

Reservoir heterogeneity evaluation and hydraulic flow units determination of Dalan-Kangan Formations in one of oil fields of the Persian Gulf

Tina Varmahmoodi¹, Bahman Soleimani^{2*}, Zahra Malaki¹, Seiyed Mohsen Al Ali¹

1- Geology Department, Science Research Branch of Azad University, Tehran, Iran

2- Department of Geology, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

Keywords: Hydraulic flow unit, Dalan and Kangan Formations, Persian Gulf basin, Reservoir heterogeneity, Lorenz constant

1-Introduction

The heterogeneity analysis and hydraulic flow unit (HFU) determination of hydrocarbon reservoirs play an essential role in reservoir behavior. Understanding this property helps interpret and predict fluid flow during secondary recovery, enhanced oil recovery methods, and reservoir compartmentalization (Alpay, 1972; Ahmad, 2001). There are available numerous publications in the literature (Fahad et al., 2000; Shedid and Reyadh, 2002; Prasad, 2003; Hatampour et al., 2014; Mahjour et al., 2016; Lian et al., 2017) in the field of hydraulic flow unit application and reservoir characterization. In the present research work, hydraulic flow units of the Dalan and Kangan formations in selected two drilled wells (Well# B and Well# A) of one of the oil fields in the Persian Gulf basin were determined. The previous research works are also emphasized on the complexity of oil fields in this region (Insalaco et al., 2006; Tavakoli et al., 2010; Aliakbardoust and Rahimpour-Bonab, 2013; Dezfoolian et al., 2013; Rafiei et al., 2016).

2-Oil field understudy

The South Pars Gas Field is known as the giant hydrocarbon field globally, which is located at the boundary of Iran and Qatar countries. The Kangan and Dalan Formation is divided into four main layers as K1, K2, K3, and K4 (Fig. 1 and Table 1).

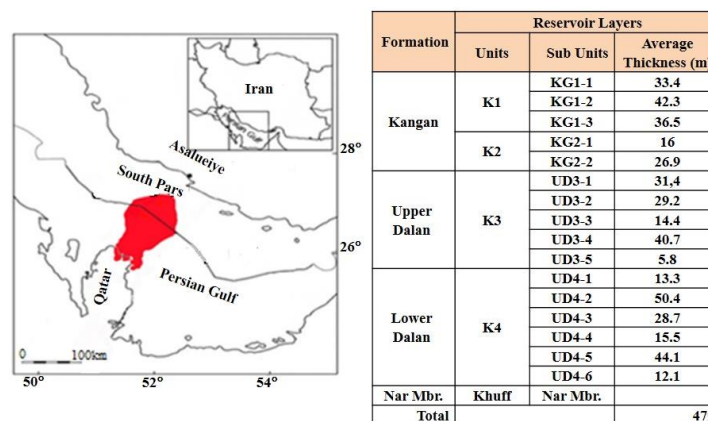


Fig. 1. Schematic location of South Pars Gas Field (modified after Insalaco et al., 2006) and the thickness of stratigraphic units.

3- Methodology

*Corresponding author: Soleimani_b@scu.ac.ir

DOI: 10.22055/aag.2020.28542.1939

Received 2019-02-10

Accepted 2020-09-05

Hydraulic flow unit (HFU) is a method to classify rocks' flow property based on pores' geological parameters and flow physics. The method is mostly applied to estimate permeability in wells without core samples using well logs data. However, standard methods for permeability estimation are based on experimental relations (e.g., Coates, 1981) or logarithmic regression of porosity well logs (e.g., Chandra, 2008).

$$\ln K = a \cdot \Phi + b$$

Which a and b are constant values, K is permeability, and ϕ is porosity. By combining Darcy and Poiseuille equations permeability and thus effective porosity can be calculated (Berg, 2014).

$$K_s = \frac{1}{\pi R^2 L} \int_0^L \int_0^R K(r) 2\pi r dr ds = \frac{r^2}{8} \quad K = K_s \Phi_e \quad K = \frac{r^2}{8} \Phi_e \quad K = \frac{\Phi_e^3}{(1-\Phi_e)^2} \times \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}$$

Therefore Flow Zone Indicator (FZI), reservoir quality index (RQI), and normalized porosity (Φ_z) are calculated (Amaefule et al., 1993). The constant value of 0.0314 is used to convert mm² to mili darcy.

$$0.0314 \sqrt{\frac{K}{\Phi_e}} = \left[\frac{\Phi_e}{1-\Phi_e} \right] \frac{1}{\sqrt{F_s \tau^2 S_{gv}^2}} \quad FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau^2 S_{gv}^2}} \quad RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\Phi_e}} \quad \Phi_z = \frac{\Phi_e}{1-\Phi_e}$$

$$RQI = \Phi_z \times FZI \quad \text{Log } RQI = \text{Log } \Phi_z + \text{Log } FZI \quad K = 1014 FZI^2 \frac{\Phi_e^3}{(1-\Phi_e)^2}$$

RQI logarithmic plot based Φ_z will be linear. Each line presents one HFU.

A heterogeneity degree is an accurate way to evaluate used data of a system. Its values vary from 0 (min) to 1 (max) (Ahmad, 2001). Heterogeneity degrees are commonly determined by Lorenz constant (L). The heterogeneity value of the Kangan-Dalan reservoir is 0.84-0.86 in wells under study based on the Lorenz coefficient calculation, indicating high heterogeneity.

4- Results and discussion

The results revealed three flow units using improved stratigraphic Lorenz plot, core data, well logs, and related equations. The method was used to divide formation given flow units in the environment of Geolog software. The results revealed that HFU1 - HFU3 and HFU2 are indicating higher and lower reservoir quality, respectively.

Flow units were identified based on the disconnecting plot. These lines present different reservoir quality since the dip of the line is proportional to reservoir quality. Three sets of core data based Log FZI were identified as: HFU 1: Log FZI < -0.568; HFU 2: -0.568 < Log FZI < 0.865; HFU 3: Log FZI > 0.865

All well logs data also verify three sets of FZI.

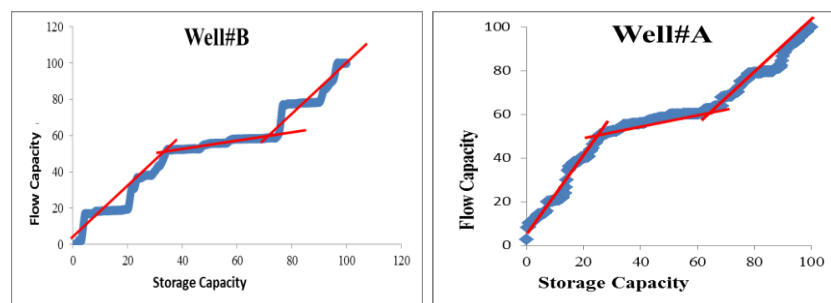


Fig. 2. Determined flow units based on dip variation and Lorenz plot in drilled wells under study.

However, the average permeability values in well-A and well-B for three flow units (from UHF-1 to HFU-3) are 1.002-0.799; 35.93-10.50; and 42.03-67.47 md, respectively, but in total view, it is determined the following variation: 0.86, 29.8, and 60.5. The average porosity values are: 21-20.7 (25% in total); 14-15 (14% in total);

and 3-10.4 (4% in total). Regarding the study of unit characteristics, grain size variation contributed to petrophysical parameters and sometimes causes a reverse variation of porosity and permeability in flow units. The reservoir presents heterogeneity, given all characteristics and lithological changes as well. Based on petrographic analysis of 1600 thin sections of Kangan and Dalan Formations, twelve sedimentary lithofacies were determined that include:

Supratidal flat (anhydrite layer with chicken wire fabric: CF1);

Tidal flat (laminated stromatolite boundstone often with laminoid fenestral fabric = CF3);

Lagoon (dolomitic/lime mudstone often with fenestral fabric and big anhydrite nodules=CF2);

Lime/dolomitic skeletal/peloid wackestone to packstone often with oncoids=CF4;

Heavily bioturbated peloidal mudstone/dolomudstone with few skeletal debris= CF9;

Dark shaly laminated mudstone with sponge spicules and framboidal pyrite= CF11); shoal (Cross bedded Medium-grained ooid grainstone/dolograinstone: CF5;

Grained skeletal/intraclastic grainstone/dolograinstone with oncoids:

CF6; peloid/ooid grainstone/dolograinstone with few skeletal debris: CF7;

Grainstone (storm deposits) (dolomitized) with anhydrite plugging: CF8); and open marine (open marine fossiliferous mudstone/dolomudstone with few special bioturbations (Zoophycos): CF10).

It seems the shoal environment is predominant during Dalan deposition, while the lagoon environment is less critical comparing Kangan depositional environment. Generally, all these facies can be classified as mud or grain support modes. Dolomitization, cementation, and fracturing are the main significant factors. These facies were also discussed given reservoir quality and diagenetic processes effects (Fig. 3).

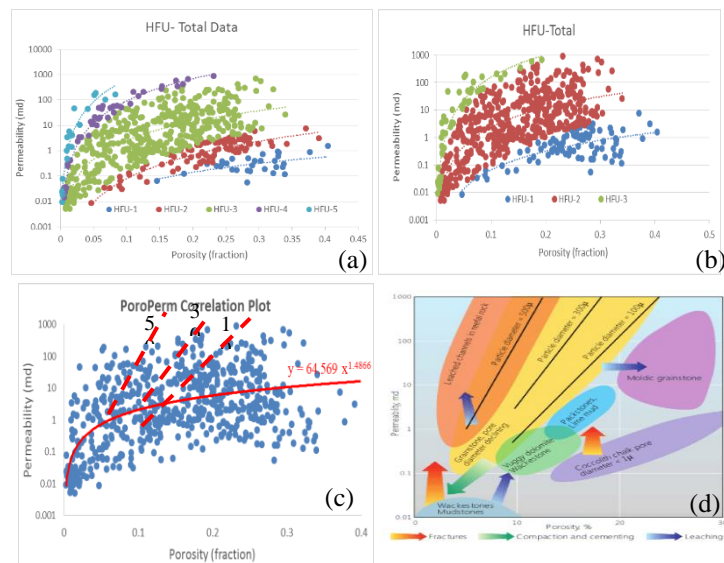


Fig. 3. Hydraulic flow units based on Log FZI data presentation and diagenetic effects. HFU in different clustering; (a) 5 units, (b) 3 units, (c) Porosity-permeability plot and grain size distribution, and (d) Diagenetic processes effects and facies, porosity-permeability variation (Sadeq and Wan Yusoff, 2015).

