

ارزیابی پارامترهای مخزنی سازند بورگان در یکی از میدان‌های نفتی جنوب باختر ایران

نوشته: سروش نظام‌وفا*، محمد رضا رضایی*، رضا موسوی‌حرمی**، محمود برگریزان*** و علی چهارزی***

*گروه زمین‌شناسی نفت، دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم، دانشگاه تهران؛
**گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد؛
***شرکت ملی نفت ایران، شرکت نفت فلات قاره.

Evaluation of Reservoir Parameters for Burgan Formation in One of the Iranian Southwest Oil Field

By: S. Nezamvafa*, M. Rezaee*, R. Moussavi-Harami**, M. Bargrizan*** & A. Chehrazi***

*School of Geology, University College of Science, Tehran University

**Department of Geology, Ferdowsi University of Mashhad

***Iranian National Oil Company, Falat Ghare Company

تاریخ دریافت: ۱۳۸۵/۱۱/۰۳ تاریخ پذیرش: ۱۳۸۶/۰۵/۰۳

چکیده

بررسی و شناخت دقیق ویژگی‌های مخازن هیدروکربنی می‌تواند کمک بسیار زیادی در مدیریت بهره‌برداری از چاه‌های تولیدی و توسعه میدان‌ها داشته باشد. سازند بورگان یک سازند ماسه سنگی-شیلی است که در سامانه دلتایی برجای گذاشته شده و سن آن کرتاسه پیشین تا میانی می‌باشد که به سه زون مخزنی A, B و C تقسیم شده است.

در این مطالعه ارزیابی پارامترهای مخزنی این افق‌ها شامل حجم شیل، تخلخل، تراوایی، اشباع شدگی، تعیین سطح تماس آب-نفت، نسبت ستبرای خالص به ناخالص و ستبرای ستون هیدروکربن با استفاده از داده‌های مختلف نگاره‌ها و مغزه‌های به‌دست آمده از ۳۶ حلقه چاه توسط روش‌های قطعی و احتمالی محاسبه شده‌اند. تمامی محاسبات، تصحیحات و رسم نموداری نگارچاه‌ها (لاگ‌ها) در روش احتمالی توسط نرم افزار تخصصی ژئولاگ (Geolog) انجام گرفته است. تعیین نوع کانی‌های رسی مخزن نشان‌دهنده وجود کانی‌های کائولینیت، کلریت و مونت موریلونیت در مخزن است. نتایج محاسبات انجام گرفته نشان‌دهنده این است که با وجود ستبرای کمتر زون B، این زون دارای کیفیت مخزنی بسیار بالاتری نسبت به دو زون A و C می‌باشد که این کیفیت بالا ناشی از تمیز بودن و بالا بودن تخلخل (بین‌دانه‌ای) و تراوایی در این زون است. ستبرای افق‌های مخزنی از سمت خاور میدان به سمت باختر افزایش می‌یابد، بنابراین می‌توان نتیجه‌گیری کرد که منشأ رسوبات آواری در این سامانه دلتایی از سمت سپر عربستان به سمت ایران بوده است. این مسئله را مطالعات و بررسی‌های پتروفیزیکی انجام گرفته نیز تأیید می‌کند، به این صورت که نوار جنوبی میدان (سپر عربستان) کیفیت مخزنی بالاتری نسبت به نوار شمالی (سپر ایران) دارد.

کلیدواژه‌ها: پتروفیزیک، بورگان، تخلخل و تراوایی، نگار، مخزن، اشباع شدگی آب

Abstract

Investigation and detail recognition of hydrocarbon reservoirs can have a good help in management of production wells, and field development. Burgan formation is deltaic sandstone from lower-median Cretaceous that is divided into three zones, A, B, and C. This formation in its type section (Kuwait) makes the second biggest world reservoir, with up to 72 billion barrels of in situ oil. In this study, evaluation of reservoir parameters has been made for this formation. Volume of shale, porosity, permeability, saturation, determination of oil water contact (OWC), net/gross and hydrocarbon column thickness, are the main



reservoir parameters, that have been calculated with deterministic and probabilistic method using different logs and core data of 36 wells.

All of these parameters in probabilistic method have been calculated by professional petrophysics software, Geolog. Results of calculations show that despite of B zone lower thickness; this zone has a very high reservoir quality than the other two zones. This high quality arises from clean sand and high porosity (intergranular) and permeability of this zone. Higher thickness of Burgan formation and its reservoir zones in the west of study field, and reservoir high quality in these horizons, show that the original source of clastic sediments is from the Arabian Shield toward Iran.

Key words: Petrophysic, Burgan, Porosity and Permeability, Log, Reservoir, Water saturation

مقدمه

شناسایی پارامترهای مخزنی نقش بسیار مهمی در ارزیابی اقتصادی، روش‌های مدیریت و توسعه مخزن دارد. یکی از اهداف اصلی مطالعات پتروفیزیکی نیز برآورد دقیق پارامترهای مخزن با استفاده از داده‌های نگار (لاگ) و مغزه است. شناسایی این ویژگی‌ها منجر به شناخت دقیق وضعیت هیدروکربن در مخزن و نحوه حرکت آن در زمین می‌شود. بنابراین تصمیم‌گیری در مورد نحوه برداشت و نیز حفاری‌های آینده در میدان، با ضریب اطمینان بالاتری انجام خواهد گرفت (Rider, 1986).

سازند بورگان با سن کرتاسه پیشین-میانی و با سنگ‌شناسی ماسه‌سنگ-شیل در برش الگوی خود در کشور کویت در تاق‌دیس عظیم بورگان بزرگ (دومین مخزن بزرگ نفتی شناسایی شده جهان با ۷۲ میلیارد بشکه ذخیره نفت) شناسایی شده و افق‌هایی از این سازند که مخازن نفتی را تشکیل داده است، در ایران نیز قرار دارد (افشار حرب، ۱۳۸۱). نام این سازند از نام این تاق‌دیس گرفته شده است (Louis, 1997). این سازند به طرف شمال، به‌طور جانبی به سازند کزدمی که اغلب از شیل تشکیل شده، تبدیل می‌شود و در عربستان به نام صفانیا (Safaniya) و در قطر به نام نهر عمر (Nahr Umr) شناخته می‌شود (مطیعی، ۱۳۷۴). برش نمونه سازند بورگان توسط Owen & Nasr (1956) در چاه شماره ۱۱۳ بورگان و در ژرفای ۱۲۰۲ تا ۱۵۰۷ متری به ستبرای ۳۶۸ متر معرفی شده است (کردی، ۱۳۸۰). زون B سازند بورگان به ۸ رخصاره سنگی تقسیم می‌گردد که در مجموع در قالب یک سامانه خلیج دهانه‌ای تحت تأثیر کشند (Tide-dominated estuary system) نهشته شده است. این سازند به صورت ۳ توالی متشکل از چندین چرخه ریزشونده به سمت بالا (Fining-Upward) تشکیل شده است (هنرمند و لطف پور، ۱۳۸۱). در میدان مورد مطالعه، سازند بورگان به ۳ زون مخزنی A, B و C تقسیم شده است که میانگین ستبرای زون A بین ۸۰ تا ۲۰۰ متر، ستبرای زون B بین ۲۰ تا ۳۰ متر، و زون مخزنی C بین ۳۰ تا ۶۰ متر در تغییر است (گزارش‌های تکمیلی چاه‌های میدان مورد مطالعه، شرکت ملی نفت

ایران، ۱۳۸۲).

هدف از انجام این مطالعه بررسی و محاسبه دقیق ویژگی‌های مخزنی میدان مورد مطالعه، با استفاده از محاسبه پارامترهای مختلف مخزنی از جمله: حجم شیل، تخلخل، تراوایی، اشباع شدگی، تعیین نسبت ستبرای زون خالص به ناخالص، ستون هیدروکربن و همچنین رسم نمودارهای ستونی، نقشه‌های هم‌ارزش، ارائه نتایج به‌دست آمده و در نهایت تفسیر آنهاست. در میدان نفتی مورد مطالعه با در دست داشتن نگارهای مختلف ۳۶ حلقه چاه و داده‌های مغزه، محاسبات مخزنی انجام گرفته است. امید است تا نتایج به‌دست آمده بتواند در مراحل توسعه میدان، مدیریت تولید و حفاری چاه‌های بعدی کمک کرده و نیز به عنوان الگویی برای میدان‌های مجاور مورد استفاده قرار گیرد.

موقعیت جغرافیایی

ناحیه مورد مطالعه در یکی از میدان‌های نفتی برون کرانه‌ای خلیج فارس و در محدوده عرض‌های ۲۰ تا ۳۰ درجه شمالی و طول‌های ۴۹ تا ۵۰ درجه خاوری واقع است. شکل میدان به صورت بیضوی و دارای امتداد باختری-خاوری است. در میدان مورد مطالعه ۳۶ حلقه چاه حفاری شده است (شکل ۱).

