	16	31	tr.									
5A-1	?	n.f.	0		13.7	6.6	125	52	143	0	33	0.25	0	tr.	14	20	13	0									
5A-1	4.5	n.f.	0		13.1	6.4	138	90	190	0	35	0.4	0	tr.	8	17	22	0									
5A-2	6.0	n.f.	0		14.5	6.4	125	106	197	0.3	53	1.0	0	0	15	16	25	0.5									
5A-2	5.5	n.f.	0		15.5	5.7	38	48	76	0	25	tr.	2	0.05	45	15	13	0									
5A-2	5.3	n.f.	0		13.3	6.3	94	60	128	0.2	41	0.9	0	0.1	45	2	15	0									
5A-1	6.0	n.f.	0		17.5	6.3	44	20	52	0	14	0	4	tr.	13	3	13	tr.									
5A-1	5.5	n.f.	0		12.7	6.5	106	94	171	0	10	0.5	0	tr.	15	16	15	tr.									
5H-1	46	20	6.5	1: 3.3	15.0...f	6.2	437	822	1239	2.8	16	27.0	0	0	0	61	98										
5H-2	108	45	09.5																								
5I-1	?	n.f.	0		17.0	6.2	231	84	251	0.2	36	tr.	0	0	12	34	59										
5I-2	4.5	n.f.	0		13.2	6.0	250	374	565	1.2	100	2.0?	0	tr.	tr.	55	2460	<									
5J-1	2.5	n.f.	0		14.3	6.0	288	382	591	1.0	25	?	0	tr.	0	34	431										
5J-2	2.5	n.f.	0		13.0	5.8	238	318	491	1.9	139	1.0?	0	tr.	tr.	11	1611										
5K-1	2.5	n.f.	0		13.1	5.8	194	400	540	2.1	73	2.0?	0	tr.	tr.	24	1919										
5M-1	2.5	n.f.	0		14.2	5.8	100	154	227	1.3	0	0	0	0	0	—	—										
5N-1	2.45	n.f.	0		14.6	5.8	38	11	38	1.2	73	2.0?	0	tr.	0	—	—										
5O-1	2.5	n.f.	0		14.5	5.6	150+	242	355	0.5	35	—	0	tr.	45	—	—										
5P-1	2.5	n.f.	0		21.0	6.2	607	312	752	0.7	9.5	0	0	0	0	39	640										
5P-2	2.5	n.f.	0		20.7	5.8	50	37	73	0.4	8	7	0	0	0	41	2109										
5Q-1	2.5	n.f.	0		18.5	6.5	695	278	823	0.4	8	7	0	0	tr.	59	117										
5R-1	6.85	59	57.0	1: 8.5	13.0...f	6.5	25	33	51	4.2	13	0	0	tr.	0	93	72										
5R-2	R	SUGAWA			13.5	4.97	144	159	263	0	219	1.0?	<	tr.	60	13	21										
5R-3	2.5	n.f.	0		18.7	5.9	507	234	702	0.2	13	0	0	0	0	17	2177										
5S-1	54	2.0	0.22	1: 9	13.0...f	6.4	607	312	752	3.2	9.5	4	0	0	0	92	57										
5S-2	36	6.2	0.5	1:12.5	17.7...f	6.2	50	37	73	2.3	11	5	0	0	0	5	80										
5S-3	6.5>	n.f.	0		15.7	6.0	587	250	710	0.25	35	0	0	0.05	45	19	86										
5T-1	145	4	0.3	1:13.5	13.5...f	6.4	550	210	642	3.4	10	3	0	0	0	115	55										
5T-2	65	20	6.3	1: 3.2	13.5...f	6.6	11	57	65	4.4	7	4	0	0	0	59	54										
5U-1		3.0	0.0001	1:30,000	13.0...f	6.7	34	26	51	1.6	9	4	0	0	0	21	86										
5V-1	6.57	n.f.	0		18.2	6.0	94	20	88	0.3	47	0	0	0.1	45	—	—										
5Y-1	119	100	0		13.9...f	7.0				0.15	7	0	0	0	7.5	15	4										

Recent gas



Loc. No.	Well Dep. m.	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference	
																		CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub>
5Y-2	63	25	0.65	1:39	13.5...f	6.2	450	303	7.0	5	2.5	0	tr.	tr.	39	92	tr.	16.1	0	0.367	5	16.1	
5Z-1	120	208	0		15.5...f	6.8	150	42	2.0	6	1.2	0	tr.	tr.	9	49	tr.						
5α-1	6.5	n.f.	0		18.3	6.6	88	22	3.8	8	0	0	0	15	11	37	0						
5α-2	54	24.6	0.1	1:240	14.6...f	6.6	175	44	3.8	9	1.0	0	0	tr.	17	37	2	2.3	0	0.371	6	2.8	
5η-1	0 ?	n.f.	0		17.3	5.8	43	35	0.2	29	tr.	20.1	0	8	11	18	1						
6き-1	R	Sagae	0		25.8	7.0	38	2	0	9	0	—	—	—	—	—	—						
6あ-1	5.5	n.f.	0		13.0	5.7	50	64	0	20	0.2	0	tr.	45	13	19	0						
6元-1	5.5	n.f.	0		13.5	6.0	38	36	0	10	0	0	0.15	14	9	13	0						
6乙-1	4.5	n.f.	0		13.4	5.7	44	46	0	20	tr.	20.1	0.1	15	16	44	tr.						
6い-1	2.5	n.f.	0		13.2	6.2	63	56	0.3	37	tr.	40.2	0	60	16	17	0.3						
6い-2	6.5	n.f.	0		—	6.6	206	36	185	36	0	13.4	tr.	45	18	25	tr.						
6あ-1	31	n.f.	0		21.0	7.0	125	26	111	111	7.0	0	tr.	15	11	27	8						
6あ-2	6.5	n.f.	0		16.0	6.5	100	52	125	58	1.0	13.4	0.3	75	3	19							
6A-1	2.5	n.f.	0		24.3	5.6	56	62	103	0.2	15	0	0	14	11	145	6	13.9	0	0.382	5	3.3	
6D-1	127.5	62	14	1:4.4	16.6...f	6.4	630	260	4.0	18	35	0	tr.	0	67	66	5						
6D-2	4.0	n.f.	0		13.1	5.8	72	90	142	83	0.25	2.6	tr.	14	28	54	0	10.4	0	0.384	9	4.4	
6D-3	151	59	40	1:1.5	17.0...f	6.6	665	262	743	7	35	0	tr.	0	42	85	6						
6D-4	7.5	n.f.	0		13.0	5.9	102	74	148	25	0.2	5.3	0.05	14	24	31	tr.						
6E-1	5.5	n.f.	0		12.2	6.1	38	34	61	15	0	20.1	0	15	17	15	0						
6E-2	3.5	n.f.	0		14.8	5.8	31	38	60	15	0.2	6	0	14	4	19	0						
6E-3	3.5	n.f.	0		20.7	6.2	56	24	65	56	tr.	26.8	tr.	15	31	44	1						
6F-1	5.0	n.f.	0		12.6	5.9	52	46	84	33	0	20.1	tr.	14	20	15	0						
6F-2	3.0	n.f.	0		14.9	6.4	82	36	96	0	0.2	6.0	0.1	12	2	27	0.5						
6G-1	4.5	n.f.	0		13.8	5.8	44	20	52	14	0	0	0	12	13	8							
6G-3	R	Megami	0		31.5	7.2	38	6	34	12	0	0	0	12	2	32	0						
6G-4	Spring	Wacer	0		18.6	6.1	63	46	92	0	tr.	0	tr.	12	13	25	0.3						
6H-1	65.5	42	7.0	1:6	13.2...f	6.2	600	470	6.0	16	40	0	0	30	73	124	0						
6H-2	4	n.f.	0		16.0	6.6	69	26	76	15	0	0	0	0	11	8							
6I-1	86.5	50	30	1:1.7	15.0...f	6.5	650	189	659	9.5	20	0	0	0	69	34							
6I-2	90	19.5	2.3	1:8.5	13.8...f	6.4	740	367	902	2.9	9.5	0	0	5	5	16		10.8	0	0.385	2	3.7	
6I-3	126	42.2	13.0	1:3.2	15.9...f	6.6	530	160	544	3.2	7.0	0.35	0	5	47	62		14.9	0	0.380	0	4.8	
6I-4	4.5	n.f.	0		14.9	6.7	370	73	341	0.4	2.7	0	0.1	12	52	83	2						
6J-1	2.5	n.f.	0		13.8	6.0	169	176	298	24	3.0	0	0	0	5	554							
6K-1	2.5	n.f.	0		13.4	5.8	225	333	496	72	10.0	0	tr.	tr.	17	2460							
6L-1	2.5	n.f.	0		13.2	5.8	219	196	354	60	10.0	0	tr.	tr.	15	1759							



Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f. flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference		
																		CO <sub>2</sub>	C <sub>1</sub> H <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>			
7H-1	112	40	10	1:4	14.0...f	6.4	755	246	796	7.1	23	30	0	0	5	81	108	0.3	21.0	0	0.378	7	0.0	
7H-2	2.5 n.f.				15.3	6.4	112	26	107	0.35	16.5	0	0	0.1	9		46	0.3	11.3	0	0.381	5	6.9	
7H-3	130	24.4	3.5	1:7	15.2...f	6.4	706	218	730	3.1	9.5	40	0	0	0		150							
7I-1	2.5 n.f.				13.8	6.0	400	652	1025	1.5	158	?	tr.	0	0	31	7380	2						
7J-1	2.0 n.f.				16.3	6.5	338	184	428	0.7	131	5.0	0	0	8	6.0	tr.	tr.						
7J-2	3.5 n.f.				17.6	6.7	400	158	448	0.5	181	4.0	0	0	0	80	108		4.8	0	0.381	1	13.8	
7K-1	59.5	15.0	3.0	1:5	13.8...f	6.2	194	103	243	5.2	53	7.0	4.7	0.1	4.5	42	67	2						
7K-2	4.5 n.f.				18.0	6.5	375	367	638	0.9	228	7.0	0	0	0	125	111		5.2	0.3	0.387	7	6.5	
7K-3	109	n.f.	0	0.5																				
7L-1	2.0 n.f.				16.1	6.2	306	48	269	0.2	94	0.0	0	0.1	38	20	25	tr.						
7L-2	2.0 n.f.				18.7	5.8	31	27	49	0.2	68	0	0	tr.	45	135	72	2			0	0.389	1	3.8
7L-3	62.0	n.f.	1.0																					
7M-1	4	n.f.	0		15.3	6.2	50	20	56	0.1	102	0	0	0.1	23		57							
7N-1	2.5 n.f.				16.2	6.2	137	75	175	0.1	94	tr.	tr.	0.2	45	75	32	tr.						
7N-2	2.5 n.f.				14.1	5.6	312	462	688	2.0	30	3.0?	0	tr.	0	15	824							
7O-1	2.5 n.f.				20.5	6.0	150	207	316	0.1	175	1.0?	0	0	0	21	21							
7P-1	7.0-39.5	n.f.	0	0.5	15.4	6.4	490	297	681	2.5	77	10	0	0	0	29	110		12.2	0	0.382	5	5.0	
7P-2	?	?	0.3		17.1	6.2	113	44	133	1.7	18	0.5	0	0	0	5	43		4.6	0	0.392	0	3.1	
7P-3	3.5 n.f.				18.8	5.8	56	86	126	0.2	21	0	0	0	12	15	387							
7P-4	2.5 n.f.				15.1	6.2	330	242	495	1.1	76	2.5	0	tr.	0	30	2656	4						
7Q-1	2.5 n.f.				17.2	6.0	213	138	293	0.3	83	7.0	0	tr.	tr.	13	2644	4						
7R-1	2.5 n.f.				14.5	6.2	304	127	347	1.3	92	0.75	0	tr.	0	19	849	4						
7S-1	90	n.f.	0	0.65	15.8...M	6.5	238	101	274	2.0	23	2.8	0	tr.	0	25	46		11.9	0	0.349	8	38.0	
7S-2	134	13		1:20	14.9...f	7.0	150	33	142	2.8	8.5	4.0	0	tr.	0	15	13		2.9	0	0.366	2	10.6	
7T-1	54		0.5																					
7T-2	54	3.2	3.2	1:8	13.7	6.6	407	295	433	3.5	7	14	0	tr.	0	38	68		5.3	0	0.388	1	6.3	
7U-1	131	33	0.01	1:3.300	14.5	6.8	131	95	119	2.2	2	1.5	0	0	0	23	10							
7U-2	117	45	0.3	1:150	7.0	7.0	138	100	133	1.9	5	2.0	0	0	0	13	13							
7U-3	68.5	25	1.08	1:23	14.0...f	6.9	319	230	358	4.7	6	8	0	0	42	52	46							
7U-4	144	40	0.01	1:4.000	14.0...f	6.9	112	22	103	2.4	6	2	0	tr.	0	18	15							
7U-5	144	40	0		14.0...f	7.0	125	13	104	1.2	5	2.5	0	0	0	15	10							
7V-1	117	100	0		13.9...f	6.9?	106	15	92	0.8	4	1.7	0	0	0	7.5	5							
7W-1	115	50	0		14.0...f	7.0	106	13	90	1.0	3	1.7	0	0	0	13	7							
7W-2	113	23	0		14.0...f	7.0	94	13	81	0.3	7	1.3	0	0	0	10	5							
7X-1	113	68	0		13.8...f	7.0	88	11	75	0	6	0.5	0	0	0	3	5							

Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference	
																		CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
7X-2	113	40	0		13.8...f	6.9	112	18	0.8	6	1.2	0	0	0	14	10							
7X-3	111	55	0		14.0...f	6.9	94	18	0.4	6	1.1	0	0	0	13	10							
7X-4	54	0±	0.5±		13.0...f	6.7	256	66	3.7	7	6	0	0	7.5	25	28					2.4	0	0.369.727.6
7Y-1	90	60	0		14.0...f	7.2	94	9	0.3	4	0.5	0	0	12	4	4							
7Y-2	90	55	0		13.8...f	7.0	100	11	0.3	7	0.75	0	0	75	15	5							
7Z-1	45	4.5	0.001	1:4.500	14.4...f	7.0	119	31	1.2	8	1.0	0	tr.	8	5	37	3				1.5	0	0.5 ? ?
7Y-1	72	25	0		13.5...f	6.8	69	15	0.2	9	5.0	0	0	5.7	12	10							
7b-1	9	n.f.	0		22.2	6.2	38	15	0.3	7	tr.	0	0	15	10	98							
7b-2	40	35	0.1	1:350	15.6...f	6.4	188	95	3.0	71	3.5	0	tr.	0	26	55					3.6	0	0.256.439.8
7b-3	45	3	tr.		15.5...f	6.7	175	76	1.6	57	0.75	0	0	0	27	55							
7Y-1	6.5	n.f.	0		19.4...f	6.6	125	28	0.2	34	0.0	0	0	9	23	37							
7B-1	81	50	0		14.2...f	7.0	94	22	0.0	7	0.5	0	0	tr.	3	31							
8A-1	2.5	n.f.	0		22.0	5.6	108	72	0.1	34	0.0	0	0	15	15	228							
8A-1	42	30	2	1:15	17.5...f	6.4	218	124	3.2	65	12.0	0	0	8	13	54					4.1	0	0.160.235.6
8A-2	76.5	30	28	1:1.1	17.0...f	6.5	550	256	5.0	14	34.0	0	tr.	8	14	59					11.4	0	0.384.0 4.3
8A-3	3	n.f.	0		14.5	6.3	138	68	0.3	54	0.3	0	0.05	tr.	26	30							
8B-1	2.5	n.f.	0		23.0	5.6	106	146	0.2	30	3.0	0	tr.	12	15	1146							
8B-2	108	25	0		15.3...f	6.6	644	300	767	5.3	9	35	0	tr.	34	68							
8B-3	109	15	0		17.3...f	6.6	200	627	726	4.3	8	35	0	tr.	0	45							
8D-1	2.5	n.f.	0		15.0	6.0	237	188	0.1	26	0.3	0	tr.	tr.	20	151							
8E-1	1.0	n.f.	0		16.0																		
8G-1	2.5	n.f.	0		16.0	5.8	131	240	0.5	24	0.0	0	0	12	19	110							
8H-1	3.5	n.f.	0		18.1	6.5	257	93	0.5	138	0.3	0	0	10.5	56	744							
8I-1	54.5	n.f.	1.5																				
8I-2	3.0	n.f.	0		14.1	6.4	94	38	0.1	69	0.0	40.2	tr.	0	5	17							
8J-1	2.5	n.f.	0		14.0	6.9	150	200	1.6	22	10.0	0	tr.	0	17	760							
8K-1	2.5	n.f.	0		13.8	5.8	251	273	1.6	22	7.07	0	tr.	0	44	848							
8L-1	45.0	n.f.	1.5		14.5	6.4	325	103	3.3	20	15.0	0	0.2	54	38	62							
8L-2	2.5	n.f.	0		16.1	6.0	256	716	902	1.5	41	1.0	0	tr.	0	17							
8M-1	2.5	n.f.	0		13.8		69	343	393	0.9	34		0	tr.	60	17							
8N-1	108	20	12.5	1:1.6	13.7...f	6.8	468	121	459	3.1	6.015	0	0.1	0	38	71							
8N-2	5.5	n.f.	0		19.0	6.0	56	66	107	0.2	36	tr.	20.1	0	105	27							
8N-3	75.5	53.5	15	1:3.6	14.0...f	6.6	600	227	662	5.5	7.030.0	0	0	0	57	80							
8N-4	2.7	n.f.	0		14.5	6.2	150	68	177	0.25	134.00.5>	6.7	0.3	60	52	83							
8N-5	3.5	n.f.	0		15.0	5.8	56	48	0	135	0	0	0.8	60	—	28							







Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> f. CO <sub>2</sub> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> mg/l	Ca++ mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference	
																		CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub>
10P-3	3.5	n.f.	0		18.8	6.8	725	211	737	2.2	10	0	0	0	56	93	1	9.7	0	0.386	8	3.2	Recent gas
10P-4	?	25	1.5	1:17	17.3...f	6.9	219	24	183	3.5	4.5	5	0	0	24	39		1.6	0	0.374	9	23.2	
10P-5	155	25	1.2	1:21	17.5...f	6.8	257	59	245	5.0	3.5	14	0	0	33	28		2.5	0	0.378	2	19.0	
10P-7	32.5	n.f.	0.2		13.9	6.6	607	240	680	5.4	1	40	0	0	51	93		12.7	0	0.384	1	2.9	
10Q-1	108	30	?		15.0...f	6.7	269	62	257	3.2	4.5	10	0	0	25	36		14.5	0	0.378	8	6.4	
10Q-2	36	10	0.2	1:50	13.2...f	6.5	476	182	527	4.0	6	35	0	0	51	88		1.9	0	0.358	3	39.5	
10Q-3	167	19	40.62	1:32	17.1...f	6.9	225	35	198	3.8	7	0	0	0	23	31		2.2	0	0.375	2	22.3	
10Q-4	135	1.50	4	1:38	16.2...f	6.8	244	42	219	3.5	6	0	0	0	3	34		2.5	0	0.174	1	23.2	
10Q-5	122	5	0.022	1:230	15.9...f	6.8	237	15.5	187.5	3.6	6	0	0	60	34	31		0.9	0	0.264	1	134.4	
10Q-6	2.5	n.f.	0		15.6	6.5	256	128	314	1.3	95	2	0	0	28	44		11.9	0	0.157	0	31.0	
10R-1	150	68	0.1	1:680	17.1...f	7.0	194	22	163	4.1	4	5	0	8	16	26		0.5	0				
10R-2	166	39	0.1	1:78	17.5...f	7.0	187	26	161	2.8	3	5	0	12	11	23							
10S-1	2.5	n.f.	0		13.8	6.4	131	49	144	0.35	74	0	0	15	7	18							
10S-2	171	70	0.0001	1:700,000	16.9...f	7.0	162	20	138	2.4	6	4	3	8	7	13							
10S-3	1.2	n.f.	0		19.5	6.2	50	26	62	0	15	0	0	30	19	21							
10S-4	2.5	n.f.	0		17.0	5.8	88	90	154	0.2	25	1	5	11	19	381							
10T-1	2.5	n.f.	0		20.2	5.8	75	88	142	0	30	0	5	9	30	369							
10U-1	108	200	0.005	1:400,000	16.2...f	7.2	169	18	141	2.2	5	0	2	0	15	15							
10U-2	126	50	0		16.9...f	7.2	125	13	104	1.2	5	0	1	0	7	13							
10V-1	36	10	tr.		13.5...f	6.8	144	26	133	1.4	5	0	2	8	3	62							
10X-1	90	35	0		14.5...f	7.2	87	9	73	0.1	12	0	5	9	9	18							
10X-2	45	30	0		14.0...f	7.0	113	11	94	0.8	8	1	3	8	8	43							
10Y-1	45	4	0		13.5...f	7.2	100	7	80	0	9	0	3	8	10	31							
10Z-1	72.5	20	0		13.5...f	7.0	75	11	66	0.1	11	tr.	10	15	14	92							
10β-1	9	60	0		13.0...f	7.0	75	7	61	0.1	8	tr.	10	15	13	55							
10γ-1	54.5	45	0		13.0...f	7.3	69	4	54	0	13	tr.	0	30	15	43							
10δ-1	65	60	0		12.8...f	7.0	69	4	54	0	3	tr.	0	15	5	2							
10ε-1	49	5	0		14.5...f	7.2	81	4	63	0	11	0	0	12	0	2							
10ζ-1	54	20	0		13.6...f	7.0	162	7	124	0	7	0	3	tr.	1	1							
10ξ-2	27	5	0		13.8...f	7.0	181	9	140	0	8	0	5	0	28	tr.							
10π-1	31	35	0		18.0...f	7.0	157	33	160	0.3	24	0	5	75	16	25							
10θ-1	31	80	0		16.0...f	7.1	125	17	108	0.3	14	0	3	75	16	5							
10X-1	23.5	50	0		14.6...f	6.4	14	22	32	0	14	tr.	2	45	16	31							
11φ-1	6	n.f.	0		12.5	6.5	194	168	308	0	75	5	5?	tr.	14	34							



Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	f.CO <sub>2</sub> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference			
																			CO <sub>2</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> N <sub>2</sub>				
11I-1	?	n.f.	0		27.0	6.2	38	20	48	0	10	0	0	tr.	12	11	85	4								
11A-1	18	n.f.	0		15.5	6.4	44	18	50	0	12	0	13.4	0	15	17	37	0								
11C-1	3.5	n.f.	0		14.4	6.4	31	34	34	0	13	0	6.7	tr.	45	11	19	0.2								
11E-1	4.5	n.f.	0		16.3	6.0	44	28	60	0	19	0	0	tr.	15	14	17	tr.								
11F-1	110	34.5	18	1:1.35	17.1...f	6.6	813	220	810	3.5	12	60	0	tr.	tr.	62	85	10	10.6	0.2	0.375	9	13.0			
11G-1	2.5	n.f.	n.f.		17.0	5.8	69	49	89	0.2	45	0	0	tr.	45	41	23	2								
11H-1	3	n.f.	0		11.9	6.0	63	35	81	0.2	38	0	0	0	15	33	28									
11I-1	2.5	n.f.	0		15.0	5.9	63	75	121	0.2	33	tr.	0	0	15	9	832	3								
11J-1	2.5	n.f.	0		15.8	5.6	125	143	239	0.4	67	1.0	0	tr.	12	9	3192									
11K-1	5.5	n.f.	0		14.5	6.6	169	53	176	0	58	tr.	tr.	tr.	15	3	62	tr.								
11L-1	72	16.5	5.5	1:3	15.0...f	6.7	590	134	562	3.5	6	30	0	0.1	150	26	57									
11L-2			0.8																							
11M-1	?	85.5	0		19.7...f	7.0	188	8	143	3.7	4.5	5.0	0	0	0	18	34									
11N-1	149	22.2	3.1	1:7.2	18.2...f	6.8	270	33	228	3.7	4.5	12.5	0	0	0	25	67									
11N-2	2	n.f.	0		16.3	6.2	169	70	192	1.8	19.0	1.0	0	0	0	29	43									
11N-3	88	30	tr.		15.8...f	6.7	344	73	322	3.8	20	20	0	0	0	—	28									
11O-1	164	28	0.2	1:140	18.8...f	6.7	187	29	164	4.7	6.0	5.0	0	0	0	22	25									
11O-2	117	6.05	3	1:2	16.0...f	6.6	294	66	279	4.0	7.0	15.0	0	0	0	29	40									
11O-3	43	14.7	3.5	1:4.2	15.0...f	6.3	512	209	581	5.6	9.5	33.0	0	0	0	48	76									
11O-4	137	9.3	0.7	1:13	18.0...f	6.8	256	44	229	3.9	4.5	10	0	0	0	—	49									
11P-1	176	250	tr.		19.5...f	7.0	144	26	130	3.2	4.5	5	0	0	0	14	20									
11P-2	22.5	56	5.6	1:10	13.6...f	6.5	485	351	706	4.1	6.0	50	0	0	0	71	106									
11P-3	10	21	0		13.0...f	6.3	388	350	631	4.4	6.0	50	0	0	0	55	98									
11P-4	?	40	5	1:8	13.9...f	6.5	507	300	681	4.5	1	70	0	0	0	7	90									
11Q-1	36	?	?		13.8...f	6.5	645	300	767	3.5	1	50	0	0	0	—	107									
11Q-2	108	23	0.35	1:65	16.8...f	6.7	219	40	199	3.4	3	7.5	0	0	0	27	32									
11R-1	2.5	n.f.	0		22.0	5.0	247	730	908	0	86	5.0	0	tr.	15	15	3567	2								
11R-2	2.5	n.f.	0		15.0	5.4	207	336	486	0	152	2.5	0	tr.	tr.	18	3690	<								
11T-1	167	42	0		17.1...f	7.1	106	6.5	84	0.5	3.5	1.0	0	0	8	16	13									
11T-2	108	0.65	0.2		15.1...f	6.9	181	33	64	2.2	7.5	5.0	0	tr.	tr.	17	45	3	2.2	0	0.364	0.33	5			
11U-1	2.5	n.f.	0		17.4	6.3	194	104	244	0.4	43	2.0	0	tr.	tr.	9	30	1								
11U-2	108	110	0		15.8...f	7.4	62	2	47	0	4.5	tr.	0	0	15	7	5									
11U-3	144	32	0		16.0...f	7.2	125	11	101	1.3	6	1.2	0	0	0	—	15									
11V-1	108	30	0		14.4...f	7.1	113	15	98	0.6	6	0.7	0	0	8	11	31									
11X-1	4.5	4.5	tr.		13.6...f	6.8	170	23	159	1.5	7	3.0	0	0	8	14	43									

Recent gas.

Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f. flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> f. mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference	
																	CO <sub>2</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> N <sub>2</sub>		
11Y-1	40	—	0		12.5...f	7.1	81	4	0	20	tr.	11.4	tr.	30	31	0						
11Z-1	91	100	0		12.9...f	7.3	63	2	0	14	tr.	13.4	0	15	17	tr.						
11β-1	545±	70	0		12.6...f	7.1	56	4	0	14	tr.	10.1	tr.	15	8	0						
11γ-1	43.5	30	0		12.8...f	7.4±	75	7	0	18	tr.	13.4	tr.	12	13	55						
11ε-1	74	50	0		14.2...f	7.0	94	11	0	12	tr.	3.4	0	18	19	tr.						
11ε-2	54	25	0		13.2...f	7.0	154	7	0	12	tr.	0	0	tr.	27	31	0.5					
11η-1	65	20	0		14.5...f	6.8	470	108	1.7	21	2.5	tr.	0	0	22	29						
11η-2	?	50-100	tr.		14.1...f	6.9	350	70	1.7	10	1.5	tr.	0	tr.	17							
11θ-1	16	20	0		15.6...f	7.3	138	15	0.3	15	0.5	0	0	71	31	12						
11θ-2	42	3	0		17.3...f	6.8	250	73	105	4.0	0	0	tr.	300	113	0						
11ζ-1	34	5	0		15.2...f	7.0	94	33	0.1	13	tr.	0	tr.	90	19	tr.						
11X-1	3	50	0		14.4...f	6.4	14	15	0.5	14	tr.	2.0	0	45	13	0						
12φ-1	73	15	0		15.2...f	7.0	125	22	0.5	7	1.5	0	tr.	0	9	15						
12φ-2	36.5	15	0		14.2...f	7.0	119	22	0.5	7	2.0	0	tr.	0	11	44						
12E-1	108	22	9.51:23		17.6...f	6.6	625	161	4.3	14	30	0	0	tr.	50	62	3	9.2	0	0.379:810.7		
12F-1	128	81	27	1:2.9	15.5...f	6.6	744	211	5.3	12	35	0	0	0	70	86		9.5	0	0.382:17.1		
12F-2	83	24.6	10	1:2.5	16.7...f	6.6	625	178	5.3	11	30	0	tr.	tr.	53	85		9.3	0	0.385:74.7		
12F-3	117	17.3	8	1:2.1	17.8...f	6.6	625	187	3.8	13	30	0	tr.	tr.	50	85		10.0	0	0.282:57.3		
12F-4	2.5	n.f.	0		16.7	6.0	56	31	0.2	19	tr.	6.7	tr.	12	13	31	0					
12H-1	118	40	6	1:6.5	17.0...f	6.6	575	194	5.1	14	30	0	tr.	tr.	52	85		9.1	0	0.386:83.8		
12H-2	126	15	6.51:2.3		18.3...f	6.8	550	99	3.5	12	35	0	tr.	0	45	62		6.9	0	0.386:56.3		
12H-3	77.5	24	4.01:6		14.4...f	6.4	805	418	5.4	17	70	0	tr.	tr.	83	154		21.8	0	0.375:02.9		
12H-4	165	13	0.11:1.30		19.8...f	6.8	305	64	2.1	44	7.0	0	0	0	36	37		3.9	0	0.352:843.0		
12H-5	81	5	4	1:1.25	17.6...f	6.6	582	154	4.2	17	20	0	0	tr.	52	73		9.1	0	0.186:54.3		
12I-1	3.5	n.f.	0		15.7	6.2	125	35	0.35	97	0.3	20.2	tr.	60	61	68						
12J-1	4.5	n.f.	0		13.5	6.2	88	48	0	28	tr.	0	0	45	4	12						
12J-2	2.5	n.f.	0		16.2	6.7	88	71	0	42	1.0	tr.	tr.	45	4	1857						
12K-1	90±	n.f.	11.0		15.7	6.7	425	110	2.8	20	12.5	0	0	0	—	52		6.3	0	0.388:54.9		
12L-1	5.5	n.f.	0		19.3	6.2	113	64	146	61	tr.	0	tr.	45	34	43						
12L-2	72±	40	0		16.5...f	6.6	606	169	3.2	13.5	27.5	0	0	0	54	63		9.5	0	0.382:18.1		
12M-1	2.5	n.f.	0		19.8	6.4	225	138	0.8	41	0.9	0	0	0	27	49						
12M-2	?	50±	2.21:72		16.5...f	6.7	482	119	4.9	8.5	22.5	0	0	0	41	52		6.7	0	0.383:79.3		
12N-1	180	50	2.01:25		19.6...f	6.8	194	26	166	6.0	5.0	0	0	0	23	28		1.5	0	0.369:928.3		
12O-1	90	19.5	0.51:4.3		15.0...f	6.7	570	136	5.4	8.0	32.5	0	0	0	52	71		7.8	0	0.383:18.3		
12O-2	100>	52.0	0		20.3...f	7.0	131	6.5	2.2	6.0	5.0	0	0	0	13	31						





