

بازسازی محیط‌رسوبی دیرینه، چینه‌نگاری سکانشی و کیفیت مخزنی توالی‌های کرتاسه زیرین (سازند کژدمی) در شمال‌غرب خلیج فارس

سید امیرمحمد شهیدی^۱، حمزه مهرابی^{۲*} و سیدمحمد زمان‌زاده^۳

۱- دانشجوی کارشناسی‌ارشد، دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۲- استادیار دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۳- دانشیار دانشکده زمین‌شناسی، دانشکده‌گان علوم، دانشگاه تهران، تهران، ایران

نویسنده مسئول: mehrabi.hamze@ut.ac.ir

دریافت: ۱۴۰۳/۴/۳۱ پذیرش: ۱۴۰۳/۷/۱۷

نوع مقاله: پژوهشی

چکیده

در این مطالعه به دنبال بررسی کنترل خصوصیات رخساره‌ای و محیط‌رسوبی بر توزیع پارامترهای مخزنی (تخلخل و تراوایی) در سازند مخزنی کژدمی (بورگان) در یکی از میدان‌های شمال‌غرب خلیج فارس خواهیم بود. این سازند متشکل از ماسه‌های خیلی دانه‌ریز تا دانه‌متوسط، رس‌سنگ، شیل‌های آهکی و توالی‌های محدود کربناته بوده و از ۸ رخساره رسوبی تشکیل شده است. سازند کژدمی با توجه به تلفیق ویژگی‌های رسوب‌شناسی و مخزنی، به دو بخش پایینی و بالایی تقسیم شده است. بخش پایینی این سازند که متشکل از یک توالی ضخیم ماسه‌ای با کیفیت مخزنی خیلی خوب می‌باشد، مهم‌ترین افق مخزنی را تشکیل می‌دهد. ماسه‌های بخش بالایی این سازند نیز اهمیت مخزنی قابل‌توجهی دارند. در این مطالعه، با استفاده از مجموعه داده کاملی از مغزه‌های حفاری، پلاگ‌ها، مقاطع نازک میکروسکوپی همراه با بررسی داده‌های تخلخل-تراوایی برای ارزیابی کیفیت مخزنی سازند کژدمی استفاده شده است. بر اساس رخساره‌های توصیف شده، محیط رسوبی سازند کژدمی به‌عنوان یک محیط دلتایی تا دریای باز در شمال غربی خلیج فارس تفسیر شده است. برای تجزیه و تحلیل چینه‌نگاری سکانشی از روش پیش‌رونده - پسرونده و طرح چینه‌نگاری سکانشی اکسون استفاده شده است. به‌منظور ارزیابی کیفیت مخزنی، از روش‌های تعیین اندیس کیفیت مخزنی، روش تعیین گونه‌های سنگی وینلند و نمودار چینه‌ای تغییریافته لورنز استفاده گردید. در نهایت مشخص شد که رخساره‌های ماسه‌ای متوسط تا دشت دانه با جورشدگی بالا و فاقد ماتریکس، بهترین افق‌های مخزنی را در واحد پایینی سازند کژدمی ایجاد کرده‌اند. این رخساره‌ها، به دلیل مهاجرت زود هنگام نفت و نرخ رسوب‌گذاری بالا، دیاژنز چندانی را متحمل نشده‌اند و حالت سست تا نیمه سست دارند و با سیستم تراکت تراز پایین آب دریا در سکانش رسوبی سازند کژدمی مطابقت می‌کنند.

واژگان کلیدی: سازند کژدمی (بورگان)، خلیج فارس، کرتاسه زیرین، محیط‌رسوبی دیرینه، چینه‌نگاری سکانشی، کیفیت مخزنی

۱- پیشگفتار

کرتاسه زیرین در شمال‌غربی خلیج فارس و نواحی مجاور آن انجام گرفته است (نظیر العیدان و همکاران، ۲۰۰۱؛ استرومنگر و همکاران، ۲۰۰۶؛ داتا و همکاران، ۲۰۱۲؛ مهرابی و همکاران، ۲۰۱۹). در بخش ایرانی خلیج فارس، فقدان داده‌های مغزه منجر به عدم شناخت کامل از خصوصیات رسوب‌شناختی و مخزنی سازند کژدمی شده است. از این‌رو، مطالعه بیشتر این مخازن با هدف به دست آوردن درک کامل و درستی از آن‌ها، شناخت عوامل کنترل‌کننده کیفیت مخزنی و نحوه توزیع افق‌های مخزنی و ارتباط آن‌ها با جایگاه‌های سکانشی از جمله مواردی است

توالی‌های رسوبی آواری کرتاسه زیرین (سازندهای کژدمی/بورگان) از جمله مهم‌ترین مخازن هیدروکربوری در خلیج فارس و نواحی مجاور آن به شمار می‌روند (الشهران، ۲۰۱۴). مطالعه خصوصیات رخساره‌ای، بازسازی محیط رسوبی دیرینه و تأثیر آن‌ها بر توزیع پارامترهای مخزنی از جمله مهم‌ترین مطالعاتی است که می‌تواند نقش بسزایی در شناخت دقیق از مخزن، مدل‌سازی و تولید از آن‌ها ایفا نماید (آر، ۲۰۰۸). تا کنون مطالعات محدودی از جنبه‌های مختلف زمین‌شناسی و مخزنی بر روی توالی‌های مخزنی

ناپیوستگی یا نبود بزرگ منطقه‌ای، توالی چینه‌شناسی کرتاسه به سه توالی پیشرونده-پسرونده درجه دوم تقسیم می‌شود (الشهران، ۱۹۹۴؛ کریستین، ۱۹۹۷؛ شارلند و همکاران، ۲۰۰۴؛ حق و القحطانی، ۲۰۰۵). این توالی‌ها به ترتیب، گروه‌های تاماما، واسیا و آروما نامیده می‌شوند. توالی میانی، گروه واسیا، از رسوبات سیلیسی آواری (سازندهای بورگان، کژدمی، نهر عمر، خفجی/صفانیا) در قسمت پایین و توالی کربناته (سازندهای مودود، رومیل / شیلایف / خطیه، مشریف، سروک) در قسمت فوقانی تشکیل شده است. سازند بورگان در سن آلبین، بخش پایینی این گروه (واسیا) را تشکیل می‌دهد (الشهران، ۲۰۱۴؛ الهلال و همکاران، ۲۰۲۲).

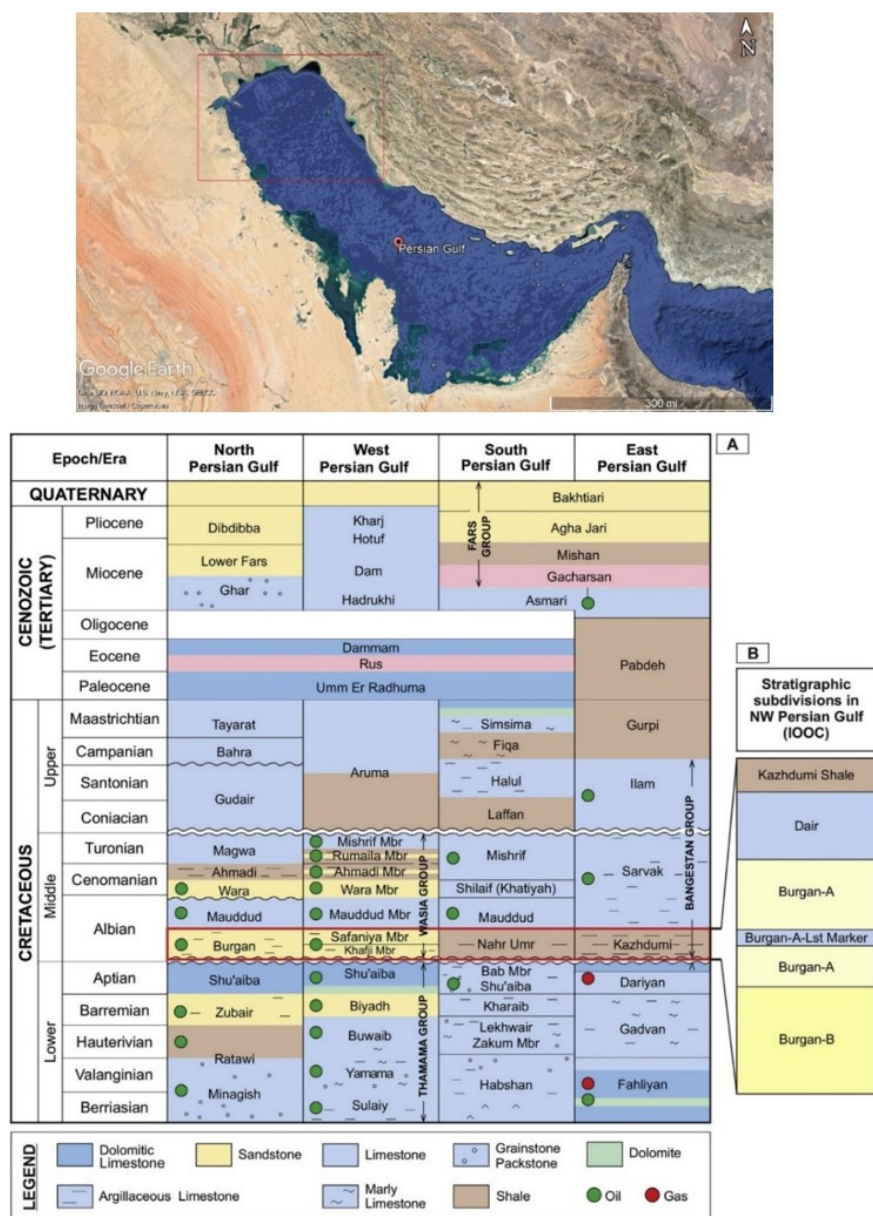
توالی‌های رسوبی کرتاسه زیرین حوضه زاگرس که تحت عنوان سازند کژدمی (بورگان) شناخته می‌شوند، از جمله مخازن سیلیسی - آواری مهم در منطقه خاورمیانه به شمار می‌روند (شکل ۱). اگرچه سازند کژدمی در اغلب نقاط زاگرس بعنوان یک سنگ منشاء مهم برای اغلب میادین هیدروکربوری به شمار می‌رود، اما تغییرات سنگ‌شناسی این سازند در ناحیه شمال‌غربی خلیج فارس و گسترش افق‌های ماسه‌سنگی نسبتاً ضخیم در آن موجب شده است تا در این ناحیه، سازند کژدمی بعنوان یک سنگ مخزن مهم عمل کند (ابراهیمی و همکاران، ۲۰۱۷؛ علیزاده و همکاران، ۲۰۲۴). در نام‌گذاری چینه‌شناسی، افق‌های ماسه‌سنگی سازند کژدمی تحت عنوان سازند بورگان معرفی شده‌اند. سازند کژدمی از نظر چینه‌شناسی مابین سازندهای داریان (آپتین) و سروک (سنومانین - تورونین) قرار دارد و معادل زمان - چینه‌ای ماسه‌سنگ و شیل دلتایی سازند بورگان در کویت و سازند نهر عمر در عراق به شمار می‌رود (الشهران، ۱۹۹۴؛ الحسینی، ۲۰۰۷؛ هنرمند، ۲۰۱۵). توالی‌های ماسه‌سنگی آلبین (شامل سازند کژدمی و معادل‌های آن)، مخازن مهم هیدروکربنی را در کویت، عربستان سعودی، ایران و جنوب‌شرقی عراق تشکیل می‌دهند (العیدان و همکاران، ۲۰۰۱؛ استرومنگر و همکاران، ۲۰۰۶؛ ون‌بوخم و همکاران، ۲۰۱۰؛ العدوانی و همکاران، ۲۰۲۳). این توالی‌ها از سمت شمال و شرق به شیل تبدیل می‌شوند. شیل آلبین سازند کژدمی را معادل سازند ماسه‌سنگی بورگان در ناحیه زاگرس می‌دانند (مهرابی و همکاران، ۲۰۱۹) (شکل ۲).

که نیازمند بررسی بوده و مطالعه حاضر سعی دارد تا با استفاده از داده‌های یکپارچه زمین‌شناسی و مخزنی تا حدودی به این موارد بپردازد. در میدان مورد مطالعه واقع در شمال غرب خلیج فارس (شکل ۱)، کل توالی سازند کژدمی مغزه‌گیری شده و فرصتی استثنایی را برای مطالعه رخساره‌ها، دیاژنز، چینه‌نگاری سکansı و کیفیت مخزنی این سازند فراهم آورده است. مطالعه حاضر در نظر دارد تا با تلفیق مطالعات زمین‌شناسی (پتروگرافی) و پتروفیزیکی به ارزیابی کنترل خصوصیات رخساره‌ای و محیط رسوبی بر کیفیت مخزنی سازند کژدمی در یکی از میدان‌های نفتی شمال‌غرب خلیج فارس بپردازد.

مهمترین اهداف این مطالعه عبارتند از: تعیین رخساره‌های رسوبی و ارائه مدل رسوب‌گذاری سازند کژدمی در میدان مورد مطالعه، معرفی فرآیندهای دیاژنزی در این سازند، تفکیک سکانس‌های رسوبی، تعیین افق‌های مخزنی بر اساس داده‌های حاصل از آنالیز مغزه شامل تخلخل و تراوایی، زون‌بندی مخزنی سازند کژدمی با تلفیق مطالعات زمین‌شناسی و مخزنی و در نهایت، بررسی ارتباط بین سکانس‌های رسوبی و تغییرات کیفیت مخزنی سازند کژدمی در میدان مورد مطالعه.