5-Conclusion

The reservoir is too heterogeneous because of all geological and petrophysical properties. Three HFUs were determined. Hydraulic flow unit distributions in 5 reservoir zones were exhibited that zone-4 is in the best quality state due to the predominance of HFU1. Therefore, according to the present results, the reservoir behavior is too much difficult to predict in other locations.

References

Ahmad, T., 2001. Reservoir engineering handbook, 2nd Edition, Gulf Professional Publishing, 1185P.

- Aliakbardoost, E., Rahimpour-Bonab, H., 2013. Integration of rock typing methods for carbonate reservoir characterization. *Journal of Geophysics and Engineering* 10, 11pp.
- Alpay, O.A., 1972. A practical approach to defining reservoir heterogeneity. *Journal of Petroleum Technology* 24, 841–848, 10, 21.
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.J., Keelan, D.K., 1993. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (Flow) units and predict permeability in uncored intervals/ wells, Paper SPE 26436 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Houston, Texas, 3-6 October.
- Berg, C.F., 2014. Permeability description by characteristic length, tortuosity, constriction and porosity. *Transport in Porous Media* 103 (3), 381-400.
- Chandra, T., 2008. Permeability estimation using flow zone indicator from well log data, 7th International Conference and Exposition on Petroleum Geophysics, Hyderabad, India, p.140.
- Coates, D. F., 1981. *Rock mechanics principles*. Monograph 874. Energy, Mines, and Resources, Canada.
- Dezfoolian, M.A., Riahi, M.A., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., 2013. Conversion of 3D seismic attributes to reservoir hydraulic flow units using a neural network approach: An example from the Kangan and Dalan carbonate reservoirs, the world's largest non-associated gas reservoirs, near the Persian Gulf. *Earth Science Research Journal* 17(2), 75-85.
- Fahad, A., Al-Agmi, S., Holditch A., 2000. Permeability estimation using hydraulic flow units in a Central Arabia Reservoir, SPE, 63254, 787-799.
- Hatampour, A., Freez, J.G., Soleimanpour, I., 2014. Prediction of flow units in heterogeneous carbonate reservoirs using intelligently derived formula: Case study in an Iranian reservoir?. *Arabian Journal of Science and Engineering* 39 (7), 5459–5473.
- Insalaco, E., Virgone, A., Courme, B., Gaillot, J., Kamali, M., Moallemi, A., Lotfpour, M., Monibi, S., 2006. Upper Dalan Member and Kangan Formation between the Zagros Mountains and offshore Fars, Iran: depositional system, biostratigraphy and stratigraphic architecture. *GeoArabia* 11, 75–176.
- Lian, P., Ma, G., Ji, B., Duan, T., Tan, X., 2017. Numerical simulation modeling of carbonate reservoir based on rock type. *Journal of Engineering* 10, 1-10.
- Mahjour, S.K., Ghasem Al-Askari, M.K., Masihi, M., 2016. Flow-units verification, using statistical zonation and application of stratigraphic modified Lorenz plot in Tabnak gas field. *Egypt Journal of Petroleum* 25 (2), 215-220.
- Prasad, M., 2003. Velocity – permeability relation within hydraulic units. *Geophysics* 68, 108-117.
- Rafiei, M., Rahimpour-Bonab, H., Tavakoli, V., Khorasani, E., 2016. Quantifying sedimentary and diagenetic controls on fracturing: an application in rock engineering systems. *Journal of Geophysics Engineering* 13(6), 928-940.
- Sadeq, Q.M., Wan Yusoff, W.I.B., 2015. Porosity and permeability analysis from well logs and core in fracture, vugy and intercrystalline carbonate reservoirs. *Journal of Aquatic Research Development* 6 (10), 5-10.
- Shedid, A.S., Reyadh, A.A., 2002. A new approach of reservoir description of carbonate reservoirs, SPE, 74344, 1-10.
- Tavakoli, V., Rahimpour-Bonab, H., Esrafil-Dizaji, B., 2010. Diagenetic controlled reservoir quality of South Pars gas field, an integrated approach, C. R. Geoscience, doi:10.1016/j.crte.2010.10.004.

HOW TO CITE THIS ARTICLE:

Varmahmoodi, T., Soleimani B., Malaki, Z., Al Ali, S.M., 2020. Reservoir heterogeneity evaluation and hydraulic flow units determination of Dalan-Kangan Formations in one of oil fields of the Persian Gulf. *Adv. Appl. Geol.* 10(3), 354-369.

DOI: 10.22055/AAG.2020.28542.1939

url: https://aag.scu.ac.ir/article_15849.html?lang=en

ارزیابی ناهمگنی مخزنی و تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی سازندهای دالان و کنگان در میدان گازی یکی

از میادین حوضه خلیج فارس

تینا ورمحمودی

گروه زمین شناسی واحد علوم تحقیقات دانشگاه آزاد تهران، تهران، ایران

بهمن سلیمانی*

گروه زمین شناسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

زهرا ملکی

گروه زمین شناسی واحد علوم تحقیقات دانشگاه آزاد تهران، تهران، ایران

سید محسن آل علی

گروه زمین شناسی واحد علوم تحقیقات دانشگاه آزاد تهران، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۱۱/۲۱ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۶/۱۵

*Soleimani_b@scu.ac.ir

چکیده

بررسی ناهمگنی و شناسایی واحدهای جریان هیدرولیکی (HFU) در مخازن نفتی عامل مهمی در شناسایی رفتار مخزن خواهد بود. در این مطالعه با استفاده از نمودار اصلاح شده چیننگاری لورنز، داده‌های مغزه، لاگو معادلات مربوطه، واحدهای جریان هیدرولیکی سازندهای دالان و کنگان در دو چاه A و B در یکی از میادین نفتی خلیج فارس تعیین شدند. درجه ناهمگنی مخزن کنگان-دالان با توجه به ثابت لورنز در چاه‌های مطالعاتی برابر ۰/۸۴ و ۰/۸۶ بوده که نشان‌دهنده ناهمگنی بالا است. نتایج مطالعه، سه واحد جریانی را نشان می‌دهند. واحدهای جریان هیدرولیکی در ستون چینه‌ای سازندهای کنگان-دالان در چاه‌های A و B مورد مطالعه و در محیط نرم افزار ژئولاگ شناسایی گردید. در این میان واحدهای جریان ۱ و ۳ دارای کیفیت بالاتر و واحد جریانی ۲ دارای کیفیت پائین تر است. اگرچه مقادیر میانگین تراوایی (میلی داری) در دو چاه A و B در گستره ۱/۰۰۲-۰/۷۹۹ (واحد جریانی یک)، ۱۰/۵۰-۳۵/۹۳ (واحد جریانی دو)، ۴۲/۰۳-۶۷/۴۷ (واحد جریانی سه) تغییر می‌کند ولی در حالت کلی مقدار تراوایی بصورت ۰/۸۶، ۲۹/۸ و ۶۰/۵ برای سه واحد جریانی تعیین گردید. میانگین تخلخل (%) در دو چاه مورد مطالعه بصورت ۲۱-۲۰/۷ (در کل ۲۵٪)، ۱۴-۱۵ (در کل ۱۴٪) و ۳-۱۰/۴ (در کل ۴٪) برای سه واحد جریانی مذکور مشخص گردید. با توجه به توصیف واحدها، تغییرات اندازه دانه‌ها در ویژگی‌های پتروفیزیکی نیز سهیم بوده و موجب تغییرات مخالف دو پارامتر تراوایی و تخلخل در واحدهای جریان شده است. بر اساس مطالعه پتروگرافی ۱۶۰۰ مقطع نازک از سازندهای کنگان و دالان بالای، ۱۲ رخساره رسوبی تعیین شدند و کیفیت مخزنی در این رخساره‌ها و نقش فرایندهای دیازنزی مورد بررسی قرار گرفت. بررسی توزیع واحدهای جریان در ۵ زون مخزنی در چاه‌های مورد مطالعه نشان داد که زون ۴ بهترین کیفیت مخزنی را بدلیل غالب بودن HFU1 دارا است. براساس نتایج این مطالعه، پیش‌بینی رفتار مخزن در مکان‌های مختلف بسیار مشکل می‌باشد.

کلمات کلیدی: واحدهای جریان هیدرولیکی، سازند دالان و کنگان، حوضه خلیج فارس، ناهمگنی مخزن، ثابت لورنز

مقدمه

پارامترهای تخلخل، تراوایی، اشباع آب باقیمانده و تراوایی آب و نفت را در ۸۳ نمونه، اندازه‌گیری نمودند. نتایج حاصل بیانگر توصیف بهتر مخزن با بکارگیری مفهوم شاخص کیفیت مخزنی نسبت به تابع J می‌باشد که با بکارگیری عدد مشخصه حاصل از اطلاعات مربوط به خواص سنگ و سیال و شرایط دینامیکی جریان، نسبت به واحدهای جریان هیدرولیکی صورت پذیرفت. Prasad (۲۰۰۳) تغییرات تراوایی و سرعت امواج را در واحدهای جریان هیدرولیکی مطالعه نموده است. Hatampour و همکاران (۲۰۱۴) بر اساس متوسط خطای استاندارد و ضریب تطابق میان لگاریتم FZI محاسبه شده و پیش‌بینی شده، فرمولی را جهت پیش‌بینی واحد جریان در مخازن کربناته معرفی کردند. Mahjour و همکاران (۲۰۱۶) و Lian همکاران (۲۰۱۷) مفهومی از واحد جریان و روشی را برای پیش‌بینی تراوایی در فواصل یا انتروال‌های دارای مغزه و بدون مغزه ارائه نمودند.

