شناسایی ساختارهای زمین شناسی مناسب جهت ذخیره سازی گاز طبیعی در مناطق غربی کشور (گزارش تکمیلی)

پژوهشگاه صنعت نفت

مرکز مطالعات اکتشاف و تولید

پژوهشکده علوم زمین - واحد زمین شناسی نفت

واحد نظارت:

انجمن مهندسی گاز ایران

گزارش شماره RIPI-GS-PG-81

توسط:

مهران مرادپور، پوران نظریان سامانی، حسن نادری، جواد هنرمند، مهدی جعفری طادی

ایران - تهران

بهار ۱۳۹۱

شرکت ملی گاز ایران

مدیریت پژوهش و فناوری

عنوان طرح:

ذخیره سازی گاز در مناطق غربی کشور

عنوان پروژه:

شناسایی ساختارهای زمین شناسی مناسب جهت ذخیره سازی زیرزمینی گاز طبیعی در مناطق غربی کشور (استان‌های کرمانشاه، ایلام و همدان)

تهیه کنندگان:

مهران مرادپور، حسن نادری، پوران نظریان سامانی، مهدی جعفری طادی

پژوهش زمین شناسی نفت

پژوهشگاه صنعت نفت

واحد نظارت:

انجمن مهندسی گاز ایران

بهار ۱۳۹۱

با توجه به تقاضای روز افزون نفت و گاز جهت مصارف خانگی و صنعتی در کشور، ذخیره سازی گاز طبیعی در ساختارهای طبیعی از ضرورت خاصی برخوردار است. بطور کلی عملیات ذخیره سازی گاز طبیعی با انگیزه رفع نیازهای اجرایی و استراتژیک، عدم آسیب‌پذیری در برابر نوسانات قیمت و مواجه‌شدن با ناآرامی‌ها انجام می‌شود. ذخیره‌سازی گاز معمولاً" به‌دلیل نیاز شهرها و مراکز صنعتی، در مجاورت این مناطق و یا خطوط انتقال گاز انجام می‌شود.

کاربرد اصلی پروژه حاضر، عملیاتی شدن پروژه تزریق گاز به منظور ذخیره‌سازی آن در ساختارهای زیرزمینی می‌باشد. برداشت مجدد گاز تزریق شده در مواقع افزایش میزان مصرف اعم از مصارف خانگی و یا صنعتی کاربرد کاملا محسوس در صنایع و همچنین رفاه عمومی مردم دارد. ذخیره سازی گاز طبیعی نقشی حیاتی در اعتماد سازی تهیه گاز طبیعی مورد تقاضای مشترکین و یا مشتریان دارد. این امر تنها به عنوان یک عامل تعدیل کننده بین انتقال و توزیع ایفای نقش می‌نماید تا تهیه گاز طبیعی را با تغییرات میزان تقاضا، که ناشی از تغییر فصول است، بیمه سازد. علاوه بر اهداف ذکر شده، در برخی از کشورها ذخیره سازی به دلایل تجاری توسط سهامداران صنایع انجام می‌گیرد. از جمله این موارد می‌توان به ذخیره سازی در زمان پایین بودن قیمت گاز طبیعی و توزیع و فروش آن در زمان بالا رفتن قیمت اشاره نمود.

طرح ذخیره سازی گاز در مناطق غربی ایران طی توافق نامه‌ای تحقیقاتی بین شرکت ملی گاز ایران و پژوهشگاه صنعت نفت به شماره گ۱۴۴۰۰/۰ مورخ ۱۳۸۵/۱۲/۱۵ مورد تصویب قرار گرفت. این طرح که در قالب دو فاز انجام خواهد گرفت شامل فاز ۱، که پروژه انجام شده می‌باشد و فاز ۲ که در آن پس از مشخص نمودن ۲ ساختار مناسب، به بررسی دقیق‌تر آن‌ها و ارائه مدل استاتیک مخزنی از این ساختمان‌ها (در قالب ۲ پروژه) پرداخته خواهد شد.

هـدف از اجـرای پـروژه:

هدف از اجرای این پروژه، شناسایی ساختمانهای زمین‌شناسی (تاقدیس‌ها و گنبدهای نمکی) مناسب در مناطق غربی کشور به منظور ذخیره سازی گاز طبیعی در زیرزمین می‌باشد.

این پروژه در قالب پنج فعالیت از تاریخ ۱۳۸۶/۱۱/۳۰ تا ۱۳۸۷/۹/۳۰ توسط کارشناسان واحد زمین شناسی نفت پژوهشگاه صنعت نفت (مجری) و به درخواست مدیریت پژوهش و فن آوری شرکت

ملی گاز ایران (کارفرما) انجام گردیده است که عنوانها و خلاصه‌ای از کارهای انجام شده در هر فعالیت در زیر آورده شده است:

فعالیت شماره ۱ : گردآوری، مرور، و بررسی منابع اطلاعاتی موجود (۱۳۸۶/۱۱/۳۰ تا ۱۳۸۷/۱/۳۰)

طی این فعالیت، تمام منابع اطلاعاتی گستره مورد مطالعه (اعم از داده‌ها، گزارشات، مقالات، نقشه‌ها، تصاویر ماهواره‌ای و غیره)، گردآوری، مرور و بررسی شده، و به عنوان مبنایی برای فعالیتهای آتی قرار گرفت.

فعالیت شماره ۲ : بررسی وضعیت خطوط انتقال گاز در گستره غرب کشور (۱۳۸۷/۱/۳۰ تا ۱۳۸۷/۲/۳۰)

طی این فعالیت، توزیع جغرافیایی خطوط انتقال گاز در گستره غربی کشور، در یک سیستم اطلاعات جغرافیایی (GIS) پیاده شد و مورد بررسی قرار گرفت.

فعالیت شماره ۳ : شناسایی ساختارهای زمین‌شناسی (تاقدیس‌ها و گنبدهای نمکی) موجود در گستره مورد مطالعه (۱۳۸۷/۲/۱ تا ۱۳۸۷/۵/۱)

در این فعالیت موزائیک نقشه‌های زمین‌شناسی و تصاویرماهواره‌ای در گستره غرب کشور تهیه و ساختارهای زمین‌شناسی مستعد ذخیره‌سازی در گستره مورد مطالعه تعیین گردید.

فعالیت شماره ۴ : اولویت‌بندی ساختارهای مناسب برای ذخیره‌سازی گاز (۱۳۸۷/۵/۱ تا ۱۳۸۷/۶/۱)

طی این فعالیت، مشخصات زمین‌شناسی ساختارهای مستعد ذخیره‌سازی، به صورت یک بانک اطلاعاتی ارائه و ساختارهای موجود باتوجه به عواملی از قبیل عمق ساختار، فاصله ساختار تا خطوط انتقال گاز و نیز ویژگی‌های زمین‌شناسی اولویت‌بندی گردید.

فعالیت شماره ۵ : تهیه و تدوین گزارش نهایی (۱۳۸۷/۶/۱ تا ۱۳۸۷/۹/۳۰)

طی این فعالیت، گزارش نهایی پروژه تهیه و تدوین گردید.

این مطالعه و بررسی تلاشی برای شناسایی ساختارهای مناسب در استان‌های غربی ایران، شامل استان‌های ایلام، لرستان، کرمانشاه و همدان می‌باشد که امید است نتایج حاصل از آن در ذخیره‌سازی گاز طبیعی قابل استفاده باشد، به طوری‌که با پایان یافتن این مطالعات و انجام مطالعات تکمیلی و در

نهایت اقدام به آماده سازی و ایجاد تسهیلات ذخیره سازی گاز طبیعی بتوان گاز طبیعی را در فصل‌هایی که مصرف کم است، در ساختارهای زیرزمینی ذخیره و در فصول پرمصرف برداشت و پس از وارد کردن به خطوط لوله انتقال گاز در اختیار مصرف کنندگان قرار داد.

مسئول طرح ذخیره سازی — **جواد هنرمند**

مسئول پروژه فاز ۱ و تکمیلی فاز ۱ — **مهران مرادپور**

انجمن مهندسی گاز ایران

فهرست مطالب

چکیده ۱
۱-۱- مقدمه ۴
۱-۲- اهداف ذخیره سازی ۵
۱-۳- امکان سنجی پروژه ۷
۲-۱- تاقدیس انجیر ۱۰
۲-۱-۱- چاه شماره ۱ انجیر ۱۱
۲-۱-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن ۱۲
۲-۱-۲-۱- سطح تماس گاز و آب ۱۵
۲-۱-۲-۲- فشار مخزن ۱۶
۲-۱-۳- محاسبات حجمی ۱۶
۲-۱-۴- نتیجه گیری ۱۶
۲-۲- تاقدیس باباحبیب ۲۱
۲-۳- تاقدیس داربادام ۲۴
۲-۳-۱- بررسی داده‌های مهندسی مخزن ۲۵
۲-۳-۱-۱- سطح تماس گاز و نفت و آب ۲۶
۲-۳-۱-۲- فشار مخزن ۲۷
۲-۳-۲- محاسبات حجمی ۲۷
۲-۳-۳- نتیجه گیری ۲۸
۲-۴- تاقدیس دره بانه ۳۱
۲-۴-۱- چاه شماره ۱ دره بانه ۳۲
۲-۴-۱-۱- چینه شناسی چاه شماره ۱ دره بانه ۳۳
۲-۴-۱-۱-۱- سازند گورپی ۳۳
۲-۴-۱-۱-۲- سازند ایلام ۳۳
۲-۴-۱-۱-۳- سازند سروک ۳۴
۲-۴-۱-۱-۴- سازند گرو ۳۴
۲-۴-۱-۲- اطلاعات به دست آمده در طی حفاری ۳۴
۲-۴-۱-۳- بررسی داده‌های مهندسی مخزن ۳۷

۱-۳-۱-۴-۲- سطح تماس گاز و آب ۳۷
۲-۳-۱-۴-۲- فشار مخزن ۳۸
۲-۴-۲- محاسبات حجمی ۳۸
۳-۴-۲- نتیجه گیری ۳۹
۵-۲- تاقدیس دیره ۴۰
۱-۵-۲ چاه شماره ۱ دیره ۴۲
۲-۵-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن ۴۵
۱-۲-۵-۲- سطح تماس گاز و آب ۴۸
۲-۲-۵-۲- فشار مخزن ۴۸
۳-۵-۲- محاسبات حجمی ۴۸
۴-۵-۲- نتیجه گیری ۴۹
۶-۲- تاقدیس سمند ۵۱
۱-۶-۲- چاه شماره ۱ سمند ۵۲
۱-۱-۶-۲- هرزروی‌های عمده، افزایش‌های حجم گل حفاری و آثار هیدروکربنی ۵۳
۲-۶-۲- چاه شماره ۲ سمند ۵۸
۱-۲-۶-۲- هرزروی‌های عمده، افزایش‌های حجم گل حفاری و آثار هیدروکربنی ۵۸
۲-۲-۶-۲- ویژگی‌های مخزنی در میدان سمند ۶۴
۳-۶-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن ۶۸
۱-۳-۶-۲- سطح تماس گاز و آب ۶۸
۲-۳-۶-۲- فشار مخزن ۶۹
۴-۶-۲- محاسبات حجمی ۶۹
۵-۶-۲- نتیجه گیری ۶۹
۷-۲- تاقدیس گلمهک ۷۰
۱-۷-۲-چاه گلمهک-۱ ..... ۷۰
۲-۷-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن ۷۲
۱-۲-۷-۲- فشار و سطوح سیالات ۷۵
۳-۷-۲- محاسبات حجمی ۷۵
۴-۷-۲- نتیجه گیری ۷۵

۲-۸- تاقدیس گوار ۷۶
۲-۸-۱- چینه شناسی تاقدیس گوار ۷۷
۲-۸-۲- بررسی داده های مهندسی مخزن ۷۸
۲-۸-۲-۱- سطح تماس گاز و نفت و آب ۷۸
۲-۸-۲-۲- فشار مخزن ۷۸
۲-۸-۳- محاسبات حجمی ۷۹
۲-۸-۴- نتیجه گیری ۷۹
۲-۹- تاقدیس ویزنهار ۸۱
۲-۹-۱- بررسی مخزنی تاقدیس ویزنهار ۸۳
۲-۹-۲- چینه شناسی تاقدیس ویزنهار ۸۴
۲-۹-۲-۱- سازندهای تفکیک نشده آسماری/ شهبازان: ۸۵
۲-۹-۲-۲- سازندهای تفکیک نشده پابده/ امیران: ۸۵
۲-۹-۲-۳- سازند گورپی ۸۵
۲-۹-۲-۴- گروه بنگستان: ۸۵
۲-۹-۳- بررسی ساختمانی تاقدیس ویزنهار ۸۷
۲-۹-۴- بررسی دادههای مهندسی مخزن ۹۱
۲-۹-۴-۱- سطح تماس گاز و نفت و آب ۹۲
۲-۹-۴-۲-فشار مخزن ۹۲
۲-۹- ۵- محاسبات حجمی ۹۲
۲-۹-۶- نتیجه گیری ۹۳
۲-۱۰- میدان هالوش ۱۰۳
۲-۱۰-۱- چاه شماره ۱ هالوش ۱۰۴
۲-۱۰-۲- بررسی دادههای مهندسی مخزن ۱۰۵
۲-۱۰-۲-۱- سطح تماس گاز و آب ۱۰۶
۲-۱۰-۲-۲- فشار مخزن ۱۰۶
۲-۱۰-۲-۳- سیال مخزن ۱۰۶
۲-۱۰-۳- محاسبات حجمی ۱۰۷
۲-۱۰-۴- نتیجه گیری ۱۰۷

۳- نتیجه گیری ۱۱۲
۳-۱- تاقدیس انجیر ۱۱۲
۳-۲- تاقدیس باباحبیب ۱۱۳
۳-۳- تاقدیس داربادام ۱۱۳
۳-۴- تاقدیس دره بانه ۱۱۴
۳-۵- تاقدیس دیره ۱۱۶
۳-۶- تاقدیس سمند ۱۱۷
۳-۷- تاقدیس گوار ۱۱۸
۳-۸- تاقدیس گلمهک ۱۱۹
۳-۹- تاقدیس ویزنهار ۱۲۰
۳-۱۰- تاقدیس هالوش ۱۲۱
۳-۱۱- نتیجه گیری کلی ۱۲۲

انجمن مهندسی گاز ایران

فهرست اشکال

شکل ۲-۱-۱- نقشه خطوط همتراز عمقی سرسازند دالان در تاقدیس انجیر (مقیاس ۱:۲۵۰۰۰) ۱۸
شکل ۲-۱-۲ - تطابق چینه‌ای نهشته‌های ژوراسیک و تریاس بین تاقدیس‌های... ..... ۱۹
شکل ۲-۱-۳ - یک برش ساختمانی از تاقدیس‌های انجیر و سورگاه همراه با... ..... ۲۰
شکل۲- ۳-۱- نقشه خطوط همتراز عمقی سرسازند ایلام در تاقدیس داربادام. ۳۸
شکل۲-۴-۱- نقشه خطوط همتراز همراه با محاسبه حجم تقریبی سنگ مخزن ایلام... ..... ۳۹
شکل۲- ۴-۲- نقشه خطوط همتراز زیر زمینی در سر سازند ایلام برای تاقدیس دره بانه. ۴۰
شکل۲-۵-۱- نمایی از یک برش ساختمانی تاقدیس‌های دیره، امام حسن و ۵۰
شکل۲- ۵-۱- نقشه خطوط همتراز زیرزمینی برای افق دهرم (سازند دالان) در میدان سمند. ۶۶
شکل ۲-۵-۲- نمایی از یک برش ساختمانی در میدان سمند. ۶۷
شکل۲-۹-۱- تطابق چینه‌ای بین تاقدیس‌های ماله کوه، ویزنهار و گوار. ۸۸
شکل۲-۹-۲- نمایی از برش‌های ساختمانی بر روی تاقدیس ویزنهار. ۹۴
شکل۲-۹-۳- نمایی از برش ساختمانی شماره ۱ تاقدیس ویزنهار. ۹۵
شکل۲-۹-۳- نمایی از برش ساختمانی شماره ۲ تاقدیس ویزنهار. ۹۶
شکل۲-۹-۴- نمایی از برش ساختمانی شماره ۳ تاقدیس ویزنهار. ۹۷
شکل۲-۹-۶- نقشه خطوط هم ضخامت زیرزمینی سر سازند ایلام در میدان ویزنهار. ۹۸
شکل۲-۹-۷- نقشه خطوط هم ضخامت سازند ایلام در بخشی از منطقه مورد مطالعه... ..... ۹۹
شکل۲-۹-۸- نقشه خطوط هم ضخامت برای سازند سورگاه در بخشی از منطقه مورد مطالعه... ..... ۱۰۰
شکل۲-۹-۹- نقشه خطوط هم ضخامت برای سازند سروک در بخشی از منطقه مورد مطالعه... ..... ۱۰۱
شکل۲-۹-۱۰- نقشه خطوط همتراز و محاسبه حجم تقریبی سنگ مخزن ایلام تا... ..... ۱۰۲
شکل۲-۹-۱۱- نقشه خطوط هم تراز و محاسبه حجم تقریبی سنگ مخزن سروک تا... ..... ۱۰۲
شکل۲-۱۰-۱- تطابق زون‌های مخزنی بنگستان در میادین هالوش، سرکان و ماله کوه. ۱۰۹
شکل۲-۱۰-۲ - تطابق سازندهای حفاری شده در چاه‌های شماره یک میادین... ..... ۱۱۰
شکل۲-۱۰-۳- نقشه خطوط همتراز و محاسبه حجم تقریبی سنگ مخزن تا عمق ۴۰۰۰- در... ..... ۱۱۱

فهرست جداول

جدول ۲-۱-۱ - اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ انجیر..... ۱۳
جدول ۲-۱-۲- اطلاعات نمودارهای پتروفیزیکی تهیه شده از چاه شماره ۱ انجیر. ۱۴
جدول ۲-۱-۳- هرزروی‌های صورت گرفته در طی حفاری چاه شماره ۱ انجیر. ۱۵
جدول ۲-۱-۴- خلاصه نتایج آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۱ انجیر..... ۱۶
جدول ۲-۱-۵- اطلاعات آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۱ انجیر. ۱۷
جدول ۲-۲-۱ - اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ باباحبیب. ۲۳
جدول۲- ۳-۱- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ داربادام..... ۲۶
جدول۲- ۳-۳- مشخصات نمودارهای پتروفیزیکی رانده شده در چاه شماره ۱ داربادام. ۲۷
جدول۲- ۳-۳- مشخصات آزمایشات ساق مته انجام شده (درحالت حفره باز) در چاه شماره ۱ داربادام..... ۲۸
جدول۲- ۳-۴- مشخصات آزمایشات مغزه انجام شده در چاه شماره ۱ داربادام. ۲۸
جدول۲- ۳-۵ - آنالیز کمی گاز جمع آوری شده در آزمایش تولید چاه شماره ۱میدان داربادام..... ۲۸
جدول۲-۳-۶- مشخصات فشار سازند ایلام در آزمایش**Build-up pressure** در چاه-۱ میدان داربادام. ۲۹
جدول۲-۴-۱- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و عمق سازندهای حفاری شده در تاقدیس دره‌بانه. ۳۲
جدول۲-۴-۲- اطلاعات مربوط به هرزروی گل در حین حفاری چاه شماره ۱ در تاقدیس دره بانه. ۳۵
جدول۲-۴-۳- مشخصات مربوط به مغزه تهیه شده از چاه شماره ۱ تاقدیس دره بانه. ۳۵
جدول۲-۴-۴- اینتروال با شکستگی فراوان در چاه شماره ۱ دره بانه (بر اساس مطالعات پتروفیزیکی). ۳۶
جدول ۲-۴-۵- ویژگی زون‌های مخزنی و فواصل آنها در تاقدیس دره بانه (بر حسب متر). ۳۶
جدول۲-۴-۶- اطلاعات مربوط به نمودارهای الکتریکی تهیه شده در چاه شماره ۱ تاقدیس دره بانه..... ۳۷
جدول۲-۴-۷- اطلاعات مربوط به نمودارهای تولید تهیه شده در چاه شماره ۱ تاقدیس دره بانه. ۳۷
جدول۲-۴-۸- فواصل و نتایج حاصل از آزمایشات ساق مته در چاه شماره ۱ تاقدیس دره بانه. ۳۸
جدول۲-۴-۹- اینتروال‌هایی که نشانه‌های هیدروکربوری در آنها دیده شده است..... ۳۸
جدول۲- ۵-۱- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت وسن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ دیره. ۴۳
جدول۲-۵-۲- هرزروی‌های صورت گرفته در طی حفاری چاه شماره ۱ دیره..... ۴۴
جدول ۲-۵-۳- مشخصات مغزه‌های برداشت شده از چاه شماره ۱ دیره. ۴۴
جدول۲-۵-۴- نمودارهای الکتریکی برداشت شده در چاه شماره ۱ دیره. ۴۵
جدول۲-۵-۵- اینتروال و نتایج آزمایشات ساق مته انجام شده (حالت حفره باز) در چاه دیره-۱..... ۴۷
جدول۲-۶-۱- اینتروال، لیتولوژی، عمق سازندها، ضخامت و سن آنها در چاه شماره ۱ سمند..... ۵۴

جدول۲-۶-۲- آزمایش ساق مته انجام شده از چاه شماره ۱ سمند (حفره باز). ۵۵
جدول۲-۶-۳- آزمایش تولید انجام شده از چاه شماره ۱ سمند. ۵۵
جدول۲-۶-۴- نتایج فشار به دست آمده از آزمایش تولید چاه شماره ۱ سمند. ۵۵
جدول۲-۶-۵- هرزروی‌های صورت گرفته در طی حفاری چاه شماره ۱ سمند. ۵۵
جدول۲-۶-۶- نمودارهای پتروفیزیکی تهیه شده و فواصل عمقی آنها در چاه شماره ۱ سمند. ۵۷
جدول۲-۶-۷- مشخصات زون‌های دارای توان مخزنی چاه شماره ۱ سمند که... ..... ۵۷
جدول۲-۶-۸- نتیجه آنالیز اولیه گاز جمع آوری شده در آزمایش تولید چاه شماره ۱ سمند. ۵۸
جدول۲-۶-۹- اینتروال، لیتولوژی، عمق سازندها، ضخامت و سن آنها در چاه شماره ۲ سمند. ۶۱
جدول۲- ۵-۱۰- اطلاعات مربوط به آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۲ سمند. ۶۲
جدول۲-۶-۱۱- فواصل و لیتولوژی حاصل از مغزه‌های تهیه شده از چاه شماره ۲ تاقدیس سمند. ۶۲
جدول۲-۶-۱۲- نمودارهای پتروفیزیکی تهیه شده و فواصل عمقی آنها در چاه شماره ۲ سمند. ۶۴
جدول۲-۶-۱۳- پراکندگی تخلخل در سازندهای مختلف چاه شماره ۲ سمند. ۶۵
جدول۲-۶-۱۴- ویژگی‌های زون‌های مخزنی در میدان سمند. ۶۵
جدول ۲-۷-۱- مشخصات مغزه برداشت شده از چاه شماره ۱ گلمهک. ۷۱
جدول۲-۷-۲- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ گلمهک. ۷۱
جدول۲-۷-۳- هرزروی‌های گل حفاری صورت گرفته در طول حفاری چاه شماره ۱ گلمهک. ۷۲
جدول۲-۷-۴- مشخصات نمودارهای پتروفیزیکی رانده شده در چاه شماره ۱ گلمهک. ۷۳
جدول۲-۷-۵- اطلاعات آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۱ گلمهک ۷۴
به دلیل مشخص نبودن خواص سنگ مخزن و درصد اشباع آب ارزیابی حجمی تخلخل مخزن امکان پذیر نبود. ۷۵
جدول ۲-۸-۱- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ گوار. ۷۷
جدول ۲-۸-۲- مشخصات مربوط به نمودارهای پتروفیزیکی رانده شده در چاه شماره ۱ تاقدیس گوار. ۷۸
جدول ۲-۸-۳- مشخصات مربوط به آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۱ تاقدیس گوار. ۷۹
جدول ۲-۸-۴- مشخصات مربوط به آزمایشات تولید انجام شده در چاه شماره ۱ تاقدیس گوار. ۷۹
جدول۲-۹-۱- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده درچاه شماره ۱ ویزنهار. ۸۲
جدول۲-۹-۲- داده‌های مربوط به تجزیه نمونه‌های گاز سازندهای سروک/گرو در چاه ۱ ویزنهار. ۸۳
جدول۲-۹-۳- ویژگی مخزنی سازندهای گروه بنگستان در تاقدیس ویزنهار. ۸۴
جدول ۲-۹-۴- ویژگی‌های مخزنی زون‌های مختلف مخزنی میدان ویزنهار. ۸۴
جدول ۲-۹-۵- ویژگی‌های مخزنی سازندهای گروه بنگستان در میدان ویزنهار. ۸۴

جدول ۲-۹-۶- مشخصات مربوط به نمودارهای پتروفیزیکی رانده شده در چاه شماره ۱ ویزنهار. ۹۰
جدول۲-۹-۷- اطلاعات مربوط به هرزروی گل در حین حفاری چاه شماره ۱ تاقدیس ویزنهار. ۹۲
جدول ۲-۹-۸- اطلاعات مربوط به آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۱ تاقدیس ویزنهار. ۹۳
جدول۲-۱۰-۱- اینتروال، ضخامت و لیتولوژی سازندهای حفاری شده در میدان هالوش. ۱۰۵
جدول۲-۱۰-۲- فواصل و نتایج حاصل از آزمایشات ساق مته در چاه شماره ۱ میدان هالوش. ۱۰۶
جدول۲-۱۰-۳- ویژگی‌های مخزنی سازندهای گروه بنگستان در چاه شماره ۱ هالوش. ۱۰۷
جدول۲-۱۰-۴- اطلاعات فشار، دما و نتایج حاصل از آزمایش گاز در چاه شماره ۱ میدان هالوش. ۱۰۸
جدول ۲-۱۰-۵- اطلاعات مخزنی در سازندهای مختلف در میدان‌های انتخاب شده برای تزریق گاز. ۱۰۸

انجمن مهندسی گاز ایران

چکیده

به منظور بررسی ساختارهای مناسب ذخیره سازی در منطقه مورد مطالعه که در موقعیت ۱۹' ۴۵° تا ۰۰'، ۴۹° طول شرقی و ۴۵'، ۳۱° تا ۱۵'، ۳۵° عرض شمالی قرار گرفته و استان‌های ایلام، کرمانشاه، همدان و بخش‌هایی از لرستان و خوزستان را شامل می‌شود، ابتدا تعداد ۱۴۱ ساختار زمین شناسی شناسایی گردید.

مناسب بودن یک ساختار زمین شناسی به منظور ذخیره سازی گاز طبیعی مستلزم فراهم بودن مجموعه‌ای از پارامترها است. پس از ارزیابی‌های اولیه، تعداد زیادی از ساختارهای شناسایی شده، طی چند مرحله فیلتر شدند.

در پایان ارزیابی اولیه ساختارها، تعداد ۲۳ تاقدیس مورد ارزیابی کامل‌تر قرار گرفتند. نتایج مطالعات انجام شده بر روی ۲۳ ساختار انتخابی به شرح ذیل می‌باشد و مشروح آن در گزارش زمستان ۱۳۸۸ موجود است :

۱- ساختمان‌های ویزنهار و هالوش به عنوان اولویت‌های اول ذخیره سازی انتخاب شدند.

۲- ساختمان‌های، سمند، باباقیر، بانکول، داربادام، دیره و گوار در اولویت دوم ذخیره سازی قرار گرفتند.

۳- تاقدیس‌های نفت، ماهیدشت، ویژنان، امام حسن، پاتاق، سایواه، انجیر، میله سرخ، و امیران نیز به دلیل فراهم نبودن شرایط ذخیره سازی، فاقد ارزش برای ذخیره سازی تشخیص داده شدند.

۴- پیرو مذاکرات شفاهی که با حضور نمایندگان هیات ناظر و نماینه کارفرما برگزار گردید بنا به درخواست جناب آقای مهندس سروش دره بانه به عنوان کاندید برای مطالعه بیشتر به عنوان ذخیره سازی در سفره آبی معرفی گردید.

۵- مطالعات انجام شده بر روی تاقدیس گلمهک، به دلیل عمق زیاد این سازند (عمق بیش از ۴۰۰۰ متری از سطح زمین) و نسبتا کوچک بودن تاقدیس، آبدار بودن سازند آسماری و عدم حفاری سازندهای ایلام و سروک و درنتیجه عدم آگاهی از کیفیت این مخزن و پیچیدگی ساختمانی منطقه برای ذخیره سازی توصیه نگردید.

سپس تعداد ۱۱ ساختمان برای ارزیابی بعدی توسط کارفرما کاندید شدند که شامل ساختمان‌های سکوران، باباحبیب، سمند، هالوش، ویزنهار، گلمهک، انجیر، داربادام، دره بانه، گوار و دیره می‌باشند و پس از بررسی مجدد آنها نتایج زیر بدست آمد:

- از این بین تاقدیس سکوران یک ساختمان ژئوفیزیکی بوده و در بررسی‌های انجام شده وجود آن منتفی گردید.
- در دیگر تاقدیس‌های پیشنهادی (هالوش، ویزنهار، داربادام، انجیر، گوار، باباحبیب، دره بانه، گلمهک) اطلاعات مخزنی از قبیل فشار مخزن و داده‌های تولید ناقص بود. داده‌های پتروفیزیکی تفسیر نشده بود.
- آنالیز گاز در تاقدیس سمند نیز مقدار گاز ترش را بالا گزارش کرده بود.

در پایان می‌توان بررسی‌های انجام شده را چنین خلاصه نمود:

- ✓ ساختار انجیر با داشتن برونزد افق‌های آسماری و بنگستان، تبدیل شدن افق خامی به رخساره‌های کم تراوای گرو، تنها افق دهرم (۴۲۰۰ متر از سطح زمین) آن جای تحقیق بیشتر دارد. با توجه به ابعاد ساختمان و مشخصه‌های مخزنی نسبتا مناسب در سازند دالان می‌توان این میدان را در اولویت سوم قرار داد تا در صورتی که ذخیره سازی در شرایط سخت و هزینه آور مورد نظر قرار گیرد، در مورد آن مطالعه بیشتری صورت گیرد.
- ✓ ساختمان باباحبیب به دلیل برونزد داشتن افق آسماری، عدم وجود زون رودیستی و گسترش رخساره‌های مربوط به دریای باز (و البته نسبتا عمیق) در سازند سروک است و نزدیک به افقی بودن لایه بندی و عدم وجود بستگی مناسب در افق‌های پایین‌تر از سروک نمی‌تواند موردی مناسب برای ذخیره سازی محسوب گردد.
- ✓ ساختمان داربادام با داشتن تخلخل و تراوایی نسبتا خوب در تنها افق مخزنی حفاری شده (افق ایلام) به دلیل وجود گاز هیدروژن سولفوره در یکی از آزمایشات انجام شده و همچنین گسل‌های عمیق در ساختمان، وجود آب لب شور در سازند و چشمه‌های آسفالت و نفت سبک موجود در اطراف تاقدیس احتمال نشتی در مخزن آن وجود دارد. بنابراین مناسب ذخیره سازی تشخیص داده نمی‌شود.
- ✓ ساختمان دره بانه به دلیل برونزد داشتن افق آسماری، بالای سطح تراز دریا قرار گرفتن افق ایلام، فشار کم افق سروک (در عمق ۳۱ متری زیر سطح تراز دریا قرار گرفته است)، تبدیل شدن بخش عمده افق خامی به رخساره‌های کم تراوای سازند گرو، عرض کم این ساختمان و عمق نسبتا زیاد افق حفاری نشده دهرم (بیش از ۳۶۵۰ متر از سطح زمین)، علیرغم بزرگ بودن میدان و کلیه ویژگی‌های آن، مناسب ذخیره سازی نمی‌باشد.
- ✓ ساختمان دیره با دارا بودن گاز خشک در افق بنگستان و گرو و داده‌های ضد و نقیض در مورد ویژگی‌های مخزنی نیاز به مطالعه بیشتر داشته و برای ارزیابی مجدد پتروفیزیکی

پیشنهاد می‌شود تا پس از آن بتوان نظر قطعی در مورد آن ارائه نمود. بنابراین این ساختار در حال حاضر مناسب نبوده و به منظور مطالعه بیشتر در اولویت سوم قرار می‌گیرد.

- ✓ ساختار سمند با داشتن با داشتن برونزد افق‌های آسماری و بنگستان، تبدیل شدن افق خامی به رخساره‌های کم تراوای سازند گرو و همچنین عمق زیاد (۴۲۰۰ متر از سطح زمین) و محتوای گاز ترش افق دهرم مناسب ذخیره سازی تشخیص داده نمی‌شود.
- ✓ ساختار گوار با داشتن بستگی افقی و قائم مناسب در افق بنگستان دارای فشار مخزنی بسیار پایین در افق ایلام و فشار پایین در افق سروک و گرو (که در کوهان غربی به ترتیب در عمق ۱۲۰ و ۵۲۰ متری از سطح دریا قرار گرفته‌اند)، است. با توجه به امید به بهبودی شرایط مخزنی در کوهان شرقی و با توجه به در دسترس نبودن داده‌های چاه تازه حفاری شده گوار شرقی، برای مطالعه بیشتر این میدان، می‌توان آن را در اولویت سوم قرار داد تا در صورتی که شرایط کوهان شرقی مناسب بود به مخزن مناسبی برای ذخیره سازی تبدیل شود.
- ✓ ساختمان گلمهک به دلیل عمق زیاد (بیش از ۴۰۰۰ متر)، پیچیدگی ساختمانی، تخلخل و تراوایی پایین و آبدار بودن مخزن مناسب ذخیره سازی تشخیص داده نمی‌شود.
- ✓ ساختمان ویزنهار دارای دو مخزن جداگانه و با فشار قابل ملاحظه بوده و سازند ایلام دارای شرایط مناسب برای ذخیره سازی می‌باشد ولی مخزن سروک-گرو نیاز به بررسی داده‌های لرزه‌ای داشته تا ارتباط آن با تاقدیس مجاور (مانوران) مشخص شود. بنابراین در اولویت دوم ذخیره سازی قرار می‌گیرد.
- ✓ ساختمان هالوش با دارا بودن شرایط مناسب در اولویت اول ذخیره سازی جای می‌گیرد.
- ✓ در کل نیاز به اطلاعات کامل و جدید در زمینه ژئوفیزیک، زمین شناسی، پتروفیزیک و بویژه مهندسی مخزن برای مطالعه دقیق یک چنین طرح ارزشمند ملی ضروری می‌باشد.

۱-۱- مقدمه

این تحقیق تلاشی برای شناسایی ساختارهای مناسب در استان‌های غربی ایران می‌باشد که امید است نتایج حاصل از آن در ذخیره‌سازی گاز طبیعی قابل استفاده باشد، کاربرد اصلی این تحقیق عملیاتی شدن پروژه تزریق گاز به منظور ذخیره‌سازی آن در ساختارهای زیرزمینی می‌باشد. برداشت مجدد گاز تزریق شده در مواقع افزایش میزان مصرف اعم از مصارف خانگی و یا صنعتی کاربرد کاملا محسوس در صنایع و همچنین رفاه عمومی مردم دارد.

گاز طبیعی از طریق حفر چاه، همراه با سایر هیدروکربن‌ها و ناخالصی‌هایی نظیر آب، دیگر گازها، ماسه و ... تولید می‌شود. این گاز پس از تصفیه و جداسازی توسط خطوط لوله به مناطق مورد استفاده فرستاده می‌شود. واحد اندازه گیری رایج آن نیز فوت مکعب یا متر مکعب بوده که در شرایط دما و فشار نرمال[۱] محاسبه می‌شود.

ذخایر زیرزمینی گاز طبیعی را می‌توان به ۶ دسته تقسیم نمود که عبارتند از:

- مخازن گازی عمیق[۲]
- مخازن گازی با تراوایی کم[۳]
- شیل‌های حاوی گاز[٤]
- لایه‌های ذغالی حاوی متان[٥]
- زون‌های تحت فشار زمین شناسی[٦]
- هیدرات‌های مناطق قطبی و زیر دریایی[۷]

گاز طبیعی را می‌توان برای مدت نامشخصی ذخیره نمود. اکتشاف، تولید و انتقال گاز طبیعی امری زمانبر است و در این حال گاز طبیعی که به محل‌های مصرف می‌رسد، همیشه در همان زمان مورد نیاز نیست و بنابراین به درون تاسیسات زیرزمینی تزریق و ذخیره می‌شود. این تاسیسات زیرزمینی را

[1] -Normal Pressure & Temperature
[2] -Deep Gas
[3] -Tight Gas
[4] -Gas-containing shales
[5] - Coal bed Methane
[6] - Geopressureized zones
[7] - Arctic and subsea gas hydrates

می‌توان در نزدیکی مراکز فروش و یا مصرفی که خود امکان به کارگیری از گاز طبیعی تولید شده را ندارند، ایجاد نمود.

ذخیره سازی گاز طبیعی معمولا در مخازن بزرگ صورت می‌گیرد. سه نوع اصلی تسهیلات زیر زمینی برای ذخیره سازی گاز طبیعی شامل مخازن تخلیه شده نفت و گاز، سفره‌های آب زیرزمینی و ساختارهای نمکی تخلیه شده می‌باشند. در مخازن نفتی و یا گاز میعانی که کمی تخلیه شده‌اند[8] نیز همزمان با ازدیاد برداشت نفت و یا میعانات گازی، ذخیره سازی گاز صورت می‌گیرد.

سه نوع اصلی تسهیلات ذخیره سازی گاز طبیعی زیر سطحی وجود دارد:

۱. مخازن خالی شده
۲. سفره‌های آبی[9]
۳. حفرات نمکی

۲-۱- اهداف ذخیره سازی

هدف از این طرح ذخیره‌سازی گاز طبیعی در ساختارهای زیرزمینی می‌باشد. بنابراین ضرورت انجام این مطالعه در دو بخش توجیه ذخیره‌سازی گاز طبیعی و ذخیره‌سازی زیرزمینی آن قابل ارائه می‌باشد.

با توجه به اینکه حدود ۵۲ درصد از انرژی مورد استفاده در ایران از گاز طبیعی تامین می‌شود و تقاضای انرژی و به ویژه گاز طبیعی یا LNG جهت مصارف خانگی و صنعتی در سراسر دنیا رو به افزایش است و کشور ما نیز از این قاعده مستثنی نمی‌باشد، ضرورت ذخیره سازی گاز طبیعی به‌عنوان یک نیاز اساسی احساس می‌شود. متاسفانه شاید به دلیل منابع عظیم گاز در کشور، رشد مصرف داخلی بیشتر شده و این امر موجب آن شده است که به دلیل وجود مخازن نفت و گاز در بخش‌های محدودی از کشور، گستره وسیعی از کشور در چند سال اخیر و در فصول پرمصرف دچار کمبود گاز شود و با این وجود میزان ذخیره سازی در کشور همچنان در عدد صفر باقی بماند. همچنین با توجه به اینکه ایران

[8] -Partially Depleted
[9] - Aquifers

صادر کننده گاز می‌باشد و جهت ثبات در بازار نیاز به تولید کم نوسان/ثابت دارد، ذخیره سازی گاز طبیعی را به عنوان یک ضرورت اجتناب ناپذیر مطرح می‌نماید.

هم اکنون شرکت ذخیره سازی گاز، که زیر مجموعه‌ای از شرکت ملی گاز می‌باشد، متولی این امر بوده و تاکنون فعالیت‌های سازنده‌ای را در این راستا برنامه ریزی و در برخی از بخش‌ها تا مرحله عملیاتی راهبری نموده است. در حال حاضر ذخیره سازی در دنیا بیشتر در مخازن خالی شده (حدود ۸۰ درصد) و نیز گنبدهای نمکی صورت می‌پذیرد و از آنجاکه مخازن تخلیه شده و کلیه اطلاعات مربوط به آن در اختیار شرکت ملی نفت می‌باشد، هماهنگی و همکاری این دو شرکت ملی نقشی انکار ناپذیر در پیشبرد این امر استراتژیک خواهد داشت.

به طور کلی مزایای ذخیره سازی زیر زمینی را می‌توان در بخش‌های مختلف استراتژیک، اقتصادی، محیطی و غیره عنوان کرد و از آن جمله به مواردی همچون: درجه بالای امنیت در مقابل آتش سوزی و انفجار، محافظت در مقابل عملیات خرابکاری و احتمالا حمله هوایی و بمباران دشمن، هزینه ارزان‌تر ساخت و نگهداری تجهیزات ذخیره سازی زیر زمینی اشاره نمود.

موضوع ذخیره‌سازی گاز طبیعی از موضوعاتی است که سوابق اولیه مطالعه آن به ویژه در ایران مرکزی (اطراف قم) به حدود ۴۰ سال پیش بر می‌گردد. در ابتدا گنبد نمکی یا کوه نمک قم، واقع در پلانج شمال غربی تاقدیس البرز مطرح گردید که به دلایلی ایجاد حفره و ذخیره‌سازی گاز در این ساختار نمکی توجیه نداشت و کار ادامه پیدا نکرد. در سال‌های بعد امکان ذخیره‌سازی گاز در ساختارهای زیرزمینی اطراف قم، ساوه، سمنان، ورامین همچون تاقدیس‌های تلخه، یورت‌شاه و حتی تاقدیس البرز به عنوان یک مخزن خالی شده و تاقدیس سراجه مطرح گردید و مطالعاتی نیز در این زمینه با مشارکت شرکت‌های خارجی همچون "سفره گاز" فرانسه و یک شرکت آلمانی انجام شد که بخش‌هایی از این مطالعات نیز (چاه‌های البرز، سراجه و یورت‌شاه) نیز در پژوهشگاه صنعت نفت انجام شده است. اما همانطور که اشاره گردید در این مطالعات اولا تمرکز اصلی در مناطق مرکزی ایران و به ویژه اطراف قم متمرکز شده بود و ثانیا تمرکز عمدتا روی میدان خاصی انجام شده بود.

[1] - Plunge

جهت انتخاب ساختارهای مناسب زمین شناسی به منظور ذخیره سازی گاز طبیعی، پارامترهای زیر مورد نظر قرار گرفته شدند:

۱- ویژگی‌های مخزنی

۲- داشتن سنگ پوش مناسب

۳- عمق لایه مخزنی نسبت به سطح منطقه و سطح تراز آب دریا

۴- وضعیت ساختمان (از نظر شکل، میزان بستگی افقی و قائم و وجود گسل)

۵- فشار مخزن

۶- مشخصات سیال

۷- مقدار و کیفیت داده‌ها و یا اطلاعات موجود در مورد میادین

۳-۱- امکان سنجی پروژه

اگرچه سازند آسماری مهم‌ترین سنگ مخزن هیدروکربوری در میادین جنوب غرب کشورمان محسوب می‌شود، اما رخنمون یافتن آن در محدوده مورد مطالعه این پروژه، باعث شده است که این سازند از لیست سازندهای با قابلیت ذخیره سازی حذف شود. سازندهای پابده، گورپی، سورگاه و گرو نیز که عمدتا متشکل از تناوب آهک رسی، شیل و مارن هستند کیفیت مخزنی مناسبی نداشته و می‌توانند به عنوان سنگ منشاء و یا پوش سنگ ارزیابی شوند. بنابراین مهم‌ترین اهداف مخزنی در ساختمان‌های مورد مطالعه سازندهای ایلام و سروک می‌باشند و در صورت رخنمون یافتن این سازندها، افق‌های پائین‌تر شامل گروه خامی و دهرم (کنگان و دالان) هدف اکتشافی بعدی خواهند بود.

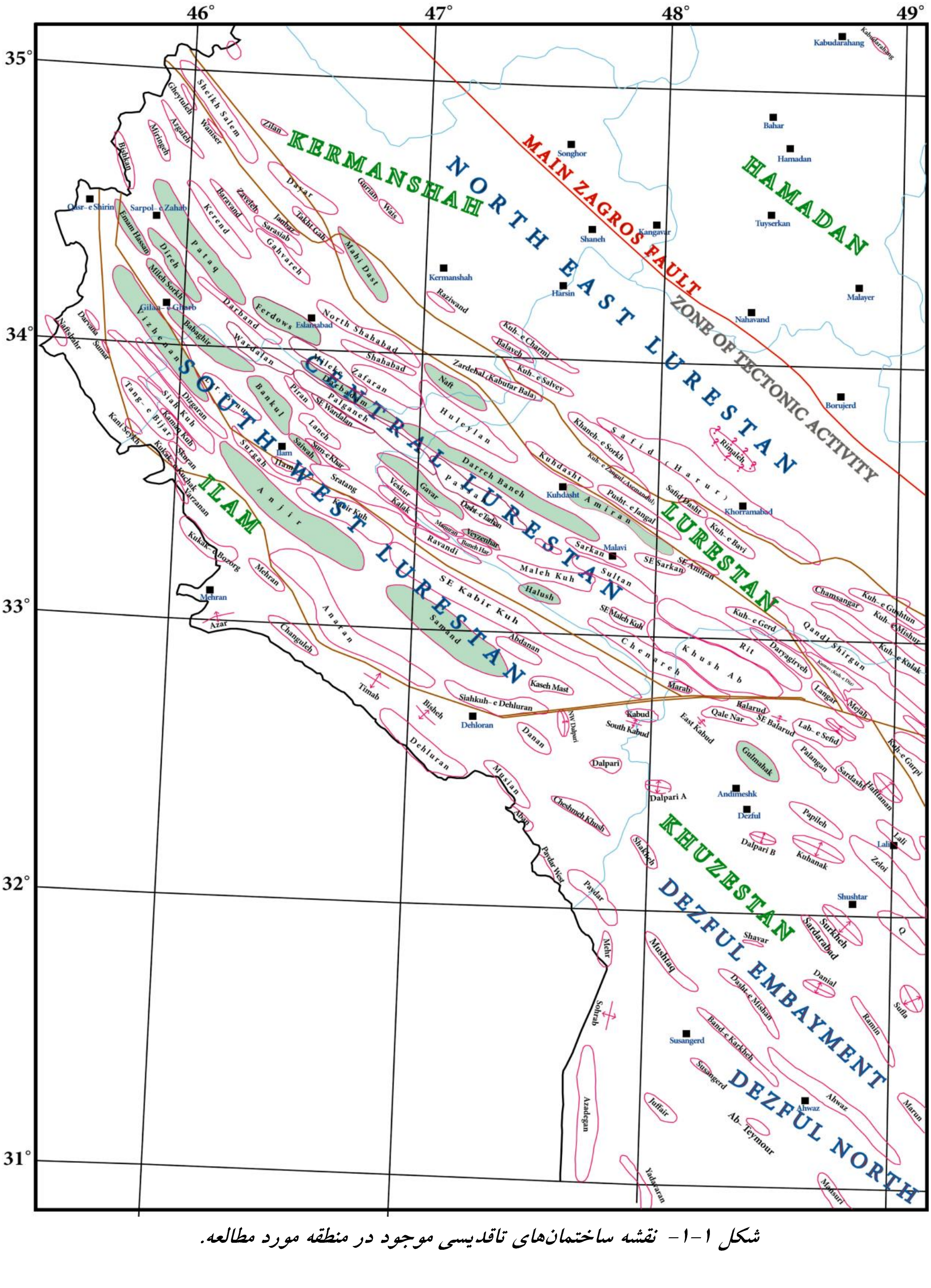
به منظور بررسی ساختارهای موجود در منطقه مورد مطالعه که در بر گیرنده استان‌های ایلام، همدان و کرمانشاه و بخشی از استان‌های مجاور آنها می‌باشد، ابتدا کلیه ساختارهای زمین شناسی شناسایی گردید. این کار با استفاده از نقشه‌های زمین شناسی موجود در گستره مورد مطالعه و همچنین اطلاعات موجود در مورد ساختارهای زیرسطحی انجام شده و در اولین مرحله مطالعه، تعداد ۱۴۱ ساختمان زمین شناسی شناسایی گردید. در بخش بعدی از این فاز مخزن از نظر مهندسی مورد ارزیابی قرار گرفت و نهایتا" تعداد ۱۰ تاقدیس مورد ارزیابی کامل‌تر قرار گرفتند.

این ۱۰ عدد ساختار از حیث داشتن اطلاعات مهندسی بسیاز ضعیف بوده و مطالعه دقیق نیازمند استفاده از داده‌های کامل و جامع می‌باشد.

