

تحلیل و توزیع واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره الکتریکی در چارچوب سکانس‌های رسوبی سازند شورجه در یکی از میادین گازی شمال شرق ایران

میلاذ مرادی^۱، حسین رحیم‌پور بناب^{۱*}، علی کدخدائی^۲ و علی چهرازی^۳

۱- دانشکده زمین‌شناسی، پردیس علوم، دانشگاه تهران، ایران

۲- گروه علوم زمین، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز، ایران

۳- مدیریت طرح‌های اکتشافی، شرکت نفت فلات قاره ایران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۱/۰۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۵/۲۱

چکیده

سازند شورجه با سن کرتاسه پیشین (نئوکومین-بارمین)، یکی از مهم‌ترین سنگ مخزن‌های آواری در شمال شرق ایران است. با تلفیق اطلاعات مغزه حفاری، بررسی پتروگرافی و به کارگیری لاگ‌های پتروفیزیکی و داده‌های حاصل از آنالیز مغزه (تخلخل و تراوایی) واحد جریان هیدرولیکی و رخساره الکتریکی در توالی رسوبی سازند شورجه در پنج چاه میدان مشخص گردید. هدف این مطالعه، بررسی ارتباط بین واحد جریان هیدرولیکی و رخساره الکتریکی با جایگاه سکانس (سکانس‌ها و سیستم تراکت‌ها) و زون‌بندی توالی‌های رسوبی سازند شورجه در مخزن مورد مطالعه است. براساس داده تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه حفاری، تعداد چهار واحد جریان با استفاده از روش شاخص زون جریان تعیین گردید. تعداد چهار رخساره الکتریکی بر مبنای لاگ‌های گاما، نوترون، چگالی، صوتی و تخلخل مؤثر حاصل از ارزیابی‌های احتمالی با استفاده از روش خوشه‌سازی MRGC تعیین گردید. در نهایت، واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره الکتریکی تعیین شده در چارچوب سکانس‌های رسوبی مورد استفاده قرار گرفته و توزیع آن‌ها در درون مخزن و میدان مشخص گردید که انطباق مشخص بین زون‌های مخزنی و چارچوب چین‌نگاری سکانشی فراهم شود. در نهایت، پتروفاسیس‌های (میکروکنگولومرا، ماسه‌سنگ و آئید گریستون دولومیتی/ماسه‌ای/مختلط) مربوط به محیط‌های پرانرژی رودخانه بریده بریده و بخش پر انرژی لاگون تا سدهای جزرومدی یا شول، بهترین واحدهای مخزنی این توالی‌ها را در سکانس رسوبی زون D و B و بخش میانی زون C (C2) تشکیل داده‌اند. از سوی دیگر، پتروفاسیس‌های (رس سنگ/شیل، دولومادستون ماسه‌ای) مربوط به محیط‌های کم انرژی رودخانه بریده بریده (دشت سیلابی)، رودخانه مئاندری و پری تایدال (بالای جزرومد)، ضعیف‌ترین واحد مخزنی این توالی‌ها را در سکانس رسوبی زون A و E و به‌صورت متناوب در زون‌های C و D را تشکیل داده‌اند. با تلفیق نتایج حاصل از تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی در چارچوب سکانس‌ها و سیستم تراکت‌ها، ارتباط بین آنها و جایگاه سکانس‌ها و زون‌بندی مشخص شد.

کلمات کلیدی: واحد جریان هیدرولیکی، شاخص زون جریان، خوشه‌سازی MRGC، سکانس رسوبی، سازند

شورجه

*مسئول مکاتبات

rahimpor@ut.ac.ir

آدرس الکترونیکی
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/PR.2021.4402.2995)

مقدمه

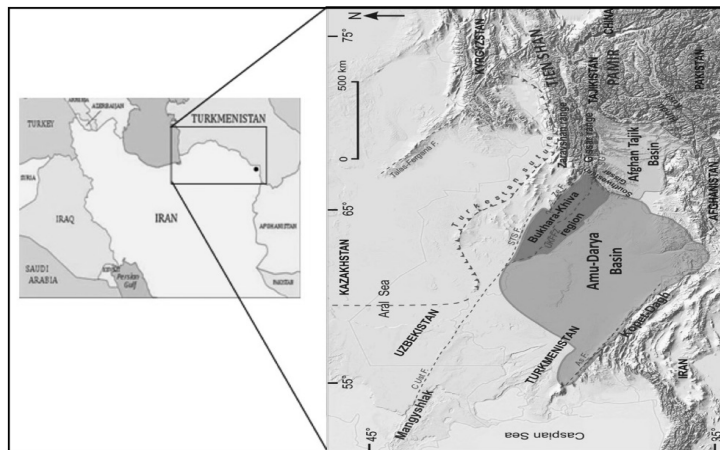
بهترین ابزار برای مطالعه چینه‌نگاری سکانسی معرفی کرد. واحد جریان هیدرولیکی روش کاربردی برای طبقه‌بندی سنگ مخزن و مشخص کردن کیفیت مخزنی براساس پارامترهای زمین‌شناسی و مهندسی است. این واحدهای جریان به صورت واحدهای قابل نقشه برداری و تطابق در حجم مخزن تعریف می‌شوند [۸ و ۹]. تاکنون مطالعات مختلفی از جنبه‌های زمین‌شناسی و مخزنی بر روی سازند شوربچه انجام شده این مطالعات توالی مذکور را از دیدگاه محیط رسوبی، تاریخچه دیاژنز و کیفیت مخزنی مورد بررسی قرار داده‌اند [۱۰-۱۳]. با این وجود مطالعه چینه‌نگاری سکانسی و تعیین واحدهای جریان سازند شوربچه و ارتباط بین آنها کمتر مورد بررسی قرار گرفته شده است. در این مطالعه، واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره الکتریکی برای ارتباط افق‌های مخزنی در این توالی مبتنی بر چینه‌نگاری سکانسی انجام شده است. هدف اصلی این مطالعه، زون‌بندی، تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره الکتریکی سازند شوربچه در پنج چاه میدان مورد مطالعه، بر مبنای تلفیق داده‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی در چارچوب سکانس رسوبی است.

زمین‌شناسی عمومی

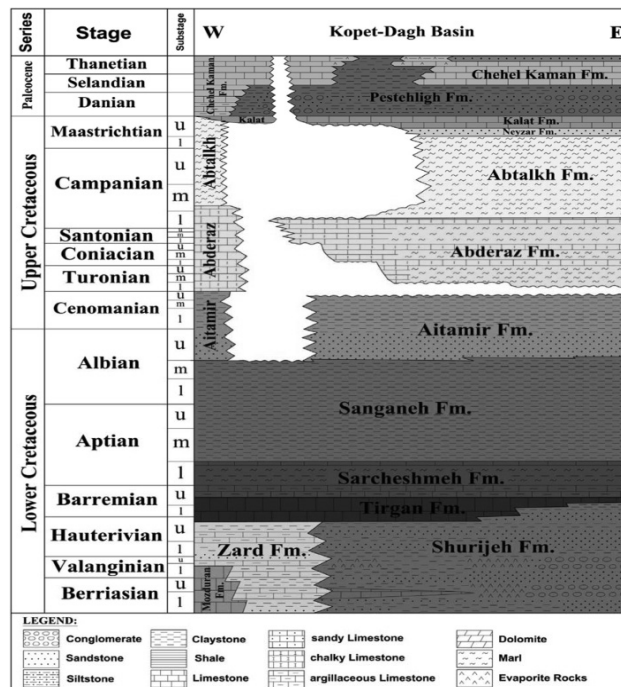
یکی از مهم‌ترین واحدهای رسوبی-ساختاری در شمال شرق ایران، حوضه رسوبی کپه داغ است (شکل ۱). این حوضه به دلیل رسوب‌گذاری توالی ضخیمی از نهشته‌های دریایی و رودخانه‌ای و نبود فعالیت آتشفشانی طی این دوره ژوراسیک-میوسن، پس از حوضه رسوبی زاگرس جزو مهم‌ترین نواحی برای اکتشاف منابع هیدروکربنی در کشور است [۱۱]. دو سازند مزدوران و شوربچه در این حوضه رسوبی بیشترین پتانسیل مخزن بودن را دارا هستند (شکل ۲).

سازند شوربچه در حوضه رسوبی کپه داغ با سنگ‌شناسی غالب آواری (کنگلومر، ماسه‌سنگ و شیل) و سازند کربناته (مزدوران) واحد زیرین سازند شوربچه، مهم‌ترین واحدهای مخزنی در این میدان مطالعه‌ای است. بازسازی محیط رسوبی این سازند براساس رخساره‌های رسوبی نشان می‌دهد که این سازند در نواحی خشکی طی یک فاز پسروی دریایی که در کرتاسه پیشین (نئوکومین-بارمین) حاکم بوده نهشته شده است [۱]. توالی سازند شوربچه در نواحی شرقی و جنوبی حوضه رسوبی کپه داغ در بخش زیرین مربوط به محیط رودخانه‌ای و در بخش بالایی عمدتاً در یک محیط دلتایی تا دریایی کم‌عمق رسوب‌گذاری کرده است [۲-۴]. با توجه به اهمیت روزافزون فرآورده‌های هیدروکربنی، اکتشاف و ارزیابی این مخازن امری لازم و ضروری است که علم چینه‌نگاری سکانسی^۱ یکی از مهم‌ترین ابزارها برای رسیدن به این هدف است. سکانس یک واحد زمان چینه‌ای^۲ متشکل از توالی‌های تا حدودی پیوسته و مرتبط از نظر زایشی که به صورت ناپیوستگی^۳ یا پیوستگی معادل^۴ در بالا و پایین مشخص می‌شود [۵]. با توجه به اینکه از نظر شرایط فیزیکی، شیمیایی و زیستی در شرایط یکسان نهشته شده‌اند، در نتیجه اغلب دارای خصوصیات مخزنی شبیه به هم می‌باشند [۶]. برای تغییرات سطح آب دریا مدل‌های مختلفی (پیشروی-پسروی و ...) ارائه شده است اما مدلی که بتواند به طور کامل همه شرایط رسوب‌گذاری و محیطی را توجیه کند وجود ندارد [۷]. چینه‌نگاری سکانسی براساس اطلاعات مختلفی نظیر مطالعه رخنمون، آنالیز مغزه، داده چاه‌پیمایی، خرده حفاری و داده لرزه‌ای قابل بررسی است. داده مغزه دقیق‌ترین روش برای مشخص کردن مرزهای سکانسی است اما محدودیت اقتصادی دارد اما داده چاه‌پیمایی به علت پیوستگی داده‌ها در کل توالی و دسترسی به این داده‌ها در بیشتر چاه‌های حفاری می‌تواند به عنوان

1. Sequence Stratigraphic
2. Chronostratigraphic Unit
3. Unconformity
4. Correlative Conformity



شکل ۱ نقشه موقعیت میدان‌های هیدروکربنی حوضه رسوبی کپه داغ در شمال شرق ایران و ترکمنستان [۱۱۴]

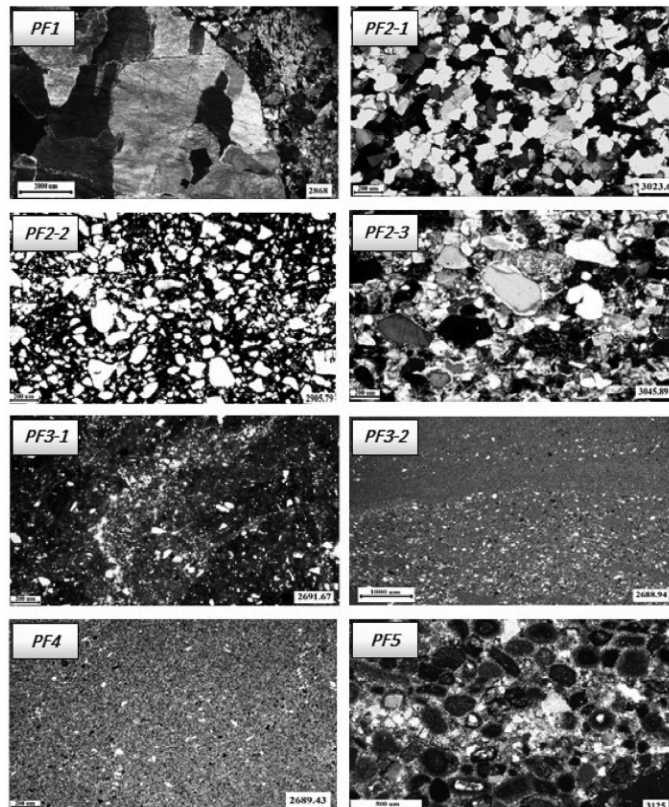


شکل ۲ ستون چینه‌شناسی کرتاسه در حوضه کپه داغ [۱۱۱]

است [۳ و ۴ و ۱۱]. توالی‌های ماسه‌سنگی سازند شوربچه در میدان مورد مطالعه، مخزن گازی را تشکیل می‌دهد و معادل آن (سازندهای کارابیل^۱، الموراد^۲ و شاتلیک^۳) در ترکمنستان است. واحدهای رسوبی بالا و پایین سازند شوربچه در میدان مورد مطالعه سازندهای کربناته تیرگان و مزدوران است (شکل ۳).