روش کار

اطلاعات پتروفیزیکی میدان مورد مطالعه از نگارهای مختلف مانند نگارهای پتانسیل خودزا (SP)، نوترون (NPHI)، چگالی (RHOB)، صوتی (DT)، پرتو گاما (GR, CGR, SGR, GRLWD)، نگارهای مختلف مقاومت ویژه (از جمله، LLD, LLS, MSFL, LL3, MLL) و نگار قطرسنجی (CALI) به‌دست آمده است. پس از جمع‌آوری داده‌های لازم، اطلاعات مربوط به نگارها آماده‌سازی شده و سپس برای انجام محاسبات از دو روش قطعی و احتمالی استفاده شده است. محاسبات به روش قطعی با کمک نرم افزار Excel و با توجه به مدل‌های مختلف ارائه شده، انجام می‌گیرد تا بهترین

کلریت اثر کمتری دارند (Forst & Fertle, 1981; Serra, 1984). وجود رس در مخازن باعث خطا در محاسبه تخلخل می شود، همچنین سبب کاهش مقاومت الکتریکی سنگ و لذا برآورد بالاتر (Overestimate) آب اشباع شدگی می شود، بنابراین لازم است میزان حجم شیل تعیین و در محاسبات دخالت داده شود (Serra, 1984). به دلیل اهمیت این موضوع، شناسایی نوع کانی‌های رسی مخزن ضروری و مهم به نظر می‌رسد. از آنجا که نگار NGS ثبت مقادیر پتاسیم، توریم و اورانیم را در سازند میسر می‌سازد (رضایی و چهارزی، ۱۳۸۵)، در این مطالعه با استفاده از جدول استاندارد (Schlumberger, 1989) و همچنین داده‌های پتاسیم و توریم تعیین نوع کانی‌های رسی مخزن انجام گرفت. همان‌طور که در شکل ۲ نشان داده شده است، کانی‌های رسی بیشتر از نوع کائولینت، کلریت، مونت‌موریلونیت و مقداری ایلیت است.

(Kamel and Mabrouk, 2003, 2001) سازندها را بر اساس حجم شیل، بدین صورت تقسیم بندی کردند که اگر حجم شیل کمتر از ۱۰ درصد باشد، سازند تمیز است، اگر بین ۱۰ تا ۳۳ درصد باشد، شیلی و اگر حجم شیل بیش از ۳۳ درصد باشد، شیل نامیده می‌شود. با این وجود، به نظر می‌رسد که این مسئله در مخازن مختلف متفاوت باشد. Rider (1986) سه حالت از توزیع شیل در رسوبات را شناسایی کرده است که هر حالت اثر متفاوتی بر روی مقاومت، پتانسیل خودزا، سرعت صوت، تراوایی مخزن، تخلخل و اشباع شدگی دارند. این سه حالت شامل ۱- شیل لامینه‌ای (Laminated Shale) ۲- شیل ساختاری (Structural Shale) و ۳- شیل‌های پراکنده (Dispersed Shale) هستند (Rider, 1986). شیل‌های پراکنده سه نوع اصلی از کانی‌های رسی را در بر می‌گیرد:

- ۱- قطعات مجزا به صورت بلوک (Discrete) مانند کائولینیت
- ۲- پوشاننده سطح دانه‌ها (Pore Lining) مانند کلریت
- ۳- پل زسنده (Pore bridging) مانند ایلیت. در میدان مورد مطالعه با وجود این که هر سه نوع پراکنده شیل‌های اشاره شده وجود دارد ولی نتایج مغزه‌ها، محاسبات انجام گرفته و رسم نگارهای محاسبه شده نشان‌دهنده این است که بیشترین نوع شیل‌های موجود در مخزن از نوع شیل‌های لامینه‌ای است.

حجم شیل را با استفاده از نمودارهای چاه پیمایی می‌توان به دست آورد که برای این منظور هم می‌توان از یک نگار مجزا و هم از ترکیب چند نگار استفاده کرد (Kamel and Mabrouk, 2003). نگارهایی که برای این منظور به کار می‌روند، عبارتند از: نگار پرتو گاما، نوترون، چگالی، صوتی و نگار پتانسیل خودزا. در مقادیر کم تا متوسط شیل‌های لامینه‌ای استفاده از نگار SP برای محاسبه حجم شیل می‌تواند قابل اعتماد باشد ولی زمانی که

و منطقی‌ترین پاسخ به دست آید. برای مثال، در این مطالعه محاسبه پارامتر حجم شیل با روش‌های مختلف و با استفاده از نگارهای SP، SGR، CGR و GRLWD محاسبه و با توجه به جواب‌های به دست آمده منطقی‌ترین روش برای استفاده در مورد همه چاه‌ها به کار گرفته شده است. برای محاسبه حجم شیل با روش احتمالی که از نرم افزار تخصصی پتروفیزیک، ژئولاگ (Geolog) استفاده شده است رویکرد پیشین به کار گرفته شد. بدین صورت که در چاه‌هایی که داده‌های کامل تری دارند با استفاده از روش‌های مختلف، که در نرم‌افزار امکان محاسبه آنها برنامه‌ریزی شده است، پارامترها محاسبه و در نهایت بهترین روش در همه چاه‌ها اعمال شد. سپس نمودار عمودی فراوانی پارامتر ارائه شده و مدل سه بعدی از نحوه توزیع آن در کل میدان به تفکیک زون‌های مختلف مخزنی و رسم نگارهای نتایج به دست آمده انجام گرفته است. این مراحل در مورد همه چاه‌ها اجرا شد. در نرم‌افزار ژئولاگ تصحیحات محیطی (Environmental Corrections) لازم با توجه به مقادیر ورودی (Input) مورد نیاز، در نرم‌افزار، بر روی داده‌ها اعمال شده است. بنابراین نتایج به دست آمده نتایجی هستند که برای عوامل محیطی تصحیح شده‌اند. در طی این مراحل داده‌های موجود می‌تواند مواردی مانند نگارهای به دست آمده سرچاه، نتایج آزمایشگاهی (تجزیه مغزه)، سرسازندهای زمین‌شناسی، تصاویر، سنگ‌شناسی، تجزیه سیال و نتایج آزمایش فشار باشند که در طی بارگذاری در پروژه نام چاه‌ها و نگارها، واحدهای آنها و کنترل شاخص‌های ورودی استاندارد می‌شوند و سپس در بخشی از گزینه چاه (Well) بر روی این داده‌ها عملیات کنترل کیفیت (QC)، بازسازی نگارها، ویرایش (Edit)، ادغام (Merge)، تطابق ژرفا (Depth match)، کالیبراسیون و تصحیحات محیطی انجام می‌گیرد. با استفاده از پارامترهای محاسبه شده و نیز حد آستانه تعریف شده می‌توان ستبرای ستون هیدروکربن و نیز نسبت ستبرای زون خالص به ناخالص (Net/Gross) را تعیین کرد.

محاسبه حجم شیل و تعیین نوع کانی‌های رسی مخزن

اولین گام ضروری در ارزیابی کیفیت مخزنی یک سازند سیلیسی آواری محاسبه حجم شیل است. حجم شیل یکی از پارامترهای شاخص کیفیت مخزنی است که باید در محاسبات پتروفیزیکی لحاظ شود (بازوند، ۱۳۸۴). کانی‌های رسی به دلیل ریزتخلخل‌هایی که دارند خواص پتروفیزیکی مخزن را تحت تأثیر قرار می‌دهند که در نتیجه آن محاسبه پارامترهایی مانند اشباع‌شدگی و تخلخل نیز تحت تأثیر قرار می‌گیرد (Tiab & Donaldson, 1996). در میان کانی‌های رسی اسمکتیت و به مقدار کمتر، ایلیت می‌تواند بر قابلیت رسانایی الکتریکی و محاسبه آب اشباع شدگی در ماسه‌های نفت‌دار تأثیر بگذارند در حالی که کائولینیت و