با توجه به درخواست‌های مکرر جهت دریافت اطلاعات از مدیریت اکتشاف و رایزنی‌های زیاد انجام شده با کارشناسان آن مدیریت، نهایتا" این ۱۰ ساختمان از میان ساختارهای مشخص شده برای مطالعه تکمیلی انتخاب گردید. با توجه به اینکه مخزن آسماری در این ساختارها برونزد داشت، لاجرم هدف بعدی که مخزن بنگستان می‌باشد مورد بررسی قرار گرفت. بر اساس اطلاعات دریافتی و همچنین مقداری اطلاعات که در پژوهشگاه صنعت نفت موجود بود، اقدام به بررسی دقیق‌تر ویژگی‌های ساختارها به منظور ذخیره سازی گاز گردید. این ساختارها در نهایت بر اساس خواص مخزن، و همچنین آنالیزها و تفسیرهای موجود اولویت بندی شدند.

ساختارهایی که در این پروژه فاز تکمیلی مورد مطالعه کامل‌تر قرار گرفتند عبارتند از: سمند، ویزنهار، هالوش، دره بانه، داربادام، انجیر، دیره، گلمهک و گوار که نتایج این مطالعه در ادامه ارائه می‌گردد.

انجمن مهندسی گاز ایران



شکل ۱-۱- نقشه ساختمان‌های تاقدیسی موجود در منطقه مورد مطالعه.

۱-۲- تاقدیس انجیر

این تاقدیس سطح الارضی با علامت اختصاری "AR" که توسط شرکت عامل INPECO مطالعه شده است، در ناحیه لرستان و زیر ناحیه لرستان جنوبی، در ۲۳ کیلومتری جنوب غربی شهرستان ایلام و در موقعیت جغرافیایی '۱۲،°۴۶ تا '۴۱،°۴۶ طول شرقی و '۱۴،°۳۳ تا '۳۸،°۳۴ عرض شمالی قرار گرفته است.

این ساختمان با ابعاد ۴۸ کیلومتر طول و حداکثر ۱۲/۵ کیلومتر عرض در افق ایلام در ۲۳ کیلومتری شهرستان ایلام قرار گرفته و از نوع ساختمان‌های پشت نهنگی[1] در افق بنگستان با چین خوردگی جعبه‌ای[2]، نامتقارن دارای سه کوهان و آزیموت محوری ۱۲۰ درجه نسبت به شمال می‌باشد. شیب عمومی یال جنوب غربی ۴۰ درجه (۲۱ تا ۴۶ درجه) و در یال شمال شرقی ۲۰ درجه (۱۵ تا ۳۷ درجه) اندازه‌گیری شده است. این تاقدیس که دارای ساختار کوهستانی است دارای ستیغ پهن با شیب ملایم می‌باشد.

سازندهای سروک، سورگاه، ایلام، گورپی، بخش امام حسن، سازند پابده و آسماری در این ساختمان برونزد داشته که از این بین سازند ایلام بیشترین رخنمون را به خود اختصاص داده است.

این ساختمان با هدف اولیه دسترسی به افق‌های خانه کت و دهرم به ترتیب با عمق تقریبی ۳۵۱۰ متر و ۴۲۹۰ متر از سطح منطقه و به ترتیب ۱۸۶۴ و ۲۶۴۴ متر زیر سطح تراز دریا مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت که در نتیجه خشک اعلام گردید. اهداف ثانویه این حفاری شامل آهک‌های بخش زیرین گرو به عمق ۳۸۰۰ تا ۵۴۱۵ فوت از سطح زمین (۴۸۸ بالای سطح تراز دریا تا ۵ متر زیر سطح تراز دریا)، سازند موس به عمق ۷۵۳۵ تا ۷۷۷۵ فوت از سطح زمین (۶۵۱ تا ۷۲۴ متر زیر سطح تراز دریا) و همچنین سازند نجمه با عمق ۸۰۷۰ تا ۱۱۵۱۵ فوت از سطح زمین (۸۱۴ تا ۱۸۶۴ متر زیر سطح تراز دریا) بوده است. البته پس از حفاری تا حدودی این عمق‌ها دستخوش تغییر گردید که عمق سر سازندهای حفاری شده، همراه با لیتولوژی آنها در جدول ۲-۷-۱ آمده است.

[1] - Whale-back structure
[2] - Box folding

بستگی افقی تاقدیس انجیر در افق‌های دشتک (تریاس) و دهرم (پرموتریاس) به ترتیب ۲۴۵ و ۱۹۳/۵ کیلومتر مربع و بستگی عمودی آنها نیز به ترتیب حدود ۱۰۰۰ و ۷۰۰ متر تخمین زده شده است. نقشه خطوط هم‌تراز افق دهرم در شکل ۲-۱-۱ ارائه شده است.

نقطه ریزش[3] تمامی افق‌های مخزنی در ساختمان انجیر/کلاک در قسمت شمال غربی بین تاقدیس‌های سیاه کوه و انجیر قرار دارد.

ساختمان‌های مجاور تاقدیس انجیر شامل سورگاه در شمال، سیاه کوه در شمال غرب، اناران در جنوب و کبیرکوه در شرق - جنوب شرق می‌باشند (شکل ۱-۱). ساختمان‌های هیدروکربوری نزدیک به این تاقدیس نیز شامل بانکول در شمال شرق، باباقیر در شمال، میله سرخ در شمال غرب وچنگوله در جنوب می‌باشند (شکل ۱-۱).

تطابق چینه‌ای نهشته‌های ژوراسیک و تریاس بین تاقدیس انجیر و تاقدیس‌های حفاری شده انجیر، کبیرکوه، هلیلان، شاه آباد شمالی، پاتاق، امام حسن و ویژنان در شکل ۲-۱-۲ آمده است. در شکل ۳-۱-۲ نیز یک برش ساختمانی از تاقدیس‌های انجیر و سورگاه همراه با موقعیت چاه شماره ۱ انجیر نشان داده شده است.

در این میدان تعداد یک حلقه چاه حفاری شده است که بر اساس اطلاعات موجود در مورد آن، تمامی افق‌های مخزنی دارای آب بوده و تنها در کربنات‌های سازند نیریز احتمال وجود گازغیر قابل اشتعال وجود دارد.

۱-۱-۲- چاه شماره ۱ انجیر

چاه شماره ۱ انجیر بر روی تاقدیس انجیر/کلاک، که یک ساختمان پشت نهنگی به طول ۸ کیلومتر و روند ساختاری جنوب شرقی- شمال غربی است، و در موقعیت جغرافیایی ۱۶۲۳۱۰۰ متر طول شرقی و ۱۲۷۹۴۵۰ متر عرض شمالی (سیستم لامبرت) و در سال ۱۹۷۴ میلادی حفاری شده است. بخش میانی این تاقدیس به وسیله یک دره عمیق (کانجم چم) قطع شده است. در این دره برش تقریبا کاملی از گروه بنگستان (شامل سازندهای ایلام، سورگاه و سروک)، که تا بخش قاعده‌ای

[3] - Spill Point

سازند سروک نیز ادامه یافته، برونزد دارد. بلندترین قسمت‌های این ساختمان، که دارای سه کوهانک است، دو کوهانک وجود دارد که توسط یک زین با ۲۰۰ متر ارتفاع کم‌تر نسبت به دو کوهانک و روند شرقی – غربی از یکدیگر جدا می‌شوند و شامل:

- ✓ کلاک که بلندترین کوهانک است و
- ✓ انجیر که حدود ۱۵۰ متر پایین‌تر از کلاک است، می‌باشند.

هدف اولیه از حفر این چاه افق خانه کت که در اعماق ۱۱۵۱۵ تا ۱۲۳۳۵ فوتی از سطح زمین قرار گرفته و همچنین کربنات‌های افق دهرم (کنگان و دالان) که راس آن در عمق ۱۴۰۷۵ فوتی از سطح زمین قرار گرفته، بوده است. کربنات‌های بخش پایینی سازند گرو (۳۸۰۰ تا ۵۴۱۵ فوتی از سطح زمین) و سازندهای موس (۷۵۳۵ تا ۷۵۷۵ فوتی از سطح زمین) و نیریز (۸۰۷۰ تا ۱۱۵۱۵ فوتی از سطح زمین) نیز به عنوان اهداف ثانویه در نظر گرفته شده بودند.

ارتفاع سطح زمین در موقعیت چاه ۵۴۰۰ فوت (۱۶۴۵/۹۲ متر) و ارتفاع میز دوار نیز ۵۴۲۴ فوت (۱۶۵۳/۲۳ متر) بوده است.

در بخش کربناته پایین سازند گرو نشانه‌هایی از وجود گاز متان همراه با مقادیر کمی اتان به دست آمده است. اگرچه مقادیر کم گاز متان توسط لاگ ثبت شده ولی گاز همراه گل در آزمایش ساق مته [۵] دیده نشده که این امر را می‌توان به فشار خیلی پایین گاز درون سازند مربوط دانست. همچنین این سازند حاوی آب لب شور تا شیرین نیز می‌باشد، که وجود آن را با برونزد داشتن بخش پایینی سازند سروک و تغذیه شدن سازند گرو با آب رودخانه‌ای که در محل رخنمون وجود دارد، مرتبط دانسته شده است. در بخش کربناته پایین سازند گرو مقدار زیادی هرزروی گل نیز رخ داده است.

نشانه‌هایی از وجود گاز متان در سازندهای گرو (متان و مقادیر کمی اتان)، گوتنیا (مقادیر کمی متان)، سرگلو (مقادیر کمی متان و مقادیر جزئی اتان)، علن (مقادیر کمی متان)، موس [۶]، عدایه [۷]، و کنگان

[4] - Gas show
[5] -Gas cut mud
[6] - Mus
[7] - Addayeh

(مقادیر کمی متان و مقادیر جزئی اتان) نیز به دست آمده است. نمایی از یک برش ساختمانی این تاقدیس در شکل ۲-۱-۳ آمده است.

جدول ۲-۱-۱ - اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ انجیر.

Formation	Interval (SLE)				Drilled Thickness		Lithology	Age
	(m)		(ft)					
	From	To	From	To	(m)	(ft)		
Surgah	+1645.92 (Surface)	+1552.65	+5400 (Surface)	+5094	93.27	306	Shale & argillaceous limestone	Cretaceous
Sarvak	+1545.34	763.83	+5070	+2506	781.51	2564	Limestone	
Garau	+763.83	-232.87	+2506	-764	996.70	3270	Marl, argillaceous limestone, limestone, dolomitic limestone & Calcareous shale occationally with filled microfractures by calcite	
Gotnia	-232.87	-315.77	-764	-1036	82.91	272	Anhydrite, calcareous shale, argillaceous limestone & dolomitic limestone	Jurassic
Sargelu	-315.77	-557.78	-1036	-1830	242.01	794	Alternation of shale & limestone, calcareous shale & anhydrite at the bottom with filled microfractures by calcite	
Alan	-557.78	-807.72	-1830	-2650	249.94	820	Anhydrite, calcareous shale & argillaceous limestone	
Mus	-807.72	-848.26	-2650	-2783	40.54	133	Argillaceous limestone, calcareous shale, anhydrite in the upper part	
Adaiyah	-848.26	-937.56	-2783	-3076	89.31	293	Calcareous shale, argillacous limestone, dolomitic calcareous shale, dolomite & anhydrite	
Neyriz	-937.56	-1646.53	-3076	-5402	708.96	2326	Dolomite, shale, limestone, anhydrite & argillacous dolomite	
Khanekat	-1646.53	-1750.16	-5402	-5742	103.63	340	Dolomite & some limestone in the lower part with filled fractures by calcite	Triassic
Dashtak	-1750.16	-2057.40	-5742	-6750	307.24	1008	Dolomite, argillaceous limestone, dolomitic calcareous shale, dolomitic limestone, shale & anhydrite	
Kangan	-2057.40	-2264.66	-6750	-7430	185.32	608	Dolomitic argillaceous limestone, shale, calcareous claystone & anhydrie	
Dalan	-2264.66	-2563.37 (TD)	-7430	-8410 (TD)	298.70	980	Argillaceous dolomite, anhydrite, shale, some dolomitic limestone & limestone	Permian

تخلخل در سازند موس خیلی پایین، در سازند نیریز ۳ درصد و در سازند کنگان بین ۱ تا ۳ درصد بوده است، در حالی که سازند دالان با تخلخل متوسط تا خوب و تراوایی خوب گزارش شده است.

بر اساس نمودارگیری گل انجام شده در این چاه،[8] در عمق ۶۷۶۰ فوتی حفار ۰/۵۷ درصد گاز (۰/۵۵ درصد متان)، در عمق ۶۷۷۰ فوتی حفار ۰/۲۲ درصد گاز (۰/۲۰ درصد متان) و در اینتروال عمقی ۶۸۱۰ تا ۶۸۶۰ فوتی حفار ۰/۴۰ درصد گاز (۰/۴۰ درصد متان) به دست آمده است. نمودارهای پتروفیزیکی تهیه شده از این چاه نیز در جدول ۲-۷-۲ آمده است.

[8] - Mud Logging

جدول ۲-۱-۲- اطلاعات نمودارهای پتروفیزیکی تهیه شده از چاه شماره ۱ انجیر.

Type	Interval				Run
	(ft)		(m)		
	From	To	From	To	
Dual laterolog	8154	3398			1
	10010	8042			2
	12596	10012			3
	13782	12500			4
Continuous Dipmeter	3836	894			1
	8162	3398			2
	9990	8050			3
	12610	10012			4
	13792	12500			5
CNL-FDC-GR	8154	3398			1
	10010	8042			2
	12596	10012			3
	13782	12500			4
Bore Hole Compensated Sonic Log	3832	100			1
	8158	3398			2
	10012	8050			3
	12602	10012			4
	13788	12500			5
Gamma Ray:Casing Collar locator	4642	4000			1
Microlaterolog:Microlog	8168	3398			1
	10020	8050			2
Cement Bond Log	3842	824			1
Bore Hole Geometery Tool	3836	824			1
Induction Electrical Survey	3835	824			1

در زمان حفاری این چاه و در اعماق مختلف هرزروی گل رخ داده است که خلاصه اطلاعات آن در جدول ۲-۱-۳ آمده است.

بخش‌های کربناته بخش پایینی گرو در تاقدیس انجیر خوب توسعه یافته و با توجه به هرزروی‌های صورت گرفته در این قسمت می‌تواند قابل توجه باشد. اما بر اساس آنالیزهای چاه، تنها مقادیر کمی گاز متان در این قسمت به دست آمده که حتی نتوانسته موجب بریدگی گل شود. با در نظر گرفتن تمامی این موارد در صورتی که گاز هم در این قسمت وجود داشته باشد دارای فشار خیلی کم می‌باشد. علاوه بر موارد ذکر شده این بخش دارای آب نسبتا شیرین می‌باشد که این امر با آزمایش ساق مته شماره ۳ تایید شده است. وجود این آب لب شور در بخش پایینی سازند گرو را می‌توان به

رودخانه "کونجام چم" ارتباط داد که از میان تاقدیس انجیر/کلاک می‌گذرد و دره عمیقی را ایجاد نموده که سبب شده تا سازند نزدیک قاعده سروک نیز رخنمون یابد. این امر بدان معنی است که حداکثر حدود ۶۵۰ متر (۲۰۰۰ فوت) لایه‌های بخش بالایی سازند گرو- که بخشی از آن نیز آهکی است- می‌توانند به عنوان پوش سنگ عمل نموده باشند، و آب رودخانه نیز توانسته از این اینتروال گذر کند و سبب شارژ مخزن شود.

جدول ۲-۱-۳- هرزروی‌های صورت گرفته در طی حفاری چاه شماره ۱ انجیر.

Depth (ftd)	Formation	Mud Weight (PPG)	Mud Loss Rate (bbls/hr)
560	Upper Sarvak	Gel -Water (8.4)	?
5268	Lower Garau	8.8	280
5500	Lower Garau	8.6	Intermittently
5790	Lower Garau	8.6	48
6695	Sargelu	8.8	Complete
8173	Mus	9.5	?
10834	Dashtak	8.7	?

افق دهرم در چاه شماره ۱ انجیر دارای بهترین ویژگی مخزنی در میان سایر افق‌ها می‌باشد. این افق دارای تخلخل ضعیف تا متوسط می‌باشد، که با توجه به تولید آب شور سازندی در آزمایش شماره ۱ ساق مته به نظر می‌رسد که دارای نفوذپذیری خوبی باشد.

۲-۱-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن

در این چاه تعداد ۳ آزمایش ساق مته انجام شده است که مشخصات آنها در جدول ۲-۱-۴ و ۲-۱-۵ ارائه شده است. آزمایش ساق مته شماره ۱ که در عمق ۱۳۶۲۱ تا ۱۳۸۱۰ فوتی (۴۱۵۱/۶۸ تا ۴۲۰۹/۲۹ متری) حفار در حفره باز انجام شده است. وضعیت فشار در مرحله اول به صورتی بوده که فشار اولیه جریان ۲۴۰۷ پوند بر اینچ مربع بوده و سپس به مدت ۱۵ دقیقه جریان داده شده که در این مرحله فشار به ۳۵۵۰ پوند بر اینچ مربع رسیده است. قابل ذکر است با داده‌های موجود در این جدول توضیح و تفسیر قابل قبولی برای میدان نمی‌توان ارائه کرد.

۱-۲-۱-۲- سطح تماس گاز و آب

سطح تماس گاز و آب مخزن بعلت نبود اطلاعات تعیین نگردید.

۲-۲-۱-۲- فشار مخزن

اطلاعات ثبت شده در جدول ۲-۱-۴ فشار مخزن را مشخص می کند.

جدول ۲-۱-۴- خلاصه نتایج آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۱ انجیر.

Drill Stem Test number	Depth Interval (ft) From	Depth Interval (ft) To	Depth Interval (m) From	Depth Interval (m) To	Formation	Results
DST-1	13621	13810	4151.68	4209.29	Dalan	Top & bottom gauges set at 13640' & 13803, recovered 8740' of salt water (125000 ppm chloride), (8 ½" open hole).
DST-2	10787	11044	3287.88	3366.21	Dashtak	Top & bottom gauges set at 110776' & 11044, recovered 1849' of water (5500 to 12500 ppm chloride) contaminated mud filterate, (8 ½" open hole).
DST-3	4532	4610	1381.35	1405.13	Lower Garau	Top & bottom gauges set at 4505' & ?, recovered 900' of brakish water (3093 to 3960 ppm chloride)(Cased Hole) .

۳-۱-۲- محاسبات حجمی

به دلیل مشخص نبودن خواص سنگ مخزن و درصد اشباع آب ارزیابی حجم تخلخل مخزن امکان پذیر نبود.

۴-۱-۲- نتیجه گیری

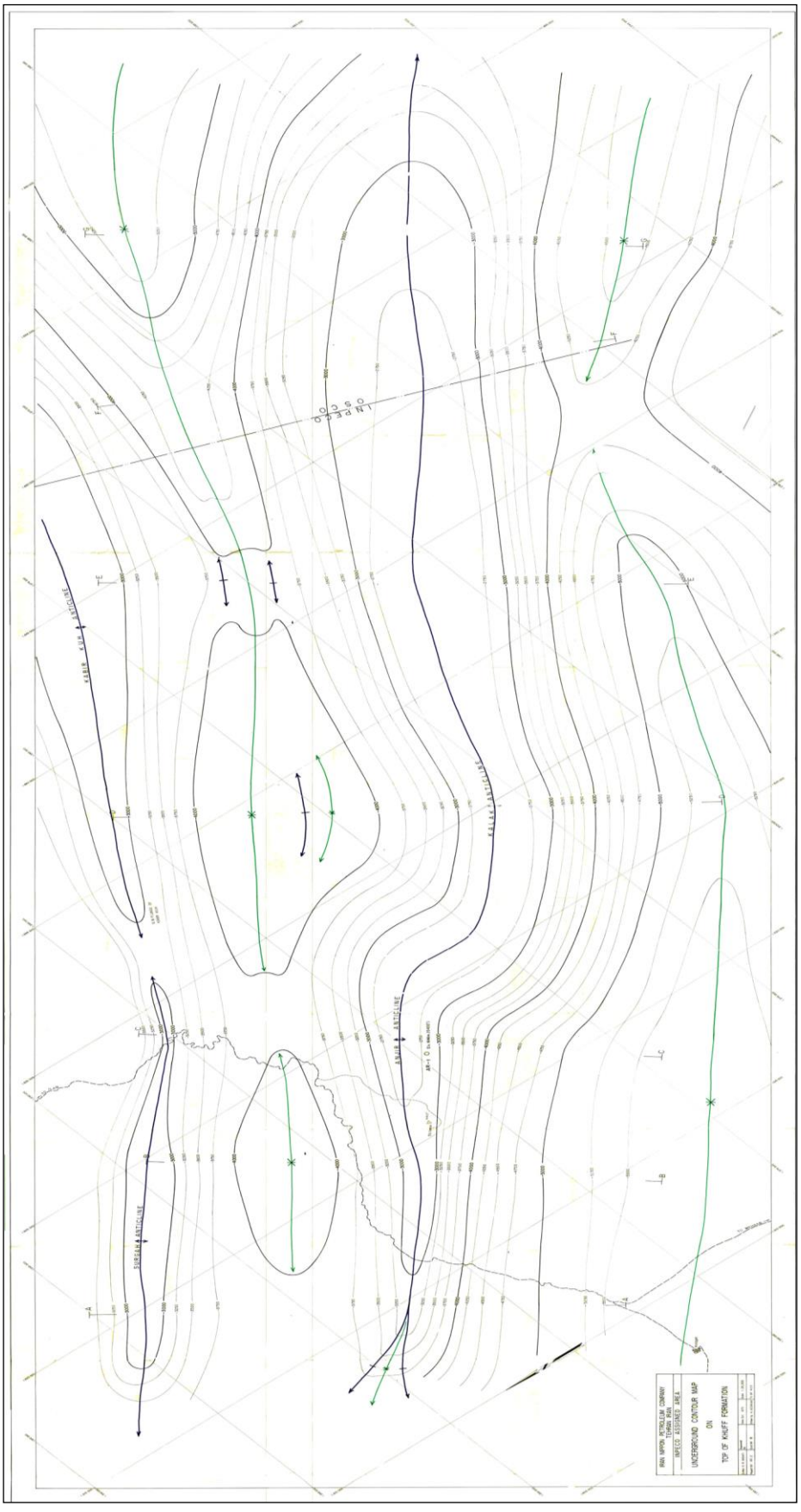
بر اساس نتایج آزمایشات انجام شده در این چاه، که حاکی از نبود نشانه‌های قوی گاز بوده، و تجزیه و تحلیل نمودارهای پتروفیزیکی تمامی افق‌هایی که به عنوان اهداف اولیه و ثانویه در حفاری تاقدیس انجیر/کلاک در نظر گرفته شده بودند، آب دار بوده و احتمال وجود مقادیری گاز غیر قابل اشتعال در بخش‌های کربناته گوتنیا و نیریز وجود دارد.

از آنجا که سازندهای آسماری، ایلام و سروک در این تاقدیس رخنمون دارند، بنابراین در عمل افق‌های مخزنی آسماری و بنگستان فاقد ارزش ذخیره سازی بوده و تنها افق خامی و دهرم در این تاقدیس قابل تأمل می‌باشند، که از آنجا که افق خامی به رخساره‌های سازند گرو تبدیل شده، که به دلیل گل پشتیبان بودن و رس فراوان دارای ارزش مخزنی ضعیف می‌باشد. بر اساس نتایج حاصل از نمودارهای پتروفیزیکی، تخلخل مخزن کنگان ضعیف و بین ۱ تا ۳ درصد می‌باشد. علاوه بر این داده‌های مهندسی نیز ناقص بوده و کمکی در جهت شناخت بهتر مخزن فراهم نمی‌کند. همچنین آبدار بودن تمامی افق‌های مخزنی مورد هدف حفاری و با توجه به اینکه عمق دسترسی به افق دالان، که پس از حفاری از نظر مواد هیدروکربوری خشک اعلام شده، در حدود ۴۲۰۰ متری است، و با

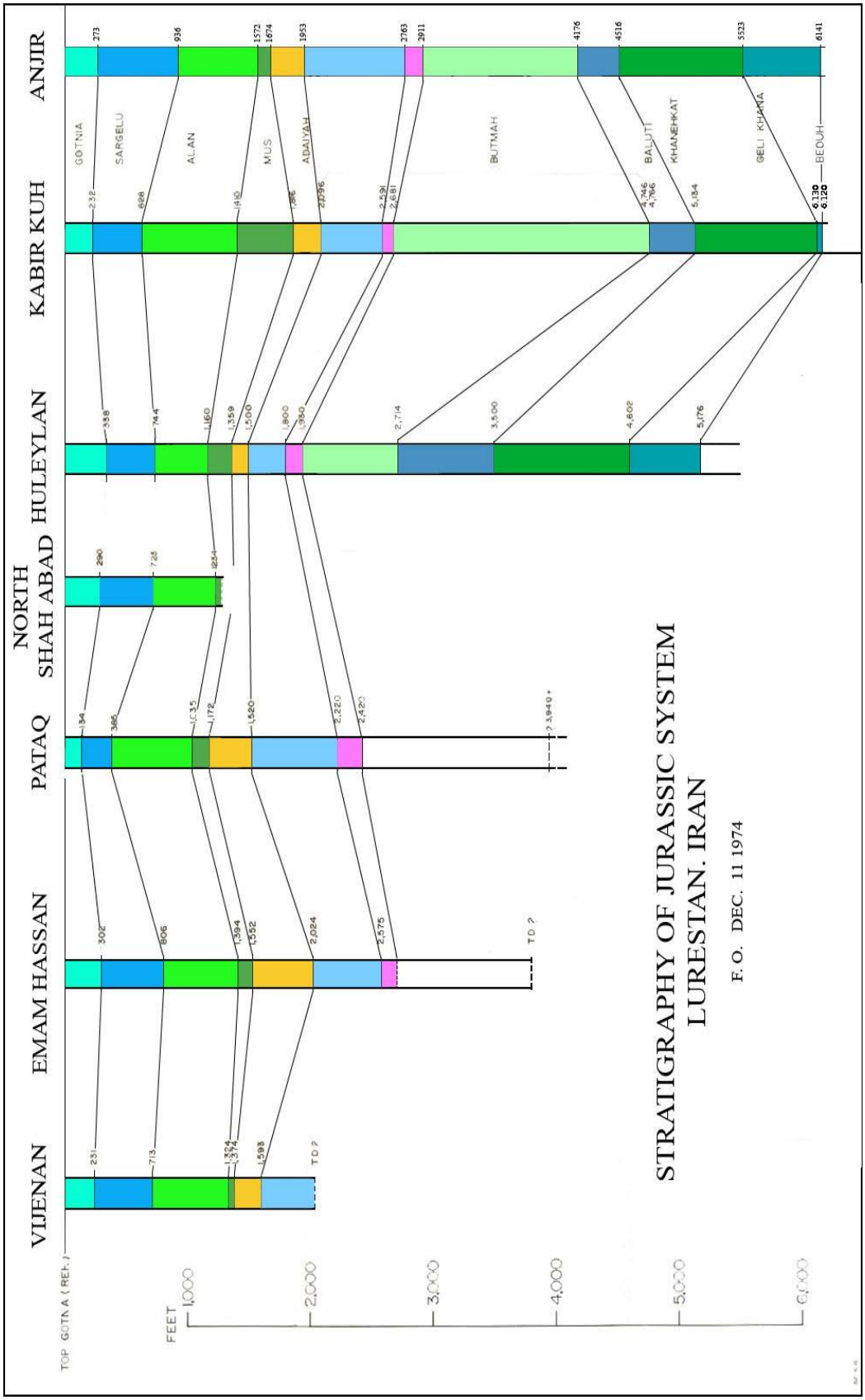
عنایت به این مهم که ذخیره سازی در دنیا بنا به دلایلی معمولا در اعماق زیر ۲۵۰۰ متر از سطح زمین کمتر صورت گرفته است، در عمل این تاقدیس دارای ارزش ذخیره سازی کمی می‌باشد. ولی به دلیل اینکه افق دالان دارای ویژگی‌های مخزنی نسبتاً مناسبی می‌باشد، در صورتی که سیاست ذخیره سازی با شرایط سخت و هزینه آور نیز مد نظر باشد می‌توان در مورد این تاقدیس اقدام به تهیه داده های جدید و باارزش نمود.

جدول ۲-۱-۵- اطلاعات آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۱ انجیر.

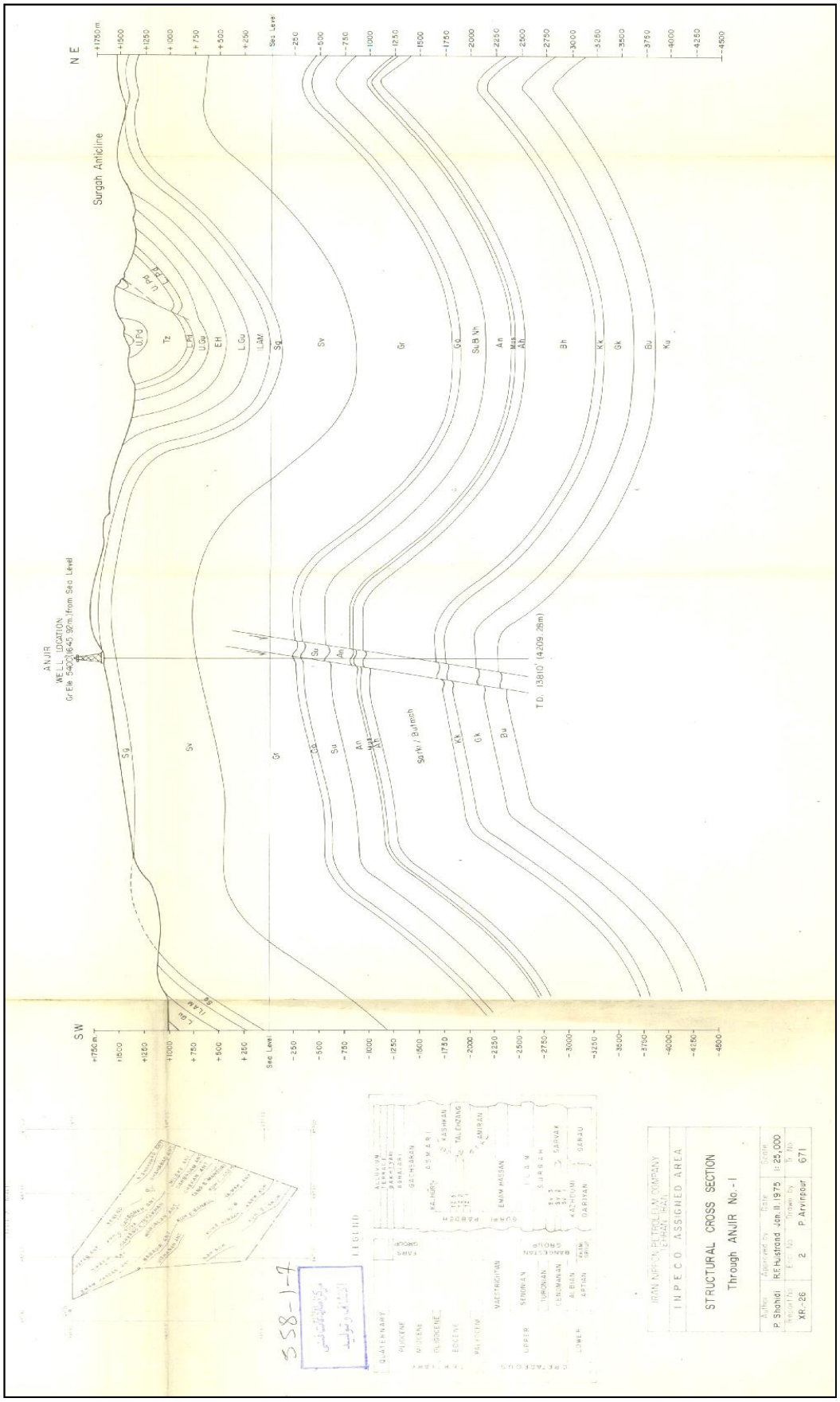
DST No.	Tested Interval (ft)	Packer Seal	Water Cushion (ft)	First Period			Second Period (Final)			Initial/final Hydrostatic (Psi)
				Initial Flow (Psi)	Final Flow (Psi)	Closed (Psi)	Initial Flow (Psi)	Final Flow (Psi)	Closed (Psi)	
1	13621 to 13810	Yes	2000	2407	3550	4942	3550	4942	4942	6500
					15 min	30 min		60 min	120 min	6500
				Top Gauge was set at 13640 ft (drilling depth)						
				2791	2604	5072	3758	5032	5032	6575
				Bottom Gauge was set at 13803 ft (drilling depth)						6575
2	10787 to 11044	Yes	1000	?	1444	3286	1356	1356	2671	5097
					15 min	30 min		60 min	120 min	5097
				Top Gauge was set at 10776 ft (drilling depth)						
				?	3835	4043	2835	?	4043	5297
				Bottom Gauge was set at 11044 ft (drilling depth)						5297
3	4532 to 6410	Yes	0	109	122	481	122	125	494	1947
					15 min	30 min		60 min	120 min	1947
				Top Gauge was set at 4505 ft (drilling depth)						
				152	165	543	165	217	543	2002
				Bottom Gauge was set at ? ft (drilling depth)						2002



شکل ۲-۱-۱- نقشه خطوط همتراز عمقی سرسازند داالن در تاقدیس انجیر (مقیاس ۱:۲۵۰۰۰)



شکل ۲-۱-۲ – تطابق چینه‌ای نهشته‌های ژوراسیک و تریاس بین تاقدیس‌های حفاری شده انجیر، کبیرکوه، هلیلان، شاه آباد شمالی، پاتاق، امام حسن و ویژنان.



شکل ۲-۱-۳ - یک برش ساختمانی از تاقدیس‌های انجیر و سورگاه همراه با موقعیت چاه شماره ۱ انجیر.

۲-۲- تاقدیس باباحبیب[9]

این تاقدیس سطح الارضی با علامت اختصاری "BAB" در ناحیه لرستان و زیر ناحیه لرستان مرکزی و در موقعیت جغرافیایی '۴۷°،۳۰ تا '۴۷°،۳۷ طول شرقی و '۳۳°،۱۸ تا '۳۳°،۲۱ عرض شمالی قرار گرفته است.

این ساختمان با ابعاد تقریبی ۱۰ کیلومتر طول و حداکثر ۲ کیلومتر عرض در افق آسماری- شهبازان در حدود ۲۰ کیلومتری غرب شهرملاوی قرار گرفته و از نوع ساختمان‌های نامتقارن با یک کوهان می‌باشد. شیب عمومی در یال شمال شرقی ۱۵-۸ درجه و در یال جنوب غربی ۱۲ درجه اندازه گیری شده است. پلانج‌های این ساختمان مشخص ولی زوایای میل در آنها نامشخص است.

به موازات محور این تاقدیس ، تاقدیس های کوچکتری در شمال و جنوب این ساختمان شکل گرفته‌اند که تاقدیس شمالی به حالت یک چین فرعی با زین دیده می‌شود.

بر اساس ضخامت‌های اندازه گیری شده در مقاطع سطح الارضی و همچنین نزدیکترین چاه‌های حفاری شده به این ساختمان (ماله کوه ۱ ، سرکان ۱، کبیر کوه ۱، و هلیلان ۱) راس سازند ایلام در عمق حدود ۸۰۰ متری زیر سطح تراز آب دریا قرار دارد. همچنین راس افق‌های خامی و دهرم نیز به ترتیب حدودا در اعماق ۱۷۰۰ و ۳۳۰۰ متری زیر سطح تراز آب دریا قرار دارند.

چند گسل کششی در سطح تاقدیس وجود دارد ولی گسل عمده‌ای در مجاورت ساختمان وجود ندارد.

سازندهای آسماری- شهبازان، گچساران و آغاجاری در این ساختمان برونزد دارند.

از ویژگی‌های مثبت این تاقدیس می‌توان به وجود افق‌های مخزنی بنگستان، خامی و دهرم در زیر سطح تراز آب دریا و قرار گیری آن در بین دو میدان نفت و گازی سرکان و ماله کوه و از جنبه‌های منفی آن نیز می‌توان به برونزد داشتن افق آسماری، ابعاد کوچک ساختمان، بستگی کم و همچنین افقی و موازی شدن طبقات در افق‌های خامی و دهرم و در نتیجه بسیار محدود شدن یا نبود بستگی عمودی در آنها اشاره نمود.

[9]- Baba Habib Anticline

ساختمان‌های مجاور آن شامل تاقدیس ماله کوه در جنوب، ویزنهار در غرب، دشت طرهان و پاسان در شمال غرب، دره بانه در شمال، سرکان در شمال شرق- شرق و سلطان در جنوب شرق می‌باشد (شکل ۱-۱).

در این تاقدیس مطالعه گرانی سنجی انجام نشده است ولی مغناطیس هوایی به صورت نامنظم وجود دارد و بر اساس آن ضخامت رسوبات روی پی سنگ بیش از ۱۴ کیلومتر تخمین زده شده است. همچنین لرزه نگاری دو بعدی در غالب دو خط لرزه‌ای (در مجموع ۶۴ کیلومتر) بر روی این تاقدیس صورت گرفته است. این خطوط لرزه‌ای دارای کیفیت بسیار ضعیف بوده ولی مجدداً مورد پردازش قرار گرفته‌اند.

به دلیل برونزد داشتن افق‌های مخزنی آسماری، کوچک بودن ابعاد ساختمان و بستگی نسبتاً کم افق ایلام (با توجه به ابعاد سطحی تاقدیس و بر اساس گزارش GR-1169❁ مدیریت اکتشاف حدود ۱۰۰ تا ۱۵۰ متر محاسبه شده است)، تا سال ۲۰۰۶ حفاری نشده بود، تا اینکه در این سال چاه شماره ۱ باباحبیب تا سازند گرو حفاری گردید. بر اساس داده‌های موجود افق‌های پایین‌تر از بنگستان (خامی و دهرم)، که شیب لایه بندی نزدیک به افقی می‌شود، دارای بستگی قائم نزدیک به صفر می‌باشند.

با توجه به قرار گیری افق بنگستان در زیر سطح تراز آب دریا، گسترش رخساره رودیستی در سازند سروک میادین مجاور، گسترش پدیده‌های شکستگی و دولومیتی شدن (بویژه در قاعده سازند سروک در چاه‌های سرکان و ماله‌کوه)، این تاقدیس برای مطالعات اکتشافی پیشنهاد شده بود.

در حفاری چاه شماره ۱ باباحبیب سازندهای شهبازان، کشکان، تله زنگ، امیران، گورپی، ایلام، سورگاه، سروک و گرو حفاری گردید (جدول ۲-۲-۱).

چاه شماره ۱ باباحبیب در موقعیت جغرافیایی ۷۴۰۲۹۷/۵۵ طول شرقی و ۳۶۸۷۴۳۳/۲۱ عرض شمالی و در تاریخ ۳۰ دسامبر ۲۰۰۶ شروع به حفاری گردید که تا ۱۲ می ۲۰۰۷ ادامه داشته است. ارتفاع موقعیت چاه از سطح تراز دریا ۱۲۱۱/۶ متر و ارتفاع میز دوار نیز ۱۲۲۰/۹ متر بوده است.

با توجه به حفاری انجام شده در این تاقدیس که حاکی از عدم وجود زون رودیستی و گسترش رخساره های مربوط به دریای باز (و البته نسبتا عمیق) در سازند سروک است و با وجود عمق مناسب قرارگیری آن (جدول ۲-۲-۱) نمی‌تواند موردی مناسب برای ذخیره سازی محسوب گردد.

اگر چه حتی در صورتی که افق خامی (یا معادل آن) در این تاقدیس دارای ویژگی مخزنی مناسبی باشد، با توجه به عمق نسبتا مناسب قرار گیری آن (حدود ۱۷۰۰ متر زیر سطح تراز آب دریا و ۲۹۰۰ متر از سطح زمین) نیز به دلیل افقی بودن لایه بندی و عدم وجود بستگی مناسب نیز نمی‌تواند مورد مناسبی برای ذخیره سازی باشد. از این میدان اطلاع زیادی در دسترس نیست.

جدول ۲-۲-۱ - اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ باباحبیب.

Formation		Interval (SLE)				Drilled Thickness		Lithology	Age
		(m)		(ft)					
		From	To	From	To	(m)	(ft)		
Shahbazan		+1211.6 (Surface)	1039.90	+3975 (Surface)	+3412	171.70	563	Dolomitic limestone (mudstone, wackestone), dolomite (crystalline), argillaceous limestone (mudstone, wackestone) with some intercalations of limestone (wackestone) & claystone	Middle Eocene
Kashkan		+1545.34	918.90	3412	3015	121.00	397	Claystone, sandy claystone, sandstone, conglomerate with some intercalations of dolomitic limestone (mudstone) & dolomite (crystalline) in the lower part	Middle Eocene
Taleh Zang		+763.83	670.90	3015	2201	248.00	814	Dolomitic limestone (mudstone, wackestone, packstone, grainstone), limestone (mudstone, wackestone, packstone, grainstone), argillaceous limestone (mudstone, wackestone) with some intercalations of claystone	Late Paleocene-Early Eocene
Amiran		-232.87	-145.10	2201	-476	816.00	2677	Claystone, sandy claystone, silty claystone & sandstone.	Late Paleocene
Gurpi		-145.10	-283.10	-476	-929	138.00	453	Marl, silty marl, argillaceous limestone (mudstone, wackestone) with some intercalations of claystone & limestone (mudstone, wackestone).	Early Paleocene
	Emam Hassan Mbr.	-283.10	-393.10	-929	-1290	110.00	361		Companian-Early Paleocene
		-393.10	-425.35	-1290	-1396	32.25	106		Companian
	Lopha Mbr.	-425.35	-442.35	-1396	-1451	17.00	56		Companian
		-442.35	-820.10	-1451	-2691	377.75	1239		Santonian-Companian
Ilam		-820.10	-993.70	-2691	-3260	173.60	570	Limestone (mudstone, wackestone), argillaceous limestone (mudstone, wackestone) with some intercalations of marl	Santonian
Surgah		-993.70	-1047.88	-3260	-3438	54.18	178	Marl and shale, with thin layers of argillaceous limestone (wackestone).	Coniacian
Sarvak		-1047.88	-1413.10	-3438	-4636	365.22	1198	Limestone (mudstone, wackestone, packstone, grainstone), argillaceous limestone (mudstone, wackestone, packstone) with some intercalations of marl & shale.	Albian - Turonian
Garau		-1413.10	-1443.70 (TD)	-4636	-4737 (TD)	30.60	100	Marl & argillaceous limestone (wackestone).	Albian

۳-۲- تاقدیس داربادام

این تاقدیس سطح الارضی با علامت اختصاری "DRB" در ناحیه لرستان و زیر ناحیه لرستان مرکزی و در موقعیت جغرافیایی '۳۰،°۴۶ تا '۵۳،°۴۶ طول شرقی و '۴۶،°۳۳ تا '۵۷،°۳۳ عرض شمالی قرار گرفته است.

این ساختمان با ابعاد ۳۸ کیلومتر طول و ۵ کیلومتر عرض در افق آسماری- شهبازان در ۲۴ کیلومتری شهرستان اسلام‌آباد قرار گرفته و از نوع ساختمان‌های نامتقارن با یک کوهان و آزیموت محوری ۱۱۰-۱۳۰ درجه نسبت به شمال می‌باشد. شیب عمومی یال جنوب غربی ۹۰ درجه تا برگشته در حالی که در یال شمال شرقی ۷۵ درجه است. پلانج شمال غربی این ساختمان دارای شیب ۱۰ درجه در افق آسماری- شهبازان است. در این ساختمان بستگی افقی در افق‌های ایلام، خانه کت و دهرم به ترتیب ۲۸/۹، ۳۲/۳ و ۳۳/۳ کیلومتر مربع و بستگی قائم در این افق‌ها نیز به ترتیب ۶۰۰، ۱۰۰۰ و ۱۰۰۰ متر می‌باشد. نقشه خطوط همتراز زیرزمینی سرسازند ایلام در شکل ۳-۱ ارائه شده است.

لازم به ذکر است که یک گسل معکوس با آزیموت ۱۲۰ درجه نسبت به شمال و جهت شیب شمال شرقی در یال جنوب غربی این ساختمان وجود دارد. همچنین یک گسل معکوس دیگر با آزیموت ۱۱۰-۱۶۰ درجه نسبت به شمال و جهت شیب شمال شرق - شمال به طول تقریبی ۹ کیلومتر در شمال شرق تاقدیس داربادام گزارش شده است.

سازند گورپی، بخش آهکی امام حسن، سازندهای امیران، تله زنگ، کشکان، آسماری و شهبازان در این ساختمان برونزد داشته که از این بین سازندهای آسماری و شهبازان بیشترین رخنمون را به خود اختصاص داده‌اند.

ساختمان‌های مجاور تاقدیس داربادام شامل زعفران در شمال شرق، میلکه در شمال، فردوس در شمال غرب، پلگانه در جنوب، دره بانه در جنوب شرق و هلیلان در شرق می‌باشند. ساختمان‌های هیدروکربوری نزدیک به تاقدیس داربادام نیز شامل شاه آباد شمالی در ۱۵ کیلومتری شمال شرق و هلیلان در شرق بوده که شاه آباد شمالی در افق خامی خود دارای گاز بوده و تاقدیس هلیلان نیز در افق دهرم دارای گاز می‌باشد.

این ساختمان با هدف دسترسی به افق ایلام با عمق تقریبی ۱۸۳۵ متر از سطح منطقه (۵۵۵ متر زیر سطح تراز دریا، با آب همراه با کمی متان)، افق سروک با عمق تقریبی ۲۱۸۹ متر از سطح منطقه (۹۰۹ متر زیر سطح تراز دریا دارای گاز) و افق خامی با عمق تقریبی ۲۶۱۳ متر از سطح منطقه (۱۳۳۳ متر زیر سطح تراز دریا، با ترکیب هیدروکربوری نامشخص) مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت.

اهداف اولیه در این تاقدیس شامل افق بنگستان (کرتاسه)، سازندهای خانه کت (تریاس) و دالان (پرمین) بوده و از اهداف بعدی آن نیز می‌توان به سازندهای موس و نیریز اشاره نمود. پیش بینی شده بود که این چاه تا عمق ۱۳۵۰۰ فوتی حفاری شود که به دلیل پاره‌ای مشکلات تا عمق ۶۷۳۳ فوتی در سازند سورگاه تکمیل گردید. اینتروال حفاری شده و عمق سرسازندها در جدول ۲-۳-۱ آمده است.

از ویژگی‌های مثبت این تاقدیس می‌توان وجود ساختمان‌های هیدروکربور دار (میادین گازی) پیرامون آن و از جنبه‌های منفی آن نیز وجود گسل‌های معکوس در اعماق مختلف این ساختار را نام برد.

پس از حفاری مشخص گردید که به دلایل تکتونیکی، در سازند گورپی تکرار شدگی مشاهده شد و به دلیل ضخامت زیاد این سازند و مشکلاتی که برای حفاری پیش آمد، چاه در قاعده سازند ایلام معلق گردید و دسترسی به اهداف اکتشافی میسر نشد.

لرزه نگاری دوبعدی صورت گرفته برروی این میدان به صورت ۱۰ خط لرزه‌ای بوده که در مجموع ۱۶۹ کیلومتر طول دارند. همچنین مطالعات ثقل سنجی و مغناطیس سنجی بر روی آن انجام شده است. در این میدان تعداد یک حلقه چاه نیز حفاری شده است.

در حفاری چاه شماره ۱ داربادام از اعماق مختلف آن نمودارهای چاه پیمایی تهیه شده که در جدول ۲-۳-۲ مشخصات آنها ارائه گردیده است.

۱-۳-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن

در این چاه تعداد ۸ آزمایش ساق مته انجام شده است که مشخصات آنها در جدول ۲-۳-۳ ازائه شده است. همچنین یک مغزه نیز از این چاه تهیه شده که ویژگی‌های آن در جدول ۲-۳-۴ آمده است. آزمایش جریانی چاه سیال تولیدی چاه را آب نشان می‌دهد.[1]

[1] - Flowing Test

نسبت متان به اتان بیانگر وجود نفت در سازند ایلام می‌باشد ولی در آزمایشات انجام شده در این چاه تنها آب شور و مقدار کمی گاز به دست آمده که نسبت گاز به آب در آن حدود ۱۰/۴ فوت مکعب بر بشکه بوده است. گاز به دست آمده از این چاه مورد آنالیز قرار گرفته که نتایج آن در جدول ۲-۳-۵ آمده است. آب به دست امده از آزمایشات نیز مورد آنالیز قرار گرفته و وزن آن ۸،۵ پوند بر گالن و میزان شوری آن نیز به ترتیب ۱۷۰۰۰ و ۲۲۰۰۰ پی‌پی‌ام توسط مهندس گل حفاری و شرکت شلمبرژر اندازه گیری شده است.