در اوایل ژوراسیک پسین-اوایل کرتاسه و در اثر فاز کوهزایی سیمین پسین، یک فاز خشکی‌زایی بخش وسیعی از حوضه رسوبی کپه داغ به‌ویژه بخش شرقی آن را متأثر ساخته و این حوضه را از آب خارج کرده است. در این زمان، در محدودی وسیعی از حوضه رسوبی کپه داغ رسوبات سیلیسی آوارای-تبخیری قرمز رنگ به نام سازند شوربچه در محیط‌های رسوب‌گذاری متنوع (رودخانه‌ای، سبخای قاره‌ای، سبخای ساحلی، دلتای، مردابی، دشت ساحلی و دریایی) برجای گذاشته شده

1. Karabil Fm.
2. Almurad Fm.
3. Shatlyk Fm.



شکل ۳ پتروفاسیس‌های سازند شورپیجه در میدان مورد مطالعه: PF1 (میکروکنگولومرا، ذرات کوارتز چندبلوری در زمینه ماسه تا سیلیتی (XPL))، PF2-1 (کوارتز آرنایت (XPL))، PF2-2 (کوارتز وک (PPL))، PF2-3 (ساب لیتارنایت (XPL))، PF3-1 (رس سنگ قرمز (PPL-۲))، PF3 (رس سنگ انیدریتی (XPL))، PF4 (دولومادستون ماسه‌ای، ذرات پراکنده کوارتز در زمینه دولومیتی (XPL)) و PF-5 (آیید گرینستون دولومیتی-ماسه‌ای (XPL))

داده‌ها و روش مطالعه

شده است. در این روش، هر سکانس به چهار سیستم تراکت (LST، FRST، HST و TST) تقسیم شده است که توسط دو مرز سکانسی (سطوح ناپیوستگی) محدود می‌شود. برای تعیین سطوح کلیدی (به‌ویژه مرز سکانسی و حداکثر سطوح غرقابی) و زون‌بندی سازند شورپیجه از تلفیق اطلاعات رسوبی (طرح برانبارش رخساره‌ای که از ارزیابی پتروفیزیکی احتمالی در نرم‌افزار ژئولاگ^۲ مشخص شده است)، لاگ‌های پتروفیزیکی و همچنین از نرم‌افزار سیکلولاگ^۳ استفاده شده است. در این مطالعه برای تخمین واحدهای جریان هیدرولیکی در دو چاه دیگر میدان که فاقد داده مغزه (تخلخل و تراوایی) بودند.

در این مطالعه برای بررسی چینه‌نگاری سکانسی و تلفیق آن با واحدهای جریان، مجموعه‌ای از اطلاعات شامل ۸۱۱ m مغزه حفاری (سه چاه میدان)، گزارش شرکت نفت مناطق مرکزی ایران بر روی ۳۱۸۱ عدد مقطع نازک و ۱۵۱۵ عدد پلاگ تخلخل و تراوایی (سه چاه میدان)، لاگ‌های پتروفیزیکی (شامل لاگ‌های گاما، نوترون، صوتی، چگالی و مقاومت) در پنج چاه میدان استفاده شده است. نام‌گذاری پتروفاسیس براساس طبقه‌بندی فولک [۱۵] و پتی جان و همکاران [۱۶] صورت گرفته و شرایط محیط رسوبی آن براساس طبقه‌بندی مایال [۱۷] تفسیر شده است. به دلیل اینکه سازند در یک محیط روخانه‌ای-دریایی نهشته شده است به منظور تعیین سکانس‌های رسوبی از روش اگسون^۱ پیروی

1. Exxon School
2. Geolog
3. Cyclolog

ریزرخساره (پتروفاسیس) در سازند شوربچه در چاه‌های مورد مطالعه گردید که خلاصه آن در **جدول ۱** ارائه گردیده است. همانطوری که در **جدول ۱** آمده است، رخصاره‌های رسوبی مخزن کرتاسه پیشین در چاه‌های مورد مطالعه شامل رخصاره‌های متعلق به بخش بالایی پهنه جزر و مدی، پهنه جزر و مدی، لاگون، رودخانه بریده شامل پشته‌های طولی و روخانه مئاندری (دشت سیلابی و دریاچه شاخ گاوی) است. در این مطالعه براساس بررسی‌های میکروسکوپی انجام شده بر روی مقاطع نازک موجود از مغزه‌ها و خرده‌های حفاری توالی سازند شوربچه در چاه‌های مورد مطالعه، تعداد ۵ رخصاره اصلی شامل: میکروکنگلومر، ماسه‌سنگ، رس سنگ/شیل، دولومادستون ماسه‌ای و آئیدگرینستون دولومیتی ماسه‌ای شناسایی گردید.

به کمک لاگ‌های پتروفیزیکی و به کارگیری شبکه عصبی مصنوعی (ANN)، مدل پرسپترون چند لایه (MLP) با دقت ضریب رگرسیون بالای ۹۱٪ در مرحله تست شبکه، تخلخل و تراوایی در نرم‌افزار متلب تخمین زده شد و با استفاده از دیتای تخلخل و تراوایی، واحد جریان هیدرولیکی این مخزن با استفاده از مفهوم شاخص زون جریان تعیین گردید و به منظور تعیین رخصاره الکتریکی از روش خوشه‌سازی MRGC در نرم‌افزار ژئولاگ استفاده گردیده است. واحد جریان هیدرولیکی و رخصاره الکتریکی در چارچوب سکانس رسوبی تطابق داده شده‌اند و ارتباط بین آنها در همه چاه‌های مورد استفاده در میدان بررسی شده است.

نتایج

رخصاره‌های رسوبی

مطالعات رخصاره‌ای منجر به شناسایی تعداد ۵

جدول ۱ پتروفاسیس و محیط رسوبی شناسایی شده در سازند شوربچه

پتروفاسیس	کد رخصاره	خصوصیات رخصاره	محیط رسوبی	زون مخزنی
میکروکنگلومر	PF1	عمدتاً ذرات دانه درشت کوارتز، خرده‌های ماسه‌سنگ و کربناته-نیمه گرد شده و دارای جورشدگی ضعیف تا متوسط- معمولاً سیمان سیلیسی و کلسیتی آغشته به اکسید آهن همراه با سیمان انیدریتی	بخش پر انرژی رودخانه‌های بریده بریده (پشته‌های طولی)	قاعده زون B
ماسه‌سنگ	PF2	عمدتاً ذرات دانه متوسط کوارتز ارنایت، ساب لیتارنایت و کوارتز وک-ذرات کوارتز ارنایت دارای جورشدگی خوب تا متوسط و سیمان سیلیسی، کلسیتی و به میزان کمتر کلریت، و ذرات ساب لیتارنایت و کوارتز وک دارای جورشدگی ضعیف، و میزان ماتریکس از ۴۵-۱۵٪ متغیر است	بخش پرنرژی رودخانه بریده بریده(کوارتز ارنایت)، بخش کم انرژی رودخانه بریده بریده (ساب لیتارنایت و کوارتز وک)	زون B، D و میان لایه زون C
رس سنگ/شیل	PF3	عمدتاً به صورت رس سنگ‌های قرمز و رس سنگ‌های انیدریتی-بخش عمده رس سنگ قرمز ذرات رس، سیلت و ماسه‌های ریز و بخش رس سنگ انیدریتی عمده ذرات رس، سیلت و بلورهای انیدریتی به صورت نودل و دارای آثار اشفتگی زیستی	رس سنگ‌های قرمز: بخش کم انرژی رودخانه بریده بریده (دشت سیلابی)، رس سنگ انیدریتی: مربوط به بخش رودخانه مئاندری (دشت سیلابی، خاکریز و دریاچه شاخ گاوی)	رس سنگ‌های قرمز زون E و A و به صورت متناوب در زون‌های C و D، رس سنگ انیدریتی غالباً در زون A و C
دولومادستون ماسه‌ای	PF4	عمدتاً از زمینه دولومیکرایتی با ذرات ماسه دانه ریز تا متوسط- جورشدگی پایین و زاویه دار	پری تایدال (بالای جزر و مد تا لاگون)	بخش‌های از زون C، ابتدای زون E، انتهای زون A
آئید گرینستون دولومیتی/ ماسه‌ای/مختلط	PF5	عمدتاً شامل آئید و کوارتز در زمینه دولومیتی، آئیدها دارای هسته کوارتز و فابریک مماسی-آئیدها دارای جورشدگی و گردشدگی خوب- سیمان کلسیتی	بخش پر انرژی لاگون تا سدهای جزر و مدی یا شول	بخش میانی زون C

واحد جریان هیدرولیکی

تعیین واحد جریان هیدرولیکی (HFU) براساس شاخص زون جریان (FZI) یکی از رایج‌ترین روش‌ها برای تفکیک زون مخزنی از غیرمخزنی در توالی رسوبی است [۱۹]. در این روش با استفاده از داده‌های تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه و محاسبه شاخص کیفیت مخزن (RQI) و نسبت پوکی تخلخل به سنگ زمینه (PMR) و قرار دادن آن در رابطه ۱، مخزن هیدروکربن را به واحدهای با خصوصیت مخزن مجزا تفکیک می‌کنند [۱۸ و ۱۹]:

$$FZI = \frac{RQI}{PMR}, RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{k}{j}}, PMR = \frac{f}{1-f} \quad (1)$$

در این رابطه، FZI شاخص زون جریان، RQI شاخص کیفیت مخزن و PMR تخلخل نرمال شده است. جهت تعیین تعداد بهینه واحدهای جریان هیدرولیکی از روش‌های خطای مجذور میانگین مربعات، آنالیز هیستوگرام و نمودار احتمالی نرمال برروی شاخص زون جریان توسط محققین استفاده می‌گردد که در این مطالعه از هر سه روش برای انتخاب تعداد بهینه واحدهای جریان هیدرولیکی استفاده شده است.