می‌دهد که زون B از نظر حجمی دارای شیل بسیار کمی است که این مسئله از نظر مخزنی حائز اهمیت است، در حالی که زون A دارای میانگین حجم شیل بسیار بالاتری بوده و در زون C وضعیت میانگینی از دو حالت فوق مشاهده می‌شود. در مجموع، نتایج به‌دست آمده، نتیجه اولیه را که برای چاه شماره O21 به‌دست آمده بود تأیید می‌کند. از نظر کیفیت مخزنی به ترتیب زون‌های C، B و A دارای اهمیت است. همان‌طور که در شکل‌های ۳ و ۶ نشان داده شده، نتیجه محاسبه حجم شیل برای چاه شماره O21 در هر دو روش (روش‌های قطعی و احتمالی) پاسخ تقریباً مشابهی را به‌دست داده است، البته در زون C اختلافی دیده می‌شود که می‌تواند ناشی از تصحیح حجم شیل نسبت به وزن گل در روش دوم باشد. همچنین در ادامه محاسبات با استفاده از مقادیر میانگین به‌دست آمده و موقعیت چاه‌های حفاری شده، مدل سه‌بعدی نحوه توزیع حجم شیل (شکل‌های ۷ و ۸) در کل میدان مورد مطالعه برای زون‌های مخزنی A و B رسم شده است. البته به دلیل این که بیشتر چاه‌ها زون C را قطع نکرده بودند، انجام محاسبات و در نتیجه رسم مدل سه‌بعدی در این زون امکان‌پذیر نبود. همان‌طور که در مدل‌های سه بعدی نیز دیده می‌شود (شکل‌های ۷ و ۸)، میانگین حجم شیل در جنوب میدان مورد مطالعه متوسط و در بخش‌های باختری و جنوب باختری میدان این میزان کاهش می‌یابد که اگر از محدودیت‌های نرم‌افزار رسم‌کننده مدل سه‌بعدی و همچنین نحوه توزیع خاص موقعیت چاه‌ها صرف نظر کنیم، با توجه به مطالعات محیط رسوبی میدان (گزارش‌های داخلی شرکت ملی نفت ایران، میدان مورد مطالعه، ۱۳۸۲)، می‌توان گفت که چون رسوبات قسمت جلویی دلتا بیشتر از ماسه است (موسوی حرمی، ۱۳۷۷)، بنابراین انتظار این که رسوبات این بخش کیفیت مخزنی بهتری داشته باشند، کاملاً طبیعی است. علاوه بر این، مسئله با توجه به توزیع پارامتر فوق و نیز ستبرای سازند بورگان در چاه‌های مختلف می‌توان نتیجه گرفت که منشأ رسوبات آواری از سپر عربستان بوده و به سمت ایران از ستبرای آنها کاسته می‌شود. تفکیک بخش مخزنی از غیر مخزنی بر روی نگارهای حجم شیل محاسبه شده، و بر اساس ژرفای رأس سازند بورگان مشخص شده‌اند (شکل ۹).

محاسبه پارامتر تخلخل

در این بخش نیز برای محاسبه پارامتر تخلخل طبق روال پارامتر قبلی عمل شده است، بدین صورت که پس از انجام محاسبات به روش قطعی در ادامه، محاسبات با روش احتمالی به کمک نرم‌افزار ژئولاگ انجام گرفته است. با توجه به این که نگارهای صوتی در بیشتر چاه‌ها به‌طور کامل وجود داشت، بیشترین محاسبه قطعی با استفاده از مدل‌های ارائه شده (Kamel & Mohamed, 2006) در به کارگیری این نگار، انجام شده است. مدل‌های مورد

شیل‌های پراکنده و یا هیدروکربن حضور دارند، نتایج داده‌ها غیر قابل اعتماد است (Rider, 1986). اما روش معمول و قابل اعتمادتر برای محاسبه حجم شیل، استفاده از نگار پرتو گاما (GR) است (Evans, al., 2006). در این مطالعه، همان‌گونه که در شکل ۳ نشان داده شده است، محاسبه حجم شیل با روش قطعی برای چاه شماره O_{۲۱} محاسبه شده است.

در نمودار ستونی شکل ۴ کاملاً مشخص است که درصد فراوانی شیل‌های موجود در مخزن اکثراً در محدوده صفر تا ۶۰ درصد قرار می‌گیرد، ولی بیشترین میزان در محدوده صفر تا ۱۰ و ۴۰ تا ۵۰ درصد است. بخش‌هایی که در آنها حجم شیل بالا می‌رود، مربوط به میان لایه‌های نازک شیلی است که در محدوده مخزنی قرار می‌گیرند. با توجه به این که ثبت پرتو گاما می‌تواند ناشی از مواد آلی دارای اورانیم موجود در مخزن باشد، ممکن است باعث بیش برآورد (Overestimate) حجم شیل شود، لذا به منظور بررسی میزان تأثیر این مسئله بر روی نگار GR، محاسبه حجم شیل مخزن با استفاده از دو نگار CGR و SGR انجام شده است. نتایج به‌دست آمده از دو روش، در شکل ۵ در برابر یکدیگر قرار داده شده و نشان می‌دهد که نتایج بسیار نزدیک و تأثیر این مسئله ناچیز بوده است. هر چند تغییرات بسیار کم در ضریب همبستگی به نوعی، وجود مواد آلی در محیط رسوبگذاری این سازند را که در مطالعات محیط رسوبی و رسوب شناسی نیز مشخص شده بود (گزارش‌های داخلی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۸۲) تأیید می‌کند. مدل‌های مورد استفاده در محاسبه حجم شیل به روش احتمالی شامل روش خطی (Linear method)، روش نوترون-چگالی (Neutron-Density method)، روش استیبر (Steiber method)، روش نگار نوترون (Neutron log method)، روش مقاومت ویژه (Resistivity method)، روش صوتی-دانشیه‌ای (Sonic-Density method)، روش نوترون-صوتی (Neutron-Sonic method)، روش پتانسیل خودزا (Spontaneous Potential method)، روش میانگین (Average Method)، روش هاگنر-لهمن (Hodges-Lehman Method)، روش کمینه (Minimum Method) و روش کراس پلات MN (MN Cross Plot Method) است. ولی باید به این نکته توجه داشت که برای انتخاب روش مناسب باید به پارامترهای خاصی توجه کرد. برای مثال، محاسبه حجم شیل با کمک نگار نوترون و مدل مربوط به آن فقط در بخش‌های با اشباع شدگی پایین گاز و تخلخل‌های بسیار کم مخزن جوابگو خواهد بود (Fertel, 1987). پس از به‌دست آمدن میانگین حجم شیل برای هر یک از افق‌های مخزنی A'B'C' در چاه‌های مختلف، نمودار ستونی (شکل ۶) کل مخزن بورگان رسم شد که از اطلاعات این بخش در محاسبه دیگر پارامترهای مخزنی نیز استفاده شد. نتایج محاسبات نشان

روش‌های (Simandoux(1963) و Hossin(1960) نیز پاسخ‌های نزدیک و نسبتاً مشابهی را به دست می‌دهند. پس از محاسبه این پارامتر نمودار میانگین اشباع شدگی محاسبه شده برای چاه‌های مختلف رسم شد (شکل ۱۵). این نمودار نشان‌دهنده اشباع شدگی پایین برای زون B و اشباع شدگی بالا برای زون A است، برای زون C نیز حالت بینابینی وجود دارد. محاسبات اشباع شدگی در ماسه‌سنگ‌های تمیز (Clean) توسط فرمول Archie(1942) انجام می‌گیرد اما در صورتی که ماسه‌سنگ‌ها دارای شیل باشند، باید از روش‌هایی استفاده کرد که با لحاظ نمودن مقادیر شیل میزان خطای محاسبه را به حداقل برساند (Poupon & Leveaux, 1971). هر چند که در تحقیقات انجام گرفته توسط شرکت اسلامبرژه، مشخص شده است که روش آرچی و حتی مدل Dual Water میزان نفت را بسیار کمتر برآورد می‌کنند، ولی فرمول‌های تجربی به دست آمده که در آنها علاوه بر مقاومت ویژه افقی از مقاومت ویژه قائم نیز استفاده شده است، نتیجه بسیار بهتری به دست می‌دهند (Clavoud & Lavigne, 2003; Zhang, et al., 1997). با توجه به مدل سه بعدی اشباع شدگی در زون‌های A و B (شکل‌های ۱۶ و ۱۷)، کمترین میزان اشباع شدگی آب در نوار جنوبی و بخصوص در بخش جنوب خاورمیدان مورد مطالعه است. همان‌طور که در شکل ۱۵ دیده می‌شود، در زون A بورگان در نقاطی که چاه‌ها حفاری شده‌اند، میانگین اشباع شدگی بین ۲۰ تا ۳۰ درصد است. در زون B بورگان نیز، که بخش اصلی مخزنی است، در محل‌هایی که چاه‌ها حفاری شده‌اند، میانگین اشباع شدگی حدود ۱۰ درصد به دست آمده است. پس از تکمیل محاسبات اشباع شدگی به روش‌های مختلف، نگارهای مربوط به این پارامتر برای زون‌های A و B رسم شدند (شکل ۱۸).