۲- زمین‌شناسی و چینه‌نگاری

در طول آلبین، بعنوان دوره‌ای از کرتاسه پیشین، صفحه عربی، شامل منطقه خلیج فارس، در حاشیه شمالی ابرقاره گندوانا قرار داشته و به سمت اقیانوس تتیس حرکت می‌کرده است (شارلند و همکاران، ۲۰۰۴). در این زمان، منطقه‌ی مذکور در عرض‌های جغرافیایی پایین قرار داشته و توسط محیط‌های دریایی کم‌عمق پوشیده شده بود (الشهران، ۲۰۱۴). منطقه خلیج فارس بخشی از یک دریای حاشیه قاره‌ای گرم و استوایی بوده که باعث تشکیل پلاتفرم‌های کربناتی شده است. این پلاتفرم‌ها به صورت دوره‌ای و در زمان فعالیت‌های تکتونیکی یا افت سطح آب دریا تحت هجوم آواری‌ها قرار گرفته و نهشته‌های آواری و مختلط در آن نهشته شده‌اند (بیدون، ۱۹۹۱؛ مهرابی و همکاران، ۲۰۲۳). آب و هوای گرم و مرطوب با سطح آب دریا‌های بالا، رسوب‌گذاری مواد آلی را تسهیل می‌کرده و همین امر به تشکیل ذخایر هیدروکربنی در منطقه کمک نموده است (ون‌بوخم و همکاران، ۲۰۱۰؛ برومهد و همکاران، ۲۰۲۲). در غرب خلیج فارس، به علت رخداد دو



شکل ۱. بالا: موقعیت کلی منطقه مورد مطالعه واقع در شمال غرب خلیج فارس. پایین: A- چینه‌نگاری کرتاسه و سنوزوئیک در نقاط مختلف خلیج فارس (الحسینی، ۲۰۰۷). B- توالی سیلیس آواری سازند کژدمی، معادل‌های چینه‌شناسی و تقسیمات فرعی آن در شمال غربی خلیج فارس (مهرابی و همکاران، ۲۰۱۹).

Fig. 1. Above: The general location of the studied area located in the northwest of the Persian Gulf. Bottom: A- Cretaceous and Cenozoic stratigraphy in different parts of the Persian Gulf (Al-Husseini, 2007). B- The Kazhdumi Formation, its stratigraphic equivalents and sub-divisions in the northwest of the Persian Gulf (Mehrabi et. al., 2019).

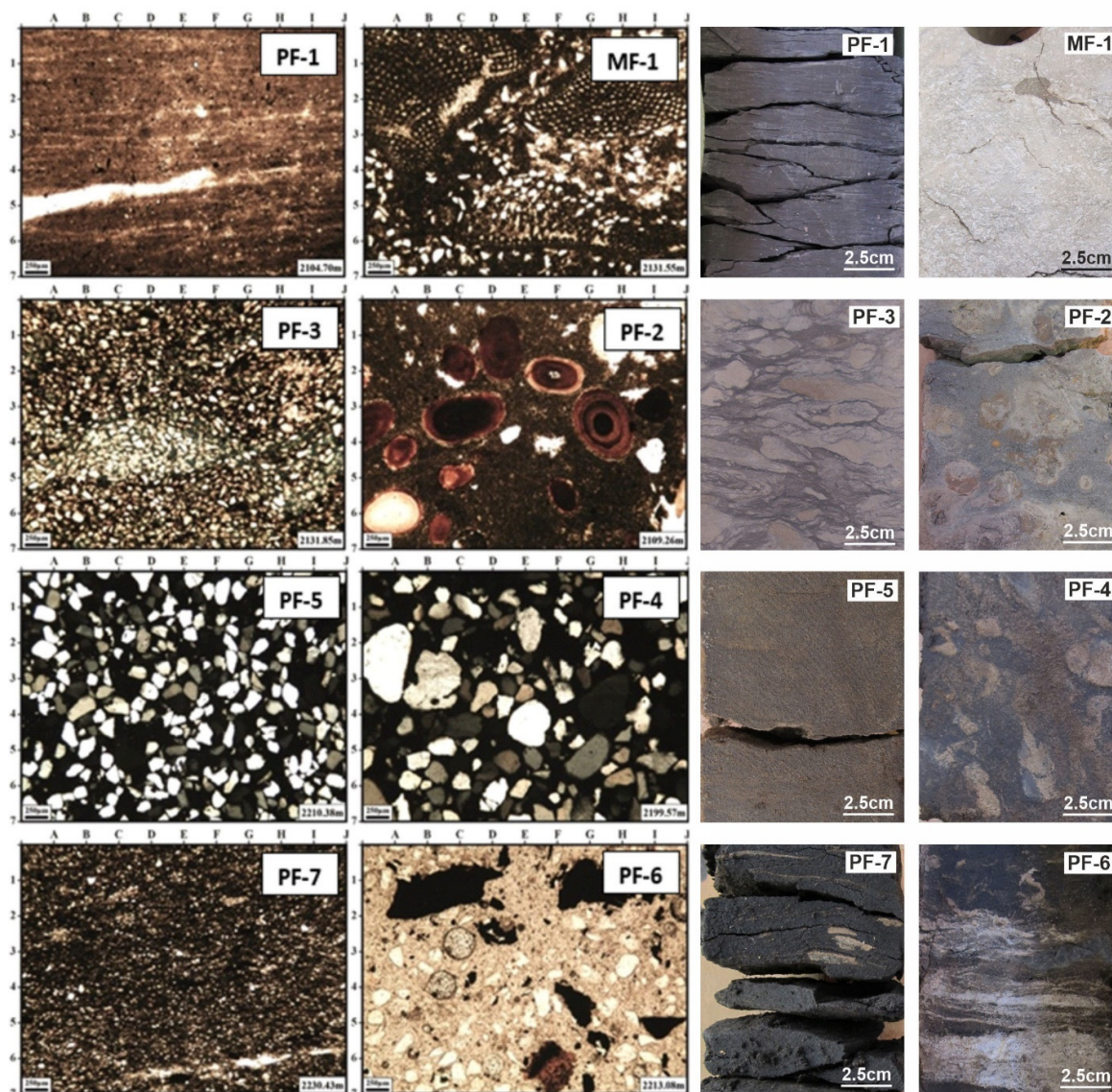
۳- داده‌ها و روش‌های مطالعه

برای ارزیابی کیفیت مخزن انجام شده است. بر این اساس، در مجموع ۴۲۰ متر مغزه، ۹۲۰ مقطع نازک میکروسکوپی و ۵۷۰ پلاگ برای اندازه‌گیری تخلخل - تراوایی استفاده شده است. فاصله نمونه‌برداری برای آماده‌سازی مقاطع نازک حدود ۰/۳ متر بوده است. پلاگ‌گیری از مغزه‌های سخت شده با سنگ‌شناسی ماسه‌سنگ و سنگ‌آهک با

در این مطالعه، ارزیابی رسوب‌شناسی و زمین‌شناسی مخزنی بر روی سازند کژدمی در یک چاه از یکی از میادین واقع در شمال غرب خلیج فارس با استفاده از مجموعه داده کاملی از مغزه‌های حفاری شده، پلاگ‌ها و مقاطع نازک همراه با بررسی داده‌های آزمایشگاهی تخلخل - تراوایی

(۱۹۶۲) برای واحدهای کربناته و پتی‌جان (۱۹۷۵) برای ماسه‌سنگ‌ها انجام شده است. همچنین به منظور تعیین گونه‌های سنگی مخزن، واحدهای جریانی هیدرولیکی و زون‌بندی مخزن با استفاده از داده‌های تخلخل - تراوایی اندازه‌گیری شده بر روی نمونه‌های پلاگ، از روش‌های زیر استفاده شده است:

استفاده از روش‌های معمول انجام شده است. برای نمونه‌برداری از مغزه‌های سخت نشده (شامل ماسه‌ها یا سیلت‌های سست تا نیمه‌سست)، از ابزار مخصوص نمونه‌گیری (دستگاه برش غوطه‌وری رسوب ارگوتک) استفاده شد. تجزیه و تحلیل رخساره‌ها با استفاده از مدل‌های استاندارد و توصیف رخساره‌ها از روش دانهام



شکل ۲. تصاویر میکروسکوپی از رخساره‌های رسوبی سازند کژدومی در منطقه‌ی مورد مطالعه. MF-1: سنگ‌آهک بایوکلاستی حاوی اُربیتولینا. PF-1: شیل متورق / شیل سیلتی. PF-2: سنگ‌آهن ماسه‌ای - اوولیتی. PF-3: سیلتستون تا ماسه ریزدانه زیست آشفته. PF-4: ماسه با جورشدگی ضعیف تا متوسط همراه با لایه‌بندی مورب. PF-5: ماسه ریزدانه با جورشدگی متوسط. PF-6: ماسه با جورشدگی ضعیف غنی از موارد ارگانیک. PF-7: شیل ماسه‌ای/سیلتی حاوی آثار ریشه گیاهان.

Fig. 2. Microscopic images of the sedimentary facies of the Kazhdumi Formation in the study area. MF-1: Bioclastic limestone containing Orbitolina. PF-1: Shale /silty shale. PF-2: Oolitic-sandy ironstone. PF-3: Bioturbated siltstone to fine-grained sand. PF-4: Poorly-sorted, cross-bedded sand. PF-5: Moderately-sorted fine-grained sand. PF-6: Poorly-sorted sand with organic matters. PF-7: Rootled sandy/silty shale.

$$KH = \frac{\sum_{i=1}^{1=m} k(i) * h(i)}{\sum_{i=1}^{1=n} k(i) * h(i)} \quad (۶)$$

پارامتر h در رابطه فوق، اختلاف عمق (ضخامت) برحسب متر است. K معرف تراوایی برحسب میلی‌داری و ϕ معرف تخلخل برحسب درصد است. در نهایت، نتایج این روش‌ها با یکدیگر مقایسه شده است تا بهترین روش برای تفسیر نهایی، در چارچوب چینه‌شناسی سکاسی تعریف شود.

۴- نتایج

۴-۱- رخساره‌های رسوبی

مطالعات رخساره‌ای بر روی مغزه‌های حفاری و مقاطع نازک میکروسکوپی منجر به شناسایی هشت رخساره اصلی رسوبی (یک رخساره کربناته با کد رخساره MF-1 و هفت رخساره آواری با کد رخساره‌ای PF-1 تا PF-7) در سازند کژدمی گردید. خلاصه‌ای از ویژگی‌های رخساره‌ای سازند کژدمی در جدول ۱ و تصاویر میکروسکوپی رخساره‌ها در شکل ۲ آورده شده است.

رخساره MF-1 (سنگ‌آهک بایوکلستی حاوی آربیتولینا) با توجه به محتوای فسیلی (آربیتولینا و خارپوستان) و ویژگی‌های رسوب‌شناسی، در بخش دریای باز نهشته شده است. رخساره PF-1 (شیل متورق / شیل سیلتی) با توجه به وجود فرامینفرهای کوچک و خارپوستان و همچنین وجود سنگ‌شناسی شیلی و لامیناسیون و تورق به همراه رخساره PF-2 (سنگ‌آهن ماسه‌ای - اوولیتی) در بخش پرودلتا توسعه یافته‌اند. مطالعات قبلی پراش پرتو ایکس حاکی از غلبه کانی‌شناسی کربنات آهن‌دار (سیدریت) در این رخساره بوده است (برای جزئیات بیشتر به مهرابی و همکاران، ۲۰۱۹ مراجعه شود).

در رخساره PF-3 (سیلتستون تا ماسه ریزدانه زیست آشفته) وجود زیست‌آشفته‌گی‌های گسترده نشان‌دهنده‌ی آنست که این رخساره در کانال‌های پایین‌دست دلتا یا پیشانی دلتا نهشته شده است. رخساره‌های پشته‌های دلتایی شامل ماسه ریزدانه با جورشدگی ضعیف تا متوسط همراه با لامیناسیون مورب تا فاقد لامیناسیون حاوی ذرات اکسید شده و خرد شده‌اند (رخساره‌های PF-4 و PF-5). رخساره‌های مربوط به دشت دلتا نیز با توجه به شواهدی نظیر خرده‌های گیاهی، رگه‌های ذغالی و دانه‌های اکسید شده (رخساره‌های PF-6 و PF-7) شناسایی شده‌اند.

تعیین گونه‌های سنگی مخزن به روش وینلند: در این روش، داده‌های ورودی شامل داده‌های تخلخل و تراوایی است که با استفاده از فرمول شماره ۱ می‌توانیم مقادیر R35 (شعاع گلوگاه حفرات را در اشباع ۳۵ درصد از جیوه) را محاسبه نماییم و با ترسیم کردن داده‌ها بر نمودار استاندارد وینلند، گونه‌های سنگی مختلف را بر اساس خطوط هم گلوگاه تعیین کنیم (کلودزی، ۱۹۸۰):

$$\log R35 = 0.732 + 0.588 \log K - 0.864 \log \phi \quad (۱)$$

در معادله‌ی فوق، R35 شعاع گلوگاه منافذ برحسب میکرومتر، K تراوایی بر حسب میلی‌داری و ϕ تخلخل برحسب درصد است.