خطای مجذور میانگین مربعات

یکی از رایج‌ترین روش‌ها برای تعیین تعداد واحد جریان بهینه استفاده از روش خطای مجذور میانگین مربعات است و به این صورت است که ابتدا کل توالی مخزنی به تعداد متفاوتی از واحدهای جریانی تفکیک می‌گردد. سپس برای هر واحد جریانی، تراوایی با استفاده از رابطه ۲ تخمین زده می‌شود:

$$K = 1014 \times FZI_{mean}^2 \times j_e^3 / (1 - j_e)^2 \quad (2)$$

در رابطه ۲، مقدار عددی ۱۰۱۴ ضریب تبدیل تراوایی از um^2 به md ، ϕ_e تخلخل و FZI_{mean} میانگین شاخص زون جریان در هر واحد جریان است. حالتی که در آن تراوایی با خطای کمتری تخمین زده می‌شود، نشان دهنده تعداد بهینه واحد جریان است [۲۰]. در توالی مخزن سازند شورویچه با انتخاب یک دسته واحد جریان میزان خطا تخمین تراوایی بالا خواهد

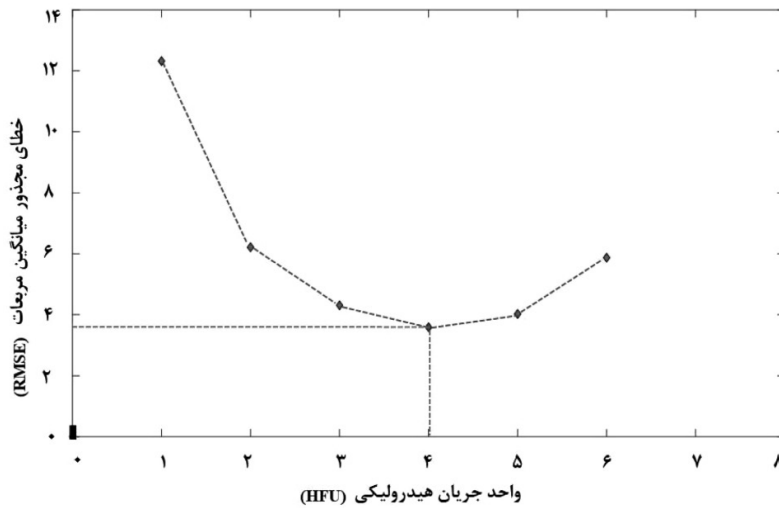
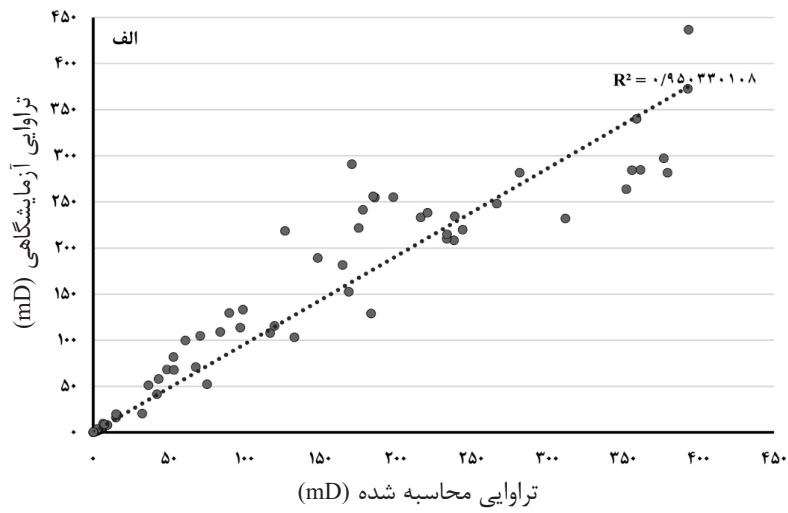
بود و با انتخاب تعداد چهار دسته واحد جریان میزان خطای تخمین رفته‌رفته کاهش یافته و بعد از آن دوباره رو به افزایش است (شکل ۴). بنابراین کل توالی سازند شورویچه را از لحاظ کیفیت مخزنی می‌توان به چهار واحد جریان تقسیم کرد.

آنالیز هیستوگرام

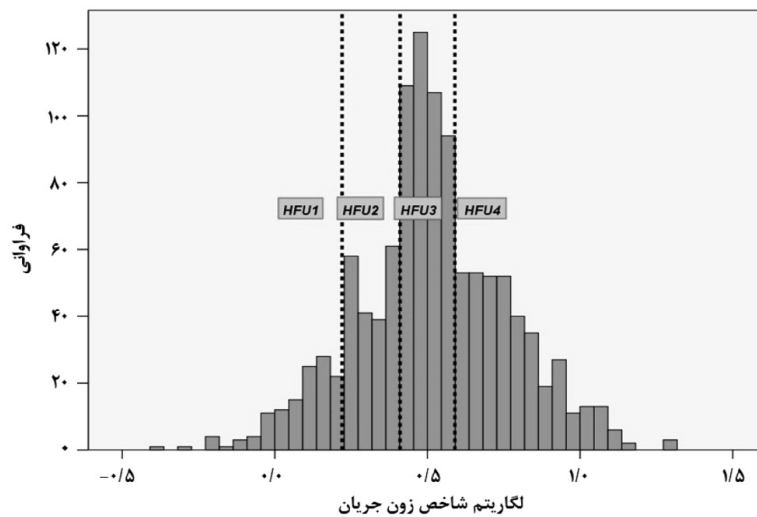
در این روش، هیستوگرام توزیع الگاریتمی شاخص زون جریان برای هر واحد جریان هیدرولیکی به صورت توزیع نرمال است [۲۱]. با رسم هیستوگرام لگاریتم شاخص زون جریان، چهار واحد جریان هیدرولیکی تفکیک گردید (شکل ۵). در انتخاب تعداد بهینه واحد جریان، روش آنالیز هیستوگرام به دلیل انتخاب هر دسته به صورت کیفی با خطای بیشتری نسبت به نمودار احتمال نرمال و خطای مجذور میانگین مربعات همراه است.

نمودار احتمال نرمال

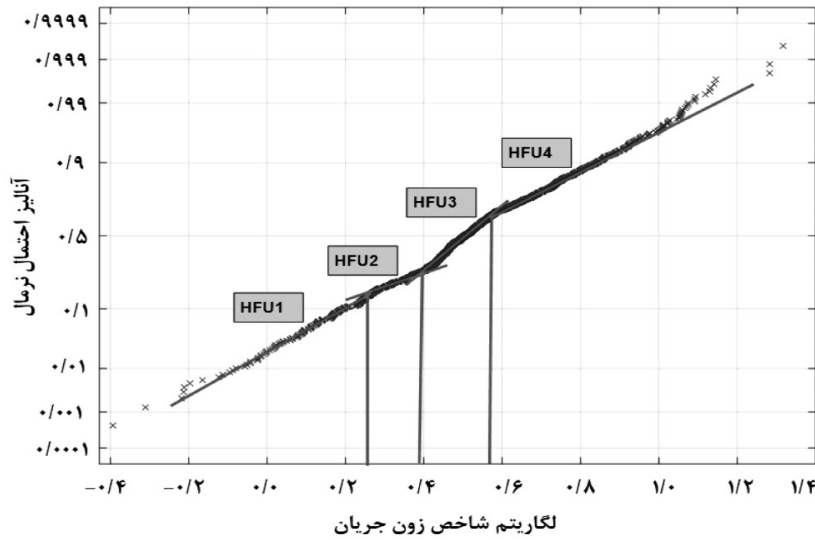
یکی دیگر از مدل‌ها برای تفکیک واحدهای جریان هیدرولیکی با کیفیت مخزنی متفاوت استفاده از نمودار احتمال نرمال است [۲۲]. در این روش، آنالیز احتمال نرمال برروی داده‌های لگاریتمی شاخص زون جریان با رسم نمودار فراوانی تجمعی شاخص زون جریان در مقابل لگاریتم آن رسم می‌گردد. با رسم این نمودار براساس تغییر شیب و تعیین نقاط شکست روی آن واحدهای جریان هیدرولیکی مشخص می‌گردد. در این مطالعه پس از رسم نمودار شاخص زون جریان در نرم‌افزار متلب براساس تغییر شیب و نقاط شکست منحنی، چهار واحد جریان هیدرولیکی شناسایی گردید (شکل ۶). نمودار تخلخل در مقابل تراوایی برای واحدهای جریان هیدرولیکی ۱ تا ۴ در شکل ۷ نمایش داده شده است. تفکیک قابل قبول موجود بین داده‌ها و ضریب همبستگی (R2) بالای بین داده تخلخل و تراوایی موجود در هر واحد جریان هیدرولیکی، حاکی از انتخاب مناسب تعداد بهینه واحدهای جریان در مخزن مورد مطالعه است. مقادیر آماری مربوط به هر واحد جریان در جدول ۲ آورده شده است.



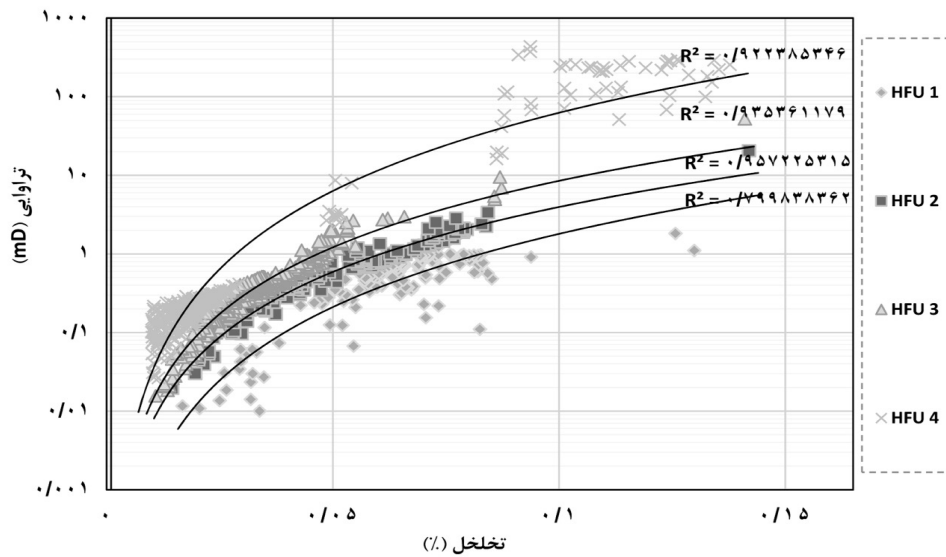
شکل ۴ الف) مقایسه تراوایی تخمین زده شده با تراوایی مغزه ب) خطای مجذور میانگین مربعات (RMSE) در تخمین تراوایی



شکل ۵ تعداد چهار دسته واحد جریان تفکیک شده توسط آنالیز هیستوگرام



شکل ۶ نمودار احتمالی لگاریتم شاخص زون جریان



شکل ۷ نمودار تخلخل و تراوایی برای هر واحد جریان تفکیک شده در توالی مخزنی سازند شورپیجه

جدول ۲ مقادیر آماری مربوط به تخلخل و تراوایی، شاخص کیفیت مخزن و شاخص زون جریان برای چهار واحد جریان هیدرولیکی تعیین شده در سازند شورپیجه

کد واحدهای جریان هیدرولیکی	میانگین تخلخل	میانگین تراوایی	میانگین شاخص کیفیت مخزن	میانگین شاخص زون جریان	حد برش لگاریتم شاخص زون جریان (Log-FZI)	کیفیت مخزنی
HFU1	۰/۰۶۲	۰/۵۴۵	۰/۰۸۳	۱/۲۵۵	$\text{Log-FZI} < ۰/۲۲$	ضعیف
HFU2	۰/۰۵۳	۰/۹۲۴	۰/۱۱۳	۲/۰۵۵	$۰/۲۲ < \text{Log-FZI} < ۰/۴۰$	متوسط
HFU3	۰/۰۳۴	۰/۶۴۴	۰/۱۱۰	۳/۱۳۱	$۰/۵۹ < \text{Log-FZI} < ۰/۴۰$	خوب
HFU4	۰/۰۳۰	۲۳/۴۴۰	۰/۲۴۸	۶/۴۲۴	$\text{Log-FZI} > ۰/۵۹$	خیلی خوب