تراوایی سازند بورگان

پارامتر تراوایی یکی از پارامترهای بسیار مهمی است که می‌تواند در ساخت مدل واحدهای جریانی (Flow Units) در کنار دیگر ویژگی‌های پتروفیزیکی تعریف شده برای هر گروه سنگی مورد استفاده قرار گیرد (Granier, 2004; Lauai et al., 2003). با توجه به این که در بیشتر چاه‌های حفاری شده میدان مورد مطالعه، به دلیل سست بودن ماسه‌ها (Loose Sands) ریزش دیواره چاه وجود دارد، بنابراین مغزه‌گیری بسیار دشوار خواهد بود (گزارش تکمیلی چاه‌های میدان مورد مطالعه، شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۸۲). ولی خوشبختانه در برخی از چاه‌ها تا ۲۵ متر مغزه به‌طور پیوسته به دست آمده که کمک بسیار زیادی در محاسبه تراوایی داشته است. در این مطالعه از داده‌های تراوایی مغزه موجود استفاده شده است و از این داده‌ها نیز برای مقایسه و کالیبره کردن نتایج با داده‌های نگارها بهره گرفته شده است. تراوایی در زون A سازند

استفاده در محاسبه تخلخل به روش احتمالی شامل روش تک‌نگار (Single log method)، روش تخلخل پورتر (Porter porosity method)، روش هانت-ریمر در سازندهای شیلی (Hunt-Raymer method)، تخلخل چگالی در سازندهای شیلی (Density Porosity) و تخلخل نوترون در سازندهای شیلی (Neutron Porosity) است. در میدان مورد مطالعه این پارامتر با توجه به نگارهای تخلخل موجود به روش‌های مختلف محاسبه شده که نمودار ستونی این پارامتر برای چاه‌ها (شکل ۱۰) رسم شده است. همان‌گونه که در شکل ۱۰ نشان داده شده است، میانگین تخلخل برای زون B حدود ۲۳ درصد و این مقدار برای زون A حدود ۱۸ درصد است. در زون C، به دلیل کمبود اطلاعات نمی‌توان با اطمینان کامل اظهار نظر کرد ولی با توجه به محاسبات انجام شده بر اساس داده‌های موجود میانگین حدود ۱۵ درصد را نشان می‌دهد که بر مبنای نتایج محاسبه شده این پارامتر، بهترین زون‌های مخزنی به ترتیب زون‌های C, B و A هستند. پس از محاسبه تخلخل برای زون‌های A و B در چاه‌هایی که نگارهای تخلخل در آنها وجود داشت، با در دست داشتن موقعیت چاه‌های میدان مورد مطالعه، مدل سه بعدی توزیع این پارامتر مخزنی (شکل‌های ۱۱ و ۱۲) رسم شد. نتایج محاسبات تخلخل به دست آمده از داده‌های مغزه در زون B بورگان نیز همان‌طور که در شکل ۱۳ دیده می‌شود، بسیار نزدیک به داده‌های به دست آمده از نگارهاست و بیشترین فراوانی میانگین تخلخل بین ۱۶ تا ۲۰ می‌باشد. نگارهای رسم شده از تخلخل محاسبه شده نیز اختلاف قابل ملاحظه‌ای در دو زون A و B نشان می‌دهد (شکل ۱۴).

محاسبه پارامتر اشباع شدگی

برای محاسبه این پارامتر نیز ابتدا محاسبات با روش قطعی و سپس احتمالی انجام گرفته است. در این مرحله از نتایج محاسبه پارامترهای حجم شیل و تخلخل که در مرحله قبل به دست آمد، استفاده شده است. با توجه به کارهای تجربی انجام شده بر روی دیگر مخازن نفتی ایران، در روش قطعی محاسبه اشباع شدگی از روش اندونزی استفاده شد. مدل‌های مورد استفاده در محاسبه آب اشباع شدگی به روش احتمالی شامل مدل CLSAT (Classic saturation)، مدل شیل ورقه‌ای (Laminar shale)، مدل شیل پراکنده (Dispersed shale)، مدل مقدار کل شیل (Total shale)، مدل (Modified total shale model) MTOTAL، مدل (Indonesian) IND (Dual water model) DUAL است. پس از محاسبه آب اشباع شدگی به روش‌های مختلف، یکی از منطقی‌ترین نتایج به دست آمده، استفاده از روش اندونزی (Indonesia Method, 1971) بود که در اینجا نیز محاسبات نهایی اشباع شدگی بر اساس این مدل انجام گرفت.



ناگهانی در پاسخ نگارهای مقاومت ویژه (در بخشی که پرتوی گاما در حد API ۹ بود) مشاهده شد که این رفتار به عنوان سطح تماس آب-نفت در زون B بورگان تفسیر می‌شود. ستبرای ستون هیدروکربن خالص به‌طور میانگین برای زون B حدود ۱۲ متر به‌دست آمده است. ذکر این نکته ضروری است که بخشی از داده‌ها در حین تصحیحات محیطی از جریان محاسبات حذف می‌شوند که یکی از دلایل اصلی آن ریزش دیواره چاه به علت سست بودن زون هیدروکربن دار است، بنابراین به نظر می‌رسد که با پارامترهای مخزنی محاسبه شده، مقدار به‌دست آمده به‌طور کامل نشان‌دهنده میزان واقعی آن نباشد.

بحث و نتیجه‌گیری

طی مطالعات و بررسی‌های انجام گرفته در این تحقیق بر روی افق‌های مخزنی سازند بورگان نتایج زیر در ارتباط با پارامترهای مختلف مخزنی حاصل شده است:

نحوه توزیع حجم شیل در کل میدان، در زون‌های مختلف، باز هم به دلیل تغییرات شدید میزان شیل در راستای قائم زون‌های مورد بررسی، تا حدی قضاوت رادشوار می‌کند ولی اگر به مقادیر میانگین به‌دست آمده اکتفا شود، می‌توان گفت که در زون A بجز بخش‌های جنوب خاور و جنوب باختر در بیشتر بخش‌های میدان، حجم شیل متوسط و در حد ۴۵٪ - ۴۰٪ است و در بخش‌هایی که چاه‌ها حفاری شده‌اند، حدود ۴۲٪ است. در زون B نیز بجز بخش‌های جنوبی میدان در بیشتر مناطق حجم شیل پایین (کمتر از ۳۰٪) است. به نظر می‌رسد که بالا بودن میزان حجم شیل در زون A نسبت به زون B به علت بالا آمدن سطح آب دریا و ورود کمتر رسوبات آواری به منطقه بوده است. چرخه‌های درشت‌شونده رو به بالا در نمودارهای پرتو گاما نشان می‌دهد که محیط تشکیل این ماسه‌ها، کانال‌های شاخه‌ای و ماسه‌های بین انگشتی است. تعیین نوع کانی‌های رسی نشان داد که بیشترین نوع کانی‌های رسی موجود از جنس کائولینیت و کمترین مقدار آن ایلیت است که کم بودن میزان ایلیت از دیدگاه مخزنی بسیار مهم است. همین بررسی انجام شده مؤید این است که با وجود زیاد بودن مقادیر شیل در زون‌های مخزنی، بویژه زون A در برخی از چاه‌ها، تأثیر چندانی بر روی نگارها نداشته، چرا که میزان کانی ایلیت بسیار کم است؛ هر چند که از دیگر دلایل این مسئله می‌توان به بیشتر بودن شیل‌های لامینه‌ای اشاره نمود. نحوه توزیع تخلخل در کل میدان برای زون بورگان A بدین صورت است که در بیشتر مناطق میدان بویژه باختر و بخش مرکزی میدان (محل حفاری چاه‌ها) میزان تخلخل بالای ۲۰٪ است. فقط در بخش جنوب تا جنوب باختر، میدان میزان تخلخل کاهش یافته و به حدود ۱۶٪ می‌رسد. در زون بورگان B نیز میانگین تخلخل در بخش‌هایی

بورگان زیر ۳۰۰ تا ۴۰۰ میلی داری است. با توجه به شکل ۱۹ بیشترین میزان تراوایی زون B از سازند بورگان در محدوده ۴۰۰ تا ۱۰۰۰ میلی داری است. تخلخل و تراوایی در ماسه‌سنگ‌ها، به لحاظ این که تا حد زیادی قابل پیش‌بینی و مدل‌سازی است و پیچیدگی کمتری نسبت به کربنات‌ها دارند، لذا در بیشتر مواقع، پارامترهای تخلخل و تراوایی ارتباط منطقی را نشان می‌دهند (Fe'lix et al., 2004; Guo et al., 2004). در اینجا نیز بین پارامترهای تخلخل و تراوایی به‌دست آمده از مغزه‌ها رابطه خطی وجود دارد، اگرچه به دلیل کم بودن تعداد نمونه‌ها تعیین این ارتباط با قطعیت امکان‌پذیر نیست (شکل ۲۰).