Lcc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	f.CO <sub>2</sub> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> mg/l	Ca++ mg/l	Redu. Power KJ/mO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference
																			CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	
14H-1	2.5	n.f.	0		16.7	6.0	225	176	239	0.3	25	10.0	0	tr.	0	16	285	4	5.3	0	0.391.6	1.8	
14J-1	?	5	0.4	1:12.5	17.2...f	6.5	219	175	232	2.1	6	4	0	tr.	tr.	12	52	4		0	0.374.821.1		
14K-1	1.8	n.f.	0		18.0	5.9	106	110	187	0	23	0.5	0	tr.	0	8	578	2	3.8	0	0.285.210.1		
14L-1	109	3	0.5	1:6	18.0...f	6.8	392	46	330	3.6	26	5.0	0	tr.	0	20	36		4.5	0	0.285.210.1		
14M-1	154	7.8	1.05	1:7.4	16.5...f	6.8	382	97	374	4.4	10	12	0	0	0	37	46						
14M-2	109	8.7	1.4	1:6.2	17.2...f	6.8	444	68	390	4.1	5	19	0	0	0	25	31	1	4.5	0	0.287.1	8.2	
14Q-1	2.0	n.f.	0		14.9	6.1	100	66	139	0.3	91	tr.	0	2.5	23	26	36						
14R-1	70	n.f.	0.1		13.1	6.6	288	101	311	3.8	6	15	0	0	0	—	79		4.9	0	0.380.514.3		
14R-2	115	100	0.3	1:330	16.0...f	6.8	200	33	178	4.2	4.5	5.0	0	0	0	26	43		1.9	0	0.372.924.9		
14R-3	108	3	0.05	1:60	14.3...f	6.8	190	51	189	2.7	8	7	0	tr.	tr.	20	43						
14R-4	108	30	0		14.9...f	7.0	100	9	82	0.4	5	1.0	0	0	tr.	16	49	3	1.4	0	0.353.744.6		
14S-1	108	0.5	0.035	1:14	14.6...f	6.7	128	40	133	1.1	3	3.5	0	tr.	tr.	17	49						
14P-1	36	10	0		14.1...f	7.1	83	7	67	0.4	4	0.9	0	0	tr.	15	31						
14V-1	52.5	130	0		12.8...f	7.3	56	4	45	0	110	0	13.4	tr.	15	16	18						
14V-2	36	40	0		13.9...f	7.1	113	9	92	0.3	8	1.0	0	tr.	8	22	31	0.5					
14V-3	36	15	0		13.5...f	6.8	94	11	79	0.35	7	1.5	0	0	tr.	21	37	3					O <sub>2</sub> cc/t
14W-1	36	200	0		12.3...f	7.4	56	2	43	0	12	0	40	0.1	30	15	5	tr.	0.2				6.0
14X-1																		tr.	0.2				6.0
14X-2																		tr.	tr.				5.0
14X-3													40.2					tr.	tr.				6.0
14X-4													67					tr.	tr.				5.0
14Z-1	4	n.f.	0		14.6	6.6	56	4	45	0	35	tr.	0	tr.	30	22	49		4.3	0	0.271.823.7		
15A-1	65.5	30	2.0	1:15	15.0...f	6.7	231	54	221	2.3	13	3.5	0	0	0	18	32	tr.					
15A-2	?	20	?		15.0...f	6.6	219	58	116	1.1	10	4.0	0	tr.	0	18	37	3					
15B-1	127	45	tr.		17.0...f	6.7	131	32	127	1.4	6	2.0	0	tr.	0	8	30	4					
15B-2	?	45	?		17.1...f	6.7	144	42	146	2.1	4	1.0	0	0	0	14	31	1					
15C-1	109	25	tr.		17.2...f	6.8	138	33	133	1.2	9	1.0	0	tr.	0	28	32	4					
15C-2	51	20	4.5	1:4.5	15.1...f	6.6	375	161	434	3.4	9	15	0	tr.	0	28	71	3	6.4	0	0.381.711.6		
15D-1	113	26	0.001	1:26.000	16.8...f	6.9	144	24	128	1.1	6	0.75	0	tr.	0	16	30	3	4.9	0.1	0.347.649.1		
15D-2	11.4	25	tr.		17.3...f	7.0	125	22	113	1.2	12	0.5	0	tr.	0	18	30	5					
15D-3	10.9	30	tr.		17.1...f	7.0	150	24	133	1.3	9	0.5	0	tr.	0	18	19	2					
15D-4	13.8	28.0	0.6	1:6.3	17.2...f	6.8	194	42	182	2.2	2	0.75	0	tr.	0	21	19	1.5	2.1	0	0.365.132.5		
15A-1	76.5	39	8.5	1:4.6	15.6...f	6.7	475	172	516	2.9	8	10	0	tr.	0	29	71	4	8.3	0	0.384.47.0		
15A-2	72.5	14	1.5	1:9	16.2...f	6.8	213	55	209	2.3	6	1.0	0	0	0	25	32	1.5	2.8	0	0.372.224.7		

Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	f.CO <sub>2</sub> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %			Reference
																				CO <sub>2</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	O <sub>2</sub>	
15B-1	72.5	26	1.0	1:26	16.0...f	6.8	244	64	241	2.8	6	2.0	0	tr.	0	0	22	62	4	0.6	0	0.379.619.6	
15C-1	112	20	0		16.8...f	7.2	112	11	92	0.3	8	0.75	0	0	0	0	13	31	4		0	0.379.511.7	
15C-2	76.5	108	2	1:54	13.2...f	6.5	200	114	259	1.8	8	10	0	0	0	0	22	47	5	8.5	0	0.379.511.7	
15D-1	2.5	n.f.	0		17.5	6.5	231	238	406	0.1	65	2.0	0	tr.	12	24	53	983	5	4	12.3	0.1	0.282.9
15D-2	?	9	0.051:180		13.1...f	6.6	525	200	580	2.9	8	6.0	0	tr.	0	0		77	5		0	0.282.9	
15G-1	2.5	n.f.	0		15.5	6.0	160	192	308	0.8	41	4.5	0	tr.	0	0	22	2967	6		0		
15J-1	2.5	n.f.	0		15.8	5.8	156	186	299	0.2	76	1.0	0	tr.	0	0	14	1575	6		0		
15K-1	109	0.5	0.551:9		18.0...f	6.8	375	53	328	3.7	21	5.0	0	tr.	0	0	19	28			0	0.374.022.6	
15M-1	143	50	0.151:330		19.1...f	7.0	313	22	249	5.5	7	5.5	0	0	0	0	5	28			0	0.378.619.6	
15R-1	126	25	0		17.0...f	7.4	109	7	86	0.8	7	1.5	0	0	0	8	9	18	2		0		
15R-2	126	13.7	0.7	1:195	16.1...f	6.7	161	33	150	1.3	9	5.5	0	tr.	tr.	tr.	22	73	5		0	0.268.030.1	
15R-3	?	40	tr.		16.5...f	7.0	124	12	102	0.9	12	1.5	0	0	0	0	17	49	3		0	0.354.843.8	
15T-1	54.5	25	0		13.8...f	7.1	50	4	40	0.7	5	tr.	1.3	0.1	30	13	31	1	2		0		
15T-2	58	5	0		14.0...f	7.0	81	11	71	0.4	4	0.9	0	0	8	14	43	2		0	0	1.0 ?	
15U-1	31	10	0		13.0...f	6.9	94	9	77	1.2	6	1.7	0	0	0	13	49	3		0	0		
15U-2	36	10	0		13.2...f	7.2	69	7	56	0.2	7	tr.	2.0	0	30	16	31	1		1			
15U-3	44	8	0		13.6...f	6.8	44	4	36	0.3	6	0.5	0	0.1	30	11	62	tr.		1			
15V-1	22.5	20	0		17.3...f	7.3	71	7	59	0.1	29	0.5	0	0.1	45	24	37	1.5					
15V-2	32.5	10	0		13.0...f	7.0	56	7	40	0.2	12	tr.	2.0	tr.	43	11	37	0.5					
15Z-1	60	30	0		14.0...f	6.9	50	4	40	0.2	5	tr.	0	0	12	10	17						
16A-1	109	30	tr.		17.3...f	6.8	138	33	133	1.0	6	1.3	0	tr.	0	16	30	1					
16A-2	2.5	n.f.	0		15.0	6.0	156	164	284	0.1	36	1.5	0	tr.	tr.	tr.	12	869	8				
16B-1	109	30	tr.		17.3...f	6.9	94	14	82	0.8	7	0.75	0	0	0	11	25	4					
16A-1	145	30	tr.		18.3...f	6.8	119	29	115	1.5	5	1.7	0	0	0	16	30	2					
16A-2	?	15	0		16.0...f	7.2	94	10	78	0.7	8	1.0	0	0	0	14	31	2					
16C-1	2.5	n.f.	0		22.5	6.0	150	230	339	0.1	91	1.0	0	tr.	75	18	282	0.5					
16F-1	2.5	n.f.	0		18.2	6.0	219	224	383	0.2	42	4.0	0	tr.	tr.	24	989	6					
16H-1	81	20	0		15.3...f	7.2	82	11	71	0.5	11	1.0	0	0	tr.	11	31	2					
16I-1	72	4.8	0.111:43		16.8...f	6.8	187	44	179	2.9	9	3.5	0	tr.	tr.	23	37	4			2.0	0	0.368.229.5
16K-1	58	4	?		17.5...f	6.9	125	20	111	1.6	8	1.5	0	tr.	tr.	2	19	3					
16N-1	51	10	0.1	1:100	15.8...f	6.7	263	88	278	2.2	33	3.0	0	tr.	0	12	30	3					
16N-2	114	80	1.5	1:53	18.5...f	7.2	300	29	246	3.5	6	3.0	0	0	0	34	44	4					
16N-3	87	12	0.071:170		19.7...f	7.3	325	20	255	2.5	14	3.0	0	0	0	30	43	4					
16O-1	70 <sup>39.5</sup>	?	0		13.6	6.6	270	93	288	0.1	25	1.5	0	tr.	15	2	19	0.5					
16O-2	87	10.7	0.161:67		17.5...f	7.0	412	68	266	2.7	31	12.5	0	tr.	0	3	52	4					

Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> f.CO <sub>2</sub> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %			Reference	
																		CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	O <sub>2</sub>		
16P-1	R	Noro			24.0	6.9	7	52		13	0	0	0	12	14	32	0					
16P-2	54	3.0	tr.		14.9...f	6.9	62	362		92	7.0	tr.	tr.	45	62	30	0.5					
16R-1	108	84	0		16.8...f	7.2	81	70	0.3	5	1.0	0	0	11	3	43	2					
16R-2	108	90	0		18.0...f	7.4	52	4	0	10	tr.	0	0	12	5	25	1					
16R-3	48.5	4	0.15	1:27	12.9...f	6.7	82	265	8	6	10	0	0	8	5	86	3	2.3	0	0.384	113.3	
16S-1	100?	35	0		15.6...f	7.0	112	13	1.2	4	1.0	0	0	0	29	49	3					
16T-1	54.5	10	0		14.4...f	7.3	56	4	0	4	0.3	0	0	15	2	31	2.5					
16T-2	51	7	0		14.1...f	7.2	50	4	0	5	0.3	0	tr.	15	2	55	0.5					
16U-1	32.5	17.4	0		12.0...f	7.0	25	4	0	6	0.5	0	tr.	30	14	49	1					
16V-1	44	20	0		12.0...f	7.4	25	2	0	7	0	2.0	0	15	14	43	1					
16W-1	32.5	15	0		11.7...f	7.4	38	7	0	8	0	2.0	0	15	14	37	0.5					
16W-2	36	30	0		12.3...f	7.3	56	4	0	13	0	0	0	38	3	37	0.5					
17A-1	91	40	0		16.0...f	6.8	163	22	0.8	18	1.5	0	0	0	21	32	6					
17B-1	100<	70	0		15.7...f	7.2	44	8	0.2	5	0.5	0	tr.	14	28	2						
17C-1	89	40	0		15.5...f	7.3	75	7	0	9	0.5	0	0	0	2	18	3					
17E-1	81.5	5	0		16.0...f	7.1	106	15	0.6	12	0.75	0	0	0	3	31	3					
17E-2	70.5	20	0		15.0...f	7.3	56	7	0.25	9	tr.	0	0	14	6	18	1.5					
17F-1	54.5	15	0		14.6...f	7.4	75	9	0.2	9	0.3	0	0	8	2	43	2					
17G-1	72.5	20	tr.		15.1...f	7.0	94	20	0.5	6	0.75	0	0	0	2	55	3					
17H-1	68.5	20	0		15.3...f	7.2	88	11	0.3	8	0.75	0	0	tr.	11	18	4					
17H-2	69	17.3	0.001	1:17,300	13.8...f	6.9	137	28	1.7	8	1.0	0	0	0	2	43	3	1.6	0	0.358	239.9	
17J-1	67	10	0		15.9...f	7.0	119	24	1.6	11	1.5	0	0	tr.	14	49	2					
17J-1	76	30	0	1:150	16.1...f	6.8	144	22	2.6	9	2.5	0	0	tr.	18	43	3	1.5	0	0.355	043.2	
17J-2	6.5>	25	0		13.4...f	6.2	44	11	0.43	0.25	0.3	1.3	tr.	tr.	8	18	tr.					
17K-1	?	8	tr.		15.5...f	7.0	119	18	1.0	8	0.5	0	0	0	1	19	1.5					
17L-1	64	2.6	0.009	1:290	16.2...f	6.8	131	31	2.1	6	1.5	0	0	0	1	36	4	1.8	0	0.356	841.8	
17L-2	78	30	0		18.3...f	7.2	150	15	0.3	13	0.5	0	0	0	2	27	3.5					
17M-1	72	5	0.005	1:1,000	18.2...f	7.3	306	18	2.39	1.2	24	3.5	0	0	21	34	5	1.2	0	0.2	?	
17O-1	8	n.f.			19.9	6.8	144	68	1.72	0.1	20	0.75	0	0	14	16	17	0				
17Q-1	54	7	0.05	1:140	18.9...f	7.2	156	35	1.48	1.7	13	4.0	0	tr.	4	36	3	2.0	0	0.356	940.8	
17Q-2	118	100	0		20.7...f	7.2	162	18	0.9	20	2.0	0	0	0	4	25	3.5					
17R-1	76.5	18.7	2.5		15.7...f	6.8	288	79	4.0	14	5.0	0	tr.	0	2	73	5	3.2	0	0.377	219.3	
17R-2	58	30	tr.		14.5...f	7.0	182	33	1.65	2.3	9	7.0	0	tr.	0	55	4					
17R-3	140	80	0		18.9...f	7.2	94	9	0.3	5	0.7	0	0	14	3	31	1					
17S-1	76.5	30	?		15.7...f	7.0	63	9	0.2	9	0.8	0	0	15	2	37	1.5					

Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Water Temp. °C flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> f. mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %					Reference
																	CO <sub>2</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	
17S-2	82	80	0	14.5...f	7.2	31	24	0	7	tr.	0	0	30	5	49	1						
17S-3	63.5	9	0	15.0...f	7.2	37	29	0.1	6	0.25	0	0	23	2	180	1						
17T-1	54.5	12	0	13.2...f	7.4	50	40	0	4	0.25	0	0	15	2	49	1.5						
17T-2	36	17	0	12.5...f	7.2	50	47	0.1	9	0	0	0	38	2	15	0.5						
18A-1	47	10	0	13.5...f	6.8	25	4	0.1	7	tr.	0	0	12	11	19	tr.						
18A-1	?	5	0	13.7...f	7.2	75	8	0.1	7	0.3	0	0	12	14	25	0.5						
18A-2	5.5 n.f.	0	0	17.9	6.0	44	30	0	35	0	20.1	0.2	15	10	30	1						
18A-1	94.5	35	0.0031:11.500	15.6...f	6.8	125	40	1.9	7	1.0	0	tr.	0	19	31	1					0.378.219.4	
18A-2	85.5	4.5	0.0021:2.250	15.5...f	6.7	144	26	1.7	6	1.0	0	tr.	0	2	28	1					0.359.137.7	
18C-1	?	3	0.03 1:100	14.6...f	6.7	175	44	1.6	3	1.5	0	0	0	18	55	3					0.248.448.2	
18D-1	91?	3.3	0	15.3...f	7.3	69	9	0.2	10	0.3	0	0	tr.	7	18	3						
18E-1	72.5	30	tr.	16.0...f	7.0	125	19	0.8	9	0.75	0	0	tr.	11	37	3						
18F-1	76.5	30	0	13.8...f	7.3	63	9	0.15	10	0.3	0	0	14	3	37	1						
18H-1	40p-99.5	30	0	13.8...f	7.2	69	11	0.3	9	0	0	0	8	18	43	1.5						
18H-2	58	40	0	13.5...f	7.4	81	9	0	9	0	0	0	12	3	31	1.5						
18J-1	?	5	0	6.7		69	15	0.2	11	0.75	1.3	0	0	13	31	1						
18J-2	54	15	0	13.8...f	7.2	75	9	0.25	9	0.75	0	tr.	tr.	9	31	2						
18K-1	67	17	0	14.0...f	7.2	56	9	0.3	9	0.3	0	0	14	2	15	1						
18M-1	64	5	0	16.6...f	7.3	75	9	0.3	14	0.3	0	0	0	1	27	3						
18M-2	22	17	—	14.5...f	7.1	50	7	0.2	9	tr.	0	0	14	14	7	0.5						
18M-3	77	25	0	18.6...f	7.6	81	7	0.3	10	0.75	0	0	tr.	11	18	1						
18M-4	60	10	0	16.1...f	7.3	56	4	0.2	10	tr.	0	0	0	12	22	10						
18O-1	67	30	—	17.3...f	7.6	81	15	0.1	10	0.5	0	0	8	13	17	5						
18O-2	?	?	—	20.5...f	6.8	119	24	0.1	13	0.8	0	0	12	6	19	0.5						
18P-1	87	15	0	23.1...f	7.3	243	24	0.15	95	3.0	0	0	210	4	42	3.5						
18Q-1	124	55	0	22.2...f	7.4	112	7	0.2	9	0.8	0	0	0	5	42	3						
18R-1	73	10	?	17.2...f	6.7	194	44	2.1	6	7.0	0	tr.	0	1	80	4						
18R-2	84	2.1	0.05	16.5...f	6.9	219	51	1.2	17	8.0	0	tr.	0	3	68	4						
18R-3	123.5	150	0	20.0...f	7.4	69	7	0	6	0.5	0	0	tr.	2	49	2						
18S-1	73	10	0	16.5...f	7.1	81	4	0.2	5	0.6	0	0	12	2	49	1.5						
18S-2	50	7	0	15.3...f	7.1	94	9	0.5	6	1.0	0	0	0	2	22	1						
18T-1	49	30	0	13.5...f	7.2	44	2	0	11	tr.	6.6	0	23	2	37	1						
18U-1	45.5	8	0	12.6...f	7.2	63	4	0	13	tr.	6.7	tr.	15	4	49	1						
18V-1	35	20	0	12.0...f	7.4	44	2	0	10	tr.	3.4	0	38	2	19	0.5						
18Y-1				19.1	6.7	25	2	0	2	0	0	0	30	14	19	0						

R. Umanii-gazaki





Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> f. mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference
																		CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	
20U-2	Spring				16.0...f	6.2	50	35	71	0	0	20.1	0.05	15	17	19	tr.					
21A-1	5.5	n. f.	0		14.1	6.1	25	22	40	0	0.3	13.4	tr.	14	15	44	0.5					
21B-1	36	3	0		16.1...f	6.8	300	56	273	0.25	44	0	tr.	105	60	42	2					
21B-2	18	3	0		14.5...f	7.2	138	16	116	0.1	87	0	tr.	120	28	27	2					
21D-1	45.5	5	0		14.5...f	7.3	75	9	63	0.15	2.0	0	tr.	12	5	12	1					
21E-1	29	5	0		15.5...f	6.8	81	9	68	0.1	0.75	13.4	tr.	14	5	18	0.5					
21G-1	36.5	7	0		12.0...f	7.1	63	9	59	0.1	0.3	13.4	0	12	2	12	0.5					
21P-1	45.5	n. f.	---		18.4	6.6	37	9	36	0	tr.	0	tr.	11	18	7	tr.					
21Q-1	6.0	n. f.			16.2	6.2	81	26	85	0	38	tr.	0.1	15	17	30						
21U-1	Spring	Water			19.1...f	6.2	44	24	57	0	15	0	6.7	12	9	13						
21V-1	"	"	9		18.3...f	6.0	31	22	44	0	9	0	5.3	12	9	13						
21X-1	"	"	4.0		15.5...f	6.3	25	7	25	0	10	0	0	30	21	22	0					
22D-1	32	?	0		14.9	7.3	94	9	77	0	13	0.3	0	14	5	25	0.5					
22P-1	R	Noro			18.2	7.1	44	4	36	0	5	tr.	2.6	11	6	17	tr.					

第 2 表 觀 測 表 (川 崎)

Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> f. mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> mg/l	Ca <sup>++</sup> mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference	
																		CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
Kawasaki-3	78	---	17		16.5...f	6.6	338	104	349	4.5	20.0	0.0	tr.	0.0	22	63	8.0						
28	105	---	40		17.0...f	6.6	670	254	740	4.5	30.0	0.0	tr.	0.0	40	70	6.0	12.1	0.1	0.283	0	4.6	
2	78	---	15		17.0...f	6.6	369	144	412	4.3	12.5	0.0	tr.	tr.	40	57	7.0	6.9	0.0	0.383	7	9.1	
39	98	---	45		18.0...f	6.7	638	236	669	3.8	30.0	0.0	tr.	tr.	19	47	4.0	10.1	0.0	0.285	7	4.0	
7	63	---	10		20.0...f	6.6	369	106	374	2.7	18	12.5	0.0	tr.	35	68	3.0						
42	103	---	25		17.0...f	6.7	657	206	683	4.3	33.0	0.0	tr.	0.0	34	68	5.0	10.5	0.0	0.382	6	6.6	
29	107	---	35		17.0...f	6.7	694	354	857	4.3	40.0	0.0	tr.	tr.	40	75	4.0	12.7	0.1	0.383	4	3.5	
40	106	---	40		17.0...f	6.7	719	270	791	3.7	38.0	0.0	tr.	tr.	37	70	5.0						
48	100	---	40		17.2...f	6.6	657	236	713	4.0	35.0	0.0	tr.	0.0	35	73	3.0	12.7	0.1	0.384	3	2.6	
45	103	---	40		18.0...f	6.7	644	272	739	4.2	32.5	0.0	tr.	0.0	37	52	4.0	13.4	0.0	0.183	6	2.9	