تعیین واحدهای جریانی هیدرولیکی به روش نشانگر زون جریان (FZI): این روش را اولین بار آمافوله و همکارانش (۱۹۹۳) ارائه کردند که در آن از داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه به عنوان داده‌های ورودی استفاده می‌شود. اساس این روش بر مبنای محاسبه سه پارامتر اندیس کیفیت مخزنی (RQI)، تخلخل نرمال شده (PhiZ) و نشانگر زون جریان (FZI) است که با استفاده از فرمول‌های ۲ تا ۴ محاسبه می‌شوند:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (۲)$$

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad (۳)$$

$$FZI = RQI / \phi_z \quad (۴)$$

در این فرمول ها، K تراوایی برحسب میلی‌داری و ϕ_e تخلخل موثر برحسب درصد است. سپس با ترسیم نمودار تجمعی یا احتمال نرمال داده‌های FZI، واحدهای جریانی هیدرولیکی بر مبنای نقاط عطف موجود در این نمودار تفکیک می‌شوند (گومز و همکاران، ۲۰۰۸؛ مهرابی و باقرپور، ۲۰۲۲).

زون‌بندی مخزنی بر مبنای روش لورنز (SMLP): این روش را گانتز و همکاران (گانتز و همکاران، ۱۹۹۷) ارائه کرده‌اند. داده‌های ورودی در این روش شامل داده‌های تخلخل و تراوایی مغزه است که با استفاده از فرمول‌های ۵ و ۶، پارامترهای ظرفیت جریان (KH) و ظرفیت ذخیره (PhiH) را می‌توان محاسبه کرد:

$$PHiH = \frac{\sum_{i=1}^{1=m} \phi(i) * h(i)}{\sum_{i=1}^{1=n} \phi(i) * h(i)} \quad (۵)$$

جدول ۱. خلاصه‌ای از خصوصیات رخساره‌های رسوبی تشکیل دهنده سازند بورگان در میدان مورد مطالعه واقع در شمال غرب خلیج فارس.

Table 1. A summary of facies characteristics of the Burgan Formation in the studied field.

سیستم رسوب‌گذاری	سایر ویژگی‌ها	محتوای جانوری	ساختمان	سنگ‌شناسی	نام پتروفاسیس	کد رخساره
دریای باز (رمپ میانی)	گلوکونیت	آربیتولینا (فرامینفرهای دیگر)، خارپوستان	زیست‌آشفته (استیلولیت)	سنگ‌آهک	سنگ‌آهک بایوکلاستی حاوی آربیتولینا	MF-1
پروdelta	گلوکونیت، پیریت	فرامینفرهای کوچک، خارپوستان	لامیناسیون	شیل (سنگ رسی)	شیل متورق / شیل سیلتی	PF-1
پروdelta (کانال-های انتهایی)	اشکال اوولیتی، ترکیبات سیدریتی	فرامینفرهای کوچک، خارپوستان	زیست‌آشفته (کرهکی)	سنگ آهن (سیدریت)	سنگ آهن ماسه‌ای - اوولیتی	PF-2
پیشانی delta (کانال‌های انتهایی)	کانال‌های پر شده، گلوکونیت، خرده‌های کربناته	فرامینفرها، خارپوستان	زیست‌آشفته	ماسه/ ماسه‌سنگ	سیلتستون تا ماسه ریزدانه زیست‌آشفته	PF-3
پشته‌های دلتایی	ذرات اکسید شده، خرده‌های سنگی	بدون محتوای جانوری، کهرپا	لایه‌بندی مورب	ماسه (ماسه‌سنگ)	ماسه با جورشدگی ضعیف تا متوسط همراه با لایه‌بندی مورب	PF-4
پشته‌های دلتایی و کانالی	دانه‌های اکسید شده	بدون محتوای جانوری	لایه‌بندی حجیم	ماسه (ماسه‌سنگ)	ماسه ریزدانه با جورشدگی متوسط	PF-5
دشت delta و خاک قدیمه	رنگ قرمز، دانه‌های اکسید شده، خرده‌های گیاهی	خرده‌های گیاهی، کهرپا، درزهای زغالی	لایه‌بندی	ماسه (ماسه‌سنگ)	ماسه با جورشدگی ضعیف غنی از موارد ارگانیک	PF-6
دشت delta	دانه‌های اکسید شده	خرده‌های گیاهی، رگچه زغالی و کهرپا	لامیناسیون و ریشه‌دار	شیل	شیل ماسه‌ای/سیلتی حاوی آثار ریشه گیاهان	PF-7

۴-۲- سکانس‌های رسوبی

در این مطالعه، برای تجزیه و تحلیل چینه‌نگاری سکانس سازند کژدمی از روش‌های پیشرونده - پسرونده (T-R) (امری، ۱۹۹۳) و طرح چینه‌نگاری سکانس پوسامنتیر و همکاران (۱۹۸۸) موسوم به مدل اکسون استفاده شده است. در روش سکانس پیشرونده - پسرونده، هر سکانس به دو دسته رخساره (سیستم ترک) تقسیم می‌شود: یک دسته رخساره پیشرونده (TST) که توسط مرز سکانس در پایین و حداکثر سطح غرقابی (MFS) در بالا محدود می‌شود و یک دسته رخساره پسرونده (RST) که از پایین توسط حداکثر سطح غرقابی (MFS) و مرز سکانس در بالا محدود می‌شود. در سازند کژدمی، سیستم ترک پیشرونده با تجمع رخساره‌های پیشانی و پاشنه‌ی دلتا مشخص می‌شود و سیستم ترک پسرونده شامل ماسه‌های پهنه‌ی دلتاست. در مدل اکسون، یک سکانس رسوبی کامل برای توالی‌های سیلیسی آواری شامل دسته رخساره‌های تراز پایین LST، دسته رخساره‌های پیشرونده TST و دسته رخساره‌های تراز بالا HST است. در میدان مورد مطالعه، سازند کژدمی از دو سکانس پیشرونده-پسرونده و یک سکانس کامل اکسون تشکیل شده است (شکل ۳). سطوح

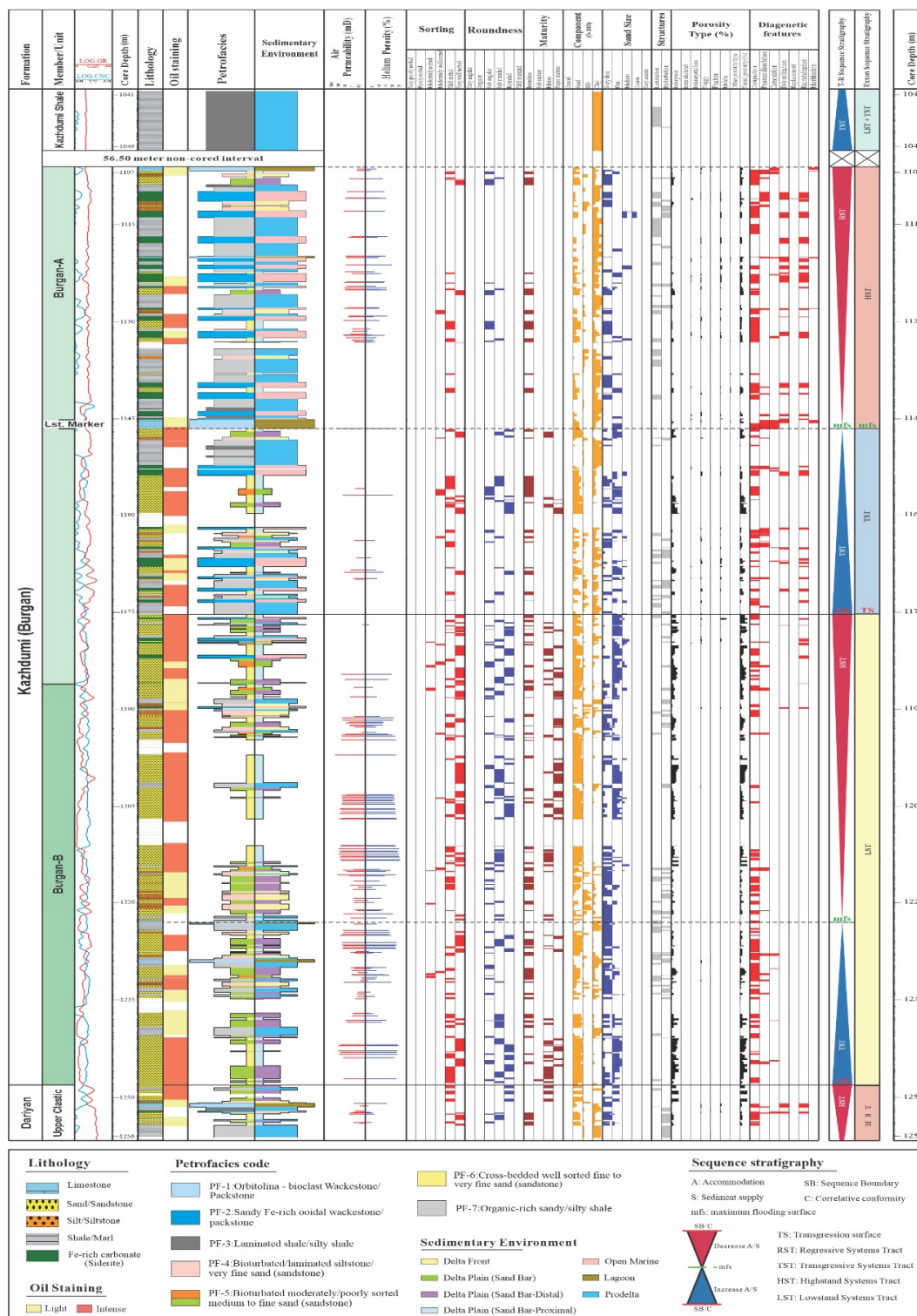
حداکثر غرقابی در این سازند منطبق بر رخساره کربناته در نظر گرفته شده‌اند که نشانگر حداکثر پیشروی سطح دریا و غلبه رسوب‌گذاری کربناته در محیط رسوبی می‌باشند. بدیهی است که چنین رخساره‌هایی با سنگ‌شناسی آهکی از قرائت گامای پایینی برخوردار می‌باشند.

۴-۳- واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی و گونه‌های سنگی وینلند

بر اساس مطالعات و محاسبات انجام شده و با کمک گرفتن از نمودار احتمال نرمال (تجمعی) مقادیر FZI، وجود پنج نقطه عطف مشخص حاکی از حضور شش واحد جریان‌ی هیدرولیکی در مخزن کژدمی می‌باشند. نمودار احتمال تجمعی و نمودارهای متقاطع تخلخل در برابر تراوایی و RQI (اندیس کیفیت مخزنی) در برابر PhiZ (تخلخل نرمال شده)، به تفکیک واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی در شکل ۴ ترسیم شده‌اند. مقادیر آماری حداقل، حداکثر و میانگین تخلخل- تراوایی در واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی در جدول ۲ ارائه شده است. بر همین اساس تعداد شش نوع HFU یا گونه‌های سنگی را برای سازند بورگان در این مطالعه تعریف می‌کنیم. جدول ۲ محدوده مقادیر لگاریتم

اساس مقادیر اندیس کیفیت مخزنی صورت گرفته است. تطابق بین واحدهای جریانی هیدرولیکی و رخساره‌های رسوبی در جدول ۲ آمده است.

FZI در HFU های مختلف به همراه طبقه‌بندی توصیفی کیفیت مخزنی نمونه‌های ارزیابی شده را نشان می‌دهد. لازم به توضیح است که ارزیابی توصیفی کیفیت مخزنی بر



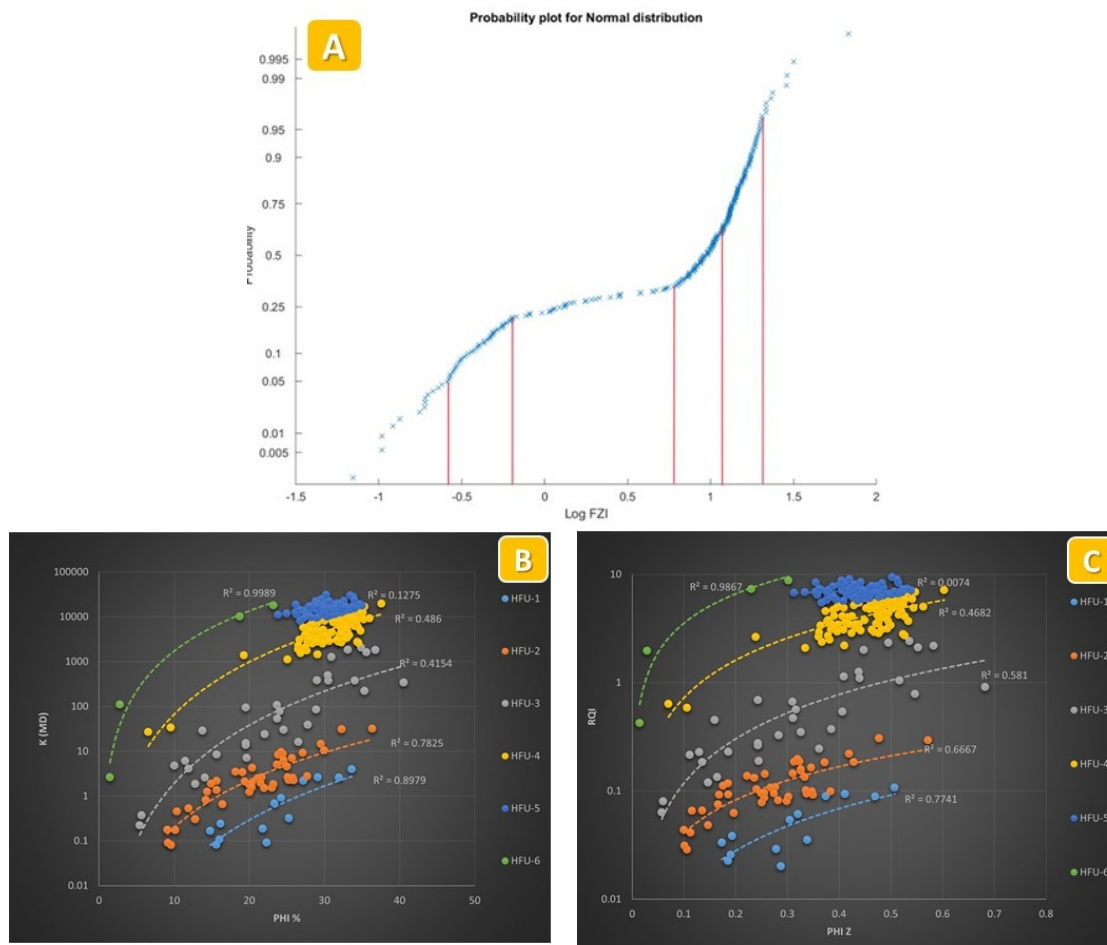
شکل ۳. ستون رسوب‌شناسی سازند کژدومی در میدان مورد مطالعه واقع در شمال غرب خلیج فارس.