زون تولید خالص (Net pay)

در واقع میزان ستبرایی از سازند که شرایط مخزنی و پتروفیزیکی قابل قبولی را داشته باشد ستبرای خالص می‌گویند. این شرایط توسط حد آستانه (cut off) که در نظر گرفته می‌شود برای پارامترهای پتروفیزیکی از جمله تخلخل، حجم شیل و آب اشباع شدگی تعیین می‌شود (رضایی، ۱۳۸۱). در این مطالعه مقادیر حد آستانه، برای تخلخل سه درصد، برای حجم شیل ۴۰ درصد و برای آب اشباع شدگی ۵۰ درصد در نظر گرفته شده است (جدول ۱). میانگین ستبرای زون خالص برای کل افق بورگان ۱۴۰ متر و ستبرای زون ناخالص مخزنی ۲۱۷ متر به‌دست آمده است. میانگین ستبرای زون خالص برای زون B سازند بورگان حدود ۳۲ متر و برای زون A ۱۰۸ متر محاسبه شده است.

نسبت ستبرای خالص به ناخالص (Net/Gross)

از آنجا که در تعریف ستبرای خالص مخزن (net) هر سه پارامتر حجم شیل، تخلخل و آب اشباع شدگی در نظر گرفته می‌شود، بنابراین یک شاخص کیفیت مخزنی خوب به شمار می‌آید (رضایی، ۱۳۸۱). با توجه به حد آستانه، نسبت زون خالص به ناخالص به‌طور میانگین برای زون A سازند ۰/۶ به ۰/۴ و برای زون B ۰/۸۵ به ۰/۱۵ به‌دست آمده است.

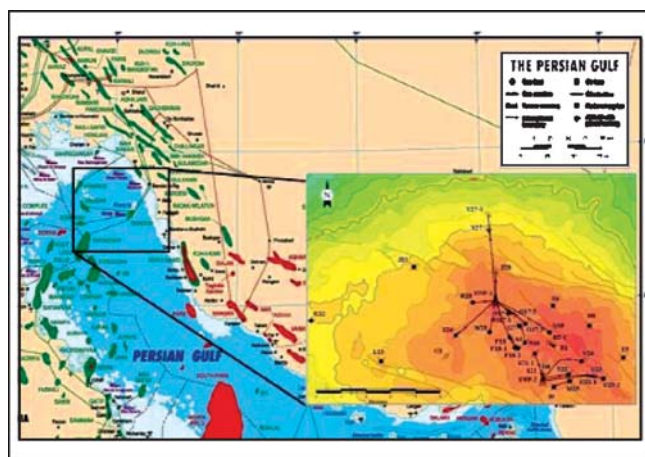
ستون هیدروکربن (Hydrocarbon column)

با توجه به این که نگارهای پرتو گاما و نگارهای مقاومت ویژه در تمامی چاه‌ها به‌طور کامل وجود داشت، با استفاده از نتایج محاسبات انجام شده برای پارامترهای حجم شیل و مقاومت ویژه کل (Rt) و با استفاده از تغییرات این دو نگار سطح تماس آب-نفت (OWC) تعیین شد (شکل ۲۱). در نگارهای رسم شده کل میدان بجز چاه D۴ در هیچ یک از چاه‌های مورد مطالعه، سطح تماس آب-نفت تشخیص داده نشد. در این چاه، در ژرفای ۲۲۷۱ متری تغییر

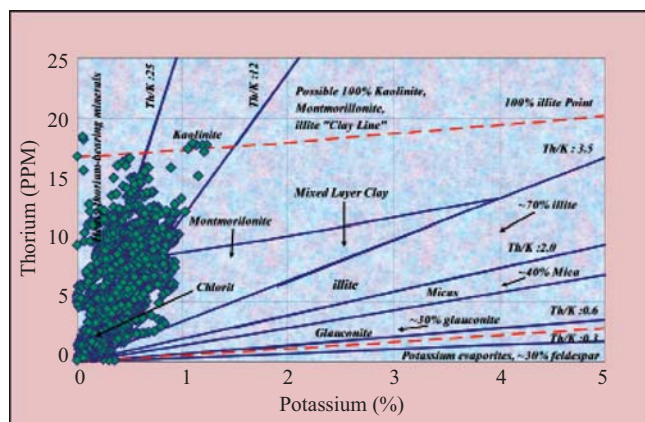
تعریف دقیق آن در هر زون مخزنی، مدل‌سازی واحدهای جریان سیال‌ها (Flow Units) در کل میدان، به صورت نقشه‌های سه بعدی تهیه شود. این نقشه نه تنها در مراحل توسعه میدان و حفاری چاه‌های جدید می‌تواند راهگشا باشد، بلکه می‌تواند نقش بسیار مهمی در مدیریت تولید و بهره برداری از چاه‌های تولیدی ایفا کند. علاوه بر مسائل فوق، مطالعه مخازن ماسه‌سنگی شاخص از این دست، که در کشور بسیار کمیاب است، می‌تواند باعث افزایش توانمندی متخصصان در ارزیابی مخازن مختلف و به کارگیری آن در صنعت نفت کشور شود.

جدول ۱- حدود آستانه پارامترهای پتروفیزیکی در نظر گرفته شده برای تعیین ستبرای خالص مخزن

پارامتر	تخلخل	اشباع آب	حجم شیل
حد آستانه	٪۳	٪۵۰	٪۴۰

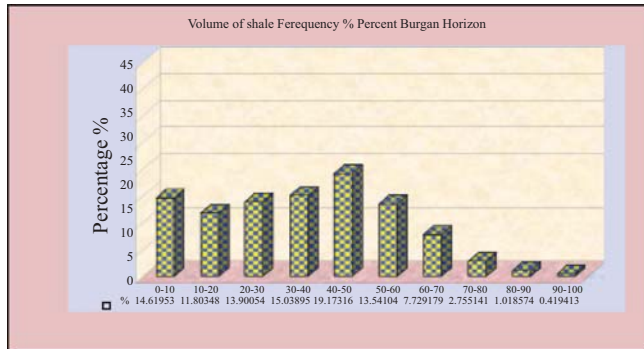


شکل ۱- موقعیت چاه‌های حفاری شده در میدان مورد مطالعه

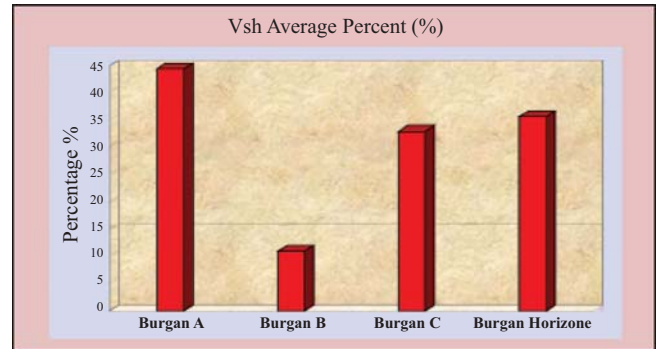


شکل ۲- تعیین انواع کانی‌های رسی مخزن با استفاده از جدول CP-19, Schlumberger (1989)