جدول۲-۳-۱- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ داربادام.

Formation	Interval								Lithology	Age
	DD(Drill Depth)				SLE (Sea Level Elevation)					
	(m)		(ft)		(m)		(ft)			
	From	To	From	To	From	To	From	To		
Emam Hassan (Lopha Zone)	7.32 (Surface)	640.08	24 (Surface)	2100	1273.15 (Surface)	633.07	4177 (Surface)	2077	Silty or sandy, slightly calcareous and pyritic shale	Companian
Lower Gurpi	640.08	865.63	2100	2840	633.07	407.52	2077	1337	Silty & slightly pyritic shale	Companian
Emam Hassan (Zone II)	865.63	975.36	2840	3200	407.52	297.79	1337	977	Calcareous marl	Maestrichtian
Emam Hassan (Lopha Zone)	975.36	1094.23	3200	3590	297.79	178.92	977	587	Calcareous marl	Maestrichtian
Lower Gurpi	1094.23	1234.44	3590	4050	178.92	38.71	587	127	Calcareous marl with some shale & free calcite & pyrite	Companian
Emam Hassan (Zone II)	1234.44	1524.00	4050	5000	38.71	-250.85	127	-823	Silty mudstone to shale & trace of argillaceous limestone	Maestrichtian
Lower Gurpi	1524.00	1835.51	5000	6022	-250.85	-562.36	-823	-1845	Calcareous shale	Companian
Ilam	1835.51	2033.32	6022	6671	-562.36	-760.17	-1845	-2494	Calcareous marl & argillaceous limestone	Companian-Santonian
Surgah	2033.32	2052.2 (TD)	6671	6733 (TD)	-760.17	-779.07 (TD)	-2494	-2556 (TD)	Very calcareous shale & minor argillaceous & chalky limestone	Santonian

سازند ایلام به وسیله لایه‌های شیلی به چند قسمت تقسیم شده است که هر کدام از این بخش‌ها، که توسط گسل نیز محدود شده‌اند، دارای فشار متفاوت می‌باشند. در کل فشار سازند در اطراف چاه شماره ۱ داربادام به حالت غیر عادی بالا بوده است که این احتمال داده می‌شود که در اثر گسل چنین اتفاقی صورت گرفته باشد.

۱-۱-۳-۲- سطح تماس گاز و نفت و آب

تعیین سطح تماس آب و نفت و گاز برای مخزن به علت نبود اطلاعات کافی مقادیر تخمینی مورد تردید می‌باشد.

جدول۲-۳-۳- مشخصات نمودارهای پتروفیزیکی رانده شده در چاه شماره ۱ داربادام.

Log	Run No.	Interval (m) From	Interval (m) To	Interval (ft) From	Interval (ft) To	Scale
Continuous Dipmeter (HDT)	1	1443.84	431.90	4737	1417	1:20 & 1:200
Induction Electrical Log	1	1443.84	431.60	4737	1416	1:1000 & 1:200
Compensated Formation Density						
Gamma Ray-Compensated Neutron Log	1	1349.35	15.24	4427	50	1:1000 & 1:200
Bore Hole Compensated Sonic Log	1	1440.18	431.60	4725	1416	1:1000 & 1:200
Bore Hole Geometry Tool	1	1441.70	431.90	4730	1417	1:1000 & 1:200
Continuous Dipmeter (HDT)	2	1886.71	1441.70	6190	4730	1:20 & 1:200
Induction Electrical Log	2	1884.88	1442.01	6184	4731	1:1000 & 1:200
Compensated Formation Density						
Gamma Ray-Compensated Neutron Log	2	1886.71	1441.70	6190	4730	1:1000 & 1:200
Bore Hole Compensated Sonic Log	2	1883.66	1441.70	6180	4730	1:1000 & 1:200
Continuous Dipmeter (HDT)	3	2047.95	1887.32	6719	6192	1:20 & 1:200
Induction Electrical Log	3	2046.12	1888.85	6713	6197	1:1000 & 1:200
Compensated Formation Density						
Gamma Ray-Compensated Neutron Log	3	2047.95	1887.32	6719	6192	1:1000 & 1:200
Bore Hole Compensated Sonic Log	3	2045.21	1277.72	6710	4192	1:1000 & 1:200
Continuous Dipmeter (HDT)	4	2047.65	1887.32	6718	6192	1:20 & 1:200
Cement Bond Log	1	2043.99	1798.32	6706	5900	1:1000 & 1:200
Cement Bond Log	2	1906.52	1798.32	6255	5900	1:1000 & 1:200

۲-۱-۳-۲- فشار مخزن

اطلاعات ثبت شده در جدول ۲-۳-۶ فشار مخزن را مشخص می‌کند. فشار سازند در اطراف چاه بطور غیرنرمالی بالاست. این فشار در ارتباط با گسل‌های اطراف چاه می‌باشد. فشار غیر نرمال تقریباً معادل با ۱۰۰۰۰ فوت آب در بالای سطح آب دریا می‌باشد.

۲-۳-۲- محاسبات حجمی

به دلیل مشخص نبودن خواص سنگ مخزن و درصد اشباع آب ارزیابی حجمی تخلخل مخزن امکان پذیر نبود. تنها با استفاده از نقشه منحنی‌های همتراز زیر زمینی مساحت و حجم کل سنگ مخزن بر روی آخرین سطح منحنی بسته از مخزن مورد مطالعه در نرم افزار Petrel 2009 به دست آمده و نتیجه در شکل۲-۳-۳ رسم گردیده است.

جدول۲-۳-۳- مشخصات آزمایشات ساق مته انجام شده (درحالت حفره باز) در چاه شماره ۱ داربادام.

Dril Stem Test Number	Formation	Interval (m) From	Interval (m) To	Interval (ft) From	Interval (ft) To	Remarks
1	Gurpi	2054.35	2055.88	6740	6745	Test of 12 1/2" open hole. Pressure in the begininig of closed condition of second period was 2989 psi. No Recovery.
2	Ilam	1888.85	1890.37	6197	6202	Test of 8 1/2" open hole. Pressure in the begininig of closed condition of second period was 5139 psi. Recovered 90' gas and water cut mud.
3	Ilam	1888.85	1909.57	6197	6265	Test of 8 1/2" open hole. Pressure in the begininig of closed condition of second period was 5372 psi. No Recovery.
4	Ilam	1888.85	1948.89	6197	6394	Test of 8 1/2" open hole. Misrun due to fail seat of packer.
5	Ilam	1888.85	1948.89	6197	6394	Test of 8 1/2" open hole. Pressure in the begininig of closed condition of second period was 5737 psi. Recovered some water cut mud.
6	Surgah	2050.08	2052.22	6726	6733	Test of 8 1/2" open hole. Pressure in the begininig of closed condition of second period was 6299 psi. Flowed water (20,000 ppm chlorides probably from Ilam Formation.
7	Ilam	1891.89	1893.42	6207	6212	Dry test of perforation. Pressure in the begininig of closed condition of second period was 6189 psi. Recovered 180' water cut mud.

جدول۲-۳-۴- مشخصات آزمایشات مغزه انجام شده در چاه شماره ۱ داربادام.

Core No.	Formation	Interval (m) From	Interval (m) To	Interval (ft) From	Interval (ft) To	Recovery (ft)	Recovery (m)	Recovery (%)
1	Ilam	1891.89	1900.43	6207	6235	24	7.32	86

جدول۲-۳-۵- آنالیز کمی گاز جمع آوری شده در آزمایش تولید چاه شماره ۱میدان داربادام.

Item	Volume (Percent)
C_1	58.5
C_2	6.5
C_3	15.0
i-C_4	0.8
n-C_4	4.0
i-C_5	Trace
n-C_5	-
H_2S	15 ppm

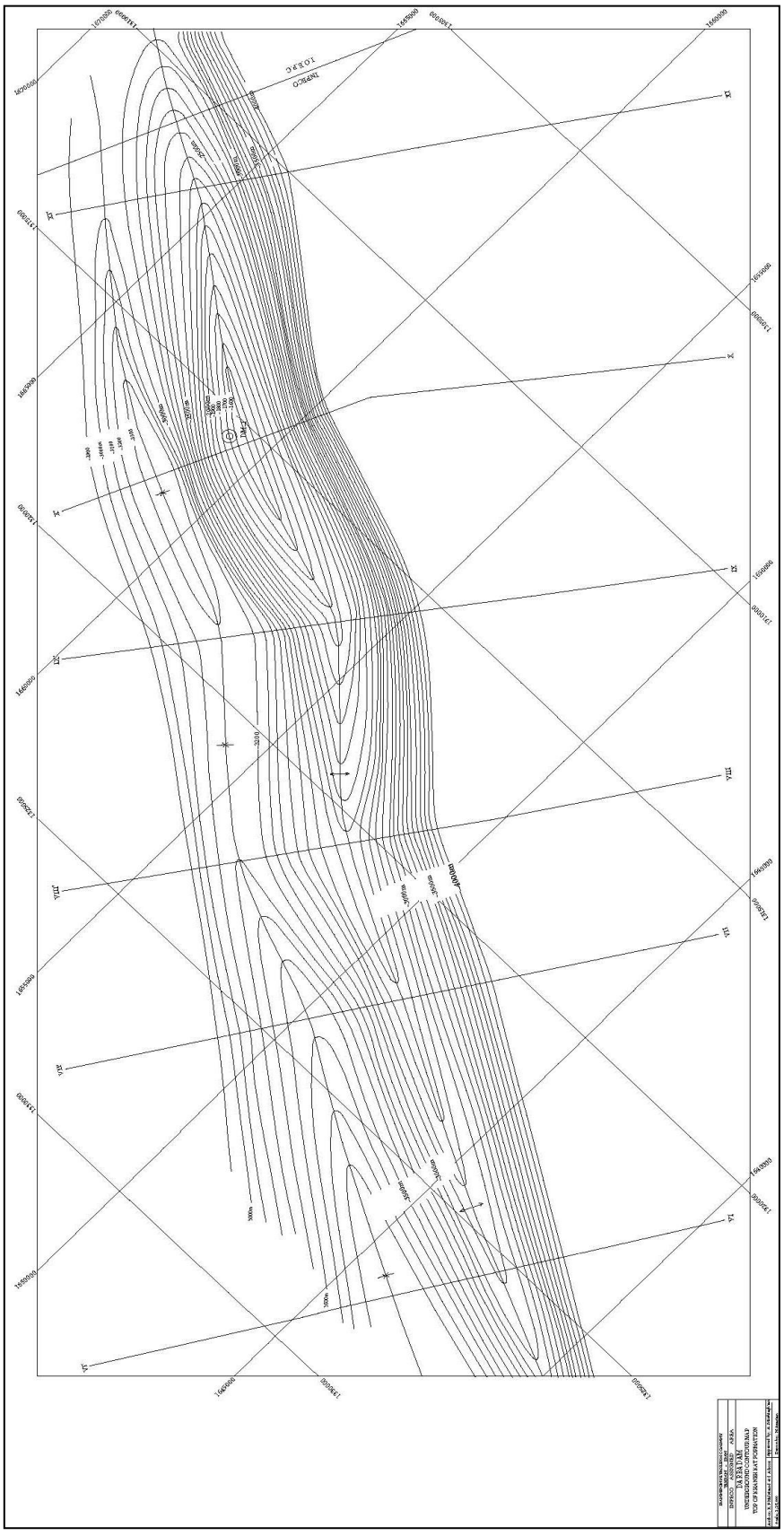
۳-۳-۲- نتیجه گیری

بر اساس اطلاعات موجود می‌توان گفت که سازند مخزنی آسماری که در این تاقدیس برونزد دارد فاقد ارزش ذخیره سازی بوده و افق بنگستان که مورد نظر است نیز تنها در بخش آغازین خود یعنی سازند ایلام حفاری شده است. با این توضیح تنها مورد برای بررسی سازند ایلام است که آن

هم بر اساس اطلاعات در دسترس دارای میانگین تخلخل نسبتا خوبی در قسمت مغزه گیری شده می‌باشد ولی دارای درصد بالای اشباع آب بوده که با آزمایش ساق مته و به دست آمدن آب لب شور نیز تایید شده است. برای اظهار نظر قطعی در مورد این تاقدیس نیاز به بررسی مجدد نمودارهای پتروفیزیکی است. این تاقدیس دارای بستگی افقی و عمودی خوبی در افق بنگستان است ولی دارای مقدار کمی هیدروژن سولفوره نیز هست. همچنین این سازند دارای آب لب شور بوده و در اطراف تاقدیس نیز چشمه های آسفالت و نفت سبک مشاهده شده که احتمال ارتباط آن با سطح را زیاد می‌کند. با توجه به موارد ذکر شده نیاز به مطالعات بیشتر در خصوص این میدان می‌باشد تا بتوان در مورد آن تصمیم قطعی گرفت ولی در حال حاضر می‌توان آن را فاقد اولویت ذخیره سازی دانست.

جدول۲-۳-۶- مشخصات فشار سازند ایلام در آزمایش Build-up pressure در چاه-۱ میدان داربادام.

Date	Time			Choke in	Well-head Tubing Pressure		Estimated Gas Flow rate	Remarks
	Hour		min		Max (psig)	Min (psig)		
	From	To						
22 Apr.	15:50				0	0		Perforated w/13.9 ppg mud to 6222 ft & 19.0 ppg mud at the bottom. PK at 6220'
	19:00			No	2600	0	-	Displaced 41 bbls diesel into drill-pipe & open
	19:00	20:00	60	No		0	-	4.5 bbls diesel
	20:00	21:00	60	No		0	-	4.0 bbls diesel
	21:00	22:00	60	No		0	-	3.5 bbls diesel
	22:00	23:00	60	No		0	-	3.5 bbls diesel
	23:00	24:00	60	No		0	-	3.5 bbls diesel
23 Apr.	00:00	01:00	60	No		0	-	4.0 bbls diesel
	01:00	01:20	20	No		0	-	7.0 bbls diesel & finally flowed with gas
	01:21		1 Shut in					Shut in for change line
	01:45		(24)					Open to pit
	01:45	03:50	125	No		0	Weak gas	No liquid flow
	03:50	05:35	105	No		0	Weak gas	11 bbls diesel
	05:35	07:00	85	No		0	About 1000 ft^3/d	4.5 bbls mud. Mud weight of first slug 15.7 ppg. Gas & oil H_2S
	07:00	08:00	60	No		0	About 1000 ft^3/d	2.5 bbls mud. Black colored by H_2S & 10.2 ppg weight. Gas flow rate increased a little bit.
	08:00	08:30	30	No		0	About 1000 ft^3/d	1.0 bbls mud. 8.9 ppg weight including some free diesel.
	08:30	09:00	30	No		0	About 1000 ft^3/d	1.0 bbl formation water. 8.5 ppg weight & Cl^- 17000 ppm.
	09:00	10:00	60	No		0	About 1000 ft^3/d	2.0 bbls formation water. Same as above.
	10:00	10:15	15	No		0	About 1000 ft^3/d	0.5 bbl formation water. Same as above.



شکل ۲-۳-۱- نقشه خطوط همتراز عمقی سرسازند ایلام در تاقدیس داربادام.

۴-۲-۱- تاقدیس دره بانه [1]

این تاقدیس سطح الارضی با علامت اختصاری "DB" در ناحیه لرستان و شمال زیر ناحیه لرستان مرکزی و در موقعیت جغرافیایی '۴۶°،۲۷ تا '۴۷°،۴۰ طول شرقی و '۳۳°،۲۳ تا '۳۳°،۵۹ عرض شمالی قرار گرفته است.

این ساختمان با ابعاد ۱۲۰ کیلومتر طول و حداکثر ۶ کیلومتر عرض در افق آسماری- شهبازان در ۷۰ کیلومتری جنوب شهرستان کرمانشاه قرار گرفته و از نوع ساختمان‌های نامتقارن با دو کوهان و آزیموت محوری ۱۲۰ درجه نسبت به شمال می‌باشد. شیب عمومی یال جنوب غربی ۸۰-۳۰ درجه و در یال شمال شرقی ۵۵- ۲۵ درجه است. پلانج جنوب شرقی این ساختمان دارای شیب ۱۵ درجه بر روی سازند آسماری است.

سازندهای گورپی، امیران، تله زنگ، کشکان، آسماری- شهبازان، گچساران و آغاجاری در این ساختمان برونزد داشته و سازندهای آسماری و شهبازان بیشترین رخنمون را دارند.

این ساختمان با هدف دسترسی به افق بنگستان با عمق تقریبی ۱۰۹۷ متر از سطح منطقه (۳۵۹ متر بالای سطح تراز دریا، خشک) و همچنین افق دهرم با عمق تقریبی ۳۶۷۰ متر از سطح منطقه (۲۲۲۰ متر زیر سطح تراز دریا، دارای گاز) در سال ۱۹۷۴ مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت.

جنبه‌های مثبت تاقدیس، وجود تاقدیس‌های هیدروکربوری پیرامون آن (در افق‌های بنگستان و دهرم)بوده، و از ویژگی‌های منفی آن نیز وجود آثار هیدروکروبوری در نزدیکی ساختمان، نزدیکی با ساختمان‌های گوار و ماله کوه که در افق خامی خشک بوده‌اند و عرض کم ساختار را نام برد.

ساختمان‌های مجاور شامل هلیلان در شمال‌شرق، سرکان و امیران در جنوب شرق، داربادام و پلگانه در شمال‌غرب و پاسان در غرب- جنوب غرب اشاره نمود (شکل ۱-۱). ساختمان‌های هیدروکربوری مجاور شامل سرکان در جنوب شرق (نفتی)، هلیلان در شمال شرق (گازی) و همچنین ماله کوه (نفتی) و ویزنهار (گازی) در جنوب غرب می‌باشند (شکل ۱-۱).

[1] Darreh Baneh Anticline [1]

لرزه نگاری دو بعدی برروی این میدان صورت گرفته است. به این منظور تعداد ۱۶ خط لرزه‌ای، که در مجموع ۲۵۳ کیلومتر می‌باشند، رانده شده است.

۱-۴-۲- چاه شماره ۱ دره بانه

چاه شماره ۱ دره بانه سال ۱۹۷۳ میلادی در موقعیت جغرافیایی ۱۷۲۲۲۱۲ طول شرقی و ۱۲۷۹۹۷۱ عرض شمالی (در حدود ۷۰ کیلومتری جنوب کرمانشاه) و بر روی محور طولی دره بانه تاقدیس حفاری شده است. ارتفاع میز دوار در این چاه ۱۴۵۶/۳۳ متر (۴۷۷۸ فوت) و ارتفاع منطقه از سطح دریا نیز ۱۴۴۷/۵۰ متر (۴۷۴۹ فوت) بوده است.

حفاری این چاه شماره تا عمق ۷۱۸۵ فوت (۲۱۹۰ متر) در نهشته‌های کرتاسه پایینی انجام گرفته است که ۱۶۹۰ فوت (حدود ۵۱۵ متر) از سازندهای گروه بنگستان و ۱۷۶۵ فوت (حدود ۵۳۸ متر) از سازند گرو را شامل می‌شود (جدول ۲-۴-۱). بالغ بر ۴۱۰۰۰ بشکه گل پایه آب شیرین به درون شکستگی‌های فواصل حفاری شده از دست رفت. بیشتر این هرزروی گل[1] در سازندهای گروه بنگستان و سازند گرو صورت گرفته است (جدول ۲-۴-۲).

جدول۲-۴-۱- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و عمق سازندهای حفاری شده در تاقدیس دره‌بانه.

Formation	Interval (SLE)				Drilled Thickness		Lithology	Age
	(ft)		(m)					
	From	To	From	To	ft	m		
Gurpi	+4748 (Surface)	+4328	+1447.19 (Surface)	+1319.17	3700	1127.76	Brown & gray shale, marl, shaly limestone & a few thin bed of limestone.	Companian-Maestrichtian
Emam Hassan	+4328	+3928	+1319.17	+1197.25	400	121.92	Limestone	Companian
Lopha member	+3628 +2878	+3508 +2742	+1105.81 +877.21	+1069.24 +835.76	120 136	36.58 41.45	Shaly and poorly glauconitic limestone with shell debris.	Companian
Ilam	+1048	+228	+319.43	+69.49	1690	515.11	Light brown, grey, or dark brown M/W limestone (I / II).	Santonian
Surgah	+228	-102	+69.49	-31.09	820	249.94	Very dark almost black shale which grading to brown argillaceous limestone (W/P).	Coniacian
Sarvak	-102	-642	-31.09	-195.68	330	100.58	Very dark brown, blocky marl, dark brown & black shale grading to white highly argillaceous limestone.	Cenomanian – Turonian
Garau	-642	-7185 (TD)	-195.68	-733.65 (TD)	1765	537.97	Brown & grey limestone interbedded with highly calcareous dark, commonly black shale with some cherty beds in the 6520-6960' drilled interval.	Neocomian – Albian

[1] - Mud loss [2]

۱-۱-۴-۲- چینه شناسی چاه شماره ۱ دره بانه

سازندهای حفاری شده در این چاه به ترتیب از بالا به پایین شامل گورپی (شامل بخش‌های امام حسن و لوفا)، ایلام، سورگاه، سروگ و گرو می‌باشند که ویژگی هر کدام از آنها به قرار زیر است:

۱-۱-۱-۴-۲- سازند گورپی

سازند گورپی در این چاه با ضخامت حفاری شده حدود ۱۱۲۸ متر (۳۷۰۰ فوت) متشکل از شیل‌های خاکستری، سنگ آهک‌های مارنی و شیلی و مقدار کمی سنگ آهک‌های نازک لایه می‌باشد. بخش آهکی امام حسن در عمق ۴۵۰ تا ۸۵۰ فوتی (۱۳۷/۱۶ تا ۲۵۹/۰۹ متری) از سطح زمین قرار داشته و آهک‌های شیلی بخش لوفا نیز که در دو اینتروال جداگانه و در عمق ۱۱۵۰ تا ۱۲۷۰ فوتی (۳۵۰/۵۲ تا ۳۸۷/۱۰ متری) و ۱۹۰۰ تا ۲۰۳۶ فوتی (۵۷۹/۱۲ تا ۶۲۰/۵۷ متری) از سطح زمین قرار داشته‌اند. این آهک‌ها در برخی قسمت‌ها دارای گلوکونیت، خرده‌های صدف و دارای فسیل‌های پلانکتونی *Monolepidorbis/Orbitoides* بوده‌اند. تکرار شدن بخش لوفا را می‌توان یک پدیده ساختمانی یا چینه شناسی دانست. فسیل‌های جانوری موجود در این سازند شامل گونه‌های پلانکتونی Globotruncana *sp.* بویژه جنس Globotruncana *Stuarti*، Gumbelina *sp.* و Pseudotextularia *varians* می‌باشند.

۲-۱-۱-۴-۲- سازند ایلام

سازند ایلام از سنگ آهک‌های نوع I و I/II (طبقه بندی آرچی) تشکیل شده است که عمدتا شامل آهک‌های مادستون تا وکستونی به رنگ قهوه‌ای روشن، خاکستری یا قهوه‌ای تیره بوده که دارای پلانکتون‌های Globotruncana *ventricosa*، Dicarinella *concavata/carinata* و Globotruncana *laparenti*، Globotruncana *var bolloides* می‌باشند.

۳-۱-۱-۴-۲- سازند سورگاه

در چاه شماره ۱ دره بانه سازند سورگاه با ضخامت حفاری شده حدود ۲۵۰ متر (۸۲۰ فوت) متشکل از مارن‌هایی به رنگ قهوه‌ای خیلی تیره متامیل به سیاه (وکستون تا پکستون) که رفته رفته به آهک‌های رس دار نوع II تبدیل می‌شوند. این نهشته‌ها دارای مجموعه فسیلی شامل پلانکتون‌های Marginotruncana *Sigali*، Marginotruncana *schneegansi* و Hedbergella *sp.* می‌باشند.

۴-۱-۱-۴-۲- سازند سروک

این سازند در چاه شماره ۱ دره بانه با ضخامت حفاری شده حدود ۱۰۱ متر (۳۳۰ فوت) متشکل از مارن به رنگ قهوه‌ای خیلی تیره، شیل وآهک قهوه‌ای تیره و سیاه رنگ، و همچنین آهک رس دار نوع II/I (با رس فراوان) به رنگ سفید است. این نهشته‌ها حاوی پلانکتون‌های Clavihedbergella/Hedbergella، *Helvetoglobotruncana helvetica* و Oligostigina می‌باشند.

۵-۱-۱-۴-۲- سازند گرو

این سازند در چاه شماره ۱ دره بانه با ضخامت حفاری شده حدود ۵۳۸ متر (۱۷۶۵ فوت) متشکل ازآهک‌های قهوه‌ای و خاکستری رنگ همراه میان لایه‌هایی از شیل‌های کربناته تیره رنگ متمایل به سیاه است. همچنین در اینتروال ۶۵۲۰ تا ۶۹۶۰ فوتی لایه‌ها دارای چرت بوده‌اند. این رسوبات حاوی رادیولاریا و گونه‌های پلانکتونی Globigerinelloides algeriana و Biogtobigerinelloides barri می‌باشند.

۲-۱-۴-۲- اطلاعات به دست آمده در طی حفاری

در طی این حفاری مشخص گردید که سنگ مخزن کربناته‌ای که دارای تخلخلی بیش از شکستگی‌های موجود باشد، وجود ندارد و همچنین به طور کلی از خرده‌های حاصل از حفاری نیز اثری از هیدروکربور مشاهده نگردید. در طی آزمایشات متعدد ساق مته نیز چیزی به جز آثار کم گاز و مقدار کمی آب شیرین با فشار پایین به دست نیامده است. بنابراین چاه به عنوان یک چاه خشک (از نظر هیدروکربور) معرفی و متروکه گردیده است.

در این میدان یک مغزه از سازند ایلام تهیه شده است که شامل آهک‌های وکستون تا مادستونی نیمه سخت تا سخت ریز تا خیلی ریز دانه با رنگ خاکستری می‌باشد (جدول ۲-۴-۳). این آهک‌ها که متبلور یافته می‌باشند ، دارای رگه‌های کلسیتی[3] و شکستگی‌های بسیار[1] کوچک افقی و مورب هستند. از نظر آغشتگی به مواد هیدروکربوری نیز تنها می‌توان به مقدار کمی آغشتگی به مواد بیتومینه‌ای که در شکستگی‌های بسیار کوچک و بزرگ وجود داشته، اشاره نمود[4].

[1] - Crystalline and Microcrystalline
[1] -Micro & Macro fractures [4]

به دلیل وجود مقادیر زیادی رس در سازندهای حفاری شده و همچنین هجوم گل حفاری پایه آب شیرین به درون شکستگی‌ها در اعماق، ارزیابی‌های پتروفیزیکی در مورد اشباع آب، قابل اعتماد نمی‌باشد. جدول ۲-۴-۲ میزان هرزروی گل را در اینتروال‌های مختلف نشان می‌دهد. همچنین یک زون با شکستگی فراوان تشخیص داده شده است که فاقد پتانسیل تولید می‌باشد. اینتروال‌های دارای شکستگی فراوان در جدول ۲-۴-۴ آمده است.

جدول۲-۴-۲- اطلاعات مربوط به هرزروی گل در حین حفاری چاه شماره ۱ در تاقدیس دره بانه.

Interval				BBL/H
(ft)		(m)		
From	To	From	To	
940	3762	286.51	1146.66	3-70
4080	4340	1243.58	1322.83	Complete
4340	4690	1322.83	1429.51	50-380
4690	7185 (Total Depth)	1429.51	2189.99 (Total Depth)	8-50

جدول۲-۴-۳- مشخصات مربوط به مغزه تهیه شده از چاه شماره ۱ تاقدیس دره بانه.

Core No	Formation	Interval				Archie class	Recovery (%)	Recovered core		Lithology
		(ft)		(m)						
		From	To	From	To			ft	M	
1	Ilam	4082	4094	1244.19	1247.85	I/II & II/I	75	9	2.74	Limestone

اطلاعات مخزنی مربوط به سازندهای گروه بنگستان در جدول ۲-۴-۵ آورده شده است. بر اساس این اطلاعات کمتر از ۱۰ درصد از این سازندها شرایط مخزنی را دارا هستند که این بخش‌ها نیز با داشتن تخلخل کم (به طور متوسط حدود ۵ درصد) تقریبا دارای شرایط مخزنی ضعیف می‌باشند.

لازم به ذکر است که با وجود رس دار بودن سازندهای حفاری شده، به دلیل اینکه رس‌های موجود دارای مواد رادیواکتیو زیادی نمی‌باشند، نمودار گاما در این سازندها دارای پیک‌های شدید نمی‌باشد و ویژگی رس‌های دارای مواد رادیواکتیو را نشان نمی‌دهد. به دلیل بالا بودن میزان رس در این سازندها تخلخل محاسبه شده (و در نتیجه اشباع آب) به حالت خوش بینانه‌ای زیاد می‌باشد. تفسیر این مسئله با فرار آب حفاری (آب شیرین) به درون تخلخل‌ها زیادتر نیز شده است. اطلاعات مربوط به نمودارهای الکتریکی و تولیدی تهیه شده در این چاه در جداول ۲-۴-۶ و ۲-۴-۷ آمده است.

[1] -Fresh water mud [5]

جدول۲-۴-۴- اینتروال با شکستگی فراوان در چاه شماره ۱ دره بانه (بر اساس مطالعات پتروفیزیکی).

Formation	Interval			
	(ft)		(m)	
	From	To	From	To
Gurpi	940	950	286.51	289.56
	1000	1020	304.80	310.90
Ilam	1150	1160	3550.52	353.57
	2010	2020	612.65	615.70
	3540	3565	1078.99	1086.61
	3830	3840	1167.38	1170.43
	4300	4350	1310.64	1325.88

سازند گرو متشکل از شیل و میان لایه‌های نازک آهک‌های رسی و آهک‌های شیلی است که دارای مقادیر رس بیش از حالت طبیعی می‌باشند. وجود سیکل‌های اینچنینی که به سرعت تکرار می‌شوند، سبب شده که به طور مجازی تفسیر معنی‌دار از این فاصله غیر ممکن شود.

به طور خلاصه می‌توان گفت که اولین افق‌های مخزنی (ایلام و سروک) در این موقعیت، به صورت غیر معمول دارای رس می‌باشند. لیتولوژی این سازندها شامل آهک رس دار سخت تا دارای تخلخل پایین ، همراه با تخلخل ثانویه (به صورت شکستگی)[1] دیده می‌شود.

البته امکان وجود مخزن مناسب برای ذخیره سازی در افق دهرم وجود دارد که آن هم به دلیل نبود اطلاعات ناشی از عدم حفاری امری محتمل می‌نماید.

جدول ۲-۴-۵- ویژگی زون‌های مخزنی و فواصل آنها در تاقدیس دره بانه(بر حسب متر).

Formation & Depth (Thickness)	Interval (Thickness)	N/ G	Ave. φ (%)	Pore Col. (m)	Hyd. Car. Col. (m)	Hyd. Car. Type	Average Clay %	
							Porous zone	Non-porous zone
Ilam 1097-1387 (290)	1142.4-1387 (290)	0.67	8	13.69	0	--	~ 10%	~ 15%
Surgah 1387-1487 (100)	--	0	--	0	0	--	--	45%
Sarvak 1487-1829 (342)	1487-1650 (163)	0.07	6	0.60	0.08	O	< 5%	~ 5%
	1650-1829 (179)	0.75	7	8.95	0.40	G	~ 10%	~ 15%
Garau 1829-2190 (361+)	1829-1995 (166)	0.89	7	10.78	5.35	G	~ 10%	~ 20%
	1995-2172 (177)	0.31	5	3.01	0.12	G	~ 10%	~ 30%

[1] -Tight to poorly porous [6]

جدول۲-۴-۶- اطلاعات مربوط به نمودارهای الکتریکی تهیه شده در چاه شماره ۱ تاقدیس دره بانه.

Type	Interval				Quality
	(ft)		(m)		
	From	To	From	To	
BHC-Sonic	491	3746	149.66	1141.78	Fair
HDT	492	3742	149.96	1140.56	--
IES	370	4343	112.78	1323.75	Poor
CNL-FDC	3749	4347	1142.70	1324.97	Very poor
BHC-Sonic	3743	4340	1140.87	1322.83	Poor
PML	3749	4339	1142.70	1322.53	Fair
CNL-FDC	3749	5526	1142.70	1648.32	Fair
BHC-Sonic	3749	5474	1142.70	1668.48	Good
IES	3749	5608	1142.70	1709.32	Fair
DLL	3749	5640	1142.70	1719.07	Good
BHC-Sonic	5390	7116	1642.87	2168.96	Good
CNL-FDC	5500	7126	1676.40	2172.00	Good
DLL	5500	7128	1676.40	2172.61	Good
IES	5494	7118	1674.57	2169.57	Good
HDT	3749	7087	1142.70	2160.12	--

جدول۲-۴-۷- اطلاعات مربوط به نمودارهای تولید[۱] تهیه شده در چاه شماره[۷] ۱ تاقدیس دره بانه.

Type	Interval			
	(ft)		(m)	
	From	To	From	To
CBL	492	3742	149.96	1140.56
CCL-PR	6817	6897	2077.82	2102.21
CCL-PR	5886	6223	1794.05	1896.77
CCL-PR	5457	5806	1663.29	1769.67
CCL-PR	4351	5218	1326.18	1590.45
CCL-PR	3704	4063	1128.98	1238.40

۳-۱-۴-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن

در این میدان ۶ آزمایش ساق مته انجام شده است که شرح آنها در جدول ۲-۴-۸ آمده است. فشار جریان از سازند به درون دستگاه آزمایشگر ساق مته آنقدر کم بوده که تنها[۱] مقدار بسیار کمی سیال حاصل از گل حفاری به دست آمده است.

در ضمن حفاری چاه شماره ۱ دره بانه برخی از اینتروال ها به جستجوی شواهدی دال بر وجود هیدروکربور پرداخته شده که نتایج آن در جدول ۲-۴-۹ آمده است.

۱-۳-۱-۴-۲- سطح تماس گاز و آب

سطح تماس آب و گاز برای مخزن به علت نبود اطلاعات کافی تعیین نگردیده است.

---

[1] -Production Log [7]
[1] -Amerada [8]

جدول۲-۴-۸- فواصل و نتایج حاصل از آزمایشات ساق مته در چاه شماره ۱ تاقدیس دره بانه.

Drill Stem Test Number	Depth Interval				Formation	Results
	ft		m			
	From	To	From	To		
DST-1	3758	3914	1145	1193	Ilam	Reversed out 48 bbls aerated mud
DST-2	6685	6740	2038	2054	Garau	Flowed minor amounts of gas (7 PSI flowed well head pressure) and recovered fresh water
	6780	6880	2067	2097		
DST-3	6090	6200	1856	1890	Garau	Flowed very minor amounts of gas to surface (4.6 MMCFGD; no H2S) and 14.9 bbls. recovered fresh water
DST-4	5680	5740	1731	1750	Sarvak	Recovered fresh water (93') + Trace of Gas
DST-5	4900	5000	1497	1524	Sarvak	Flowed minor amounts of gas (Flowed well head pressure 4-22 PSI) (CIP at 484' was 342 PSI) and recovered 1.5 bbls fresh water
DST-6	3850	3950	1173	1204	Ilam	Recovered fresh water and trace of gas

جدول۲-۴-۹- اینتروال‌هایی که نشانه‌های هیدروکربوری در آنها دیده شده است.

Row	Interval				Formation	Lithology	Mud Loss (bbl)	Porosity (%)	Remarks
	(Ft.)		(m)						
	From	To	From	To					
1	6685	6740	2037.59	2054.35	Garau	Cherty & shaly Limestone (types I/III)	770	3 - 5	No. show-Probably fractured
2	6090	6200	1856.23	1889.76	Garau	Shale & Limestone (type I & II/III).	--	Up to 13	Oil stain, fluorescence & cut associated with calcite (6095'-6105'). Invasion profile indicating permeability- gas odor on shaker.
3	5680	5740	1731.26	1749.55	Sarvak	Shale & Limestone (type I)	620	Up to 10	Stain cut, fluorescence associated with calcite. Invasion profile.
4	4900	5000	1493.52	1524.00	Sarvak	Limestone (type I & II) with Shale	--	3 - 5	Fractures – Saturation water was 70%.
5	3850	3950	1173.48	1203.96	Ilam	Argillaceous limestone	--	Up to 14	Light yellow cut in samples. No apparent stain. Overlaps DST-1 Recovered aerated mud

۲-۳-۱-۴-۲- فشار مخزن

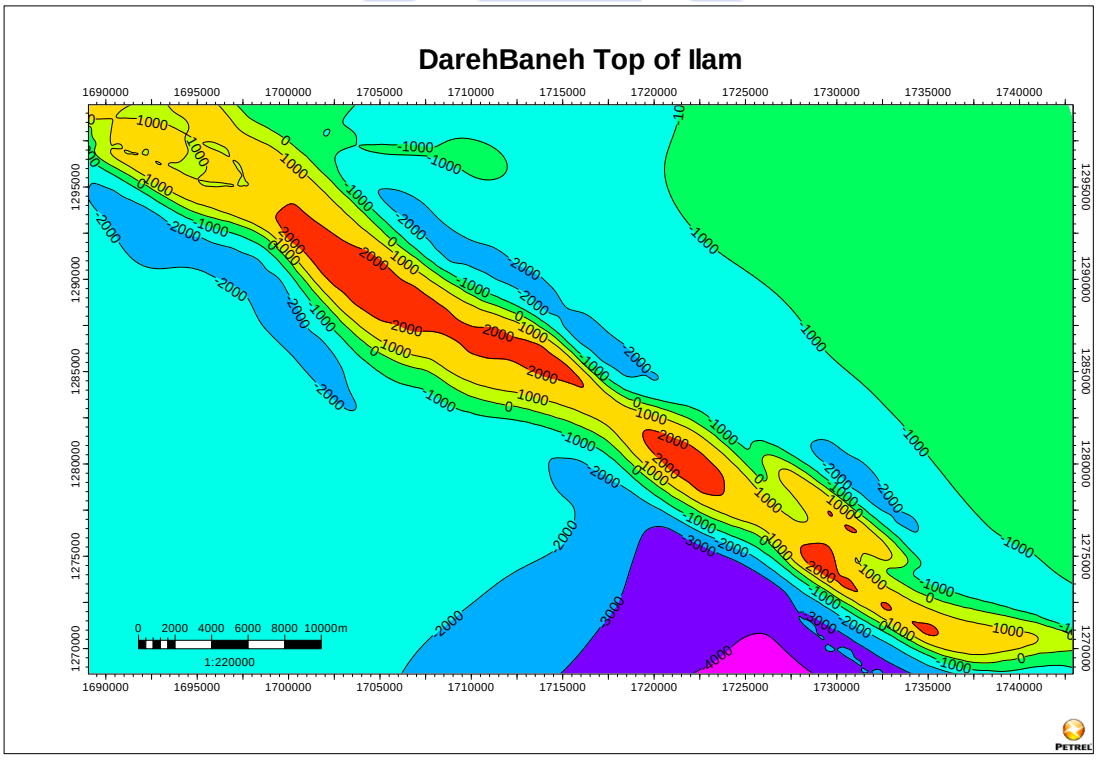
اطلاعات ثبت شده در جدول ۲-۴-۸ فشار مخزن را مشخص می‌کند. فشار سازند بسیار پایین گزارش گردیده است.

۲-۴-۲- محاسبات حجمی

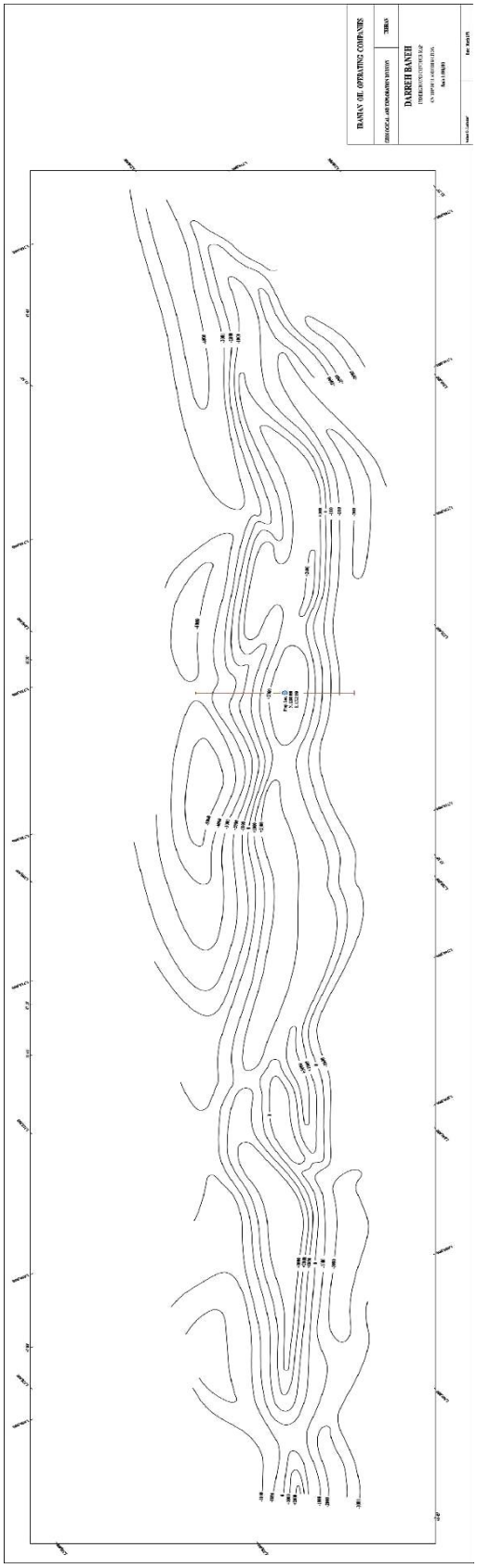
محاسبه حجمی تخلخل مخزن، از روی نقشه منحنی‌های هم‌تراز زیر زمینی انجام گردید. با استفاده از گزارش زمین شناسی مساحت و حجم تخلخل مخزن بر روی آخرین سطح منحنی بسته از مخزن مورد مطالعه در نرم افزار Petrel 2009 به دست آمده و نتیجه در شکل ۲-۴-۱ رسم گردیده است. بدین ترتیب بر اساس محاسبات حجمی محتمل‌ترین مقدار حجم تخلخل مخزن در سازند ایلام چهار میلیارد متر مکعب است. با توجه به نبود سطوح تماس سیالات مخزن در خصوص حجم مخزن نمی‌توان اظهار نظر قطعی نمود.

۳-۴-۲- نتیجه گیری

با توجه به اطلاعات موجود در مورد این میدان می‌توان گفت که سازند آسماری برونزد داشته و سازند ایلام به طور کامل بالای سطح تراز آب دریا بوده و همچنین نزدیک بودن سر سازند سروک و گرو به این سطح (به ترتیب ۳۱ و ۱۹۵ متر زیر سطح تراز دریا) افق بنگستان فاقد فشار لازم برای بیرون راندن گاز می‌باشد که این امر با آزمایشات ساق مته انجام شده نیز به اثبات رسیده است. همچنین سازندهای مربوط به گروه خامی نیز در این میدان به رخساره‌های سازند گرو تبدیل شده‌اند. در نتیجه به دلیل برونزد داشتن افق آسماری، بالای سطح تراز دریا قرار گرفتن افق ایلام، فشار کم افق سروک، تبدیل شدن بخش عمده افق خامی به رخساره‌های سازند گرو، عرض کم این ساختمان و عمق نسبتا زیاد افق دهرم (بیش از ۳۶۵۰ متر از سطح زمین)، علیرغم بزرگ بودن میدان و کلیه ویژگی‌های آن، مناسب ذخیره سازی نمی‌باشد.



شکل۲-۴-۱- نقشه خطوط همتراز همراه با محاسبه حجم تقریبی سنگ مخزن ایلام تا عمق۱۰۰۰ متری در میدان دره بانه.



شکل ۲ – ۴ – ۲ – نقشه خطوط هم‌تراز زیر زمینی در سر سازند ایلام برای تاقدیس دره بانه.

۵-۲- تاقدیس دیره

این تاقدیس سطح الارضی با علامت اختصاری "DIR" و نام قدیمی "دانه خشک" توسط شرکت عامل INPECO مطالعه شده و در ناحیه لرستان و زیر ناحیه لرستان مرکزی و در موقعیت جغرافیایی '۴۵،۴۹° تا '۰۰،°۴۶ طول شرقی و"۳۰،'۱۵،°۳۴ تا '۲۷،°۳۴ عرض شمالی قرار گرفته است.

این ساختمان پشت نهنگی[1] با ابعاد ۲۳/۵ کیلومتر طول و حداکثر ۶ کیلومتر عرض در افق آسماری در حدود ۴ کیلومتری شهر سرپل ذهاب قرار گرفته و از نوع ساختمان‌های نامتقارن با یک کوهان و آزیموت محوری ۱۴۵ درجه نسبت به شمال می‌باشد. شیب عمومی یال‌های جنوب غربی و شمال شرقی متغیر بوده و از ۱۰ تا ۷۰ درجه اندازه‌گیری شده است، در حالی که در یال شمال شرقی این شیب ۱۰ تا ۲۵ می‌باشد. پلانج جنوب شرقی این ساختمان دارای شیب ۳ درجه بر روی سازند آسماری بوده و در پلانج شمال غربی شیب آن ۱۴ درجه بر روی سازند آغاجاری می‌باشد.

این ساختمان دارای بستگی افقی ۴۰ کیلومتر مربع و بستگی قائم ۶۰۰ متر در افق ایلام از گروه بنگستان می‌باشد.

سازندهای آسماری، گچساران، آغاجاری و بختیاری در این ساختمان برونزد داشته که از این بین سازند آسماری بیشترین رخنمون را به خود اختصاص داده است.

این ساختمان با هدف ارزیابی پتانسیل مخزنی افق کرتاسه (گروه بنگستان و سازند گرو) و احتمالا ژوراسیک و تریاس مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت ولی در نهایت هدف به دسترسی به افق بنگستان با عمق تقریبی ۱۷۵۰ متر از سطح منطقه و حدود ۷۰۵ متر زیر سطح تراز دریا و سازند گرو با عمق تقریبی ۲۰۵۵ متر از سطح منطقه و حدود ۱۰۱۰ متر زیر سطح تراز دریا تغییر نمود که در نتیجه پس از حفاری آن از لحاظ هیدروکربور قابل استحصال خشک اعلام شده است و حفاری چاه تا سازند گوتنیا ادامه پیدا کرد و در انیدریت‌های این سازند خاتمه یافت.

تعدادی گسل نرمال با روند شمال- شمال شرق- جنوب- جنوب غرب در سطح ساختمان دیده می‌شود که باعث جابجایی محور در بعضی از نقاط گشته است. علاوه بر آن نتایج نمودار شیب

[1] - Whale back

سنجی نشان دهنده یک گسل در سازند سورگاه و چندین گسل دیگر در طول مقطع حفاری شده می‌باشد.

ساختمان‌های مجاور تاقدیس دیره شامل پاتاق در شرق و شمال شرق، امام حسن در غرب و شمال غرب، میله سرخ در جنوب غرب و داربادام در جنوب شرق می‌باشند. ساختمان‌های هیدروکربوری نزدیک به تاقدیس دیره نیز شامل میله سرخ و باباقیر بوده که میله سرخ در جنوب غرب، در افق بنگستان خود دارای گاز بوده و تاقدیس باباقیر نیز در جنوب غرب که در افق بنگستان دارای گاز می‌باشد (شکل ۱-۱).

از دیدگاه ساختمانی تاقدیس دیره پایین‌تر از تاقدیس پاتاق یا امام حسن قرار گرفته و احتمالا پس از این دو ساختمان شکل گرفته و بنابراین پیش از مهاجرت مواد هیدروکربوری در موقعیت مناسبی برای به تله افتادن نفت و یا گاز تولید شده از سازند گرو (سنگ منشاء) قرار نگرفته است.