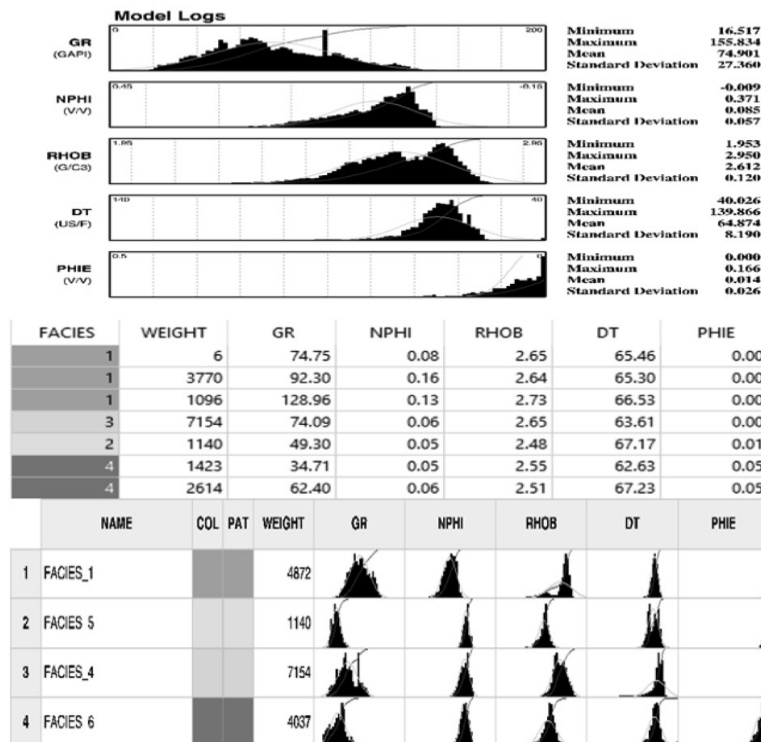
رخساره الکتریکی

به منظور تعیین رخساره‌های الکتریکی^۱ و تطابق آن با واحدهای جریان هیدرولیکی در چارچوب چینه‌نگاری سکansı از مجموعه‌ای از پاسخ لاگ‌ها شامل گاما، نوترون، چگالی، صوتی و تخلخل مفید حاصل از ارزیابی احتمالی پتروفیزیکی در پنج چاه میدان مورد مطالعه با استفاده از روش خوشه‌سازی MRGC در نرم‌افزار ژئولاگ دسته بندی انجام شد [۲۳ و ۲۴]. نمودار فراوانی لاگ‌های ورودی برای ساخت مدل رخساره الکتریکی در شکل ۸ آمده است. در روش رخساره الکتریکی از مجموعه‌ای از پاسخ لاگ‌ها استفاده می‌شود و با استفاده از مدل ریاضی برحسب شباهت داده‌ها، هر دسته تفکیک می‌گردد. اما تفاوت در ابعاد نمودارها نسبت به ابعاد زمین‌شناسی باعث پیچیده شدن شناسایی رخساره الکتریکی شده است [۲۵ و ۲۶]. در این مطالعه براساس لاگ‌های ورودی تعداد چهار رخساره الکتریکی برای مخزن مورد مطالعه تفکیک گردید

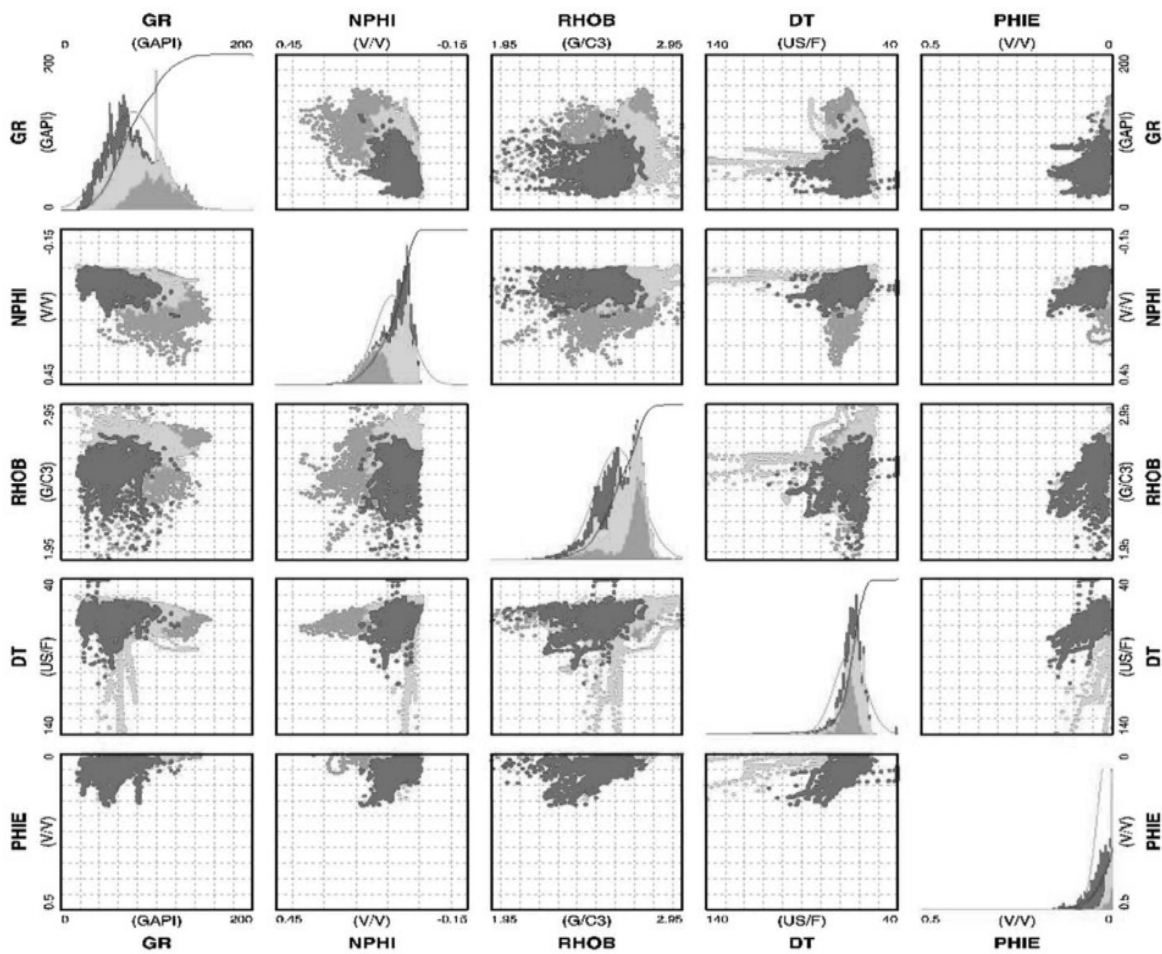
شکل ۸ و مقایسه‌ای از رفتار دو به دو خوشه‌ها در شکل ۹ نمایش داده شده است. بر همین اساس، رخساره الکتریکی با بالاترین کیفیت مخزنی شامل EF3 و EF4 است. این رخساره‌ها با مقادیر بالای تخلخل مؤثر و لاگ صوتی و مقادیر پایین لاگ‌های گاما و چگالی مشخص می‌شوند. رخساره الکتریکی با کیفیت مخزن پایین شامل EF1 و EF2 است. این رخساره‌ها با مقادیر بالای لاگ‌های گاما و چگالی و مقادیر کم تخلخل مؤثر و لاگ صوتی مشخص می‌گردند.

تفسیر نتایج

ترسیم واحدهای جریان هیدرولیکی تفکیک شده به کمک مدل‌های شاخص زون جریان و رخساره الکتریکی در کنار نتایج مطالعات رخساره‌ای در چارچوب چینه‌نگاری سکansı با هدف یافتن ارتباط آنها با واحدهای سکansı صورت گرفت.



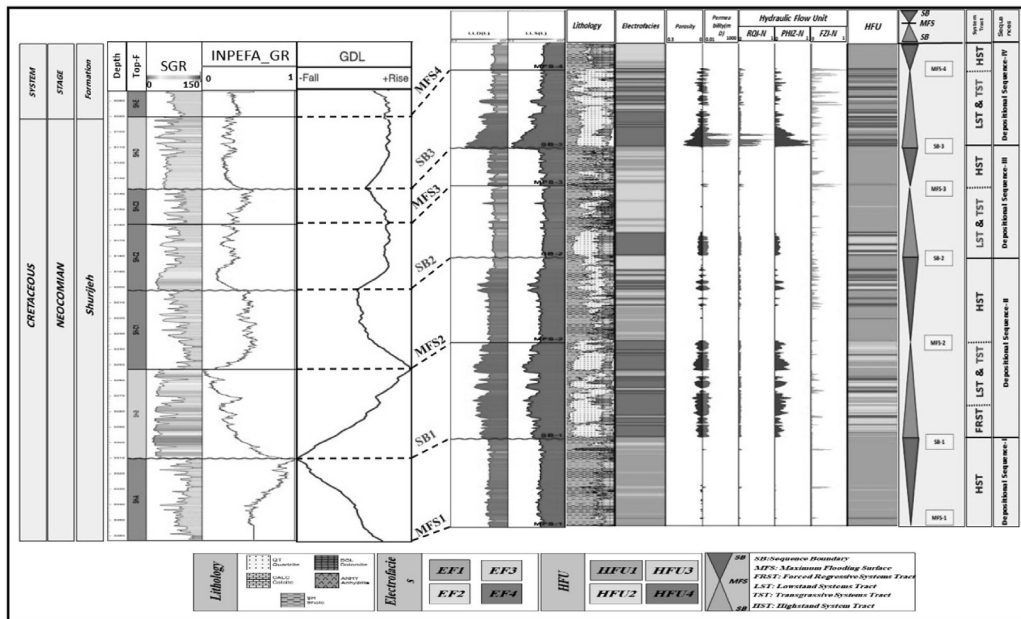
شکل ۸ (الف): فراوانی لاگ‌های ورودی برای ساخت مدل (ب) پارامترهای آماری مربوط به هر رخساره الکتریکی