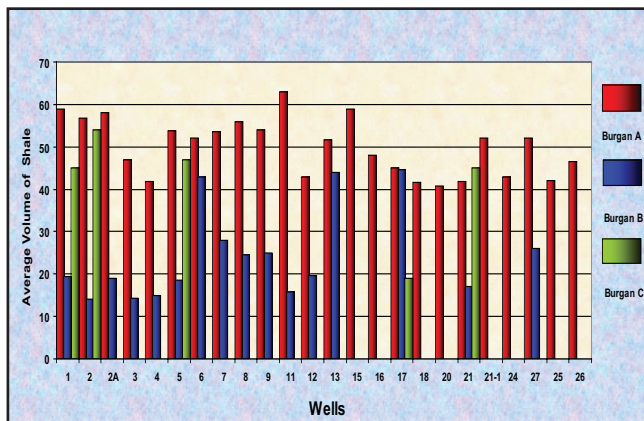
که حفاری چاه‌ها انجام شده است بالای ۲۰٪ است و بالعکس زون A در نوار جنوبی میدان تخلخل بالاتر از قسمت‌های شمالی است. به نظر می‌رسد که یکی از دلایل کمتر بودن میزان تخلخل در زون مخزنی A نسبت به زون B، این است که زون A در مرحله فشرده‌گی رسوبات در اثر وزن لایه‌های بالایی، مقدار زیادی از آب خود را به همراه یون‌های فراوان از دست می‌دهد و این محلول‌ها در تماس با لایه‌های ماسه‌سنگی، سبب سیمانی شدن و کاهش تخلخل آنها می‌شوند (کردی، ۱۳۸۱). یکی از عواملی که می‌توانسته در حفظ تخلخل‌های زون B نقش داشته باشد، این است که وجود لایه‌های شیلی در بالای این بخش مانع نفوذ آب به داخل ماسه‌های تمیز و تشکیل سیمان شده و در نتیجه ماسه‌های زون B به صورت سست و تخلخل خوب باقی مانده است. نحوه توزیع اشباع شدگی آب در کل میدان برای زون بورگان A در بیشتر نقاط ۴۰٪-۳۰٪ است ولی در نقاطی که چاه‌ها حفاری شده‌اند این میزان بسیار کمتر و زیر ۳۰٪ است. بیشترین اشباع شدگی آب نیز در بخش جنوبی میدان است، (بیش از ۶۰٪). در زون بورگان B در بخش‌هایی که چاه‌ها حفاری شده‌اند، میانگین اشباع شدگی آب بسیار پایین و در حدود ۲۰٪-۱۰٪ است که وضعیت بسیار مناسبی دارد. ولی در جنوب و شمال خاور محل چاه‌ها تا ۳۸٪ نیز می‌رسد. میزان اشباع شدگی آب پایین در زون بورگان B، داده‌های به دست آمده از مغزه نیز تأیید می‌کنند که گاه اشباع نفت در بخش‌هایی تا ۹۷٪ نیز می‌رسد. اشباع شدگی بسیار بالای نفت در زون‌های مخزنی، بخصوص زون B می‌تواند ناشی از تراوایی بالای بخش مخزنی B نسبت به A باشد که نمونه‌های به دست آمده از مغزه‌ها نیز گویای این مطلب است. تراوایی به دست آمده برای زون A بورگان زیر ۳۰۰ تا ۴۰۰ میلی داری است. در زون بورگان B نیز بیشترین مقدار میانگین تراوایی ۴۰۰ تا ۱۰۰۰ میلی داری است. با توجه به این که پارامتر تراوایی حساسیت بالایی دارد، با روش ساده میانگین‌گیری نمی‌توان مقدار دقیق آن را در زون‌های مخزنی تعیین کرد و نیاز به بررسی بیشتر مغزه‌ها و تعریف گروه‌های سنگی دارد. در مجموع با توجه به محاسبات و بررسی‌های انجام گرفته، می‌توان گفت که افق بورگان یک افق مخزنی بسیار خوب با تخلخل و تراوایی بالا، اشباع از آب پایین و حجم شیل پایین است، و به عبارتی به لحاظ پارامترهای مخزنی در سطح ایده آلی قرار داشته و یک مخزن شاخص ماسه‌سنگی در دنیا به شمار می‌آید. این مخزن با ویژگی‌های فوق دارای پتانسیل تولید بالایی از هیدروکربن است، اگرچه وضعیت ساختاری مخزن، محیط رسوبی حوضه و جنس رسوبات آن (آب‌دوست بودن ماسه سنگ‌ها) کمک فراوانی به ایجاد این شرایط مناسب داشته است. یکی از دلایل ضرورت مطالعه این میدان، مجاورت آن با میدان‌های نفتی کشورهای حاشیه خلیج فارس است. به همین منظور، توصیه می‌شود با بررسی و مطالعه جامع گروه‌های سنگی و



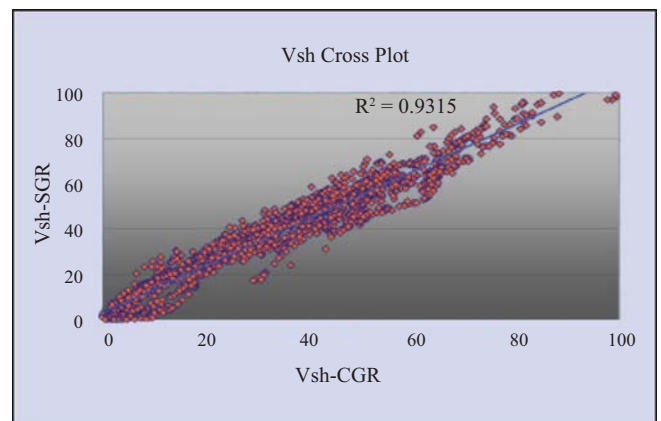
شکل ۴- نمودارهای فراوانی حجم شیل در کل افق بورگان در چاه شماره ۲۱



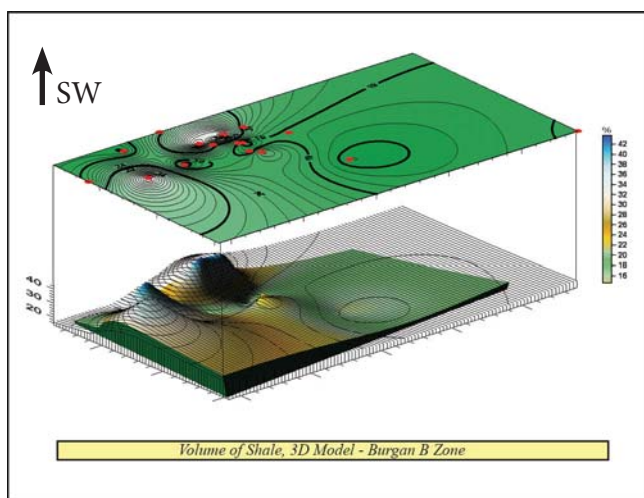
شکل ۳- نمودارهای میانگین حجم شیل به تفکیک زون‌های بورگان A, B, C و در کل سازند بورگان برای چاه شماره ۲۱



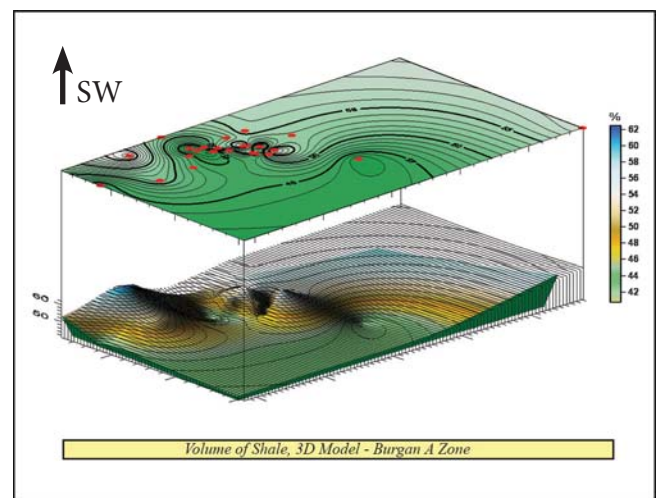
شکل ۶- نمودار میانگین فراوانی حجم شیل در افق‌های A, B, C سازند بورگان که از داده‌های چاه‌های مختلف به دست آمده است



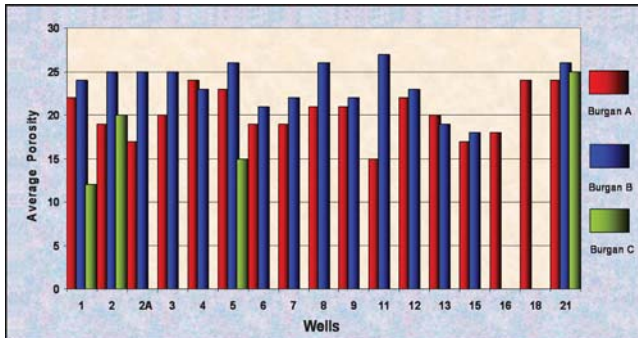
شکل ۵- کراس پلات بین حجم شیل‌های محاسبه شده با دو ابزار SGR و CGR



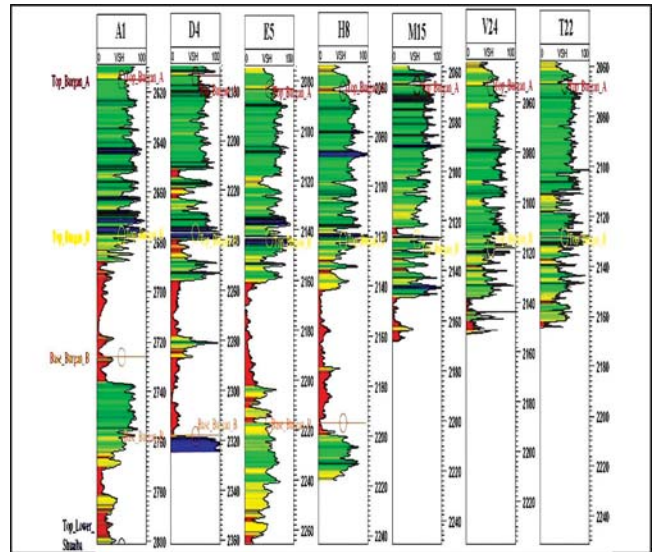
شکل ۸- مدل سه بعدی نحوه توزیع حجم شیل در زون B سازند بورگان در کل میدان