بخش‌های پایین سازند سروک در این ساختمان وجود نداشته و به رخساره‌های سازند گرو تبدیل شده است. اما مانند تاقدیس‌های امام حسن و بانکول سنگ آهک‌های ضخیم لایه در بخش‌های میانی و پایینی سازند گرو وجود دارد. این توالی‌ها در تاقدیس امام حسن دارای نشانه خوبی از گاز بوده و در تاقدیس بانکول نیز بخش‌های پایینی سازند گرو دارای گاز خشک بوده است. بدین دلیل می‌بایستی ارزیابی بهتری بر روی سنگ‌های آهکی موجود در سازند گرو صورت گیرد.

۱-۵-۲ چاه شماره ۱ دیره

در این میدان تعداد یک حلقه چاه توسط شرکت INPECO در سال ۱۹۶۷ و تا عمق نهایی ۳۰۵۶ متر حفاری شده است که عمق سرسازندها و ضخامت‌های حفاری شده، همراه با لیتولوژی و سن آنها در جدول ۲-۵-۱ آمده است.

لرزه نگاری برروی این میدان صورت نگرفته، ولی مطالعات ثقل سنجی و مغناطیس سنجی بر روی آن انجام شده است.

از نقاط قوت این میدان می‌توان به وجود آثار هیدروکربوری در نزدیکی ساختمان، وجود ساختمان‌های هیدروکربوری میله سرخ و باباقیر در نزدیکی آن و همچنین دسترسی مناسب به ساختمان را نام برد.

جدول۲- ۵-۱- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت وسن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ دیره.

Formation	Interval (m) From	Interval (m) To	Interval (ft) From	Interval (ft) To	Drilled Thickness (m)	Drilled Thickness (ft)	Lithology	Age
Asmari	+1330.90 (Surface)	+1108.50	+4366 (Surface)	+3637	222.40	730	Limestone	Oligocene to Early Miocene
Pabdeh	+1108.50	+322.10	+3637	+1057	786.40	2580	Argillaceous limestone with shale & marl	Late Paleocene to Oligocene
Gurpi	+322.10	-704.90	+1057	-2933	1027.00	3369	Argillaceous limestone, shale & some marl	Campanian to Early Paleocene
Ilam	-704.90	-893.90	-2933	-2313	189.00	620	Argillaceous limestone	Santonian to Campanian
Surgah	-893.90	-957.90	-3143	-2933	64.00	210	Argillaceous limestone & shale	Turonian to Coniacian
Sarvak	-957.90	-1009.70	-3313	-3143	51.80	170	Argillaceous limestone	Turonian
Garau	-1009.70	-1704.60	-5593	-3313	694.90	2280	Shale, Marl & argillaceous limestone, limestone	Neocomian to Cenomanian
Gotnia	-1704.60	-1724.40 (TD)	-5657	-5593 (TD)	19.80	65	Anhydrite & gypsum	Late Jurassic

هرزروی‌های گل صورت گرفته در هنگام حفاری چاه شماره ۱ دیره در جدول ۲-۵-۲ آمده است.

تنها آزمایش ساق مته‌ای که پیش از رسیدن به عمق نهایی در آن جریان دیده شده مربوط به بخش پایینی سازند گرو بوده است. سایر آزمایشات ساق مته با توپک گذاری کردن درقسمت پایین حفره[2] برای تولید از بالا انجام شده است. در قسمت پایین سازند گرو هیچگونه هرزروی گل گزارش نشده ولی نمودار قطریاب مقداری تخریب حفره چاه را که در اثر آزمایش ایجاد شده، نشان داده است.

تعداد ۴ مغزه از سازندهای آسماری، ایلام، سروک و گرو تهیه شده است که اینتروال، لیتولوژی و درصد بازیافت آنها در جدول ۲-۵-۳ ارائه شده است.

هدف اولیه حفر چاه شماره ۱ دیره آزمایش آهک‌های ایلام، سروک و گرو بوده است. نتایج آزمایشات انجام شده و نتایج حاصل از نمودارها مبین وجود گاز خشک (هر چند به میزان اندک) درافق‌های

[2] - Plug Back

بنگستان و گرو بوده ولی به علت بالا بودن درصد آب اشباعی و تخلخل کم (که در نتیجه فشرده بودن سازند است) تصمیم گرفته شده که چاه متروکه گردد. نمودارهای الکتریکی تهیه شده از چاه شماره ۱ دیره همراه با اینتروال عمقی آنها در جدول ۲-۵-۴ آمده است.

جدول۲-۵-۲- هرزروی‌های صورت گرفته در طی حفاری چاه شماره ۱ دیره.

Depth Interval (ftd)			Formation	Mud Weight (PCF)	Mud Loss Rate (bbl/hr)
From	To	at			
93	132	98	Asmari	8.8	80
320	417	356	Asmari	Water	250
417	545	-	Asmari	Water	Complete
545	657	-	Asmari	Water	Complete
657	674	-	Asmari	8.5	Complete
1313	1407	1367	Tale Zang-1	9.3	100
1890	2182	-	L. Pabdeh	8.9	1000
2182	2468	-	L. Pabdeh	8.9	500
2468	2586	2577	L. Pabdeh	8.9	500
3162	3452	3168	U. Gurpi	8.9	800

جدول ۲-۵-۳- مشخصات مغزه‌های برداشت شده از چاه شماره ۱ دیره.

Core No	Formation	Interval				Recovery (%)	Recovered core		Lithology
		(ft)		(m)					
		From	To	From	To		ft	m	
1	Asmari	633	635	192.94	193.55	100	2	0.61	Gray buff crystalline Limestone
2	Ilam	6778	6806	2065.93	2074.47	100	28	8.53	White to light gray fine–grained Limestone
3	Sarvak	7589	7619	2313.13	2322.27	100	30	9.14	Gray to dark gray fine–grained argillaceous limestone
4	Garau	9108	9136	2776.12	2784.65	100	28	8.53	Gray to light brown micro-crystalline Limestone

نبود زون‌های جریانی در افق‌های مخزنی این چاه به متراکم بودن مخزن ارتباط داده شده است، که در ظاهر شکستگی نیز در آن گسترش نیافته است.

تلاشی که برای جلوگیری از مشکلات ناشی از هرزروی احتمالی گل و در طول حفاری انجام شده، بر انجام آزمایش‌های ساق مته تاثیر گذاشته است.

یک نما از برش ساختمانی تاقدیس دیره همراه با تاقدیس‌های امام حسن و کوه نوا در شکل ۲-۵-۱ ارائه شده است.

جدول۲-۵-۴- نمودارهای الکتریکی برداشت شده در چاه شماره ۱ دیره.

Type	Interval				Scale
	(ft)		(m)		
	From	To	From	To	
Gamma Ray	30	1461	9.14	445.31	1:1000 & 1:200
High Resolution Dipmeter	1438	5511	438.30	1679.75	1:1000 & 1:20
FDC-CNL	1438	5494	438.30	1674.57	1:1000 & 1:200
BHC-Sonic	1438	5483	438.30	1671.22	1:1000 & 1:200
DLL	1438	5478	438.30	1669.69	1:200 & 1:20
DLL	5516	8599	1681.28	2620.98	1:1000 & 1:200
Sonic Log-GR	5516	8604	1681.28	2622.50	1:1000 & 1:200
FDC-CNL	5514	8616	1680.67	2626.16	1:1000 & 1:200
High Resolution Dipmeter	5514	8614	1680.67	2625.55	1:100 & 1:20
MLL-ML	5514	8614	1680.67	2625.55	1:1000 & 1:200
Induction-Electrical Log	5516	8613	1681.28	2625.24	1:200 & 1:20
Induction-Electrical Log	5510	10016	1679.45	3052.88	1:1000 & 1:200
FDC-CNL	8485	10012	2586.23	3051.66	1:1000 & 1:200
High Resolution Dipmeter	8500	10015	2590.80	3052.57	1:1000 & 1:20
BHC-Sonic	8500	10010	2590.80	3051.05	1:1000 & 1:200
MLL-ML	8512	10014	2594.46	3052.27	1:1000 & 1:200
DLL	8460	10001	2578.61	3048.30	1:1000 & 1:200

۲-۵-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن

بر اساس بررسی‌های انجام شده بر روی آزمایشات ساق مته در سازند ایلام و سروک (تعداد ۸ آزمایش ساق مته) انجام شده که مشخصات آنها در جدول ۲-۵-۵ ارائه شده است.

در زمان حفاری چاه شماره ۱ در این تاقدیس ۸ آزمایش ساق مته در سازندهای ایلام و گرو انجام شده که مشخصات آنها در جدول ۲-۵-۵ آمده است. از بین ۸ آزمایش که در حفره باز انجام شده است، ۵ عدد از آنها موفقیت آمیز بوده که در سازند ایلام، سروک بالایی (زون ۱ مخزنی)، سروک پایینی (زون‌های ۲ و ۳ مخزنی)، گرو بالایی و پایینی انجام شده‌اند. در آزمایش انجام شده در بخش پایینی سازند گرو مقداری گاز که قابل اندازه گیری نبوده، به دست آمده است.

آزمایش ساق مته شماره ۱ در اینتروال ۸۵۷۵-۸۴۷۰ فوتی حفار (بخش بالایی سازند گرو) انجام شده است. این اینتروال، متشکل از سنگ آهک‌های رسی ریز تا متوسط دانه و نیمه متراکم، که درآن تعدادی شکستگی ریز پر شده با کلسیت دیده می‌شود، همراه با مقداری شیل بوده است.

در اینتروال ۴۸۹۰ تا ۸۵۴۰ و ۸۵۶۰ تا ۸۵۷۰ فوتی حفار، فلورسانس خفیف در خرده‌های حفاری دیده شده است. در عمق ۸۵۷۰ فوتی حفار نیز فلورسانس قوی گزارش شده است. در اینتروال ۸۴۸۰ تا ۸۵۷۰ فوتی حفار مقادیر کم گاز (۰/۵ تا ۴ درصد) گزارش شده که این گاز عمدتا از متان و اتان و مقادیر جزئی پروپان تشکیل شده است.

بر اساس تجزیه و تحلیل انجام شده بر روی لاگ‌های پتروفیزیکی، اینتروال ۸۵۰۸ تا ۸۵۲۰ فوتی حفار دارای ۹ درصد تخلخل با اشباع آب ۳۰ درصد و اینتروال ۸۵۴۶ تا ۸۵۵۰ فوتی حفار دارای ۸ درصد تخلخل با اشباع آب ۳۰ درصد می‌باشد. بر همین اساس اینتروال ۸۵۵۰ تا ۸۵۷۵ فوتی حفار دارای ۲ تا ۱۰ درصد تخلخل (با میانگین ۷ درصد) و اشباع آب ۳۰ تا ۱۰۰ درصد (با میانگین ۷۰ درصد) می‌باشد.

آزمایش ساق مته شماره ۲ در اینتروال ۷۹۸۰ تا ۸۱۰۰ فوتی حفار (بخش پایین سازند سروک، زون‌های ۲ و ۳) انجام شده است. این اینتروال، متشکل از سنگ آهک‌های رسی ریز تا متوسط دانه و نیمه متراکم تا سخت، که درآن تعدادی شکستگی ریز پر شده با کلسیت دیده می‌شود، همراه با مقدار کمی مارن بوده است. در عمق ۸۰۷۹ فوتی حفار چاه ضربه گازی زده که برای کنترل چاه وزن گل حفاری افزایش داده شده است. در اعماق ۸۰۰۰، ۸۰۲۰، ۸۰۳۰، ۸۰۴۰ و ۸۰۷۰ فوتی حفار نشانه‌های قوی از گاز گزارش شده است.

بر اساس تجزیه و تحلیل انجام شده بر روی لاگ‌های پتروفیزیکی، این اینتروال دارای ۳ تا ۱۴ درصد تخلخل (با میانگین ۶/۵ درصد) و اشباع آب ۲۶ تا ۱۰۰ درصد (با میانگین ۶۰ درصد) می‌باشد.

آزمایش ساق مته شماره ۳ در اینتروال ۷۶۴۰ تا ۷۷۵۵ فوتی حفار (بخش بالایی سازند سروک، زون ۱) انجام شده است. این اینتروال، متشکل از سنگ آهک‌های رسی ریز تا متوسط دانه و نیمه متراکم تا سخت، که درآن تعدادی شکستگی ریز پر شده با کلسیت دیده می‌شود، همراه با مقدار کمی مارن بوده است.

در عمق ۷۷۵۰ فوتی حفار ۹۴ درصد گاز (متان، اتان و پروپان) گزارش شده است. در اینتروال ۷۷۰۰ تا ۷۷۴۰ فوتی حفار نیز ۱/۸ تا ۷/۱ درصد گاز گزارش شده، که این مقدار در عمق ۷۷۴۰ فوتی بیشینه و متشکل از متان و اتان بوده است.

جدول۲-۵-۵- اینتروال و نتایج آزمایشات ساق مته انجام شده (حالت حفره باز) در چاه دیره-۱.

Drill Stem Test Number	Depth Interval (dd)				Formation	Results
	ft		m			
	From	To	From	To		
DST-1	9109	9158	2776.50	2791.50	Lower Garau	Misrun.
DST-2	9115	9171	2778.10	2795.32	Lower Garau	Flowed small amount of dry gas. Recovered 252 GCM sulfur gas cut mud.
DST-3	8492	8642	2588.36	2634.08	Upper Garau	Recovered 1546 ft drilling mud & 60 GCM gas cut mud.
DST-4	7980	8100	2432.30	2468.88	Lower Sarvak (Garau)	Recovered 500 GCM gas cut mud.
DST-5	7640	7755	2328.67	2363.60	Upper Sarvak	Recovered 90 ft gas cut mud.
DST-6	6940	7050	2115.20	2148.70	Ilam	Misrun
DST-7	6943	7070	2116.10	2154.80	Ilam	Misrun
DST-8	6960	7073	2121.41	2155.70	Ilam	Recovered 104 GCM gas cut mud.

بر اساس تجزیه و تحلیل انجام شده بر روی لاگ‌های پتروفیزیکی، اینتروال ۷۶۷۰ تا ۷۷۳۵ فوتی حفار دارای میانگین ۶ درصد تخلخل با اشباع آب ۳۸ درصد بوده و بهترین زون مخزنی محسوب می‌شود. بر همین اساس اینتروال ۷۶۴۰ تا ۷۷۵۵ فوتی حفار دارای ۲ تا ۶/۵ درصد تخلخل (با میانگین ۴/۵ درصد) و اشباع آب ۳۰ تا ۱۰۰ درصد (با میانگین ۸/۵ درصد) می‌باشد.

آزمایش ساق مته شماره ۴ در اینتروال ۶۹۴۰ تا ۷۰۵۰ فوتی حفار (سازند ایلام) انجام شده است. این اینتروال، متشکل از سنگ‌های آهکی رس دار خیلی ریز تا ریز بلور، همراه با مقدار کمی سنگ آهک رسی ریز بلور بوده است، و درآن مقداری کلسیت خالص که در عمق ۷۰۱۰ فوتی حفار، ۱۰ درصد بوده، دیده می‌شود. در اینتروال ۷۰۰۰ تا ۷۰۱۰ فوتی حفار شکستگی گسترش یافته است.

این اینتروال حاوی بهترین نشانه‌های گاز بوده که در هنگام حفاری سازند ایلام به آن اشاره شده است. بیشینه گاز در اعماق ۶۹۷۰، ۶۹۷۶، ۷۰۱۰ و ۷۰۲۰ فوتی حفار بوده که گاز موجود دارای متان، اتان، پروپان و ایزوبوتان بوده است.

بر اساس تجزیه و تحلیل انجام شده بر روی لاگ‌های پتروفیزیکی، اینتروال ۷۰۰۰ تا ۷۰۱۰ فوتی حفار دارای میانگین ۱۲ درصد تخلخل با اشباع آب ۴۱ درصد می‌باشد. بر همین اساس بقیه اینتروال (مانند ۶۹۴۰ تا ۶۹۹۶ و ۷۰۱۰ تا ۷۰۵۰ فوتی حفار) دارای ۶ تا ۱۵ درصد تخلخل (با میانگین ۹/۵ درصد) و اشباع آب ۸۰ تا ۱۰۰ درصد (با میانگین ۹۰ درصد) می‌باشد.

تجزیه و تحلیل نمودارهای پتروفیزیکی نشان داده که در کل تمامی مخزن دارای مقادیر کم تخلخل و درصد بالایی از اشباع آب می‌باشد و در حفاری این چاه تنها نشانه‌هایی از وجود گاز دیده شده است، که بهترین نشانه‌ها مربوط به زون‌هایی بوده که آزمایش ساق مته در آنها انجام شده است (بویژه زون ایلام، سروک بالایی و سروک پایینی).

بر اساس نتایج آزمایش‌ها و تجزیه و تحلیل لاگ‌های پتروفیزیکی نتیجه گیری شده که در تمامی مخزن بنگستان و گرو در تاقدیس دیره گاز خشک (هرچند به مقدار اندک) وجود دارد. اما به دلیل طبیعت متراکم سنگ مخزن میزان اشباع آب در آنها بالا نشان داده شده است. شکستگی، که می‌تواند سبب افزایش نفوذپذیری مخزن شود، نیز به مقدار کم گسترش دارد. آزمایش ساق مته شماره ۲ نیز که در بخش پایینی سازند گرو انجام شده مقداری تخریب سازند را موجب شده ولی منجر به هرزروی گل نشده است. هیچ زون فشار بالایی نظیر آنچه در چاه شماره ۱ باباقیر و چاه شماره ۱ داربادام دیده شده، در بخش پایینی سازند گورپی و سازند ایلام چاه شماره ۱ دیره گزارش نشده است.

نتایج حاصل از بررسی لاگ‌های پتروفیزیکی، آزمایشات چاه را تایید نموده و بر اساس آن چاه بسته و متروکه اعلام شده است.

۱-۲-۵-۲- سطح تماس گاز و آب

سطح تماس آب و گاز برای کل مخزن بعلت نبود اطلاعات کافی در گزارش‌های موجود دیده نشد.

۲-۲-۵-۲- فشار مخزن

اطلاعات ثبت شده در جدول ۲-۵-۵ فشار مخزن را مشخص می‌کند.

۳-۵-۲- محاسبات حجمی

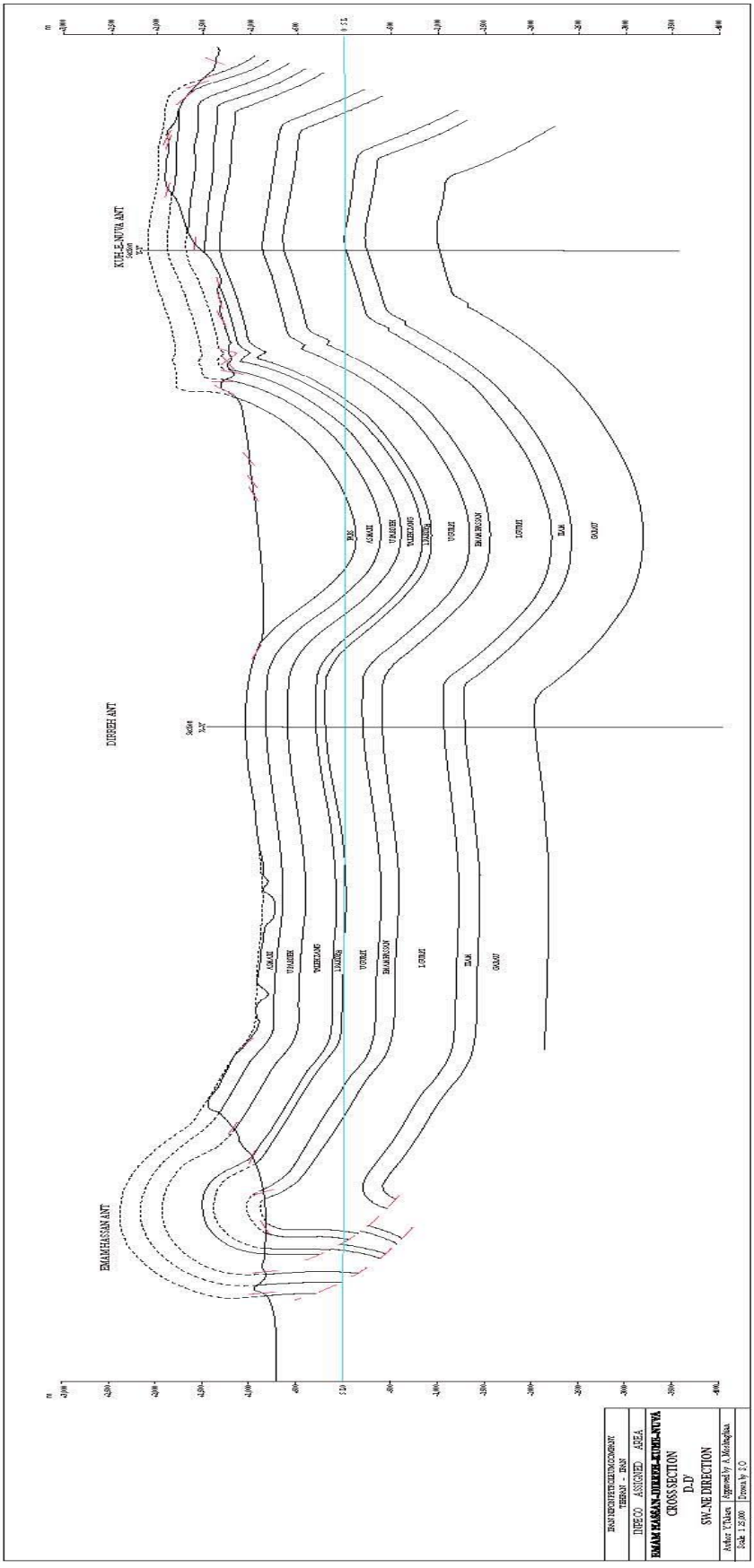
برای محاسبه حجمی مخزن در ابتدا نقشه منحنی‌های هم‌تراز زیر زمینی مورد نیاز بود که به صورت فایل رقومی درآورده شود که به علت نامناسب بودن نقشه در گزارش‌های موجود این بخش انجام نگردید.

۴-۵-۲- نتیجه گیری

افق آسماری در این میدان برونزد داشته و به دلیل نداشتن پوش سنگ مناسب برای ذخیره سازی مناسب نیست.

در نظر گرفتن این امر که رخساره‌های تشکیل دهنده سازندهای گروه بنگستان (شامل افق‌های ایلام، و سروک) در منطقه عمیق دریا نهشته شده‌اند و دارای ماتریکس گل پشتیبان و مقدار زیادی رس می‌باشند که سبب کاهش تراوایی و تخلخل در این رخساره‌ها شده، و به دلیل مجاورت تاقدیس دیره با تاقدیس‌های امام حسن و میله سرخ و هم رخساره بودن سازند ایلام با تاقدیس میله سرخ می‌توان گفت که در عمل اگر شکستگی‌ها در این سازند و سازند گرو گسترش نیافته باشند، دارای تخلخل ماتریکسی ناچیز و همچنین تراوایی کمتر از ۱ میلی دارسی خواهد بود، این امر با آزمایشات تولیدی انجام شده در چاه شمار ۱ دیره، که در آنها تنها مقداری گاز به دست آمده و آب سازند ناچیز و یا هیچگونه نفت در آن دیده نشده، نیز تا حدود زیادی تایید می‌شود. البته با توجه به نتایج به دست آمده از ارزیابی پتروفیزیکی در برخی از اینتروال‌ها تخلخل نسبتا خوبی نشان داده و با توجه به میزان اشباع آب آن به نظر می‌رسد که شرایط مخزنی مناسب برای ذخیره سازی در این تاقدیس فراهم باشد، ولیکن آزمایش گاز که بیانگر میزان گازهای غیر هیدروکربوری (مانند هیدروژن سولفوره) در دسترس نمی‌باشد و تنها در آزمایش ساق مته شماره ۱ اشاره شده که گل بریده شده با گاز دارای هیدروژن سولفوره به دست آمده است.

با توجه به تمامی جهات بررسی شده در مورد چاه شماره ۱ دیره چنین به نظر می‌رسد که افق بنگستان و سازند گرو در این تاقدیس دارای مقداری گاز خشک (عمدتا متان، اتان، پروپان تا حدودی گازهای هیدروکربنی سنگین‌تر) بوده ولی با توجه به گسترش نیافتگی شکستگی و با توجه به رخساره‌های رسوبی آن نمی‌توان انتظار تولید قابل توجهی از آن را داشت. بنابراین با توجه به تفاوت موجود در نتیجه ارزیابی پتروفیزیکی، که نشان دهنده وضعیت نسبتا مناسب برای مخزن است، برای تصمیم گیری نهایی در مورد تاقدیس دیره می‌بایستی اطلاعات کامل‌تری در مورد میدان داشت. با این اوصاف این میدان در حال حاضر مناسب ذخیره سازی نمی‌باشد.



شکل ۲-۵-۱- نمایی از یک برش ساختمانی تاقدیس‌های دیره، امام حسن و کوه نوا همراه با موقعیت چاه شماره ۱ دیره.

۶-۲- تاقدیس سمند

این تاقدیس سطح الارضی با علامت اختصاری "SM" در ناحیه لرستان و شمال زیر ناحیه لرستان جنوبی و در موقعیت جغرافیایی ′۵۴،°۴۶ تا ′۲۷،°۴۷ طول شرقی و ′۴۵،°۳۲ تا ′۱۰،°۳۳ عرض شمالی قرار گرفته است.

این ساختمان با ابعاد ۵۵ کیلومتر طول و حداکثر ۱۳ کیلومتر عرض در افق آسماری در ۲۵ کیلومتری شمال شهر دهلران و حدود ۱۰ کیلومتری جنوب کبیر کوه قرار گرفته و از نوع ساختمان‌های نامتقارن با یک کوهان و آزیموت محوری ۱۲۰ درجه نسبت به شمال می‌باشد. شیب عمومی یال جنوب غربی ۲۰ درجه و در یال شمال شرقی ۱۰ درجه بر روی سازند آسماری اندازه‌گیری شده است. پلانج جنوب شرقی این ساختمان دارای شیب ۱۰ درجه و پلانج شمال غربی دارای شیب ۳ درجه بر روی سازند آسماری است.

سازندهای سروک، ایلام، گورپی، بخش امام حسن، پابده، آسماری و گچساران در این ساختمان برونزد داشته که از این بین سازند پابده بیشترین رخنمون را به خود اختصاص داده است.

این ساختمان با هدف دسترسی به افق دهرم با عمق تقریبی ۳۳۱۵ متر از سطح منطقه و ۲۴۱۹ متر زیر سطح تراز دریا (دارای گاز) مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت.

ساختمان‌های مجاور شامل کبیرکوه در شمال، آبدانان در شمال‌شرق، انجیر در شمال غرب و سیاه‌کوه در جنوب شرق می‌باشند (شکل ۱-۱).

ساختمان‌های هیدروکربوری مجاور شامل ویزنهار (گازی) و کبیرکوه (حاوی گاز نیتروژن) در شمال و همچنین هالوش (گازی) و ماله کوه (نفتی) در شمال شرق می‌باشند.

لرزه نگاری دو بعدی برروی این میدان صورت گرفته است. به این منظور تعداد ۴ خط لرزه‌ای، که در مجموع ۱۲۵ کیلومتر می‌باشند، رانده شده است.

در این میدان تعداد دو حلقه چاه حفاری شده است که خلاصه‌ای در مورد هر کدام از آنها در ادامه ارائه شده است. بر اساس این حفاری‌ها مشخص گردید که سازند کنگان کاملا سخت و تقریبا بدون تخلخل بوده و تنها سازند دالان تخلخل قابل توجهی را نشان داده است. میانگین عمق سطح گاز و

آب، ۲۵۷۷ متر زیر سطح دریا می‌باشد. میزان گاز درجا و حداکثر گاز قابل برداشت به ترتیب ۲/۰۴ و ۱/۶۴ تریلیون فوت مکعب برآورد شده است.

از میدان سمند به سمت شمال شرق (میدان ویزنهار)، ضخامت سازند ایلام و سورگاه افزایش قابل توجهی می‌یابد. در میدان ویزنهار سازند سروک دارای سنگ آهک با میان لایه‌های سنگ آهک شیلی و فونای پلاژیک است که این امر نشان دهنده تبدیل شده رسوبات شیلی عمیق سازند گرو به نهشته‌های کم عمق‌تر سازند سروک است.

در میدان سمند شیل‌ها و سنگ آهک‌های رسی گرو به کربنات‌های مربوط به مناطق کم عمق دریا، که متعلق به خامی بالایی است، تبدیل می‌شود و تنها زبانه نازکی از گرو دیده می‌شود. به سمت شمال شرق، میدان ویزنهار، آهک‌های پلاژیک سروک مستقیما روی رخساره‌های گرو قرار گرفته است.

شکل ۲-۶-۱ نقشه خطوط همتراز مربوط به میدان سمند را در سرسازند دالان نشان می‌دهد. همان‌گونه که در این شکل مشاهده می‌شود بخش جنوب شرقی ساختمان دارای عرض بیشتری نسبت به بخش شمال غربی آن است.

۱-۶-۲- چاه شماره ۱ سمند

چاه شماره ۱ سمند در محور تاقدیس سمند و در موقعیت ۱۷۰۵۲۱۷ طول شرقی و ۱۲۱۸۸۷۲ عرض شمالی (سیستم مختصات لامبرت) با هدف اثبات وجود هیدروکربور در کربنات‌های پرمین (عمدتا از دولومیت همراه با مقداری آهک دولومیتی و انیدریت تشکیل شده‌اند)، بر روی محور راسی تاقدیس تا عمق نهایی۳۴۰۶ متر در سال‌های ۱۹۷۶-۱۹۷۷ حفاری شده است. ارتفاع سکوی حفاری ۹۹۹/۴ از سطح تراز دریا بوده است. سازندهای حفاری شده و اطلاعات عمقی آنها در جدول ۲-۶-۱ آمده است.

آزمایش ساق مته (جدول ۲-۶-۲) نشان می‌دهد که دالان بالایی در ساختار سمند دارای گاز است. تا عمق ۳۳۶۹ متری سطح تماس آب یا نفت دیده نشده است. هدف دوم از حفاری این چاه بررسی پتانسیل نفتی گروه خامی بوده، اما منبع هیدروکربوری دیده نشده است.

واحد گل نگاری۲۷، ۵ زون دارای گاز متان (8000 ppm C_1) را در سازند دالان بالایی گزارش کرده است که دارای گاز شیرین است. آزمایش ساق مته از عمق ۳۳۲۴ تا ۳۳۹۶ متری دالان بالایی انجام شده است که نتایج آن در جدول ۲-۶-۲ آمده است. در چاه سمند ۱ مغزه‌گیری نشده است. دستگاه گل نگاری از عمق ۲۷۵۰ تا عمق نهایی مورد استفاده قرار گرفته است.

یک آزمایش تولید در این چاه و در اینتروال ۳۲۸۶ تا ۳۴۰۶ متری حفار انجام شده است که بر اساس آن فشار سر چاه در حالت (CIWHP) برابر ۴۱۵۰ و در حالت (FWHP) ۳۱۵۰ پوند بر اینچ مربع و فشار ته چاه نیز در حالت (CIBHP) در عمق ۳۳۵۸ متری حفار برابر با ۵۳۷۲ و در حالت (FWHP) ۵۱۷۴ پوند بر اینچ مربع اندازه گیری شده است. نتایج کلی این آزمایش تولید در جدول های ۲-۶-۳ و ۲-۶-۴ نشان داده شده است.

۱-۱-۶-۲- هرزروی‌های عمده، افزایش‌های حجم گل حفاری و آثار هیدروکربنی [1]

چندین هرزروی کامل تا متوسط گل حفاری در چاه سمند ۱ دیده شده است (جدول۲- ۶-۵). هرزروی کامل در سازندهای ایلام، سورگاه، دشتک، کنگان و دالان بالای دیده شده است. افزایش حجم گل حفاری عمدتا در سازند دشتک رخ داده‌اند.

هنگام حفاری چاه در عمق ۳۰۸۲ متری (قاعده سازند دشتک) چاه با فشار فضای حلقوی ۴۵۰ پوند بر اینچ مربع شروع به جریان کرده است. برای کنترل این امر وزن گل تا ۹۰ پوند بر فوت مکعب افزایش و چاه کنترل شده است. دستگاه باروئید در این عمق، جریان ۶۵۳ واحد گاز را به سمت بیرون ثبت نموده است. برای جلوگیری از این مسئله وزن گل تا ۱۱۰ پوند بر فوت مکعب افزایش داده شده است.

در عمق ۳۰۹۲ متر (سازند کنگان) حفار، حجم گل با وزن ۷۳ پوند بر فوت مکعب به میزان ۵۰ بشکه افزایش نشان داده که برای جلوگیری از آن وزن گل تا حداکثر ۹۰ پوند بر فوت مکعب بالا برده شده است.

---

[1] - Gain
[2] - Annulus Pressure
[3] - Baroid Unit

جدول۲-۶-۱- اینتروال، لیتولوژی، عمق سازندها، ضخامت و سن آنها در چاه شماره ۱ سمند.

Formation	Interval (m)		Interval (ft)		Drilled Thickness		Lithology	Age
	From	To	From	To	(m)	(ft)		
Gurpi	+999 (Surface)	+873	3278 (Surface)	2864	126	413	Calcareous. shale with thin-interbedded glauconitic argillaceous limestone	Campanian to Maestrichtian
Ilam	+873	+764	2864	2507	109	358	Fine-grained argillaceous limestone, P/W (I/II), rarely oolitic with pyrite	Santonian to Campanian
Surgah	+764	+724	2507	2375	40	131	pyrite bear shale	Coniacian
Sarvak	+724	+82	2375	269	642	2106	Fine-grained argillaceous limestone with interbedded shale in the upper parts. Fine to medium-grained limestone in the lower parts. Partly dolomitized	Albian to Turonian
Dariyan	+82	-81	269	-266	163	535	Fine to medium-grained, dolomitic limestone with minor anhydrite	Aptian
Gadvan	-81	-206	-266	-676	125	410	Slightly argillaceous limestone with interbedded shale.	Baremian
Fahliyan	-206	-696	-676	-2284	490	1608	Limestone, I & I/II, W/P	Neocomian
Garau	-696	-896	-2284	-2940	200	656	Limestone (II) in the upper parts. Shale with interbedded limestone in the lower parts. Radiolarite bear.	Neocomian
Gotnia	-896	-1131	-2940	-3711	235	771	Anhydrite & thin-bedded shale	Kimeridgian to Titonian
Najmeh	-1131	-1161	-3711	-3809	30	98	Shale & limestone, I/II and a little marl.	Oxfordian
Sargelu	-1161	-1282	-3809	-4206	121	397	Bituminous shale	Middle Jurassic
Alan	-1282	-1341	-4206	-4400	59	194	Dolomite, III & III/I	Tuarsian
Mus	-1341	-1426	-4400	-4679	85	279	Dolomite & Anhydrite with a little dolomitic limestone (IA) & shale, became cherty downward	Pelinsbachian
Adaiyah	-1426	-1536	-4679	-5040	110	361	Silty & Calcareous shale	Sinemurian
Dashtak	-1536	-2139	-5040	-7018	603	1978	Dolomite in 10-12m of uppermost part (III &I/III). Interbedded limestone & dolomite with a little shale & limestone in the other parts. Dolomites are fine to medium-grained argil. (I & III). Cherty layers increases downward.	Anisian to Ladinian
Aghar	-2139	-2149	-7018	-7051	10	33	Shale with thin-bedded limestone.	Scytian
Kangan	-2149	-2278	-7051	-7474	138	453	Fine to medium-grained dolomite & dolomitic limestone with interbedded shale & anhydrite. Some of dolomites are argillaceous anhydritic, slightly pyritic and oolitic.	Scytian
U. Dalan	-2278	-2407 (TD)	-7474	-7897 (TD)	120	394	Dolomite with some dolomitic limestone & anhydrite (III & I/III).	Late Permian

جدول۲-۶-۲- آزمایش ساق مته انجام شده از چاه شماره ۱ سمند (حفره باز).

Drill Stem Test Number	Depth Interval (m)	Formation	Results
DST-1	3286-3396	Uppermost parts of Dalan	1829 m cushion water used, Packer as set at 3268.75 m & well flowed cushion water, mud & gas with 1.7% H_2S at estimated rate of 3.5 MMSCF/day with a 520 psi WHP on 3/4" & 5/8" chokes. BLP was 20-25 psi. Reversed out 48 bbls of gas with 1.8% H_2S, cushion water and mud. Below DCIP dry gas with H_2S and dead oil was recovered. FCIP at 3278.5 m was 5364 psi.

جدول۲-۶-۳- آزمایش تولید انجام شده از چاه شماره ۱ سمند.

Production Test Number	Depth Interval (m)	Formation	Results
PT-1	3286-3406	Upper Dalan	Packer was set at 2881 m. CIP at 3353m was 5371 psi. Gas to surface, FWHP on 3/4" choke was 3150 psi with 19.3 MMSCF/day. Flowed gas at estimated rate of 40 MMSCF/day with a 1230 psi FWHP on 1" 1/2 choke.

جدول۲-۶-۴- نتایج فشار به دست آمده از آزمایش تولید چاه شماره ۱ سمند.

Choke Size (Inch)	Well Head Pressure (psi)	Bottom Hole Pressure (psi)	Blow Pressure (psi)	Rate (MMCF/D)
1/4	3900	5302	150	10
3/8	3528	5229	180	14
1/2	3150	5174	215	19.3
1/2 + 3/4	2200	-	380	35

جدول۲-۶-۵- هرزروی‌های صورت گرفته در طی حفاری چاه شماره ۱ سمند.

Depth Interval (md)		Formation	Mud Weight (PCF)	Mud Loss Rate (bbl/hr)
From	To			
204	295	Gurpi	70/67	Comp.
1334	1335	Surgah	68	40
1778		Surgah	70	25
2430	2435	Surgah	110	160
2845 (ST-2)		Sarvak	100	Comp.
2906	2994	Sarvak	101	2-14
3231	3324	Gadvan & Fahliyan	103	15/ Comp.
3368	3406	Garau	78/80	5-10

اطلاعات مربوط به لاگ‌های الکتریکی رانده شده در این چاه است را می‌توان در جدول ۲-۶-۶ مشاهده نمود. به دلیل اندازه قطر چاه (" ½ 12) و ریزش دیواره چاه، کیفیت لاگ‌های پتروفیزیکی

خیلی ضعیف بوده قابل اعتماد نمی‌باشند. با این وجود به منظور استفاده از لاگ‌های پتروفیزیکی (تا آنجا که امکان داشته است)، اینتروال ۱۲۰۵ تا ۲۸۴۵ متری حفار مورد ارزیابی پتروفیزیکی قرار گرفته است.

بر اساس ارزیابی پتروفیزیکی اینتروال ۱۲۰۵ (راس سازند فهلیان) تا ۲۸۴۵ متری حفار (۳۱۰ متر بالایی سازند دشتک)، در این اینتروال ۷۹ متر زون با توان تولید[۲] و میانگین تخلخل ۶٫۷ درصد وجود دارد. به دلیل اثر القایی الکتریکی[۳] ناشی از چاه و متراکم[۵]بودن سازند میزان اشباع آب قابل چندان قابل اعتماد نیست. از این اینتروال هیچگونه آثار هیدروکربوری گزارش نشده است (جدول۲-۶-۷).

ارزیابی پتروفیزیکی ۱۲۹ متر از بخش بالایی سازند دالان[۶] (اینتروال ۳۲۷۷ تا ۳۴۰۶ متری حفار) نشان‌دهنده وجود ۱۳٫۵ متر زون با توان تولید ۰٫۳ متر زون خالص هیدروکربوری، با میانگین تخلخل ۶ درصد و میزان اشباع آب ۴۰ درصد می‌باشد.

بر اساس برآورد انجام شده پس از اتمام چاه شماره ۱، حجم گاز قابل برداشت از سازند دالان این میدان حدود ۳/۹ تریلیون فوت مکعب تخمین زده شده است. به دلیل آنکه ستون گاز به صورت دقیق شناخته نشده بود، محاسبه دقیق مخزن را نمی‌توان انجام داد.

آنالیز اولیه گاز جمع آوری شده در آزمایش تولید بیانگر وجود ۲/۳ درصد هیدروژن سولفوره می‌باشد. نتایج این آنالیز در جدول ۲-۶-۸ آمده است.

بر اساس آنالیز گاز به دست آمده از چاه این گاز دارای ۴/۸-۴/۵ درصد دی اکسید کربن و ۲ درصد هیدورژن سولفوره بوده است. با این وجود در گزارشات موجود این چاه آورده‌اند که چاه آازمایش شده و گاز شیرین در قسمت بالایی سازند دالان به دست آمده و چاه به عنوان چاه گازی تکمیل شده است (گزارش ۵۰۲۹ چاه سمند-۱).

---

[2] - Net Pay Zone
[3] - Induction Electrical Surveying Effect
[4]
[5]
[6] - Upper Dalan Formation

جدول۲-۶-۶- نمودارهای پتروفیزیکی تهیه شده و فواصل عمقی آنها در چاه شماره ۱ سمند.

Log	Interval (m)		Interval (ft)		Remarks
	From	To	From	To	
FDC/CNL/GR	1162.20	1679.14	3813	5509	GR from surface to 1679
SONIC/GR	1162.20	1605.08	3813	5266	
ISF/GR	1162.20	1678.23	3813	5506	
HDT/CDR	1162.20	1679.14	3813	5509	
FDC/CNL	1625.19	2288.13	5332	7507	
SONIC/GR	1625.19	2268.02	5332	7441	
ISF/GR	142.95	2284.17	469	7494	
HDT/CDR	1620.01	2286.00	5315	7500	
FDC/CNL	2200.05	2907.18	7218	9538	
SONIC/GR	2200.05	2903.22	7218	9525	
IFS/GR	1406.04	2906.27	4613	9535	
HDT/CDR	Miss-run				
SONIC/GR	2994.05	3255.26	9823	10680	
FDC	2992.22	3277.21	9817	10752	
SONIC	3287.27	3405.23	10785	11172	
DLL	2992.22	3264.10	9817	10709	
DLL	3406.14	3287.27	11175	10785	
DLL	2992.22	3310.13	9817	10860	
SONIC/GR	2992.22	3274.16	9817	10742	
FDC/CNL	3200.10	3405.23	10499	11172	
HDT/CDR	2299.11	3263.19	7543	10706	

جدول۲-۶-۷- مشخصات زون‌های دارای توان مخزنی چاه شماره ۱ سمند که بر اساس ارزیابی پتروفیزیکی اینتروال ۱۲۰۵ تا۲۸۴۵ به دست آمده است (به دلیل اثر القایی الکتریکی چاه میزان اشباع آب قابل اعتماد نیست و با فرض شوری ۲۰۰۰۰۰ پی‌پی‌ام محاسبه شده است).

Formation	Interval (m)		Gross Pay (m)	Net Pay (m)	Ave. Ø (%)	Ave. SW (%)
	From	To				
Dariyan & Gadvan	1205	1365	159	2.9	8.7	6.5
Upper Fahliyan	1365	1404	39	0.9	5.1	14.0
Middle Fahliyan	1404	1650	245	17.7	6.9	30.5
Lower Fahliyan	1650	1895	244	15.3	6.3	36.9
Gotnia	1895	2130	235	2.1	6.9	33.5
Najmeh-Sargelu	2130	2225	0	0	0	0
Alan	2225	2340	114	21.2	7.0	15.2
Mus	2340	2425	84	8.3	7.7	38.0
Adayah	2425	2535	109	6.2	5.0	13.7
Dashtak	2535	2845	309	5.0	6.8	19.7

جدول۲-۶-۸- نتیجه آنالیز اولیه گاز جمع آوری شده در آزمایش تولید چاه شماره ۱ سمند.

Item	Volume (Percent)
H_2S	2.30
N_2	26.53
He	0.29
C_1	65.20
C_2	0.11
C_3	0.03
CO_2	5.00

شکل ۲-۶-۲ برش عرضی ساختمان سمند را همراه با موقعیت چاه شماره ۱ سمند و عمق دسترسی به هر کدام از سازندهای حفاری شده در این چاه را نشان می‌دهد.

۲-۶-۲- چاه شماره ۲ سمند

چاه توصیفی سمند ۲ در یال شمال شرقی و در فاصله ۳/۵ کیلومتری شمال شرقی چاه شماره ۱ سمند و در موقعیت ۱۷۰۷۲۱۹ طول شرقی و ۱۲۲۱۹۶۱ عرض شمالی (سیستم مختصات لامبرت) با هدف تعیین ضخامت ستون گاز کربنات‌های پرمین (عمدتا از دولومیت همراه با مقداری آهک دولومیتی و انیدریت تشکیل شده‌اند)، تا عمق نهایی۴۳۷۲ متر در سال‌های ۱۹۷۸-۱۹۷۷ حفاری شده است. ارتفاع سکوی حفاری ۸۹۵/۸ از سطح تراز دریا بوده است. اطلاعات عمقی سازندهای حفاری شده در جدول ۲-۶-۹، اطلاعات مربوط به نمودارهای الکتریکی این چاه در جدول ۲-۶-۱۲ آمده است.

۱-۲-۶-۲- هرزروی‌های عمده، افزایش‌های حجم گل حفاری و آثار هیدروکربنی

هنگام حفاری چاه شماره ۲ سمند، هرزروی کامل در بخش‌های فوقانی رخ داده است. بیشترین هرزروی در اعماق ۱۸ متری (سازند گورپی) و همچنین ۳۶۰ تا ۱۲۵۵ متری (سازندهای سروک، داریان، گدوان و ۵ متر بالای سازند فهلیان) اتفاق افتاده است. هرزروی تا عمق ۲۷۷۷ متر ادامه داشته که با تزریق مواد جلوگیری کننده، بر طرف گردیده است.

در عمق ۲۸۹۳ متری (سازند دشتک) جریانی به میزان ۵ بشکه در ساعت گزارش شده که بعدا به ۸ تا ۱۴ بشکه در ساعت افزایش یافته است.

در عمق ۳۱۰۳ هرزروی کامل رخ داده است. آثار نفتی قابل توجهی دیده نشده و گاهی آثاری نفت مرده[۲] دیده شده است.[۷]

در عمق ۳۴۹۳ متری (بخش بالایی سازند دالان) هرزروی‌هایی به میزان ۱۲ بشکه در ساعت گزارش شده، سپس وزن گل از ۷۴ به ۷۰ پوند بر فوت مکعب کاهش داده شده ولی همچنان هرزروی به میزان ۱۲ تا ۱۴ بشکه در ساعت ادامه یافته است.

در عمق ۳۹۴۲ متری (بخش پایینی سازند دالان) هرزروی به میزان ۱۵۰ بشکه در ساعت گزارش شده که پس از تزریق پیل السی‌ام هم کنترل نشده و سپس با نصب مجرابند سیمانی متعادل به ۶ بشکه در ساعت کاهش یافته و پس از آن آستری ۷ اینچ نصب و سیمان شده است. اما ۴۳۰ متر پایانی چاه بدون هرزروی یا جریان قابل ذکر حفاری شده است.

در آزمایش‌های لایه آزمایی چاه سمند ۲، تعداد ۴ آزمایش ساق مته انجام شده است که در آزمایش شماره ۱ که در عمق ۳۳۰۴ تا ۳۳۷۰ متری حفار (سازند کنگان) انجام شده، در مدت زمان جریان هیچگونه حباب مشاهده نشده است ولی در گردش معکوس و از زیر شیر مسدود کننده سیال حفاری به دست آمده و بر اساس آن فشار در بست نهایی و در عمق ۳۳۰۰ متری برابر ۴۹۴۱ پوند بر اینچ مربع گزارش شده است (جدول ۲-۶-۱۰).

در آزمایش شماره ۲ که از عمق ۳۴۹۱/۵۶ تا ۳۵۴۳ متری حفار (بخش بالایی سازند دالان) انجام شده، توپک مخصوص حفره باز در عمق ۳۴۹۱/۵۶ متری حفار نصب و ۲۴۰۰ متر آب ضربه گیر به کار برده شد. چاه برای ۹ دقیقه باز شده است که وزش شدیدی را آغاز . به محض بازشدن ابزار لایه آزمایی حباب قوی هوا شروع شده و پس از ۳ دقیقه مقداری گاز (۶۶/۰۶ درصد هیدروکربن، ۳ درصد هیدروژن سولفوره، ۴/۸ درصد دی اکسید کربن و ۲۶/۱۴ درصد نیتروژن) به دست آمده است. نتیجه آزمایش کروماتوگرافی بر روی گاز مزبور وجود ۶۴ درصد متان، ۱ درصد اتان، ۰/۲ درصد پروپان و ۰/۱ بوتان گزارش شده است. بر اساس این آزمایش فشار بسته چاه در عمق ۳۴۸۱/۳۶ متری حفار برابر ۵۴۸۹ پوند بر اینچ مربع گزارش شده است (جدول ۲-۶-۱۰).