بررسی ناهمگنی مخزن و تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی از مباحث کلیدی مهندسی مخزن و زمین شناسی نفت است که برای تفسیر و پیش‌بینی رفتار حرکت سیالات در بازیافت ثانویه و روش‌های ازدیاد برداشت مهم می‌باشد (Ahmad, 2001). این ناهمگنی بر پیچیدگی مخزن اشاره داشته، و تقسیم‌بندی مخزن به واحدهای جریان در واقع ابزار عملی برای زون‌بندی مخزن در استفاده از داده‌های زمین‌شناسی و پتروفیزیکی برای نمایش ناهمگنی در مقیاس‌های مختلف را فراهم می‌سازد (Alpay, 1972).

در دنیا مطالعات زیادی در این زمینه صورت گرفته است. Fahad و همکاران (۲۰۰۰) با استفاده از تکنیک واحدهای جریان هیدرولیکی، تراوایی را از داده‌های نگارهای چاه‌پیمایی در یک مخزن ماسه سنگی تخمین زدند. Shedin و Reyadh (۲۰۰۲) تکنیک جدیدی برای توصیف مخازن کربناته با تعریف اعداد مشخص ارائه نمودند. آنها

فاصله ۱۰۰ کیلومتری ساحل جنوبی ایران قرار گرفته است. این میدان که اکتشاف آن در طرف قطری در سال ۱۳۵۰ با حفاری چاه Dome-1 توسط شرکت شل بنام میدان گنبدشمالی صورت گرفت. در ایران نیز در سال ۱۳۶۹ با حفر اولین چاه اکتشافی و براساس نتایج حاصل از لرزه نگاری، وجود گاز در این میدان مورد تأیید قرار گرفت. وسعت کل میدان $9/700 \text{ km}^2$ و بخش متعلق به ایران $3/700 \text{ km}^2$ می باشد (معادل ۳۸ درصد). میدان گازی پارس جنوبی حاوی گاز در سازندهای کنگان و دالان بوده و به چهار لایه اصلی K1, K2, K3 و K4 نامگذاری گردید. چهار لایه اصلی مخزن هر یک خود به زیر لایه‌هایی با خواص مخزنی متفاوت تقسیم می‌شود. جدول ذیل تقسیم‌بندی عمومی این لایه‌ها را نشان می‌دهد.

هدف از این مطالعه، ارزیابی ناهمگنی و واحدهای جریان هیدرولیکی سازندهای دالان و کنگان در میدان گازی پارس جنوبی در حوضه خلیج فارس ایران است. این سازندها بدلیل گسترش و نیز تغییرات ویژگی‌های مخزنی خود موجب توجه زمین‌شناسان در توصیف و شناخت بیشتر آن شده است. مطالعات قبلی (بعنوان مثال Insalaco et al., 2006; Tavakoliet al., 2010; Aliakbardoust and Rahimpour-Bonab, 2013; Dezfoolian et al., 2013; Rafiei et al., 2016) نیز بر موضوع پیچیدگی این میدان دلالت دارد. مطالعه حاضر در این راستا ارائه شده است.

زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

میدان گازی پارس جنوبی (شکل ۱) بزرگترین میدان گازی جهان است که بر روی خط مرزی مشترک ایران و قطر در خلیج فارس و در



Formation	Units	Reservoir layers	
		Subunits	Average Thickness(m)
Kangan	K1	KG1-1	33.4
		KG1-2	42.3
		KG1-3	36.5
	K2	KG2-1	16
		KG2-2	26.9
		UD3-1	31.4
Upper Dalan	K3	UD3-2	29.2
		UD3-3	14.4
		UD3-4	40.7
	K4	UD3-5	5.8
		UD4-1	13.3
		UD4-2	50.4
Lower Dalan	K4	UD4-3	28.7
		UD4-4	15.5
		UD4-5	44.1
		UD4-6	12.1
Nar Mbr.	Khuff	Nar Mbr.	---
Total thickness			479

شکل ۱- موقعیت نسبی میدان گازی پارس جنوبی (با تغییراتی از Insalaco et al., 2006) و ضخامت متوسط سازندهای مورد مطالعه.

Fig. 1. Schematic location of South Pars Gas Field (modified after Insalaco et al., 2006) and mean thickness of formations understudy.

روش مطالعه

روابط مورد استفاده

واحدهای جریان هیدرولیکی روشی برای طبقه بندی انواع سنگ ها نسبت به خواص جریان بر پایه پارامترهای زمین شناسی و فیزیک جریان در منافذ است. تئوری این روش ابتدا توسط آمیفل و همکاران و سپس توسط سایر محققین تعمیم یافت. این تکنیک بیشتر در تخمین تراوایی چاه های فاقد مغزه با استفاده از اطلاعات نگارهای چاه پیمایی بکار گرفته شد. راه های متداول تخمین تراوایی بر پایه روابط تجربی (Kozeny, 1927; Archie, 1942; Tixier, 1949; Wyllie and Rose, 1950; Pirson, 1963; Timur, 1968; Coats and Dumanoir, 1974; Coates, 1981; Draper, and Smith, 1981; Wendt et al., 1986; Dubrule, and Haldorsen, 1986; Chandra, 2008) و یا رگرسیون های لگاریتمی از نگارهای چاه پیمایی تخلخل (Wendt et al., 1981; Draper, and Smith, 1981; Wendt et al., 1981; Chandra, 2008) می باشد:

$$\ln K = a \cdot \Phi_e + b \quad (\text{رابطه ۱})$$

که در این رابطه a و b مقادیر ثابت، K میزان تراوایی و Φ تخلخل است. تئوری مربوط به تفکیک واحدهای جریان هیدرولیکی بر این فرض استوار است که منافذ را می توان به صورت دسته ای از لوله های موئین در نظر گرفت. در لوله های موئین مستقیم می توان استوانه ای را به شعاع r دارای سیالی با چگالی ρ ، با ویسکوزیته μ ، در سطح مقطع A ، به فاصله طولی مورد مطالعه Δs فرض نمود که سیال مربوطه با دبی Q ، جبهه پیرومتری ρgh ، اختلاف جبهه پیرومتری Δh ، و ثابت ثقلی g توصیف شود. با این داده ها و با ترکیب رابطه داری (۲) و رابطه هاگن- پویزیله (Poiseuille) (۳) می توان تراوایی را بدست آورد (Berg, 2014):

$$K = - \frac{Q \mu \Delta s}{A \rho g \Delta h} \quad (\text{رابطه ۲؛ داری})$$

$$Q = - \frac{\pi R^4 \rho g \nabla h}{8 \mu} \quad (\text{رابطه ۲؛ پویزیله})$$

$$K_s = \frac{1}{\pi R^2} \int_0^R \int_0^R K(r) 2\pi r dr ds = \frac{r^2}{8} \quad K = K_s \Phi_e \quad (\text{رابطه ۴})$$

از آنجا که تراوایی حاصل ضرب K_s (فاکتور تراوایی) در تخلخل مؤثر است (Berg, 2014)، با جایگزینی می توان نوشت:

$$K = \frac{r^2}{8} \Phi_e \quad (\text{رابطه ۵})$$

که در آن K تراوایی و Φ_e تخلخل مؤثر می باشند. رابطه ساده فوق بیانگر این است که تخلخل و تراوایی بستگی به هندسه فضای منافذ شامل اندازه منافذ و شکل منافذ دارد.

برای یک محیط متخلخل واقعی، Kozeny کوزنی (۱۹۲۷) و Carman (۱۹۳۷) دو پارامتر پیچیدگی (τ) و مساحت سطح واحد حجم دانه (S_{gv}) را در رابطه (۵) اعمال و رابطه زیر را ارائه نمودند:

$$K = \frac{\Phi_e^3}{(1 - \Phi_e)^2} \times \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \quad (\text{رابطه ۶})$$

که در آن F_s فاکتور شکل، K تراوایی بر حسب میکرومتر مربع و Φ_e به صورت کسری بیان می شود. گروه $F_s \tau^2$ به عنوان ثابت کوزنی شناخته شده و

عامل اصلی محدودیت کاربرد معادله فوق می باشد، زیرا مقادیر واقعی ثابت کوزنی معمولاً برای یک سنگ خاص ناشناخته بوده و لذا در محاسبات منظور نمی گردد. تکنیک واحدهای جریان هیدرولیکی، مشخصات اصلی زمین شناسی و هندسه فضای متخلخل و تقسیم بندی شاخص منطقه ای جریان (Flow Zone Indicator, FZI)، تغییرات ثابت کوزنی و عبارت S_{gv}^2 را در نظر می گیرد.