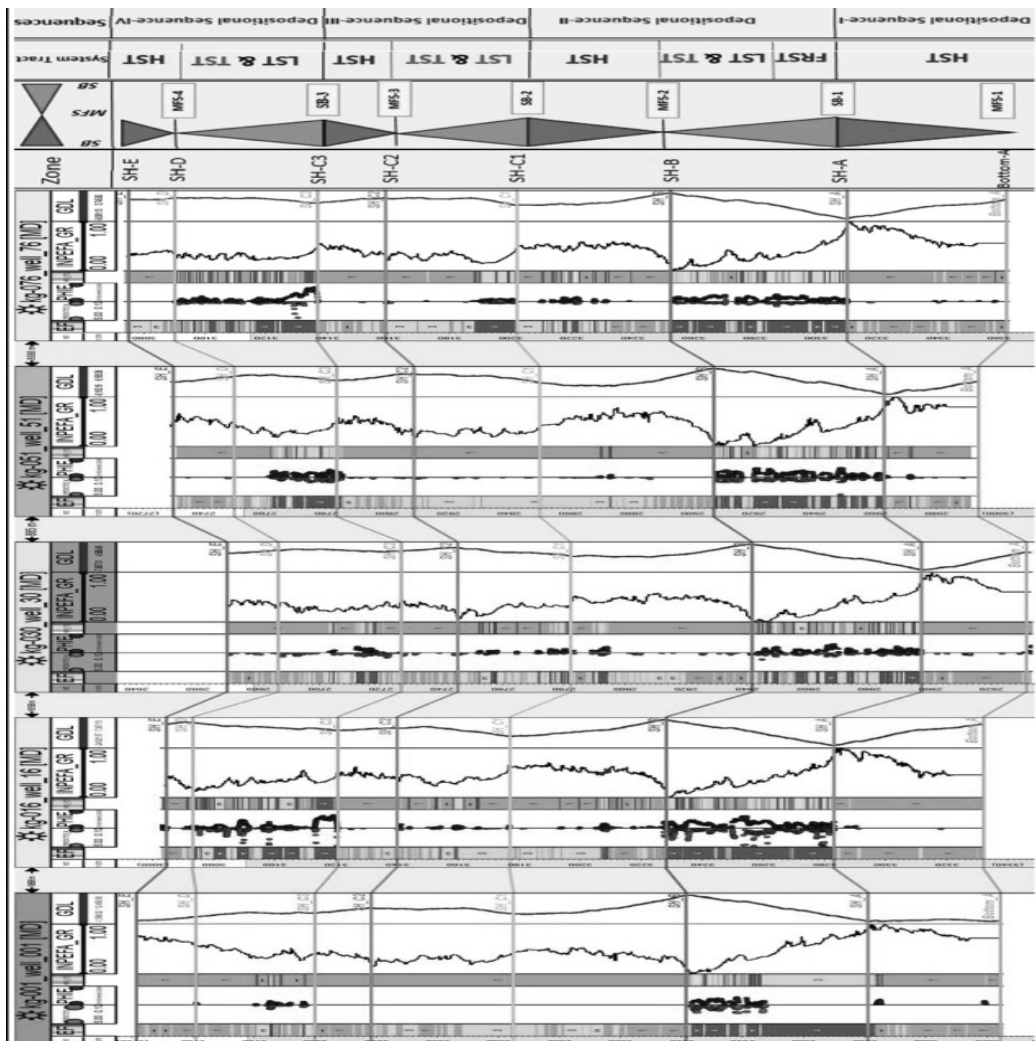
شکل ۹ مقایسه‌ای از رفتار دو به دو خوشه‌ها

احتمالی پتروفیزیکی)، INPEFA حاصل از لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) در قالب سکانس استراتیگرافی، زون‌بندی مخزن شورپیجه در میدان مورد مطالعه انجام گردید. بر مبنای این مطالعه، هفت زون منطبق بر سیستم تراکت‌های سه سکانس کامل و یک نیم سکانس معرفی گردید. مرز این زون‌ها با سطوح کلیدی سکانسی (مرز سکانس و حداکثر سطح غرقابی) منطبق است. با انطباق آن با تغییرات نمودار INPEFA حاصل از لاگ گاما در نرم‌افزار سیکلولوگ و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) به چاه‌های دیگر موجود در میدان تعمیم داده شده تا ارتباط واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره الکتریکی با INPEFA و انحراف از معیار لاگ گاما حاصل از لاگ گاما در قالب سکانس و سیستم تراکت مورد ارزیابی قرار گیرد:

برای رسیدن به این هدف نمودار جامع کیفیت مخزن براساس اطلاعات حاصل از واحدهای جریان هیدرولیکی، رخساره الکتریکی و لاگ‌های پتروفیزیکی و اطلاعات رسوب‌شناسی سازند شورپیجه ترسیم گردید (شکل ۱۰). براساس این نمودار، ارتباط معناداری بین واحدهای جریان هیدرولیکی (HFU) و رخساره الکتریک (EF) با یکدیگر و با واحدهای سکانسی وجود دارد. این روابط در قالب سکانس و سیستم تراکت‌های رسوبی هر سکانس توضیح داده شده است. در شکل ۱۱ ارتباط واحدهای جریان تفکیک شده براساس رخساره الکتریکی و شاخص زون جریان در پنج چاه میدان برای ارتباط با سکانس و سیستم تراکت‌ها تطابق داده شده است. براساس تغییرات شرایط رسوب‌گذاری، رخساره رسوبی و طرح برانبارش (حاصل از ارزیابی



شکل ۱۰ ستون یکپارچه رسوبی و کیفیت مخزنی سازند شوربچه در یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه



شکل ۱۱ تطابق واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره‌های الکتریکی با جایگاه چینه‌شناسی سکانسی، در چاه‌های مورد مطالعه سازند شوربچه

نیم سکانس اول

در این نیم سکانس^۱ فضای رسوب گذاری^۲ کمتر از میزان ورود رسوب است. این فاز سیستم تراکت (HST) سکانس اول است که فاز پیشرونده (TST) آن بخش فوقانی سازند کربناته مزدوران بوده است. این نیم سکانس معادل زون تحتانی سازند شوربیجه (زون A) است که با تفاوت سنگ شناسی مشخص از کربناته (دولومیت) به رسوبات دانه ریز آواری (شیل) مشخص می شود و تا ابتدای ظهور رخساره های آواری دانه متوسط تا درشت (ماسه سنگ و کنگلومرا) زون B ادامه دارد. این زون غالباً متشکل از شیل های سرخ رنگ ماسه ای که در بعضی جاه ها گاه ها با ظهور میان لایه های دولومیتی و ندول انیدریتی مشخص می شود. از نظر محیط رسوبی این زون بیشتر در ارتباط با پهنه های گلی و دشت سیلابی رودخانه است و ضخامت این زون از ۲۰ تا ۴۰ m متغیر است و فاقد کیفیت مخزنی است. مرز تحتانی زون A منطبق بر حداکثر سطح غرقابی سکانس اول (MFS1) با افزایش INPEFA لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) و مرز فوقانی آن منطبق با مرز سکانسی اول (SB1) و با کاهش INPEFA لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) مشخص می شود. سیستم تراکت HST در نیم سکانس اول به دلیل تخلخل و تراوایی خیلی پایین، سبب غلبه واحدهای جریان (HFU1 و HFU2) و رخساره های الکتریکی (EF1 و EF2) شده است.

سکانس دوم

این سکانس شامل سیستم تراکت های FRST، TST و HST است. در سیستم تراکت های FRST و TST فضای رسوب گذاری بیشتر از میزان ورود رسوب و معادل زون B و در سیستم تراکت HST فضای رسوب گذاری کمتر از میزان ورود رسوب و معادل زون C1 است. نیم سکانس رسوبی، سیستم تراکت (TST) سکانس دوم با حفر کانال رودخانه ای در فاز سیستم تراکت (FRST) شروع شده و در توالی چینه شناسی با تغییر سنگ شناسی و شرایط

رسوب گذاری، از رسوبات آواری دانه ریز (شیل) به رسوبات دانه متوسط تا درشت دانه (ماسه سنگ و کنگلومرا) قابل تفکیک است. با افزایش فضای رسوب گذاری کانال حفره شده و به تدریج با رخساره های آواری ماسه سنگی و کنگلومرا با طرح ریز شونده به سمت بالا پر می شود و با رسیدن به حداکثر سطح غرقابی سکانس دوم (MFS2) رخساره ماسه سنگ به شیل تبدیل می گردد. مرز تحتانی زون B منطبق بر مرز سکانس اول (SB1) است و در این مرز به دلیل تغییر سنگ شناسی از شیل به ماسه و کنگلومرا با کاهش INPEFA قرائت لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) مشخص می گردد و مرز فوقانی زون B منطبق بر حداکثر سطح غرقابی سکانس دوم (MFS2) باعث افزایش مشخص قرائت INPEFA لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) و تبدیل رخساره ماسه سنگ به شیل مشخص می گردد. ضخامت زون B از ۵۰ تا ۷۰ m متغیر است. در این نیم سکانس از سکانس دوم به دلیل رخساره های دانه درشت کنگلومرا و ماسه سنگ، تخلخل و تراوایی بالا را شاهد هستیم و این نیم سکانس بیشتر با واحد جریان هیدرولیکی (HFU3 و HFU4) و رخساره الکتریکی (EF3 و EF4) در ارتباط است. نیم سکانس رسوبی از سیستم تراکت (HST) سکانس دوم در توالی چینه شناسی با رسوب گذاری رسوبان آواری دانه ریز (شیل) که در بخش فوقانی با زیست آشفستگی و ندول انیدریتی مشخص می شود. از نظر محیط رسوب گذاری این سیستم تراکت (HST) در دشت سیلابی رودخانه نهشته شده است و معادل زون C1 است که فاقد کیفیت مخزنی است. ضخامت زون C1 در چاه های میدان از ۱۵ تا ۲۵ m متغیر است. مرز تحتانی این سیستم تراکت منطبق به حداکثر سطح غرقابی سکانس دوم (MFS2) با تغییر سنگ شناسی ماسه به شیل و افزایش قرائت INPEFA لاگ گاما و انحراف

1. Hemi-Sequence
2. Accommodation

الکتریکی (EF3) در ارتباط است. نیم سکانس رسوبی سیستم تراکت (HST) سکانس سوم با توالی چینه‌شناسی و سنگ‌شناسی دولومیت و شیلی با میان لایه‌ها و ندول انیدریتی غالب می‌شود. وجود این سنگ‌شناسی نشان‌دهند حداکثر سطح غرقابی سکانس سوم (MFS3) است. این سطح با تغییر سنگ‌شناسی از ماسه به دولومیت نشان‌دهند استقرار محیط دریایی در منطقه است. از نظر محیط رسوب‌گذاری این زون نشانگر پهنه بالای جزر و مدی دریایی است. زون C3 از لحاظ موقعیت چینه‌شناسی بین زون C1 و D قرار دارد که مرز تحتانی این نیم سکانس منطبق بر حداکثر سطح غرقابی سکانس سوم (MFS3) و با تغییر سنگ‌شناسی ماسه‌سنگ و شیل به دولومیت همراه است و مرز فوقانی آن با مرز سکانس سوم (SB3) و با تغییر سنگ‌شناسی رخساره‌های دولومیتی و شیلی به ماسه‌سنگ مشخص می‌گردد. ضخامت این زون از ۴۰ تا ۶۰ m متغیر است. مرز تحتانی و فوقانی این نیم سکانس، به ترتیب با افزایش و کاهش قرائت INPEFA لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) همراه است. این نیم سکانس (HST) از سکانس سوم بیشتر با واحد جریان هیدرولیکی (HFU1) و رخساره الکتریکی (EF1 و EF3) در ارتباط است.

سکانس چهارم

این سکانس متشکل از یک سیستم تراکت (TST) و معادل زون D و یک سیستم تراکت (HST) و معادل زون E از توالی سازند شوربچه است. مرز تحتانی نیم سکانس، سیستم تراکت (TST) از سکانس چهارم منطبق بر مرز سکانسی سوم (SB3) و با تغییر سنگ‌شناسی دولومیت و شیل به ماسه‌سنگ و مرز فوقانی آن منطبق با حداکثر سطح غرقابی سکانس چهارم (MFS4) و با تغییر سنگ‌شناسی ماسه به شیل همراه است. از لحاظ محیط رسوب‌گذاری سکانس چهارم در یک محیط رودخانه‌ای ماندری (شامل کانال و دشت ساحلی) نهشته شده است.

از معیار لاگ گاما (GDL) اما مرز فوقانی این سیستم تراکت منطبق بر مرز سکانسی دوم (SB2) با تغییر سنگ‌شناسی شیل به ماسه یا انیدریت و کاهش قرائت INPEFA لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) مشخص می‌شود. سیستم تراکت HST، سکانس دوم با واحدهای جریان هیدرولیکی (HFU1 و HFU2) و رخساره‌های الکتریکی (EF1 و EF2) در ارتباط است. در واقع سکانس دوم از نهشته‌های دو سیستم تراکت LST و HST تشکیل شده است و بخش TST در آن قابل تفکیک ناست.