---

[2] - Dead Oil [7]

در آزمایش شماره ۳ که در عمق ۳۹۳۹ تا ۳۹۹۹ متری حفار (سازند دالان) انجام شده، توپک مخصوص حفره باز در عمق ۳۹۳۱ متری حفار نصب و ۱۰۰۰ متر آب ضربه گیر به کار برده شد. ابتدا حباب ضعیف هوا شروع شده که به تدریج به حد حباب خوب رسیده و پس از گذشت ۴۵ دقیقه نیز از بین رفته است. در گردش معکوس ۲۶ بشکه آب نمک، که دارای ۲۸۸۰۰۰ پی‌پی‌ام ۲۸۸۰۰۰ نمک، ۲۷۲ پی‌پی‌ام کلسیم و ۱۹۴۴ پی‌پی‌ام منیزیم بوده، به دست آمده است. فشار بسته چاه در عمق ۳۹۴۰ متری حفار برابر ۶۰۰۰ پوند بر اینچ مربع گزارش شده است (جدول ۲-۶-۱۰).

در آزمایش شماره ۴ که در عمق ۳۷۱۷ تا ۳۷۲۵ متری حفار (سازند دالان) انجام شده، توپک مخصوص حفره باز در عمق ۳۷۰۰ متری حفار نصب و ۱۰۰۰ متر آب ضربه گیر (آب شیرین) به کار برده شده و در طول زمان باز بودن دستگاه حباب ضعیف تا خوب هوا مشاهده شده است. در گردش معکوس، آب سازند، که دارای ۲۸۶۰۰۰ پی‌پی‌ام ۲۸۸۰۰۰ نمک، ۱۹۶۸۰ پی‌پی‌ام کلسیم و ۱۳۳۴ پی‌پی‌ام منیزیم بوده، با بوی هیدروژن سولفوره از چاه خارج شده است. فشار بسته چاه در عمق ۳۷۰۶ متری حفار برابر ۶۱۰۹ پوند بر اینچ مربع گزارش شده است (جدول ۲-۶-۱۰).

در این چاه سه مغزه از سازند فراقان تهیه شده است که مشخصات آنها در جدول ۲-۶-۱۱ آمده است.

اطلاعات مربوط به لاگ‌های الکتریکی رانده شده در این چاه است را می‌توان در جدول ۲-۶-۱۲ مشاهده نمود. به دلیل ریزش دیواره چاه در برخی قسمت‌ها و قابل اعتماد نبودن نمودار قطریاب (در سراسر چاه نمودار قطری کمتر از مته‌های استفاده شده در حفاری را نشان می‌دهد) و پاره‌ای مشکلات دیگر کیفیت لاگ‌های پتروفیزیکی تا حدودی ضعیف بوده است. با این وجود به منظور استفاده از لاگ‌های پتروفیزیکی، در حد امکان سعی شده تا با استفاده از این لاگ‌ها اینتروال ۳۳۱۰ تا ۴۳۷۲ متری حفار مورد ارزیابی پتروفیزیکی قرار گیرد.

ارزیابی پتروفیزیکی انجام شده بر روی چاه شماره ۲ سمند در اینتروال ۳۳۱۰ تا ۴۳۷۲ متری حفار (سازندهای کنگان، دالان و فراقون) و مقایسه آن با آزمایش‌های ساق مته انجام شده در این چاه به شرح زیر می‌باشد.

جدول۲-۶-۹- اینتروال، لیتولوژی، عمق سازندها، ضخامت و سن آنها در چاه شماره ۲ سمند.

Formation	Interval (m)		Interval (ft)		Drilled Thickness (m)	Drilled Thickness (ft)	Lithology	Age
	From	To	From	To				
Gurpi	+895.8 (Surface)	+695	2939 (Surface)	2280	20.8	68	Calcareous shale with thin-interbedded glauconitic argillaceous limestone	Campanian to Maestrichtian
Ilam	+695	+615	2280	2018	80	262	Fine-grained argillaceous limestone, P/W (I/II), rarely oolitic with pyrite	Santonian to Campanian
Surgah	+615	+559	2018	1834	56	184	Pyrite bear shale	Coniacian
Sarvak	+559	-104	1834	-341	663	2175	Fine-grained argillaceous limestone with interbedded shale in the upper parts. Fine to medium-grained limestone in the lower parts. Partly dolomitized	Albian to Turonian
Dariyan	-104	-231	-341	-758	127	417	Fine to medium-grained, dolomitic limestone with minor anhydrite	Aptian
Gadvan	-231	-354	-758	-1161	123	404	Slightly argillaceous limestone with interbedded shale.	Baremian
Fahliyan	-354	-916	-1161	-3005	562	1844	Limestone, I & I/II, W/P	Neocomian
Garau	-916	-1129	-3005	-3704	213	699	Limestone (II) in the upper parts. Shale with interbedded limestone n the lower parts. Radiolarite bear.	Neocomian
Gotnia	-1129	-1356	-3704	-4449	227	745	Anhydrite & thin-bedded shale	Kimeridgian to Titonian
Najmeh	-1356	-1386	-4449	-4547	30	98	Sshale & limestone, I/II and a little marls.	Oxfordian
Sargelu	-1386	-1518	-4547	-4981	133	436	Bituminous shale	Middle Jurassic
Alan	-1518	-1563	-4981	-5128	45	148	Dolomite, III & III/I	Tuarsian
Mus	-1563	-1658	-5128	-5440	95	312	Dolomite & Anhydrite with a little dolomitic limestone (IA) & shale, became cherty downward	Pelinsbachian
Adaiyah	-1658	-1788	-5440	-5866	130	427	Silty & Calcareous shale	Sinemurian
Dashtak	-1788	-2405	-5866	-7891	619	2031	Dolomite in 10-12m of uppermost part (III &I/III). Interbedded limestone & dolomite with a little shale & limestone in the other parts. Dolomites are fine to medium-grained argillaceous (I & III). Cherty layers increases downward.	Anisian to Ladinian
Aghar	-2405	-2416	-7891	-7927	11	36	Shale with thin-bedded limestone.	Scytian
Kangan	-2416	-2546	-7927	-8353	130	427	Fine to medium-grained dolomite & dolomitic limestone with interbedded shale & anhydrite. Some of dolomites are argillaceous anhydritic, slightly pyritic and oolitic.	Scytian
Dalan	-2278	-2407	-7474	-7897	541	1775	Dolomite with some dolomitic limestone & anhydrite (III & I/III).	Early to Late Permian
Faraghun	-3084	-3124	-10119	-10250	40	131	Sandstone, sandy shale & sandy dolomite	Early Permian
Paleozoic	-3124	-3477 (TD)	-10250	-11408 (TD)	353	1158	Sandstone, sandy shale & shale	Older than Early Permian

جدول۲- ۵-۱۰- اطلاعات مربوط به آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۲ سمند.

Drill Stem Test Number	Depth Interval (m) From	Depth Interval (m) To	Depth Interval (ft) From	Depth Interval (ft) To	Formation	Results
DST-1	3304.00	3370.00	10840	11056	Kangan	No blow was observed during flow period. In reversed out cushion water and below DCIP drilling fluids were recovered. FCIP at 3300 m was 4941 psi.
DST-2	3491.65	3543.00	11456	11624	Upper Dalan	Packer was set at 3491.56 m, immediately in opening the tool, strong air blow started and after 3 minute cushion water reached to surface. In reverse out water cushion and gas (1.66% hydrocarbons, 3% H_2S, 4.8 CO_2+N_2) was recovered. CIP at 5489 m was 5489 psi.
DST-3	3939.00	3999.00	12923	13120	Lower Dalan & Faraghun	Packer was set at 3931 m, Well saturated with weak air blow increasing to fair blow and was died out after 45 minutes. In reverse out water cushion 26 bbls of formation salt water recovered. Pressure 6000 psi was recorded at 3940 m.
DST-4	3717.00	3725.00	12195	12221	Dalan	Packer was set at 3700 m, weak to fair air blow was observed throughout the opening time. Black formation water with H2S odor was reversed out. Pressure 6109 psi was recorded at 3706 m.

اینتروال آزمایش ساق مته ۱ شامل تناوبی از لایه‌های انیدریت و دولومیت متراکم با تخلخل بسیار بسیار ناچیز بوده ولی به دلیل خراب بودن لاگ، اشباع آب محاسبه نشده است.

جدول۲-۶-۱۱- فواصل و لیتولوژی حاصل از مغزه‌های تهیه شده از چاه شماره ۲ تاقدیس سمند.

Core Number	Depth Interval (drilling depth) ft From	ft To	m From	m To	Formation	Recovery (%)	Lithology
1			4099.00	4099.50	Faragun	0	Nothing recovered.
2			4103.50	4118.50	Faragun	100	Alternation of pretty dark grey to cream color, fine to very fine-grained, poor to well sorted Sandstone & Shale.
3			4364.00	4372.00	Faragun	100	Alternation of light gray, very fine-grained sub angular to sub rounded well sorted Sandstone (Quartz Arenite, 50%) & dark brown to dark gray color sand bearing silty Shale (50%)

در اینتروال آزمایش ساق مته ۲ هیچکدام از لاگ‌ها درصد بالای مارن را نشان نمی‌دهد و بنابراین ریزش چاه نمی‌تواند ناشی از این امر باشد. به نظر می رسد که اینتروالی که در آن ریزش صورت گرفته، دارای لیتولوژی کربناته باشد. علاوه بر این در عمق ۳۴۹۳ متری مقدار زیادی هرزروی گل

گزارش شده است. با توجه به این موارد احتمال وجود شکستگی‌هایی که سبب بهبود نفوذپذیری در این اینتروال شده، وجود دارد.

از عمق ۳۹۳۹ تا ۳۹۹۹ متری (حدودا ۴۶ متر پایین سازند دالان و ۱۳ متر بالایی سازند فراقون) که در آزمایش ساق مته ۳ مورد آزمایش قرار گرفته‌اند، ۴۶ متر پایین سازند دالان کاملا متراکم و دارای میانگین تخلخل ۴/۶ درصد و اشباع آب ۲/۴ درصد است. در حالی که میانگین تخلخل در ۱۳ متر بالایی سازند فراقون ۶/۸ درصد و میانگین اشباع آب ۳۳/۴ درصد است. بنابراین احتمالا آب حاصل در این آزمایش مربوط به سازند فراقون می‌باشد.

سازند فراقون در اینتروال ۳۹۸۶ تا ۴۱۳۳ متری شامل لایه‌های ۵ تا ۱۰ متری دولومیت و لایه‌های نسبتا نازکی از سنگ آهک می‌باشد و از عمق ۴۱۳۳ متری تا انتهای چاه (۸۷ متر بخش پایین سازند فراقون و سازندهای شیلی پایین‌تر) متشکل از ماسه سنگ و شیل با خواص رادیواکتیویته بالا است.

لیتولوژی در اینتروال آزمایش ساق مته ۴ (۳۳۱۰ تا ۳۷۰۰ متری حفار) شامل لایه نسبتا ضخیمی از دولومیت و لایه‌های نازک سنگ آهک و مارن است. اما به طور کلی لایه‌های مفید تولیدی آن در حدود ۱ متر و درجه اشباع آب آن نیز ۲۴/۳ درصد می‌باشد. با توجه به لاگ مقاوت مخصوص لایه (DLL/GR) و بالا بودن درصد اشباع آب و نتیجه حاصل از آزمایش ساق مته ۴، این اینتروال آبی است.

در کل می‌توان گفت که ارزیابی پتروفیزیکی انجام شده بر روی این چاه بیانگر تخلخل بسیار پایین و عدم وجود هیدروکربن در سازند کنگان می‌باشد.

پس از مشبک کاری قسمت بالایی سازند دالان (در اینتروال ۳۴۴۵ تا ۳۷۰۰ متری حفار) وجود گاز با توان تولید ۲۶ میلیون فوت مکعب در روز تایید گردید.

در اینتروال ۳۷۰۰ تا ۳۹۱۵ متری حفار (سازند دالان) ۳۴/۱ متر زون تولیدی مفید با تخلخل ۱۲/۴ درصد و اشباع آب ۲۷/۳ درصد وجود داشته و نسبت ضخامت لایه‌های مفید به کل اینتروال ۰/۱۶۳ و ضخامت مفید لایه‌های دارای هیدروکرب آن نیز ۳/۱ متر می‌باشد.

---

2 - Wet

در اینتروال ۳۹۴۰ تا ۴۲۶۳ متری حفار (سازند فراقون) ۱/۷ متر ضخامت مفید با میانگین ۶/۴ درصد و میزان اشباع آب ۳۰ درصد وجود دارد. نسبت ضخامت لایه‌های مفید به کل اینتروال ۰/۰۰۴ و ضخامت مفید لایه‌های دارای هیدروکرب آن نیز ۰/۱ متر می‌باشد.

جدول۲-۶-۱۲- نمودارهای پتروفیزیکی تهیه شده و فواصل عمقی آنها در چاه شماره ۲ سمند.

Log	Run Number	Interval			
		(m)		(ft)	
		From	To	From	To
Caliper/GR	1	0.00	1243.00	0	4078
BHC/Sonic/GR	1	1124.00	2133.00	3688	6998
BHC/Sonic/GR	2	2133.00	2774.00	6998	9101
BHC/Sonic/GR	3	2776.00	3176.00	9108	10420
BHC/Sonic/GR	4	3250.00	3742.00	10663	12277
BHC/Sonic/GR	5	3700.00	3919.00	12139	12858
BHC/Sonic/GR	6	3939.00	4367.00	12923	14327
FDC/CNL/GR	1	3710.00	3742.00	12172	12277
FDC/CNL/GR	2	3700.00	3919.00	12139	12858
FDC/CNL/GR	3	3939.00	4367.00	12923	14327
DLL/GR	1	3710.00	3742.00	12172	12277
DLL/GR	2	3700.27	3919.00	12140	12858
DLL/GR	3	3939.00	4266.00	12923	13996
MLL/ Caliper	1	3310.00	3742.00	10860	12277
ISFL/ MFSL/GR	1	3939.00	4349.00	12923	14268
BGT	1	3308.91	3921.86	10856	12867
BGT	2	3938.93	4362.91	12923	14314
HDT	1	60.00	3304.00	197	10840
HDT	2	3939.00	4363.00	12923	14314
CBL/VLD/GR	1	60.00	3304.00	197	10840
CBL/CCL/GR	2	3090.00	3930.00	10138	12894
Temperature log	1	10.00	3742.00	33	12277
Temperature log	2	1203.00	3910.00	3947	12828
Composite log	4	3939.00	4367.00	12923	14327

۲-۲-۶-۲- ویژگی‌های مخزنی در میدان سمند

طبق نتایج لایه آزمایی میزان تولید گاز از چاه شماره ۱ و ۲ سمند به ترتیب ۳۶ و ۲۶ میلیون فوت مکعب در روز است.

در چاه شماره ۱ سمند، ۱۲۹ متر از سازند دالان حفاری شده است که قسمت عمده آن تناوب لایه‌های دولومیت و سنگ آهک نسبتا سخت با متوسط تخلخل حدود ۵/۶ درصد و اشباع آب ۳۷

درصد است. مقدار توان گاز آن طبق نتیجه لایه آزمایی شماره ۲ سمند ۳۵ میلیون فوت مکعب در روز است.

در چاه شماره ۲ سمند، تمامی سازند دالان حفاری شده است که شامل ۵۴۱ متر دولومیت‌های نسبتا سخت بوده که در بعضی قسمت‌ها همراه با مارن و انیدریت دیده می‌شوند. متوسط تخلخل این سازند در این چاه حدود ۳/۸ درصد است. ۲۶ میلیون فوت مکعب گاز تولیدی در این چاه طبق لایه آزمایی شماره ۲ مربوط به فاصله عمقی ۳۴۹۱ تا ۳۵۴۳ متری است. گاز حاصل از سیستم شکستگی‌ها خارج می‌شود که به وسیله هرزروی شدید گل حفاری در این فاصله تایید می‌شود. بررسی نتایج لایه آزمایی نشان داده که در میدان سمند فقط قسمت فوقانی سازند دالان دارای گاز است. اطلاعات مربوط به تخلخل در هر کدام از سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۲ سمند در جدول ۲-۶-۱۳ آمده است.

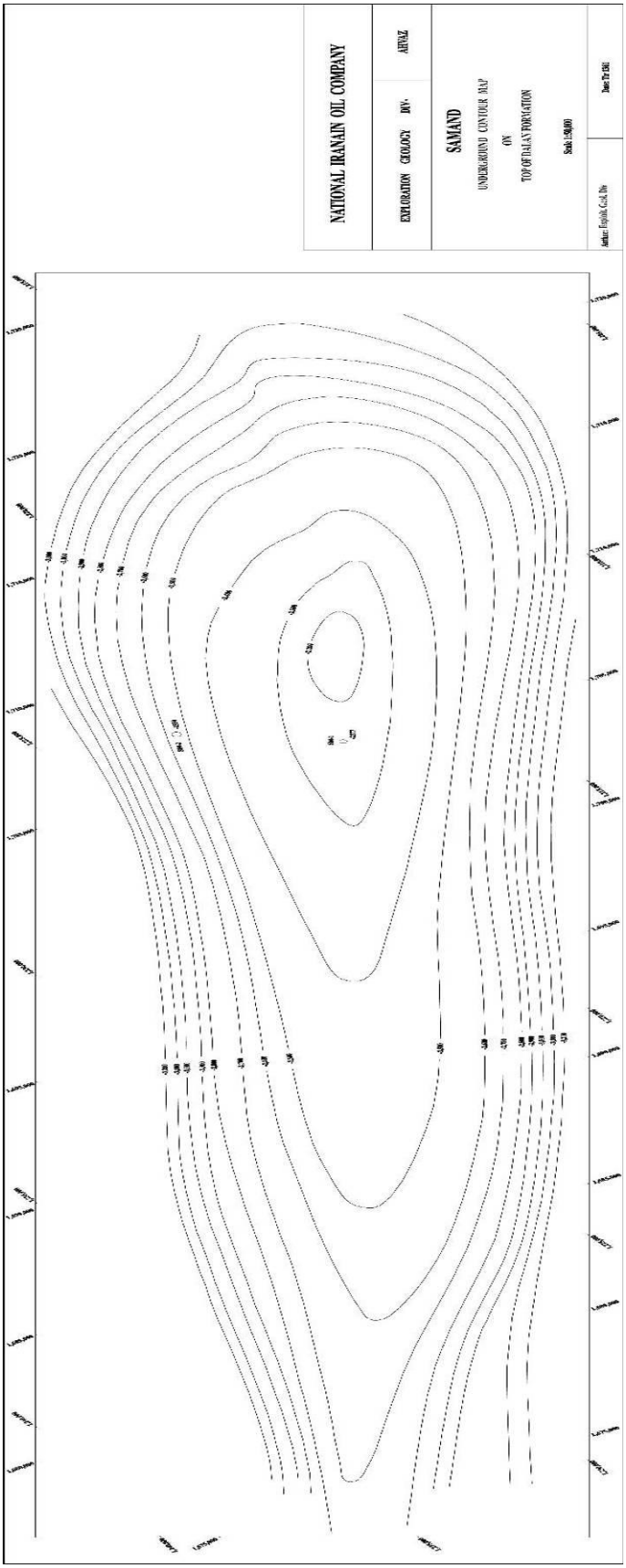
جدول۲-۶-۱۳- پراکندگی تخلخل در سازندهای مختلف چاه شماره ۲ سمند.

Formation	Thickness		Evaluated Thickness		Tight & Shale (φ<3.5%)	Poor (3.5 %< φ 8.5%)	Good (φ >8.5%)
	(m)	(ft)	(m)	(ft)			
Gotnia	239	784	239	784	98% (234.2m)	2% (4.8m)	0
Najmeh	26	85	26	85	96% (25m)	4% (1m)	0
Sargelu	121	397	80	262	84% (67.2m)	6% (4.8m)	10% (8m)
Alan	59	194	59	194	83% (49m)	17% (10m)	0
Mus	85	279	38	125	50% (19m)	39% (14.8m)	11%
Neyriz	110	361	110	361	77% (84.7m)	23% (25.3m)	0
Dashtak	603	197	311	1020	91% (283m)	7% (21.8m)	2% (6.2m)
Kangan	131	430	131	430	100% (131m)	0	0
Dalan	129	423	114	374	52% (59.3m) (Less than 2.5%)	48% (54.7m)	0

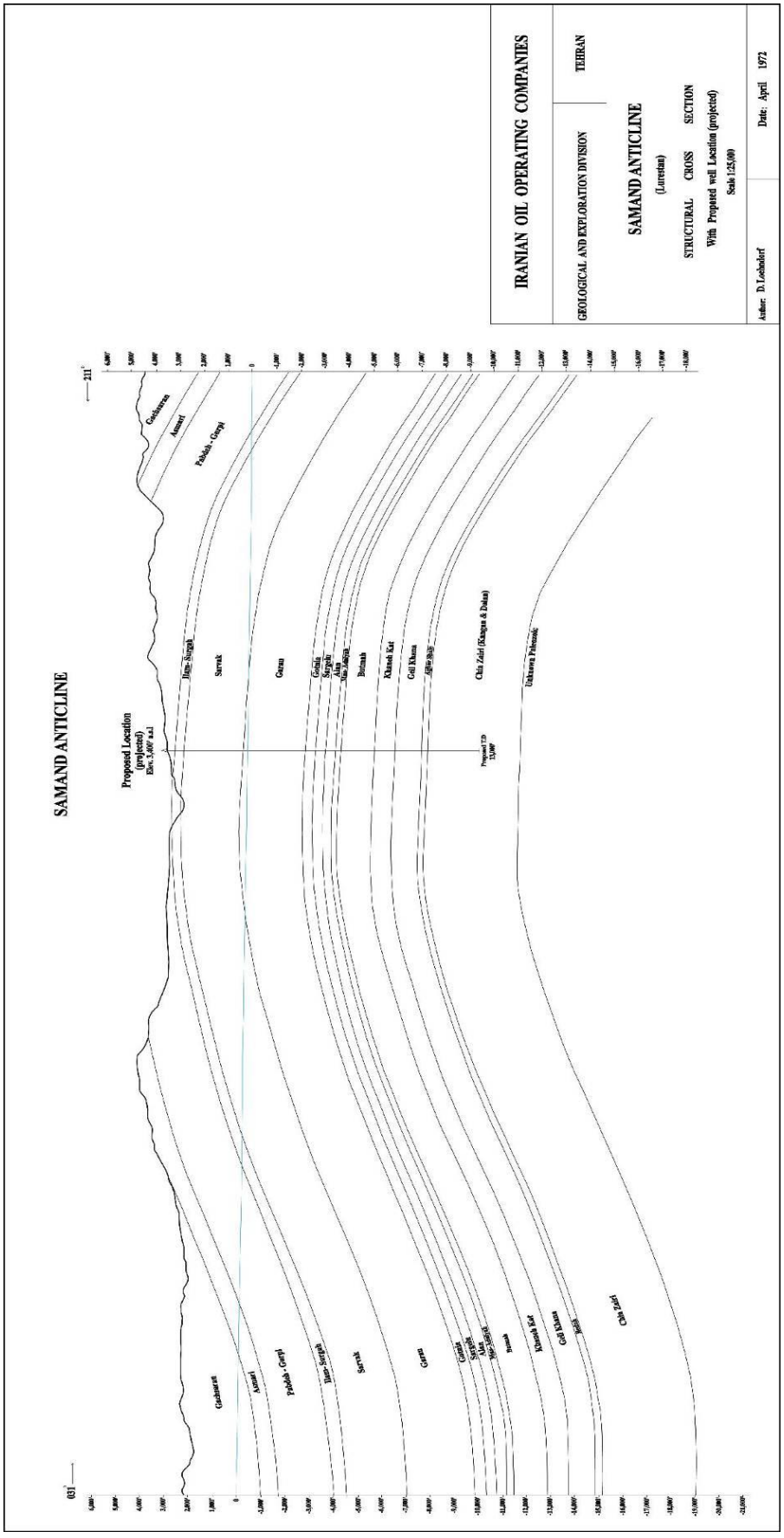
ویژگی‌های زون‌های مخزنی درمیدان سمند در جدول ۲-۶-۱۴ ارائه شده است.

جدول۲-۶-۱۴- ویژگی‌های زون‌های مخزنی در میدان سمند.

Well No.	Zone Thickness (m)	N/G	Ave. φ	Pore Col. (m)	Hyd. Car. Col. (m)	Hyd. Car. Type
1	15	0.133	0.08	13.69	0	--
2	18 (3700-3718)	0.163	0.06	0.60	0.08	O
	6 (3718-3724)		0.07	8.95	0.40	G
	191 (3724-3915)		0.07	10.78	5.35	G



شکل ۲ – ۵–۱ – نقشه خطوط هم‌تراز زیرزمینی برای افق دهرم (سازند دالان) در میدان سمند.



شکل ۲-۵-۲- نمایی از یک برش ساختمانی در میدان سمند.

در سمند-۱ سازند دالان دارای ویژگی‌های مخزنی زیر است:

زون تولیدی : ۱۵/۲ متر [۲] [۹]

متوسط تخلخل زون تولیدی: ۵/۹ ٪

متوسط اشباع شدگی با آب در بخش های مفید [۳]: ۳۷٪

نسبت ضخامت بخش مفید به کل [۳]: ۰/۱۳۳

در سمند-۲ تنها اعماق ۳۷۰۰ تا ۳۹۱۵ ارزیابی پتروفیزیکی شده و نشان داده توالی ۳۷۱۸ تا ۳۷۲۴ دارای تخلخل ۱۶ تا ۲۱ درصد است. قسمتهای دیگر خواص مخزنی زیر را دارا میباشد:

زون تولیدی: ۳۴/۱ متر

متوسط تخلخل زون تولیدی: ۳/۸

متوسط اشباء شدگی با آب در بخش های مفید: ۲۷٪

ضخامت کل: ۲۱۵ متر

نسبت ضخامت بخش مفید به کل: ۰/۱۶۳

چهار سری لایه آزمایی در چاه شماره ۲ سمند انجام شده است و نشان داده توالی ۳۴۹۱/۵ تا ۳۵۴۳ متر دالان ۲۶ MMCF/D گاز می‌باشد.

۳-۶-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن

بررسی‌های انجام شده بر روی آزمایشات ساق مته در سمند ۱ و سمند ۲ و مشخصات آنها در جدول۲-۶-۲ و ۲-۶-۱۰ ارائه شده است. هیدروکربور موجود گاز به همراه ۲/۳۰ مول دی سولفید هیدروژن می‌باشد.

۱-۳-۶-۲- سطح تماس گاز و آب

تعیین سطح تماس آب و گاز برای مخزن به علت نبود اطلاعات کافی مقادیر تخمینی مورد تردید می‌باشد.

---

[2] Net pay [9]
[3] Average net SW [0]
[3] Net to gross ratio [1]

۲-۳-۶-۲- فشار مخزن

اطلاعات ثبت شده در جدول ۲-۶-۲ و ۲-۶-۱۰ فشار مخزن را در محل لایه آزمایی مشخص می‌کند.

۲-۶-۴- محاسبات حجمی

به دلیل مشخص نبودن خواص سنگ مخزن و درصد اشباع آب ارزیابی حجمی تخلخل مخزن امکان پذیر نبود.

۲-۶-۵- نتیجه گیری

سازند گورپی در چاه سمند-۱ ضخامت کمی دارد و نمی‌تواند سنگ پوش مناسبی برای افق بنگستان باشد. سازند ایلام در عمق حدود ۱۲۰ تا ۲۰۰ متری قرار دارد و ضخامت آن حدود ۱۰۰ متر می‌باشد. می‌توان گفت که سازند ایلام ویژگی سنگ مخزن مناسب را ندارد. سازند سروک نیز مانند سازند ایلام سنگ پوش مناسب و ضخیم ندارد و در عمق حدود ۲۷۵ تا ۳۳۶ متری قرار دارد. علاوه بر این در بخش‌هایی از تاقدیس افق بنگستان دارای رخنمون است. سازند فهلیان نیز که دارای ضخامت حدود ۵۶۰ متر است و در عمق ۱۲۵۰ متر واقع شده، می‌تواند در صورت داشتن شکستگی‌های مناسب ویژگی‌های مخزنی خوبی داشته باشد، که این امر نیاز به بررسی بیشتری دارد. به دلیل برونزد داشتن افق‌های آسماری و بنگستان، تبدیل شدن بخشی از افق خامی به رخساره‌های سازند گرو در تاقدیس، وجود ۲ درصد ناخالصی هیدروژن سولفوره و ۲۷/۲ درصد نیتروژن در افق دهرم و عمق نسبتا زیاد این افق (حدود ۳۳۰۰ متری از سطح زمین) برای ذخیره سازی مناسب به نظر نمی‌رسد.

۷-۲- تاقدیس گلمهک

این تاقدیس تحت الارضی و ژئوفیزیکی با علامت اختصاری "GM" در ناحیه فروافتادگی دزفول و زیر ناحیه دزفول شمالی و در فاصله ۲۲ کیلومتری شمال شهرستان دزفول قرار گرفته است. ساختمان گلمهک با امتداد محوری شمال غرب- جنوب شرق است که از تاقدیس قلعه نار توسط یک گسل جدا شده است. این تاقدیس در فاصله ۲۲ کیلومتری شمال شهرستان دزفول در ناحیه دزفول شمالی قرار گرفته است. ساختمان‌های مجاور شامل قلعه نار در شمال- شمال غرب، لب سفید در شرق، پلنگان در شرق- جنوب شرق و پاپیله در جنوب می‌باشند.

این ساختمان بر روی افق آسماری ۱۴۲٫۵ کیلومتر مربع (۱۹×۷٫۵ کیلومتر) با بستگی قائم ۷۰۰ متر، بر روی افق سروک ۱۱۶ کیلومتر مربع (۱۴/۵×۸ کیلومتر) با بستگی قائم ۶۵۰ متر پیش بینی شده بوده که پس از تصحیح در افق آسماری به ۴۶ کیلومتر مربع (۱۱٫۵×۴ کیلومتر) و بستگی قائم آن نیز به حدود ۳۰۰ متر تغییر داده شد، در تاریخ ۱۳۷۴/۱۱/۱۱ شروع و تا عمق ۵۱۸۱ متری حفاری گردید و به دلیل عدم دستیابی به مواد هیدروکربوری متروکه گردید.

۱-۷-۲-چاه گلمهک-۱

حفاری چاه اکتشافی شماره ۱ گلمهک در موقعیت "۵۶ '۳۳ °۳۲ (۱۸۱۹۸۷۴ در سیستم لامبرت) طول شرقی و"۳۹ '۲۴ °۴۸ (۱۱۷۸۵۷۷ در سیستم لامبرت) عرض شمالی به منظور ارزیابی سازندهای آسماری، ایلام، سروک و بخش‌های آهکی سازندهای پابده و گورپی صورت گرفت. در این چاه که تا عمق نهایی ۵۱۸۱ متر در حفره اصلی و ۴۹۵۴ متری در حفره انحرافی حفاری شد (حفاری انحرافی بدلیل آسیب دیدگی جداری ۹ و ۵/۸ اینچی بوده است). به دلیل پایین افتادن سرسازندها به میزان ۳۷۹ متر نسبت به برنامه پیش بینی شده از ادامه حفاری برای اهداف عمیق‌تر از آسماری صرفنظر گردید. ارتفاع سطح زمین در محل حفر چاه ۵۲۰ متر بوده است.

بر اساس آخرین نقشه ژئوفیزیکی میدان که فاصله محل چاه تا ستیغ ساختمان بیش از میزان پیش بینی شده بوده و پایین افتادن سرسازندها نیز می‌تواند ناشی از این امر باشد (گزارش نهایی مهندسی نفت چاه گلمهک-۱، P.E.R-24، مرداد ماه ۱۳۸۲).

در این چاه یک نمونه مغزه حفاری از سازند آسماری برداشت شده است که مشخصات آن در جدول ۱-۷-۲ آمده است.

جدول ۲-۷-۱- مشخصات مغزه برداشت شده از چاه شماره ۱ گلمهک.

Core Number	Depth Interval (drilling depth)				Formation	Recovery (%)	Lithology
	ft		m				
	From	To	From	To			
1	16171	16204	4929.00	4939.00	Asmari	100	Limestone

در حفاری چاه شماره ۱ گلمهک سازندهای بختیاری، آغاجاری، گچساران، آسماری، بخش تبخیری-کربناته کلهر و پابده حفاری شدند که اطلاعات آنها در جدول ۲-۷-۲ آمده است.

جدول۲-۷-۲- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ گلمهک.

Formation	Interval				Drilled Thickness		Lithology	Age
	(m)		(ft)					
	From	To	From	To	(m)	(ft)		
Bakhtiyari	+529.00 (Surface)	-654.00	1736 (Surface)	-2146	1183.00	3881	Conglomerate, Sandstone, Siltstone & some Marl	L. Pliocene
Aghajari	-654.00	-3922.00	-2146	-12867	3268.00	10722	Alternation of Marl, Sandstone and thin gypsum beds.	Pliocene
Gachsaran	-3922.00	-4310.00	-12867	-14140	388.00	1273	Anhydrite, Marl and thin limestone beds.	Miocene
Asmari	-4310.00	-4453.00	-14140	-14610	143.00	469	Limestone, thin dolomite beds and marls.	Miocene
Kalhur Mbr.	-4453.00	-4592.00	-14610	-15066	139.00	456	Anhydrite and thin limestone & dolomite beds.	Oligocene-E. Miocene
Pabdeh	-4592.00	-4652.00 (TD)	-15066	-15262 (TD)	60.00	197	Limestone & shale.	L. Eocene - Oligocene

شیب لایه بندی بر اساس نمودار FMS بین ۲ تا ۱۰ درجه (میانگین ۵ درجه) تعیین شده است. این نتایج با اطلاعات مغزه‌های آسماری در فاصله عمقی ۴۹۲۹ تا ۴۹۳۹ متری نیز مطابقت داشته است.

در حفاری چاه شماره ۱ گلمهک در ۱۰۰۰ متر نخست از گل بنتونیتی با وزن ۶۷-۷۳ پوند، از ۱۰۰۰ تا ۲۸۵۲ متر از گل بنتونیتی به کل آب نمکی با وزن ۷۰-۸۰ پوند ادامه یافته است. در ادامه حفاری به دلیل هرزروی‌های متعدد سیستم گل به پایه آب شیرین و بنتونایت با وزن ۹۰-۷۵ پوند در اینتروال ۲۸۵۲ تا ۴۴۸۴ متری (سازند گچساران) تغییر داده شده است. سپس از عمق ۴۴۸۴ تا ۴۷۴۶ متری سازند گچساران گل با وزن ۹۲ تا ۹۴ پوند استفاده شده است و برای حفاری سازند آسماری و بخش کلهر آن و همچنین سازند پابده از گل با وزن ۹۶ پوند برای حفاری استفاده شده است. جدول۲-۷-۳ هرزروی‌های صورت گرفته در حفاری این چاه را نشان می‌دهد.

بر اساس نمودار FMS چاه شماره ۱ گلمهک (جدول ۲-۷-۴)، که در فاصله عمقی ۴۹۰۰ تا ۵۰۱۴ متری رانده شده، دیواره چاه ریزش زیادی داشته، که این امر بر نگاره‌های چاه پیمایی تاثیر زیادی داشته است. همچنین مشخص گردیده که چاه دارای مقدار ناچیزی شکستگی‌های باز قابل رویت بوده و تخلخلی نیز دیده نشده است. در مجموع نیز چنین بیان شده که این اینتروال از نظر شکستگی و هیدروکربور وضعیت مناسبی ندارد.

۲-۷-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن

بر اساس بررسی‌های انجام شده بر روی آزمایشات ساق مته در میدان گلمهک (آزمایشات شماره ۱ تا ۳)، مخزن را نسبت به هیدروکربور خشک عنوان کرده‌اند (جدول ۲-۷-۵).

نتایج ارزیابی‌های پتروفیزیکی سازند آسماری در چاه گلمهک-۱ به شرح زیر بوده است:

اینتروال ۴۹۸۲-۴۸۳۹ متری از آهک‌های دولومیتی با میزان شیل نسبتا بالا (بیش از ۳۰ درصد) تشکیل شده است و خواص مخزنی در آن چندان مناسب نمی‌باشد. از فواصل مخزنی قابل ذکر یکی فاصله عمقی ۴۸۸۷/۵ تا ۴۸۸۹/۵ متری و دیگری فاصله عمقی ۴۹۸۱ تا ۴۹۷۹ متری است که به ترتیب از تخلخل ۶ و ۸ درصد و اشباع آب ۴۵ و ۴۰ درصد برخوردارند. اما درعین حال بخشی از هیدروکربور به شکل غیر متحرک است. فواصل یادشده در آزمایش ساق مته خشک بوده‌اند.

جدول۲-۷-۳- هرزروی‌های گل حفاری صورت گرفته در طول حفاری چاه شماره ۱ گلمهک.

Formation	Interval (drilling depth) (m)		Interval (drilling depth) (ft)		Thickness		Loss amount (bbl/hr)	Mud Weight (lbs)
	From	To	From	To	(m)	(ft)		
Bakhtiyari	1071	1080	3514	3543	9	30	2-6	80-75
	1080	1086	3543	3563	6	20	6	80
Aghajari	1290	1301	4232	4268	11	36	6-16	75
	1306	1324	4285	4344	18	59	18-11	75
	1324	1377	4344	4518	53	174	4-6	75
Asmari	4939	4943	16204	16217	4	13	22	96
	5067	5070	16624	16634	3	10	Complete loss	96
	5078	5087	16660	16690	9	30	45	96
Pabdeh	5129	5181	16827	16998	52	171	Minor (1-1.5)	96

اینتروال ۴۹۸۲-۵۱۲۱ متری (بخش تبخیری کلهر) در نیمه بالایی خود عمدتا از انیدریت با میان لایه‌هایی از آهک دولومیتی و در نیمه پایینی از آهک دولومیتی با میان لایه‌هایی از انیدریت تشکیل شده است (جدول ۲-۷-۱). در این بخش اینتروال ۴۹۹۲-۴۹۹۴ متری با متوسط تخلخل ۷ درصد و

اشباع آب ۴۰ درصد از فواصل نسبتا مناسب می‌باشد. بقیه فواصل بویژه قسمت‌های انیدریتی از تخلخل پائین برخوردار می‌باشند. در این بخش آزمایش ساق مته‌ای انجام نشده است.

بر اساس ارزیابی پتروفیزیکی انجام شده در این چاه سازند آسماری آن از خواص مخزنی چندان مناسبی برخوردار نبوده و نتیجه سه آزمایش ساق مته انجام شده نیز خشک بوده است.

آزمایش ساق مته شماره ۱ که در اینتروال ۴۷۴۳-۴۹۳۹ متری به صورت حفره باز در سازند آسماری انجام شده است با کمک ابزار ساق مته ۵/۸ ۹ اینچ و پر کردن تمام ستون از آب ضربه گیر و نصب توپک در عمق ۴۷۱۰ متری صورت گرفته است (جدول۲-۷-۵).

جدول۲-۷-۴- مشخصات نمودارهای پتروفیزیکی رانده شده در چاه شماره ۱ گلمهک.

Run No.	Log Type	Interval (m)		Formations
		From	To	
1	GR/SONIC	Surface	3663	Bakhtiyari – Aghajari
2	GR/SONIC	3600	4250	Aghajari
3	GR/SUNIC	4201	4746	Gachsaran - Aghajari
4	GR/DLL/MSFL	4743	5001	Asmari - Cap Rock
5	GR/BHC/DLL/MSFL	4743	5010	Asmari - Cap Rock
6	NGS/LDL/CNL	4743	5010	Asmari - Cap Rock
7	DLL/MSFL/GR	4950	5166	Pabdeh – Asmari
8	BHC/GR	4950	5166	Pabdeh – Asmari
9	FMS/GR	4900	5000	Asmari
10	LDL/CNL/NGS	4950	5157	Pabdeh – Asmari
11	SMF /GR	4825	4900	Asmari - Cap Rock
12	VSP	2710	5140	Pabdeh - Asmari - Gachsaran – Aghajari

بر اساس این آزمایش در مدت باز نخست (۲۰ دقیقه)، حباب قوی مشاهده گردید. مدت زمان بست نخست نیز یک ساعت بوده است. در مرحله باز دوم (۳۸۰ دقیقه) ابتدا برای ۲۰ دقیقه جریان آب ضربه گیر به میزان ۳٫۲ بشکه در ساعت مشاهده شده که به ۰٫۲-۰٫۱ بشکه در ساعت کاهش یافت. سپس چاه به مدت یک ساعت از سطح و ۴ ساعت از شیر دو مرحله‌ای بسته شده است. نمونه زیر شیر دو مرحله‌ای، گل حفاری با وزن ۹۲ پوند بر اینچ مکعب بوده است. فشار بسته ته چاه در عمق ۴۷۱۷ متری معادل ۸۱۹۷ پوند بر اینچ مربع اندازه گیری شده است.

آزمایش ساق مته شماره ۲ که در اینتروال ۴۸۲۷-۴۸۸۴ متری به صورت حفره باز در سازند آسماری انجام شده است با کمک ابزار ساق مته ۷ اینچ و پر کردن تمام لوله‌ها از آب ضربه گیر و نصب توپک در عمق ۴۷۹۰ متری صورت گرفته است (جدول۲-۷-۵).

بر اساس این آزمایش در مدت باز نخست (۳۰ دقیقه)، حبابی مشاهده نگردید. مدت زمان بست نخست نیز یک ساعت بوده است. در مرحله باز دوم (۳۶۰ دقیقه) پس از گذشت ۱۵ دقیقه حباب ضعیف و منقطع مشاهده شده است که ۲۵ دقیقه بعد جریان هوا به صورت پیوسته شده و حباب‌ها به حد متوسط رسیده‌اند. پس از گذشت ۱ ساعت حباب‌ها به تدریج ضعیف شده و چاه برای مدت ۱۹۵ دقیقه برای بار دوم بسته شده است. در حین گردش معکوس ابتدا آب ضربه گیر و پس از پمپاژ ۲۴۵ بشکه گل با وزن ۸۱ پوند بر اینچ مکعب به دست آمده که دارای شوری ۱۲۵۰۰۰ پی‌پی‌ام و کلسیم ۱۶۵۰ پی‌پی‌ام بوده است. فشار بسته ته چاه در عمق ۴۷۹۷ متری معادل ۸۳۵۳ پوند بر اینچ مربع اندازه گیری شده است.

جدول۲-۷-۵- اطلاعات آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۱ گلمهک

Drill Stem Test Number	Depth Interval (m)	Formation	Results
DST-1	4939-4743	Asmari	Packer was set at 4710 m, after 7 hours flow recovered 12 bbls drilling mud plus 3.2 bbls cushion water which is gradually decreased to 0. BHP in 4939m & 4717m was respectively 8512 psi and 8179 psi.
DST-2	4884-4827	Asmari	Packer was set at 4790 m, after 6.5 hours flow recovered drilling mud. Fair to weak air bubble was observed. BHP in 4797m was 8353 psi.
DST-3	4954-4827	Asmari	Packer was set at 4790 m, after 6.5 hours flow recovered drilling mud. Very weak air bubble was observed which is gradually disappeared. BHP in 4797m was 7469 psi.

آزمایش ساق مته شماره ۳ که در اینتروال ۴۸۲۷ تا ۴۹۵۴ متری به صورت حفره باز در سازند آسماری انجام شده است با کمک ابزار ساق مته ۷ اینچ و پر کردن ۳۰۰ متر ستون از آب به عنوان ضربه گیر و نصب توپک در عمق ۴۷۹۰ متری صورت گرفته است (جدول۲-۷-۵).

بر اساس این آزمایش در مدت باز نخست (۱۵ دقیقه)، هیچ حبابی مشاهده نگردید. مدت زمان بست نخست نیز یک ساعت بوده است. در مرحله باز دوم (۳۶۰ دقیقه) پس از ۱۰۰ دقیقه حباب ضعیف مشاهده شده که پس از ۳ ساعت قطع شده است. سپس چاه به مدت ۶ ساعت بسته شده است. در حین گردش معکوس ابتدا ۱۵۸ بشکه آب ضربه گیر و سپس گل با وزن ۹۶ پوند بر اینچ مکعب به دست آمده است. نمونه زیر شیر دو مرحله‌ای، گل حفاری با وزن ۸۲ پوند بر اینچ مکعب با اسیدیته ۸٫۷ شوری ۸۸۰۰۰ پی‌پی‌ام، محتوای کلسیم ۱۷۲۰ پی‌پی‌ام، ۴ درصد نفت، ۷۸ درصد آب و ۱۸

درصد جامدات بوده است. فشار بسته ته چاه در عمق ۴۷۸۷ متری معادل ۷۵۴۱ پوند بر اینچ مربع اندازه گیری شده است.

۱-۲-۷-۲- فشار و سطوح سیالات

فشار مخزن در جدول ۲-۷-۵ در آزمایش لایه آزمائی مخزن آورده شده و تنها سیال آن آب گزارش گردیده است. همانگونه که از اطلاعات ثبت شده در جدول آزمایش ساق مته نمایان است فشار جریان سیال خیلی ضعیف گزارش گردیده و از نظر شرایط مخزنی مناسب نمی‌باشد. فشار در عمق‌های مختلف چاه ۱ گلمهک اندازه گیری شده و اطلاعات مربوط به آن در جدول۲-۷-۵ ارائه شده است.

۳-۷-۲- محاسبات حجمی

به دلیل مشخص نبودن خواص سنگ مخزن و درصد اشباع آب ارزیابی حجمی تخلخل مخزن امکان پذیر نبود.

۴-۷-۲- نتیجه گیری

در این میدان، آسماری تنها افق مخزنی حفاری شده است و بنابراین سایر افق‌های مخزنی به دلیل عدم دستیابی و در نتیجه نبود اطلاعات در مورد آنها، قابل اظهار نظر نبوده و حتی در صورت مناسب بودن شرایط آنها به دلیل عمق بسیار زیادشان برای ذخیره سازی نیز مناسب نمی‌باشند. آزمایش‌های ساق مته انجام شده در تنها چاه این میدان بیانگر وجود فشار ضعیف جریان سیال در مخزن آسماری بوده است، که این امر را می‌توان به متراکم بودن نهشته‌ها و عدم گسترش شکستگی در آنها نسبت داد.

علاوه بر این به دلیل نبودن اطلاعات کافی و نداشتن تفسیر نمودارهای پتروفیزیکی میزان تخلخل و درصد اشباع آب در اینتروال‌های مختلف و در نتیجه حجم قابل ذخیره سازی امکان پذیر نمی‌باشد.

در مجموع میتوان گفت که افق آسماری در این میدان ویژگی‌های مورد نیاز برای ذخیره سازی را دارا نبوده و افق‌های مخزنی دیگر نیز حفاری نشده‌اند: بنابراین این میدان فاقد ارزش ذخیره سازی تشخیص داده می‌شود.

۸-۲- تاقدیس گوار

این تاقدیس سطح الارضی با علامت اختصاری "GR" که توسط شرکت OSCO مطالعه شده است، در ناحیه لرستان و زیر ناحیه لرستان مرکزی و در موقعیت جغرافیایی '۵۰،°۴۶ تا '۲۵،°۴۷ طول شرقی و '۱۸،°۳۳ تا '۳۸،°۳۳ عرض شمالی قرار گرفته است.

این ساختمان با ابعاد ۶۲/۵ کیلومتر طول و حداکثر ۷/۵ کیلومتر عرض در افق آسماری- شهبازان قرار گرفته و از نوع ساختمان‌های نامتقارن با دو کوهان و آزیموت محوری ۱۱۰ درجه نسبت به شمال می‌باشد. شیب عمومی یال جنوب غربی ۶۰ درجه و در یال شمال شرقی ۲۵ درجه اندازه‌گیری شده است. ابعاد این ساختمان در افق بنگستان در حدود ۳ × ۳۵ کیلومتر اعلام شده است (مطیعی،۱۳۷۴). زاویه میل در پلانج شمال غربی ساختمان ۳۰ درجه می‌باشد که بر روی افق آسماری- شهبازان اندازه‌گیری شده است.