آمیفل و همکاران (۱۹۹۳) با تقسیم رابطه (۶) بر Φ_e تغییرات ثابت کوزنی را مورد مطالعه قرار داده، رابطه زیر را ارائه نمودند:

$$0.0314 \sqrt{\frac{K}{\Phi_e}} = \left[\frac{\Phi_e}{1 - \Phi_e} \right] \frac{1}{\sqrt{F_s \tau^2 S_{gv}^2}} \quad (\text{رابطه ۷})$$

ثابت 0.0314 جهت تبدیل میلی متر مربع به میلی داری است. با تعریف عبارت های شاخص منطقه ای جریان (FZI)، شاخص کیفیت مخزنی (RQI) و تخلخل نرمال شده (Φ_z) با توجه به روابط ۹ تا ۱۱، بصورت رابطه ۱۲ نتیجه خواهد شد:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau^2 S_{gv}^2}} \quad (\text{رابطه ۸})$$

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\Phi_e}} \quad (\text{رابطه ۹})$$

$$\Phi_z = \frac{\Phi_e}{1 - \Phi_e} \quad (\text{رابطه ۱۰})$$

$$RQI = \Phi_z \times FZI \quad (\text{رابطه ۱۱})$$

با انجام لگاریتم از طرفین معادله، خواهیم داشت:

$$\log RQI = \log \Phi_z + \log FZI \quad (\text{رابطه ۱۲})$$

در شرایط ایده آل، نمودار لگاریتمی RQI بر حسب Φ_z یک نمودار خطی خواهد بود. هر خط یک واحد جریان هیدرولیکی است. در تعیین واحدهای جریان هیدرولیکی از داده های مغزه (تخلخل و تراوایی) جهت محاسبه FZI، Φ_z و RQI استفاده می شود. تراوایی نقاط نمونه از یک واحد جریانی هیدرولیکی با مقادیر متوسط FZI و تخلخل مربوطه از رابطه ۱۳ بدست می آید (Svirsky et al., 2014):

$$K = 1014 FZI^2 \frac{\Phi_e^3}{(1 - \Phi_e)^2} \quad (\text{رابطه ۱۳})$$

مهم ترین روش برای ارزیابی دقیق تر و ساماندهی داده های یک سیستم، بیان میزان درجه ناهمگنی آن سیستم است. درجه ناهمگنی عبارت از عددی است که بتواند میزان غیر یکنواختی و متغیر بودن آن خاصیت را در مخزن مشخص نماید. درجه ناهمگنی برای خاصیتی که در کل ضخامت یک سازند یکنواخت و ثابت است، صفر در نظر گرفته می شود. مقدار درجه ناهمگنی با افزایش ناهمگنی افزایش یافته، بطوری که در حالت ناهمگنی کامل، مقدار آن، برابر یک خواهد بود. به بیان دیگر مقدار درجه ناهمگنی بین صفر (همگنی کامل) تا یک (ناهمگنی کامل) متغیر است. Lorenz (۱۹۰۵) بمنظور شناسایی پراکندگی میزان سلامت در جامعه آمریکا، نموداری آماری را بنا کرد که پس از آن در علوم دیگر استفاده گردید. Schmalz و Rahme (۱۹۵۰)، ثابت لورنز (ثابت L) را بمنظور ارزیابی میزان ناهمگنی در ضخامت مفید سازند، تعریف نمودند. ثابت L از مقدار

راست و در سیستم ناهمگن با افزایش میزان ناهمگنی تحذب حاصل می کند. بدین معنی که میزان انحراف از خط راست نشان دهنده درجه ناهمگنی است. ثابت لورنز یا ثابت L از رابطه زیر بدست می آید:

ناحیه زیر خط راست/ناحیه بین خط راست و منحنی محدب = L
 اگر مقدار L برابر صفر باشد، سیستم همگن و اگر یک باشد، ناهمگن است. در این مطالعه، مخزن در چاه Well # A و Well # B از نظر ناهمگنی مورد بررسی قرار گرفت. مساحت ناحیه زیر منحنی تا خط راست به ترتیب ۰/۴۲ و ۰/۴۳ است که ثابت لورنز در آنها به ترتیب برابر ۰/۸۴ و ۰/۸۶ می شود (شکل ۲).

صفر در سیستم همگن تا یک در سیستم ناهمگن تغییر می نماید (Schmalz and Rahme, 1950; Ahmad, 2001).

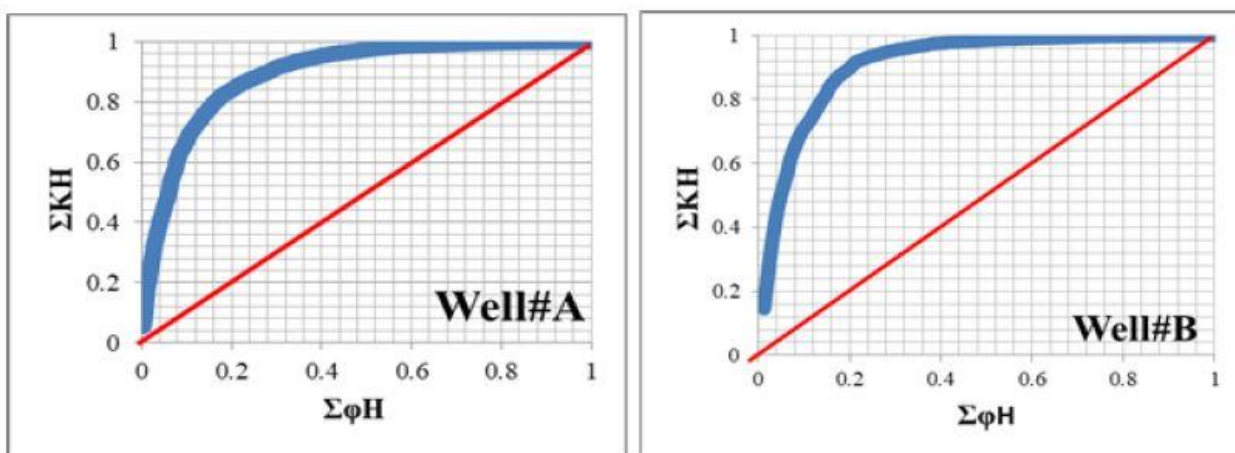
مراحل مختلف محاسبه ثابت L به شرح زیر است:

۱: مرتب نمودن مقادیر تراوایی بصورت نزولی.

۲: محاسبه ظرفیت تراوایی انباشتی ($\sum kh$) و ظرفیت حجمی انباشتی ($\sum \phi h$).

۳: بمنظور بیان مقادیر ظرفیت تراوایی انباشتی و ظرفیت حجمی انباشتی بصورت اعداد بین صفر و یک بایستی آنها را بر مقادیر مربوط به بیشترین تراوایی نرمال تقسیم نمود.

۴: ترسیم ظرفیت تراوایی انباشتی نرمال شده را بر حسب ظرفیت حجمی انباشتی نرمال شده. در یک سیستم کاملا همگن، بصورت خط



شکل ۲- نمایش ثابت L (ثابت لورنز) جهت نمایش ناهمگنی مخزن در دو چاه مورد مطالعه.

Fig. 2. Lorenz constant presentation to show the reservoir heterogeneity in wells under study.

مختلف نمودار، واحدهای جریان سیال یا (Hydraulic Flow)
 HFU (Unit) تعیین شدند (شکل ۳).

واحدهای جریانی بر اساس تغییر در شیب نمودار جدا شدند. قسمت‌های پر شیب با کیفیت مخزنی بالاتر و بخش‌های مسطح‌تر با کیفیت مخزنی پایین‌تر می‌باشند. بر این اساس تعداد سه واحد جریانی تعیین شد (شکل ۳). با استفاده از داده‌های مغزه و نمودارهای چاه پیمایی نیز سه واحد جریان بر اساس Log FZI بدست آمد (شکل ۴). در این نمودار محدوده‌های واحدهای جریانی بر اساس تغییرات Log FZI داده‌های مغزه بصورت زیر است:

HFU 1: $\text{Log FZI} < -0.568$

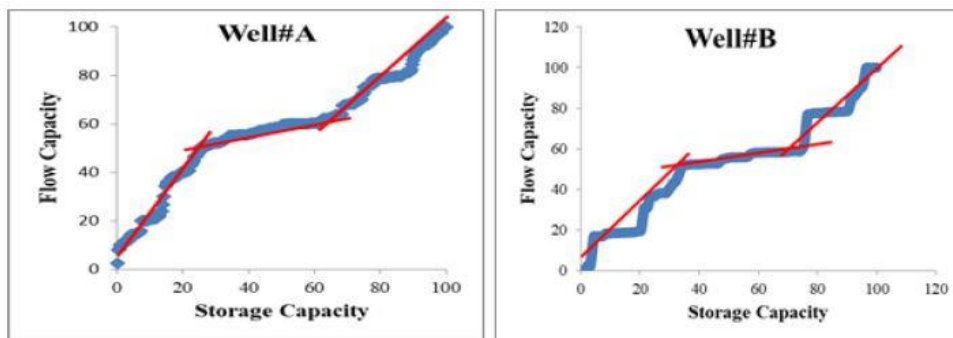
HFU 2: $-0.568 < \text{Log FZI} < 0.865$

HFU 3: $\text{Log FZI} > 0.865$

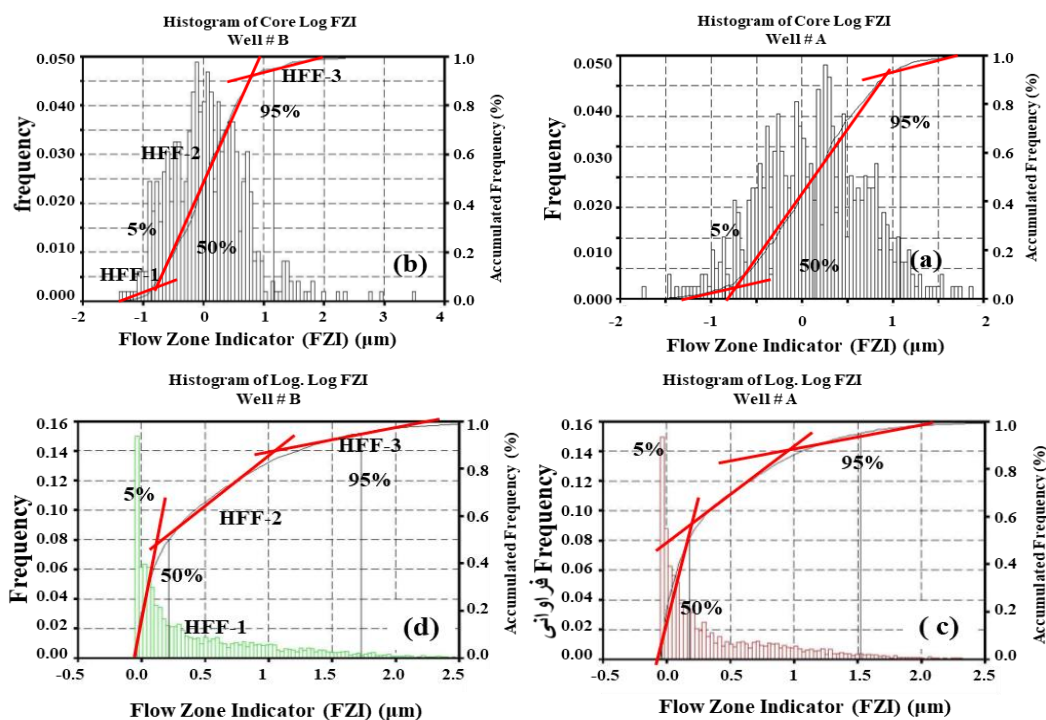
به منظور درک بهتر واحدهای جریانی، شاخص‌های آماری مهم مانند حداقل، حداکثر، انحراف از معیار، میانه و میانگین داده‌های هر یک از سه واحد جریان سیال به صورت کلی و نیز به طور جداگانه در چاه‌های مورد مطالعه آورده شده است (جدول ۱).