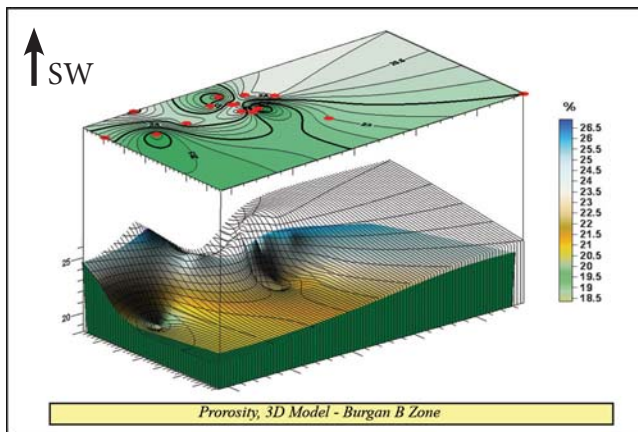
شکل ۷- مدل سه بعدی نحوه توزیع حجم شیل در زون A سازند بورگان در کل میدان



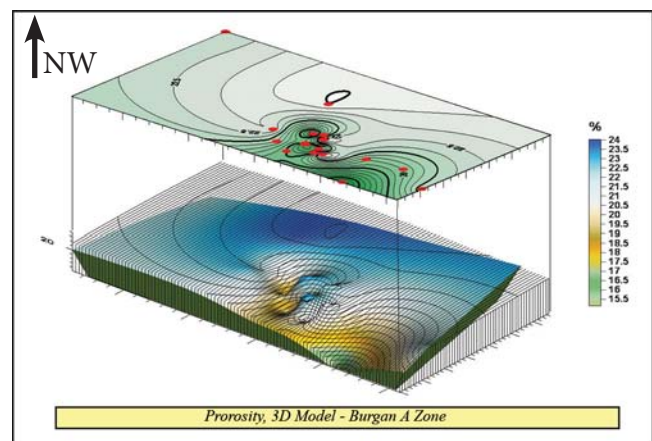
شکل ۱۰- نمودار میانگین تخلخل محاسبه شده برای افق‌های A, B, C بورگان در چاه‌های مختلف



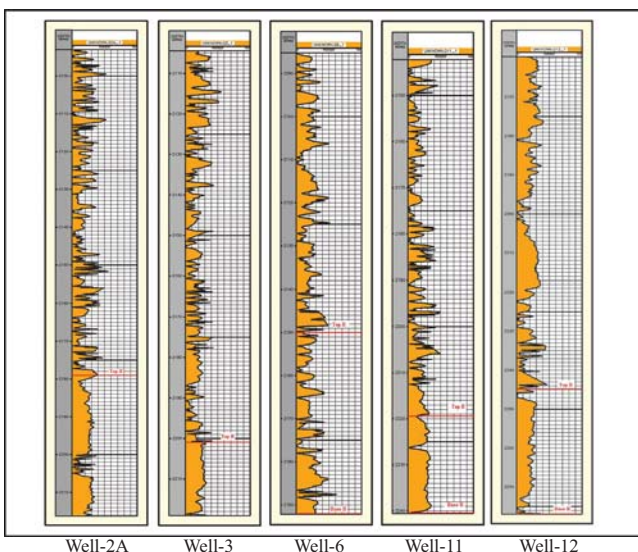
شکل ۹- نگارهای رسم حجم شیل محاسبه شده، به تفکیک زون‌های مخزنی سازند بورگان



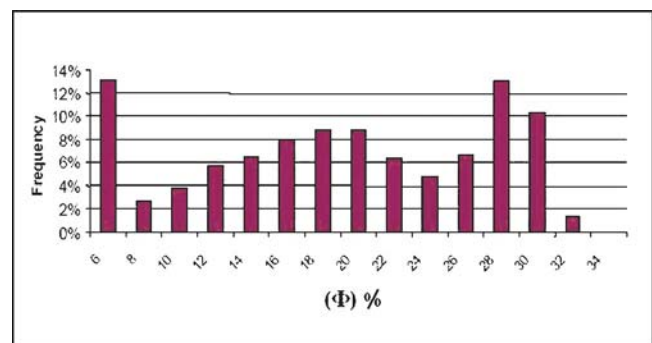
شکل ۱۲- مدل سه بعدی نحوه توزیع تخلخل در زون B سازند بورگان در کل میدان



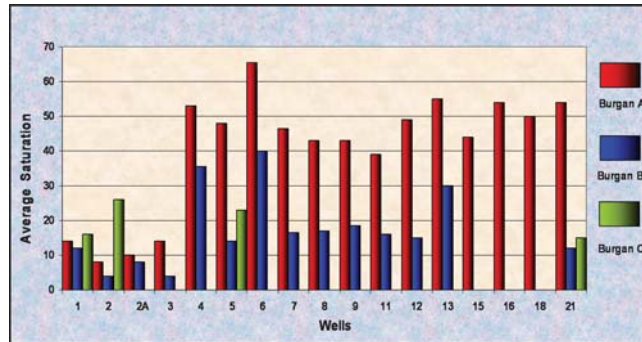
شکل ۱۱- مدل سه بعدی نحوه توزیع تخلخل در زون A سازند بورگان در کل میدان



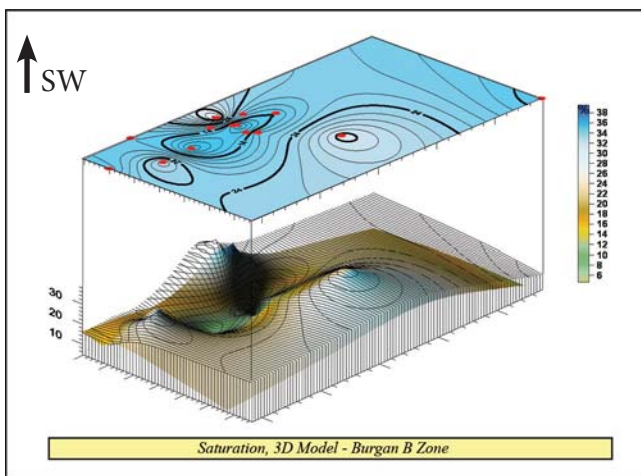
شکل ۱۴- نگارهای رسم شده از تخلخل محاسبه شده برای چاه‌های مختلف میدان مورد مطالعه



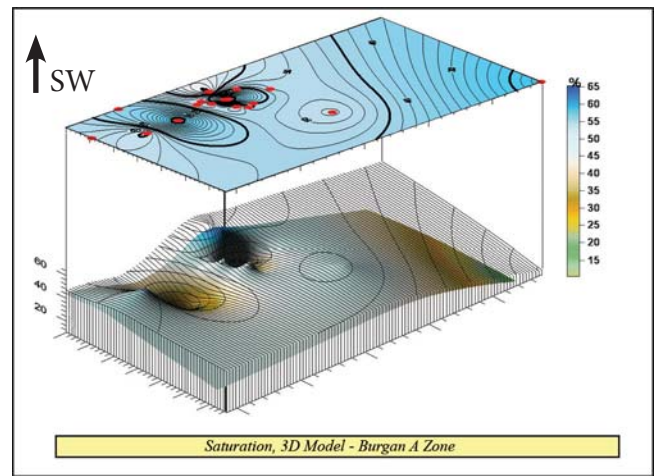
شکل ۱۳- فراوانی تخلخل‌های به دست آمده از داده‌های مغزه در زون سازند بورگان B



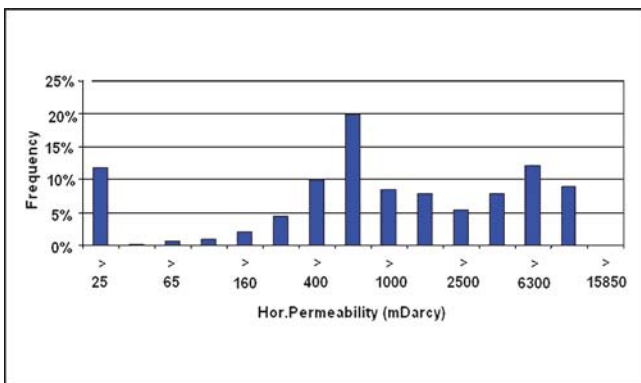
شکل ۱۵- نمودار میانگین اشباع شدگی محاسبه شده برای افق‌های A, B, C سازند بورگان در چاه‌های مختلف