سکانس سوم

این سکانس شامل سیستم تراکت‌های TST و HST است. سیستم تراکت TST معادل زون C2 و در سیستم تراکت HST معادل زون C3 سازند شوربچه است. نیم سکانس رسوبی سیستم تراکت (TST) سکانس سوم با چینه‌شناسی و رسوب‌گذاری ماسه‌سنگ و دولومیت (به نسبت کمتر) مشخص می‌شود. در واقع زون C2 دارای رخساره‌های متنوعی از ماسه‌سنگ، دولومیت، شیل و انیدریت است. مرز تحتانی این نیم سکانس منطبق بر مرز سکانسی دوم (SB2) و با رخساره‌های ماسه‌سنگی مربوط به رودخانه یا ساحل مشخص می‌شود و مرز فوقانی آن منطبق بر حداکثر سطح غرقابی سکانس سوم (MFS3) و با تغییر رخساره ماسه‌ای و شیلی به دولومیت آئیدی همراه است. این رسوبات از نظر محیط رسوب‌گذاری در یک محیط کانالی نزدیک به ساحل یا سیستم آواری ساحلی نهشته شده است. در بیشتر چاه‌ها نیم سکانس TST از سکانس سوم قابل تفکیک به سیستم تراکت‌های LST و TST ناست. ضخامت این زون از ۴۰ تا ۵۰ m متغیر است. زون C2 در مرز تحتانی با کاهش قرائت IN-PEFA لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) و در سطح فوقانی با افزایش قرائت INPEFA لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) همراه است. این سیستم تراکت (TST)، سکانس سوم با واحدهای جریانی هیدرولیکی (HFU3 و HFU4) و رخساره

سنگ/شیل، دولومادستون ماسه‌ای و آلییدگرینستون دولومیتی ماسه‌ای با مشخصات بافتی و ترکیبی مختلف گردید.

۲- با استفاده از دو روش INPEFA حاصل از لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL)، زون بندی سازند شورپیجه انجام گرفت و با مقایسه زون بندی های پیشین دقت بالای استفاده از لاگهای پتروفیزیکی برای مشخص کردن زون بندی سازند شورپیجه به اثبات رسید.

۳- با استفاده از داده تخلخل و تراوایی حاصل از آنالیز مغزه، تعداد ۴ واحد جریان هیدرولیکی (HFU) براساس خطای مجذور میانگین مربعات، نقاط شکست و هیستوگرام لگاریتم شاخص زون جریان (FZI) شناسایی گردید و توزیع آن در مخزن مورد مطالعه مشخص شد. براساس این روش، زون مخزنی و غیر مخزنی توالی های رسوبی سازند شورپیجه در چاه های مورد مطالعه مشخص گردید.

۴- تعداد ۴ رخساره الکتریکی (EF) بر مبنای لاگ های گاما، نوترون، چگالی، صوتی و تخلخل مفید حاصل از ارزیابی احتمالی مولتی مین و به کمک مدل خوشه سازی MRGC در نرم افزار ژئولاگ تفکیک گردید و براساس ترسیم فراوانی و آنالیز آماری مقادیر لاگ های مذکور، الکتروفاسیس ها براساس کیفیت مخزنی رده بندی گردید.

۵- ارتباط واحدهای جریان هیدرولیکی با رخساره الکتریکی بررسی شده و تطابق بالای آن را نشان می دهد.

۶- در نهایت با تلفیق نتایج حاصل از تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره های الکتریکی در چارچوب سکانس ها و سیستم تراکت های به بررسی ارتباط موجود بین آنها و جایگاه سکانس و زون بندی پرداخته شد. در نتیجه رخساره های دانه درشت (میکروکنگومرا، ماسه سنگ و آلیید گرینستون دولومیتی ماسه ای/مختلط) مرتبط با محیط رسوبی رودخانه بریده بریده و بخش پر انرژی لاگون تا سدهای جزرومدی یا شول که در

ضخامت زون D در چاه های میدان بسیار متغیر و از ۲۰ تا ۵۰ m است. مرز تحتانی زون D به دلیل تغییر سنگ شناسی از شیل به ماسه با کاهش قرائت IN-PEFA لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) و مرز فوقانی به دلیل تغییر سنگ شناسی از ماسه به شیل با افزایش قرائت INPEFA لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) همراه است. سیستم تراکت (TST) سکانس سوم بیشتر با واحد جریان هیدرولیکی (HFU3 و HFU4) و رخساره الکتریکی (EF4) در ارتباط است. نیم سکانس رسوبی سیستم تراکت (HST) سکانس چهارم با توالی رخساره های شیلی و به صورت متناب دولومیتی (مرز فوقانی) قابل تفکیک است. مرز تحتانی نیم سکانس رسوبی از سیستم تراکت (HST) از سکانس چهارم دارای میان لایه های ماسه ای (حدود چند متر) است که باعث شده است حداکثر سطح غرقابی سکانس چهارم (MFS4) به صورت تدریجی باشد و مرز فوقانی این نیم سکانس با تغییر سنگ شناسی شیل به کربناته سازند تیرگان مشخص می شود. ضخامت زون E از ۲۰ تا ۴۰ m متغیر است. مرز تحتانی و فوقانی این نیم سکانس به ترتیب با افزایش و کاهش قرائت INPEFA لاگ گاما و انحراف از معیار لاگ گاما (GDL) مشخص می شود. و سیستم تراکت (HST) سکانس چهارم با واحد جریان هیدرولیکی (HFU1) و رخساره الکتریکی (EF3) در ارتباط است.

نتیجه گیری

مطالعه خصوصیات رخساره ای و خصوصیت مخزنی توالی های کرتاسه پیشین، در پنج چاه میدان مورد مطالعه در بخش شمال شرق ایران، با هدف تعیین رخساره های رسوبی، زون بندی، بررسی و تحلیل توزیع واحدهای جریان هیدرولیکی و رخساره الکتریکی سازند شورپیجه و ارتباط آنها با سکانس های رسوبی منجر به نتایج زیر گردید:

۱- مطالعه پتروگرافی منجر به شناسایی تعداد ۵ پتروفاسیس، شامل: میکروکنگومرا، ماسه سنگ، رس

در سکانس رسوبی زون A، E و بالا و پایین زون C (C1 و C3) به وجود آورده‌اند.

تشکر و قدردانی

از آقای دکتر هادی امین رسولی عضو هیئت علمی گروه زمین‌شناسی دانشگاه کردستان جهت راهنمایی در این مطالعه و شرکت خدماتی مهندسی کیش (KPE) به خاطر در دسترس قرار دادن اطلاعات چاه تشکر و قدردانی می‌نماییم.

ارتباط با سیستم تراکت (TST) سکانس رسوبی است بهترین افق مخزنی (HFU4, HFU3) را در سکانس‌های رسوبی زون B و D و بخش میانی زون C (C2) را به وجود آورده‌اند. از سوی دیگر، رخساره‌های دانه‌ریز، رس سنگ/شیل و دولومادستون ماسه‌ای متعلق به محیط‌های رسوبی بخش کم انرژی رودخانه بریده بریده و رودخانه‌های مئاندری (دشت سیلابی) و سوپرتایدال (بالای جزرومد تا لاگون)، که در ارتباط با فاز سیستم تراکت (HST) سکانس رسوبی است بدترین افق مخزنی (HFU1, HFU2) را

مراجع

- [1]. Moussavi-Harami R, Brenner R L (1990) Lower cretaceous (Neocomian) fluvial deposits in eastern Kopet-Dagh basin, Northeastern Iran, *Cretaceous Research*, 11, 2: 163-174.
 - [2]. Moussavi-Harami R A, Mahboubi M, Nadjafi R, Brenner M, Mortazavi (2009) Mechanism of calcrete formation in the Lower Cretaceous (Neocomian) fluvial deposits, northeastern Iran based on petrographic, Geochemical Data, *Cretaceous Research*, 30, 5: 1146-1156.
 - [3]. Moussavi-Harami R, Brenner R (1993) Diagenesis of non-marine petroleum reservoirs: The Neocomian (Lower Cretaceous) Shurijeh Formation, Kopet-Dagh Basin, NE Iran, *Journal of Petroleum Geology*, 16, 1: 55-72.
 - [4]. Moussavi-Harami R, Brenner R L (1992) Geohistory analysis and petroleum reservoir characteristics of Lower Cretaceous (Neocomian) sandstones, eastern Kopet-Dagh Basin, northeastern Iran, *AAPG bulletin*, 76, 8: 1200-1208.
 - [5]. Harb A A (1979) The stratigraphy, tectonics and petroleum geology of the Kopet Dagh region, Northern Iran, Imperial College London (University of London).
 - [6]. Moore CH, Wade W J (2013) Carbonate reservoirs: Porosity and diagenesis in a sequence stratigraphic framework, Newnes.
 - [7]. Catuneanu O, Abreu V, Bhattacharya J P, Blum M D, Dalrymple RW, Eriksson P G, Fielding C R, Fisher W L, Galloway W E, Gibling M R, Giles K A (2009) Towards the standardization of sequence stratigraphy, *Earth-Science Reviews*, 92, 1-2: 1-33.
 - [8]. Ebanks Jr W (1987) Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects, *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull. ;(United States)*. 71(CONF-870606-).
 - [9]. Amaefule J O, Altunbay M, Tiab D, Kersey D G, Keelan D K (1993) Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro*.
- [۱۰]. طباطبایی پ، لاسمی ی، جهانی د، اصیلیان مهابادی ح (۱۳۹۲) رخساره‌ها و محیط‌های رسوبی سازند شوربچه در برش‌های قرقره و خانگیران، خاور حوضه رسوبی کپه داغ، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۱۰۴: ۷۸-۷۲.
- [11]. Jamali A (2011) Biostratigraphy and lithostratigraphy of the Lower Cretaceous deposits in the east of Kopet-Dagh, Unpublished PhD Thesis, University of Shahid Beheshti, 448.
- [۱۲]. مرتضوی م، موسوی حرمی ر، محبوبی ا، نجفی م (۱۳۹۱) خاک‌های دیرینه (پالئوسل)، انواع و ویژگی‌های آن در سازند شوربچه (ژوراسیک پسین-کرتاسه پیشین)، حوضه رسوبی کپه داغ، شمال شرق ایران، پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی. ۴۶: ۱-۳۲.
- [۱۳]. گل افشانی ط، خانه باد م، موسوی حرمی ر، محبوبی ا (۱۳۹۳) محیط رسوبی و برخاستگاه ماسه‌سنگ‌های سازند شوربچه (نئوکومین) در برش آبگرم، شرق حوضه کپه داغ، رخساره‌های رسوبی، ۷، ۱، ۱۴۹-۱۲۵.