تعیین واحدهای جریانی با استفاده از نمودار لورنز

بهترین راه برای تعیین تعداد واحدهای جریانی در مخازن، استفاده از تکنیک نمودار اصلاح شده چینه‌نگاری لورنز است (Gunter et al., 1997). روش کار بدین صورت است که ابتدا تخلخل و تراوایی پیوسته در یک نظم چینه‌شناسی مرتب می‌شوند. سپس، حاصل ضرب تراوایی در اعماق مربوطه ($K \times h$) و تخلخل در اعماق مربوطه ($\Phi \times h$) محاسبه می‌شوند، مجموع تجمعی داده‌های حاصل ضرب تراوایی در عمق (ظرفیت جریان) و تخلخل در عمق (ظرفیت ذخیره)، محاسبه شده و سپس داده‌های حاصله به ۱۰۰ نرمال می‌گردد. با رسم نمودار در چاه‌های مورد مطالعه می‌توان ب خوبی در مورد تعدد واحدهای جریانی اظهار نظر نمود (شکل ۳). پس از ترسیم نمودار، بخش‌هایی با شیب‌های متفاوت، ظرفیت ذخیره و جریان متفاوتی را نشان می‌دهند. بخش‌های پر شیب نمودار، درصد ظرفیت جریان بیشتری نسبت به ظرفیت ذخیره داشته (Speed Zone) و بخش‌هایی با شیب کمتر و مسطح‌تر، ظرفیت ذخیره بالا و ظرفیت جریان کمی دارند (زون‌های بسته یا Zone Tight Zone or Baffle) (Chopra et al., 1989). در این مطالعه، پس از محاسبه ظرفیت ذخیره و ظرفیت جریان بر اساس اختلاف شیب در قسمت‌های



شکل ۳- واحدهای جریان تعیین شده بر اساس تغییرات شیب و نمودار لورنز در چاه های مورد مطالعه.
 Fig. 3. Determined flow units based on dip gradient and Lorenz plot in drilled wells understudy.



شکل ۴: نمودار شاخص منطقه‌ای جریان (Log FZI) بر اساس داده‌های (a-b) مغزه و (c-d) لاگ در چاه‌های مورد مطالعه.

Fig. 4. The plot of flow zone index log (Log FZI) based on data of: (a-b) Core, and (c-d) well logs in drilled wells understudy.

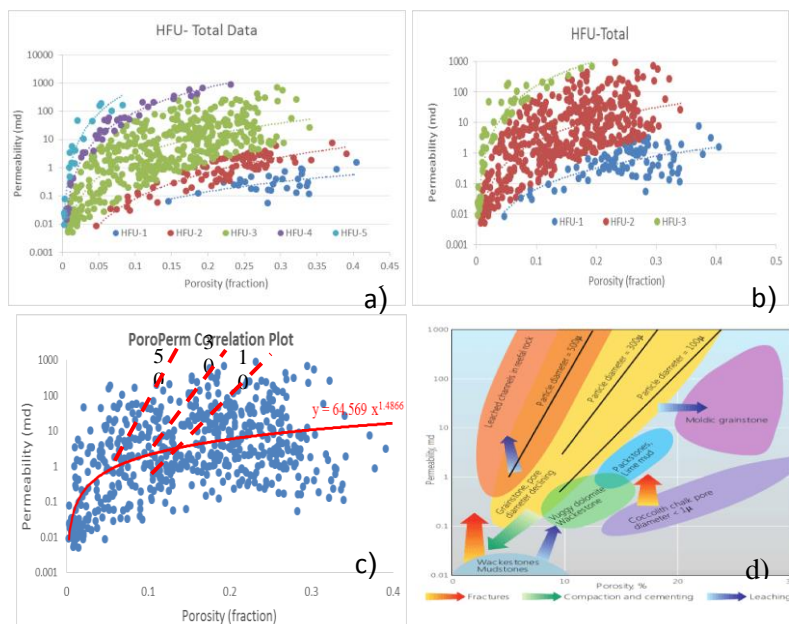
در چاه A است. در حالت تجمیع کلی داده‌ها، میزان تراوایی و تخلخل به ترتیب ۰/۸۶ میلی داری و ۲۵٪ در این واحد می‌باشد.
 HFU2 دارای کیفیت مخزنی پائین‌تری نسبت به واحد جریانی ۱ است. میانگین مقدار تراوایی برابر ۱۰/۵۰ میلی داری و تخلخل ۱۵ درصد در چاه B بترتیب ۳۵/۹۳ و ۱۴ در چاه شماره A است. در حالت کلی، میزان تراوایی و تخلخل در این واحد به ترتیب ۲۹/۸ میلی داری و ۱۴٪ در این واحد می‌باشد.
 HFU3 واحد جریانی سوم (در شکل ۳) با شیبی همانند واحد جریانی ۱ دارای میانگین مقدار تراوایی برابر ۶۷/۴۶ میلی داری و تخلخل ۱۰/۴ درصد در چاه B و بترتیب ۳۲/۰۳ میلی داری و ۳ درصد در چاه A است. در حالت تجمیع داده‌ها، میزان تراوایی و تخلخل به ترتیب ۶۰/۵ میلی داری و ۴٪ در این واحد می‌باشد.

لازم به ذکر است اگرچه با توجه به شیب تغییرات در ابتدا ۵ واحد جریانی تشخیص داده شد (شکل ۵-الف)، ولی بدلیل نزدیکی تغییرات و نیز حجم کم داده‌های واحد جریان مربوطه، این واحدها به سه واحد تقلیل داده شد (شکل ۵-ب). ویژگی‌های این سه واحد بطور مختصر آورده شده است.
 HFU1 دارای بیشترین شیب در شکل ۳ بوده، و لذا کیفیت مخزنی بالاتری دارد. بهترین نوع کیفیت مخزنی و سهم بهره‌برداری نیز مربوط به زون‌هایی است که دارای تمرکز بالای این واحد جریانی را دارند. جدول (۱) نشان می‌دهد که میانگین مقدار تراوایی برابر ۰/۷۹۹ میلی داری و تخلخل ۲۰/۷ درصد در چاه B و مقادیر ۱/۰۰۲ میلی داری و ۲۶ درصد

جدول ۱- پارامترهای آماری مهم واحدهای جریانی چاه‌های مورد مطالعه.

Table 1. Main statistical parameters of flow units in drilled wells under study.

Well No. A						
Statistical parameters					Reservoir parameters	Flow Units
Mean	Mode	Deviation	Maximum	Minimum		
0.26	0.263	0.072	0.404	0.047	Porosity × 0.01	HFU 1 LogFZI < -0.415
1.002	0.638	1.18	7.3	0.008	Permeability	
0.14	0.146	0.08	0.34	0.007	Porosity × 0.01	HFU 2 0.3 > LogFZI > -0.4
35.93	5.519	96.39	888.137	0.005	Permeability	
0.03	0.017	35.4	0.11	0.003	Porosity × 0.01	HFU 3 LogFZI > 0.3
32.03	3.396	56.44	200.54	0.018	Permeability	
Well No. B						
0.207	0.21	0.073	0.342	0.069	Porosity × 0.01	HFU 1 LogFZI < -0.568
0.799	0.39	0.947	4.48	0.033	Permeability	
0.15	0.13	0.074	0.315	0.019	Porosity × 0.01	HFU 2 0.975 > LogFZI > -0.568
10.50	1.64	18.45	89.47	0.013	Permeability	
0.104	0.054	0.10	0.249	0.002	Porosity × 0.01	HFU 3 LogFZI > 0.984
67.46	3.75	91.98	260.16	0.009	Permeability	
Data Sum						
0.25	0.259	0.07	0.4	0.047	Porosity × 0.01	HFU 1 LogFZI < -0.568
0.86	0.52	1.04	7.36	0.0085	Permeability	
0.14	0.149	0.079	0.34	0.007	Porosity × 0.01	HFU 2 -0.568 < LogFZI < 0.865
29.8	4.11	81.22	888.13	0.0051	Permeability	
0.04	0.026	0.045	0.19	0.0025	Porosity × 0.01	HFU 3 LogFZI > 0.865
60.5	3.98	130.36	673.73	0.0092	Permeability	