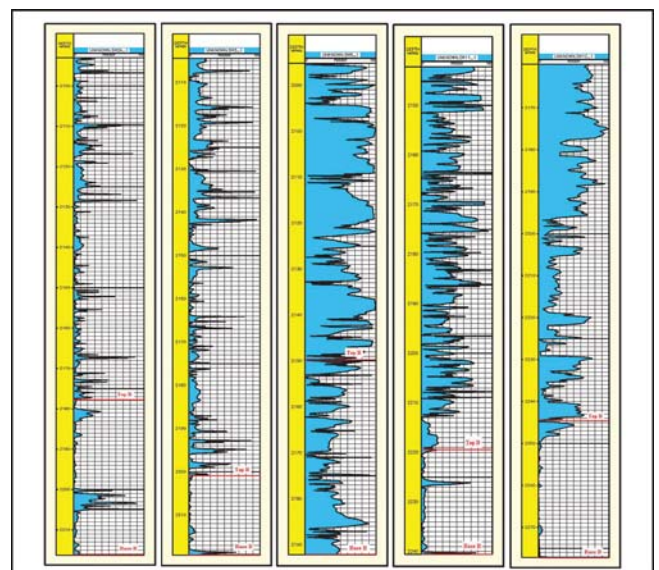
شکل ۱۷- مدل سه بعدی نحوه توزیع اشباع شدگی در زون B سازند بورگان در کل میدان



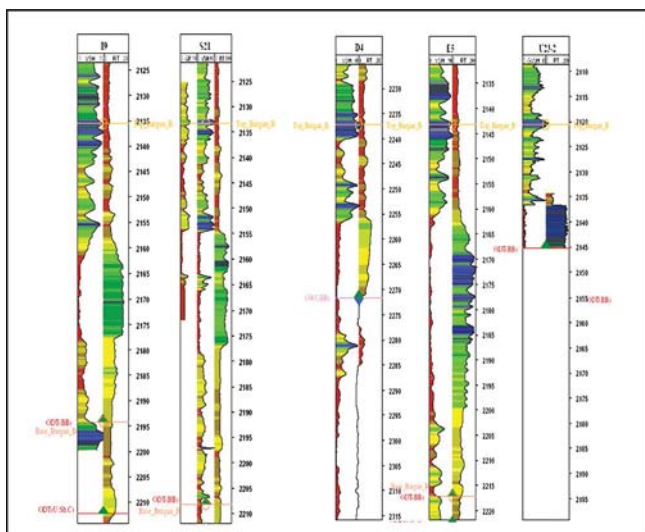
شکل ۱۶- مدل سه بعدی نحوه توزیع اشباع شدگی در زون A سازند بورگان در کل میدان



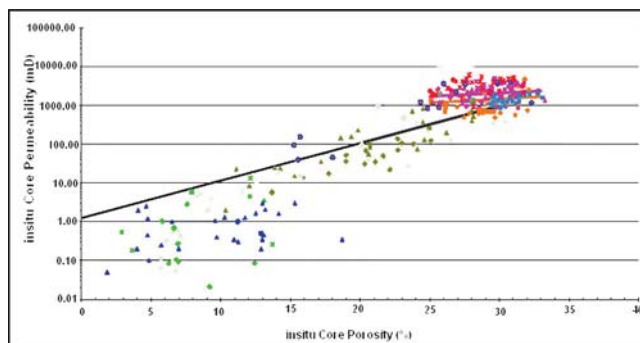
شکل ۱۹- فراوانی تراوایی به دست آمده از داده‌های مغزه در زون B سازند بورگان



شکل ۱۸- نگارهای اشباع شدگی در چاه‌های مختلف میدان مورد مطالعه



شکل ۲۱- رسم نگارهای مقاومت ویژه کل و حجم شیل در چاه‌های مختلف برای تعیین سطح تماس آب-نفت



شکل ۲۰- ارتباط بین تخلخل و تراوایی‌های به دست آمده از مغزه در چاه‌های مختلف

کتابنگاری

- افشارحرب، ع.، ۱۳۸۱- زمین‌شناسی نفت، انتشارات دانشگاه پیام نور، ۱۷۸ صفحه.
- بازوند، پ.، ۱۳۸۴- بررسی کیفیت مخزنی سازند کنگان و ارتباط آن با محیط رسوبی در میدان پارس جنوبی، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران، ۱۲۶ صفحه.
- رضایی، م.ر.، ۱۳۸۱- زمین‌شناسی نفت، انتشارات علوی، ۴۷۲ صفحه.
- رضایی، م.ر.، چهارزی، ع.، ۱۳۸۵- اصول برداشت و تفسیر نگارهای چاه‌پیمایی، انتشارات دانشگاه تهران، ۷۰۰ صفحه.
- کردی، م.، ۱۳۸۰- بررسی ویژگی‌های پتروفیزیکی و لیتوفاسیس زبانه‌های ماسه‌ای (بورگان) سازند کژدمی، در شمال غرب خلیج فارس از دیدگاه تجمع هیدروکربور، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد واحد تهران شمال، ۱۳۷ صفحه.
- گزارش‌های داخلی و گزارش‌های تکمیلی چاه‌های میدان مورد مطالعه، ۱۳۸۲- گزارش داخلی شرکت ملی نفت ایران.
- مطیعی، ه.، ۱۳۷۴- زمین‌شناسی ایران، زمین‌شناسی نفت زاگرس ۱ و ۲، ۱۰۰۹ صفحه.
- موسوی حرمی، ر.، ۱۳۷۷- رسوب‌شناسی، انتشارات آستان قدس رضوی، ۴۷۴ صفحه.
- هنرمند، ج. و لطف پور، م.، ۱۳۸۱- بررسی محیط رسوبی و چینه‌شناسی توالی‌ها در جنوب غرب ایران، مجموعه مقالات ششمین همایش زمین‌شناسی ایران، دانشگاه کرمان، صفحات ۵۹۷ تا ۶۰۱.

References

- Archie, G. E., 1942- The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics, Transactions of AIME, v. 146, p. 54-62.
- Clavoud, J-B. & Lavigne, J., 2003- Anisotropy of Resistivity in oil bearing thin - bedded formation, experiment and modeling, International symposium of the core analysts, pau France, 21-24 September, 2003, p. 127-132.
- Evans, R., Mory A.J & Tait, A.M., 2006- an outcrop gamma ray study of the Tumblagooda sandstone, Western Australia, Journal of Petroleum Science and Engineering, 24-31.



- Frost, E. & Fertl, W. H., 1981- Integrated core and log analysis concepts in shaly clastic reservoir, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 37–58.
- Fe'lixa, Luis Carlos Molina, Belanche Mun.T, Lluí's, A., 2004 - Representing a relation between porosity and permeability based on inductive rules, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 23–34.
- Guo, Boyun, Ghaleb, Ali Duan, Shengkai, 2004- Correlation between sandstone permeability and capillary pressure curves, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 239–246.
- Granier, B., 2004- a new approach in rock-typing, documented by a case study of layer-cake reservoirs in field "A", offshore Abu Dhabi (U.A.E.), *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201–208.
- Hurst, A. & Nadeau, P. H., 1995- Clay microporosity in reservoir sandstone: An application of quantitative electron microscopy in petrophysical evaluation, *Journal of petroleum science and engineering*, p. 37-48.
- Kamel, M. & Mabrouk, W., 2003- Estimation of shale volume using a combination of the three porosity logs, *Journal of petroleum science and engineering*, v. 40, p. 145-157.
- Kamel, M. H., Mohamed M. Mohamed, 2006- Effective porosity determination in clean/shaly formations from acoustic logs with applications, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 267–274.
- Kamel, M. H., Mabrouk, W. M. I., Bayo, A., 2001- Porosity estimation using a combination of Wyllie-Clemenceau equations in clean sand formation from acoustic logs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 241–251.
- Machhour, L., Prinet, C. & Mresah, M., 2003- Primary Facies and Diagenetic Controls on the Evolution of Petrophysical Attributes and Rock Type Distribution: Example of West Mabruk Oil Field (Libya), AAPG International Conference, Barcelona, Spain, September 21-24, 2003.
- Poupon, A. & Leveaux, J. A., 1971- evaluation of water saturations in shaly formations. *Trans. SPWLA 12th Ann. Logging symp. O1-2* (Full text in shaly sand reprint volume, SPWLA, Houston, pp IV 81-95).
- Rider, M. H., 1986- the geological interpretation of well logs, Hatsted press, A Division of John Wiley and Sons, New York, pp.175.
- Serra, O. A., 1984- *Fundamentals of well log interpretation: The Acquisition of logging data*, Elsevier publications, 423 pp.
- Schlumberger, 1989, *Log interpretation principles / Application*, Eighth printing Feb. 1999.
- Tiab, D. & Donaldson, E. C., 1996- *Petrophysics: Theory and practice of reservoir rock and fluid transport properties*, Gulf Publishing Company Houston Texas, pp.889.
- Zhang Jian-hua, Jian Oyang, Qi Hu, Chun-zeng Lin, 1997- A method to evaluate reservoirs and estimate saturation by dynamic responses of dual-induction logging tools, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 233–240.