Fig. 3. Sedimentological log of the Kazhdumi Formation in the studied field in the NW Persian Gulf.

جدول ۲. محدوده مقادیر FZI لگاریتمی در HFU های مختلف و کیفیت مخزن آن‌ها.

Table 2. The range of logarithmic FZI values in different HFUs and their reservoir quality

واحد جریانی	تخلخل (%)	تراوایی (میلی داریسی)	RQI	Log FZI	رخساره معادل	کیفیت مخزنی
HFU-1	۲۳/۲	۱/۰۸	۰/۰۵	$(-۰/۵) <$	PF-1, PF-7	متوسط
HFU-2	۲۰/۸	۴/۵۶	۰/۱۱	$(-۰/۲) تا (-۰/۵)$	MF-1, PF-6	متوسط
HFU-3	۲۳/۵	۳۵۴/۰۵	۰/۷۴	$(-۰/۲) تا (۰/۷)$	PF-2, PF-6	خوب
HFU-4	۳۱	۶۵۸۰/۵۷	۴/۳۹	$(۰/۷) تا (۱/۱)$	PF-3, PF-4	عالی
HFU-5	۳۰/۵۵	۱۵۶۱۸/۸۹	۷/۰۳	$(۱/۴) تا (۱/۱)$	PF-4, PF-5	عالی
HFU-6	۱۱/۵۴	۷۰۵۲/۲۵	۴/۶	$(۱/۹) تا (۱/۴)$	PF-5	خوب



شکل ۴. (A) نمودار تجمعی احتمال نرمال مقادیر لگاریتم FZI؛ (B) نمودار تخلخل در برابر تراوایی به تفکیک واحدهای جریانی هیدرولیکی و (C) نمودار تخلخل نرمال شده در برابر اندیس کیفیت مخزنی به تفکیک واحدهای جریانی هیدرولیکی تعیین شده در سازند کژدمی در چاه مورد مطالعه از شمال غربی خلیج فارس.

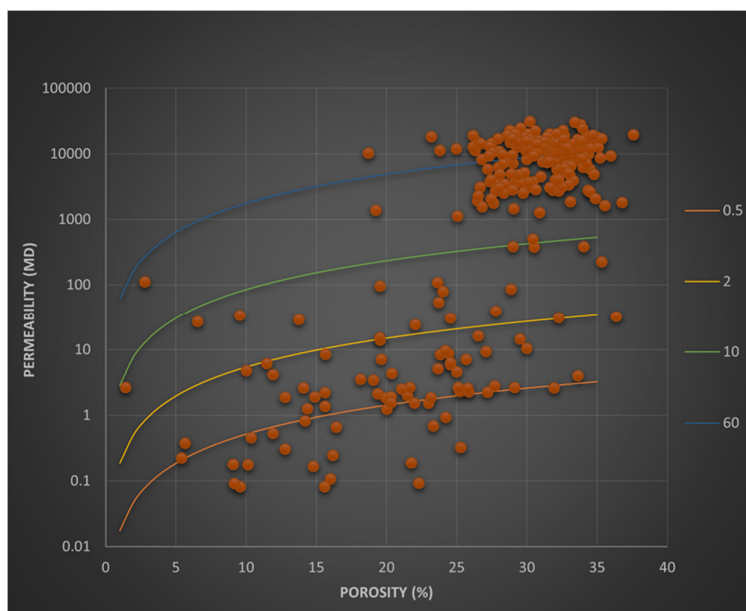
Fig. 4. (A) Cumulative normal probability plot of Log FZI values; (B) Plot of porosity versus permeability by hydraulic flow units and (C) normalized porosity versus reservoir quality index by hydraulic flow units determined in the Kazhdumi Formation in the studied well.

R35 شناسایی شدند (شکل ۵). جدول ۳، محدوده مقادیر R35 در گونه‌های سنگی مختلف و کیفیت مخزن آن‌ها نشان می‌دهد. تطابق گونه‌های سنگی وینلند با رخساره های رسوبی و واحدهای جریانی هیدرولیکی در جدول ۳ ارائه شده است. همانگونه که مشخص است، ارتباطات

در روش وینلند، مقادیر R35 (شعاع گلوله‌های حفرات در اشباع‌شدگی ۳۵ درصد جیوه) بر مبنای داده‌های تخلخل و تراوایی محاسبه‌شده و سپس، داده‌ها بر روی نمودار استاندارد وینلند ترسیم‌شده و بر مبنای خطوط هم گلوله‌ها، تعداد ۵ عدد گونه سنگی وینلند بر مبنای تغییرات پارامتر

بالا (HFU-4 و HFU-5) و رخساره‌های ماسه‌ای تا سیلتستونی با مقادیر بالای تخلخل بین‌دانه‌ای (شامل PF-3, PF-4, PF-5) همراه‌اند.

مشخص و معناداری بین گونه‌های سنگی وینلند با رخساره‌های رسوبی و واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی وجود دارد. از این منظر، بهترین گونه‌های سنگی وینلند (شامل WRT-4 و WRT-5) اغلب با واحدهای جریان‌ی با کیفیت



شکل ۵. ترسیم مقادیر تخلخل - تراوایی به‌دست آمده از سازند کژدومی بر روی دیاگرام استاندارد با هدف تعیین گونه‌های سنگی وینلند.
Fig. 5. Porosity-permeability plot of the Kazhdumi Formation on the standard diagram in order to determine the Winland rock types.

جدول ۳. محدوده مقادیر R35 لگاریتمی در گونه‌های سنگی وینلند و تطابق آن‌ها با واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی و رخساره‌های رسوبی سازند کژدومی در چاه مورد مطالعه.

Table 3. The range of logarithmic R35 values in Winland rock-types and their correlation with hydraulic flow units and sedimentary facies of the Kazhdumi Formation in the studied well.

کیفیت مخزنی	واحد جریان‌ی معادل	رخساره معادل	R35 (میکرون)	تراوایی (میلی داریسی)	تخلخل (درصد)	گونه سنگی وینلند
متوسط	HFU-1, HFU-2	PF-1, PF-7, MF-1, PF-6	< 0.5	۰/۶۵	۱۷/۷۳	WRT-1
متوسط	HFU-1, HFU-2	PF-1, PF-7, MF-1, PF-6	۰/۵ تا ۲	۵/۳	۲۱/۱۲	WRT-2
خوب	HFU-3, HFU-6	PF-2, PF-5, PF-6	۲ تا ۱۰	۱۲۲/۷۱	۲۳/۵۳	WRT-3
عالی	HFU-4, HFU-5	PF-3, PF-4, PF-5	۱۰ تا ۶۰	۵۰۵۱/۵۸	۳۰/۸۵	WRT-4
عالی	HFU-4, HFU-5	PF-3, PF-4, PF-5	< 60	۱۵۰۷۸/۶۴	۳۰/۹۱	WRT-5

بر اساس آن‌ها در جدول ۴ آورده شده است. بر اساس روش لورنز، می‌توان یک سازند را به چهار نوع زون شامل زون‌های مخزنی (با مقادیر بالای ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان)، سدی (با مقادیر پایین ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان)، تله‌ای (با مقادیر بالای ظرفیت ذخیره و مقادیر پایین ظرفیت جریان) و سرعت (با مقادیر پایین ظرفیت ذخیره و مقادیر بالای ظرفیت جریان) تقسیم‌بندی کرد. در

۴-۴- زون‌بندی مخزنی

مقادیر ظرفیت ذخیره (PhiH) و ظرفیت جریان (KH) برای مورد سازند کژدومی محاسبه شده‌اند. سپس نمودار احتمال نرمال این مقادیر ترسیم شده و با توجه به نقاط شکست موجود در نمودار، تعداد ۶ زون لورنز شناسایی گردیده است (شکل ۶). محدوده‌ی مقادیر ظرفیت جریان (KH) و ظرفیت ذخیره (PhiH) و زون‌بندی سازند کژدومی

(PF-2) و کربناته (MF-1) تشکیل شده است و با واحدهای جریانی هیدرولیکی (HFU-1, HFU-2) و گونه‌های سنگی وینلند (WRT-1, WRT-2) معرف کیفیت مخزنی متوسط همراه می‌باشد. زون حدواسط تله‌ای - مخزنی (زون B) نیز شامل تناوبی از رخساره‌های شیلی - سیلتی (PF-1, PF-7) و رخساره‌های ماسه‌ای - سیلتی (PF-3, PF-4, PF-5, PF-6) می‌باشد که بطور واضحی ضخامت رخساره‌های ماسه‌ای در این زون نسبت به زون A افزایش یافته است. همین مسئله سبب بهتر شدن کیفیت مخزنی در زون B در مقایسه با زون A شده است که در فروانی بیشتر واحدهای جریانی هیدرولیکی (HFU-3, HFU-4, HFU-5) و گونه‌های سنگی وینلند (WRT-3, WRT-4, WRT-5) نشانگر کیفیت مخزنی خوب منعکس می‌باشد.

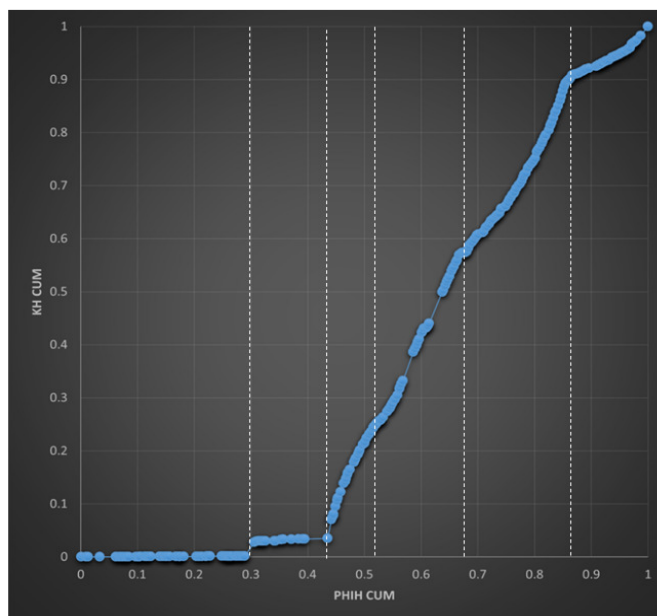
مطالعه ی حاضر، کل سازند کژدمی بر مبنای روش لورنز به شش زون مختلف تفکیک شده است که شامل شش زون مخزنی، یک زون تله‌ای و یک زون با رفتار حدواسط تله‌ای - مخزنی می‌باشند. از دیدگاه ماهیت رخساره‌ای و توزیع واحدهای جریانی هیدرولیکی و گونه‌های سنگی وینلند در زون‌های تعیین شده در سازند کژدمی در چاه مورد مطالعه، می‌توان روابط زیر را بیان کرد:

زون‌های مخزنی شامل زون های C تا F در جدول ۴ اغلب از رخساره‌های ماسه‌ای و سیلتستونی (شامل PF-3, PF-4, PF-5, PF-6) تشکیل شده‌اند و با واحدهای جریانی هیدرولیکی خوب تا عالی (شامل HFU-3, HFU-4, HFU-5, HFU-6) همراه می‌باشند. زون تله‌ای A اغلب از تناوب رخساره‌های شیلی - سیلتی (PF-1, PF-7)، آهن‌دار

جدول ۴. محدوده‌ی مقادیر ظرفیت جریان (KH) و ظرفیت ذخیره (PhiH) و زون‌بندی سازند کژدمی بر اساس آن‌ها در چاه مورد مطالعه.

Table 4. Range of flow capacity (KH) and storage capacity (PhiH) values and reservoir zonation of the Kazhdumi Formation in the studied well.

نوع زون	ظرفیت جریان	ظرفیت ذخیره	کد زون
تله‌ای	٪ ۰/۱۳	٪ ۲۸	Zone A
تله‌ای - مخزنی	٪ ۳/۳۶	٪ ۱۴	Zone B
مخزنی	٪ ۲۲/۲۲	٪ ۹/۳۵	Zone C
مخزنی	٪ ۳۱/۶۳	٪ ۱۴/۸۵	Zone D
مخزنی	٪ ۳۲/۴۸	٪ ۱۸/۳۹	Zone E
مخزنی	٪ ۱۰/۱۵	٪ ۱۳/۹۵	Zone F



شکل ۶. نمودار تجمعی مقادیر PhiH (ظرفیت ذخیره) در برابر KH (ظرفیت جریان) سازند کژدمی در چاه مورد مطالعه.