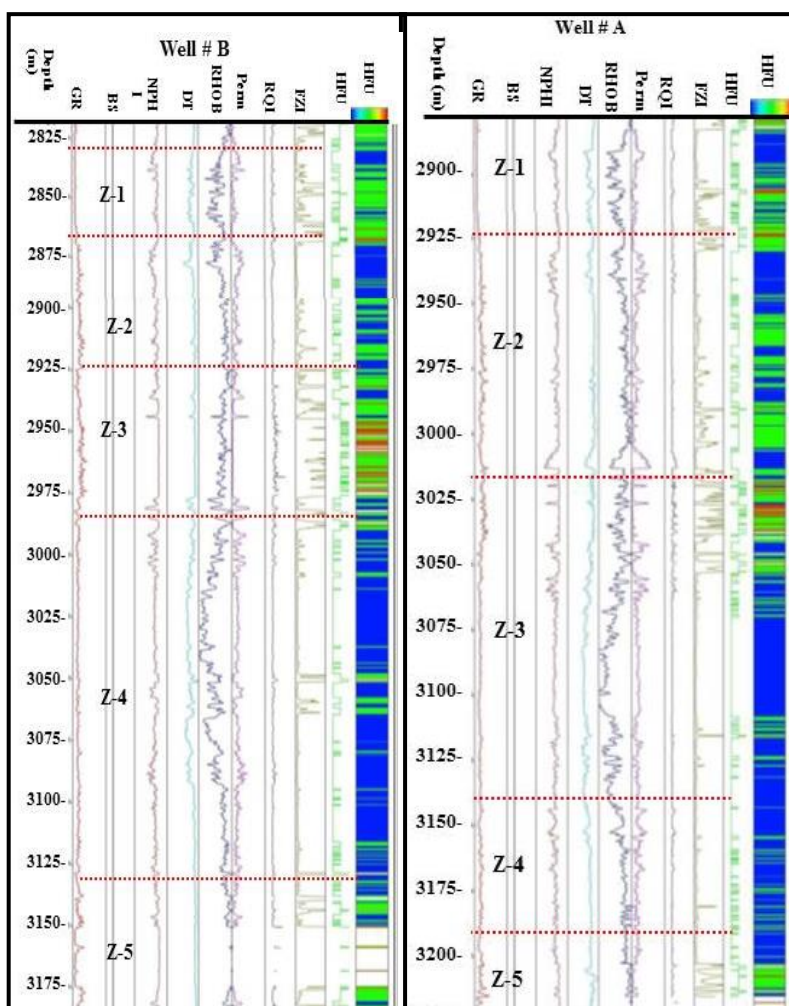


شکل ۵- واحدهای جریان هیدرولیکی HFU براساس LogFZI در حالت (a) ۵ واحد، (b) در حالت ۳ واحد؛ (c) نمودار تغییرات تخلخل و تراوایی نسبت به یکدیگر با توجه به محدوده اندازه دانه و (d) محدوده تاثیر فرایندهای دیازنزی و رخساره‌ای و تغییرات تخلخل و تراوایی (Sadeq and Wan Yusoff, 2015).

Fig. 5. Hydraulic flow units (HFU) based on Log FZI in different cases: (a) 5 units, (b) 3 units, (c) Poro-perm plot along with grain size fields, and (d) Effectiveness limits of diagenetic processes, facies and poro-perm variation (Sadeq and Wan Yusoff, 2015).

شکستگی بهترین کیفیت مخزنی را نیز داراست. ناهمگنی مخزنی در سازندهای مورد مطالعه در نقاط مختلف (چاه‌ها) متفاوت بوده و در مطالعات ذکر شده در این ناحیه نیز مؤید این تغییرات است. حتی در دو چاه مورد مطالعه نیز مشاهده می‌گردد که چاه A دارای ناهمگنی بسیار بیشتری نسبت به چاه B است و این موضوع در منحنی تغییرات و نیز ضخامت واحدها (در شکل ۶) منعکس است.

بنابراین با توجه به توصیف واحدها، تغییرات اندازه دانه‌ها در ویژگی‌های پتروفیزیکی سهیم بوده (شکل C5) و موجب شده دو پارامتر تراوایی و تخلخل در واحدهای جریان مخالف یکدیگر تغییر نمایند (Sadeq and Wan Yusoff, 2015; El-Sharawy and Nabawy, 2019). در این میان فرایندهای دیاژنزی نیز در ایجاد تغییرات نقش مهمی ایفا می‌نماید (Sadeq and Wan Yusoff, 2015). واحد ۱ اگرچه تراوایی کمتری دارد ولی بیشترین تخلخل را داراست. و در صورت دارا بودن



شکل ۶- واحدهای جریان هیدرولیکی براساس داده‌های چاه‌پیمایی برای چاه‌های A و B.
Fig. 6. Hydraulic flow units based on well logs data of wells-A and B.

زون‌های مخزنی

بررسی هر یک از زون‌ها بواسطه ناهمگنی شدید مخزن، تفاوت‌هایی را نشان می‌دهند که در اینجا مورد بررسی قرار می‌گیرد. زون ۱ فاصله عمقی ۲۸۸۰ تا ۲۹۳۰ در چاه A و از ۲۸۲۲ تا ۲۸۷۰ متری در چاه B را شامل می‌شود. در چاه A واحدهای جریان به صورت کاملاً پراکنده در کنار هم قرار گرفته‌اند. فراوانی جزئی بیشتر HFU3 نسبت به سایر واحدها در این بخش آشکار است. این بخش در چاه B به صورت عمده شامل HFU1 و HFU2 می‌باشد. و نوع HFU3 نسبت به چاه A

توزیع واحدهای جریان تعیین شده با کمک داده‌های موجود مغزه و نمودارهای چاه‌پیمایی (شکل ۶) برای مخزن کنگان-دالان در چاه‌های مورد مطالعه ارائه شده است. توزیع واحدهای جریان نشان‌دهنده ناهمگنی در مخزن و نیز در چاه‌های مختلف می‌باشد.

بحث

جهت انجام زون‌بندی مخزن، با توجه به مرزهای تغییرات ویژگی‌های پتروفیزیکی، تعداد ۵ زون برای هر چاه مشخص گردید. توزیع واحدهای جریان در زون‌های مختلف سازندهای مورد مطالعه در شکل ۶ نشان داده شده است.

۱- پهنه بالای جزر و مدی-رخساره Anhydrite layer with chicken wire fabric: CF1

۲- پهنه جزر و مدی-رخساره Laminated stromatolite boundstone often with laminoid fenestral fabric: CF3

۳-لاگون-رخساره Dolomitic/lime mudstone often with fenestral fabric and big anhydrite nodoule: CF2

Lime/dolomitic skeletal/peloid wackestone to Heavily packstone often with oncoids: CF4

۴-کمپلکس شول- رخساره Cross bedded medium-grained ooid grainstone/dolograinstone: CF5

Coarse-grained skeletal/intraclastic grainstone/dolograinstone with oncoids: CF6

۵- دریای باز - رخساره Open marine fossiliferous mudstone/dolomudstone with few special bioturbation (Zoophycos): CF10

فراوانی رخساره‌های تعیین شده در توالی مورد مطالعه در شکل ۷، برای سازندهای دالان و کنگان نشان داده شده است. رخساره Cross bedded medium-grained ooid grainstone/dolograinstone (فراوان-ترین رخساره شول) و رخساره Lime/dolomitic skeletal/peloid wackestone to packstone (فراوان‌ترین رخساره لاگون) در توالی مورد مطالعه می‌باشند.

بسیار کمتر است. بنابراین چاه B از کیفیت بهترین نسبت به چاه A برخوردار است.

زون ۲ بین اعماق ۲۹۳۰ تا ۳۰۲۵ و در چاه B زون ۱۳ بین اعماق ۲۸۷۰ تا ۲۹۲۵ متری قرار دارد. واحدهای جریان مشخص شده برای این بخش از چاه A از نوع HFU1 و HFU2 می‌باشند.

بیشتر نوع HFU1 که معرف کیفیت عالی است دیده می‌شود که نشانگر کیفیت خوب در این زون می‌باشد. در چاه B واحدهای جریان آن همانند چاه A بوده، معرف کیفیت خوب مخزنی است.

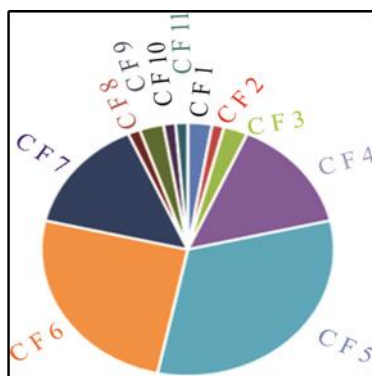
زون ۳ در چاه A از عمق ۳۰۲۵ تا عمق ۳۰۵۰ و در چاه B از ۲۹۲۵ تا ۲۹۸۵ متری می‌باشد. واحد جریان در این قسمت از نوع HFU2 و HFU3 است که نوع HFU1 نسبت به چاه دیگر بیشتر است. بنابراین کیفیت در چاه B بسیار پایین و کمتر از چاه A می‌باشد.

زون ۴ در چاه A بین اعماق ۳۰۲۵ تا ۳۲۰۰ و در چاه B از ۲۹۸۵ تا ۳۱۳۰ متری قرار گرفته است. این زون در چاه A به صورت عمده از نوع HFU1 و لذا کیفیت آن بسیار بالاست. تنها در قسمتی از بخش بالایی این زون، واحد جریانی HFU3 دیده می‌شود که با توجه به ضخامت زیاد این زون تأثیر چندانی ندارد. در چاه B نیز همانند چاه A است.

زون ۵ که آخرین زون نیز می‌باشد در چاه A بین اعماق ۳۲۰۰ تا ۳۲۵۰ و در چاه B از ۳۱۳۰ تا ۳۲۰۰ متری وجود دارد. واحد جریانی HFU2 در بخش‌های بالایی چاه A، و ظهور HFU3 در بخش‌های انتهایی موجب کاهش کیفیت شده است. در چاه B نیز به همین ترتیب بوده و کیفیت مخزنی متوسط می‌باشد.