سازندهای آسماری- شهبازان و گچساران در این ساختمان برونزد داشته که از این بین سازندهای آسماری- شهبازان بیشترین رخنمون را به خود اختصاص داده‌اند.

براساس اندازه‌گیری انجام شده بر روی نقشه زیر سطحی ساختان گوار، بستگی افقی برای میدان گوار در افق بنگستان برای کوهان شرقی ۱/۵×۱۱ و برای کوهان غربی ۴/۵×۳۶ کیلومتر مربع و بستگی قائم نیز برای این دو کوهان به ترتیب ۲۳۰ و ۷۶۰ متر محاسبه شده است.

این ساختمان با هدف دسترسی به افق بنگستان (آزمایش سازندهای ایلام و سروک) با عمق تقریبی ۱۵۲۸ متر از سطح منطقه و ۱۵۸ متر بالای سطح تراز دریا مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت که در نتیجه دارای مقدار ناچیز نفت و گاز تشخیص داده شد.

ساختمان‌های مجاور شامل پاسان در شمال شرق، پالگانه در شمال غرب، باباحبیب در جنوب شرق، ویزنهار به موازات یال جنوب غربی (در جنوب شرق) و تاقدیس وسکور به موازات یال جنوب غربی می‌باشند (شکل ۱-۱). ساختمان هیدروکربوری ویزنهار تنها ساختمان هیدروکربوری مجاور بوده که به موازات یال جنوب غربی (در جنوب شرق) قرار گرفته است (شکل ۱-۱).

---

[3] - Gavar Anticline [2]

لرزه نگاری دو بعدی بر روی این میدان صورت گرفته است. این عملیات لرزه‌ای شامل ۱۳ خط لرزه‌ای به طول ۲۶۳ کیلومتر بوده است.

در این میدان تعداد یک حلقه چاه، در سال ۱۳۵۴ (۱۹۷۵) و توسط کنسرسیوم نفتی، حفاری شده است و کوهان شرقی این ساختمان (کوه دگله نامگذاری) جدیداً مورد حفاری قرار گرفته است. خلاصه‌ای در مورد چاه حفاری شده در کوهان غربی شامل جدول ستون چینه شناسی (جدول ۲-۸-۱) و نمودارهای پتروفیزیکی رانده شده (جدول ۲-۸-۲) در این چاه در ادامه خواهد آمد.

اگرچه شاید ضخامت ستون نفتی این میدان به حدود ۴۰ متر برسد، اما به دلیل اینکه بالاتر از سطح تراز دریا قرار گرفته، دارای فشار کم اعلام شده است (مطیعی، ۱۳۷۴).

جدول ۲-۸-۱- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده در چاه شماره ۱ گوار.

Formation	Interval (SLE) (m) From	To	Interval (SLE) (ft) From	To	Drilled Tickness (m)	(ft)	Lithology	Age
Asmari-Shahbazan	1685.00	1368.00	5528	4488	317.00	1040	Limestone, dolomite, argillaceous limestone, siltstone & shale	Eocene-Oligocene
Pabdeh-Amiran	1368.00	838.00	4488	2749	530.00	1739	Argillacous limestone, siltstonne, sandstone, marl & shale	Paleocene - Eocene
Upper Gurpi	838.00	702.00	2749	2303	136.00	446	Marl, siltstone & limestone	Maestrichtian
Emam Hassan Mbr.	702.00	535.00	2303	1755	167.00	548	Argillaceous limestone & limestone	Campanian-Maestrichtian
Lower Gurpi	535.00	505.00	1755	1657	30.00	98	Marl	Campanian
Lopha Zone	505.00	460.00	1657	1509	45.00	148	Limestone & argillaceous limestone	Campanian
Lower Gurpi	460.00	157.00	1509	515	303.00	994	Marl & minor limestone & argillaceous limestone	Campanian
Ilam	157.00	-96.00	515	-315	253.00	830	Limestone, dolomite & argillaceous limestone	Santonian
Surgah	-96.00	-120.00	-315	-394	24.00	79	Argillaceous limestone, limestone & minor dolomite	Coniacian
Sarvak	-120.00	-510.00	-394	-1673	390.00	1280	Argillaceous limestone, limestone & minor marl, shale & dolomite	Albian - Cenomanian
Garau	-510.00	-677.00	-1673	-2221	167.00	548	Argillaceous limestone, marl, shale & limestone	Beriasian - Albian

۱-۸-۲- چینه شناسی تاقدیس گوار

رخنمون‌های سطحی سازند آسماری در دره‌های عمیق ساختار تاقدیسی گوار همراه با سنگ‌های مربوط به ائوسن مشاهده می‌شوند. تغییرات جانبی در رخساره‌های سازندهای همزمان در توالی‌های چینه‌ای منتسب به ترشیر به وقوع پیوسته است. برای مثال لایه‌های قرمز رنگ سازند کشکان در تاقدیس پاسان در شمال شرق این ساختمان زمین شناسی وجود دارد، ولی در

رخنمون‌های عمیق‌تر ساختمان زمین شناسی گوار در شمال غرب به جای این لایه‌های قرمز رنگ ژیپس وجود دارد. توالی‌های چینه‌ای منتسب به ترشیر متعلق به سازندهای آسماری – شهبازان است. در شمال شرق این تاقدیس عمدتا" سازندها شامل کشکان و نهشته‌های تبخیری قاعده سازند شهبازان است. ولی در شمال غربی این تاقدیس توالی‌های ناکامل سازندهای امیران و گورپی به صورت لایه‌های لغزیده و فروریخته وجود دارد.

جدول ۲-۸-۲- مشخصات مربوط به نمودارهای پتروفیزیکی رانده شده در چاه شماره ۱ تاقدیس گوار.

Log	Run No.	Interval			
		(ft)		(m)	
		From	To	From	To
CBL-VDL-GR-CCL	1	3602	5420	1097.89	1652.02
CBL-VDL	2	3653	5107	1113.43	1556.61
CBL-GR	3	3602	5120	1097.89	1560.58
Sonic-GR	1	3661	5170	1115.87	1575.82
Sonic-GR	2	3661	5170	1115.87	1575.82
FDC-CNL-GR	1	3661	5144	1115.87	1567.89
DLL-MSFL-GR	1	3661	5175	1115.87	1577.34
CBL	4	4600	7448	1402.08	2270.15
Sonic-GR	3	5167	6200	1574.90	1889.76
DLL-MSFL-GR	2	5167	6207	1574.90	1891.89
FDC-CNL-GR	2	5167	6208	1574.90	1892.20
HDT	1	5167	6209	1574.90	1892.50
HDT	2	6004	7494	1830.02	2284.17
FDC-CNL-GR	3	6004	7492	1830.02	2283.56
DLL-MSFL-GR	3	6004	7492	1830.02	2283.56
Sonic-GR	4	6004	7493	1830.02	2283.87

۲-۸-۲- بررسی داده های مهندسی مخزن

در این چاه تعداد ۸ آزمایش ساق مته انجام شده که مشخصات آنها در جدول ۲-۸-۳ ارائه شده است. همچنین مشخصات آزمایش تولید از این چاه نیز در جدول ۲-۸-۴ آمده است.

۲-۸-۲-۱- سطح تماس گاز و نفت و آب

تعیین سطح تماس آب و نفت و گاز برای مخزن بعلت نبود اطلاعات کافی مقادیر قابل محاسبه نبوده است.

۲-۸-۲-۲- فشار مخزن

اطلاعات ثبت شده در جدول ۲-۸-۳ فشار مخزن را مشخص می‌کند.

۳-۸-۲- محاسبات حجمی

به دلیل این که محاسبه حجمی مخزن، از روی نقشه منحنی‌های هم‌تراز زیر زمینی انجام می‌گردید و این نقشه در میدان گوار ناقص بود. بنابراین محاسبه حجمی سنگ مخزن در این چاه صورت نگرفت.

جدول ۲-۸-۳- مشخصات مربوط به آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۱ تاقدیس گوار.

Drill Stem Test Number	Depth Interval				Formation	Results
	(m)		(ft)			
	To	From	To	From		
DST-1	1575.82	1640.13	5170	5381	Ilam	Misrun due to packer failed. – (open hole)
DST-2	1575.82	1640.13	5170	5381	Ilam	Minor amount of sweet gas to surface- Flowed gas cut cushion water. Gas cut mud with trace of oil and contaminated salt water – (open hole)
DST-3	1575.82	1640.13	5170	5381	Ilam	Flowed cushion water gas cut mud and minor amount of oil. Below BCIP recovered salt water & 2 gallons of oil (40.7 API) – (open hole)
DST-4	1536.19	1560.58	5040	5120	Ilam	Flowed sweet gas to surface. Recovered gas cut drilling fluid with trace of oil. Recovered 7 gallons of oil (43.2 API) (perforated) - pressure at the end of 2nd perid was 2317 psi.
DST-5	1179.58	1197.86	3870	3930	Gurpi (Lopha zone)	No flow. Recovered drilling fluid. (perforated)
DST-6	794.00	803.15	2605	2635	Pabdeh/ Amiran	-
	807.72	814.73	2650	2673		Small amount of gas. Recovered 24 Bbls. of salt water (perforated)
DST-7	2281.43	2362.20	7485	7750	Garau	Flowed cushion to surface with minor sweet gas. Recovered gas cut salt water (1200000 ppm NaCl).
DST-8	2014.73	2054.35	6610	6740	Sarvak	Flowed gassy salt water to surface (6-14 Bbls/h). (perforated)

جدول ۲-۸-۴- مشخصات مربوط به آزمایشات تولید انجام شده در چاه شماره ۱ تاقدیس گوار.

Test Number	Interval				Formation	remark
	(m)		(ft)			
	From	To	From	To		
1	1844.04	1873.91	6050	6148	Sarvak	Formation flow afetr acidizing.
2	1737.06	1768.14	5699	5801	Ilam	Formation flow & oil foam with rate of 24 Bbls./h
3	1577.34	1600.20	5175	5250	Ilam	Formation flow with rate of 150 Bbls. /h. Flowed sweet gas & oil contaminated salt water (30000 - 36000 ppm NaCl). Pressure at the end of 3rd period was 900 psi.

۴-۸-۲- نتیجه گیری

بر اساس اطلاعات بررسی شده برای تاقدیس گوار، به دلیل رخنمون داشتن سازندهای آسماری و شهبازان عملا افق‌های مخزنی آسماری مناسب نبوده و تنها افق‌های مخزنی بنگستان (سازندهای

ایلام و سروک)، خامی و دهرم قابل بحث می‌باشند. سازند ایلام نیز بالای سطح تراز دریا قرار گرفته و دارای فشار مناسب نمی‌باشد. سازندهای سروک و گرو نیز که به ترتیب در عمق ۱۲۰ و ۵۱۰ متری زیر سطح تراز دریا قرار دارند به دلیل عدم وجود رخساره‌های مخزنی مناسب و کم بودن فشار در سازند سروک چندان مناسب نمی‌باشند. در آزمایش ساق مته‌ای که پس از اسید کاری، بر روی سازند سروک انجام شده ۶ تا ۱۴ بشکه در ساعت آب تولید داشته که این امر نشان دهنده آب دار بودن این افق مخزنی است. افق‌های خامی (که در این ناحیه تا حدود زیادی به رخساره‌های سازند گرو تبدیل شده است) و دهرم نیز در این چاه حفاری نشده و در نتیجه اطلاعی در مورد آنها موجود نیست.

این تاقدیس دارای بستگی افقی و عمودی خوبی در افق بنگستان است و از نظر حجمی می‌توانست مورد بسیار خوبی برای ذخیره سازی قلمداد شود. به دلیل وجود ویژگی‌های مخزنی نسبتا مناسب در میدان ویزنهار نظر می‌رسد که شرایط مخزنی ایلام و سروک به سمت شرق میدان یعنی جایی که میدان ویزنهار وجود دارد بهبود پیدا خواهد نمود کوهان شرقی این میدان (دگله). حفاری شده ولی اطلاعات آن در اختیار نبوده اما به نظر می‌رسد که امید به داشتن مخزنی مناسب وجود داشته باشد. علاوه بر این به دلیل ناقص بودن اطلاعات در چاه شماره ۱ تخمین حجم مخزن نیز امکان پذیر نبود.

در مجموع می‌توان گفت به دلیل برونزد داشتن افق آسماری، بالای سطح تراز دریا قرار گرفتن افق ایلام، عدم توسعه رخساره‌های مخزنی در افق سروک، آب دار بودن افق سروک (بر اساس آزمایش ساق مته)، تبدیل شدن بخش عمده افق خامی به رخساره‌های سازند گرو در کوهان غربی این میدان، در نگاه اول برای ذخیره سازی چندان مناسب به نظر نمی‌آید. اما به نظر می‌رسد که در کوهان شرقی این تاقدیس با تغییر در رخساره‌های رسوبی وضعیت مخزنی افق بنگستان نیز تا حدودی بهبود یابد. هر چند که این امر به دلیل در دسترس نبودن اطلاعات مربوط به چاه تازه حفاری شده گوار شرقی-۱ در حد احتمال خواهد بود. بنابراین این میدان با توجه به وجود آثار هیدروکربور در افق‌های ایلام (دارای آثار نفت) و سروک (دارای آثار گاز شیرین) در کوهان غربی در اولویت دوم برای مطالعه بیشتر در مورد کوهان شرقی پیشنهاد می‌گردد.

۹-۲- تاقدیس ویزنهار

این تاقدیس سطح الارضی با علامت اختصاری "VR" در ناحیه لرستان و زیر ناحیه لرستان مرکزی قرار گرفته است. ساختمان ویزنهار از نوع تاقدیس نامتقارن بوده که شیب یال شمال شرقی آن و شیب یال جنوب غربی است.

این ساختمان با ابعاد ۱۷ کیلومتر طول و حداکثر ۳ کیلومتر عرض در افق بنگستان، از نوع ساختمان‌های نامتقارن با یک کوهان می‌باشد. شیب عمومی در یال شمال شرقی ۲۵ (ناحیه شرقی) تا ۴۰ درجه (ناحیه غربی) و در یال جنوب غربی آن تقریبا ثابت و حدود ۴۵ درجه اندازه‌گیری شده است. این ساختمان در شمال تاقدیس کبیر کوه و در دنباله شمال غربی تاقدیس ماله کوه قرار گرفته است. تاقدیس ویزنهار دارای روند ساختمانی شمال غرب- جنوب شرق مشابه با روند زاگرس است. قدیمی‌ترین رخنمون‌های سطحی در تاقدیس ویزنهار سازند آسماری است.

ساختمان ویزنهار توسط زین[۳] از ساختمان ماله کوه، که در جنوب شرقی آن قرار گرفته و سازندهای ایلام و سروک آن مخزن واحدی را ایجاد کرده‌اند، جدا شده است. عمق این زین برای سازند ایلام ۱۲۰۰ متر و برای سروک ۱۷۸۰ متر زیر سطح دریا می‌باشد.

همچنین مخزن بنگستان این ساختمان به وسیله زین[۴] از ساختمان گوار، که در شمال غرب ویزنهار قرار گرفته و نزدیک به ۳۰ متر ستون نفتی داشته، جدا شده و ارتباط خود را از دست داده است (شیرزاده، ۱۳۶۴). عمق این زین برای سازند ایلام ۱۷۰۰ و برای سازند سروک ۲۱۵۰ متر زیر سطح دریا می‌باشد.

از ساختمان مانوران که در جنوب غربی ویزنهار قرار گرفته اطلاعی در دسترس نبوده است. در صورتی که مخزن ایلام آن به وسیله زین (در عمق ۱۱۵۰ متری زیر سطح دریا) با مخزن ایلام ویزنهار ارتباط نداشته باشد ولی به احتمال زیاد، زین بین دو مخزن سروک در این دو میدان که در عمق ۱۵۵۰ متری زیر سطح دریا قرار گرفته است، نتوانسته مخزن سروک را بین این دو میدان جدا نماید. هرچند که این نظر بر اساس مطالعات ساختمانی و شیب سطحی لایه بندی و در زمانی انجام شده که

[3] - Veyzenhar Anticline
[4] - Saddle

لرزه نگاری در آنجا انجام نشده بود. برای اطمینان حاصل نمودن از این مساله نیاز به بررسی داده‌های لرزه‌ای و تطابق تفسیر ساختمانی آن با نظر فوق می‌باشد.

سازندهای آسماری و شهبازان در بخش‌های میانی این میدان رخنمون داشته و به این دلیل اولین چاه در این میدان در سال ۱۳۵۳ خورشیدی (سال‌های ۱۹۷۸- ۱۹۷۷ میلادی) و به منظور ارزیابی ذخایر نفت و گاز احتمالی موجود در سازندهای ایلام و سروک حفاری گردید. سازندهای حفاری شده در این چاه و مشخصات آنها در جدول ۲-۹-۱ ارائه شده است.

جدول۲-۹-۱- اینتروال، لیتولوژی، ضخامت و سن سازندهای حفاری شده درچاه شماره ۱ ویزنهار.

Formation	Interval (SLE)				Drilled Tickness		Lithology	Age
	(m)		(ft)					
	From	To	From	To	(m)	(ft)		
Asmari	1665.12 (Surface)	1561.49	5463 (Surface)	5123	103.63	340	Limestone	L. Oligocene-E. Miocene
Shahbazan	1561.49	974.75	5123	3198	586.74	1925	Limestone, marl, shale & argillaceous limestone	M. Eocene
Pabdeh	974.75	258.47	3198	848	716.28	2350	Marl, argillaceous limestone & siltstonne	L. Paleocene - E. Eocene
Amiran	258.47	202.08	848	663	56.39	185	Marl & siltstone	L. Paleocene
Upper Gurpi	202.08	43.12	663	141	158.96	522	Marl & siltstone	Maestrichtian - E. Paleocene
Emam Hassan Mbr.	43.12	-185.88	141	-610	229.00	751	Marl & argillaceous limestone	Campanian – Maestrichtian
Lower Gurpi	-185.88	-226.16	-610	-742	40.28	132	Argillaceous limestone & shale	Campanian
Lopha Zone	-226.16	-263.65	-742	-865	37.49	123	Limestone, argillaceous limestone & marly limestone	Campanian
Lower Gurpi	-263.65	-789.88	-865	-2591	526.23	1726	Marl, argillaceous limestone, limestone, dolomitic limestone & shale	Santonian-Campanian
Ilam	-789.88	-940.92	-2591	-3087	151.04	496	Dolomitic limestone, marly limestone, argillaceous limestone & shale	Santonian
Surgah	-940.92	-1077.47	-3087	-3535	136.55	448	Marl, argillaceous limestone & limestone	Coniacian
Sarvak	-1077.47	-1768.45	-3535	-5802	690.98	2267	Argillaceous limestone, cherty argillaceous limestone, shale & limestone,	Albian – Turonian
Garau	-1768.45	-1840.88 (TD)	-5802	-6040 (TD)	72.43	238	Shale, argillaceous limestone & cherty limestone	Albian

با در نظر داشتن وجود اطلاعات ژئوفیزیکی و همچنین ارتباط ساختمانی موجود بین این میدان و تاقدیس‌های مجاور آن از جمله ماله کوه ، گوار و مانوران، چنین به نظر می‌رسد که سازندهای ایلام و سروک در این میدان به ترتیب دارای ۷۶۰ و ۸۳۰ متر بستگی قائم می‌باشند.

نتایج آزمایشات انجام شده بر روی این میدان نشان داده که سازند ایلام محتوی نفت و سازند سروک دارای گاز می‌باشد. اطلاعات اولیه اداره مهندسی مخازن مناطق نفت خیز جنوب، مقادیر نفت درجای این میدان را ۱۶۸ میلیون متر مکعب (حدود ^{۱۹} ۱/۰۶ × بشکه استاندارد) و گاز درجای آن را نیز ۲۵ میلیارد متر مکعب (حدود ^{۱۱} ۸/۸۳ × فوت مکعب) برآورد نموده است (شیرزاده، ۱۳۶۴). نتیجه

آزمایش نمونه گاز گرفته شده از سازندهای سروک/گرو در جدول ۲-۹ آورده شده است که حاکی از شیرین بودن گاز موجود در آن است. با احتساب ضریب بازیافت ۸ درصد مقدار نفت قابل برداشت از این میدان به حدود ۱۴ میلیون متر مکعب ($۱۴ \times ۱۳/۴۴$) و به عبارتی حدود ۳۰۱ میلیون بشکه ($۱۰^۶ \times ۳/۰۱$) می‌رسد.

ساختمان‌های مجاور تاقدیس ویزنهار شامل مانوران در شمال غرب، گوار در شمال، بونه هر در غرب و ماله کوه در جنوب شرق، می‌باشند (شکل ۲-۹-۱).

۱-۹-۲- بررسی مخزنی تاقدیس ویزنهار

رسوبات بنگستان این میدان که بر روی نهشته‌های آهکی/شیلی سازند گرو قرار گرفته‌اند و مربوط به آلبین تا اوائل کامپانین می‌باشند، در محیطی عمیق و آرام ته نشین شده و دارای مقدار زیادی رس می‌باشند که این امر سبب کم بودن تراوایی در این نهشته‌ها شده است (جدول‌های ۲-۹-۳، ۲-۹-۴ و ۲-۹-۵). مرز پایین سازند سروک با سازند گرو تدریجی بوده و تشخیص مرز دو سازند در آن مشکل است.

جدول۲-۹-۲- داده‌های مربوط به تجزیه نمونه‌های گاز سازندهای سروک/گرو در چاه ۱ ویزنهار.

Component	DST No.		Average
	7	11	
Methane (%)	81.2	84.18	82.6
Ethane (%)	8.8	8.2	9
Propane (%)	4.94	3.56	4.25
Iso-Propane (%)	0.77	0.53	0.65
Normal Butane (%)	1.68	1.22	1.45
Iso-Pentane (%)	0.46	0.53	0.495
Normal Pentane (%)	0.42	0.56	0.49
Hexane (%)	0.25	0.66	0.455
Heptane & heavier (%)	0.06	0.56	0.31
Density (gr/cm^3)	0.7198	0.7104	0.7151
CO2 (%)	0.6	Very Low	0.3
H2S	Very Low	Very Low	Very Low
All of acidic gas	0.6	--	0.3

رسوبات سازند ایلام متشکل از آهک‌های رس دار[3] به رنگ قهوه‌ای تا خاکستری می‌باشند. این در حالی است که رسوبات سازند سروک با رنگ قهوه‌ای تا خاکستری دارای مقادیر کمتری رس بوده که

[3] - Argillaceous limestone [5]

میزان آن به طرف اعماق افزایش می‌یابد به طوری‌که در بخش‌های پایین این سازند میان لایه‌های شیلی نیز پدیدار می‌شوند. زون مخزنی V سازند سروک به سمت میدان ماله‌کوه با تغییر رخساره از محیط پلاژیک به نریتیک به سنگ‌های آهکی متبلور ریز تا درشت دانه حاوی خرده‌های فسیلی[6] و رودیست تبدیل می‌شود که به ندرت دارای رس بوده و دارای ویژگی‌های مخزنی بهتری می‌باشند.

جدول۲-۹-۳- ویژگی مخزنی سازندهای گروه بنگستان در تاقدیس ویزنهار.

Formation	Reservoir Zone	Thickness (m)	Φ Total (Averagely) (%)	Φ Effective (In net intervals) (%)	Archie Class	N/G
Ilam		290	6.2	8.5	I & II	0.52
	I	144	8.9	9.8		0.84
	II	146	4.4	6		0.3
Surgah	III	158				
Sarvak		359	2.7	5.6	I &II	0.21
	IV	122	3.9	5.5		0.44
	V	237	2.1	6		0.08

جدول ۲-۹-۴- ویژگی‌های مخزنی زون‌های مختلف مخزنی میدان ویزنهار.

Zone	Top	Drilled Thickness		Gross				Net				N/G	Net Hydro Carbon Column		Shale or Marl		Bad Log	
		(m)	(ft)	Eval. Th. (m)	Eval. Th. (ft)	Ave. φ (%)	A ve. SW (%)	Eval. Th. (m)	Eval. Th. (ft)	Ave. φ (%)	A ve. SW (%)		(m)	(ft)	(m)	(ft)	(m)	(ft)
I	2294	144	472	92	302	8.9	37.8	77.7	255	9.8	34.8	0.84	4.97	16	4.9	16	52	171
II	2438	146	479	139.6	458	4.4	54.7	43	141	6.2	37.4	0.31	1.66	5	27.1	89	6.4	21
III	2584	158	518	78.6	258	6.6	37.3	41.4	136	11.7	32.5	0.53	3.28	11	37.2	122	79.4	261
IV	2742	122	400	120.7	396	3.8	32.9	54.2	178	5.5	19.2	0.44	2.4	8	26.8	88	1.3	4
V	2864	237	778	218.2	716	2.1	74.1	17.7	58	6.1	32.5	0.08	0.72	2	109.1	358	18.5	61

جدول ۲-۹-۵- ویژگی‌های مخزنی سازندهای گروه بنگستان در میدان ویزنهار.

Formation	Drilled Thickness		Gross				Net				N/G	Net Hydro Carbon Column		Shale or Marl		Bad Log	
	(m)	(ft)	Eval. Th. (m)	Eval. Th. (ft)	Ave. φ (%)	A ve. SW (%)	Eval. Th. (m)	Eval. Th. (ft)	Ave. φ (%)	A ve. SW (%)		(m)	(ft)	(m)	(ft)	(m)	(ft)
Ilam	290	951	231.6	760	6.2	45	120.7	396	8.5	35.5	0.52	6.62	22	32	105	58.4	192
Surgah	158	518	78.6	258	6.6	37.3	41.4	136	11.7	32.5	0.53	3.28	11	37.2	122	79.4	261
Sarvak	359	1178	338.9	1112	2.7	53.6	71.9	236	5.6	22.7	0.21	3.12	10	135.9	446	20.1	66

۲-۹-۲- چینه شناسی تاقدیس ویزنهار

توالی‌های چینه شناسی در تاقدیس ویزنهار در چاه شماره ۱ از جوان‌تر به قدیمی‌تر عبارتند از:

[3] - Fine to coarse-grained [6]

۱-۲-۹-۲- سازندهای تفکیک نشده آسماری/ شهبازان:

از سطح تا ۳۵۰ فوتی آهک دانه ریز متخلخل حاوی روزنبران بنتیک است که در برخی قسمت‌ها دولومیتی و انیدریتی شده است.

۲-۲-۹-۲- سازندهای تفکیک نشده پابده/ امیران:

از ۳۵۰ تا ۱۸۶۰ فوتی را شامل می‌شود که شامل آهک رسی پیریت دار همراه با خرده‌های زیستی است. این آهک‌ها وکستونی- پکستونی بوده و دارای چرت می‌باشند.

۳-۲-۹-۲- سازند گورپی

شامل مارن و دو بخش آهکی مهم بوده که عبارتند از بخش آهکی امام حسن که دارای آهک‌های رسی میکرایتی و پیریت دار است و همچنین بخش آهکی لوفادار که دارای آهک‌های بایوکلاست دار دانه درشت تحت عنوان رخساره‌های پلانکتونی می‌باشد.

۴-۲-۹-۲- گروه بنگستان:

شامل سازندهای ایلام، سورگاه و سروک می‌باشد.

سازند ایلام با ضخامتی برابر ۳۵۹ متر، عمدتا متشکل از سنگ آهک رسی ریز دانه به رنگ قهوه‌ای تا خاکستری (نوع I و II در طبقه بندی آرچی) بوده و دارای تخلخل ۶/۲ درصد و نسبت ضخامتی لایه‌های مفید به کل ۰/۵۲ و تخلخل مفید ۸/۵ درصد است. رخساره‌های این سازند به طور عمده وکستون- پکستونی می‌باشند. در سازند ایلام و در عمق ۸۲۰۴ فوتی به یک ستون تدریجی گاز/آب اشاره شده است.

سازند سورگاه در این چاه اساساً شامل توالی‌های نامنظمی از شیل و مارن با آهک‌های رسی نازک لایه می‌باشد. سازند سورگاه مقداری مواد هیدروکربوردار دارد. ولی از لحاظ قابلیت تخلخلی و ارتباط فضاهای خالی و سایر خصوصیات مخزنی مطلوب نیست. ضخامت زیاد این سازند (۱۵۸ متر) و عدم وجود شکستگی‌های موثر سبب شده تا این سازند به عنوان مانع هیدرولیکی بین افق‌های مخزنی ایلام و سروک عمل کند.

سازند سروک با ضخامتی برابر ۳۵۹ متر، متشکل از سنگ آهک‌های ریز دانه به رنگ قهوه‌ای تا خاکستری (نوع I و II در طبقه بندی آرچی) بوده و به طرف قسمت‌های پایین‌تر بر میزان محتوای

رس آهک‌ها افزوده شده و لایه‌هایی از شیل نیز پدیدار می‌شوند. سازند سروک با تخلخل ۲/۷ درصد و نسبت ضخامتی لایه‌های مفید به کل ۰/۲۱ و تخلخل مفید ۵/۶ درصد از سازند ایلام متراکم‌تر بوده ولی چنین به نظر می‌رسد که در جهت شمال غرب، ضخامت آن افزایش یافته و تخلخل و کیفیت مخزنی آن نیز بهبود یابد.

سازند گرو از لحاظ ترکیبات سنگ شناسی اولیه از شیل، مارن و آهک‌های رسی تشکیل شده که عمدتاً به صورت نامنظم و نازک لایه وجود داشته و دارای تخلخل پائین می‌باشند.

بخش امام حسن از سازند گورپی در چاه شماره یک از تاقدیس ویزنهار از آهک‌های رسی تشکیل یافته است. که تخلخل های این آهک‌های رسی واجد آب می‌باشد. این بخش می‌تواند به عنوان یک سنگ مخزن پتانسیل دار در هر جایی از حوضه مطرح باشد.

به طور کلی می‌توان گفت که:

- ✓ رسوبات گروه بنگستان (سازندهای سروک، سورگاه و ایلام) مربوط به محیط‌های عمیق دریایی و همراه با مقدار زیادی رس می‌باشند.
- ✓ بنگستان در میدان ویزنهار متشکل از دو مخزن جداگانه ایلام و سروک می‌باشد که توسط شیل‌های سازند سورگاه از یکدیگر جدا شده‌اند.
- ✓ مخزن ایلام دارای تخلخل بیشتری نسبت به مخزن سروک-گرو می‌باشد ولی شکستگی‌های موجود در آن نتوانسته‌اند نقش مفیدی را در بهبود ویژگی‌های مخزنی ایفا کنند. در حالی که سازند سروک با وجود تخلخل ماتریکسی بسیار کمی که دارد توانسته است در حضور شکستگی‌های موثر، کیفیت مخزنی بهتری را ایجاد نماید.
- ✓ ضخامت سازند سورگاه به طرف شمال غرب (میدان گوار) و جنوب شرق (میدان ماله کوه) کاهش می‌یابد (شکل ۲-۹-۱).
- ✓ آزمایشات ساق مته انجام گرفته نشان دهنده عدم وجود ارتباط بین مخزن‌های بنگستان میدان ویزنهار با میدان‌های ماله کوه و گوار می‌باشد که می‌توان این عدم ارتباط را مربوط به زین‌های موجود بین آنها دانست.

- ✓ به نظر می‌رسد که میدان ویزنهار حداقل از طریق مخزن سروک با میدان کوچک مانوران (در جنوب غربی میدان) در ارتباط باشد.
- ✓ از میان ۵ زون انتخاب شده بنگستان، زون I بیشترین تخلخل و نسبت ضخامت لایه مفید به کل بوده و زون V نیز کم[۷] تخلخل‌ترین زون و دارای کمترین نسبت ضخامت لایه مفید به کل می‌باشد (جدول ۲-۹-۴).
- ✓ با مقایسه خواص پتروفیزیکی در میدان ویزنهار با میادین مجاور چنین به نظر می‌رسد که نسبت ضخامت لایه مفید به کل سازند ایلام از شمال غرب به طرف جنوب شرق افزایش یافته ولی تخلخل کل و مفید آن کاهش می‌یابد. در حالی که ضخامت، نسبت ضخامت لایه مفید به کل، تخلخل کل و مفید سازند سروک از جنوب شرق به سمت شمال غرب بیشتر شده و از کیفیت بهتری برخوردار می‌شود.

۳-۹-۲- بررسی ساختمانی تاقدیس ویزنهار

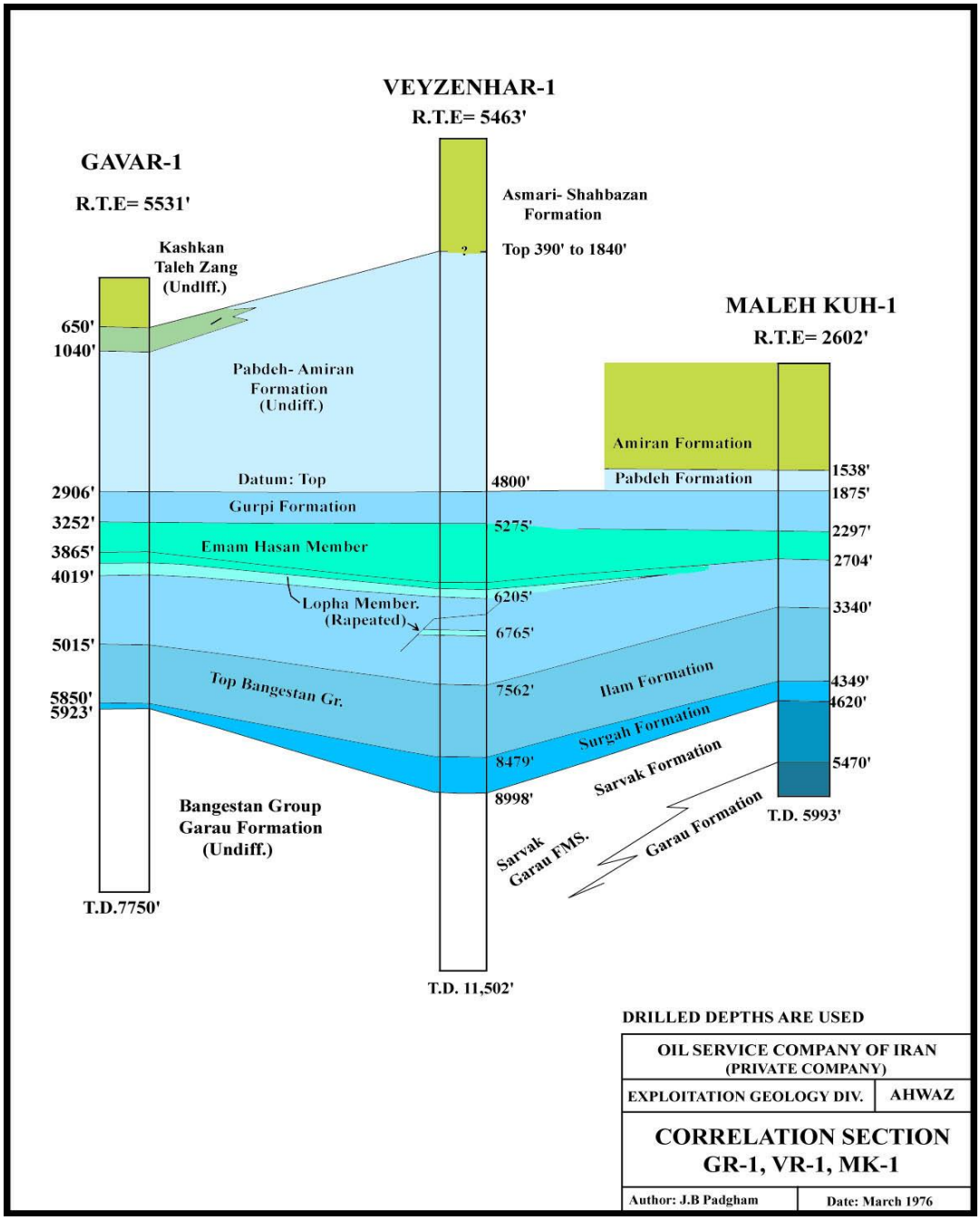
ساختمان ویزنهار با چین خوردگی ساده داری شکل همگون[۸] است. این امر را می‌توان[۹] در نقشه خطوط همتراز زیرزمینی موجود برای افق ایلام (شکل ۲-۹-۷) نیز مشاهده نمود. پلانج شرقی میدان ویزنهار با شیب ۱۵ درجه به سمت جنوب شرقی و پلانج غربی آن با شیب ۱۲ تا ۱۴ درجه به سمت شمال غربی بر روی سازند آسماری که سطح توپوگرافی تاقدیس را تشکیل می‌دهد، اندازه گیری شده است.

بر اساس نقشه زمین شناسی منطقه با مقیاس ۱:۲۵۰۰۰۰، چهار برش ساختمانی در نظرگرفته شده است که در شکل‌های ۲-۹-۲، ۲-۹-۳،۲-۹-۴ و ۲-۹-۵ نشان داده شده‌اند. نقشه خطوط همتراز عمقی سازند ایلام بر اساس مطالعات ساختمانی و بررسی شیب لایه بندی در سطح تهیه شده است که در شکل ۲-۹-۶ آمده است. اطلاعات زمین شناسی مربوط به نقشه زمین شناسی منطقه با مقیاس ۱:۱۰۰۰۰۰ و اطلاعات با ارزشی که با حفاری اولین چاه (چاه شماره ۱ ویزنهار) به دست آمده است جهت تعبیر و تفسیر استفاده قرار گرفته است. این اطلاعات شامل ضخامت واقعی سازندها

---

[3] - Net to Gross (N/G)
[3] - Simple Folded
[3] - Homogenate

(جدول۲-۹-۱)، لاگ دیرینه ، لاگ‌های پتروفیزیکی (جدول ۲-۹-۶)، شامل لاگ مقاومت الکتریکی ، لاگ شیب سنجی و همچنین ضخامت چینه‌ای به دست آمده بر اساس نقشه‌های هم ضخامت (شکل‌های ۲-۹-۷، ۲-۹-۸ و ۲-۹-۹) می‌باشند.



شکل۲-۹-۱- تطابق چینه‌ای بین تاقدیس‌های ماله کوه، ویزنهار و گوار.

4 - Paleolog 0
4 - Resistivity Log 1
4 - Dipmeter 2

بررسی برش شماره ۳ نشان داد که تمامی اصول چین خوردگی در این تاقدیس حفظ شده است. گسل خوردگی لایه‌ها در قسمت زیرین مرکز خمیدگی صورت گرفته که بر اساس اطلاعات به دست آمده از لاگ شیب سنجی در عمق ۱۷۰۰، ۲۸۰۰ و ۲۱۳۰ متر حفاری دیده شده است. این گسل در نقاط ذکر شده جابجایی عمودی کمی را نشان می‌دهد. بنابراین می‌توان چنین نتیجه گرفت که این گسل از نوع نرمال معکوس شده با زاویه زیاد است. البته عقیده بر این است که اصطلاح تراست با زاویه کم که در عمق زیاد قرار گرفته و از سطح دکلمان ، که در این موقعیت در برخی از بخش‌ها درون پایین‌ترین قسمت‌های سازند دشتک قرار گرفته است، بطرف بالا گسترش می‌یابد. یک ناودیس نامتقارن باریک‌تر ، تاقدیس ویزنهار را از تاقدیس گوار در شمال جدا می‌سازد.

بر اساس شواهد پتروفیزیکی سطح گاز و آب در مخزن بنگستان تاقدیس ویزنهار در عمق ۱۶۴۶ متری زیر سطح دریا قرار گرفته بود. این در حالی است که نقطه ریزش سازند سروک در دامنه شمالی تاقدیس گوار در عمق ۱۷۰۰ متری زیر سطح دریا قرار گرفته است. بنابراین هیچگونه شانسی برای ارتباط بین تاقدیس‌های ویزنهار و گوار باقی نمی‌ماند.

در افق سازند سروک، یک گسل تراستی وجود دارد که که از قسمت قاعده‌ای به طرف بالا ادامه داشته و ۸۰۰ متر جابجایی را در این بخش سبب شده است. برای این گسل، یک سطح دکلمان در قسمت نزدیک به بالای سازند نیریز پیشنهاد شده است.

اگر ناودیس جنوبی را تا حدود ۲۰۰ متر بالا در نظر بگیریم (که به صورت خط چین نمایش داده شده است)، تاقدیس بونه هر در این برش بهتر قابل شرح دادن است.

نقطه "A" معرفی شده برای حفاری در دامنه شمالی ساختمان فرودیواره سازند سروک در عمق ۱۴۰۰ متری زیر سطح دریا را قطع خواهد نمود.

---

4 - Curvature
4 - Drilling Depth
4 - High Angle Reverse / Normal Fault (Inversion)
4 - Deep Seated Low Angle Fault
4 - Decollement
4 - Lowermost parts
4 - Rather Narrow Asymmetric Syncline
5 - Gas/Water Contact (GWC)
5 - Close Vicinity to Top
5 - Proposed Drillsite Location

از آنجا که نقطه ریزش سازند سروک ساختمان مانوران ۲۱۶ متر از[5] سطح آب و گاز تاقدیس ویزنهار کم عمق‌تر می‌باشد، در نتیجه چنین به نظر می‌رسد که بین این دو ساختمان در افق سروک ارتباط وجود داشته باشد. هرچند که این نظرات بر اساس شیب لایه بندی در طرفین تاقدیس انجام شده و بر پایه مطالعات ژئوفیزیکی نمی‌باشد.

یک گسل تراستی قاعده‌ای در انتهای پلانج شرقی وجود دارد که ناشی شده از یک افق کم عمق‌تر درون اینتروال بنگستان بوده و همانند قبل در سطح امیران- گورپی با جابجایی کم، مشابه با سایر بخش‌های تاقدیس، دیده می‌شود.

جدول ۲-۹-۶- مشخصات مربوط به نمودارهای پتروفیزیکی رانده شده در چاه شماره ۱ ویزنهار.

Type	Interval (dd)				Quality
	(ft)		(m)		
	From	To	From	To	
BHC-Sonic	1847	6179	562.97	1883.36	Fair
BHC-Sonic	6050	7474	1844.04	2278.08	Fair
CNL-FDC	200	7476	60.96	2278.68	Poor
DLL	1850	7465	563.88	2275.33	Fair
HDT	1845	7475	562.36	2278.38	--
CNL-FDC	7466	8229	2275.64	2508.20	Fair
BHC-Sonic	7466	8231	2275.64	2508.81	Good
DLL	7466	8226	2275.64	2507.28	Good
HDT	7466	8238	2275.64	2510.94	--
CNL-FDC	8082	9478	2463.39	2888.89	Good
BHC-Sonic	8130	9480	2478.02	2889.50	Good
LLD	8000	9478	2438.40	2888.89	Good
PML	7464	9485	2275.03	2891.03	Fair
HDT	8134	9488	2479.24	2891.94	--
CHL-PDC	9300	10250	2834.64	3124.20	Good
BHC-Sonic	9300	10238	2834.64	3120.54	Good
DLL	8000	10224	2438.40	3116.28	Good
PML	9300	10236	2834.64	3119.93	Fair
HDT	9300	10218	2834.64	3114.45	--
CNL-FDC	10252	11425	3124.81	3482.34	Poor
BHC-Sonic	10252	11451	3124.81	3490.26	Fair
DLL	10252	11439	3124.81	3486.61	Good
MLL	10251	11463	3124.50	3493.92	Poor
HDT	10251	11406	3124.50	3476.55	--

[5] نقطه "B" معرفی شده برای حفاری در دامنه شمالی ساختمان فرودیواره سازند سروک در عمق ۱۳۴۰ متری زیر سطح دریا را قطع خواهد نمود.

[5] - Footwall Structure's Sarvak[3]Formation
[5] - Spill point [4]
[5] - Footwall Structure's Sarvak[5]Formation

در این موقعیت، چین خوردگی از سطح دکلمان که در پایین‌ترین قسمت‌های سازند دشتک می‌باشد، شروع شده است. ناودیس شمالی در این برش عرضی به صورت ناگهانی وسیع شده است ولی همچنان هیچگونه ارتباطی بینابن تاقدیس و تاقدیس گوار ایجاد نشده است.

۴-۹-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن

بر اساس بررسی‌های انجام شده بر روی آزمایشات ساق مته در میدان ویزنهار (آزمایشات شماره ۱ تا ۱۲)، مخزن ایلام را نفتی و مخزن سروک/گرو را گازی عنوان کرده‌اند (جدول ۲-۹-۸).

دوازده آزمایش ساق مته انجام شده در تنها چاه[6] این میدان بیانگر وجود[5] دو مخزن جداگانه ایلام (حاوی نفت) و سروک (حاوی گاز) می‌باشد که توسط شیل‌ها و آهک‌های رسی سازند سورگاه از یکدیگر جدا شده‌اند (جدول ۲-۹-۸). سازند سورگاه با ضخامت زیاد (۱۵۸ متر) به دلیل عدم وجود شکستگی‌های موثر، مانع ارتباط بین دو مخزن ایلام و سروک شده است. سازند گرو نیز در این میدان حاوی گاز بوده که به وسیله شکستگی‌های موجود با سازند سروک در اتباط بوده و مخزن واحدی را تشکیل داده است (شیرزاده، ۱۳۶۴).

عدم وجود هرزروی گل حفاری در سازندهای ایلام و سورگاه در تاقدیس ویزنهار بیانگر عدم وجود شکستگی‌های موثر بوده و در مقاطع میکروسکوپی نیز شکستگی‌های دیده شده با کلسیت پر شده‌اند. این در حالی است که سازندهای سروک و گرو با هرزروی شدید همراه بوده و امکان تولید از شکستگی‌ها را میسر ساخته است. اطلاعات هرزروی حفاری در جدول ۲-۹-۷ آمده است.

ارزیابی‌های پتروفیزیکی انجام گرفته در چاه شماره یک نشان دهنده تخلخل و نفوذپذیری خوب سازند ایلام می‌باشد به صورتی که آن را در ردیف سنگ‌های مخزنی متخلخل و نفوذپذیر قرار می‌دهد. این در حالی است که با وجود هیدروکربوردار بودن سایر سازندهای گروه بنگستان، این سازندها تخلخل پایینی را نشان می‌دهند. شواهدی از وجود شکستگی‌ها در سنگ‌های مخزنی با تخلخل پایین وجود دارد که سبب بهبود نفوذپذیری در آنها شده است (جدول‌های ۲-۹-۳، ۲-۹-۴ و ۲-۹-۵).

[5] - Drilling Steam Test (DST) [6]

به طور کلی می‌توان گفت که در این تاقدیس تنها مخزن خوب توالی‌های چینه‌ای سازند ایلام می‌باشد. به جز در محل‌هایی‌که تغییرات مشخصی از لحاظ ویژگی‌های سنگ شناسی در دیگر انتهای مورد نظر بر اثر فقدان شکستگی‌های شدید تاثیر قابلیت نفوذشان از بین رفته است.

لازم به ذکر است که در این ساختمان، تخلخل بخش‌های مخزنی سازند سروک به طرف شمال غرب افزایش پیدا می‌کند. در حالی که در سازند ایلام علی رغم افزایش ضخامت بخش‌های مفید، تخلخل کاهش پیدا می‌کند (شیرزاده، ۱۳۶۴).

جدول۲-۹-۷- اطلاعات مربوط به هرزروی گل در حین حفاری چاه شماره ۱ تاقدیس ویزنهار.

Interval (dd)				BBL/H	Formation
From		To			
(m)	(ft)	(m)	(ft)		
91.44	300	304.80	1000	Complete	Asmari
563.88	1850	661.42	2170	80 to Complete	Asmari-Pabdeh
914.40	3000	1005.84	3300	Complete	Pabdeh
1356.36	4450	--	--	Complete	Pabdeh
1371.60	4500	2404.26	7888	Heavy to Complete	Pabdeh-Gurpi
2870.91	9419	3501.54 (Total Depth)	11488 (Total Depth)	Heavy to Complete	Sarvak-Garau

۱-۴-۹-۲- سطح تماس گاز و نفت و آب

لایه آزمائی‌ها نشان داده است که مخزن ایلام دارای نفت و سروک گازی است و این دو مخزن به وسیله سازند پلمه سنگی سورگاه از یک دیگر جدا شده‌اند. از آن جائیکه هیچکدام از این لایه آزمائی‌ها دلیل مشخصی از وجود سفره آبی به دست نداده‌اند سطوح نفت/آب و گاز/آب تعیین نشده است. تنها با بررسی وضعیت ساختمانی ویزنهار می‌توان در این رابطه اطلاع احتمالی داشت.