Fig. 6. Cumulative graph of PhiH (storage capacity) versus KH (flow capacity) of the Kazhdumi Formation in the studied well.

۵- تفسیر و بحث

۵-۱- مدل رسوبی

در مطالعات زیرسطحی، مقایسه و تطابق با مدل‌های استاندارد و مطالعات مشابه قبلی می‌تواند عدم قطعیت‌ها را در تحلیل‌های رخساره‌ای کاهش دهد. در نتیجه، خلاصه‌ای از برخی مطالعات مهم در مورد محیط رسوبی سازند بورگان و هم‌ارزهای چینه‌شناسی آن در خاورمیانه ارائه شده است. سپس، مدل رسوب‌گذاری این سازند برای میدان مورد مطالعه در شمال غرب خلیج فارس مورد بحث قرار می‌گیرد. استرومنگر و همکاران (۲۰۰۶) بیست و دو رخساره سنگی (لیتوفاسیس) و شش مجموعه رخساره‌ای را در سازند بورگان شناسایی کرده‌اند. بر این اساس، یک محیط رسوبی دلتا با غلبه جریان‌ات رودخانه‌ای برای مدل رسوب‌گذاری این سازند در زمان افت سطح دریا و یک مدل خط‌ساحلی در دوره‌های بالا بودن سطح دریا پیشنهاد شده است. بر اساس مطالعه العیدان و همکاران (۲۰۰۱)، تنوع گسترده رخساره‌های رسوبی و نظم عمودی پیچیده آن‌ها به این معنی است که هیچ مدل رسوب‌گذاری واحدی نماینده سازند بورگان نیست، اگرچه این سازند می‌تواند به عنوان محیط پارالیک (دلتایی تا دریایی کم‌عمق) طبقه‌بندی شود. در مطالعه آن‌ها، مجموعه‌ای از مدل‌های رسوب‌گذاری ارائه شد که هر کدام نمایانگر واکنش سیستم رسوب‌گذاری به تغییرات در سطح نسبی دریا هستند.

داتا و همکاران (۲۰۱۲) یک مطالعه جامع از این سازند در میدان بزرگ بورگان ارائه کردند. در مطالعه آن‌ها، سه مدل رسوب‌گذاری برای بخش‌های پایین، میانی و بالایی سازند بورگان پیشنهاد شد. بر این اساس، بخش پایین این سازند که غالباً از ماسه تشکیل شده است به محیط دشت دلتا با غلبه رودخانه‌ای نسبت داده شد که به سمت بالا به محیط‌های دلتا با غلبه جزرومدی و پرودلتا در بخش‌های میانی و بالایی سازند، به ترتیب، تبدیل می‌شود.

بر اساس رخساره‌های توصیف شده و تفسیر آن‌ها و با توجه به مطالعات انجام شده پیشین، محیط رسوبی سازند کژدمی به عنوان یک محیط حدواسط دلتایی تا دریایی باز در شمال غربی خلیج فارس محسوب می‌شود. مدل رسوبی مفهومی پیشنهادی برای این سازند در شکل ۷ نمایش داده شده است. مدل رسوبی سازند کژدمی شامل چهار کمر بند رخساره‌ای اصلی (زیر محیط) پهنه دلتا، شیب دلتا (پیشانی دلتا)، پرودلتا (پاشنه دلتا) و دریای باز (بخش داخل پلتفرم

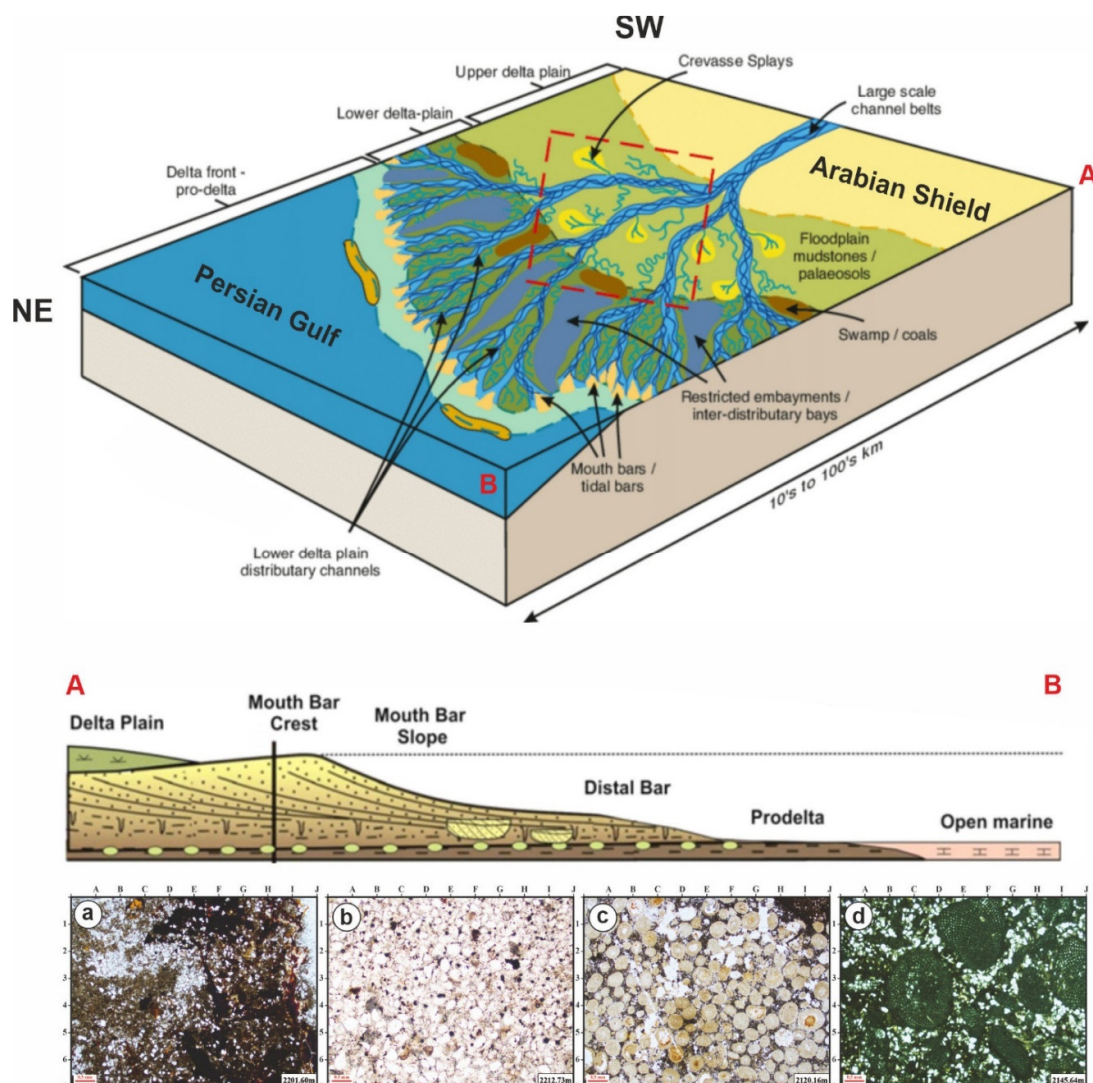
کربناته) است. مطالعات پیشین نیز نشان می‌دهد که این سازند در سیستم دلتایی و خلیج دهانه‌ای نهشته شده است (العیدان و همکاران، ۲۰۰۱؛ استرومنگر و همکاران، ۲۰۰۶؛ ون‌بوخم و همکاران، ۲۰۱۰؛ مهرابی و همکاران، ۲۰۱۹).

۵-۲- تطابق چینه‌نگاری سکانسی

یک انطباق چینه‌نگاری سکانسی برای سازند کژدمی در میدین واقع در بخش شمال غرب خلیج فارس و نواحی مجاور در جنوب شرقی و شمالی کویت و میدان بزرگ بورگان ارائه شده است (شکل ۸). همان‌طور که نشان داده شده است، طرح چینه‌نگاری سکانسی پوسامنتیر، یک چارچوب قابل اعتماد برای انطباق در مناطق مورد مطالعه فراهم آورده است (شکل ۸). در این مدل، سازند کژدمی اساساً از یک سکانس رسوبی کامل (شامل سیستم ترک‌های LST، TST و HST) و یک دسته رخساره تراز پایین (LST) در بالاترین بخش خود، جایی که به رخساره‌های پیش‌رونده سازند مودود تبدیل می‌شود، تشکیل شده است (شکل ۸). در میدان بورگان کویت، دو سکانس رسوبی رده ۳ در سازند بورگان متمایز شده‌اند (داتا و همکاران، ۲۰۱۲). در این میدان، قسمت پایینی ماسه غالب سازند بورگان را به عنوان رسوبات کانالی رودخانه‌ای بریده بریده و رخساره‌های پهنه‌ای دلتا را که معادل چینه‌شناسی عضو بورگان B در این سازند است، می‌توان تفسیر کرد. به سمت بالای سازند بورگان، این رخساره‌های ماسه غالب با رخساره‌های سیلیسی آواری ریز و رخساره‌های فراساحلی (دریایی) جایگزین می‌شوند که نشان‌دهنده سیستم ترک‌ت پیش‌رونده (TST) و سیستم ترک‌ت تراز بالا (HST) هستند. در این مطالعه، سیستم ترک‌ت پیش‌رونده توسط ماسه‌سنگ‌های ریز، سیلت‌سنگ‌ها و شیل‌ها مشخص می‌شود که این موضوع نشان‌دهنده تغییر از یک محیط پیشانی دلتا به پاشنه‌ی دلتا است و در انتها یک واحد سنگ‌آهک که نشان‌دهنده حداکثر سطح غرقابی است (شکل ۸). سیستم ترک‌ت تراز بالا عمدتاً از شیل‌های پرودلتا و رخساره‌های کربناته غنی از آهن دریای باز با لایه‌های نازک سیلت‌سنگ و ماسه‌سنگ‌های بسیار ریز (به صورت بینابینی) تشکیل شده است. با توجه به تغییرات جانبی رخساره‌ها، این امکان وجود دارد که رخساره‌های رسوبی در سیستم ترک‌های تفکیک شده در این مطالعه، با رخساره‌های شناسایی شده

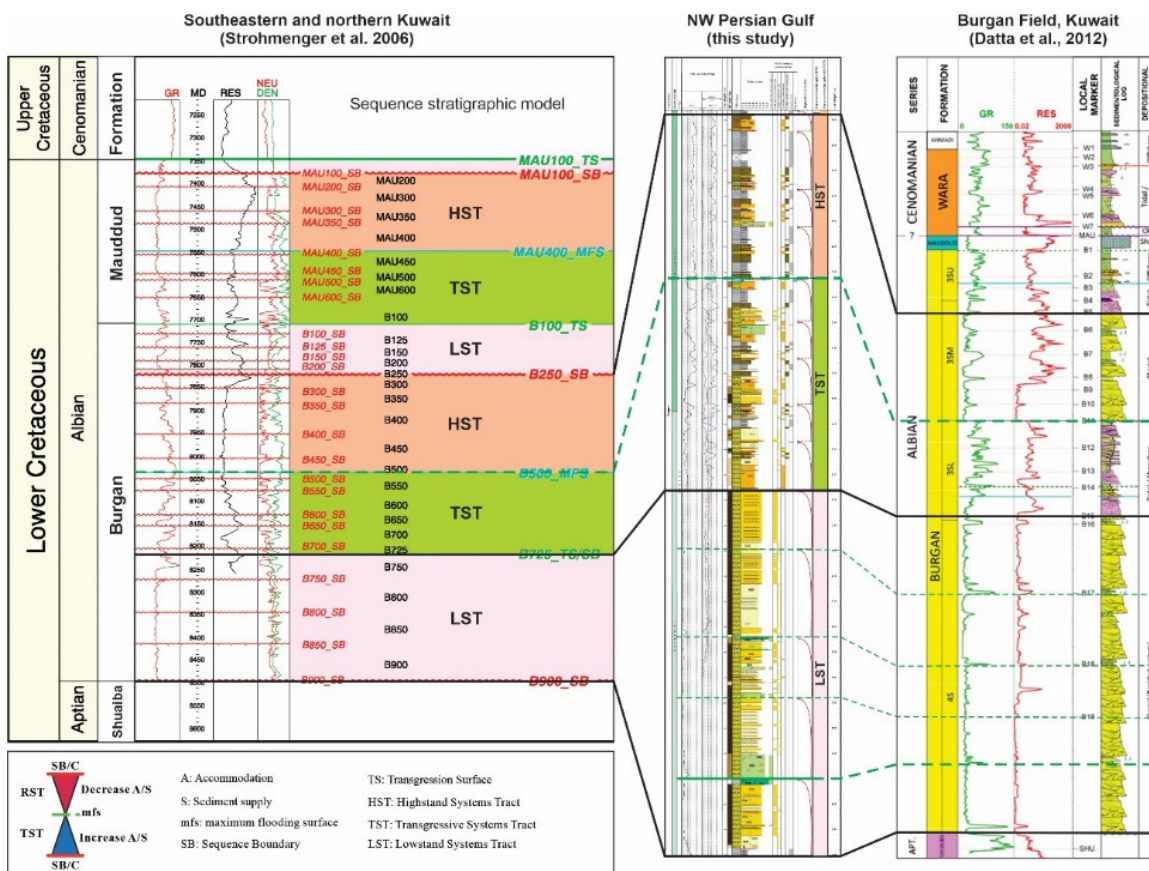
بورگان تا سازند مودود نشان‌دهنده‌ی یک سکانس پیشرونده‌ی بزرگ مقیاس است (استرومنگر و همکاران، ۲۰۰۶). عضو بورگان B در شرایط غالباً غیردریایی (دلتایی) نهشته شده است درحالی‌که عضو بورگان A در محیط‌های دریاچه‌ای تا فراساحلی نهشته شده است و دارای یک ساختار کامل از رخساره‌های متناوب (تکرارشونده) و واحدهای رسوبی کانالی است (دبویس و همکاران، ۱۹۹۷).