رخساره های تعیین شده، کیفیت مخزنی و فرایندهای دیاژنزی مؤثر

بر اساس مطالعه پتروگرافی ۱۶۰۰ مقطع نازک از سازندهای کنگان و دالان بالایی، ۱۲ رخساره رسوبی تعیین شدند:



شکل ۷- فراوانی رخساره‌ها در سازندهای دالان و کنگان در چاه‌های مطالعاتی.

Fig.7. Facies frequencies in the Dalan and Kangan formations in drilled wells under study.

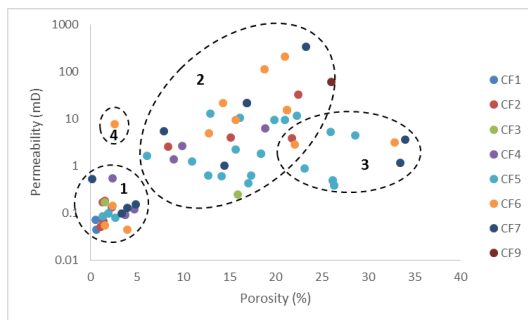
رخساره شول) می‌باشد. به نظرمی‌رسد در زمان رسوب گذاری دالان محیط شول گسترش بیشتری و لاگون نیز محدودتر از سازند کنگان بوده است.

- محدوده ۱: رخساره‌هایی با تخلخل کمتر از ۵ درصد (عمدتاً کمتر از ۲ درصد). تراوایی در این محدوده کمتر از ۰/۱ میلی داری بوده، و در واقع دارای کمترین کیفیت مخزنی است.

فراوانی رخساره‌ها در سازند دالان و کنگان متفاوت است. در سازند دالان فراوان‌ترین رخساره‌ها شامل رخساره‌ها و وئید گرینستون (فراوان‌ترین رخساره‌های تعیین شده از نظر کیفیت مخزنی به چهارمحدوده با مرز تدریجی و دارای هم‌پوشانی، قابل تقسیم است (شکل ۸).

- محدوده ۴: در این محدوده رخساره‌هایی با مقادیر تخلخل کمتر از ۵ درصد و تراوایی حدود ۱۰ میلی داری است.

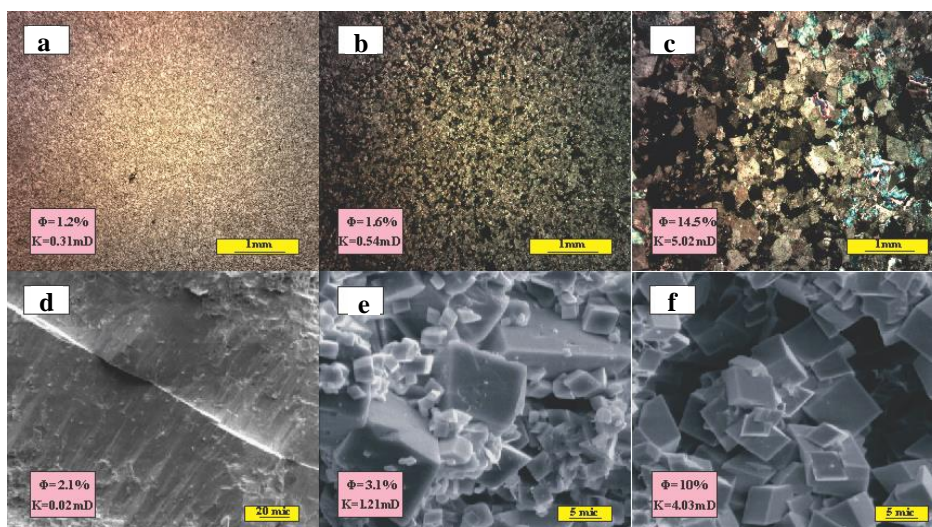
- محدوده ۲: رخساره‌های این محدوده طیف وسیعی از تخلخل و تراوایی (تا مقادیر کمتر از ۱ داری) را نشان می‌دهند. معمولاً رخساره‌های موجود، رابطه مستقیمی بین تخلخل و تراوایی را نشان می‌دهند.
- محدوده ۳: در رخساره‌های دانه غالب دیده می‌شود. تخلخل در این رخساره از حدود ۲۰ تا حدود ۳۵ درصد می‌باشد. تراوایی نیز در این محدوده از حدود ۱ تا حدود ۱۰ میلی داری است.



شکل ۸- نمودار تخلخل - تراوایی برای رخساره های غالب و محدوده قرارگیری آنها. نوع رخساره ها در راهنما بیان شده است.
Fig.8. Porosity-permeability plot of dominated facies and their locations. Facies type was given in the legend.

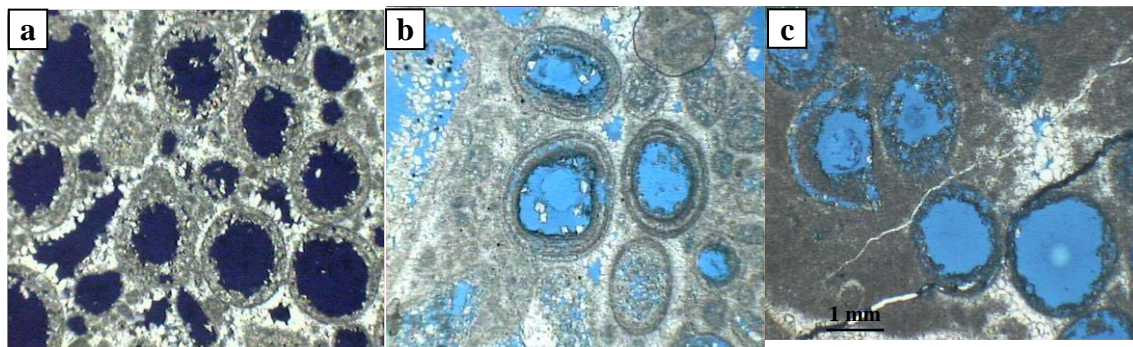
دولومیتی شدن و شکستگی از عوامل اصلی افزایش کیفیت مخزنی در رخساره‌های گل غالب است.

رخساره‌های دانه غالب یا گل غالب در محیط‌های مختلف توسط فرآیندهای مختلفی کنترل می‌شوند. رخساره‌های گل غالب با کمترین کیفیت مخزنی معمولاً متحمل دولومیتی شدن شدید شده‌اند (شکل ۹).



شکل ۹- تصاویر مقاطع نازک (با نور پلاریزان) و میکروسکپ الکترونی از رخساره‌های گل غالب: (a و d) رخساره مادستون با کیفیت مخزنی پایین؛ (b و e) دولومیتی شدن رخساره گل غالب محیط لاگون که در جریان دولومیتی شدن شدید قرار گرفته، و بنظر می‌رسد بلورهای در دو مرحله رشد کرده و موجب کاهش تخلخل و در نتیجه کاهش تراوایی شده‌اند؛ (c و f) دولومیتی شدن رخساره گل غالب در موقعیت دور از لاگون. بلورهای درشت و شکل دار موجب افزایش تخلخل و تراوایی شده است. مقادیر عددی نیز افزایش تخلخل و تراوایی و عبارت دیگر کیفیت مخزنی در این رخساره را نشان می‌دهند.

Fig.9. Thin sections micro and SEM photographs of mud supported facies; (a and d) Mudstone facies with low reservoir quality. (b and e) Dolomitization. Mud supported facies suffered an intense dolomitization and dolomite crystals seems to form in two stages which decrease porosity and permeability, (c and f) Mud supported facies of far from lagoon sites. Coarse and auto morph crystals increase porosity and permeability. Measurements values are also indicating an increasing in porosity and permeability and so the reservoir quality improvement in these facies.

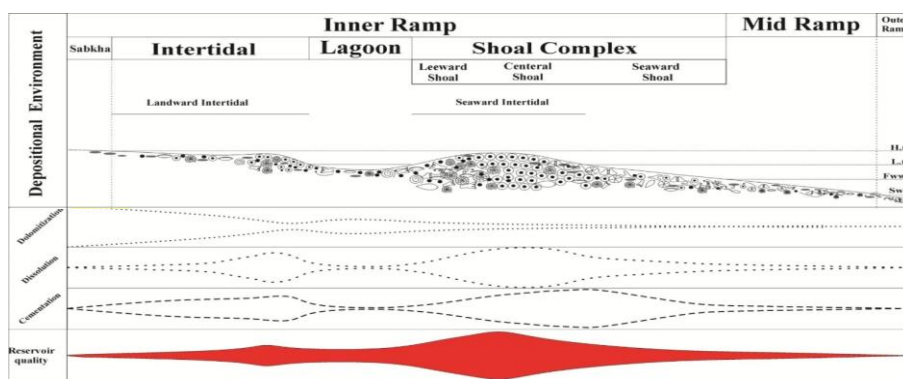


شکل ۱۰- تصاویر میکروسکوپی از رخساره دانه تکیه گاهی با تخلخل درون دانه‌ای و بین دانه‌ای (a و b) سیمان حاشیه‌ای دولومیتی شده، (c) رخساره دانه غالب دارای شکستگی. اگرچه سیمان حاشیه‌ای موجب کاهش تراوایی می‌گردد ولی دولومیتی شدن آن موجب بهبود تراوایی می‌گردد. وجود تخلخل درون دانه‌ای و بین دانه‌ای همراه با جورشدگی خوب دانه‌ها موجب افزایش کیفیت مخزنی در رخساره‌های شول (ائید گرین استون) شده است.

Fig. 10. Selected microphotographs of grain supported facies with inter and intra granular porosity. (a-b) Dolomitized circumgranular cement, (c) Facies with fracture. The permeability potential however decreases by cement process but dolomitization improve it. Intra and inter granular porosity along with well sorting increase the reservoir quality in shoal facies (ooid grainstone).