- [14]. Mordvintsev D, Barrier E, Brunet M F, Blanpied C, Sidorova I (2017) Structure and evolution of the Bukhara-Khiva region during the Mesozoic: the northern margin of the Amu-Darya Basin (southern Uzbekistan), Geological Society, London, Special Publications, 427, 1: 145-174.
- [15]. Folk R L (1974) Petrology of sedimentary rocks: Hemphill Pub. Co., Austin-Texas, 182.
- [16]. Pettijohn F J, Potter P E, Siever R (1987) Sandy depositional systems, In Sand and Sandstone, 341-423, Springer, New York, NY.
- [17]. Miall A D (2013) The geology of fluvial deposits: sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology, Springer.
- [۱۸]. صیوحی م، رضائی پ (۱۳۹۸) واحدهای جریان‌های هیدرولیکی ریزرخساره‌های مخزنی ناحیه پشته کربناته نهشته‌های سازند کنگان (تریاس پیشین) و ارتباط آن با محیط رسوبی و دیاژنز. دوفصلنامه رسوب شناسی کاربردی، ۷، ۱۳: ۱۶۷-۱۸۳.
- [۱۹]. حسینی ک، رضائی پ، شیروودی س ک (۱۳۹۹) تحلیلی بر رخساره‌های الکتریکی، واحدهای جریان‌های بررسی توان مخزنی سازند میشریف (سنومانین-تورونین) در میدان نفتی اسفند، خلیج فارس. دوفصلنامه رسوب‌شناسی کاربردی. ۸، ۱۵: ۴۴-۴۶.
- [۲۰]. کدخدائی ع (۱۳۹۷) ارزیابی سازند های نفت‌دار، دایره دانش، ۵۵۲.
- [۲۱]. غلامی ر، سلیمانی ب (۱۳۹۶) تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی با استفاده از روش‌های مختلف در سازند کربناته ایلام واقع در یکی از میداین نفتی جنوب غربی ایران. ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۱۴۲: ۶۵-۶۰.
- [22]. Abbaszadeh M, Fujii H, Fujimoto F (1996) Permeability prediction by hydraulic flow units-theory and applications, SPE Formation Evaluation, 11, 04: 263-271.
- [23]. Serra O, Abbott H (1980) The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphic, SPE 9270, in 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas.
- [۲۴]. جمشیدی م، گلی ط، جلیلیان ع ح، ارزانی ن، ارشد ع و (۱۳۹۵) بررسی رخساره‌های رسوبی و الکتریکی مخزن بنگستان با بهره‌گیری از روش MRGC در میدان نفتی قلعه نار، جنوب باختری ایران، دوفصلنامه رسوب‌شناسی کاربردی، ۴، ۸: ۴۲-۵۵.
- [25]. Wolf M, Pelissier-Combescure J (1982) FACIOLOG-automatic electrofacies determination. in SPWLA 23rd Annual Logging Symposium, OnePetro.
- [26]. Busch J W, Berry L N (1987) Determination of lithology from well logs by statistical analysis, SPE Formation Evaluation, 2, 04: 412-418.



Analysis and Distribution of Hydraulic Flow Unit and Electrofacies in the Framework of Sedimentary Sequences in One of the Gas Fields in Northeastern Iran

Milad Moradi¹, Hossain Rahimpour-bonab¹, Ali Kadkhodaiea² and Ali Chehrizi³

1. School of Geology, College of Science, University of Tehran, Iran

2. Department of Earth Sciences, School Natural Sciences, University of Tabriz, Iran

3. Head of Exploration Project Management, Iranian Offshore Oil Company (IOOC)

rahimpor@ut.ac.ir

Received: January/21/2021

Accepted: August/26/2021

Introduction

Shurijeh Formation in Kopet-Dagh sedimentary basin with major clastic lithology (conglomerate, sandstone and shale) and carbonate formation (Mozdoran), the lower unit of Shurijeh Formation, are the most important reservoir zones in this study area. Reconstruction of the sedimentary environment of this formation based on sedimentary facies shows that this formation was deposited in the land areas during a marine regression phase that prevailed in the Early Cretaceous (Neocumin-Barmin) [1]. Sequence of Shurijeh Formation in the eastern and southern parts of Kopet-Dagh sedimentary basin in the lower part related to the river environment and in the upper part mainly in a delta to shallow marine environment [2-4]. Given the growing importance of hydrocarbon products, the exploration and evaluation of these reservoirs are necessary, and the science of sequence stratigraphy is one of the most important tools to achieve this goal. Sequence of Chronostratigraphic unit consisting of partly contiguous and related sequences in terms of reproduction, characterized as Unconformity or Correlative Conformity at the top and bottom [5]. In addition, since they are deposited in the same conditions in terms of physical, chemical and biological conditions, as a result, they often have similar reservoir properties [6]. Various models (forward-backward, etc.) have been proposed for sea level changes, but there is no model that can fully explain all sedimentation and environmental conditions [7]. Sequence stratigraphy can be investigated based

on various information such as outcrop studies, core analysis, well Logging, cutting and seismic data can be examined. Core analysis is the most accurate way to determine sequence boundaries, but it is economically limited, also well Log data can be considered and used as the best and most accessible tool for studying sequential stratigraphy. Hydraulic flow unit is a practical method for classifying reservoirs and determining reservoir quality based on geological and engineering parameters. These flow units are defined as units that can be mapped and matched to the volume of the reservoir [8-9]. So far, various geological and reservoir studies have been performed on the Shurijeh Formation [1,4]. These studies have examined the sequence from the perspective of sedimentary environment, diagenesis history and reservoir quality. However, the study of sequence stratigraphy and determination of flow units of the Shurijeh Formation and the relationship between them has been less studied. In this study, hydraulic flow units and Electrofacies have been performed to connect reservoir horizons in this sequence based on sequence stratigraphy. The main purpose of this study is to determine the Hydraulic flow unit and Electrofacies of Shurijeh Formation in five wells of the studied field, based on the combination of geological and petrophysical data in the framework of sedimentary sequence.

Geological Settings

One of the most important sedimentary-structural units in northeastern Iran is the Kopet-Dagh basin, as seen

in Figure 1. This basin Due to the deposition basin of thick sequences of marine and river deposits and the lack of volcanic activity during this Jurassic-Miocene period, this basin is one of the most important areas for hydrocarbon exploration in the country after the Zagros basin [10]. The two formations of Mozdoran and Shurijeh in this basin have the most potential of being a reservoir, as seen in Figure 1. In the Late Jurassic-Early Cretaceous, and as a result of the Late Cimmerian orogenic phase, a Land phase affected a large part of the Kopet-Dagh basin, especially the

eastern part, and Made out of water. At present time, in a large part of Kopeh Dagh basin, red clastic -evaporitic siliceous sediments called Shurijeh Formation have been left in various sedimentary environments (river, continental grass, coastal grass, delta, swamp, coastal plain and sea) [3-4,10]. The sandstone sequences of the Shurijeh Formation in the study area form a gas reservoir and its equivalent (Karabil, Almurad and Shatlyk Formations) in Turkmenistan. The upper and lower sedimentary units of Shurijeh Formation in the study area are Tirgan and Mozdoran carbonate formations, as seen in Figure 2.

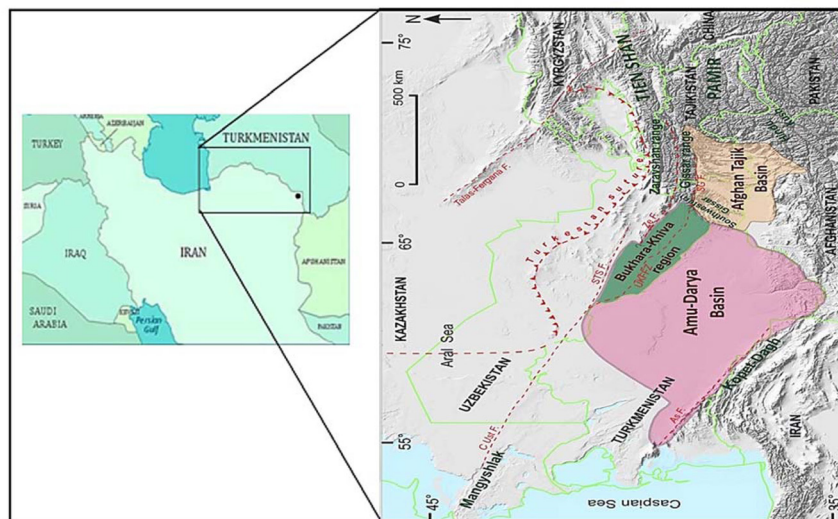


Fig 1 Location map of hydrocarbon fields of Kopet-Dagh sedimentary basin in northeastern Iran and Turkmenistan [11].

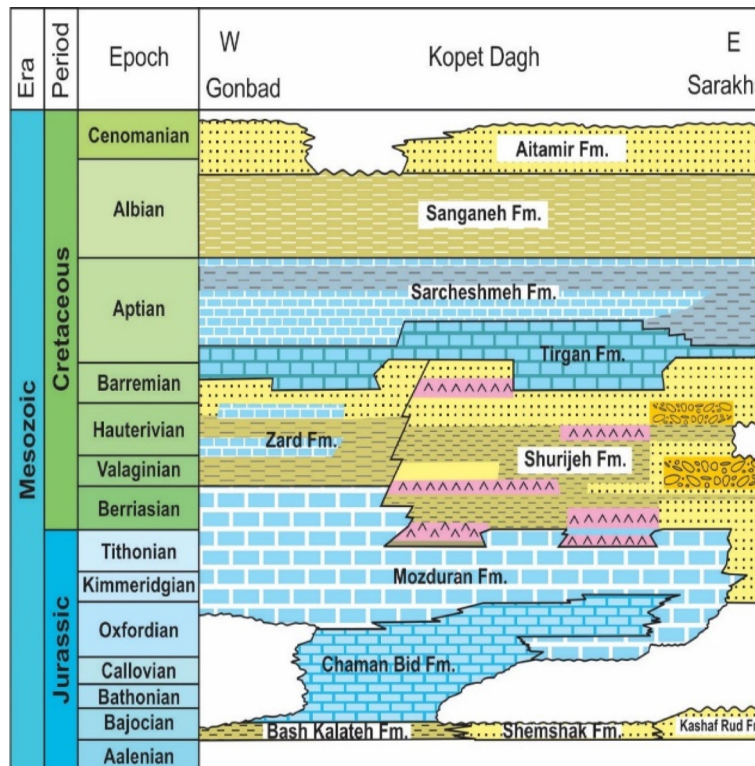


Fig. 2 Late Jurassic-Early Cretaceous stratigraphic column in the Kopet-Dagh basin [12].

Materials and Methods

In this study, to investigate sequence stratigraphic and its conformity with flow units, a set of information including 811 meters of core (Three wells), report of Iranian Central Oil Fields Company on 3181 thin sections and 1515 porosity and permeability plugs (Three wells), petrophysical logs (including gamma, neutron, acoustic, density and resistance logs) have been used in five wells. Petty John (1987) method has been used for naming clastic rocks (Petrofacies) and in order to define the sedimentary facies and interpret the sedimentation environment from the perspective of Mial (2006) in the river system. Because of the deposition of the formation in a marine- rivers environment, the Exxon method was used to determine sedimentary sequences. In this method, each sequence is divided into four systems tract (HST, FRST, LST and TST) which are limited by two sequence boundaries (Unconformity surface). To determine the key surfaces (especially the sequence boundary and maximum flooding surfaces), a combination of sedimentary information (facies Stacking pattern determined from possible petrophysical evaluation in Geolag software), petrophysical logs such as Cyclolog software have been used. Using porosity and permeability data, the hydraulic flow unit of this reservoir was determined using the concept of Flow zone indicator and in order to determine the Electrofacies of MRGC, clustering method was used in Geolag software.