در میدان بورگان و سایر مناطق کویت و عربستان سعودی اندکی متفاوت باشند. تحقیقات قبلی نشان داده است که رسوبات سیلیسی آواری از سپر عربی در جنوب غربی سرچشمه گرفته و در طول افت سطح نسبی آب دریا یا در هنگام بالا آمدن منطقه منشأ، به دلتای بورگان در سمت شمال شرقی ریخته شده‌اند (العیدان و همکاران، ۲۰۰۱؛ مهرابی و همکاران ۲۰۱۹). گذر چینه‌شناسی از سازند



شکل ۷. بالا: مدل رسوبی شماتیک (اقتباس شده با تغییراتی از هلدریچ و همکاران، ۲۰۱۷)، وسط: برش طولی شماتیک (اقتباس شده با تغییراتی از مهرابی و همکاران، ۲۰۱۹) و پایین: تصاویر میکروسکوپی شماتیک از رخساره‌های رسوبی سازند کژدومی در شمال غرب خلیج فارس. (a) سیلتستون تا ماسه ریزدانه غنی از مواد آلی، (b) ماسه متوسط دانه با جورشدگی خوب، (c) رخساره اوئیدی آهن‌دار، (d) سنگ آهک ماسه‌ای حاوی اربیتولینا.

Fig. 7. Top: Schematic sedimentary model (adapted from Heldrich et al., 2017), Middle: Schematic cross section (adapted from Mehrabi et al., 2019) and Bottom: Schematic microscopic images of the sedimentary facies of the Kazhdumi Formation. (a) organic-rich silt to very fine sand, (b) well-sorted medium sand, (c) Fe-rich (sideritic) ooid facies, (d) sandy orbitolinid limestone.



شکل ۸. انطباق چینه‌نگاری سکانسی سازند کژدومی در شمال غربی خلیج فارس (در این مطالعه) با میدان بورگان (داتا و همکاران، ۲۰۱۲) و جنوب‌شرقی تا شمال کویت (استرومنگر و همکاران، ۲۰۰۶).

Fig. 8. Correspondence of the sequence stratigraphy of the Kazhdumi Formation in the NW Persian Gulf (this study) with the Burgan Field (Datta et al., 2012) and northern Kuwait (Strohmenger et al., 2006).

۵-۳- کیفیت مخزنی

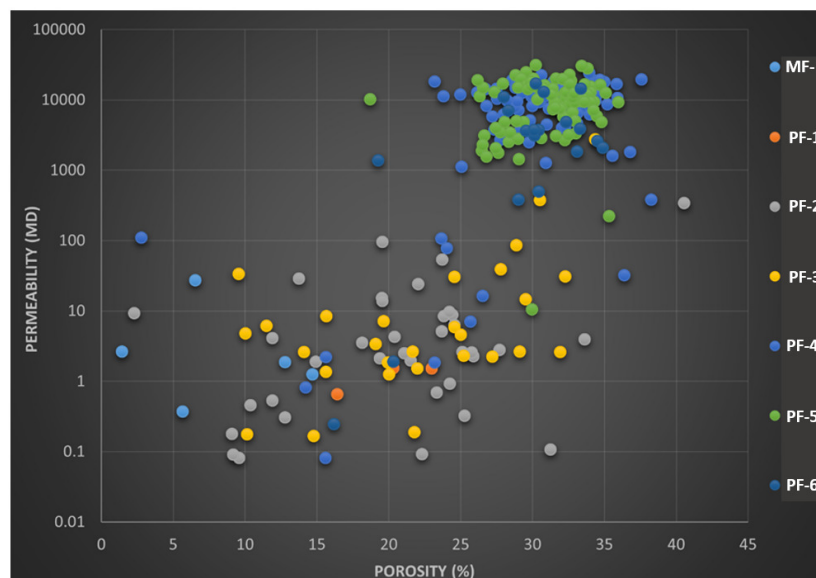
در این پژوهش، به منظور بررسی کیفیت مخزنی سازند کژدومی در مقیاس‌های مختلف از روش‌های متفاوتی استفاده شده است. نکته حائز اهمیت این است که هر روش تعیین گونه‌های سنگی در مقیاس مشخصی میزان ناهمگنی را نشان می‌دهد. بررسی خصوصیات مخزن و طبقه‌بندی آن‌ها از مراحل ضروری در مطالعات مخزن است که شناسایی انواع سنگ‌های اصلی مخازن از اهداف اصلی این تحلیل بود. روابط بین ویژگی‌های پتروگرافی و داده‌های پتروفیزیکی در اینجا بر اساس ارتباط بین رخساره‌ها و مقادیر تراوایی ایجاد می‌شوند که نتایج کلی ارتباط بین انواع رخساره‌ها و مقادیر تراوایی آن‌ها را می‌توان به صورت زیر خلاصه نمود (شکل ۹):

الف) رخساره‌های سنگ‌آهک و شیل (به ترتیب MF-1 و PF-1) دارای کیفیت مخزنی ضعیف تا متوسط هستند و با مقدار تراوایی پایین (کمتر از ۱ میلی‌داری) و تخلخل

کمتر از ۵ تا بالای ۲۰ درصد مشخص می‌شوند. ب) رخساره سنگ‌آهن (PF-2) و رخساره ماسه‌سنگ‌ها/سنگ‌های زیست‌آشفته (PF-3) دارای کیفیت مخزن متوسطی هستند. این رخساره‌ها با مقادیر تخلخل ۱۰ تا ۳۰ درصد و تراوایی کمتر از ۱۰۰ میلی‌داری مشخص می‌باشند.

ج) رخساره‌های ماسه‌ای (PF-4، PF-5 و PF-6) دارای بهترین کیفیت مخزن هستند. مقادیر تخلخل در این رخساره‌ها اغلب بالاتر از ۲۰ درصد و تراوایی آن‌ها عموماً بیشتر از ۱۰۰ میلی‌داری می‌باشد.

د) هیچ نمونه پلاگی به منظور آزمایش تخلخل و تراوایی از رخساره‌ی شیل ماسه‌ای/سیلتی (PF-7) وجود نداشته است. در نهایت، می‌توان این گونه نتیجه‌گیری کرد که سنگ‌شناسی، نسبت ماسه به گل و اندازه دانه‌های ماسه به همراه جورشدگی، کنترل قابل‌توجهی بر روی خواص مخزن (توزیع تراوایی) در این رخساره‌ها دارند (شکل ۹).



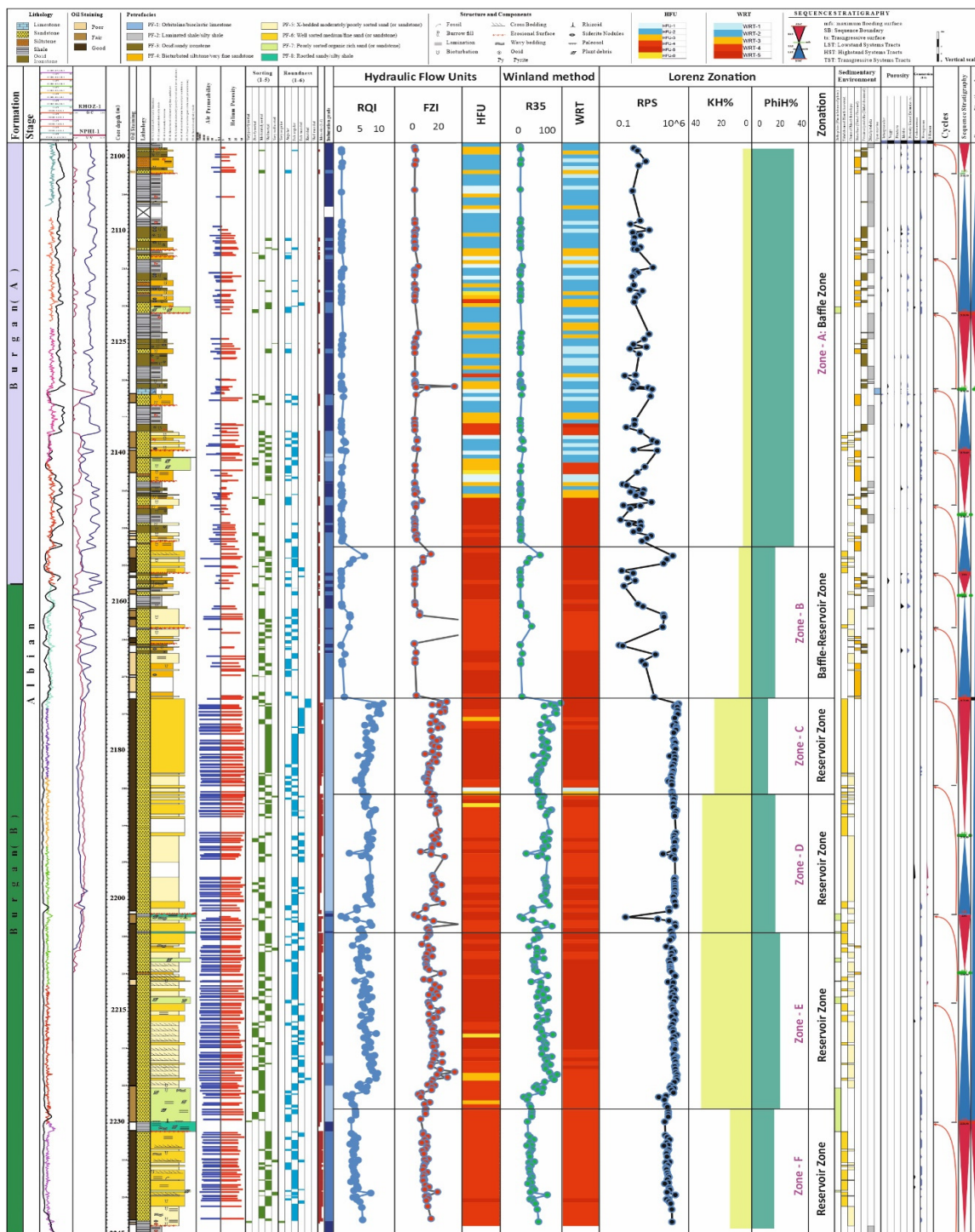
شکل ۹. نمودار متقاطع تخلخل در برابر تراوایی برای تمام رخساره‌ها (به جز رخساره PF-7) در سازند کژدمی.
Fig. 9. Porosity versus permeability plot for all facies (except for PF-7) in the Kazhdumi Formation

توجه به جایگاه چین‌نگاری سکansı قابلیت ردیابی و مدل‌سازی سه‌بعدی را دارند. نیمه‌ی بالایی سازند کژدمی که منطبق بر سیستم ترک‌های پیش‌رونده و تراز بالا در مدل اکسون و سیستم ترک‌های تراز بالا در مدل T-R می‌باشد، اساساً از تناوب رخساره‌های ماسه‌ای، سیلتی و رسی نهشته شده در بخش‌های جلویی و عمیق دلتا تشکیل شده است و به همین سبب نیز از کیفیت مخزنی متغیر و در کل پایین‌تری نسبت به بخش پایینی سازند برخوردار است (شکل ۱۰). نظیر چنین روندهایی از تغییرات کیفیت مخزنی در سازند کژدمی در میدان مورد مطالعه از نواحی مجاور نیز گزارش شده است. داتا و همکاران (۲۰۱۲) در ارزیابی جامع خود از سازند بورگان در کویت، تجمعات ضخیم ماسه‌ای واقع در بخش پایینی این سازند را بعنوان بهترین افق‌های مخزنی و تولیدی سازند بورگان معرفی کرده‌اند. آن‌ها همچنین، تناوب افق‌های ماسه‌ای سست تا نیمه‌سست را به همراه سیلستون‌های زیست‌آشفته از بخش‌های میانی و بالایی سازند بورگان گزارش کرده‌اند که بعنوان مخازن درجه دوم در این سازند به شمار می‌روند. هنرمند و همکاران (۲۰۱۵) خصوصیات مخزنی سازند بورگان را در میدان فروزان در شمال غرب خلیج فارس مورد ارزیابی قرار داده‌اند. بر اساس مطالعه آن‌ها، اندازه‌گیری‌های تخلخل و تراوایی مغزه‌های سازند بورگان نشان می‌دهند که تخلخل و تراوایی بین ۳ تا ۳۶/۳ درصد و ۰/۶ تا ۱۳۳۴۳ میلی‌داری متغیر است. مقادیر تخلخل و تراوایی مغزه

ستون جامع کیفیت مخزنی سازند کژدمی در چاه مورد مطالعه در شکل ۱۰ ارائه شده است. در این ستون، نتایج مربوط به مطالعات رسوب‌شناسی با گونه‌های سنگی مخزنی، واحدهای جریانی هیدرولیکی و زون‌بندی لورنز تلفیق شده‌اند. بر این اساس، تغییر در خصوصیات مخزنی در چهارچوب سکانس‌ها و سیستم ترک‌ها قابلیت بررسی دارند. همانگونه که پیش‌تر نیز اشاره شد، انباشت ضخیمی (حدود ۸۰ متر) از ماسه‌های سست تا نیمه سست دانه متوسط با جورشدگی خوب و فاقد ماتریکس (زمینه گلی) قابل توجه، موجب پدیدار آمدن مهمترین زون‌های مخزنی در نیمه‌ی پایینی سازند کژدمی در میادین واقع در شمال غرب خلیج فارس شده است. این واحدهای مخزنی با غلبه‌ی واحدهای جریانی هیدرولیکی با کیفیت بالا (HFU-4, HFU-5)، گونه‌های سنگی وینلند نشانگر گلوگاه‌های درشت (WRT-4, WRT-5) و وجود مقادیر بالای ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان مشخص می‌باشند که با بخش مربوط به سیستم ترک‌های تراز پایین (LST) سکانس کامل سازند کژدمی در مدل اکسون و سیستم ترک‌های پیش‌رونده (TST) مدل سکانس پیش‌رونده - پس‌رونده مطابقت می‌کنند. این گوه‌های ماسه‌ای تراز پایین تقریباً در سرتاسر میدان مورد مطالعه و نیز میادین مجاور واقع در ناحیه‌ی شمال‌غربی خلیج فارس گسترش دارند. همین گسترش وسیع ناحیه‌ای امکان شناسایی و تفکیک آن‌ها را در مقیاس میدان و بر روی داده‌های لرزه‌ای میسر کرده و با

محدود، دارای تخلخل و تراوایی پایین بوده و به عنوان فواصل غیرمخزنی محسوب می‌شوند. مقایسه بین مقادیر تخلخل - تراوایی مغزه و اندازه دانه و پارامترهای بافتی ماسه‌های غیرمتراکم بورگان نشان‌دهنده یک رابطه خوب بین کیفیت مخزن و اندازه دانه‌ها و جورشدگی آن‌ها است.