در برخی موارد انحلال و دولومیتی شدن سیمان حاشیه‌ای و یا ایجاد شکستگی در این رخساره‌ها، باعث افزایش تراوایی شده است (شکل ۱۰c). نقش مهم‌ترین فرایندهای دیاژنزی و میزان تأثیر آنها با توجه به موقعیت محیط رسوبی پیشنهادی سازندهای مورد مطالعه در شکل ۱۱ ارائه شده است.

رخساره‌های دانه‌غالبی که کمترین کیفیت مخزنی را دارند، میزان بالای سیمان حاشیه‌ای در آنها وجود دارد که بموجب آن از میزان تخلخل مؤثر کاسته می‌شود (شکل ۱۰a و b). بعبارت دیگر این رخساره‌ها دارای تخلخل بالا ولی تراوایی کمی هستند و حفرات قالبی در آنها محصور شده است.



شکل ۱۱- پراکندگی مهم‌ترین فرایندهای دیاژنزی کنترل کننده کیفیت مخزنی در مدل محیط رسوبی پیشنهادی.

Fig. 11. The distribution of main diagenetic processes controlling the reservoir quality in proposed sedimentary environment model.

که در این میان رخساره‌های لاگون و شول (CF4, CF5, CF6, CF7) بخش عمده را تشکیل می‌دهند. رخساره‌های دانه‌غالب و گل‌غالب تغییرات زیادی را در خصوص تخلخل و تراوایی نشان می‌دهند که نتیجه تأثیر فرایندهای دیاژنزی و در مواردی تنش‌های وارده است. مهم‌ترین عامل کنترل کننده کیفیت مخزنی در رخساره‌ها، فرایند دولومیتی شدن می‌باشد.

براساس نوع و توزیع واحدهای جریان هیدرولیکی آشکار گردید که در هر دو چاه مورد مطالعه، زون ۴ بهترین کیفیت مخزنی را دارد. نتایج مطالعه نشان داد که مخزن بسیار ناهمگن بوده، پیش‌بینی رفتار مخزنی در نقاط مختلف آن همراه با ریسک بالاست.

نتیجه‌گیری

مطالعه کنونی نشان داد که مخزن کنگان-دالان دارای درجه ناهمگنی بالایی است و ثابت لورنز در چاه‌های مطالعاتی برابر ۰/۸۴ و ۰/۸۶ می‌باشد. سه واحد جریانی بر اساس داده‌های مغزه و نمودارهای چاه پیمایی شناسایی گردید. واحد جریانی یک و سه دارای کیفیت مخزنی بالا است. مقایسه پارامترهای تخلخل و تراوایی در سه واحد جریانی شناسایی شده در دو چاه مورد مطالعه نشان داد که میانگین مقادیر تخلخل بترتیب برابر ۲۱-۲۰/۷، ۱۴-۱۵، ۳-۱۰/۴٪، و میانگین مقادیر تراوایی به ترتیب ۱۰/۰۲-۰/۷۹۹، ۰/۳۵-۱۰/۵۰، و ۶۷/۴۷-۴۲/۰۳ میلی داریسی تغییر می‌نماید. بررسی مقاطع نازک میکروسکوپی ۱۲ رخساره را نشان می‌دهد

تشکر و قدردانی

آزاد واحد علوم و تحقیقات تهران و نیز سایر افرادی که ما را در بهبود کیفیت ارتقا این مقاله یاری نمودند بویژه داوران محترم مقاله کمال تشکر را نمایند.

مؤلفین بر خود لازم می‌دانند از همکاری بخش پژوهشی و زمین شناسی شرکت ملی نفت و گاز پارس در به اختیار گذاشتن داده‌ها و نیز زحمات کلیه همکاران و مسئولان پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز و دانشگاه

منابع

- Ahmad, T., 2001. Reservoir Engineering Handbook, 2nd Edition, Gulf Professional Publishing: 1185P.
- Aliakbardoust, E., Rahimpour-Bonab, H., 2013. Integration of rock typing methods for carbonate reservoir characterization. Journal of Geophysics Engineering 10, 11p.
- Alpay, O. A., 1972. A practical approach to defining reservoir heterogeneity. Journal of Petroleum Technology 24, 841–848.
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.J., Keelan, D.K., 1993. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (Flow) units and predict permeability in uncored intervals/ wells, Paper SPE 26436 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Houston, Texas, 3-6 October, 1993.
- Archie, G.E., 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Journal of Petroleum Technology 5, 54–62.
- Berg, C.F., 2014. Permeability description by characteristic length, tortuosity, constriction and porosity. Transport in Porous Media 103 (3), 381-400.
- Carman P.C., 1937. Fluid flow through granular beds. Transactions of the Institution of Chemical Engineers 15, 150-166.
- Chandra, T., 2008. Permeability estimation using flow zone indicator from well log data, 7th International Conference and Exposition on Petroleum Geophysics, Hyderabad, India, P-140, 7p.
- Chopra, A. K., M. H. Stein, Ader, J.C., 1989. Development of Reservoir Descriptions to Aid in Design of EOR Projects: SPE Reservoir Engineering 4, 143-150.
- Coates, D. F., 1981. Rock Mechanics principles. Monograph 874. Energy, Mines, and Resources, Canada.
- Coats, G.R., Dumanoir, J.L., 1974. A New Approach to Improved Log-Derived Permeability. The Log Analyst (January-February), 17p.
- Dezfoolian, M.A., Riahi, M.A., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., 2013. Conversion of 3D seismic attributes to reservoir hydraulic flow units using a neural network approach: An example from the Kangan and Dalan carbonate reservoirs, the world's largest non-associated gas reservoirs, near the Persian Gulf. Earth Sciences Research Journal 17(2), 75-85.
- Draper, N.R., Smith, H., 1981. Applied Regression Analysis, Wiley, 709p.
- Dubrule, O., Haldorsen, H.H., 1986. Geostatistics for permeability estimation. In: Lake, L.W. and Carroll, B.J.R., (eds), Reservoir characterization, Academic Press, New York, 223-247.
- El Sharawy, M.S., Nabawy, B.S., 2019. Integration of electrofacies and hydraulic flow units to delineate reservoir quality in uncored reservoirs: A case study, Nubia sandstone reservoir, Gulf of Suez, Egypt. Natural Resources Research 1-22, <https://doi.org/10.1007/s11053-018-9447-7>.
- Fahad, A., Al-Agmi, S., Holditch A., 2000. Permeability estimation using hydraulic flow units in a Central Arabia Reservoir. SPE 63254, 787-799.
- Gunter, G. W., Finneran, J.M., Hartmann, D.J., Miller, J. D., 1997. Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas.
- Hatampour, A., Freez, J.G., Soleimanpour, I., 2014. Prediction of flow units in heterogeneous carbonate reservoirs using intelligently derived formula: Case study in an Iranian reservoir. Arabian Journal of Sciences Engineering 39 (7), 5459–5473.
- Insalaco, E., Virgone, A., Courme, B., Gaillot, J., Kamali, M., Moallemi, A., Lotfpour, M., Monibi, S., 2006. Upper Dalan Member and Kangan Formation between the Zagros Mountains and offshore Fars, Iran: depositional system, biostratigraphy and stratigraphic architecture. GeoArabia, 11, 75–176.
- Kozeny J., 1927. Uber kapillare leitung des wassers im boden, Stiuzugsberichte. Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class1, 136, 271-306.
- Lian, P., Ma, G., Ji, B., Duan, T., Tan, X., 2017. Numerical simulation modeling of carbonate reservoir based on rock type. Journal of Engineering 17, 1-10.

- Mahjour, S.K., Ghasem Al-Askari, M.K., Masihi, M., 2016. Flow-units verification, using statistical zonation and application of stratigraphic modified Lorenz plot in Tabnak gas field. *Egyptian Journal of Petroleum* 25 (2), 215-220.
- Pirson, S.J., 1963. *Handbook of Well Log Analysis*. Englewood Cliffs, N.J., Prentice-Hall, Inc., p. 309.
- Prasad, M., 2003. Velocity – permeability relation within hydraulic units. *Geophysics* 68, 108-117.
- Rafiei, M., Rahimpour-Bonab, H., Tavakoli, V., Khorasani, E., 2016. Quantifying sedimentary and diagenetic controls on fracturing: an application in rock engineering systems. *Journal of Geophysics and Engineering* 13(6), 928-940 .
- Sadeq, Q.M., Wan Yusoff, W.I.B., 2015. Porosity and permeability analysis from well logs and core in fracture, vuggy and intercrystalline carbonate reservoirs. *Journal of Aquaculture Research and Development* 6 (10).
- Schmalz, J.P., Rahme, H. D., 1950. The variation of waterflood performance with variation in permeability profile. *Producers Monthly* 15 (9), 9-12.
- Shedid, A.S., Reyadh, A.A., 2002. A new approach of reservoir description of carbonate reservoirs. *SPE* 74344, 1-10.
- Svirsky, D., Ryazanov, A., Pankov, M., Posysoev, A., 2004. Hydraulic flow units resolve reservoir description challenges in a Siberian oil field. *SPE* 87056, 1-15.
- Tavakoli, V., Rahimpour-Bonab, H., Esrafil-Dizaji, B., 2010. Diagenetic controlled reservoir quality of South Pars gas field, an integrated approach. *Comptes Rendus Geoscience* 343, 55-71.
- Timur, A., 1968. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationship for sandstone reservoirs. *The Log Analyst* 9 (4), (July-August), 8p.
- Tixier, M.P., 1949. Evaluation of permeability from electric-log resistivity gradients. *Oil & Gas Journal*, 113p.
- Wendt, W.A., Sakurai, S., Nelson, P.H., 1986. Permeability prediction from well logs using multiple regression, in Lake, L.W., Carroll, H.B., (eds), *Reservoir Characterization*, Academic Press, New York.
- Wyllie, M.R.J., Rose, W.D., 1950. Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rock from electric log data. *Journal of Petroleum Technology* 2(4), 105-118.