Loc. No.	Well Dep. m	Water Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Vol. m <sup>3</sup> /d	Gas Water Ratio	Water Temp. °C f... flowing	pH	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	f.CO <sub>2</sub> mg/l	Total CO <sub>2</sub> mg/l	Sol. CH <sub>4</sub> meter %	Cl <sup>-</sup> mg/l	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> mg/l	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> mg/l	NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> mg/l	Ca++ mg/l	Redu. Power KMnO <sub>4</sub> mg/l	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> mg/l	Gas Composition %				Reference
																			CO <sub>2</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	
Kawasaki...50 101	—	—	50	—	17.0...f	6.6	476	176	594	4.4	3	35.0	0.0	tr.	0.0	32	73	6.0	11.2	0.0	0.281.7	6.9	—
78	84	—	25	—	16.3...f	6.5	739	336	871	3.3	11	35.0	0.0	tr.	0.0	49	104	—	11.1	0.0	0.381.7	6.9	—
79	67	—	15	—	15.3...f	6.5	625	204	653	4.0	31	20.0	0.0	tr.	0.0	47	104	—	15.1	0.0	0.381.1	3.5	—
80	78	—	30	—	15.2...f	6.5	676	204	691	4.9	34	20.0	0.0	tr.	0.0	26	85	7.0	11.7	0.1	0.383.2	4.7	—
81	90	—	35	—	16.2...f	6.4	463	308	862	4.2	14	35.0	0.0	tr.	0.0	21	98	—	13.7	0.0	0.383.0	3.0	—
13	75	—	5	—	15.5...f	6.6	325	96	332	3.0	38	12.5	0.0	tr.	0.0	10	149	3.0	15.8	0.0	0.280.5	3.5	—
63	99	—	45	—	17.9...f	6.7	500	128	490	4.5	6	35.0	0.0	tr.	0.0	18	63	5.5	—	0.0	0.185.9	5.9	—
18	43	—	10	—	15.7...f	6.7	325	92	328	2.8	25	10.0	0.0	tr.	0.0	18	57	5.0	8.1	0.0	0.281.2	12.8	—
14	42	—	15	—	15.3...f	6.5	363	108	371	4.1	38	12.5	0.0	tr.	0.0	15	63	5.0	—	0.0	0.281.2	12.8	—
55	102	—	30	—	17.9...f	6.7	500	120	482	4.2	8	40.0	0.0	tr.	0.0	24	66	4.0	—	0.0	0.184.3	7.5	—
58	82	—	15	—	15.7...f	6.6	300	124	342	2.3	8	27.5	0.0	tr.	0.0	30	67	6.0	—	0.0	0.385.0	7.4	—
20	98	—	35	—	17.6...f	6.6	450	112	438	3.0	8	28.0	0.0	tr.	0.0	30	52	5.0	7.3	0.0	0.284.5	8.5	—
21	100	—	25	—	17.3...f	6.7	512	160	531	3.9	11	27.5	0.0	tr.	0.0	22	70	5.0	6.5	0.0	0.281.6	9.2	—
22	109	—	25	—	17.5...f	6.6	562	148	555	4.0	8	27.5	0.0	tr.	0.0	30	73	6.0	9.0	0.0	0.281.6	6.5	—
26	99	—	30	—	17.3...f	6.6	537	140	529	3.6	9	32.0	0.0	tr.	0.0	26	60	3.5	8.7	0.0	0.284.6	6.5	—
24	91	—	10	—	16.4...f	6.6	425	136	444	4.5	13	20.0	0.0	tr.	0.0	25	68	7.0	9.2	0.1	0.382.8	7.6	—
23	107	—	25	—	17.6...f	6.6	525	156	537	2.0	8	27.5	0.0	tr.	0.0	28	60	7.0	7.3	0.0	0.384.6	7.8	—
56	101	—	15	—	17.3...f	6.6	687	228	726	4.7	8	38.0	0.0	tr.	0.0	37	77	5.0	9.5	0.0	0.383.5	6.7	—
41	102	—	45	—	17.6...f	6.6	588	228	655	4.2	9	32.0	—	—	—	36	—	—	12.0	0.0	0.281.7	6.1	—
30	105	—	7	—	16.3...f	6.6	535	144	542	4.6	11	27.0	0.0	tr.	0.0	31	57	4.0	11.1	0.1	0.385.1	3.4	—
54	109	—	15	—	16.8...f	6.6	588	200	627	4.3	8	35.0	0.0	tr.	0.0	45	73	6.0	11.1	0.0	0.385.0	3.6	—
61	102	—	20	—	17.5...f	6.5	700	212	720	4.0	9	36.0	0.0	tr.	0.0	37	60	4.0	13.2	0.1	0.283.8	2.7	—
11	35	—	5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.0	tr.	0.0	17	57	5.0	5.0	0.0	0.177.8	17.1	—
39	98	—	45	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.0	tr.	0.0	32	77	6.5	11.1	0.1	0.284.1	4.5	—
8	94	—	30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.0	tr.	0.0	40	6.0	6.0	12.1	0.1	0.283.0	4.6	—

第 3 表 観 測 表 (天 董)





## Résumé

## Natural Gas in the Vicinity of Yamagata City

by

Kōji Motojima &amp; Yoshijirō Shinada

Geochemical survey by means of underground water method for natural gas in the vicinity of Yamagata City was carried out from the beginning of June to the beginning of August, 1950.

The results are summarized as follows:

- (1) Natural gas dissolved in water exists in the Quaternary sand and gravel beds.
- (2) Gas-bearing beds can be classified into three groups.

upper	GI	depth	7-48 m
middle	GII (best gas reservoir)		40-105 m
lower	GIII		100-200 m

- (3) Gas producing area has high contents of dissolved  $\text{CH}_4$ , free  $\text{CO}_2$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{Ca}^{++}$  and P. In such area underground water shows low value of pH. On the contrary, the area of clean water (with no  $\text{CH}_4$  gas) has low contents of dissolved  $\text{CH}_4$ , free  $\text{CO}_2$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{Ca}^{++}$ , P, and high contents of  $\text{NO}_2^-$  or  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{--}$  and dissolved  $\text{O}_2$ .
- (4) Chemical compositions of gas obtained from Osato-mura, Kurazo-mura and Sagaé-machi are as follows: (volume %)

$\text{CH}_4$	55.4 — 89.2 %
$\text{CO}_2$	1.3 — 15.6 %
$\text{C}_n\text{H}_m$	0.0 — 0.3 %
$\text{N}_2$	0.0 — 44.0 %
$\text{O}_2$	0.0 — 0.3 (?) %
Calorie	4,750— 7,650 K. Cal/m <sup>3</sup>

- (5) Estimate of reserves was calculated by saturation method for GII and GIII. Inferred total reserves is  $284 \times 10^6$  m<sup>3</sup> for the areas of 63 km<sup>2</sup> of GII bed and 38 km<sup>2</sup> of GIII bed.
- (6) In this region, in the present state of exploitation, gas is produced by large number of bamboo-casing wells, whose inner diameters are 1 1/2" or about. They are considered as not so effective. Effective exploitation methods, suggested from the present survey, are as follows:
  - a) Well casing of large diameter.
  - b) Strong gas lift.
  - c) Perfect water-shut-off.
  - d) Use of perforated pipe.
  - e) Reasonable well-spacing.





The Geological Survey of Japan has published in the past several kinds of reports such as the Memoirs, the Bulletin, and the Reports of the Geological Survey.

Hereafter all reports will be published exclusively in the Reports of the Geological Survey of Japan. The currently published Report will be consecutive with the numbers of the Report of the Imperial Geological Survey of Japan hitherto published. As a general rule each issue of the Report will have one number, and for convenience's sake, the following classification according to the field of interest will be indicated on each Report.

- |                              |   |  |
|------------------------------|---|--|
| A. Geology & allied sciences | } | a. Geology.<br>b. Petrology and Mineralogy.<br>c. Palaeontology.<br>d. Volcanology and Hotspring.<br>e. Geophysics.<br>f. Geochemistry.  |
| B. Applied geology           | } | a. Ore deposits.<br>b. Coal.<br>c. Petroleum and Natural Gas.<br>d. Underground water.<br>e. Agricultural geology.<br>Engineering geology.<br>f. Physical prospecting.<br>Chemical prospecting & Boring. |
| C. Miscellaneous             |   |  |
| D. Annual Report of Progress |   |  |

Note: Besides the regularly printed Reports, the Geological Survey is newly going to circulate "Bulletin of the Geological Survey of Japan." which will be published monthly commencing in July 1950

本所刊行の報文類の種目には従来地質要報、地質調査所報告等があつたが今後はすべて刊行する報文は地質調査所報告に改めることとし、その番號は従来地質調査所報告を追つて附けることにする、そして報告は一報文につき報告1冊を原則とし、その分類の便宜の爲に次の如くアルファベットによる略號を附けることにする。

- A 地質及びその基礎科學  
    に関するもの
  - a. 地 質
  - b. 岩石、鉱物
  - c. 古生物
  - d. 火山、温泉
  - e. 地球物理
  - f. 地球化學
- B 応用地質に関するもの
  - a. 鉱 床
  - b. 石 炭
  - c. 石油、天然瓦斯
  - d. 地下水
  - e. 農林地質、土木地質
  - f. 物理探鉱、化學探鉱及び試錐
- C そ の 他
- D 事業報告

なお刊行する報文以外に當分の間報文を謄寫して配布したものに地下資源調査所速報があつたが今後は地質調査所月報として第1号より刊行する。

昭和 29 年 9 月 5 日印刷

昭和 29 年 9 月 10 日発行

著作権所有 工業技術院  
地質調査所

印刷者 田 中 春 美

印刷所 田中幸和堂印刷所

東京都台東区東黒門町 3 番地





**REPORT No. 161**

GEOLOGICAL SURVEY OF JAPAN

Katsu KANEKO, Director

**NATURAL GAS IN THE VICINITY  
OF YAMAGATA CITY**

BY

Kōji MOTOJIMA & Yoshijirō SHINADA

GEOLOGICAL SURVEY OF JAPAN

Hisamoto-chō, Kawasaki-shi, Japan

1 9 5 4