نشان می‌دهد که رابطه خوبی بین ویژگی‌های مخزن و رخساره‌های رسوبی سازند بورگان وجود دارد. ماسه‌سنگ‌های کانالی با دانه‌های ریز تا متوسط دارای بهترین کیفیت مخزن هستند، در حالی که نمونه‌های شیل و گل‌سنگ متعلق به محیط‌های گلی یا خلیج/مرداب



شکل ۱۰. ستون جامع کیفیت مخزنی سازند کژدومی در میدان مورد مطالعه واقع در شمال غرب خلیج فارس.

Fig. 10. Reservoir quality log of Kazhdumi Formation in the studied field in the NW Persian Gulf.

پسرونده تفکیک گردیدند. طرح چینه‌نگاری سکانسی اکسون، یک چارچوب قابل‌اعتماد برای انطباق در مناطق هدف را برای ما به وجود آورد. در این مدل، سازند کژدومی اساساً از یک توالی رسوبی کامل (یعنی LST، TST و HST) و یک دسته رخساره تراز پایین (LST) در بالا، جایی که به رخساره‌های پیشرونده و صعودی سازند مودود تبدیل می‌شود، تشکیل شده است. ارزیابی کیفیت مخزنی نشان داد که رخساره‌های PF-2 و PF-3 دارای کیفیت مخزن متوسط و رخساره‌های PF-4، PF-5 و PF-6 دارای بهترین کیفیت مخزنی هستند. درنهایت، می‌توان این‌گونه نتیجه‌گیری کرد که سنگ‌شناسی، نسبت ماسه به گل و اندازه دانه‌های ماسه به همراه جورشدگی، کنترل قابل‌توجهی بر روی خواص مخزن (توزیع تخلخل و تراوایی) در این رخساره‌ها دارند. تعیین گونه‌های سنگی مخزنی نیز با استفاده از روش نشانگر زون جریان منجر به تفکیک ۶ واحد جریان هیدرولیکی و روش وینلند منجر به شناسایی ۵ کلاس وینلند شد. همچنین با استفاده از روش لورنز، ۶ زون مخزنی، سدی و تله‌ای در سازند کژدومی در چاه مورد مطالعه شناسایی شد. گسترش این واحدهای جریان و گونه‌های سنگی مخزنی بخوبی در چهارچوب سکانس‌های رسوبی قابل ردیابی می‌باشد.

References

- Ahr, W. M (2008) *Geology of Carbonate Reservoir*. John Wiley and Sons Inc., Hoboken, 277 p. doi.org/10.1002/9780470370650.
- Aladwani, N. S., Alenezi, A., and Diab, A (2023) Investigation of the Cretaceous total petroleum system using wireline logs, core, and geochemical data in Bahrah Field, Northern Basin, Kuwait. *J Petrol Explor Prod Technol*, 13: 381- 406 doi.org/10.1007/s13202-022-01556-4.
- Al-Helal, A., AlRefai, Y., AlKandari, A., and Abdullah, M (2023) *Subsurface Stratigraphy of Kuwait* (pp. 27–50). doi.org/10.1007/978-3-031-16727-0_2.
- Al-Husseini, M. I (2007) Iran's crude oil reserves and production, *GeoArabia*, 12 (2): 69–94. doi.org/10.2113/geoarabia120269.
- Alizadeh, B., Rahimi, M., and Seyedali, S. M (2024) Total organic carbon (TOC) estimation using ensemble and artificial neural network methods; a case study from Kazhdumi Formation, NW Persian Gulf. *Earth Science Informatics*, doi.org/10.1007/s12145-024-01337-z.
- Alsharhan, A. S (1994) *Albian CLastics in the western Persian Gulf region*: A

بر اساس مطالعه العیدان و همکاران (۲۰۰۱)، به دلیل ماهیت کلی غنی از رس و اندازه دانه بسیار ریز تا ریز ماسه‌سنگ‌های بخش بالایی سازند بورگان، محتوای ریزدانه (رس) کنترل اساسی بر کیفیت مخزنی این بخش داشته است. در رخساره‌های دانه غالب ماسه‌ای، اندازه دانه نیز برای تراوایی بسیار مهم است. تغییرات دیاژنزی تنها در مقیاس محلی در سازند بورگان اهمیت دارند. بهترین همبستگی بین داده‌های تخلخل و تراوایی و بالاترین مقادیر این پارامترها در رخساره‌های ماسه‌سنگی تمیزتر مشاهده شده‌اند. مقادیر تراوایی مغزه‌های به‌دست‌آمده از داده‌های تحلیل مغزه بین حدود ۱۰ تا بیش از ۱۵۰۰ میلی‌داریسی متغیر است (میانگین ۵۱۳ میلی‌داریسی). مقادیر تخلخل مغزه برای رخساره‌های با کیفیت مخزن بین حدود ۵ تا ۳۰ درصد متغیر است و میانگین حسابی آن ۲۰ درصد است.

۶- نتیجه‌گیری

ارزیابی رسوب‌شناسی و زمین‌شناسی مخزنی بر روی مخزن کژدومی با استفاده از مجموعه داده کاملی از مغزه‌های حفاری شده، پلاگ‌ها و مقاطع نازک میکروسکوپی همراه با بررسی داده‌های تخلخل- تراوایی برای ارزیابی کیفیت مخزن انجام شده است. رخساره‌ها و محیط‌های رسوب‌گذاری مخزن مورد مطالعه در چارچوب چینه‌نگاری سکانسی مورد تفسیر قرار گرفت و درنهایت با معادل‌های چینه‌شناسی آن در منطقه خاورمیانه مقایسه گردید. مطالعات پتروگرافی مغزه و مقاطع نازک، نشان داد که در منطقه مورد مطالعه، سازند کژدومی دارای هشت نوع رخساره است که همگی نشان از یک محیط انتقالی از سیستم دلتایی سیلیسی آواری به پلتفرم کربناته کم‌عمق دریایی می‌باشند. این سازند متشکل از ماسه‌سنگ‌های خیلی دانه‌ریز تا دانه‌متوسط، رس‌سنگ، شیل‌های آهکی و توالی‌های محدود کربناته بود. بهترین کیفیت مخزنی سازند کژدومی متعلق به ماسه‌های دانه‌ریز تا متوسط نهشته شده‌ی کانالی است که رخساره‌های (PF-3) تا (PF-6) را شامل می‌شوند. این رخساره‌ها به دلیل نهشت سریع و مهاجرت زود هنگام نفت به درون آن‌ها، دیاژنز چندانی را تحمل نکرده‌اند. خصوصیات مخزنی آن‌ها اساساً تابع ویژگی‌های بافتی و رخساره‌ای است. سکانس‌های رسوبی سازند کژدومی در دو مدل اکسون و پیشرونده -

- Omega (Pt 1): 373–380.
- Haq, B. U. and Al-Qahtani, A. M (2005) Phanerozoic cycles of sea-level change on the Arabian platform. *GeoArabia*, 10 (2): 127–160 doi.org/10.2113/geoarabia1002127.
- Heldreich, G., Redfern, J., Legler, B., Gerdes, K., Williams, B. P. J (2017) Challenges in characterizing subsurface paralic reservoir geometries: a detailed case study of the Mungaroo Formation, North West Shelf, Australia. Geological Society, London, Special Publications, 444 (1): 59–108 doi.org/10.1144/SP444.13.
- Honarmand, J (2016) Factors Controlling Reservoir Quality of the Burgan Formation in Foroozan Oil Field, Persian Gulf. *Journal of Petroleum Research*, 25 (85-1): 86-99.
- Kolodzie, S (1980) Analysis Of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. Society of Petroleum Engineers of AIME, (Paper) SPE [Preprint] doi.org/10.2523/9382-ms.
- Mehrabi, H (2019) Reservoir characterization of the Burgan Formation in northwestern Persian Gulf. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174: 328–350.
- Mehrabi, H., and Bagherpour, B (2022) Scale, origin, and predictability of reservoir heterogeneities in shallow-marine carbonate sequences: A case from Cretaceous of Zagros, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 214: 110571.
- Mehrabi, H., Hajikazemi, E., Zamanzadeh, S. M., Farhadi, V (2023) Reservoir characterization of the Oligocene–Miocene siliciclastic sequences (Ghar Member of the Asmari Formation) in the northwestern Persian Gulf. *Petroleum Science and Technology*, 1–26. doi.org/10.1080/10916466.2023.2216229.
- Pettijohn, F. J (1975) *Sedimentary Rocks*. 2nd Edition, Harper and Row Publishers, New York, 628 p.
- Posamentier, H. W. and Vail, P. R (1988) Eustatic controls on clastic deposition II<>9d\sequence and systems tract models. Sea-level changes: an integrated approach, 125–154. doi.org/10.2110/pec.88.01.0125.
- Sharland, P. R (2004) Arabian plate sequence stratigraphy - Revisions to SP2. *GeoArabia*, 9 (1): 199–214.
- Strohmenger, C. J (2006) Sequence stratigraphy and reservoir architecture of the burgan and maaddud formations (Lower Cretaceous), Kuwait. AAPG Memoir, 213–245.
- Van Buchem, F. S. P (2010) Barremian - Lower Albian sequence-stratigraphy of southwest Iran (Gadvan , Dariyan and Kazhdumi formations) and its comparison with Oman , Qatar and the United Arab Emirates. *GeoArabia Special Publication 4*, 2(December): 503–548.
- Sedimentological and petroleum-geological interpretation. *Journal of Petroleum Geology*, 17(3): 279–300. doi.org/10.1111/j.1747-5457.1994.tb00135.x.
- Alsharhan, A. S (2014) Petroleum systems in the Middle East. In: Rollinson, H. R., Searle, M. P., Abbasi, A. I., Al-Lazki, A. I. and Al Kindi, M. H., Eds., *Tectonic Evolution of the Oman Mountains*, 392, Geological Society, London: 361-408. doi.org/10.1144/SP392.19.
- Amaefule, J. O (1993) Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/ wells. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 205–220. doi.org/10.2523/26436-ms.
- Beydoun, Z. R (1991) Arabian Plate Hydrocarbon Geology and Potential - A Plate Tectonic Approach. AAPG Studies in Geology, doi.org/10.1306/St33533.
- Bromhead, A. D., van Buchem, F. S. P., Simmons, M. D., and Davies, R. B (2022) Sequence stratigraphy, palaeogeography and petroleum plays of the Cenomanian–Turonian succession of the Arabian Plate: an updated synthesis. *Journal of Petroleum Geology*, 45(2): 119–161. doi.org/10.1111/jpg.12810.
- Christian, L (1997) Cretaceous Subsurface Geology of the Middle East Region. *GeoArabia*, 2(3): 239–256. doi.org/10.2113/geoarabia0203239.
- Davies, R. B., Payne, D., Taylor, K (1997) Reservoir Geology of the Burgan Formation in Raudhatain and Sabiriyah Fields, North Kuwait. Unpublished Badley Ashton report 97001 for Kuwait Oil Company.
- Dunham, R. J (1962) Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture. In: Ham, W.E., Ed., *Classification of Carbonate Rocks*, AAPG, Tulsa, 108-121.
- Ebrahimi, D (2017) Inspecting the Reservoir Characteristics of the Burgan Formation of Soroosh Oil Field Applying Rock Typing Methods in the Context of Geological Studies. *Open Journal of Geology*, 7(4): 488–504. doi.org/10.4236/ojg.2017.74034.
- Embry, A. F (1993) Transgressive-regressive (T-R) sequence analysis of the Jurassic succession of the Sverdrup Basin, Canadian Arctic Archipelago. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 30 (2): 301–320. doi.org/10.1139/e93-024
- Gomes, J. S., Riberio, M. T., Strohmenger, C. J., Negahban, S. Kalam, M. Z (2008) Carbonate reservoir rock typing the link between geology and SCAL. SPE Paper No. 118284. doi.org/10.2118/118284-MS.
- Gunter, G. W (1997) Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*,