۲-۴-۹-۲-فشار مخزن

همانگونه که از اطلاعات ثبت شده در جدول آزمایش ساق مته نمایان است فشار (پام) در عمق‌های مختلف چاه ۱ ویزنهار اندازه‌گیری شده و اطلاعات مربوط به آن در جدول۲-۹-۸ ارائه شده است.

۹-۲- ۵- محاسبات حجمی

برای محاسبه حجمی مخزن، از روی نقشه منحنی‌های همتراز زیر زمینی انجام گردید. با استفاده از گزارش زمین شناسی مساحت و حجم کل سنگ مخزن بر روی آخرین سطح منحنی بسته از مخزن

مورد مطالعه در نرم افزار Petrel 2009 به دست آمده و نتیجه در شکل ۲-۹-۱۰ و ۲-۹-۱۱ رسم گردید است. بدین ترتیب بر اساس محاسبات حجمی محتمل‌ترین مقدار حجم تخلخل مخزن ایلام ۱۰ میلیون متر مکعب و در مخزن سروک ۵۳ میلیون متر مکعب است. به دلیل مشخص نبودن سطح تماس آب-نفت و آب-گاز ارزیابی مخزنی با قطعیت همراه نمی‌باشد.

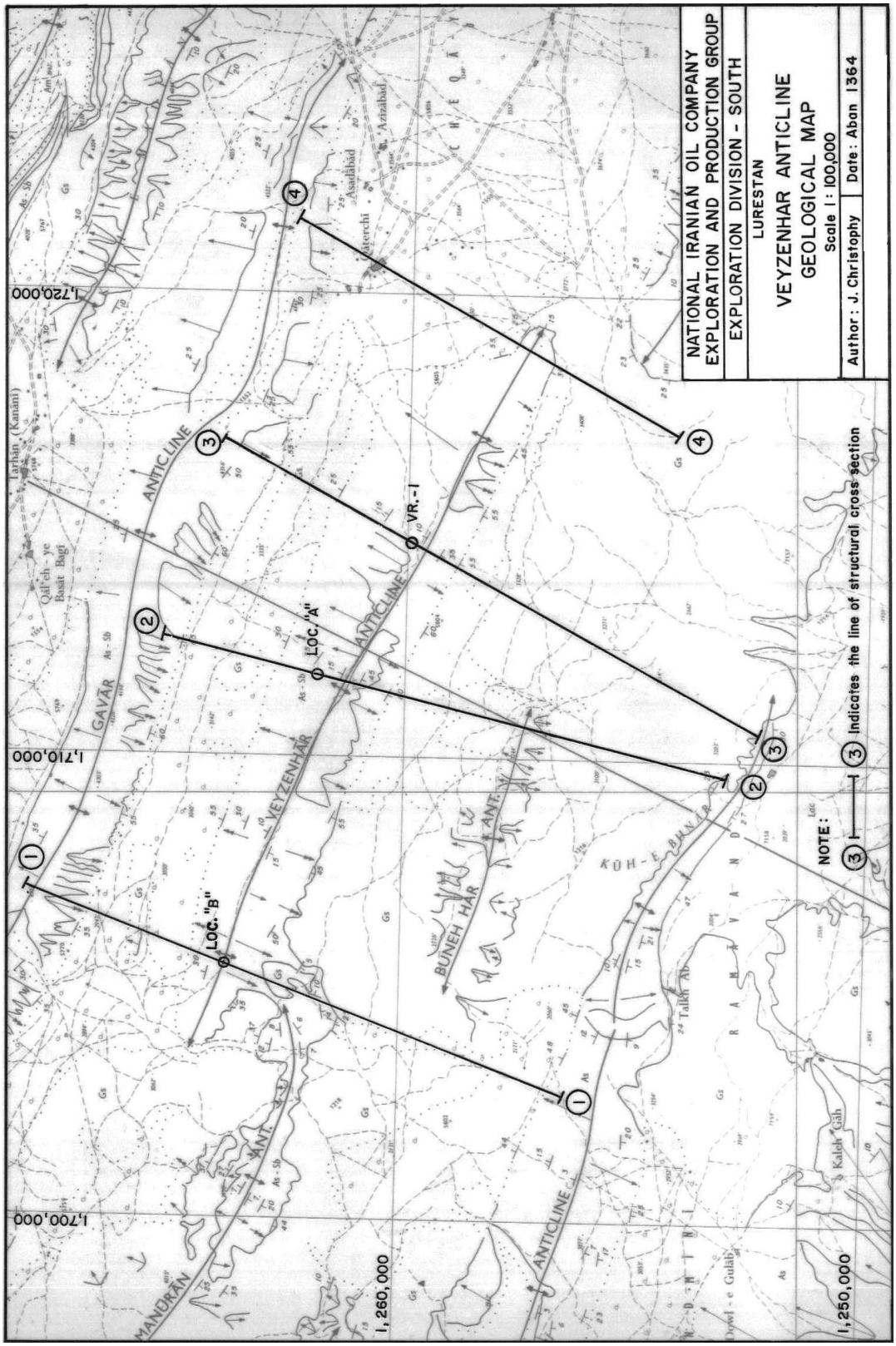
جدول ۲-۹-۸- اطلاعات مربوط به آزمایشات ساق مته انجام شده در چاه شماره ۱ تاقدیس ویزنهار.

Drill Stem Test Number	Tested Interval (m d) From	Tested Interval (m d) To	Tested Interval (ft d) From	Tested Interval (ft d) To	Formation	Reservoir Pressure (psi)	Recovery
1	2275	2385	7464	7825	Ilam	2171 in 2261 m	Water Cushion
2	2377	2444	7799	8018	Ilam	2025 in 2443 m	Minor Salt Water
3	2451	2512	8041	8241	Ilam	830 in 2511 m	Mud, 2 bbls muddy oil
4	2837	2896	9308	9501	Sarvak	2413 in 2829.6 m	Gas cut mud + 5 gal.condensate
5	3125	3162	10253	10374	Garau	3388 in 3098 m	Water Cushion, Minor gas
6	3125	3162	10253	10374	Garau	3670 in 3106.5 m	Water Cushion, gas cut mud
7	3125	3162	10253	10374	Garau	3441 in 3116 m	Gas cut thud, condensate, water
8	3476	3495	11404	11467	Garau	3755 in 3468.5 m	2 bbls gas + oil cut mud
9	3185	3237	10449	10620	Garau	3053 in 3179 m	2 bbls gas and oil cut
10	3185	3237	10449	10620	Garau	3582 in 3179 m	Gas cut, drilling mud
11	3185	3237	10449	10620	Garau	3053 in 3179 m	Gas cut drilling mud
12	2317	2400	7602	7874	Ilam	288 in 2314 m	Mud and Salt Water

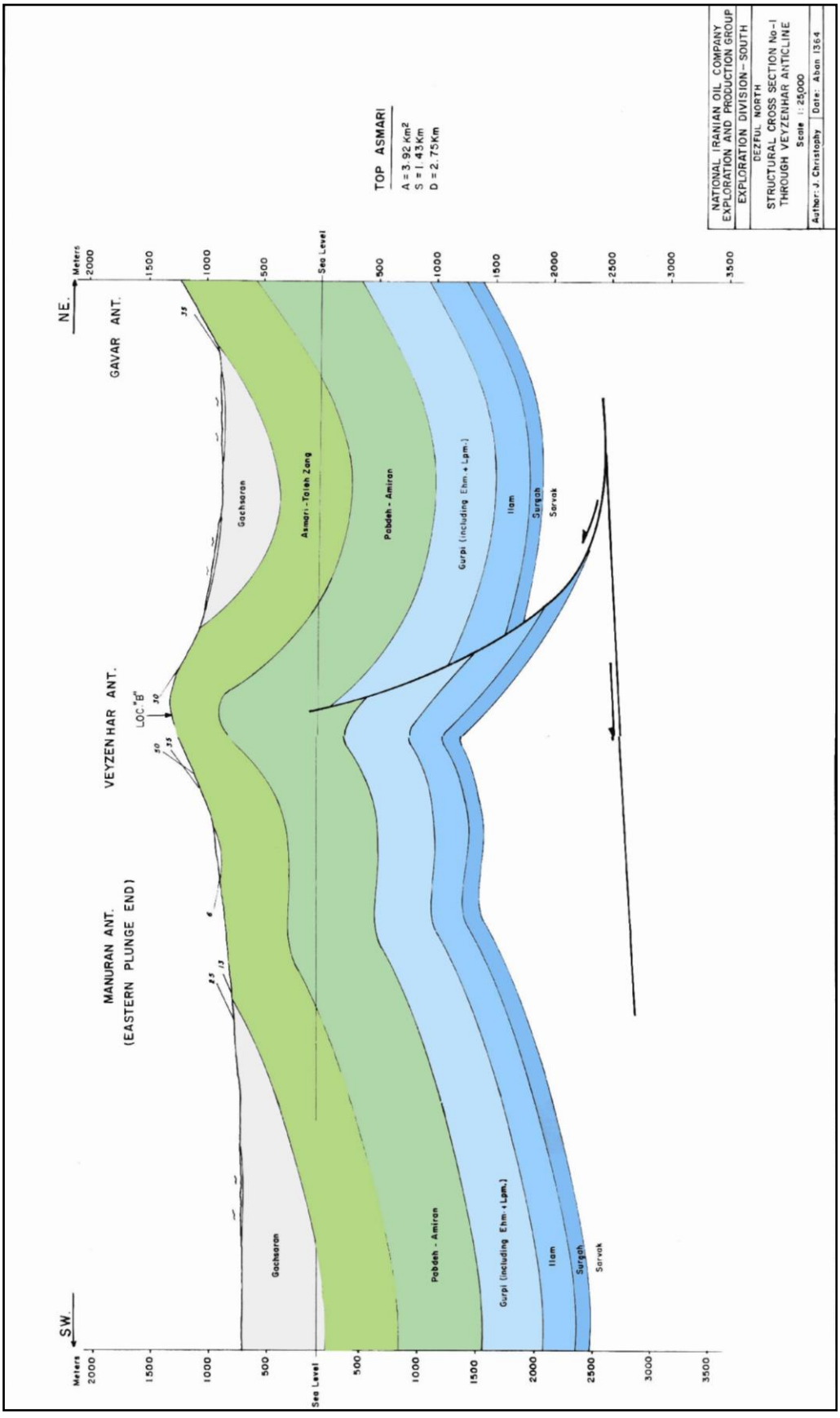
۶-۹-۲- نتیجه گیری

آزمایش‌های ساق مته انجام شده در تنها چاه این میدان بیانگر وجود دو مخزن جداگانه ایلام (حاوی نفت) و سروک (حاوی گاز) می‌باشد که توسط شیل‌ها و آهک‌های رسی سازند سورگاه از یکدیگر جدا شده‌اند. سازند سورگاه با ضخامت زیاد (۱۵۸ متر) به دلیل عدم وجود شکستگی‌های موثر، مانع ارتباط بین دو مخزن ایلام و سروک شده است. سازند گرو نیز در این میدان حاوی گاز بوده که به وسیله شکستگی‌های موجود با سازند سروک در ارتباط بوده و مخزن واحدی را تشکیل داده است.

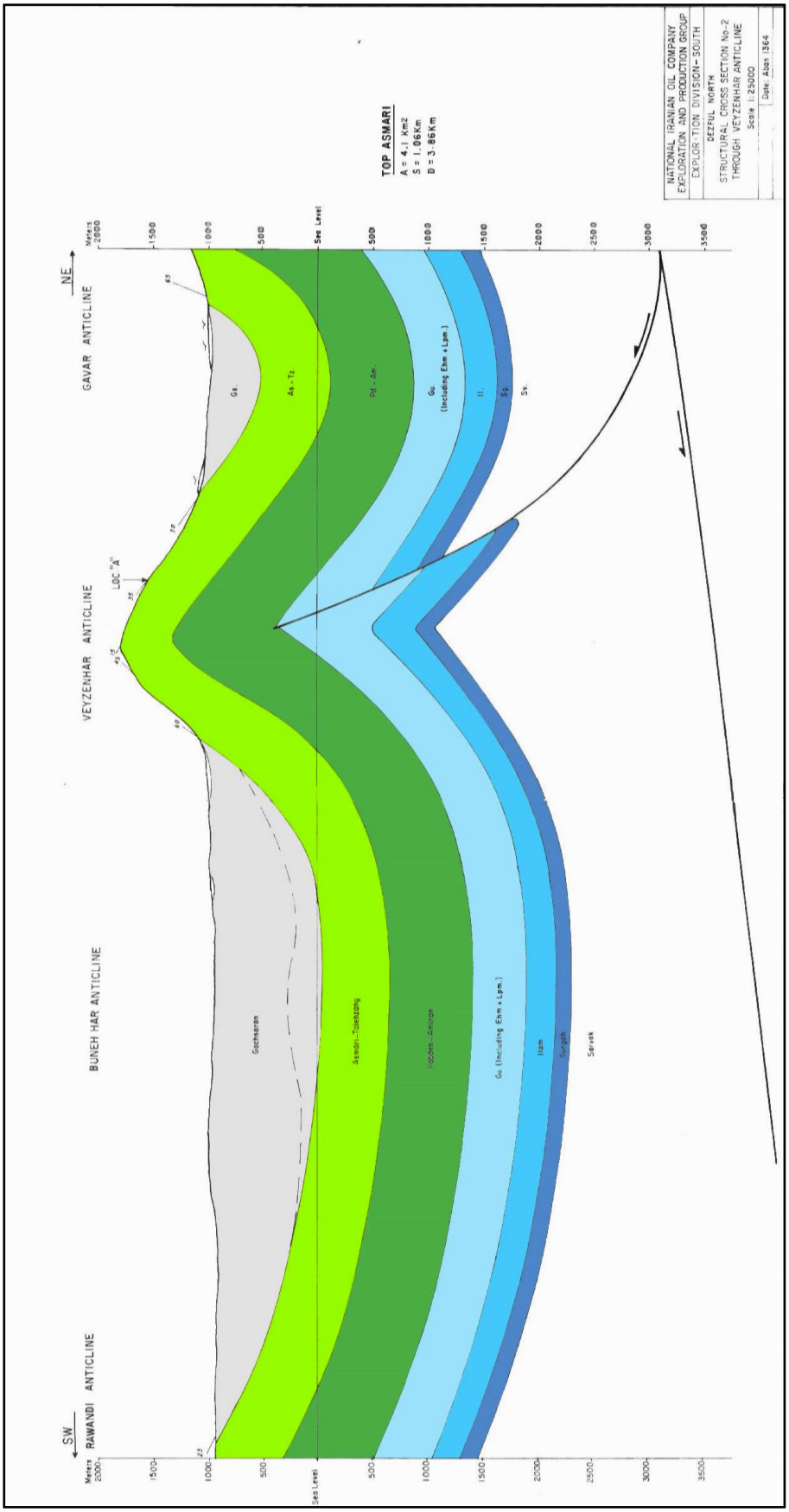
به دلیل نبودن اطلاعات کافی نمی‌توان در مورد سطوح گاز و نفت و آب نظر داد. همچنین به دلیل نداشتن تفسیر نمودارهای پتروفیزیکی میزان حجم قابل استحصال امکان پذیر نمی‌باشد. با توجه به ویژگی‌های مخزنی برای سازندهای ایلام (در کل حدود ۶/۲٪ ولی در بخش‌های مفید ۸/۵٪) و سروک (در کل حدود ۲/۷٪ ولی در بخش‌های مفید ۵/۶٪) و همچنین وجود زون‌های مخزنی مناسب (زون‌های I و IV) این میدان را می‌توان به عنوان یکی از مخازن برای ذخیره سازی به حساب آورد.



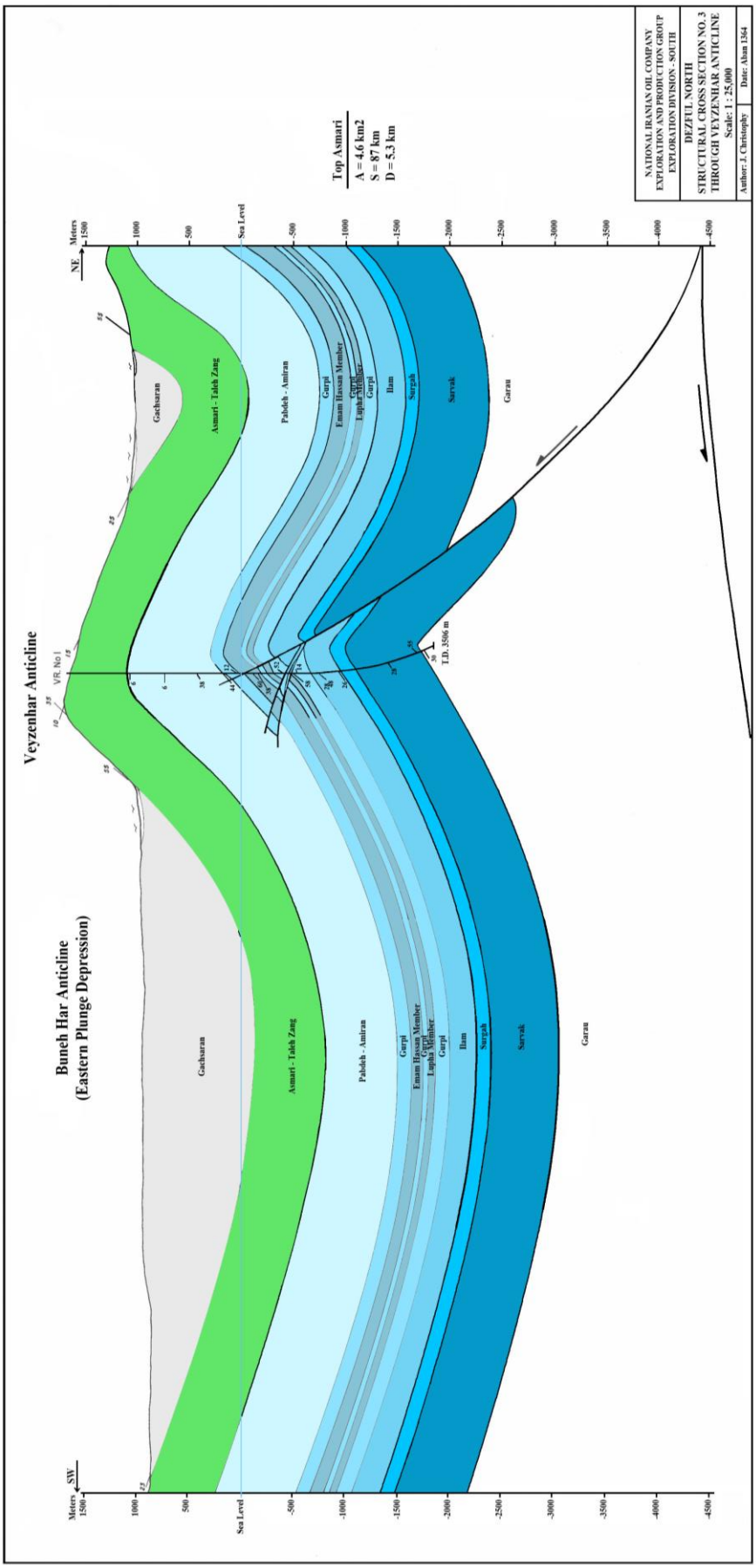
شکل ۲-۹-۲ - نمایی از برشهای ساختمانی بر روی تاقدیس ویزنهار.



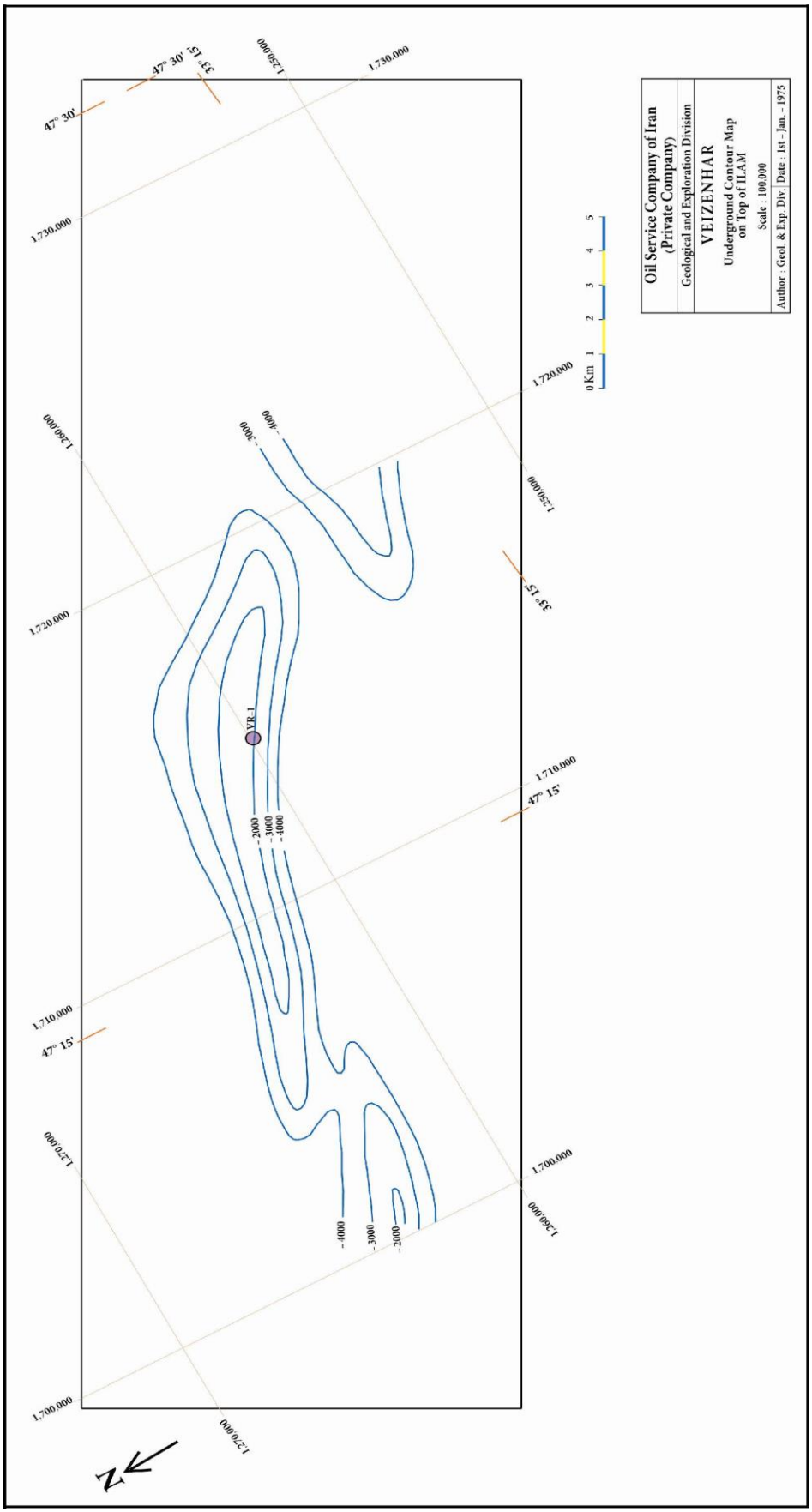
شکل ۲-۹-۳- نمایی از برش ساختمانی شماره ۱ تاقدیس ویزنهار.



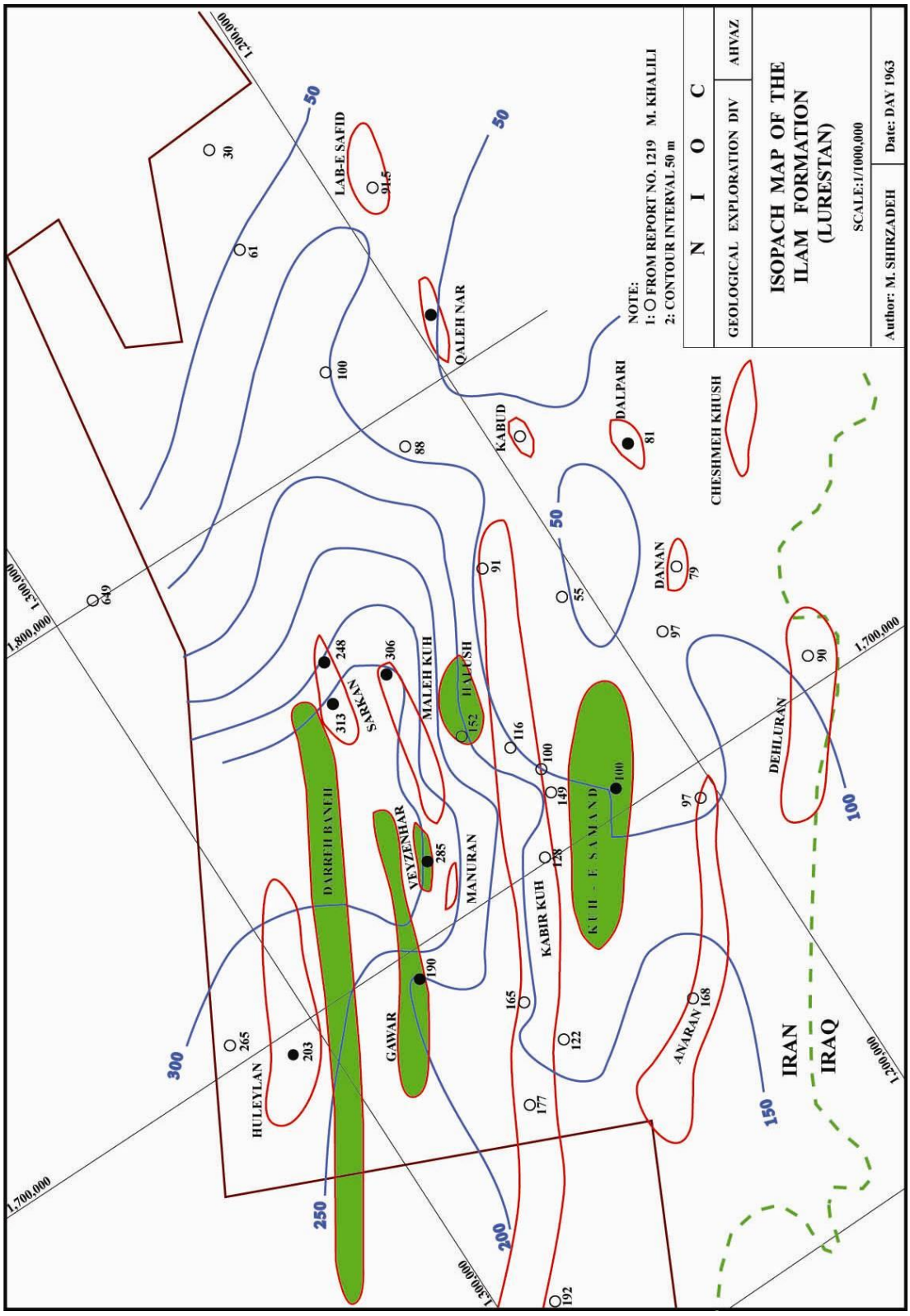
شکل ۲-۹-۳- نمایی از برش ساختمانی شماره ۲ تاقدیس ویزنهار.



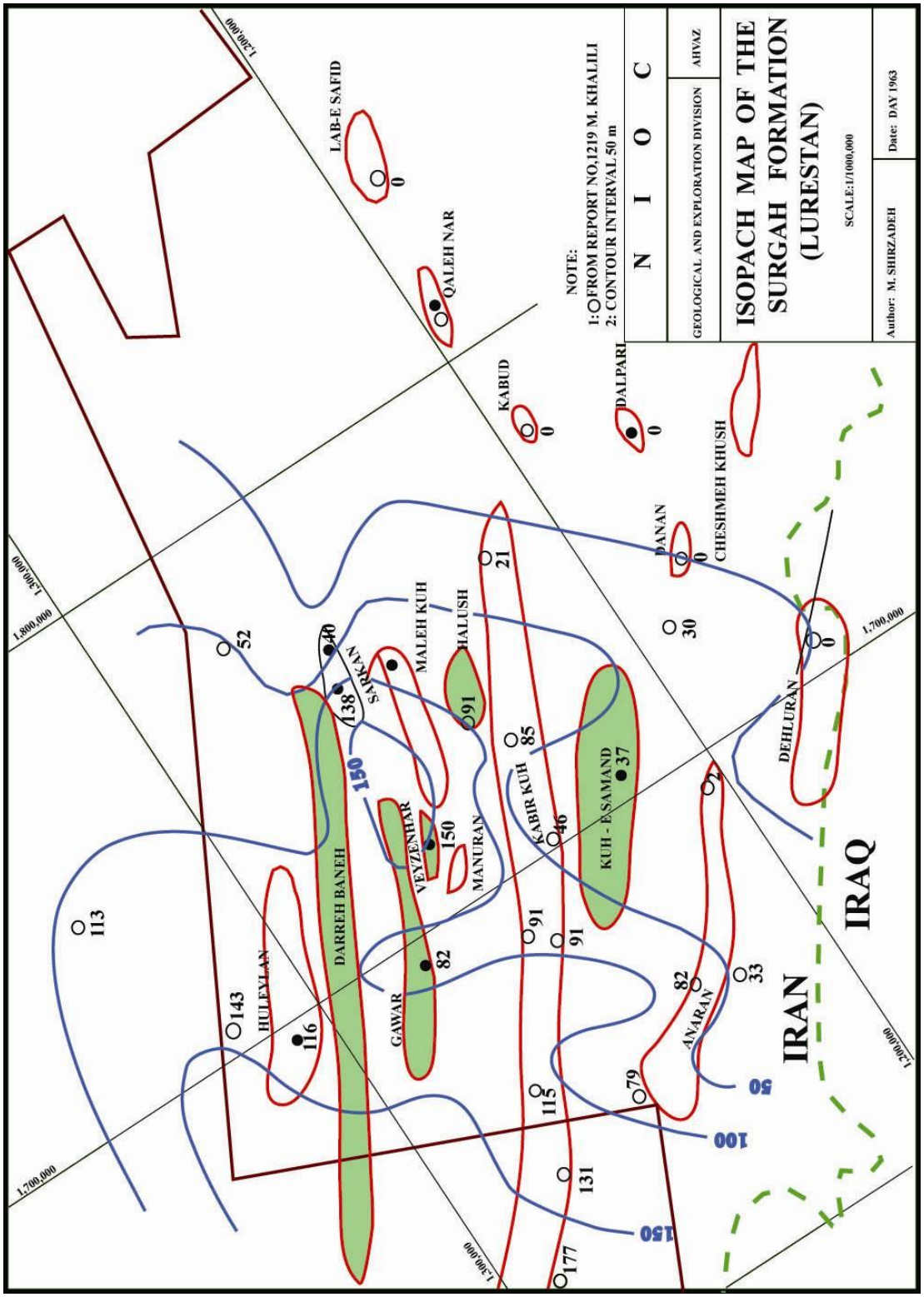
شکل ۲-۹-۴- نمایی از برش ساختمانی شماره ۳ تاقدیس ویزنهار.



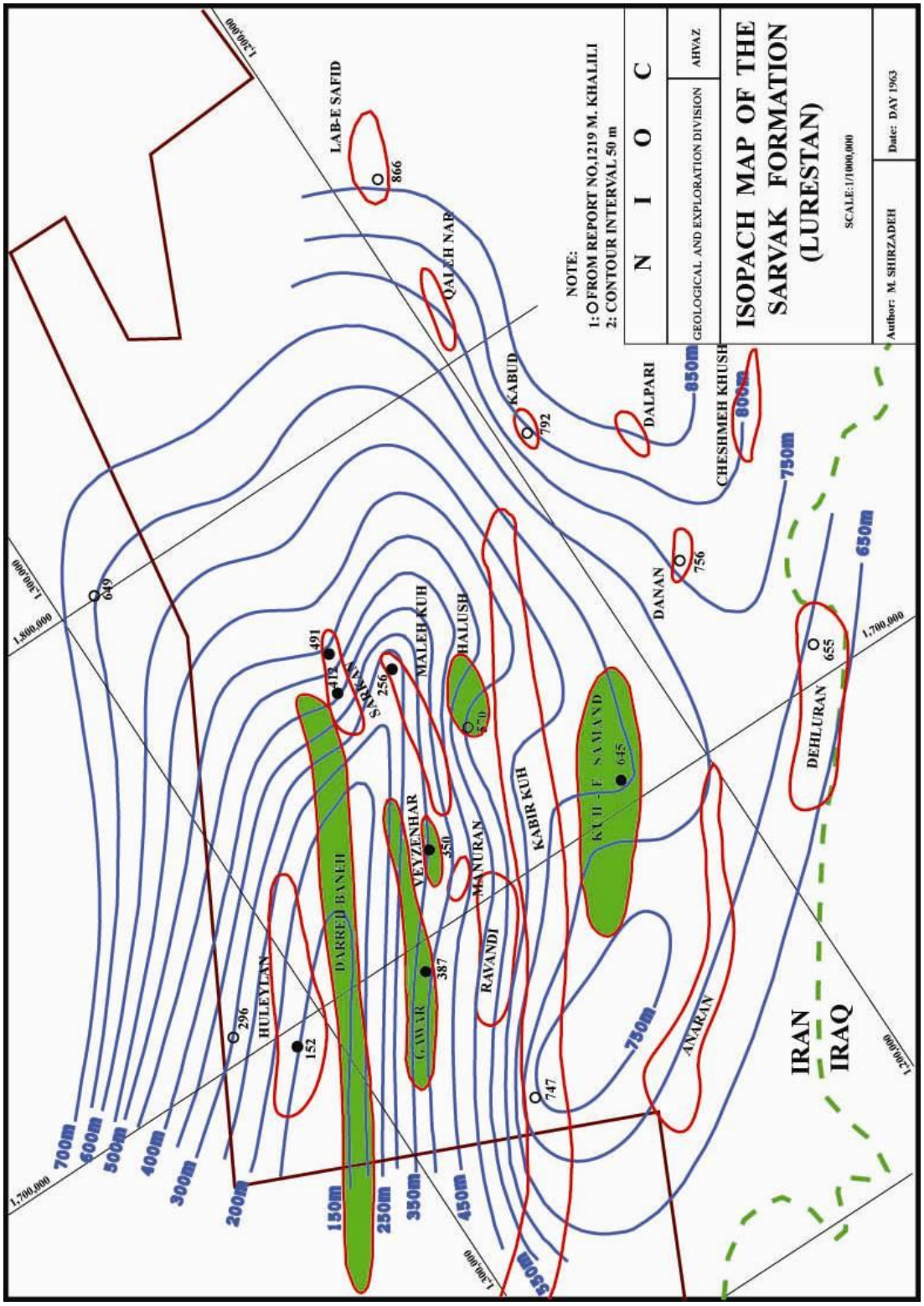
شکل ۲-۹-۶- نقشه خطوط هم ضخامت زیرزمینی سر سازند ایلام در میدان ویزنهار.



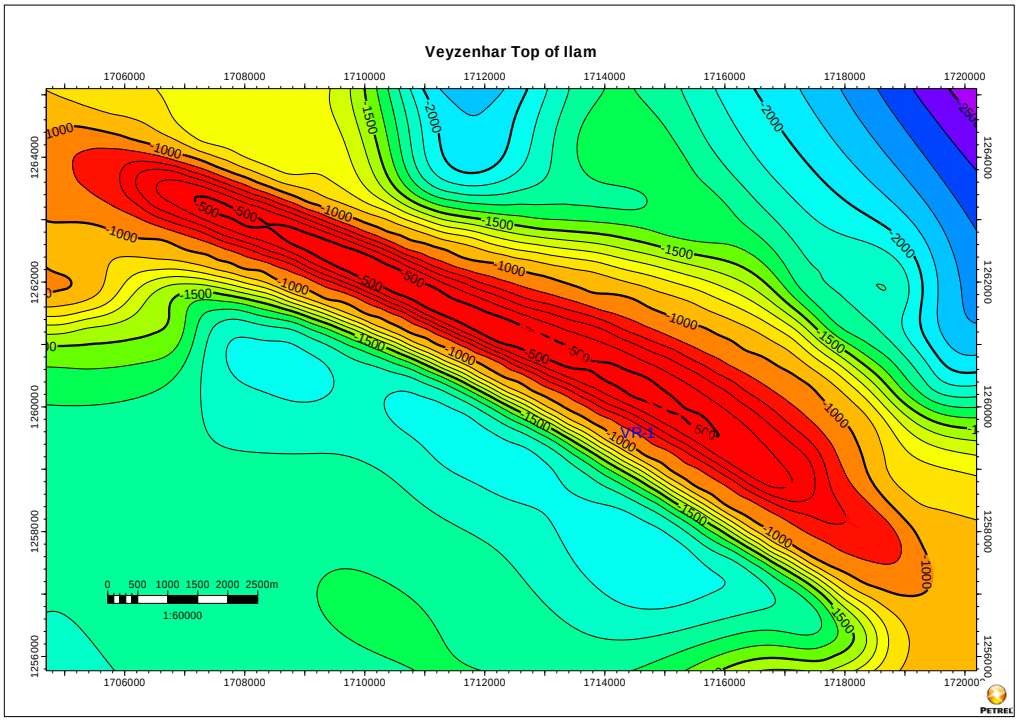
شکل ۲-۹-۷- نقشه خطوط هم ضخامت سازند ایلام در بخشی از منطقه مورد مطالعه. میدان‌های مورد مطالعه با رنگ سبز پر شده‌اند.



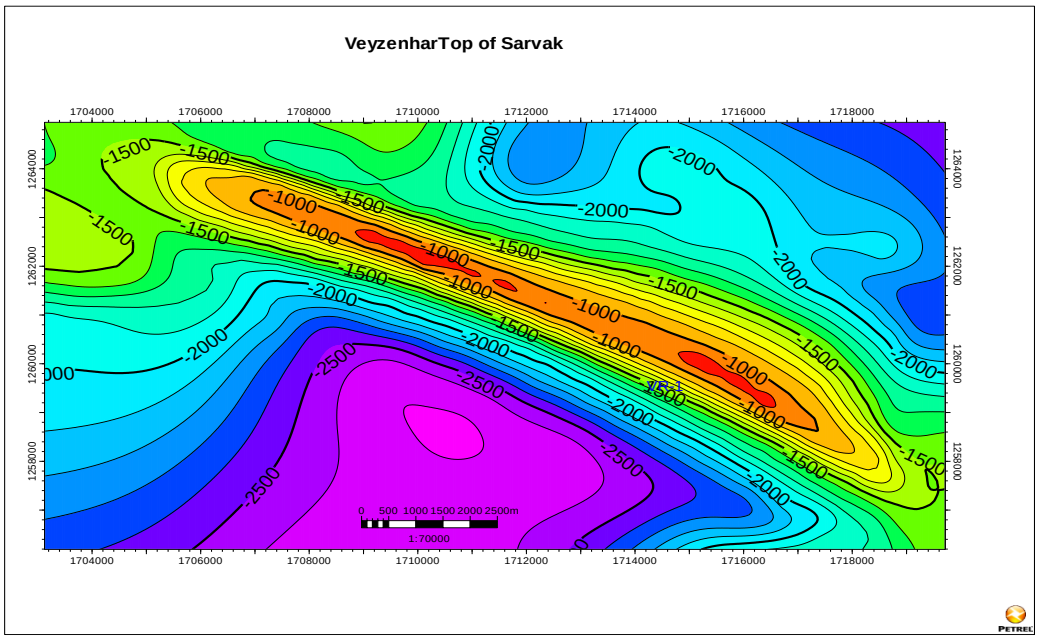
شکل ۲-۹-۸- نقشه خطوط هم ضخامت برای سازند سورگاه در بخشی از منطقه مورد مطالعه. میدان‌های مورد مطالعه با رنگ سبز پر شده‌اند.



شکل ۲-۹-۹- نقشه خطوط هم ضخامت برای سازند سروک در بخشی از منطقه مورد مطالعه. میدان‌های مورد مطالعه با رنگ سبز پر شده‌اند.



شکل۲-۹-۱۰- نقشه خطوط همتراز و محاسبه حجم تقریبی سنگ مخزن ایلام تا عمق۹۰۰- متری در افق ایلام برای میدان ویزنهار.



شکل۲-۹-۱۱- نقشه خطوط هم تراز و محاسبه حجم تقریبی سنگ مخزن سروک تا عمق۱۵۰۰- متری در میدان ویزنهار.

۱۰-۲- میدان هالوش

این تاقدیس تحت الارضی با علامت اختصاری "HH" در ناحیه لرستان و زیر ناحیه لرستان مرکزی و در موقعیت جغرافیایی ′۲۹،°۴۷ تا ′۴۲،°۴۷ طول شرقی و ′۱۸،°۳۳ تا ′۳۴،°۳۳ عرض شمالی قرار گرفته است.

این ساختمان با ابعاد ۱۹ کیلومتر طول و ۴/۵ کیلومتر عرض در افق بنگستان در ۱۳ کیلومتری شهرستان پل دختر قرار گرفته و از نوع ساختمان‌های نامتقارن، دارای یک کوهان و آزیموت محوری ۱۰۰ درجه نسبت به شمال می‌باشد. شیب عمومی یال جنوب غربی ۲۰ درجه و در یال شمال شرقی ۱۰ درجه اندازه گیری شده است. بستگی افقی ساختمان در افق بنگستان ۸۵/۵ (۱۹×۴/۵) کیلومتر مربع و بستگی قائم آن نیز ۸۳۵ متر می‌باشد.

سازند آسماری، گچساران و آغاجاری در این ساختمان برونزد داشته که از این بین سازند گچساران بیشترین رخنمون را به خود اختصاص داده است. در این ساختمان که چندان مرتفع نمی‌باشد، آهک‌های سازند آسماری، یال شمال غربی ساختمان را در بخش غربی آن پوشانده‌اند، درحالی که انتهای شرقی تاقدیس نیز توسط نهشته‌های زمین لغزه سیمره مدفون شده است. در بخش جنوبی این تاقدیس ناودیس کم عمق و وسیعی قرار گرفته است. از آنجا که رخنمون آسماری در این ساختمان محدود بوده و ارتفاع چندانی نیز از سطح زمین ندارد، نمی‌توان آن را سطح الارضی تلقی نمود.

این ساختمان با هدف دسترسی به افق بنگستان با عمق تقریبی ۱۲۷۷ متر از سطح منطقه و ۴۱۳ متر زیر سطح تراز دریا (دارای گاز) مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت.

ساختمان‌های مجاور شامل ماله کوه در شمال، راوندی در شمال غرب و غرب، جناره در شرق و کبیرکوه در جنوب می‌باشند. ساختمان‌های هیدروکربوری نزدیک به میدان هالوش شامل میادین ماله کوه در شمال (دارای نفت و گاز)، ویزنهار در شمال غرب (دارای گاز) و کبیرکوه در جنوب (دارای گاز غیر اقتصادی) می‌باشند.

لرزه نگاری دو بعدی برروی این میدان صورت گرفته است. به این منظور تعداد ۴ خط لرزه‌ای، که در مجموع ۷۳ کیلومتر می‌باشند، رانده شده است.

در سال ۱۳۵۰ در این میدان تعداد یک حلقه چاه تا عمق ۲۰۹۱ مترحفاری شده است که خلاصه‌ای در مورد آن در ادامه خواهد آمد.

۱-۱۰-۲- چاه شماره ۱ هالوش

با توجه به اطلاعات به دست آمده از حفاری چاه شماره ۱ هالوش، این چاه تا بخش‌هایی از سازند سروک حفاری شده است که ویژگی‌های سازندهای حفاری شده و عمق هر کدام از آنها در جدول ۲-۱-۱ آمده است.

بر اساس تغییرات لیتولوژی، بافت و میزان تخلخل در گروه بنگستان، پنج زون مخزنی در این مخزن تشخیص داده شده است که زون یک آن، که در بر گیرنده بخش بالایی سازند ایلام است، دارای بیشترین تخلخل بوده و بهترین زون از نظر توان تولید نیز می‌باشد. این زون با تولید تقریبی ۱۰ میلیون فوت مکعب در روز، زون تولیدی اصلی گاز در میدان هالوش به حساب می‌آید. سازند ایلام شامل زون‌های ۱ و ۲، سازند سورگاه در بر گیرنده زون ۳ بوده و سازند سروک نیز زون‌های ۴ و ۵ را شامل می‌شود.

نمودارهای تخلخل تهیه شده برای گروه بنگستان این میدان بیانگر کاهش میزان تخلخل با افزایش عمق است. اگرچه وجود هرزروی‌های شدید تا کامل گل در برخی قسمت‌هایی که از لحاظ لیتولوژی دارای تخلخل و تراوایی کم می‌باشند، می‌تواند بیانگر وجود شکستگی‌های باز در این بخش‌ها باشد. این امر با تولید از این بخش‌های شکسته شده تایید شده است.

سازند سروک در این میدان متشکل از آهک‌های نسبتا سخت توام با لایه‌های پراکنده دولومیت و شیل می‌باشد. این سازند دارای تخلخل ماتریکسی کم بوده که با وجود شکستگی‌هایی که در آنها ایجاد شده اندکی بهبود پیدا کرده است.

ضخامت سازند سورگاه در این چاه ۲۲۶ متر اندازه‌گیری شده که موید افزایش ضخامت این سازند از سوی چاه شماره یک میدان سرکان (در شمال غرب) به طرف چاه شماره یک هالوش (در جنوب غرب) می‌باشد (شکل‌های ۲-۱۰-۱ و ۲-۱۰-۲). ضخامت زیاد این سازند سبب شده تا به عنوان یک مانع هیدرولیکی بین سازندهای ایلام و سروک عمل نماید. این امر با توجه به تجزیه و تحلیل

فشارهای به دست آمده از آزمایش ساق مته نیز تایید شده است. لیتولوژی این سازند عمدتا شامل شیل بوده که دارای میان لایه‌های آهک مارنی نیز می‌باشد (شکل ۲-۱۰-۱).

ضخامت سازند ایلام نیز از چاه شماره یک میدان سرکان به طرف چاه شماره یک هالوش کاهش می‌یابد به صورتی که ضخامت آن در چاه شماره ۱ سرکان، ۳۱۵ متر بوده در حالی‌که در چاه شماره ۱ هالوش ۱۵۰ متر اندازه گیری شده است. این سازند متشکل از آهک‌های عمیق و مارنی همراه با لایه‌های شیلی می‌باشد (شکل‌های ۲-۱۰-۱ و ۲-۱۰-۲).

جدول۲-۱۰-۱- اینتروال، ضخامت و لیتولوژی سازندهای حفاری شده در میدان هالوش.

Formation	Depth (ft) (SL)		Depth (m) (SL)		Drilled Thickness		Lithology	Age
	From	To	From	To	(ft)	(m)		
Asmari	+2835 (Surface)	+1411	+864 (Surface)	+430	1424	434	Limestone	Oligocene-Miocene
Upper parts of Pabdeh	+1411	+292	+430	+89	1119	341	Shale & marl with interbeds of argillaceous limestone	Eocene
Shahbazan	+292	+89	+89	+27	203	62	Limestone	Eocene
Lower parts of Pabdeh	+89	-430	+27	-131	518	158	Shale & marl with interbeds of argillaceous limestone	Paleocene
Gurpi	-430	-1358	-131	-414	928	283	Shale & argillaceous limestone	Campanian-Maestrichtian
Ilam	-1358	-1850	-414	-564	492	150	Argillaceous limestone with some shale beds	Santonian
Surgah	-1850	-2592	-564	-790	741	226	Shale whit interbedded argillaceous limestone	Coniacian
Sarvak	-2592	-4026 (TD)	-790	-1227 (TD)	1434	437	Fairly tight limestone with dispersed dolomite & shale	Albian-Turonian

۲-۱۰-۲- بررسی داده‌های مهندسی مخزن

تاریخچه تولید اصلی مخزن از این میدان در چاه شماره ۱ از زون یک آن، که در بر گیرنده بخش بالایی سازند ایلام است، دارای بیشترین تخلخل بوده و بهترین زون از نظر توان تولید نیز می‌باشد. این زون با تولید تقریبی ۱۰ میلیون فوت مکعب در روز، زون تولیدی اصلی گاز در میدان هالوش به حساب می‌آید.

بر اساس بررسی‌های انجام شده بر روی آزمایشات ساق مته در سازند سروک (آزمایشات شماره ۵ تا ۹)، این مخزن را یک مخزن چندگانه احتمالی غیر اقتصادی عنوان کرده‌اند (جدول ۲-۱۰-۲). بنابراین ازنقاط ضعف این میدان به منظور ذخیره سازی گاز می‌توان به عدم اندازه گیری دقیق فشارها در تمام اینتروال گروه بنگستان و در نتیجه مشخص نبودن وضع ارتباط فشاری بین سنگ‌های مخزن، ناقص

بودن اطلاعات مربوط به گستردگی لایه‌های تولید کننده گاز اشاره نمود. بر اساس اطلاعات موجود سطح گاز و آب در چاه شماره ۱ میدان هالوش ۶۷۰ متر زیر سطح دریا مشخص شده است.