Results and Discussion

Study of the facieses of the Early Cretaceous sequences led to the identification of five microfacieses (petrofacies), including Micro-Conglomerate, sandstone, Claystone/Shale, Sandy Dolomudstone, and Sandy Dolomitic Ooid Grainstone/Hybrid ores in sedimentary sequences. These facieses belong to the supratidal, intertidal, lagoon, Braided river (Longitudinal bars) and the meandering river (Flood plain and Oxbow lake). To determine the reservoir quality in the sequence of Shurijeh Formation, hydraulic flow units were performed using Flow zone indicator models and MRGC clustering method, which led to the separation of four flow units with different reservoir characteristics. Then, by drawing the separated hydraulic flow units with the help of Flow zone indicator models and Electrofacies along with the results of facies studies in the framework of Sequence stratigraphic, the aim was to find their relationship with sequence units to achieve the goal, a comprehensive reservoir quality diagram based on information obtained from hydraulic flow units, electrofacies and petrophysical logs and sedimentological information of Shurijeh Formation Figure 3. According to this diagram, there is a significant relationship between hydraulic flow units (HFU) and Electrofacies (EF) with each other and with sequence units. These relationships are explained in the form of a sequence and a system of sediment tracts

in each sequence. In Figure 4, the relationship of the separated flow units based on the electrofacies and the zone indicator in the five wells of the field to match the sequence and system of tracts has been matched. Based on the changes in sedimentation conditions, sedimentary facies and stacking pattern (resulting from possible petrophysical evaluation) in the form of stratigraphic sequence, the zoning of Shurijeh reservoir in the study area was performed.

Based on this study, seven zones were introduced according to the system tract of three complete sequences and one half sequence. The boundary of these zones corresponds to the key sequence surfaces (sequence boundary and maximum flooding surfaces). By conformity it to the changes of INPEFA diagram obtained from gamma log in Cyclolog software, it has been generalized to other wells in the field to evaluate the relationship between hydraulic flow units and Electrofacies with INPEFA obtained from gamma log in the form of sequence and system tract. The clear relationship of different hydraulic flow units with the sequence and system tract of each zone was determined.

Conclusions

The study of facies characteristics and reservoir properties of Pre-Cretaceous sequences (five wells) in the northeastern Iran, with the purpose of investigating and analyzing the distribution of hydraulic flow units and electrofacies of Shurijeh Formation and their relationship with sedimentary sequences led to the following results:

- 1- Petrographic study Led to the identification of 5 petrofacies with different textural and compositional characteristics.
- 2- Using the porosity and permeability data obtained from the core analysis, 4 Hydraulic flow unit (HFU) were identified based on the break points and the Logarithmic histogram of the Flow zone indicator (FZI) and its distribution in the study reservoir was determined. Based on this method, reservoir and non-reservoir zones of sedimentary sequences of Shurijeh Formation in the studied wells were determined.
- 3- Four Electrofacies (EF) based on gamma, neutron, density, acoustic and effective porosity logs were obtained from a possible multimine evaluation using MRGC clustering model in Geolag software. Moreover, based on frequency mapping and statistical analysis of the values of the mentioned logs, electrophysics were classified based on reservoir quality.
- 4- The relationship between hydraulic flow units and electrofacies is investigated and shows its high compliance.
- 5- Finally, by combining the results of determining the hydraulic flow units and electrofacies in the sequences' framework and systems tract, the relationship between them and the position of the sequence and zoning was investigated.

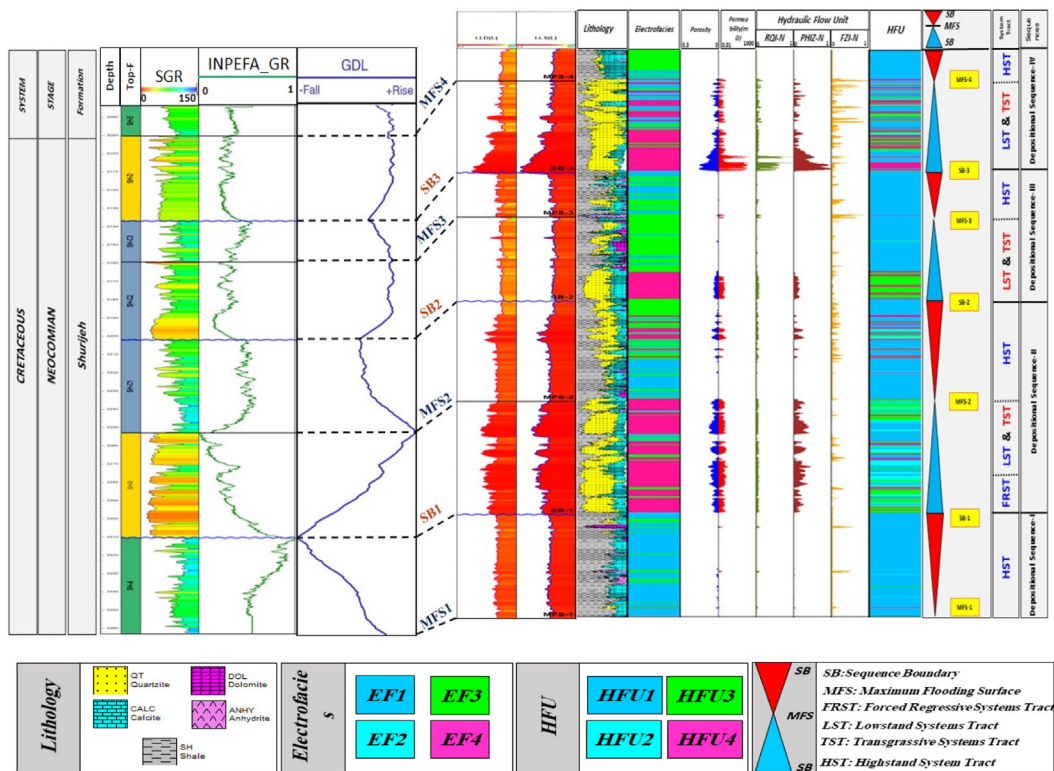


Fig. 3 Integrated sedimentary column and reservoir quality of Shurijeh Formation in one of the wells of the studied field. In this column, the characteristics of the facies, along with hydraulic flow units and Electrofacies, are matched within the sequence and the sediment system tract (a system tract that is indistinguishable from the red line written in the sedimentary sequence).

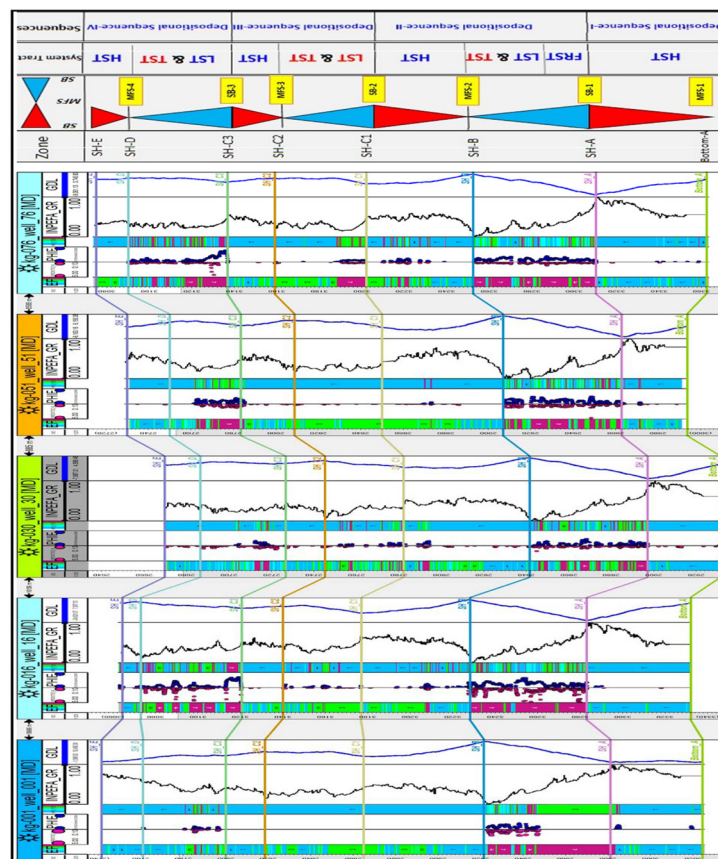


Fig. 4 correlation of hydraulic flow units and Electrofacies with sequential stratigraphic position in Shurijeh Formation in five wells located in the study field in northeastern Iran (red line tracts system could not be detected in sedimentary sequence).

Finally, coarse grain facies (micro conglomerates, sandstones, and sandy dolomitic ooid grainstone/hybrid) associated with sedimentary high-energy Braided river environments and the high-energy section of the lagoon to Barrier Tidal or shoal, which is associated with the progressive phase (TST) of the sedimentary sequence the best reservoir units are in the sedimentary sequence of zone D, B and the middle part of zone C (C2). On the other hand, fine-grained facies (Claystone/shale, dolomastone sandy) related to low-energy environments of Braided river (floodplain), meandering river and superatidal stream (above tidal), which is associated with the regression phase (HST) of the sedimentary sequence the Poorest reservoir unit of these sequences in zone A, E sediment sequence and up and down zone C (C1 and C3) and alternately formed in zone D.

References

1. Moussavi-harami R, Brenner R L (1990) Lower Cretaceous (Neocomian) fluvial deposits in eastern Kopet Dagh Basin, northeastern Iran, *Cretaceous Research*, 11: 163-174.
2. Moussavi-Harami R, Brenner R L (1992) Geohistory analysis, petroleum reservoir characteristics of Lower Cretaceous (Neocomian) sandstones, eastern Kopet-Dagh Basin, northeastern Iran, *AAPG Bulletin*, 76: 1200–1208.
3. Moussavi-Harami R, Brenner R L (1993) Diagenesis of non-marine petroleum reservoirs: The Neocomian (Lower Cretaceous) Shurijeh Formation, Kopet-Dagh Basin, NE Iran, *Journal of Petroleum Geology*, 16: 55–72.
4. Moussavi-Harami R, Mahboubi A, Nadjafi M, Brenner R L, Mortazavi M (2009) Mechanism of calcrete formation in the Lower Cretaceous (Neocomian) fluvial deposits, northeastern Iran based on petrographic, geochemical data, *Cretaceous Research* 30: 1146–1156.
5. Mitchum R.M., Jr. (1977) *Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy*, In: Payton C.E. (1977) *Seismic stratigraphy application to hydrocarbon exploration*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, Memoir, 26, 53-62.
6. Moore C H, Wade W J (2013) *Carbonate Reservoirs, Porosity and diagenesis in a sequence stratigraphic framework*, 2nd ed., Elsevier, .
7. Catuneanu O, Abreu V, Bhattachara J P, Blum M D, Dalrymple R W, Eriksson P G, Fielding C R, Fisher W L, Galloway W E, Gilbing M R, Giles K A, Holbrook J M, Jordan R, Kendall C G St C, Macuda B, Martinsen O J, Miall A D, Neal J E, Nummedal D, Pomar L, Posamentier H W Pratt B R, Sarg J F, Shanley K W, Steel R J, Strasser A, Tucker M E, Winker C (2009) Towards the standardization of sequence stratigraphy, *Earth Science Reviews*, 92, 1: 1-33.
8. Ebanks W J (1987) Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects, *AAPG Meeting Abstracts*, 1: 521-522.
9. Amaefule J O, Altunbay M, Tiab D, Kersey D G, Keelan D K (1993) Enhanced reservoir description; using core and log adta to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells; *Formation Evaluation and Reservoir Geology*, Society of Petroleum Engineers Annual Conference, 205-220.
10. Afshar-Harb A (1994) *Geology of Kopet Dagh, reatise on the Geology of Iran*, 11: 1-275..
11. Robert A M, Letouzey J, Kavooosi M A, Sherkati S, Müller C, Vergés J (2014) Structural evolution of the Kopet Dagh fold-and-thrust belt (North-East Iran) and interactions with the South Caspian Sea Basin and Amu Darya Basin, In *EGU general assembly conference abstracts*, 6699.
12. Afshar-Harb A (1979). *The stratigraphy, tectonics and petroleum geology of the Kopet Dagh region, northern Iran*, PhD Dissertation. Imperial College of Science and Technology, University of London.