Paleoenvironmental reconstruction, sequence stratigraphy and reservoir quality of Lower Cretaceous sequences (Kazhdumi Formation) in the northwest of the Persian Gulf

S. A. M. Shahidi¹, H. Mehrabi^{2*} and S. M. Zamanzadeh³

1- M. Sc., student. School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

2- Assist. Prof., School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

3- Assoc. Prof., School of Geology, College of Science, University of Tehran, Tehran, Iran

* mehrabi.hamze@ut.ac.ir

Received: 2024.7.21 Accepted: 2024.10.8

Abstract

This study aims to investigate the control of facies characteristics and depositional environments on the distribution of reservoir parameters (porosity and permeability) in the Kazhdumi (Burgan) reservoir formation in one of the fields in the northwest of the Persian Gulf. This formation is composed of fine- to medium-grained sandstones, mudstone, calcareous shales, and limited carbonate sequences, and consists of eight sedimentary facies. Based on the integration of sedimentological and reservoir properties, the Kazhdumi Formation is divided into two sections: the lower and upper parts. The lower section, composed of a thick sequence of high-quality sandstones, constitutes the most significant reservoir horizon. The sandstones in the upper part of this formation also have notable reservoir significance. In this study, a comprehensive dataset including core samples, plugs, and thin-section petrographic analyses, along with porosity-permeability data, were utilized to evaluate the reservoir quality of the Kazhdumi Formation. Based on the described facies, the depositional environment of the Kazhdumi Formation is interpreted as a deltaic to open marine setting in the northwest of the Persian Gulf. Sequence stratigraphy analysis was conducted using the transgressive-regressive method and the Exxon sequence stratigraphy model. To assess reservoir quality, methods such as reservoir quality index determination, Winland rock type classification, and modified Lorenz plot were employed. It was ultimately determined that the medium- to coarse-grained, well-sorted, matrix-free sandstone facies in the lower part of the Kazhdumi Formation created the best reservoir horizons. These facies, due to early oil migration and high sedimentation rates, underwent minimal diagenesis and remain loosely consolidated to semi-consolidated, correlating with the lowstand systems tract in the sedimentary sequence of the Kazhdumi Formation.

Keywords: Kazhdumi (Burgan) Formation, Persian Gulf, Lower Cretaceous, Paleoenvironment, Sequence stratigraphy, Reservoir quality

Introduction

The Lower Cretaceous clastic sedimentary sequences (Kazhdumi and Burgan formations) are among the most significant hydrocarbon reservoirs in the Persian Gulf and its adjacent regions. The study of facies characteristics, reconstruction of paleoenvironments, and their impact on the distribution of reservoir parameters is one of the most crucial studies that can significantly enhance the understanding, modeling, and production of reservoirs. To date, there have been limited studies on the various geological and reservoir aspects of the Lower Cretaceous reservoir sequences (Kazhdumi Formation), which is an

important siliciclastic reservoir in the Middle East, in the northwest Persian Gulf.

Therefore, further study of these reservoirs to achieve a comprehensive and accurate understanding, identify the factors controlling reservoir quality, and determine the distribution of reservoir horizons and their relationship with sequence stratigraphy is essential. This study aims to address these aspects using integrated geological and reservoir data. the entire sequence of the Kazhdumi Formation has been cored, providing an exceptional opportunity to study its facies, diagenesis, sequence stratigraphy, and reservoir quality. This study intends to integrate geological (petrography) and

petrophysical studies to evaluate the control of facies characteristics and depositional environment on the reservoir quality of the Kazhdumi Formation in one of the oil fields in the northwest Persian Gulf.

Data and Methods

In this study, the sedimentological and reservoir geological evaluation of the Kazhdumi Formation was conducted using a comprehensive dataset consisting of drilled cores, plugs, thin sections, and petrophysical logs, along with laboratory data analysis of porosity-permeability to assess reservoir quality. In total, 420 meters of core from three wells, 920 microscopic thin sections, 570 plugs for porosity-permeability measurements, and XRD analysis results on 47 samples from this formation were used to investigate its various geological features. The sampling interval for preparing thin sections was approximately 0.3 meters. Plug sampling from hardened cores with sandstone and limestone lithology was performed using standard methods. For sampling from unconsolidated cores (including loose to semi-consolidated sands or silts), a specialized sampling tool (Ergotech sediment immersion cutting device) was utilized.

Facies analysis was performed using standard models, and facies descriptions were based on the Dunham (1962) method for carbonate units and the Pettijohn (1975) method for sandstones. Additionally, neutron, density, and gamma ray petrophysical logs were used in conjunction with porosity-permeability measurements to evaluate the reservoir quality of the Burgan Formation. To determine the reservoir rock types, hydraulic flow units, and reservoir zoning, the following methods were employed:

Hydraulic flow units' determination using the flow zone indicators (FZI), Winland's pore size classification, and stratigraphic modified Lorenz plot (SMLP).

Results and Discussion

1. Microfacies analysis

Facies studies on drilled cores and microscopic thin sections led to the identification of eight main sedimentary facies in the Kazhdumi Formation, coded as PF1 to PF8.

Facies 1 (bioclastic limestone containing *Orbitolina*) is characterized by its fossil content (*Orbitolina* and echinoderms) and sedimentological features, indicating

deposition in an open marine environment. Facies 2 (laminated shale/silty shale), characterized by the presence of small foraminifera and echinoderms along with its shaly lithology and lamination, developed in the prodelta area, along with Facies 3 (sandy oolitic ironstone). Facies 4 (bioturbated siltstone to fine-grained sandstone) shows extensive bioturbation, suggesting deposition in the lower delta channels or delta front. The delta front facies include poorly to moderately sorted fine-grained sandstones with cross-lamination to massive bedding containing oxidized and fragmented particles (Facies 5 and 6). Delta plain facies, identified by evidence such as plant debris, coal streaks, and oxidized grains, are represented by Facies 7 and 8. Based on described facies and their interpretations, and considering previous studies, the sedimentary environment of the Kazhdumi Formation is regarded as an intermediate deltaic to open marine environment in the northwestern Persian Gulf. The sedimentary model of the formation comprises four main facies belts: delta plain (sub-environment), delta slope (delta front), prodelta, and open marine (inner carbonate platform). Previous studies also indicate that this formation was deposited in a deltaic and estuarine system within the Persian Gulf basin.

2. Sequence stratigraphy

In this study, sequence stratigraphic analysis of the Kazhdumi Formation was conducted using transgressive-regressive (T-R) methods (Embry, 1993) and the sequence stratigraphy scheme of Posamentier and Vail (1988), known as the Exxon model. In the transgressive-regressive sequence method, each sequence is divided into two facies assemblages (systems tracts): a transgressive systems tract (TST), bounded below by a sequence boundary and above by a maximum flooding surface (MFS), and a regressive systems tract (RST), bounded below by the maximum flooding surface (MFS) and above by a sequence boundary. In the Kazhdumi Formation, the transgressive systems tract is characterized by the accumulation of delta front and prodelta facies, while the regressive systems tract includes delta plain sands.

In the Exxon model, a complete depositional sequence for siliciclastic sequences includes lowstand systems tract (LST) facies assemblages, transgressive systems tract (TST) facies assemblages, and highstand systems

tract (HST) facies assemblages. In the study area, the Kazhdumi Formation consists of two transgressive-regressive sequences and one complete Exxon sequence.

A sequence stratigraphic correlation for the Kazhdumi Formation has been presented in fields located in the northwestern part of the Persian Gulf and adjacent areas in southeastern and northern Kuwait, and the Burgan Field. As demonstrated, the Posamentier sequence stratigraphy scheme provides a reliable framework for correlation in the studied regions. In this model, the Kazhdumi Formation primarily consists of a complete depositional sequence (including LST, TST, and HST systems tract) and a lowstand (LST) unit in its uppermost part, where it transitions into the overlying mudstone facies of the Maaddud Formation. Therefore, the sedimentological transition from the Kazhdumi (Burgan) Formation to the Maaddud Formation indicates a large-scale progradational sequence. Member B of the Kazhdumi Formation was predominantly deposited in non-marine (deltaic) conditions, whereas Member A was deposited in lacustrine to littoral environments and exhibits a complete structure of alternating (repetitive) facies and channelized sedimentary units.

3. Reservoir quality

Based on the studies and calculations conducted, and with the aid of the normal probability plot (cumulative) of FZI values, five distinct inflection points indicate the presence of six hydraulic flow units in the Kazhdumi reservoir. The cumulative probability plot and the cross-plots of porosity versus permeability and RQI (Reservoir Quality Index) versus PhiZ (normalized porosity) are used to distinguish the hydraulic flow units, as shown in Figure 4. The minimum, maximum, and average porosity-permeability values within the hydraulic flow units are presented in Table 2. Accordingly, we define six types of HFUs or rock types for the Burgan Formation in this study. Table 2 shows the range of logarithmic FZI values within different HFUs along with a descriptive classification of the reservoir quality of the evaluated samples.

In the Winland method, R35 values (radius of pore-throat-radius at 35% mercury saturation) are calculated based on the core porosity and permeability data. Subsequently, these data points are plotted on the Winland standard plot.

Based on the iso-pore-throat lines, five rock types are identified. Table 3 illustrates the range of R35 values across different rock types and evaluate their reservoir qualities.

Based on the calculated values of storage capacity (PhiH) and flow capacity (KH) for the Kazhdumi Formation, these values are plotted on a normal probability plot. Based on the inflection points observed in the plot, six Lorenz zones have been identified. Table 4 provides the range of PhiH and KH values along with the zoning of the Kazhdumi Formation based on these parameters.

A comprehensive reservoir quality log for the Kazhdumi Formation in the studied well is presented in Figure 10. In this log, results from sedimentological studies including reservoir lithologies, hydraulic flow units, and Lorenz zonation have been integrated. Accordingly, changes in reservoir characteristics within the framework of sequences and systems tracts can be examined. As mentioned earlier, a thick accumulation (approximately 80 meters) of medium- to coarse-grained sandstones with good sorting and significant absence of matrix has formed the most significant reservoir zones in the lower half of the Kazhdumi Formation in fields located in the northwestern Persian Gulf. These reservoir units are dominated by high-quality hydraulic flow units (HFU-4, HFU-5), Winland rock types indicative of large pore-throats (WRT-4, WRT-5), and exhibit high storage and flow capacities. They correlate with the lowstand system tract (LST) of the Kazhdumi Formation in Exxon's model and the transgressive system tract (TST) of the T-R model. These lowstand sand bodies are pervasive across the studied field and adjacent fields in the northwestern Persian Gulf region. Such extensive distribution facilitates their identification and delineation at field scale and enables their tracking and three-dimensional modeling based on their sequence stratigraphic positions. The upper half of the Kazhdumi Formation, corresponding to the RST of transgressive-regressive (T-R) model, and the highstand systems tract in Exxon's model, consists primarily of interbedded sequences of sandstone, siltstone, and shale deposited in the frontal and deeper parts of the delta. Consequently, it exhibits variable reservoir quality and generally lower quality compared to the lower part of the formation.

Conclusion

Sedimentological and reservoir geological evaluations of the Kazhdumi Formation have been conducted using a comprehensive dataset of drilled cores, logs, thin sections, and petrophysical logs, along with porosity-permeability analyses to assess reservoir quality. Reservoir facies and depositional environments of the studied reservoir were interpreted within the framework of sequence stratigraphy and ultimately compared with stratigraphic equivalents in the Middle East region. Petrographic studies of cores and thin sections indicate that the Kazhdumi Formation in our study area comprises eight facies types, all indicative of a transitional environment from siliciclastic deltaic to shallow carbonate platform. The formation consists predominantly of fine to medium-grained sandstones, siltstones, calcareous shales, and limited carbonate sequences. The best reservoir quality within the Kazhdumi Formation belongs to channelized, medium- to coarse-grained sandstones facies (PF-4) to (PF-7). These facies, due to rapid deposition and early oil migration, have undergone minimal diagenesis. Consequently, their reservoir characteristics primarily depend on their textural and facies characteristics.

The sedimentary sequences of the Kazhdumi Formation were delineated into two models: Exxon's sequence stratigraphy model and the T-R model. The Exxon sequence stratigraphy scheme provided a reliable framework for correlation in our target areas. In this model, the Kazhdumi Formation is primarily composed of a complete depositional sequence (i.e., LST, TST, and HST) and a lowstand (LST) systems tract at the top, where it transitions into the overlying carbonate facies of the Maaddud Formation.

Reservoir quality assessment showed that facies PF-3 and PF-4 exhibit moderate reservoir quality, whereas facies PF-5, PF-6, and PF-7 display the best reservoir quality. Consequently, it can be concluded that sedimentology, sand-to-shale ratio, and sand grain size significantly control reservoir properties (permeability distribution) in these facies. Identification of reservoir rock types was also achieved using flow zone indicator (FZI) and Winland methods, resulting in the recognition of 6 hydraulic flow units and 5 Winland classes, respectively. Additionally, Lorenz zonation identified 6 reservoir zones within the Kazhdumi Formation at the studied well. The extension of these flow units and reservoir rock types can be effectively tracked within the sequence stratigraphic framework.