مشخصات زون‌های مخزنی افق بنگستان (سازندهای ایلام، سورگاه و سروک) در جدول ۲-۱۰-۳ ارائه شده است.

۱-۲-۱۰-۲- سطح تماس گاز و آب

تعیین سطح تماس آب و گاز برای مخزن به علت نبود اطلاعات کافی مقادیر تخمینی مورد تردید می‌باشد.

۲-۲-۱۰-۲- فشار مخزن

همانگونه که از اطلاعات ثبت شده در جدول‌های آزمایش ساق مته نمایان است فشار ساکن در چاه ۱ هالوش در سازند ایلام ۱۴۸۰ پوند بر اینچ مربع اندازه گیری شده که اطلاعات مربوط به آن در جدول ۲-۱۰-۲ ارائه شده است.

جدول۲-۱۰-۲- فواصل و نتایج حاصل از آزمایشات ساق مته در چاه شماره ۱ میدان هالوش.

Drill Stem Test Number	Interval				Formation	Results
	(ft)		(m)			
	From	To	From	To		
DST-1	4209	4318	1283	1316	Ilam	Recovered gas and drilling fluid
DST-2	6490	6519	1978	1987	Sarvak	Recovered contaminated drilling fluid
DST-3	6490	6519	1978	1987	Sarvak	Recovered minor gas (9 bbls.) & gas cut mud
DST-4	-	1598	-	487	-	Recovered water cushion and gas cut mud
DST-5	6181	6250	1884	1905	Sarvak	Recovered gas cut mud and sweet gas
DST-6	6181	6250	1884	1905	Sarvak	Recovered minor gas and drilling fluid
DST-7	5820	5899	1974	1798	Sarvak	Recovered gas and drilling fluid
DST-8	5440	5515	1658	1681	Surgah	Recovered gas and drilling fluid
DST-9	5440	5515	1658	1681	Surgah	Recovered gas and drilling fluid
DST-10	4541	4580	1384	1396	Ilam	Recovered gas and drilling fluid

۳-۲-۱۰-۲- سیال مخزن

بر اساس اطلاعات حاصل از آزمایش ساق مته بیشتر سیال مخزن متان و درصد گازهای ترش در آن پایین می‌باشد. مقدار هیدروژن سولفور ۲۰۰ پی‌پی‌ام گزارش شده است.

۳-۱۰-۲- محاسبات حجمی

محاسبه حجمی مخزن، از روی نقشه منحنی‌های هم‌تراز زیر زمینی انجام گردید. با استفاده از اطلاعات گزارش‌های زمین شناسی و مهندسی مخزن (جدول ۲-۱۰-۵) مساحت و حجم تخلخل مخزن بر روی آخرین سطح منحنی بسته از مخزن مورد مطالعه در نرم افزار Petrel 2009 به دست آمده و نتیجه در شکل۲-۱۰-۳ رسم گردیده است. بدین ترتیب بر اساس محاسبات حجمی محتمل‌ترین حجم مخزن ۲/۳ میلیارد متر مکعب است.

جدول۲-۱۰-۳- ویژگی‌های مخزنی سازندهای گروه بنگستان در چاه شماره ۱ هالوش.

Formation	Zone	Depth		Drilled Thickness		Gross				Net				N/G
		(m)	(ft)	(m)	(ft)	Eval. Th. (m)	Eval. Th. (ft)	Ave. φ (%)	Ave. SW (%)	Eval. Th. (m)	Eval. Th. (ft)	Ave. φ (%)	Ave. SW (%)	
Ilam	I	-414	-1358	69	226	51	167	7.1	45	31	102	8.0	37.6	0.45
	II	-483	-1585	81	266	72	236	4.0	43	14	46	9.8	27.6	0.17
Surgah	III	-564	-1850	226	741	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sarvak	IV	-790	-2592	118	387	50	164	3.5	23	11	36	5.3	16.2	0.09
	V	-908	-2979	319	1047	271	889	3.9	28	60	197	6.2	23.0	0.18

۴-۱۰-۲- نتیجه گیری

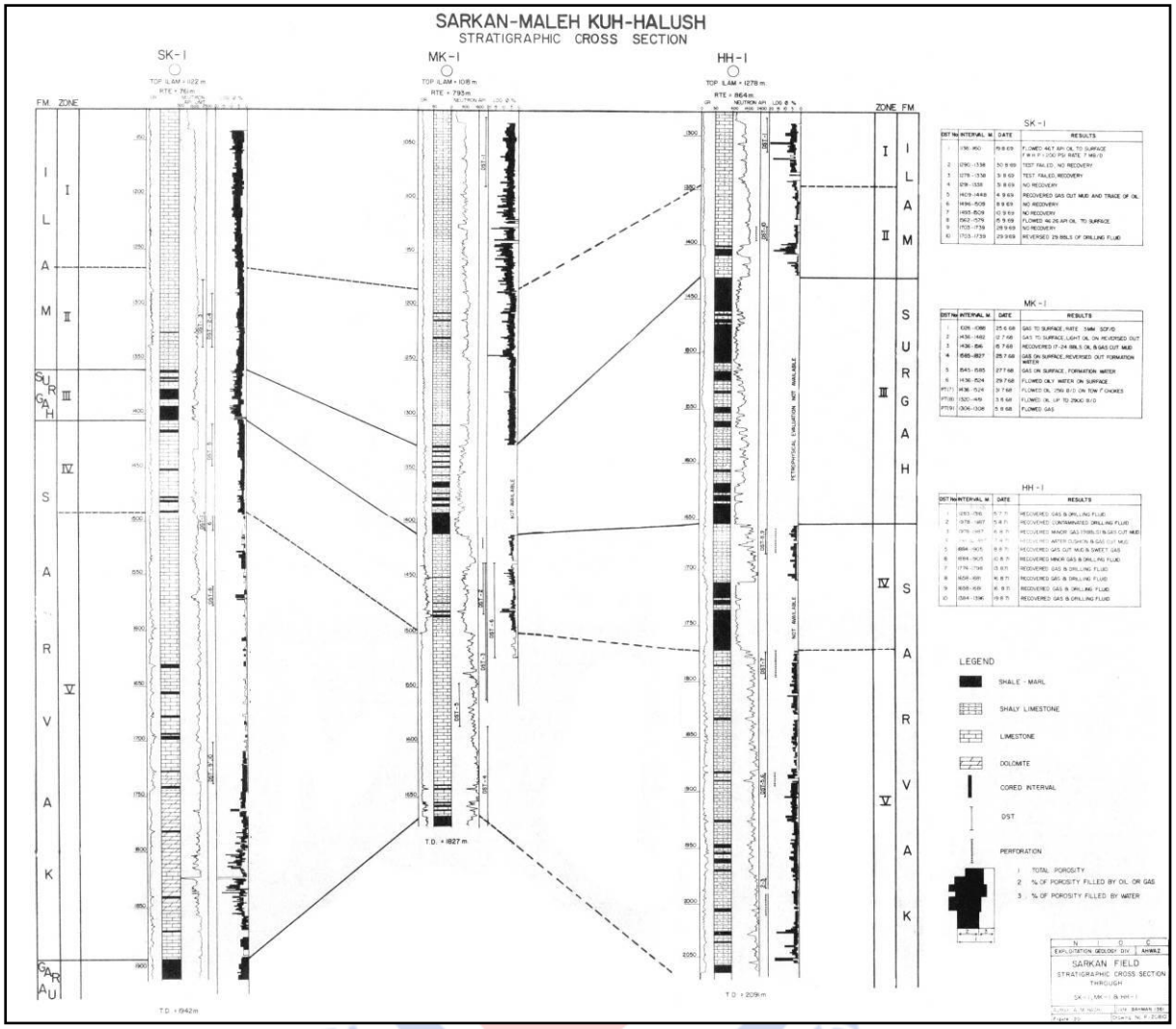
با توجه به اینکه سازند ایلام با ضخامت ۱۵۰ متر در این میدان دارای ویژگی‌های مخزنی ضعیف تا متوسط بوده و خود نیز دارای گاز می‌باشد و همچنین با در نظر گرفتن بستگی افق بنگستان می‌توان گفت که این میدان می‌تواند برای ذخیره سازی گاز طبیعی مد نظر قرار گیرد. اگرچه قرار گرفتن این سازند در عمق کم نسبت به سطح دریا (۴۱۴ متر زیر سطح دریا) سبب شده تا فشار مخزن کم باشد ولی گسترش رخساره‌های دارای تراوایی بین ۵ تا ۱۰ میلی دارسی در سازند ایلام و همچنین هرزروی‌های زیادی که در این سازند صورت گرفته و دلالت بر گسترش شکستگی‌ها در این مخزن دارد. همچنین برای سازند سروک نیز در بخش‌های پایین زون V مخزنی دارای مقادیری هرزروی گل بوده و بررسی تراوایی نیز نشان می‌دهد که حدود ۲۰ درصد از این مخزن دارای تراوایی متوسط ۵ تا ۱۰ میلی دارسی می‌باشد. به دلیل نبودن اطلاعات کافی نمی‌توان سطوح گاز ونفت و آب همچنین حجم قابل استحصال مخزن را مشخص نمود. سطح گاز-نفت و نفت-آب در نمودارهای پتروفیزکی دیده نشده است. بنابراین حجم برآورد شده با تقریب همراه است.

جدول۲-۱۰-۴- اطلاعات فشار، دما و نتایج حاصل از آزمایش گاز در چاه شماره ۱ میدان هالوش.

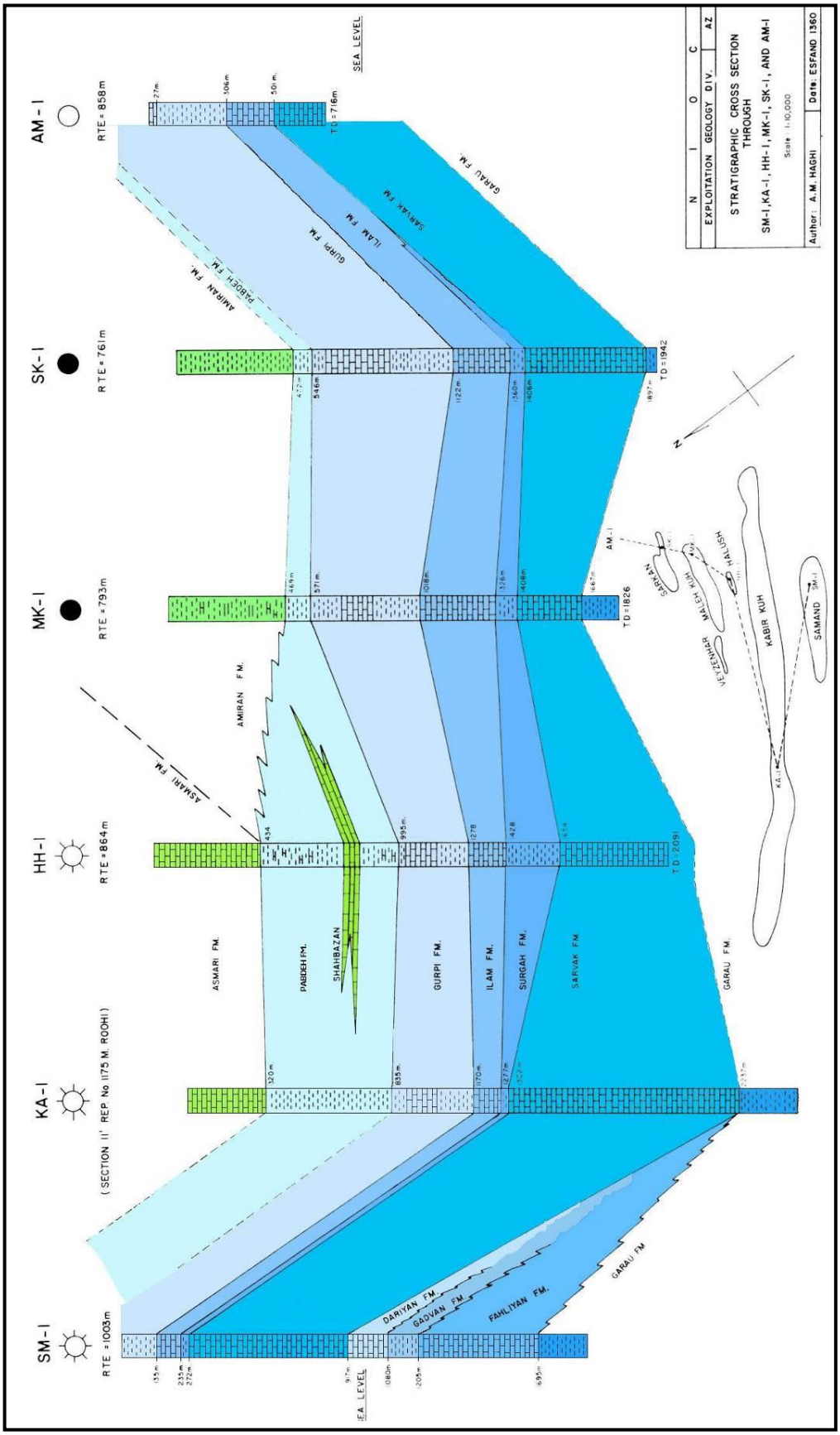
Well Data		Sampling Point		Other Data
Field: Halush		Sampling Point: Well Head		Date of Sampling: 5th July 1971
WELL NO.: HH-1 (DST-1)		Sampleing Pressure: 1480 PSIG		Date of Testing: 10th July 1971
Producing Interval: 4210- 4318 feet		Sample pressure in Lab: 1240 PSIG		Report No. 346/71
Formation: Ilam		Sample Temp. in Lab: 80 F		Reference No. 670.50.03
Well Head Pressure: 1480 PSIG		Sample Temp. in lab: -		
Production rate: - MMSCF/Day		Sample No.: 1573/1000/63		
Components		**Results**		**Method of Testing**
Acidic Gases				
Carbon Dioxide	Mol %	1.40		PCM 4
Hydrogen Sulphide	Mol %	0.02		Tutwiler
Total acidic gases	Mol %	1.42		
Nitrogen	Mol %	Nil		
Helium	Mol %	Nil		
Hydrocarbons			*	
Methane	Mol %	90.87	92.17	PCM 17
Ethane	Mol %	4.01	4.07	
Propane	Mol %	2.15	2.18	
Iso Butane	Mol %	0.36	0.37	
Normal Butan	Mol %	0.70	0.71	
Iso Pentane	Mol %	0.28	0.29	
Normal Pentane	Mol %	0.05	0.05	
Hexanes		0.10	0.10	
Heptanes & Heavier	Mol %	0.06	0.06	
Apparent Specific	Mol %	0.6362	0.6263	Calculated
Carbon Content		-	-	Calculated

جدول ۲-۱۰-۵- اطلاعات مخزنی در سازندهای مختلف در میدان‌های انتخاب شده برای تزریق گاز.

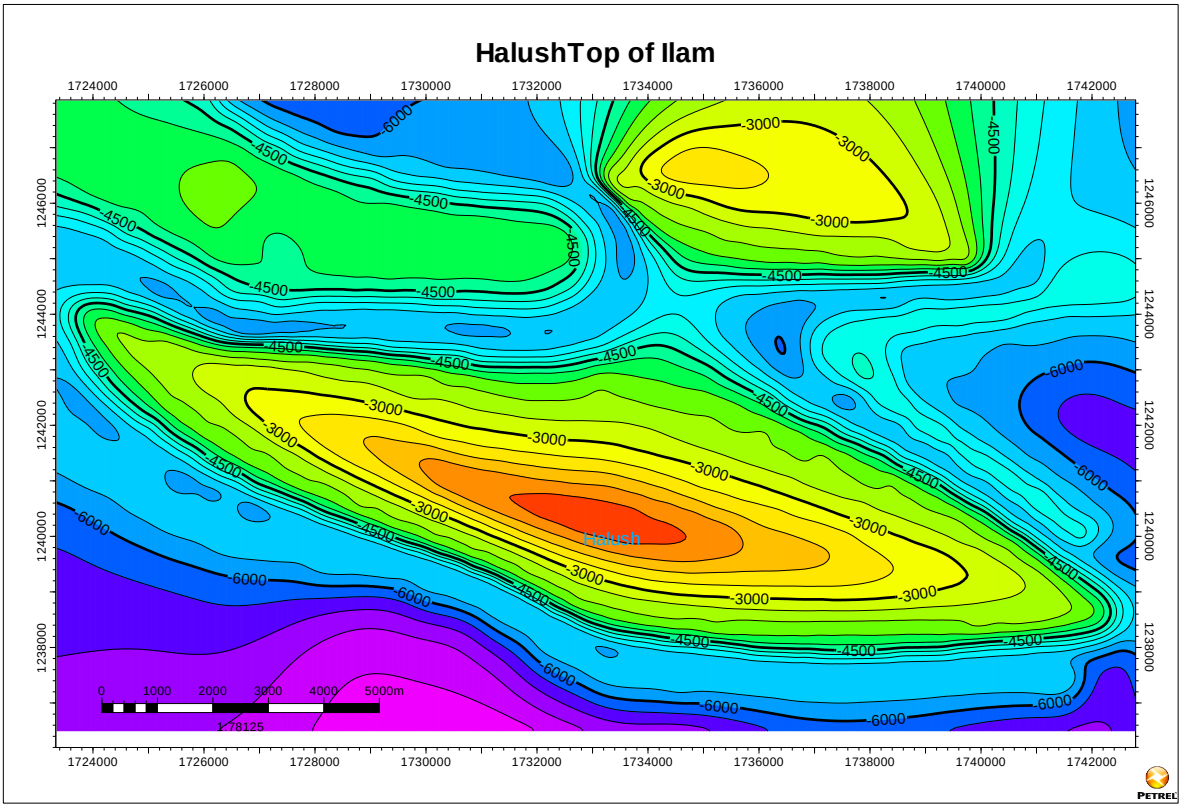
Field	Formation	)m²(Area	Bulk Volume) m³(	Net/Gross	Net/Gross Bulk Volume)m³(	Porosity (%)	Water saturation (%)
Veyzenhar	Ilam	1.86E+07	4190000000	0.414	1734660000	6.20	35.20
	Sarvak	3.49E+07	9120000000	0.195	1778400000	3.00	30.70
Halush	Ilam	8.05E+07	66400000000	0.400	26560000000	8.85	31.10
Dare Badam	Ilam	?	?	?	0	?	?
	Khane kat	2.06E+08	45000000000	?	0	?	?
Dare Baneh	Ilam	2.32E+08	1420000000	0.670	951400000	7.00	40.40
Anjir	Khuf	4.77E+08	1780000000	?	?	10.00	?
Golmahak	Asmari	7.05E+07	12800000000	?	?	?	?
Samand	Dalan	2.74E+08	62500000000	?	?	8.00	?
Gavar		?	?	?	?	?	?
Direh		?	?	?	?	?	?



شکل۲-۱۰-۱- تطابق زون‌های مخزنی بنگستان در میادین هالوش، سرکان و ماله کوه.



شکل ۲-۱۰-۳ – تطابق سازندهای حفاری شده در چاههای شماره یک میادین سمند، کبیرکوه، هالوش، ماله کوه، سرکان و امیران.



شکل۲-۱۰-۳- نقشه خطوط همتراز و محاسبه حجم تقریبی سنگ مخزن تا عمق۴۰۰۰- در افق ایلام برای میدان هالوش.

۳- نتیجه گیری

۳-۱- تاقدیس انجیر

سازندهای گرو، سروک، سورگاه، ایلام، گورپی، بخش امام حسن، سازند پابده و آسماری در این ساختمان برونزد داشته که از این بین سازند ایلام بیشترین رخنمون را دارد.

این ساختمان با هدف دسترسی به افق دهرم با عمق تقریبی ۳۷۲۴/۵ متر از سطح منطقه و ۲۰۷۱/۵ متر زیر سطح تراز دریا مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت و در نتیجه از نظر وجود هیدروکربور خشک اعلام گردید. تمامی افق‌های مخزنی مورد هدف حفاری آبدار بوده‌اند.

سازندهای مخزنی آسماری، ایلام و سروک برونزد داشته و علیرغم بستگی بسیار مناسبی که دارند، به دلیل نداشتن پوش سنگ و ارتباط آن با سطح فاقد ارزش برای ذخیره سازی بوده و در عمل تنها افق‌های خامی و دهرم در این تاقدیس قابل تأمل می‌باشند.

افق خامی در این تاقدیس به رخساره‌های سازند گرو تبدیل شده، که به دلیل گل پشتیبان بودن و رس فراوان دارای ارزش مخزنی ضعیف می‌باشد و فاقد ارزش برای ذخیره سازی است.

در افق دهرم نیز سازند کنگان دارای ویژگی‌های مخزنی بسیار ضعیف بوده و تنها مخزن دالان، که در حدود ۴۲۰۰ متری از سطح زمین قرار گرفته، دارای ویژگی‌های مخزنی نسبتاً مناسبی می‌باشد.

با عنایت به اینکه ذخیره سازی در دنیا معمولا در اعماق زیر ۲۵۰۰ متر از سطح زمین کمتر صورت گرفته است و با توجه به ابعاد ساختمان و بستگی قائم نسبتا مناسب این افق و مشخصه‌های مخزنی نسبتا مناسب آن، می‌توان این میدان را در اولویت سوم قرار داد تا در صورتی که ذخیره سازی در شرایط سخت و هزینه آور مورد نظر قرار گیرد، در مورد آن مطالعه بیشتری صورت گیرد.

۳-۲- تاقدیس باباحبیب

در این ساختمان دارای ابعاد تقریبی ۱۰ کیلومتر طول و حداکثر ۲ کیلومتر عرض در افق آسماری- شهبازان است، آغاجاری، گچساران و سازندهای آسماری- شهبازان برونزد دارند.

افق مخزنی آسماری در ساختمان باباحبیب برونزد داشته و به دلیل نداشتن پوش سنگ و ارتباط آن با سطح فاقد ارزش برای ذخیره سازی است.

در افق بنگستان نیز مخزن ایلام، علیرغم داشتن پوش سنگ مناسب به دلیل کم بودن بستگی افقی و قائم، که در خوشبینانه‌ترین حالت ۱۰۰ تا ۱۵۰ متر است، و گسترش رخساره‌های دریای باز که دارای تخلخل مفید وتراوایی بسیار کم می‌باشند، فاقد شرایط لازم برای ذخیره سازی تشخیص داده می‌شود.

مخزن سروک نیز علیرغم داشتن پوش سنگ مناسب و عدم ارتباط با سطح، به دلیل عدم وجود زون رودیستی و گسترش رخساره‌های کم تراوای مربوط به دریای باز (و البته نسبتا عمیق) و همچنین بستگی کم فاقد ویژگی لازم و کافی برای ذخیره سازی می‌باشد.

به سبب نزدیک به افقی شدن لایه بندی و عدم وجود بستگی مناسب در افق‌های پایین‌تر از سروک در عمل این افق‌ها نمی‌توانند موردی مناسب برای ذخیره سازی محسوب گردند.

در مجموع با شرایط موجود می‌توان گفت که این تاقدیس فاقد ارزش ذخیره سازی گاز است.

۳-۳- تاقدیس داربادام

این ساختمان دارای بستگی افقی ۳۳/۳ کیلومتر مربع و بستگی قائم ۱۰۰۰ متر در افق دهرم می‌باشد.

در این ساختمان سازند گورپی، بخش آهکی امام حسن، سازندهای امیران، تله زنگ، کشکان، آسماری و شهبازان برونزد دارند.

این ساختمان با هدف دسترسی به افق ایلام با عمق تقریبی ۱۸۳۵ متر از سطح منطقه و ۵۵۵ متر زیر سطح تراز دریا (دارای آب همراه با کمی متان) و افق سروک که با عمق تقریبی ۲۱۸۹ متر از سطح منطقه و ۹۰۹ متر زیر سطح تراز دریا (دارای گاز) و همچنین افق خامی با عمق تقریبی ۲۶۱۳ متر از سطح منطقه و ۱۳۳۳ متر زیر سطح تراز دریا مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت.

افق مخزنی آسماری در ساختمان داربادام برونزد داشته و به دلیل نداشتن پوش سنگ و ارتباط آن با سطح فاقد ارزش برای ذخیره سازی می‌باشد.

افق مخزنی ایلام، که تنها افق مخزنی حفاری شده عمیق‌تر از آسماری است، نیز دارای بستگی افقی و عمودی و تخلخل نسبتا خوبی بوده ولی دارای مقدار کمی هیدروژن سولفوره و آب لب شور

می‌باشد. علاوه بر مورد اخیر با توجه به وجود چشمه‌های آسفالت و نفت سبک در اطراف تاقدیس این احتمال را که مخزن با سطح در ارتباط باشد را زیاد تقویت می‌کند.

برای اظهار نظر قطعی در مورد این تاقدیس نیاز به بررسی گسل‌های موجود و نحوه و میزان تاثیر آنها بر مخزن، نمودارهای پتروفیزیکی و حتی بررسی و تفسیر مجدد ژئوفیزیکی است، ولی در حال حاضر می‌توان آن را فاقد اولویت ذخیره سازی دانست.

۴-۳- تاقدیس دره بانه

در این این ساختمان که دارای ۱۲۰ کیلومتر طول و حداکثر ۶ کیلومتر عرض در افق آسماری- شهبازان است، سازندهای گورپی، امیران، تله زنگ، کشکان، آسماری- شهبازان، گچساران و آغاجاری برونزد دارند که بیشترین رخنمون مربوط به سازندهای آسماری و شهبازان می‌باشد.

این ساختمان با هدف دسترسی به افق بنگستان با عمق تقریبی ۱۰۹۷ متر از سطح منطقه و ۳۵۹ متر بالای سطح تراز دریا (خشک) و همچنین افق دهرم که دارای عمق تقریبی ۳۶۷۰ متر از سطح منطقه و ۲۲۲۰ متر زیر سطح تراز دریا (دارای گاز) مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت.

بالغ بر ۴۱۰۰۰ بشکه گل پایه آب شیرین در شکستگی‌های موجود در فواصل حفاری شده از دست رفت. بیشتر این هرزروی گل در سازندهای گروه بنگستان و سازند گرو صورت گرفته است.

در طی آزمایشات متعدد ساق مته فقط آثار کم گاز همراه با مقدار کمی آب شیرین، با فشار پایین، به دست آمده است. سازند ایلام که شامل آهک‌های گل پشتیبان می‌باشد دارای رگه‌های کلسیتی و شکستگی‌های بسیار کوچک افقی و مورب است. از نظر آغشتگی به مواد هیدروکربوری نیز تنها می‌توان به مقدار کمی آغشتگی به مواد بیتومینه‌ای که در شکستگی‌های بسیار کوچک و بزرگ وجود داشته، اشاره نمود.

افق مخزنی آسماری در ساختمان داربادام برونزد داشته و به دلیل نداشتن پوش سنگ و ارتباط آن با سطح فاقد ارزش برای ذخیره سازی می‌باشد.

در افق مخزنی بنگستان نیز مخزن ایلام به طور کامل بالای سطح تراز آب دریا بوده، دارای آب شیرین و فاقد فشار لازم برای بیرون راندن گاز است. با توجه به ضخامت کم پوش سنگ و به احتمال بسیار زیاد با سطح ارتباط دارد و برای ذخیره سازی نامناسب است.

افق مخزنی سروک و گرو نیز به ترتیب ۳۱ و ۱۹۵ متر زیر سطح تراز دریا قرار داشته و مانند سازند ایلام دارای فشار کم می‌باشند. سازند سروک در این ساختمان دارای آب شیرین بوده و علیرغم ضخامت نسبتا خوب سازند سورگاه که در برخی موارد مانند پوش سنگ عمل می‌کند، به نظر می‌رسد که با سطح در ارتباط بوده و در مجموع برای ذخیره سازی مناسب نباشد.

توجه به اطلاعات موجود در مورد این میدان می‌توان گفت که علی رغم بزرگ بودن میدان همچنین سازندهای مربوط به افق مخزنی خامی نیز که در این میدان به رخساره‌های سازند گرو، با کیفیت مخزنی ضعیف، تبدیل شده ، و همچنین افق دهرم حفاری نشده‌اند. بنابراین اظهار نظر در مورد آنها مقدور نمی‌باشد.

در مجموع می‌توان گفت که تاقدیس دره بانه به دلیل برونزد داشتن افق آسماری، بالای سطح تراز دریا قرار گرفتن افق ایلام، فشار کم افق سروک، تبدیل شدن بخش عمده افق خامی به رخساره‌های سازند گرو (حفاری نشده)، عرض کم این ساختمان و عمق نسبتا زیاد افق دهرم (که حفاری نشده و در عمق بیش از ۳۶۵۰ متر از سطح زمین قرار گرفته) مناسب ذخیره سازی نمی‌باشد.

۵-۳- تاقدیس دیره

در این ساختمان که دارای ۲۳/۵ کیلومتر طول و حداکثر ۶ کیلومتر عرض در افق آسماری است، سازندهای آسماری (بیشترین رخنمون)، گچساران، آغاجاری و بختیاری برونزد دارند.

این تاقدیس دارای بستگی افقی ۴۰ کیلومتر مربع و بستگی قائم ۶۰۰ متر در افق ایلام بوده و با هدف دسترسی به افق بنگستان با عمق تقریبی ۱۷۵۰ متر از سطح منطقه و۴۴۰ متر زیر سطح تراز دریا مورد حفاری اکتشافی قرار گرفته و از نظر وجود هیدروکربور خشک اعلام شده است.

از دیدگاه ساختمانی تاقدیس دیره پایین‌تر از تاقدیس پاتاق یا امام حسن قرار گرفته و احتمالا پس از این دو ساختمان شکل گرفته و بنابراین پیش از مهاجرت مواد هیدروکربوری در موقعیت مناسبی برای به تله افتادن نفت و یا گاز تولید شده از سازند گرو (سنگ منشاء) قرار نگرفته است.

افق آسماری در این میدان برونزد داشته و به دلیل نداشتن پوش سنگ مناسب و ارتباط آن با سطح برای ذخیره سازی مناسب نمی‌باشد.

افق بنگستان نیز با توجه به عمق مناسب و همچنین پایین‌تر بودن آن نسبت به سطح تراز دریا و خشک بودن این افق (از نظر مواد هیدروکربوری) می‌تواند مورد بررسی بیشتری قرار گیرد.

سازندهای افق بنگستان در این ساختمان، دارای رخساره‌های مربوط به منطقه عمیق دریا بوده، که دارای ماتریکس گل پشتیبان و مقدار زیادی رس با تراوایی و تخلخل مفید بسیار اندک است.

تاقدیس دیره در مجاورت تاقدیس‌های امام حسن و میله سرخ قرار گرفته و با وجود هم رخساره بودن سازند ایلام در این تاقدیس با تاقدیس میله سرخ، در عمل اگر شکستگی‌ها در این سازند و سازند سروک و گرو گسترش نیافته باشند، دارای تخلخل ماتریکسی ناچیز و همچنین تراوایی کمتر از ۱ میلی دارسی خواهد بود و امید چندانی به فراهم بودن شرایط مخزنی مناسب برای ذخیره سازی در این تاقدیس وجود نخواهد داشت. این امر با انجام آزمایشات تولیدی در چاه شمار ۱ دیره که موید وجود مقداری گاز و آب سازند (به میزان ناچیز) و نبود نفت در اینتروال‌های مخزنی بوده، نیز تا حدود زیادی تایید می‌شود.

بر اساس نتایج به دست آمده از ارزیابی پتروفیزیکی، در برخی از اینتروال‌ها تخلخل نسبتا خوبی دیده شده و با توجه به میزان اشباع آب آن به نظر می‌رسد که شرایط مخزنی مناسب برای ذخیره سازی در این تاقدیس فراهم باشد، ولیکن آزمایش گاز که بیانگر میزان گازهای غیر هیدروکربوری (مانند هیدروژن سولفوره) در دسترس نمی‌باشد و تنها در آزمایش ساق مته شماره ۱ اشاره شده که گل بریده شده با گاز دارای هیدروژن سولفوره به دست آمده است.

با توجه به تمامی جهات بررسی شده در مورد چاه شماره ۱ دیره چنین به نظر می‌رسد که افق بنگستان و سازند گرو در این تاقدیس دارای مقداری گاز خشک (عمدتا متان، اتان، پروپان تا حدودی گازهای هیدروکربنی سنگین‌تر) بوده ولی با توجه به گسترش نیافتگی شکستگی و با توجه

به رخساره‌های رسوبی آن نمی‌توان انتظار تولید قابل توجهی از آن را داشت. بنابراین با توجه به تفاوت موجود در نتیجه ارزیابی پتروفیزیکی، که نشان دهنده وضعیت نسبتا مناسب برای مخزن است، برای تصمیم گیری نهایی در مورد تاقدیس دیره می‌بایستی اطلاعات کامل‌تری در مورد میدان داشت. در مجموع می‌توان چنین گفت که بر اساس شواهد موجود علیرغم ابعاد و بستگی مناسب مخزن در تاقدیس دیره، این میدان در حال حاضر مناسب ذخیره سازی تشخیص داده نمی‌شود.

۶-۳- تاقدیس سمند

بر اساس نتایج حاصل از حفر ۲ حلقه چاه در این تاقدیس مشخص گردید که سازند کنگان کاملا سخت و تقریبا بدون تخلخل بوده و تنها سازند دالان تخلخل قابل توجهی را نشان داده است. آزمایش ساق مته در چاه ۲ سمند، نشان دهنده وجود گاز در بخش بالایی دالان در این تاقدیس می‌باشد. به علاوه کارشناسان گل حفاری نیز وجود ۵ زون دارای گاز متان را در سازند دالان بالایی گزارش کرده‌اند. در چاه شماره ۱ سمند، ۱۲۹ متر و در چاه شماره ۲، ۵۴۱ متر (کل سازند دالان) از سازند دالان حفاری شده است که قسمت عمده آن تناوب لایه‌های دولومیت و سنگ آهک نسبتا سخت با متوسط تخلخل، به ترتیب، ۵/۶ و ۳/۸ درصد و اشباع آب ۳۷ و ۲۷ درصد است. طبق نتایج لایه آزمایی میزان تولید گاز از چاه سمند۱ و ۲، به ترتیب، ۳۶ و ۲۶ میلیون فوت مکعب در روز است. گاز موجود در دالان بالایی از سیستم شکستگی‌ها خارج می‌شود که هرزروی شدید گل حفاری در این فاصله عمقی، این موضوع را تایید می‌کند. براساس اطلاعات موجود، میدان گازی سمند دارای ذخیره قابل برداشت ۳۹/۶۴ بیلیون متر مکعب است. سازند گورپی در چاه سمند-۱ ضخامت کمی دارد و نمی‌تواند پوش سنگ مناسبی برای افق بنگستان باشد. سازند سروک نیز مانند سازند ایلام سنگ پوش مناسب و ضخیم ندارد و در عمق حدود ۲۷۵ تا ۳۳۶ متری قرار دارد. علاوه بر این در بخش‌هایی از تاقدیس افق بنگستان دارای رخنمون است.

افق دهرم در این ساختمان، ۲ درصد ناخالصی هیدروژن سولفوره و ۲۷/۲ درصد نیتروژن دارد.

در مجموع می‌توان گفت که ساختار سمند با برونزد داشتن افق‌های آسماری و بنگستان، تبدیل شدن افق خامی به رخساره‌های کم تراوای سازند گرو و همچنین عمق زیاد (۴۲۰۰ متر از سطح زمین) و محتوای گاز ترش افق دهرم مناسب ذخیره سازی تشخیص داده نمی‌شود.

۷-۳- تاقدیس گوار

در این ساختمان، که در افق آسماری- شهبازان ۶۲/۵ کیلومتر طول و حداکثر ۷/۵ کیلومتر عرض دارد، سازندهای آسماری- شهبازان و گچساران برونزد دارند.

براساس اندازه‌گیری انجام شده بر روی نقشه زیر سطحی ساختمان گوار، بستگی افقی برای میدان گوار در افق بنگستان برای کوهانک شرقی ۱/۵×۱۱ و برای کوهانک غربی ۴/۵×۳۶ کیلومتر مربع و بستگی قائم نیز برای این دو کوهانک به ترتیب ۲۳۰ و ۷۶۰ متر محاسبه شده است.

این ساختمان با هدف دسترسی به افق بنگستان با عمق تقریبی ۱۵۲۸ متر از سطح منطقه و ۱۵۸ متر بالای سطح تراز دریا مورد حفاری اکتشافی قرار گرفت که در نتیجه دارای مقدار ناچیز نفت و گاز تشخیص داده شد.

به دلیل رخنمون داشتن سازندهای آسماری و شهبازان در تاقدیس گوار، عملا افق مخزنی آسماری به دلیل نداشتن پوش سنگ و ارتباط آن با سطح فاقد ارزش برای ذخیره سازی می‌باشد.

در افق‌های مخزنی بنگستان نیز مخزن ایلام بالای سطح تراز دریا قرار گرفته و دارای فشار مناسب نمی‌باشد. سازندهای سروک و گرو نیز که به ترتیب در عمق ۱۲۰ و ۵۱۰ متری زیر سطح تراز دریا قرار دارند به دلیل عدم وجود رخساره‌های مخزنی مناسب و کم بودن فشار در سازند سروک چندان مناسب نمی‌باشند. در آزمایش ساق مته‌ای که پس از اسید کاری، بر روی سازند سروک انجام شده ۶ تا ۱۴ بشکه در ساعت آب تولید داشته که این امر نشان دهنده آب دار بودن این افق مخزنی است.

افق‌های خامی (که در این ناحیه تا حدود زیادی به رخساره‌های سازند گرو تبدیل شده است) و دهرم نیز در این چاه حفاری نشده و در نتیجه اطلاعی در مورد آنها موجود نیست.

در مجموع می‌توان گفت که ساختار گوار با داشتن بستگی افقی و قائم مناسب در افق بنگستان دارای فشار مخزنی بسیار پایین در افق ایلام و فشار پایین در افق سروک و گرو (که در کوهان غربی به

ترتیب در عمق ۱۲۰ و ۵۲۰ متری از سطح دریا قرار گرفته‌اند)، است. با توجه به امید به بـا تغییـر در رخساره‌های رسوبی و بهبودی شرایط مخزنی در کوهان شرقی و نظر بـه اینکـه داده‌هـای چـاه تـازه حفاری شده گوار شرقی در دسترس نبودنن، برای مطالعه بیشتر این میدان، می‌توان آن را در اولویـت سوم قرار داد تا در صورتی که شرایط کوهان شرقی مناسب بود به مخزن مناسبی برای ذخیـره سـازی تبدیل شود.

۸-۳- تاقدیس گلمهک

تاقدیس گلمهک دارای بستگی قائم ۷۰۰ متر و بستگی افقی ۱۱۶ کیلومتر مربع در افق آسـماری می‌باشد. عمق سازند آسماری بیش از ۴۰۰۰ متر بوده و دارای آب نمک می‌باشد.

چاه گلمهک-۱ که به منظور بررسی توان هیدروکربوری سازندهای آسماری، ایلام و سروک حفـاری شده بود که در نهایت به دلیل پیچیدگی‌های ساختاری و مشـکلات حفـاری پـس از حفـاری سـازند آسماری و بخش کلهر، در سازند پابده و در عمق ۵۱۸۱ متری از سطح زمین (۴۴۲۵ متـر زیـر سـطح دریا) تکمیل شده و به عنوان چاه خشک معرفی و متروکه شده است. در ضمن تنها لکه‌هایی از نفـت در حفاری به دست آمده و اطلاعات بیشتری در این مـورد مسـتلزم دریافـت اطلاعـات از مـدیریت اکتشاف و همچنین حفاری‌های بعدی در این تاقدیس می‌باشد.

فشار در ته چاه، که بیش از ۸۰۰۰ پوند بر اینچ مربع اندازه گیری شده و فشار ضعف جریان سیال (بر اساس نتایج آزمایش‌های ساق مته انجام شده در تنها چاه این میدان)، و بالا بودن نسبی حجم شیل در اینتروال مخزنی، که می‌تواند به دلیل پایین بودن نفوذپذیری آن باشد، و همچنین عدم گسترش شکستگی‌ها نشان دهنده کیفیت پایین این مخزن است.

علاوه بر این موارد، پیچیدگی ساختمانی این تاقدیس و کوچک بودن نسبی ابعاد آن نیز سبب می‌شود که از مطلوبیت آن برای ذخیره سازی کاسته شود.

به سبب آنکه سرسازندهای حفاری شده از پیش بینی شده پایین‌تر بوده است، این احتمال وجود دارد که چاه شماره ۱ گلمهک در دامنه تاقدیس حفاری شده، بنابراین در محل چاه پراکندگی شکستگی‌ها کم و مخزن آب دار بوده است.

افق‌های مخزنی عمیق‌تر نیز که در این میدان حفاری نشده‌اند و اظهار نظر در مورد آنها میسر نمی‌باشد.

در مجموع می‌توان گفت که ساختمان گلمهک به دلیل عمق زیاد (بیش از ۴۰۰۰ متر)، پیچیدگی ساختمانی، تخلخل و تراوایی پایین و آبدار بودن مخزن مناسب ذخیره سازی تشخیص داده نمی‌شود.

۹-۳- تاقدیس ویزنهار

سازندهای آسماری و شهبازان در بخش‌های میانی این ساختمان، که ۱۷ کیلومتر طول و حداکثر ۳ کیلومتر عرض دارد، رخنمون دارند و به دلیل نداشتن پوش سنگ و ارتباط آن با سطح فاقد ارزش برای ذخیره سازی می‌باشند.

در افق مخزنی بنگستان، بستگی قائم سازندهای ایلام (حاوی نفت) و سروک (دارای گاز) در این میدان به ترتیب ۷۶۰ و ۸۳۰ متر می‌باشد. نهشته‌های بنگستان (ایلام و سروک) در محیطی عمیق و آرام ته نشین شده، لذا رخساره‌ها عمدتا" گل- پشتیبان هستند. این امر سبب کم بودن تراوایی در این نهشته‌ها شده است. عدم وجود هرزروی گل حفاری در سازندهای ایلام و سورگاه در تاقدیس ویزنهار بیانگر عدم وجود شکستگی‌های موثر بوده در حالی که سازندهای سروک و گرو با هرزروی شدید همراه بوده و امکان تولید از شکستگی‌ها را میسر ساخته است.

آزمایش‌های ساق مته انجام شده در تنها چاه این میدان بیانگر وجود دو مخزن جداگانه ایلام و سروک می‌باشد که توسط شیل‌ها و آهک‌های رسی سازند سورگاه از یکدیگر جدا شده‌اند. سازند گرو نیز در این میدان حاوی گاز می‌باشد که به وسیله شکستگی‌های موجود با سازند سروک در ارتباط بوده و مخزن واحدی را تشکیل داده است.

باتوجه به مقدار تخلخل نسبتا" خوب در سازند ایلام (در کل سازند ۶/۲ و در بخشهای مفید ۸/۵ درصد)، مقدار اشباع شدگی آب (۳۵ درصد)، وجود نفت، عمق مناسب سرسازند ایلام (۲۲۹۴ متر نسبت به سطح زمین و ۶۴۰ متر زیر سطح تراز دریا)، فشار مناسب مخزن (حدود ۴۰۰۰ پوند بر اینچ مربع) و وجود پوش سنگ مناسب، به نظر می‌رسد که سازند ایلام به ویژه در بخش‌های بالایی (زون یک) از قابلیت مخزنی خوبی برخوردار بوده و برای ذخیره سازی گاز مناسب باشد. باتوجه به

اطلاعات هرزروی گل در سازندهای گرو و سروک (که نشان دهنده گسترش شکستگی‌ها در این اینتروال است)، وجود گاز، عمق مناسب (۲۷۴۲ متر نسبت به سطح زمین و ۱۰۷۸ متر زیر سطح تراز دریا) و در نتیجه فشار مناسب (حدود ۴۸۰۰ پوند بر اینچ مربع) و عملکرد مناسب پوش سنگ سورگاه در ایجاد مخازن مستقل ایلام و سروک، به نظر می‌رسد که سازند سروک به ویژه در بخش پائینی (زون پنج) از قابلیت مخزنی خوبی برخوردار بوده و برای ذخیره سازی گاز مناسب باشد.

افق‌های مخزنی عمیق‌تر نیز که در این میدان حفاری نشده‌اند و اظهار نظر در مورد آنها میسر نمی‌باشد.

در مجموع می‌توان گفت که ساختمان ویزنهار دارای دو مخزن جداگانه و با فشار قابل ملاحظه بوده و سازند ایلام دارای شرایط مناسب برای ذخیره سازی می‌باشد ولی مخزن سروک-گرو نیاز به بررسی داده‌های لرزه‌ای داشته تا ارتباط آن با تاقدیس مجاور (مانوران) مشخص شود. بنابراین در اولویت دوم ذخیره سازی قرار می‌گیرد.

۱۰-۳- تاقدیس هالوش

بستگی افقی ساختمان در افق بنگستان ۸۵/۵ کیلومتر مربع و بستگی قائم آن نیز ۸۳۵ متر می‌باشد.

چاه شماره ۱ هالوش تا بخش‌هایی از سازند سروک حفاری شده است. سازند سروک در این میدان متشکل از آهک‌های نسبتا سخت توام با میان لایه‌های دولومیت و شیل می‌باشد. تراوایی ماتریکس در این سازند خیلی کم بوده که با وجود شکستگی‌هایی که در آن ایجاد شده اندکی بهبود پیدا کرده است. وجود هرزروی های شدید گل و میزان تولید در برخی قسمت‌هایی که از لحاظ لیتولوژی دارای تخلخل و تراوایی کم می‌باشند، بیانگر وجود شکستگی‌های باز در این بخش‌ها است.

سازند ایلام با ضخامت ۱۵۰ متر متشکل از آهک‌های عمیق و مارنی همراه با لایه‌های شیلی می‌باشد.

با توجه به اینکه سازند ایلام در این میدان دارای ویژگی‌های مخزنی ضعیف تا متوسط بوده و خود نیز دارای گاز می‌باشد و همچنین با در نظر گرفتن بستگی افق بنگستان و با داشتن اطلاعات جدید و کامل این میدان می‌تواند برای ذخیره سازی گاز طبیعی مورد ارزیابی‌های دقیق‌تر قرار گیرد. اگرچه

قرار گرفتن این سازند در عمق کم نسبت به سطح دریا (۴۷۰ متر) سبب شده تا مخزن از فشار چندان قابل توجهی برخوردار نباشد. ولی گسترش رخساره‌های دارای نفوذپذیری بین ۵ تا ۱۰ میلی دارسی در سازند ایلام و همچنین هرزروی زیاد گل در این سازند حاکی از گسترش شکستگی‌ها در این مخزن است.

بخش‌های پایین سازند سروک نیز دارای مقادیری هرزروی گل بوده و بررسی نفوذپذیری نیز نشان می‌دهد که حدود ۲۰ درصد از این مخزن دارای نفوذپذیری متوسط ۵ تا ۱۰ میلی دارسی است.

بنابراین با وجود کوچک بودن میدان هالوش می‌توان آن را به عنوان یکی از کاندیداهای ذخیره سازی معرفی نمود.

۳- ۱۱- نتیجه گیری کلی

می‌توان بررسی‌های انجام شده را چنین خلاصه نمود:

- ✓ ساختار **هالوش** در اولویت اول قرار می‌گیرد.
- ✓ ساختار **ویزنهار** در اولویت دوم قرار می‌گیرد.
- ✓ ساختارهای **انجیر**، **دیره** و **گوار** در اولویت سوم قرار می‌گیرند.
- ✓ ساختارهای **باباحبیب**، **داربادام**، **دره بانه**، **سمند** و **گلمهک** فاقد ارزش ذخیره سازی می‌باشند.

انجمن مهندسی گاز ایران

۴-منابع

شیرزاده، محمد. ۱۳۶۴، مطالعه زمین شناسی مخزن بنگستان در میدان ویزنهار، گزارش شماره پ-۳۹۲۸ ، شرکت ملی نفت.

همایون مطیعی، ۱۳۸۲، زمین‌شناسی ایران، چینه‌شناسی زاگرس، انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، چاپ دوم، ۶۷۴ صفحه.

انجمن مهندسی گاز ایران